

IHR BWE BETREIBER BRIEF



Bundesverband WindEnergie

Fachwissen
für BWE-
Mitglieder

AUSGABE
1/2023

Werden Sie Ihr eigener Experte

windindustrie-in-deutschland.de

Lesen Sie kostenlose Fachartikel,
aktuelle Studien und Unternehmensmeldungen,
Veranstaltungstermine u.v.m

Inhalt

- | | | | |
|----|--|------------------------------------|---|
| 4 | Grußworte an die Betreiber | 52 | Mehrwert aufzeigen: Gelungene Projektkommunikation am Repowering-Standort Spiesheim |
| 8 | Abschöpfung von Überschusserlösen | 57 | Für den Fall der Fälle: Das Notfallinformationssystem |
| 16 | 30 % weniger Erlösabschöpfung dank stundenscharfer Abrechnung | 66 | Condition Monitoring 4.0 |
| 25 | Bürgerenergiegesellschaften – Stärkung der lokalen Akzeptanz und Wertschöpfung | 69 | Hightechrotorblätter im Test |
| 30 | BVerwG-Entscheidung: Wirkung der Bekanntmachung im vereinfachten Genehmigungsverfahren | 73 | Fristen, Pflichten, Meldungen – Was steht an? |
| 34 | Isolierte Positivplanung – vom Exoten zum Schnellstarter? | Kontakte: Ihre Partner rund um ... | |
| 40 | Zielabweichungsverfahren – Erleichterungen für Projektierer:innen geplant | 19 | Weiterbetrieb |
| 46 | Grenzen für Abschaltzeiten für den Artenschutz | 43 | Ihren Windpark |
| | | 62 | Betrieb und Service |

BETREIBER BRIEF

Spezialausgabe
Photovoltaik:
Mai & September
2023

Interesse an der Ausgabe?
Jetzt auf www.betreiberbrief.de registrieren!

Interesse an einer Anzeigenbuchung?
Schreiben Sie an k.barkeling@wind-energie.de



Neues aus Berlin

Im politischen Berlin bleibt die Schlagkraft, mit der die Bundesregierung den gesetzlichen Rahmen für eine forcierte Energiewende ausgestaltet, hoch. Zu Beginn des Jahres stand zunächst die nationale Umsetzung der EU-Notfallverordnung, die für Repowering eine Beschleunigung erreichen soll und bei neuen Projekten in festgelegten Vorranggebieten die zusätzlichen Umweltprüfungen abschafft, auf der Tagesordnung. Im März werden dazu Beschlüsse getroffen. Gleichzeitig kündigt sich eine Solar- und Windstrategie an, die Tempo bei Genehmigungen und Zubau schaffen soll. Dazu finden schon im März ein Photovoltaik-Gipfel und ein Windgipfel statt. Parallel befassen sich sowohl BMWK als auch Bundeskanzleramt mit den Voraussetzungen für eine Produktionshochlauf der Erneuerbaren Technologien. Der BWE ist hier überall eingebunden und arbeitet mit.

Gleichzeitig sehen wir, dass die bisherigen gesetzlichen Änderungen noch nicht richtig wirken. Die Bundesregierung muss die Länder und die Genehmigungsbehörden in der Anwendung der neuen Instrumente unterstützen und durch Anwendungserlasse begleiten. Die erste Ausschreibung der Windenergie an Land am 1. Februar war erneut deutlich unterzeichnet. Die Zahl der Genehmigungen bleibt hinter den Notwendigkeiten zurück. In den Ländern Baden-Württemberg, Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz, Sachsen und dem Saarland gab es bis Ende Februar nicht eine neue Genehmigung. Dies ist energie- und industriepolitisch nicht länger hinnehmbar. Wir machen deshalb weiter Druck.

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
Bundesverband WindEnergie e. V.



Mehr zum Thema in der „Anwendungshilfe zur EU-Notfallverordnung“



BWE-Förderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel



Liebe BWE-Betreiberinnen und BWE-Betreiber,

wenn Sie so an Ihre alltäglichen Betreiberaufgaben denken, werden Sie gegebenenfalls das Gefühl nicht los, auch im neuen Jahr habe sich nichts geändert. So ganz verdrießlich ist die Lage dann aber womöglich doch nicht.

Sie halten den ersten BetreiberBrief des neuen Jahres in Händen, der einmal mehr mit interessanten Informationen aus den verschiedensten Bereichen des Windenergiemarktes aufwartet. Vielleicht starten Sie mit dem Beitrag zum Condition Monitoring 4.0? Noch ein wenig Zukunftsmusik, aber allein durch die Verknüpfung verschiedener Daten für ein Ereignis lässt sich ein deutlicher Erkenntnisgewinn erzielen. Automatisiert können so qualitativ „bessere“ Alarmer generiert und damit die Fehlersuche sowie Stillstandzeiten verkürzt werden – die künstliche Intelligenz (KI) klopft an die Tür. Wenn beispielsweise der Anstieg der Getriebeöltemperatur mit den Daten weiterer Sensoren und dem Zeithorizont verknüpft wird, kann die Fehlersuche sehr gezielt erfolgen.



BWE-Übersicht der relevanten Gesetzesänderungen 2022/23

Oder interessieren Sie sich für Bürgerenergiegesellschaften? Diese werden vom EEG 2023 neu definiert und erhalten für die Windenergie an Land eine zusätzliche Förderung ab dem 01.01.2023. Eine weiteres Thema sind Grenzen für genehmigungsbedingte Abschaltzeiten. Eine WEA genehmigen, dann aber mit artenschutzrechtlichen Abschaltmaßnahmen gleich wieder für mehrere Monate abzuschalten, dürfte nach dem neuen Bundesnaturschutzgesetz nicht mehr möglich sein. Fast zu schön, um wahr zu sein ...

Gesetzeskunde ist nicht erst seit gestern für Betreiber von Windenergieanlagen wichtig, das zeigen auch weitere Beiträge zur rechtlichen Stellung des vereinfachten Verfahrens in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, zum Strompreisbremsegesetz (Achtung Abschöpfung!) oder zum Zielabweichungsverfahren nach dem Raumordnungsgesetz.

Ein Beitrag führt Sie zum DLR in Krummendeich in den Forschungspark WiValdi. Hier geht es um Rotorblätter, die leiser, langlebiger und noch effizienter werden sollen. Interessant für jeden Betreiber ist auch der Artikel zum Notfallinformationssystem WEA-NIS. Niemand wünscht sich einen Notfall – und schon gar nicht an der eigenen Windenergieanlage. Wenn er aber doch einmal eintritt, kann man über die Existenz des WEA-NIS nur froh sein, und demzufolge lässt sich die geplante Ausweitung des Systems zum DE-NIS ebenfalls zu den guten Nachrichten einordnen. Übrigens, nehmen Sie mit Ihrer WEA oder Ihrem Windpark am WEA-NIS teil?

Es gibt sie also doch, die guten Nachrichten und Informationen. Anfang Februar führte Robert Habeck beim BEE-Energiedialog den schönen Begriff Kühnheit in die Diskussion ein. Seien wir doch so kühn und gehen von einem guten Jahr mit den richtigen Weichenstellungen für die Windenergie aus!

Gerald Riedel

Vorsitzender des Betriebsführerbeirates
im Bundesverband WindEnergie e. V.



Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2022



Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland im Jahr 2022



Abschöpfung von Überschusserlösen

Die im Strompreisbremsegesetz vorgesehenen anlagenspezifischen Abschöpfungsbeträge, Dokumentationsanforderungen und fristgebundenen Meldepflichten werfen Fragen auf und verlangen von Anlagenbetreibern eine frühzeitige Befassung mit dem Thema. Dieser Beitrag beleuchtet den Anwendungsbereich und die Regelungskonzepte des Strompreisbremsegesetzes zur Bestimmung von Überschusserlösen.

1. Zweck und Anwendungsbereich

Das Strompreisbremsegesetz (StromPBG) zielt darauf ab, die Kosten des Strombezugs für Letztverbraucher zu begrenzen. Zur (Mit-)Finanzierung dieser sogenannten Strompreisbremse wird parallel eine Erlösabschöp-

fung nach dem StromPBG neu eingeführt. **Abgeschöpft werden 90 % der sogenannten Überschusserlöse von Betreibern bestimmter Stromerzeugungsanlagen. Diese sind an die Anschlussnetzbetreiber abzuführen und werden letztlich an die Letztverbraucher verteilt.** Das Konzept beruht auf der EU-Verordnung „über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise“.

Die Erlösabschöpfung gilt aktuell für Strommengen, die in der Zeit vom 1. Dezember 2022 bis zum 30. Juni 2023 erzeugt und eingespeist werden. Eine Verlängerung bis zum 30. April 2024 ist ohne eine Änderung des Gesetzes auf dem Verordnungswege möglich.

Sogenannte Überschusserlöse aus dem Betrieb von Windenergieanlagen fallen – anders als etwa Erlöse aus dem Betrieb von Gaskraftwerken – in den Anwendungsbereich der Erlösabschöpfung.

Dabei fallen jedoch nicht alle Windenergieanlagen in den Anwendungsbereich der Erlösabschöpfung. Ausgenommen sind Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW. Allerdings sind bei der Ermittlung der Anlagengröße die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nach dem EEG heranzuziehen, so dass auch Einzelanlagen, die für sich eine geringere Leistung aufweisen, in den Anwendungsbereich fallen können. Eine Erlösabschöpfung erfolgt weiterhin nicht für Strom, der ohne Netzdurchleitung geliefert und verbraucht wird. Das betrifft On-Site-Versorgungskonzepten, wobei die Ausnahme hier strommengenspezifisch ist und



Mehr Informationen in der BEE-Handreichung zur Stromerlösabschöpfung

Einfach besser als Excel!

Behalten Sie den Überblick!
Kontakte, Verträge, Genehmigungen, Fristen, Flurstücke, Prozesse ... Daten skejlo verbindet und strukturiert zu einem Ganzen.

skejlo

www.skejlo.de
software for renewables

für in das Netz eingespeisten Strom eine Erlösabschöpfung erfolgt. Erlöse von Anlagen, die die gesetzliche Einspeisevergütung nach dem EEG in Anspruch nehmen, sind ebenfalls nicht Gegenstand der Erlösabschöpfung.

2. Grundlagen und Ausgangspunkt der Erlösabschöpfung

Der deutsche Gesetzgeber hat technologiespezifische Erlösobergrenzen festgelegt. Für erneuerbare Energien wird die Erlösobergrenze in der Regel sogar anlagenspezifisch anhand des anzulegenden Werts bestimmt. Folge dieser Entscheidungen ist die Notwendigkeit, anlagenspezifischer Abrechnungen, Meldungen, Zahlungen und entsprechender Prüfungen durch die Netzbetreiber.

Erlöse oberhalb der jeweiligen Erlösobergrenze müssen im Grundsatz zu 90 % an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber abgeführt werden. Die verbleibenden 10 % stehen dem Anlagenbetreiber zu.

Die Begriffe Erlös und Abschöpfung legen nahe, dass zunächst Erlöse realisiert werden müssen, die dann abgeschöpft werden können. Anders aber das Regelungskonzept des Gesetzgebers: Ausgangspunkt der Erlösabschöpfung ist ein hypothetischer Erlös, der nach Ansicht des Gesetzgebers bei einer Direktvermarktung erwirtschaftet werden könnte. Lediglich in Grenzen wird die Möglichkeit eingeräumt, Überschusserlöse auf Basis der tatsächlichen Erlöse zu berechnen.

Alle Vermarktungs-Dienstleistungen aus einer Hand

Für Anlagenbetreiber von Wind- oder Photovoltaikanlagen bieten wir massgeschneiderte Lösungen.

Kontaktieren Sie uns unter ppa@bkw.ch oder +41 58 477 62 66

Für mehr Infos:
www.bkw.ch/ppa_de

Die europaweite Expertin für Power Purchase Agreements



3. Methoden zur Bestimmung von Überschusserlösen

a) Szenario 1 hypothetische Spotmarktaberschöpfung

Als Grundfall sieht das StromPBG vor, dass Überschusserlöse unwiderleglich vermutet werden, wenn der jeweilig Monatsmarktwert (MW) über dem anzulegenden Wert zuzüglich Zuschlägen liegt. Zum anzulegenden Wert werden in der Regel 3 ct/kWh und 6 % des MW als Sicherheitszuschlag hinzugerechnet.¹ Bestimmt werden Überschusserlöse auf Basis der eingespeisten Strommenge, korrigiert um Ausfallmengen in Folge von Redispatch-Maßnahmen (relevante Strommenge).

Im Grundfall lässt sich der Überschusserlös also näherungsweise nach der folgenden Formel bestimmen:

$$\text{Überschusserlös} = \{(\text{MW} * \text{relevante Strommenge}) - [(\text{anzulegender Wert} + 3 \text{ ct/kWh} + 6 \% \text{ des MW}) * \text{relevante Strommenge}]\} * 0,9$$

Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die Anlagen im Wege der Direktvermarktung unter Auskehr des MW abzüglich eines Vermarktungsentgeltes vermarktet werden.

b) Szenario 2 Abschöpfung auf Basis tatsächlicher Erlöse

Abweichend vom Grundfall kann der Anlagenbetreiber wählen, dass die Erlösobergrenze auf Basis der Erlöse aus einem ggf. abgeschlossenen sogenannten anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag zuzüglich eines Zuschlages von lediglich 1 ct/kWh bestimmt wird. Dies wird in der Regel in Betracht kommen, wenn ein entsprechender anlagenbezogener Fixpreis-PPA mit physischer oder finanzieller Erfüllung abgeschlossen worden ist. Was unter „Erlös aus dem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag“ zu verstehen ist, wird indes trotz gesetzlicher Definition nicht völlig klar. So ist es aktuell ungeklärt, ob und ggf. in welchen Fällen Erlöse aus der Vermarktung von Herkunftsnachweisen von der Erlösabschöpfung erfasst sind.

¹ Folgende Ausnahmen sind dabei zu berücksichtigen:

- Für Windenergie auf See: mind. 10 ct/kWh.
- Ist kein anzulegender Wert bestimmt oder bestimmbar, sind 10 ct/kWh anzusetzen.
- Ausgeförderte Anlagen erhalten keinen Sicherheitszuschlag von 3 Ct/kWh.
- Anlagen, die erfolgreich an einer Innovationsausschreibung vor Dezember 2022 teilnahmen, erhalten 10 ct/kWh zzgl. der bezuschlagten fixen Marktprämie, zzgl. 1 ct/kWh.
- Für Zeiten niedriger Strompreise kann statt des MW stundenweise der Spotpreis abzgl. 0,4 ct/kWh angesetzt werden.

In diesem Fall lässt sich der Überschusserlös näherungsweise nach der folgenden Formel bestimmen:

$$\text{Überschusserlös} = \{(\text{vertraglicher Erlös} * \text{relevante Strommenge}) - [(\text{anzulegender Wert} + 1 \text{ ct/kWh}) * \text{relevante Strommenge}]\} * 0,9$$

Allerdings kann nicht jeder anlagenbezogene Vermarktungsvertrag berücksichtigt werden. Nur bei Verträgen, die entweder vor dem 1. November 2022 geschlossen wurden oder Strom aus Anlagen vermarkten, die ab dem 1. November 2022 in Betrieb gehen, können Überschusserlöse auf dieser Basis bestimmt werden.

Neue PPAs für Bestandsanlagen abzuschließen, ist zwar nach dem StromPBG nicht verboten, wäre aber wirtschaftlich extrem riskant. Denn würde heute ein Festpreis-PPA für Strom aus einer Bestandsanlage geschlossen, würde die Erlösabschöpfung zwingend auf Basis fiktiver Spotpreise erfolgen. Liegt der Spotpreis über dem PPA-Preis, sähe sich der Betreiber der Abschöpfung von Erlösen ausgesetzt, die nicht erwirtschaftet wurden. De-facto ist damit der PPA-Markt für Bestandsanlagen im Moment abgeschafft.

Aufgrund der zeitlichen Befristung der Erlösabschöpfung auf wenige Monate und der erheblichen Verwerfungen am Strommarkt im vergangenen Jahr, wird man diese Tatsache noch nicht als unverhältnismäßigen Eingriff in die Berufsfreiheit werten müssen. Wird der zeitliche Anwendungsbereich der Erlösabschöpfung aber ausgedehnt, kann sich diese Bewertung ändern. Dies gilt bereits für die im StromPBG angelegte Verlängerung der Erlösabschöpfung und erst Recht bei einer Verlängerung darüber hinaus.

c) Szenario 3 Berücksichtigung von Absicherungsgeschäften

Neben anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen sah der Gesetzgeber die Notwendigkeit, Geschäfte zur Absicherung von volatilen Stromvermarktungserlösen zu berücksichtigen. Auch hier wird zwischen Geschäften vor und ab dem 1. November 2022 differenziert. Anlagenbezogene

Vermarktungsverträge können indes keine solchen Absicherungsgeschäfte sein. Auf Details der Absicherungsgeschäfte kann hier nicht eingegangen werden. Auf einen problematischen Wertungswiderspruch sei aber hingewiesen:

Das Ergebnis von Absicherungsgeschäften wird von den hypothetischen Erlösen aus Szenario 1 abgezogen oder hinzugerechnet. Im Rahmen der Absicherungsgeschäfte bleibt es also bei den Zuschlägen von 3 ct/kWh und 6 % des Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen.



Ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen in besten Händen

Mit unseren umfassenden Dienstleistungen in den Bereichen der technischen und kaufmännischen Betriebsführung und Wartung & Instandsetzung reduzieren wir Ausfallzeiten und steigern Ihre Erträge.

res res-group.com/betrieb

Dies stellt eine nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung von Portfoliobetreibern gegenüber Betreibern nur eines oder weniger Windparks dar. Der Betreiber eines Portfolios ist frei, nicht anlagenbezogene Absicherungsgeschäfte zu schließen und Erlöse aus diesen Geschäften unter Berücksichtigung der Zuschläge von 3 ct/kWh und 6 % des MW zu realisieren, während ein Absicherungsgeschäft des Betreibers eines Windparks notwendig Strom aus einer oder mehreren konkret bestimmten Stromerzeugungsanlagen betrifft und nur ein Sicherheitszuschlag von 1 ct/kWh berücksichtigt wird.



4. Abrechnung und Meldungen

Die Berechnung, Meldung und Zahlung der Überschusserlöse nach dem StromPBG erfolgt mit Ausnahme des ersten Abschöpfungszeitraums (1. Dezember 2022 – 31. März 2023) quartalsweise.

Die Meldungen haben spätestens vier Monate nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums zu erfolgen. Meldungen zum ersten Abrechnungszeitraum müssen also bis zum Ablauf des 31. Juli 2023 vorgenommen werden. Die zu meldenden Daten (u.a. viertelstundengenaue Meldung der Ist-Einspeisung) sind im StromPBG aufgeführt.

5. Wahlmöglichkeit oder Wahlmöglichkeiten?

Soll eine Abschöpfung anders als auf Basis der hypothetischen Erlöse in Szenario 1 erfolgen, müssen Anlagenbetreiber das Wahlrecht im Rahmen der entsprechenden Meldung aktiv ausüben.

Es spricht viel dafür, dass Anlagenbetreibern ein Wahlrecht zusteht, ob und ab wann eine Abschöpfung auf Basis eines anlagenbezogenen Vermarktungsvertrages erfolgen soll. Ohne, dass diese Frage geklärt ist, spricht viel dafür, dass es etwa möglich ist, einen bestehenden anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag erst für die zweite Abschöpfungsperiode oder gar nicht zu melden.

Offen ist, ob Anlagenbetreiber aus der Abschöpfung auf Basis eines anlagenbezogenen Vermarktungsvertrages wieder herausoptieren können. Hier lassen sich gute juristische Argumente sowohl für als auch gegen eine solche Option anführen.

6. Fazit und Ausblick

Die Erlösabschöpfung als neues Instrument wirft eine Vielzahl von technischen Fragen auf. Auch für einzelne Anlagenbetreiber, die rechtzeitig die notwendigen Daten erfassen und aufbereiten, dürfte der bürokratische Aufwand erheblich sein. Auch für Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist die Umsetzung der Strompreismbremse mit erheblichem Aufwand verbunden.

Die Erlösabschöpfung ist ein aus der sprichwörtlichen Not geborenes Kriseninstrument. Geschaffen wurde sie im Sommer und Herbst 2022 unter dem Eindruck einer damals konkreten Gefahr der Gasrationierung im Winter 2022/2023 und explodierender Strompreise. Konsequenterweise trägt die EU-Verordnung, auf der das StromPBG beruht, „Notfallmaßnahmen“ schon im Titel.

Bereits im Mai 2023 steht eine Evaluation der Erlösabschöpfung und eine Entscheidung über deren Verlängerung an. Parallel wird auf europäischer Ebene über eine Reform des Strommarktes inklusive einer möglichen Verlängerung der Erlösabschöpfung nachgedacht.

Entwickeln sich die Strompreise wie bislang im Januar und Februar 2023, erscheint es indes möglich, dass Überschusserlöse – jedenfalls für Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen – nahezu ausbleiben. Das Instrument der Erlösabschöpfung setzt hohe Marktpreise voraus, um Wirkung zu entfalten. Der deutsche wie der europäische Gesetzgeber wären gut beraten, zu hinterfragen, ob die im Sommer und Herbst 2022 vorliegende Notlage aufgrund der damals konkreten Gefahr einer Gasrationierung weiterhin akut ist und ob die Erlösabschöpfung ihre Zwecke erreichen wird. Soweit dies nicht mit einem klaren Ja beantwortet werden kann, sollte von einer angelegten Verlängerung oder gar Verstetigung der Erlösabschöpfung abgesehen werden. Signale in diese Richtung sind ausdrücklich zu begrüßen. Stattdessen sollte auf Instrumente gesetzt werden, die Wettbewerb und Initiative am Strommarkt für Erzeuger wie Verbraucher belohnen, etwa indem Möglichkeiten, langfristig günstig Grünstrom zu vertreiben und zu beziehen, gestärkt werden, statt solche Initiativen auszubremsen.

Dr. Tilman Petersen befasst sich seit 2015 mit Rechtsfragen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien. Besondere Schwerpunkte bilden dabei die Beratung zu GU- und Bauverträgen sowie zu langfristigen Stromliefer- und Bezugsverträgen. Er ist seit 2016 als Rechtsanwalt und seit Oktober 2022 bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte als Counsel tätig.

Dr. Steffen Herz befasst sich bereits seit dem Jahr 2006 mit Fragen des Energie-, Klimaschutz- und Umweltrechts. Seit dem 1. Oktober 2012 ist er als Rechtsanwalt bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte tätig, seit dem 1. Januar 2015 als Partner.



30 % weniger Erlösabschöpfung dank stundenscharfer Abrechnung

Ein Kritikpunkt an der Erlösabschöpfung ist die starre Erlösobergrenze. Um dennoch die Volatilität des Strommarktes zu berücksichtigen, gibt es für EE-Anlagenbetreiber eine Option: die stundenscharfe Begrenzung über den Spotmarktpreis.

Mit dem sogenannten „stundenscharfen Abschöpfungsdeckel“ soll verhindert werden, dass in Stunden mit relativ niedrigen (aber noch positiven) Börsenpreisen ein Anreiz besteht, die Anlagen abzuregeln. **Liegt der Spotpreis in einer Stunde unter dem errechneten Überschusserlös, darf für diesen Zeitpunkt der Überschusserlös auf den Spotmarktpreis abzüglich 0,4 ct/kWh begrenzt werden, so legt es § 16 Abs. 3 Satz 2 StromPBG fest.**

In diesem Artikel zeigen wir Ihnen anhand drei unterschiedlicher Beispiele, wie sich die Berechnung mit dem stundenscharfen Abschöpfungsdeckel auf die abzuschöpfenden Erlöse nach § 16 und § 18 StromPBG auswirkt. Die gewählten Beispiele sind an existierende Anlagensituationen angelehnt, um einen realistischen Vergleich zu ermöglichen. Für die Berechnung der Abschöpfungsbeträge verwenden wir den Monatsmarktwert Wind an Land (14,641 ct/kWh) und die Spotmarktpreise von Dezember 2022.

Beispiel 1: Windkraftanlage im EEG-Förderzeitraum mit Direktvermarktung

Unser erstes Beispiel bezieht sich auf die am weitesten verbreitete Vergütungsart: der Verkauf von Wind- und Solarstrom innerhalb des 20-jährigen EEG-Förderzeitraums in der Direktvermarktung mit (variabler) Vergütung auf Basis des technologiespezifischen Monatsmarktwerts. Diese Vergütungsart war besonders in den letzten Jahren im Rahmen des Marktprämienmodells üblich und wurde seit dem Jahr 2022 aufgrund der stark gestiegenen Börsenpreise auch gelegentlich in der sonstigen Direktvermarktung umgesetzt.

Eckdaten der Liegenschaft:

- fünf On-Shore-Windkraftanlagen
- Inbetriebnahme: 2015
- Anzulegender Wert: 8.9 ct/kWh
- Einspeisung im Monat Dezember: 828,81 MWh (pro Anlage)
- EEG-Förderung: ja
- Vermarktung: Volleinspeisung, Stromverkauf über Direktvermarkter

Die Berechnung der Erlösobergrenze nach § 16 ergibt sich aus der Summe von anzulegendem Wert + 3 ct/kWh + 6 % des Monatsmarktwertes. Der Überschusserlös, von dem 90 % abzuschöpfen sind, berechnet sich aus der Differenz von Monatsmarktwert und Erlösobergrenze. Der Betreiber der fünf Anlagen mit den oben genannten Spezifikationen muss pro Anlage 10.548,60 € Überschusserlöse abführen.

Wie aber würde es aussehen, wenn der stundenscharfe Abschöpfungsdeckel verwendet wird? In diesem Fall wird der abzuschöpfende Betrag mit den Spotmarktpreisen (abzüglich 4 ct/kWh) pro Stunde verglichen.

Aufgrund der Feiertage sanken die Spotmarktpreise im Dezember in den letzten sechs Tagen unter den abzuschöpfenden Betrag. An diesen Tagen würden Anlagenbetreiber also draufzahlen oder ihre Anlagen abregeln.

Ihre Lösung für

Erlösabschöpfung & Stromsteuer

Erlösabschöpfung in Windparks berechnen & melden

- ✓ Monatliche Berechnung der Vermarktungserlöse und abzuführenden Überschusserlöse
- ✓ Minimierung der Abgabenlast durch Berücksichtigung des stundenscharfen Abschöpfungsdeckels
- ✓ Bereitstellung aller melderelevanten Informationen und Dokumente



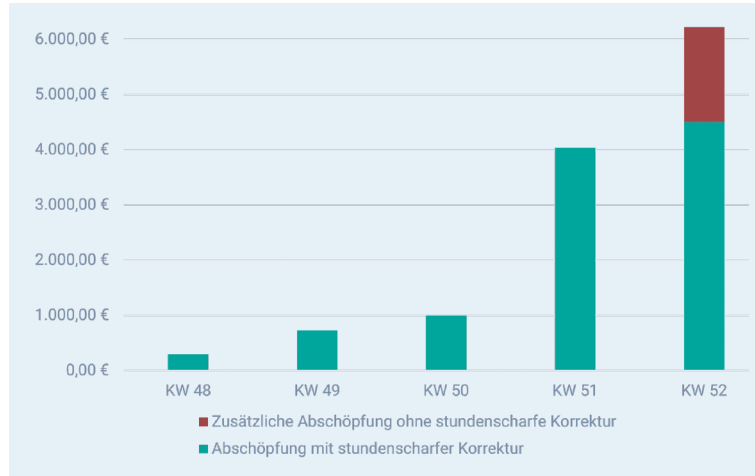


Tabelle 1: Abschöpfung ohne und mit stundenscharfer Korrektur pro Woche im Dezember anhand der Werte von Beispielliegenschaft 1 © node.energy

Mit dem stundenscharfen Abschöpfungsdeckel wird genau diese Situation verhindert. Am 28.12. beispielsweise fällt der Spotmarktpreis an vier Stunden unter den errechneten Überschusserlös. In dieser Zeit kann der abzuschöpfende Betrag also vermindert werden. Aufsummiert beläuft sich der zu zahlende Betrag dadurch an diesem Tag auf 703,65 € statt der ursprünglichen 830,91 € (vgl. Tabelle 1).

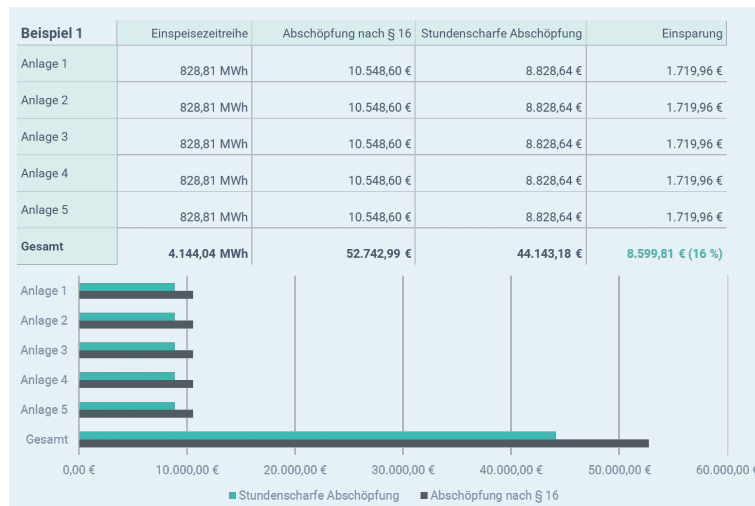


Tabelle 2: Vergleich der abzuschöpfenden Werte ohne und mit stundenscharfer Abrechnung © node.energy



... rund um Weiterbetrieb

8.2 | The Experts in Renewable Energy

8.2 Group e. V.
Tel.: 040 228 645 69
request@8p2.de | www.8p2.de
» Beratung, Technische Prüfung und Gutachter



BayWa r.e. Energy Trading GmbH
Katharinenstraße 6, 04109 Leipzig
energytrading@baywa-re.com
» Direktvermarktung, Weiterbetrieb, Planung



Centrica Energy Trading GmbH
Esplanade 40, 20354 Hamburg
cet-RtM@centrica.com
» Direktvermarktung, Stromdienstleistungen



Green Wind Group
Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin
www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de
» Projektentwicklung, Repowering



Moeller Operating Engineering GmbH (M.O.E.)
Tel.: 04821 6453-100
www.moe-service.com
» Gutachter, Sonstige Dienstleistungen



Rosendahl Windtechnik GmbH
info@rosendahl-windtechnik.de
Tel.: 04923 8059771 | www.rosendahl-windtechnik.de
» Gutachter

Noch mehr Einsparpotenzial bietet der letzte Tag des Jahres: Am 31.12 muss der Anlagenbetreiber 858,30 € pro Anlage bezahlen, die Spotmarktpreise befinden sich aber über den gesamten Tag im Negativen. Mit der stundenscharfen Abrechnung spart der Anlagenbetreiber genau diesen Betrag ein. Da der Überschusserlös nicht negativ sein darf, wird hier der Spotmarktpreis auf 4 ct/kWh begrenzt. Insgesamt muss der Anlagenbetreiber in diesem Beispiel mit der stundenscharfen Berechnung „nur“ 8.828,64 € pro Anlage im Dezember abschöpfen (vgl. Tabelle 2).

Für die häufige Konstellation „Anlage im Förderzeitraum mit Direktvermarktungsvertrag“ lassen sich also mit der stundenscharfen Berechnung die abzuführenden Beträge der Erlösabschöpfung bereits um 16 % reduzieren. Tatsächlich ist für den Dezember die stundenscharfe Abrechnung bei komplexeren Anlagensituationen sogar noch vorteilhafter.

Beispiel 2: WEA im Förderzeitraum mit Fixpreis-PPA

Im zweiten Beispiel verkauft ein Anlagenbetreiber den Strom seiner zehn Windkraftanlagen direkt an einen großen Pharmakonzern. Dafür wurde ein Stromliefervertrag mit einem Fixpreis bis Ende 2022 und ab 2023 vereinbart.

Eckdaten der Liegenschaft:

- zehn On-Shore-Windkraftanlagen
- Inbetriebnahme: 2018
- Anzulegender Wert: 7,5 ct/kWh
- Einspeisung: zwischen 460 und 645 MWh
- EEG-Förderung: ja
- Vermarktung: Verkauf über Fixpreis-PPA
 - o Dezember 2022: 115 €/MWh
 - o Ab Januar 2023: 170 €/MWh

Da der Stromliefervertrag vor dem 01.11.2022 abgeschlossen wurde, hat der Anlagenbetreiber die Wahl nach § 16 oder § 18 abzuschöpfen. Während bei § 16 sich – wie oben beschrieben – der Überschusserlös als Differenz aus dem technologiespezifischen Monatsmarktwert und Erlösobergrenze berechnet, kann bei § 18 statt des Monatsmarktwerts der im Fixpreis-PPA vereinbarte tatsächliche Erlös angesetzt werden, wobei sich für die Berechnung der Erlösobergrenze gleichzeitig die Sicherheitsaufschläge reduzieren. Für den Dezember würde der Betreiber sich wahrscheinlich für eine Abrechnung nach § 16 entscheiden, da hier der Abschöpfungsbetrag niedriger ausfällt (136.658,17 € nach § 16, 145.682,73 € nach § 18, für alle zehn Anlagen). Da der im Vergleich zu Beispiel 1 geringere anzulegende Wert eine niedrigere Erlösobergrenze

bei gleichbleibenden Monatsmarktwert bedingt, werden bei diesem Betreiber im Dezember circa 13.666 € pro Anlage abgeschöpft. Hätte sich der Anlagenbetreiber für eine Abrechnung nach § 18 entschieden, wären es sogar 14.568 € pro Anlage.

In beiden Fällen lässt sich der abzuschöpfende Betrag mithilfe der stundenscharfen Berechnung senken. Wie im ersten Beispiel wird sie auch hier nur für die letzte Dezemberwoche angewendet, da hier die Spotmarktpreise an einigen Tagen und Stunden unter den abzuschöpfenden Betrag oder ins Negative fallen. Damit kann der Anlagenbetreiber den zu zahlenden Betrag für alle Anlagen senken: um 33.339,91 € auf 109.318,26 € im Vergleich zu § 16-Berechnung und um 36.293,11 € auf 109.389,62 € im Vergleich zu Berechnung nach § 18. In beiden Fällen spart der Anlagenbetreiber fast ein Viertel des abzuschöpfenden Betrages ein (vgl. Tabelle 3).

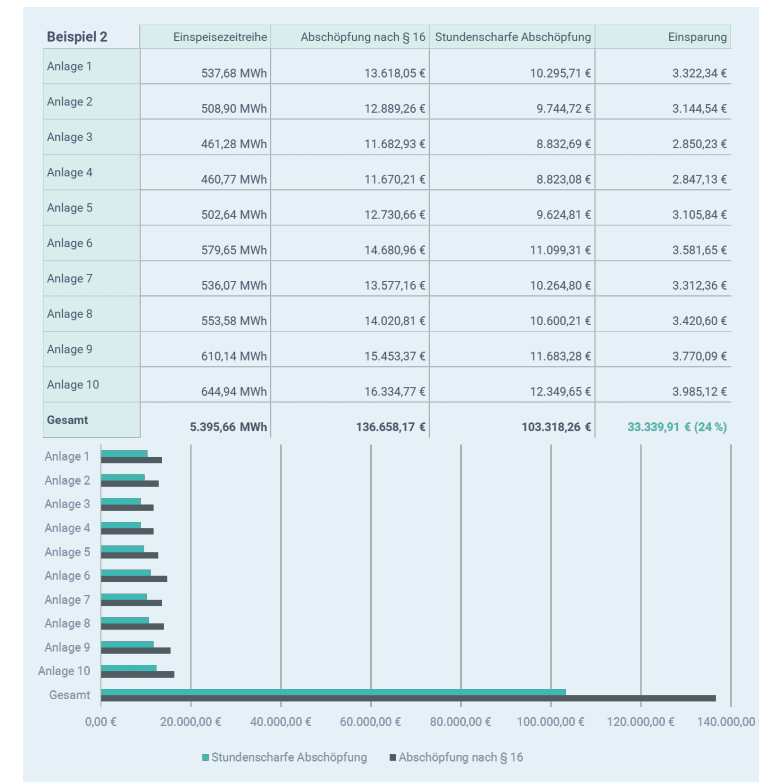


Tabelle 3: Vergleich der abzuschöpfenden Werte ohne und mit stundenscharfer Abrechnung © node.energy

Die Anlagen in den Beispielen 1 und 2 befinden sich alle im EEG-Förderzeitraum. Auch bei Anlagen älter als 20 Jahre kann der stundenscharfe Abschöpfungsdeckel angewendet werden und bietet das größte Potenzial für Einsparungen.

Beispiel 3: Ausgeförderte Anlage mit PPA

Im dritten Beispiel berechnen wir daher die stundenscharfe Abschöpfung für drei Anlagen, die 2001 in Betrieb gingen. **Betreiber von ausgeförderten Anlagen sind von der Erlösabschöpfung am stärksten betroffen, da sie den Basissicherheitszuschlag von 3 ct/kWh nicht geltend machen können.**

Eckdaten der Anlagen:

- drei Onshore-Windkraftanlagen
- Inbetriebnahme: 2001
- Anzulegender Wert: /
- Einspeisung: 400,09 MWh (pro Anlage)
- EEG-Förderung: nein
- Vermarktung: Verkauf über Fixpreis-PPA
 - o Dezember 2022: 95 €/MWh
 - o Ab Januar 2023: 145 €/MWh

Dementsprechend hoch fallen für den Betreiber dieser drei Anlagen die Überschusserlöse im Dezember aus: 29,83 €/MWh, 11.933,51 € pro Anlage. Mit der Betrachtung der Spotmarktpreise kann die abzuschöpfende

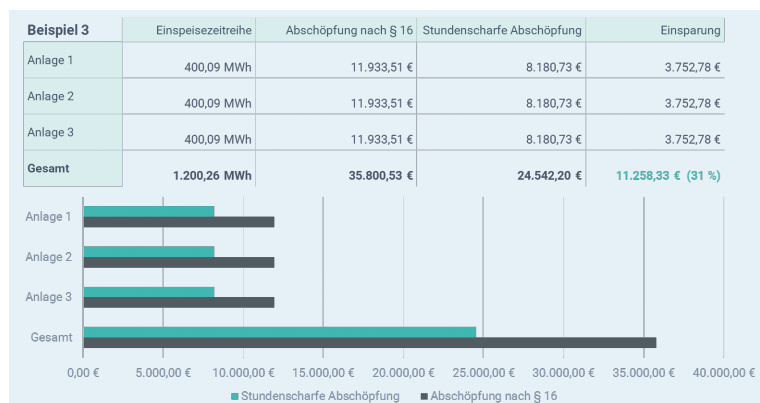


Tabelle 4: Vergleich der abzuschöpfenden Werte ohne und mit stundenscharfer Abrechnung © node.energy

Summe um mehr als ein Drittel (31 %) reduziert werden. Dadurch bezahlt der Anlagenbetreiber im Dezember nur noch 8.180,73 € pro Anlage, eine Einsparung von fast 4.000 € (vgl. Tabelle 4).

Fazit: Stundenscharfe Abrechnung lohnt sich – bereits bei wenigen Tagen

Besonders in Monaten mit einer hohen Volatilität der Strompreise sollten Anlagenbetreiber die stundenscharfe Berechnung der abzuschöpfenden Beträge verwenden. Denn sie kommt besonders dann zum Zug, wenn die Preise an der Börse sinken.



Wie die oben genannten Beispiele aufzeigen, lohnt es sich für alle Arten von Anlagen und Vermarktungsmodellen: Direktvermarktung oder PPA, geförderte und ausgeförderte Anlagen. Auch sollte die Berechnung sowohl für Erlöse, die nach § 16 abgeschöpft werden, genutzt werden, als auch bei Abschöpfungen nach § 18. Dadurch sind Einsparungen von über 30 % möglich. **Demgegenüber steht der erhöhte Aufwand für die Beschaffung der jeweiligen Einspeise- und Preiszeitreihen sowie die aufwendigere Berechnung, da die Spotmarktpreise stündlich mit den errechneten Überschusserlösen verglichen werden müssen.** Hierfür können Betreiber jedoch auf geeignete Software-Lösungen zurückgreifen, die nicht nur automatisch einen Vergleich der möglichen Berechnungsmethoden durchführen, sondern die erforderlichen Meldungen effizient und rechtssicher erledigen.

M.Sc. Lucia Rupp, Business Analyst Wind & PV bei node.energy GmbH, machte ihren Abschluss 2018 an der Universität Kassel im Fach Regenerative Energien und Energieeffizienz und ist seit 2017 in der Energiebranche tätig. Ihr Schwerpunkt liegt in der Bewertung wirtschaftlicher, technischer und regulatorischer Aspekte von Geschäftsmodellen regenerativer Energien.



B. Sc. Paulina Würth, machte ihren Abschluss an der HS Bonn-Rhein-Sieg im Fach Technikjournalismus/PR. Sie ist seit über einem Jahr zuständig für den Blog von node.energy und schreibt für diesen Fachartikel zu allen Themen rund um Erneuerbare Energien.





Bürgerenergiegesellschaften – Stärkung der lokalen Akzeptanz und Wertschöpfung

Bei der Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien will der Bund den „Rückhalt der gesamten Gesellschaft“ nutzen. Ein zentraler Hebel hierfür sind die Bürgerenergiegesellschaften, die der novellierte Rechtsrahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) neu definiert und die für Windenergie an Land eine zusätzliche Förderung ab dem 01.01.2023 erhalten können.

Durch die Entbindung von der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen privilegiert das EEG 2023 Wind- und Solarprojekte von Bürgerenergiegesellschaften. Zur Steigerung der lokalen Akzeptanz und Wertschöpfung definiert die aktuelle Rechtslage die Bürgerenergiegesellschaften neu.¹ Außerdem können Bürgerenergiegesellschaften neben Windenergieanlagen nun auch für Solaranlagen die Marktprämie ohne Beteiligung an einer Ausschreibung erhalten.

Nach § 3 Nr. 15 EEG 2023 (sowie gemäß der Ziffer 3 der Förderrichtlinie) ist eine Bürgerenergiegesellschaft eine Genossenschaft oder andere Gesellschaft,

- die aus mindestens 50 natürlichen Personen als stimmberechtigte Mitglieder oder stimmberechtigten Anteilseignern besteht,
- bei der mindestens 75 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die in einem Postleitzahlengebiet mit einer Wohnung gemeldet sind, welches sich im Umkreis von 50 km um den Standort der geplanten Anlage befindet,
- bei der die Stimmrechte, die nicht bei natürlichen Personen liegen, ausschließlich bei Kleinunternehmen, kleinen oder mittleren Unternehmen (KMU) oder bei kommunalen Gebietskörperschaften sowie deren rechtskräftigen Zusammenschlüssen liegen und
- bei der kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 % der Stimmrechte an der Gesellschaft hält.

¹ BT-Drs. 20/1630, S. 169.

Durch das Anheben der Anzahl der natürlichen Personen von 10 auf 50 stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, der Vorgabe der Mindestbeteiligung von natürlichen Personen in Höhe von mindestens 75 % und der Wohnortnähe zum Anlagenstandort, soll die Verankerung der Bürgerenergiegesellschaft gestärkt werden. Die natürlichen Personen als Gesellschafter bekommen die Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und können an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung mitwirken.

Die Befreiung von der Ausschreibungspflicht zur Ermittlung der Marktprämie nach § 22b EEG 2023 gilt für Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW nach § 22 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EEG 2023 und für Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 MW nach § 22 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 EEG 2023. Mit diesen neuen Regelungen werden Bürgerenergiegesellschaften in zweierlei Hinsicht privilegiert. Bisher wurden die Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen bereits hinsichtlich der Höhe des Zuschlagswertes bevorzugt³, nun können sie sogar eine Marktprämie erhalten, ohne sich an Ausschreibungen zu beteiligen. Weiterhin wurden neben den Windenergieanlagen an Land nun auch Solaranlagen des 1. Segments von der Ausschreibungspflicht befreit.

Hierfür muss die Bürgerenergiegesellschaft für Windenergieanlagen an Land die übrigen Anforderungen nach § 22b Abs. 1 EEG 2023 einhalten:

- Spätestens 3 Wochen nach Genehmigungserteilung gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) muss der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit der Registernummer mitgeteilt werden, dass es sich um Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft handelt.
- Es gilt eine „Sperrfrist“ für die Bürgerenergiegesellschaft und ihre stimmberechtigten Mitglieder / Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit ihnen verbundenen Unternehmen. Diese dürfen in den vorangegangenen 3 Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.

Gemäß § 22b Abs. 2 EEG 2023 gilt zur Ausschreibungsfreiheit von Solaranlagen desselben Segments neben einer vergleichbaren „Sperrfrist“ von 3 Jahren, dass das Bestehen der Solaranlage der BNetzA unter Angabe der Registernummer spätestens 3 Wochen nach Inbetriebnahme mitgeteilt worden ist.

² BT-Drs. 20/1630, S. 169.

³ BT-Drs. 20/1630, S.177.



Mehr zum Thema im BWE-Informationspapier „Förderprogramm für Bürgerenergiegesellschaften“



Die „Sperrfristen“ gelten aber gerade nicht für Bürgerinnen und Bürger, die als Privatpersonen gleichzeitig an mehreren Bürgerenergiegesellschaften beteiligt sind.

Die BNetzA veröffentlicht eine Liste der Registernummern der gemeldeten Windenergieanlagen an Land und der gemeldeten Solaranlagen (§ 22b Abs. 3 EEG 2023). Die Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft muss dem Netzbetreiber bei Inbetriebnahme und danach alle 5 Jahre in Bezug auf einen bestimmten Zeitraum nachgewiesen werden (§ 22b Abs. 4 EEG 2023).

Der Sperrfrist hinsichtlich der Inbetriebnahme einer Anlage für den Zeitraum vor der Mitteilung an die BNetzA steht ein Förderausschluss gegenüber. Die Bürgerenergiegesellschaft und ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit ihnen verbundenen Unternehmen dürfen innerhalb von 3 Jahren ab der Mitteilung keine EEG-Förderung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments erhalten (§ 22b Abs. 5 EEG 2023).

Für die Bestimmung der Anlagengröße ist die Fiktion einer Gesamtanlage nach § 24 EEG 2023 zu beachten. Dies gilt insbesondere, da nur Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW und Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 MW von der Ausschreibungspflicht freigestellt sind. Für die Größenberechnung werden mehrere Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen für



BWE-Standard für einen gut geführten Windpark mit direkter finanzieller Bürgerbeteiligung

Genossenschaftliche FinanzGruppe
Volksbanken Raiffeisenbanken

Finanzkraft für Ihre Windkraft

Seit über 25 Jahren sind wir Ihr zuverlässiger Partner für Finanzierungsprojekte von Windkraftanlagen. Zusammen mit den Unternehmen der Genossenschaftlichen FinanzGruppe und den Volksbanken Raiffeisenbanken bieten wir individuelle Finanzierungslösungen aus einer Hand. Auch für Ihr Projekt finden wir gemeinsam den optimalen Weg. Zusammen geht mehr.
» www.dzbank.de/erneuerbare-energie

DZ BANK
Die Initiativbank

den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator zu einer Anlage zusammengerechnet, wenn sie innerhalb einer Gemeinde, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, binnen 24 Monaten innerhalb eines 2-km-Radius in Betrieb genommen worden sind.

Diese Vorschrift dient dazu, dass Betreiber nicht entgegen wirtschaftlicher Überlegungen mehrere kleinere Anlagen anstelle einer größeren errichten, um eine höhere Förderung zu erzielen.⁴

Damit die Stärkung der Bürger-/innen-Beteiligung vor Ort an Windenergie- und Solarprojekten erreicht wird, sieht § 99b EEG 2023 eine regelmäßige Berichtspflicht der BNetzA gegenüber der Bundesregierung vor, um bei Bedarf zur Erreichung des Ziels nachzusteuern.

Mit der Richtlinie zum Förderprogramm „Bürgerenergiegesellschaften“ bei Windenergie an Land verfolgt das BMWK das Ziel, bei dem Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien auf 80 % des Bruttostromverbrauches eine größere Akteursvielfalt, insbesondere durch lokal agierende Bürgerenergiegesellschaften, zu erreichen und damit den notwendigen Rückhalt in der Gesellschaft zu stärken.

Für Windenergieanlagen an Land bis zu einer Größe von 25 MW pro antragstellender Bürgerenergiegesellschaft können 70 % der Planungs- und Genehmigungskosten bis zu einer Grenze von 200.000 Euro gefördert werden. Insbesondere förderfähig sind hierbei sämtliche Vorplanungskosten (z.B. Datenermittlung, Machbarkeitsstudien, Standortanalysen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen), Gutachten für bei Projektumsetzung erforderliche Bebauungsplanänderungen sowie die Rechts- und Steuerberatungsleistungen im Zusammenhang mit grundlegenden Projektfragen, außer der Gründung einer Bürgerenergiegesellschaft.

Der Zuschuss ist zurückzuzahlen, wenn innerhalb von 2,5 Jahren nach der Auszahlung

- eine Genehmigung gemäß BImSchG erging, aber weder ein Gebot bei einer EEG-Ausschreibung einging noch die Förderregistrierung nach § 22b EEG 2023 erfolgte;
- oder ein Zuschlag in einem EEG-Ausschreibungsverfahren erteilt wurde;
- oder eine Förderregistrierung nach § 22b EEG 2023 erfolgte.

⁴ BT-Drs. 16/8148, S. 50.



Mehr zum Thema Teilhabe von Bürger*innen im BWE-Positionspapier „Kurzfristige Maßnahmen zur Stärkung der Kommunen beim Windausbau“



Die Rückzahlungspflicht entfällt, wenn innerhalb von 2 Jahren für die geförderte Windenergieanlage mindesten ein Gebot in einem EEG-Ausschreibungsverfahren abgegeben, aber wegen Überzeichnung binnen 2 Jahren kein Zuschlag erteilt wurde oder durch eidesstattliche Erklärung versichert wird, dass das Projekt nicht genehmigungsfähig ist.

Kirsten Thiele arbeitet seit 2014 als Rechtsanwältin bei der Kanzlei WIRTSCHAFTSRAT RECHT Bremer Voitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Sie arbeitet im Bereich des öffentlichen Wirtschaftsrechts, insbesondere für Infrastrukturprojekte in den Branchen Breitbandausbau und erneuerbare Energien.

Dr. Christian Baumann ist seit 2019 als Rechtsanwalt in der Kanzlei WIRTSCHAFTSRAT RECHT Bremer Voitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH tätig. Besondere Schwerpunkte seiner Tätigkeit liegen in der vergaberechtlichen Beratung in den Bereichen des öffentlichen Rechts, bei Infrastrukturprojekten sowie Hochbau/Tiefbau und ÖPNV.



WIRTSCHAFTSRAT RECHT
Bremer Voitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Interdisziplinärer Beratungsansatz für umsetzbare, rechtssichere Lösungen.
Steuerrechtlich praktikabel und wirtschaftlich nachhaltig.

Beratungsschwerpunkte in diesem Bereich:

- Erneuerbare Energien
- Dezentrale Energiekonzepte
- Vertragsgestaltung und -verhandlung
- Bürgerwindparks / Prospekterstellung
- Vergabeverfahren / Konzessionsvergaben
- Bewertung von Anlagen
- EEG / KWKG
- Machbarkeitsstudien
- Genehmigungsverfahren
- Fördermittelberatung

WIRTSCHAFTSRAT RECHT Bremer Voitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Bleichenbrücke 11 20354 Hamburg | Tel.: 040 350036-0 Fax: 040 350036-136/137 | info@wr-recht.de | www.wr-recht.de

BVerwG-Entscheidung: Wirkung der Bekanntmachung im vereinfachten Genehmigungsverfahren

Endlich geklärt: Auch eine auf Antrag erfolgte öffentliche Bekanntmachung eines im vereinfachten Verfahren erteilten Genehmigungsbescheids löst die einmonatige Widerspruchsfrist aus. In diesem Beitrag erfahren Sie, was dennoch für das vereinfachte oder das förmliche Verfahren spricht.

Trotz der – recht eindeutigen – Rechtsprechung der Oberverwaltungsgerichte der Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Sachsen, blieb bis zuletzt unklar, ob die freiwillige öffentliche Bekanntmachung nach einer im vereinfachten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren (§ 19 BImSchG) erteilten Errichtungs- und Betriebsgenehmigung für eine Windenergieanlage auf Antrag des Vorhabenträgers gemäß § 21a Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 der 9. BImSchV die gleiche Rechtssicherheit in Bezug auf ihre Bestandskraftwirkung aufweist, wie eine Bekanntmachung, die nach einem förmlichen „Vollgenehmigungsverfahren“ gem. § 10 Abs. 8 BImSchG obligatorisch folgt.

Insbesondere der Verwaltungsgerichtshof Mannheim (Beschluss vom 7. März 2019 - 10 S 2025/18) und das Oberverwaltungsgericht Bautzen (Beschluss vom 8. August 2019 - 1 B 439/18) haben ausdrücklich klargestellt, dass der reguläre Lauf der einmonatigen Widerspruchs- oder Klagefrist durch öffentliche Bekanntmachung eines im vereinfachten Verfahren erteilten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheides mit voller Bestandskraftwirkung in Gang gesetzt wird.

Bereits die beiden genannten Gerichte begründeten diesen Eintritt der Zustellungsfiktion damit, dass sich diese Rechtswirkung zwar nicht direkt aus dem BImSchG ableite, allerdings aus dem jeweiligen Landesverwaltungsverfahrenrecht folge. Denn nach dortigen Regelungen darf ein Verwaltungsakt öffentlich bekannt gegeben werden, wenn dies durch Rechtsvorschrift zugelassen worden ist, was wiederum durch die entsprechende Regelung in § 21a Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 der 9. BImSchV der Fall ist.

Diese Rechtsprechung und die dort dargestellten Rechtsfolge wurde allerdings vereinzelt in der juristischen Literatur und in der behördlichen Praxis angezweifelt, beispielsweise überwogen nach ausdrücklicher Aussage in der immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbehörde in Schleswig-Holstein (Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume – LfU) die Zweifel an der Rechtsprechung. Das Zweifeln hat nun ein Ende.

Vereinfachtes und förmliches Genehmigungsverfahren gleichgestellt

Das Bundesverwaltungsgericht hat sich nun mit Beschluss vom 8. Dezember 2022 (Az. 7 B 9/22) deutlich positioniert und im Zusammenhang mit der Zurückweisung einer Revisionsnichtzulassungsbeschwerde ausgeführt, dass hinsichtlich der vollumfänglichen Bekanntmachungsfiktion am Ende des vereinfachten Genehmigungsverfahrens keine Zweifel bestehen, so dass diese freiwillige Bekanntmachung derjenigen nach dem förmlichen Verfahren in ihrer Wirkung gleichsteht. Das Bundesverwaltungsgericht bestätigt ausdrücklich die o.g. Rechtsprechung der Oberverwaltungsgerichte.

Das bedeutet nunmehr, dass nach Klarstellung des Bundesverwaltungsgerichtes auch am Ende eines vereinfachten Genehmigungsverfahrens die beantragte und freiwillige öffentliche Bekanntmachung – ihre Fehlerfreiheit vorausgesetzt – dazu führt, dass nach Ablauf der Rechtsbehelfsfrist von einem Monat die Bestandskraft des Genehmigungsbescheides eintritt.

Das vereinfachte immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren wird insofern nunmehr attraktiver: Wird das vereinfachte immissionsschutzrechtliche Verfahren gewählt, muss nicht das Risiko des Vorhabenträgers einkalkuliert werden, dass eine freiwillige öffentliche Bekanntmachung des Genehmigungsbescheides am Ende des Verfahrens nicht nach dem Ablauf der Rechtsbehelfsfrist zur Bestandskraft der Genehmigung führt und somit ein Nachteil gegenüber der Durchführung eines förmlichen Genehmigungsverfahrens besteht.



Vorteile für das förmliche Genehmigungsverfahren

Es bleibt allerdings festzuhalten, dass das förmliche Genehmigungsverfahren weitere Vorteile gegenüber dem vereinfachten hat. Dies gilt insbesondere dann, wenn das förmliche Verfahren mit einer freiwilligen Umweltverträglichkeitsprüfung im Sinne von § 7 Absatz 3 UVPG verbunden wird. **Die Angreifbarkeit einer mit vollständiger Umweltverträglichkeitsprüfung erteilten Genehmigung ist deutlich geringer als die Risiken des Angriffs einer im vereinfachten Genehmigungsverfahren unter Durchführung einer Umweltverträglichkeitsvorprüfung (UVP-Vorprüfung) erteilten Genehmigung**, da in der juristischen Praxis UVP-Vorprüfungen sehr fehleranfällig sind und bereits kleinere Fehler in der Begründung und der dokumentierten Prüfungsergebnisse der Genehmigungsbehörde zu einem Erfolg des Rechtsbehelfs eines Dritten oder eines Umweltverbandes führen kann.

Besondere Bedeutung im Zusammenhang mit der Umweltverträglichkeitsprüfung

In diesem Zusammenhang wird allerdings noch bei Gelegenheit auf eine aktuelle Entscheidung des OVG Berlin-Brandenburg hingewiesen (Beschluss vom 24. Januar 2023, Az. OVG 3a S 1/23). Das Gericht vertritt hier ein sehr weites Verständnis in der Fehlerkontrolle einer UVP-Vorprüfung und argumentiert, dass bspw. im Falle von vorhandenen Umweltprüfungen aus projektrelevanten Bebauungsplänen – auch ohne dass in der Dokumentation der UVP-Vorprüfung explizit darauf hingewiesen wird – diese Prüfungsinhalte herangezogen werden können, um damit auf den ersten Blick bestehende Lücken oder Fehler der UVP-Vorprüfung zu schließen. **Auch sei es nach den Beschlussausführungen in Ordnung, dass erst im Genehmigungsbescheid festgesetzte Vermeidungsmaßnahmen bei der rechtlichen Kontrolle des UVP-Vorprüfungsergebnisses durch das Gericht herangezogen werden können, um den Nichteintritt von erheblichen Umweltauswirkungen zu bejahen und somit das Prüfungsergebnis als korrekt zu qualifizieren.** Das Gericht: „Darauf, ob der Vorhabenträger die Vermeidungsmaßnahmen selbst vorgeschlagen hat oder nicht, kommt es nicht an, sondern allein darauf, ob diese Maßnahmen rechtsverbindlich für den Vorhabenträger festgesetzt sind.“

Zwar sind die Ausführungen des Gerichts rechtlich – vorsichtig ausgedrückt – überraschend, es ist allerdings aus unserer Sicht eine Tendenz der Gerichte zu erkennen, behördlich durchgeführte UVP-Vorprüfungen für Windenergieanlagengenehmigungen in der Rechtmäßigkeitskontrolle großzügiger zu behandeln, als es noch vor einiger Zeit der Fall war.

Auch dies spricht dafür, in Ansehung der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgericht zu Wirkung der Bekanntmachungen, die Wahl des vereinfachten Verfahrens (wieder) häufiger zu überlegen.



Dr. Jörn Bringewat ist Rechtsanwalt und Partner bei von Bredow Valentin Herz Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB. Er berät insbesondere Betreiber von EE-Anlagen, Projektentwickler und andere Akteure im Bereich der Vorhabenzulassung, der Genehmigungsverfahren, der Bauleit- und Raumordnungsplanung, im Umwelt- und Artenschutzrecht und zu allen energierechtlichen Fragestellungen.



Langlebige Schmierung für Windkraftanlagen

Carter WT 320 von TotalEnergies für ultimativen Schutz und ein maximales Ölwechselintervall bis zu 10 Jahre.

Ihr persönlicher Ansprechpartner:
Leonard Gondecki · (0162) 1333 554
leonard.gondecki@totalenergies.com

totalenergies.de/industrie





Isolierte Positivplanung – vom Exoten zum Schnellstarter?

Christian Falke, Fachanwalt für Verwaltungsrecht bei der prometheus Rechtsanwalts-gesellschaft mbH, erläutert, was die Novellierung des BauGB für die isolierte Positivplanung bedeutet und welche Chancen sie dem schnellen Windenergieausbau eröffnet.

Das Instrument der „isolierten“ Positivplanung (IPP) für die zusätzliche Ausweisung von Windenergieflächen findet im Baugesetzbuch seit dem Jahr 2011 ausdrückliche Erwähnung.¹ In punkto Windenergie hat das im Februar in Kraft getretene „Wind-an-Land-Gesetz“² nun das Bauplanungsrecht auf den Kopf gestellt. Welche Relevanz verbleibt der IPP und welche Chancen eröffnet diese?

¹ Vgl. Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes bei der Entwicklung in den Städten und Gemeinden v. 22.7.2011, BGBl. I, S. 1509.

² Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land v. 28.7.2022, BGBl. I, S. 1353.

Isolierte Positivplanung – Begriffsbestimmung

IPP bezeichnet die separate, nachträgliche und zusätzliche Ausweisung einzelner Flächen für die Windenergienutzung in einem Gebiet, für das bereits ein Flächennutzungsplan mit Windenergieausweisungen existiert. Die „isoliert“ neu geplanten Sonderbauflächen für Windenergie treten also zu den bereits vorhandenen Konzentrationsflächen hinzu.³

Ein Bedürfnis für dieses Instrument resultiert aus dem Dilemma vieler Gemeinden bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung. Oftmals besteht bereits ein Flächennutzungsplan mit Konzentrationswirkung, der nicht in Gänze überarbeitet werden soll. Viele Gemeinden wollen an ihrer Konzentrationsflächenplanung festhalten, nicht zuletzt aufgrund fehlender finanzieller und personeller Ressourcen für die Aufstellung eines umfassenden und neuen Planungskonzeptes samt umfangreichen Gutachten und dem Risiko, in den neuen Plan versehentlich Fehler einzubauen. Eine isolierte Planung zusätzlicher Flächen hätte hingegen den Vorteil, dass der bereits bestehende Plan mitsamt seiner Konzentrationswirkung unangetastet bleiben kann und gleichzeitig sich diese Planung auf die zusätzlichen Flächen beschränkt.

³ Vgl. Hilkenbach/Falke, „Isolierte Positivplanung“ nach § 249 Abs. 1 BauGB als flexibles Planinstrument, ZNER 1/2020, 1–7, S. 1.

PARKDIREKTOR GESUCHT?

Wir kümmern uns um Ihre Wind- und Solarparks.

REZ – viel mehr als nur Betriebsführer.

REZ

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

www.rez-windparks.de ■ info@rez-windparks.de

Weiterhin Anwendungsbedarf?



Mehr zum Thema in der BWE- Stellungnahme zum Kabinettschluss des Entwurfs eines § 6 Windenergieflächenbedarfsgesetzes

Geregelt ist die Konzentrationsflächenplanung, mittels derer Kommunen durch Ausweisung von Windenergienutzung diese im restlichen Plangebiet ausschließen konnten, in § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB. Damit ist aber künftig Schluss: **Das Wind-an-Land-Gesetz nimmt Windenergievorhaben von der Ausschlusswirkung des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB aus (vgl. § 249 Abs. 1 BauGB n.F.). Gemeinden sollen Windenergienutzung in ihrem Gebiet nicht mehr negativ steuern, vielmehr wird das gesamte Bauplanungsrecht hinsichtlich der Windenergieanlagen auf Positivplanung umgestellt.** Die Ausschlusswirkung des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB kann jedoch potenziell noch bis 31.12.2027 greifen (Ausnahme: bestimmte Repowering-Vorhaben). Voraussetzung für einen Wechsel des Regelungsregimes ist grundsätzlich das Erreichen der jeweiligen Flächenziele des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (vgl. § 245e Abs. 1 S. 2 BauGB).

In weiten Teilen wird es daher noch einige Jahre Bedarf für eine isolierte Ausweisung zusätzlicher Flächen in bestehenden Konzentrationsflächenplänen geben, gerade weil ein schneller Ausbau der Windenergie in Deutschland klima- und energiepolitisch drängt. Ist es aber nach aktuellem Bauplanungsrecht noch möglich, eine Fläche isoliert auszuweisen, ohne den bestehenden Flächennutzungsplan insgesamt anzutasten?

Rückblick: vor dem Wind-an-Land-Gesetz

Ein kurzer Blick zurück in die Zeit vor Inkrafttreten des Wind-an-Land-Gesetzes: § 249 Abs. 1 BauGB bestimmte, dass aus der Darstellung von zusätzlichen Flächen für die Windenergienutzung nicht folgt, dass die bisherigen Darstellungen für die Erzielung der Rechtswirkung des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB, die Konzentrations- und Ausschlusswirkung, nicht ausreichend sind. Gerade auf diese Wirkung kam es den meisten Gemeinden an. Ob der bestehende Flächennutzungsplan für eine zusätzliche, isolierte Ausweisung aber fehlerfrei sein musste⁴ oder die Rechtmäßigkeit der alten Planung nicht zu überprüfen war⁵, bildete einen Streitpunkt der oberverwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung. Ebenfalls umstritten war,

⁴ Vgl. OVG Lüneburg, Urt. v. 19.6.2019 (12 KN 64/17).

⁵ Vgl. OVG Münster, Urt. v. 17.5.2017 (2 D 22.15).

ob die Ausweisung einer einzelnen zusätzlichen Fläche trotzdem einer vollständigen Abwägung des Gesamtplanes bedurfte und ob sich die neuen Flächen weiterhin in das alte Plankonzept und die dort formulierten harten und weichen Tabukriterien einfügen mussten.⁶

Abwägungsprogramm und IPP bestätigt

Die Diskussion hat sich durch Inkrafttreten der Regelungen des Wind-an-Land-Gesetzes in weiten Teilen erübrigt. Seit Februar existiert die bisherige Vorschrift des § 249 Abs. 1 BauGB nicht mehr. Eine Regelung zur Darstellung „zusätzliche[r] Flächen für die Nutzung von Windenergie“ in einem Flächennutzungs- oder Raumordnungsplan trifft aber der neue § 245e Abs. 1 S. 5 BauGB. Die Norm beschränkt die Abwägung auf die Belange, die durch die Darstellung der zusätzlichen Flächen berührt werden. **Dies sei jedoch auch nur eine Klarstellung der bisher bereits geltenden Rechtslage, bestätigt die Gesetzesbegründung.⁷ Die Streichung des § 249 Abs. 1 BauGB a.F. ist damit keine Absage des Gesetzgebers an die IPP. Vielmehr will der Gesetzgeber „einen Anreiz zur schnellen Ausweisung zusätzlicher Flächen geben“⁸ und bestätigt daher die IPP als Planungsinstrument.**

⁶ Vgl. ausführlich hierzu Hilkenbach/Falke, „Isolierte Positivplanung“ nach § 249 Abs. 1 BauGB als flexibles Plan- instrument, ZNER 1/20, 1–7.

⁷ Vgl. BT-Drs. 20/3743, S. 23.

⁸ BT-Drs. 20/3743, S. 23.



Professioneller Service auch für Ihre Windenergieanlagen

- Unabhängiger Service
- Wartung & Instandsetzung
- Großkomponenten-Service
- Fernüberwachung 24/7
- Optimierungsmaßnahmen u. v. m.

Jetzt Kontakt aufnehmen:

www.prokon.net/pros

Tel.: 04821 68 55 395 | E-Mail: pros@prokon.net



Neue Fragen

Einen weiteren bisherigen Streitpunkt scheint § 245e Abs. 1 S. 6 BauGB zu schlichten, indem er zunächst klarstellt, dass eine Abweichung vom Planungskonzept möglich ist – aber unter der Bedingung, dass die Planungsgrundzüge erhalten bleiben. „Grundzüge der Planung“ beschreiben jedoch i.S.d. § 31 Abs. 2 BauGB nur die „planerische Grundkonzeption“.⁹ Diesen Widerspruch löst auch die Regelvermutung, die Grundzüge der Planung seien gewahrt, wenn höchstens 25 Prozent der bislang dargestellten Flächen zusätzlich ausgewiesen würden, nicht auf. Diese Regel wirft vielmehr weitere Fragen auf. Wieso ausgerechnet 25 Prozent? Weshalb wird die Einhaltung des planerischen Grundkonzepts gerade und ausschließlich mit Einhaltung einer bestimmten Flächenmenge gleichgesetzt? Weiterhin erscheint, die bislang dargestellten Flächen als Anknüpfungspunkt zu wählen, problematisch in Fällen, in denen eine Gemeinde Windenergieanlagen auf ihrem Gebiet bisher verhindern wollte und entsprechend wenig Gebiete ausgewiesen hat. Einen zugunsten der Windenergie geänderten politischen Willen der Gemeindevertretung durch IPP schnell in die Tat umzusetzen, wird durch die neue Regelung nicht gerade erleichtert. Überdies fragt sich, unter welchen Umständen auch die zusätzliche Ausweisung von mehr als 25 Prozent der bisher dargestellten Flächen die Grundzüge der Planung wahr und ob in diesem Fall die in der bisherigen Rechtspraxis diskutierten Maßstäbe wieder virulent werden.

Chancen

Hat der Gesetzgeber seine Ziele, einen Anreiz zum schnellen Ausbau der Windenergie zu schaffen, jedenfalls mittels der isolierten Positivplanung in der Summe verfehlt? Auch eine IPP, die die 25-Prozent-Grenze überschreitet, ist nicht per se ausgeschlossen. Ihre Zulässigkeit wird sich allerdings weiterhin nach den zur bisherigen Rechtslage aufgestellten Grundsätzen bemessen. Immerhin bis zu der Flächenmenge von 25 Prozent können kommunale Planungsträger nun aber sicher davon ausgehen, dass sie die Grundzüge der Planung wahren und eine IPP zulässig ist. Neben dieser höheren Rechtssicherheit verspricht ein begrenztes Abwägungs- und Prüfprogramm Erleichterungen für nachträgliche einzelne Ausweisungen. § 245e Abs. 4 BauGB hält noch einen

⁹ Vgl. Reidt, Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB-Kommentar, 14. Aufl. 2019, § 31 Rn. 29.

weiteren Grund bereit, um auf einen beschleunigten Windenergieausbau zu hoffen: Bereits das Vorliegen des Entwurfs einer geplanten zusätzlichen Windenergieausweisung – u.a. im Rahmen einer IPP – genügt unter Umständen für die Zulassung eines Windenergievorhabens außerhalb der bisherigen Konzentrationsflächen.

Christian Falke ist Fachanwalt für Verwaltungsrecht bei der prometheus Rechtsanwaltsgesellschaft mbH und berät und vertritt Wirtschaftsunternehmen, Städte und Gemeinden sowie kommunale Unternehmen und Planungsverbände in allen Fragen des Verwaltungsrechts. Seit mehr als 15 Jahren beschäftigt er sich intensiv mit allen Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen.



r.e.think energy

Gestalten wir gemeinsam die Zukunft Ihrer Windenergieanlagen!

Mit PPA einen ertragreichen Weiterbetrieb ermöglichen.

Kontaktieren Sie unseren Experten Stefan Erhard:

+49 89 383932 5703

stefan.erhard@baywa-re.com

www.wind-bringt-uns-weiter.de





Zielabweichungsverfahren – Erleichterungen für Projektierer:innen geplant

Die Änderung des Raumordnungsgesetzes soll das sehr aufwendige und bisher oft erfolglose Zielabweichungsverfahren vereinfachen. Doch die Praxis zeigt: Die Änderung wird zu oft ins Leere laufen. Ausgerechnet Sachsen macht vor, wie es gehen könnte.

Der Hintergrund

Bei der Planung von Windenergievorhaben ist es häufig erforderlich, sogenannte Zielabweichungsverfahren durchzuführen. Diese sind sehr aufwendig und nicht immer erfolgsversprechend. Diesem Problem widmet sich nun der Gesetzgeber. Einerseits sieht die Novelle des Raumordnungsgesetzes, vom Bundestag am 03.03.2023 beschlossen und am gleichen Tag vom Bundesrat angenommen, Änderungen auf Bundesebene vor.¹ Andererseits werden auch auf Landesebene – so z.B. in Sachsen – die Landesplanungsgesetze angepasst.²

Die bundesgesetzliche Änderung ist für Projektierer:innen äußerst praxisrelevant – ein Fall aus der anwaltlichen Praxis zeigt, wie sich die Gesetzesänderungen auswirken und worauf zu achten ist.

¹ Deutscher Bundestag, Drucksache 20/4823, Gesetzesentwurf des ROGÄndG, 07.12.2022, (<https://dserver.bundestag.de/btd/20/048/2004823.pdf>).

² Sächsischer Landtag, SächsGVBl. S. 705, Haushaltsbegleitgesetz 2023/2024, 20.12.2022.



Mehr zum Thema in der BWE-Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Raumordnungsgesetzes

Die Gesetzesänderung des § 6 Abs. 2 Raumordnungsgesetz (ROG)

Das Zielabweichungsverfahren ist in § 6 Abs. 2 ROG geregelt. Von der Änderung unberührt bleiben die dafür geltenden zwei Tatbestandsvoraussetzungen: Erstens, dass die Abweichung unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar ist. Zweitens, dass die Grundzüge der Planung nicht berührt werden.

Die Änderung des § 6 Abs. 2 ROG findet auf Rechtsfolgenseite statt – aus der aktuellen „Kann-Regelung“ wird eine „Soll-Regelung“:

- Nach aktuellem Wortlaut „kann“ bei Vorliegen der obengenannten Voraussetzungen von Zielen der Raumordnung abgewichen werden.
- Nach der ROG-Novelle „soll“ die zuständige Raumordnungsbehörde einem Antrag auf Abweichung von einem Ziel der Raumordnung stattgeben.

Gesetzesänderung betrifft die Rechtsfolgenseite

Mit dieser Gesetzesänderung haben Behörden bei der Frage, ob von den Zielen der Raumordnung im Einzelfall abgewichen werden kann, in Zukunft ein sogenanntes „intendiertes Ermessen“ anzuwenden.

Damit wirkt sich die die Änderung im zweistufigen Prüfverfahren von Tatbestands- und Rechtsfolgenseite erst auf letzterer, der Rechtsfolgenseite aus. Konkret bedeutet das: Erst, wenn die zuständige Raumordnungsbehörde zu der Überzeugung gelangt ist, dass die oben aufgeführten tatbestandlichen Voraussetzungen des Zielabweichungsverfahrens erfüllt sind, ist sie im Regelfall dazu angehalten auf der Rechtsfolgenseite – sofern kein atypischer Fall vorliegt – der Zielabweichung zuzustimmen.

Ein Praxisbeispiel aus Sachsen: Problematisch ist die Tatbestandsebene

Ein Fall aus Sachsen macht deutlich, weshalb es einerseits des Zielabweichungsverfahrens als Instrument an sich bedarf und andererseits, warum Betreiber:innen und Projektierer:innen so oft daran scheitern: Gegenstand des Antrags waren fünf bestehende Windenergieanlagen in einem



Vorrang- und Eignungsgebiets (VREG), die im Wege des Repowerings durch drei neue Windenergieanlagen ersetzt werden sollten.

Die im Plan vorgesehene Fläche ist jedoch zu klein, um dort die drei neuen (repoweren) Anlagen unterzubringen. Damit die Betreiberin dennoch ihre Anlagen aufstellen kann, stellte sie im Rahmen eines Zielabweichungsverfahrens bei dem regionalen Planungsverband den Antrag, vom Regionalplan abzuweichen, um die bestehenden Anlagen repowern zu können. Der Landesentwicklungsplan Sachsen 2013 beinhaltet für den Ausbau der Windenergie das raumordnerische Ziel 5.1.3 mit folgenden zwei Vorgaben:

1. Sicherung der Windenergieziele der sächsischen Staatsregierung

Durch die Regionalpläne sind die räumlichen Voraussetzungen zum Erreichen des – für die Nutzung der Windenergie geltenden – Zieles der Sächsischen Staatsregierung zu sichern. Dies soll entsprechend dem Flächenanteil der jeweiligen Planungsregion an der Gesamtfläche des Freistaates (regionaler Mindestenergieertrag) erfolgen.

2. Räumlich abschließende, flächendeckende und konzentrierte Planung

Zweitens ist die Nutzung der Windenergie dabei durch eine abschließende, flächendeckende Planung nach dem Prinzip der dezentralen Konzentration in den Regionalplänen durch die Festlegung von VREG zur Nutzung der Windenergie räumlich zu konzentrieren. →

Lesen Sie weiter auf Seite 44

Ihre
Partner

... rund um Ihren Windpark



DunoAir Windpark Planung GmbH
Hawstraße 2a, 54290 Trier
Tel.: +49 651 999 889-0 | www.dunoair.com
» Betrieb & Service, Planung



enercity Erneuerbare GmbH
Tel.: +49 (0)491 91240 600
www.enercity-erneuerbare.de
» Projektierung & Betriebsführung



GP JOULE GmbH
Tel.: 04671 6074-0 | info@gp-joule.de
www.gp-joule.de
» Betrieb & Service, Planung und Sektorkopplung



Green Wind Group
Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin
www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de
» Betriebsführung, Spezialmesskampagnen & Auswuchten



JUWI GmbH
Tel.: 06732 96 57-0 | info@juwi.de
www.juwi.de
» Planung, Betrieb & Service, Direktvermarktung



NOTUS energy Gruppe
Tel.: 0331 620 43-40
www.notus.de
» Planung & Projektierung



PIONEXT Service GmbH & Co. KG
Otto-Lilienthal-Str. 2, 55232 Alzey
www.pionext.de
» Betrieb & Service, Planung



TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH
Tel.: 030 2027 6787 | rm.industrie@totalenergies.com
services.totalenergies.de
» Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



Triflex GmbH & Co. KG
info@triflex.de | +49 571 38780-0
www.triflex.com/de/triflex_towersafe
» Sonstige Dienstleistungen



VENSYS Energy AG
Tel.: +49 6821 9517 0
www.vensys.de
» Hersteller

HOCHLEISTUNGS-
SCHMIERSTOFFE
made in Germany

- Umfassendes Sortiment für Windkraftanlagen
- Überdurchschnittliche Einsatzintervalle
- Beratung und Analysenservice



ADDINOL
THE ART OF OIL SINCE 1936

ALLES. LÄUFT.
OPTIMAL



MEHR DETAILS

www.addinol.de

Die Raumordnungsbehörde kam mit Verweis auf eben diese raumordnerischen Ziele zu der Auffassung, dass das Zielabweichungsverfahren bereits auf Tatbestandsebene abzulehnen sei. Durch die Beantragung der größeren Fläche und der Errichtung raumbedeutsamer Windenergieanlagen außerhalb ausgewiesener VREG seien die Grundzüge der Planung nach § 16 SächsLPlIG i. V. m. § 6 Abs. 2 ROG berührt.

Die Behörde begründete dies inhaltlich wie folgt: Die Errichtung von Windenergieanlagen in Sachsen stehe und falle mit den dafür eigens eingerichteten VREG als Ausprägung einer räumlich abschließenden flächendeckenden Planung. Der Altbestand von Windenergieanlagen, der seinerzeit noch ohne VREG-Pflicht entstanden war, soll nach Ablauf der Lebensdauer der WEA abgebaut werden, das Gebiet perspektivisch wegfallen.

Damit zeigt der angeführte Praxisfall eindrucksvoll: Die Änderung des § 6 Abs. 2 ROG von einer „kann“- zu einer „soll“-Regelung auf Rechtsebene wird in vielen Fällen leerlaufen, weil es aufgrund der unveränderten tatbestandlichen Anspruchsvoraussetzungen erst gar nicht zur nachgelagerten Rechtsfolgenprüfung kommt. Deshalb muss konstatiert werden: Liegen die Tatbestandsvoraussetzungen der Zielabweichung nicht vor, hilft auch eine Erleichterung auf der Rechtsebene nicht weiter.

Folge: Änderung des ROG ist nicht ausreichend

Im Ergebnis überwinden Zielabweichungsverfahren in der Praxis immer öfter nicht die Tatbestandsebene. Damit ist die Änderung in § 6 Abs. 2 ROG nicht ausreichend, um das Ziel der Ausweitung von Zielabweichungsverfahren zu erreichen.

Nur eine „Erleichterung“ des Zielabweichungsverfahrens auf der Tatbestandsebene kann dies bewirken. Und Sachsen macht vor, wie es geht: Mit dem am 20. Dezember 2022 neueingefügten § 20 Abs. 3 SächsLPlIG gibt Sachsen den Raumordnungsbehörden die Möglichkeit, von den Festlegungen aus dem Landesentwicklungsplan 2013 und den Festlegungen in den Regionalplänen Abweichungen zu zulassen, wenn diese unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar sind. Dementsprechend verzichtet der Freistaat auf Tatbestandsebene auf das Merkmal der „Berührung von Grundzügen der Planung.“

Dies würde im oben beschriebenen Beispiel die Chance auf eine Bewilligung erhöhen. Wie auch in der Gesetzesbegründung angeführt, bedeutet der Verzicht lediglich den Wegfall einer „formellen Grenze“ auf Tatbestandsebene. Dafür wird die Zielabweichung in den Fällen, in denen eine „Berührung von Grundzügen der Planung“ anzunehmen wäre, für eine Ermessensentscheidung geöffnet.³

Gesetzgeber in der Pflicht: Es bedarf weiterer Erleichterungen im Verfahren

All dies zeigt, dass es mit der Änderung des Raumordnungsgesetzes – nur auf Rechtsebene – allein nicht getan ist. Vielmehr ist der Bundesgesetzgeber in der Verantwortung: Um die angestrebten Ziele des Klimaschutzes, der Versorgungssicherheit und der Durchsetzung der Energiewende zu erreichen, bedarf es der Nachjustierung auch auf Tatbestandsebene. Sachsen hat die Problematik selbst in die Hand genommen, doch eine einheitliche Regelung auf Bundesebene würde konsequent und zielorientiert den Ausbau der Erneuerbaren Energien fördern. In diesem Zusammenhang zeigt sich wieder, dass Rechtsänderungen oft nicht ausreichend sind, um nachhaltig und vollumfänglich die behördlichen und gerichtlichen Verfahren zu modernisieren und den Anforderungen der Klimabeschlüsse des BVerfG zu entsprechen.

³ Freistaat Sachsen, Beschlussempfehlung und Bericht des Haushalts- und Finanzausschusses, Drucksache 7/11500 (Drs 7/11500).

Prof. Dr. Martin Maslaton ist Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht sowie geschäftsführender Gesellschafter der MASLATON Rechtsanwalts-gesellschaft mbH, die sich schwerpunktmäßig mit sämtlichen Fragen des Rechts der Erneuerbaren Energien befasst. Die anwaltliche Tätigkeit ist in allen Feldern des öffentlichen Rechts angesiedelt.



Grenzen für Abschaltzeiten für den Artenschutz

Abschaltungen von Windenergieanlagen sollen mit dem neuen Bundesnaturschutzgesetz begrenzt werden. Wie sich die neu eingeführte „Zumutbarkeitsschwelle“ auswirkt, wird im Folgenden dargestellt.

Einführung

Im novellierten Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) wurden für die Zulassung von Windenergieanlagen (WEA) die Zumutbarkeitsschwelle für Schutzmaßnahmen, der Basisschutz in der Ausnahme und die Zahlungen in ein Artenhilfsprogramm neu eingeführt. Die Berechnungen dazu erfolgen nach Anlage 2 BNatSchG. Um die Anwendung für Behörden und Projektierer zu erleichtern, hat die FA Wind ein auf Excel basierendes Tool erstellt und veröffentlicht.

Zumutbarkeitsschwelle

Ein artenschutzrechtlicher Konflikt für eine der 15 Vogelarten, die nach BNatSchG als kollisionsgefährdet gelten (siehe Anlage 1 Abschnitt 1), entsteht, sobald eine WEA im Nahbereich eines Brutplatzes einer der gelisteten Arten geplant wird. Außerdem liegt ein solcher Konflikt vor, wenn ein Überschreiten der Signifikanzschwelle im zentralen Prüfbereich nicht verneint werden kann. Des Weiteren kann die Behörde ein Überschreiten im erweiterten Prüfbereich feststellen.

Ein artenschutzrechtlicher Konflikt kann unter anderem mit Abschaltmaßnahmen bewältigt werden. In Anlage 1 Abschnitt 2 BNatSchG werden hier Abschaltungen bei landwirtschaftlichen Bewirtschaftungsereignissen, phänologiebedingte Abschaltungen und bei Einsatz von Antikollisionssystemen (AKS) genannt. Soll eine solche Maßnahme in einer Genehmigung zur Auflage werden, ist vorab zu prüfen, ob nicht die in § 45b Abs. 6 genannte Zumutbarkeitsschwelle überschritten wird.

Die Schwelle für das Überschreiten wird mit acht Prozent des zu erwartenden Jahresertrags der WEA für windhöfliche Standorte (Gütefaktor mit 90 % oder mehr) und mit sechs Prozent für Regelstandorte (Gütefaktor weniger als 90 %) festgelegt. Auf Wunsch des Vorhabenträgers ist eine

Überschreitung der Schwellenwerte zulässig. Dem Gesetzeswortlaut nach sind die Schwellenwerte zu beachten, wenn eine Abschaltmaßnahme zur Auflage wird. In diesen Fällen werden dann auch notwendige Schutzmaßnahmen für andere Arten in die Berechnung mit einbezogen. Dies gilt allerdings nicht für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen aus der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung.

Da die Bedingungen und die Eingangsparameter sich in einem Windpark für jede Anlage anders darstellen können, ist die Berechnung für jede einzelne von einem artenschutzrechtlichen Konflikt betroffene WEA separat durchzuführen.

Basisschutz

Wird eine artenschutzrechtliche Ausnahme erteilt, so sind Schutzmaßnahmen nur noch im Rahmen des Basisschutzes (§ 45b Abs. 9) zulässig, wobei die Schwelle zwei Prozent unterhalb der Zumutbarkeitsschwelle liegt. Dies bedeutet, dass die Schutzmaßnahmen zu reduzieren sind. Zusätzlich sind in der Ausnahme Zahlungen in ein AHP zu leisten (§ 45b Abs. 2).

Das BNatSchG verweist zur Berechnung des Gütefaktors sowohl für die Zumutbarkeitsschwelle als auch für den Basisschutz auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), sodass sie nach den dort in Anlage 2 angegebenen Bestimmungen zu erfolgen hat. Dies bedeutet, dass hier neben anderen erforderlichen Abschaltungen (Schall/Schattenwurf) die naturschutzfachlich begründeten Abschaltungen mit einfließen. Werden die Maßnahmen im Laufe des Genehmigungsverfahrens abgewandelt, kann dies zu einer Veränderung des Gütefaktors führen. Das Gleiche gilt für die Bestimmung der zu erwartenden Vollbenutzungsstunden, die ebenfalls bei der Berechnung zu berücksichtigen sind; so kann es also sein, dass in einem Verfahren mehrfach die Erstellung eines Ertragsgutachtens erforderlich ist. Es ist daher sinnvoll, bereits im Vorfeld eine Einigung zwischen Vorhabenträger und Behörde auf die einzustellenden Maßnahmen und ggf. auch die reduzierten Maßnahmen im Basisschutz zu erzielen.

Prozentualer Anteil der Abschaltungen

Unabhängig von den Eigenschaften der jeweiligen WEA können Aussagen zum prozentualen Anteil der Abschaltungen getroffen werden, da sich die in der Formel enthaltenen Anlagenparameter hier herauskürzen lassen.

So ist das Erreichen der angegebenen Schwellenwerte für die Zumutbarkeit bzw. den Basisschutz bei landwirtschaftlichen Bewirtschaftungsereignissen abhängig von der Anzahl der Flurstücke und deren Bewirtschaftung im Umkreis von 250 m um die Anlage.

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse entsprechender Berechnungen dargestellt. Aufgezeigt wird, wie viele Grünland- bzw. Ackerflurstücke jeweils im Umkreis von 250 m um den Turmmittelpunkt einer Anlage liegen können, ohne dass der jeweilige Schwellenwert überschritten wird. Vorausgesetzt wurde jeweils eine einheitliche Bewirtschaftung der Flurstücke. Zudem werden die möglichen Tage phänologiebedingter Abschaltungen abgebildet. Für die Berechnung wird jeweils nur von einer durchzuführenden Maßnahme ausgegangen. Für Abschaltungen zum Schutz von Fledermäusen wurde der pauschal ansetzbare Wert von 2,5 % eingesetzt. Investitionskosten in weitere Schutzmaßnahmen spielen zwar nicht in die Zulässigkeit der Abschaltmaßnahmen mit hinein, sind jedoch bei der Gesamtbetrachtung der Zulässigkeit von Schutzmaßnahmen zu berücksichtigen. Daher werden für diese Betrachtung Schutzmaßnahmen innerhalb des festgelegten Selbstbehalts von 17.000 EUR pro MW Anlagenleistung angenommen.

Gütefaktor Schwellenwert	Zumutbarkeitsschwelle		Basisschutz	
	< 90 % 6 %	≥ 90 % 8 %	< 90 % 4 %	≥ 90 % 6 %
Anzahl der Flurstücke mit Mahdereignissen	5	8	2	5
Anzahl der Flurstücke mit Ernte- und Pflugtätigkeit	14	22	6	14
Anzahl der Tage mit phänologiebedingter Abschaltung	21	34	9	21

Tabelle 1: Berechnung, wie viele Flurstücke bei landwirtschaftlichen Abschaltungen im 250 m Radius betroffen sein dürfen bzw. wie viele Tage phänologiebedingte Abschaltungen möglich sind, ohne dass die Zumutbarkeitsschwelle bzw. der zulässige Basisschutz überschritten wird; Bedingungen: kein AKS, kein besonders konfliktträchtiger Standort, Fledermausabschaltungen 2,5 %, Investitionskosten innerhalb des Selbstbehalts.

Im Ergebnis zeigt sich, dass je nach Standort die Zulässigkeit von Abschaltmaßnahmen stark begrenzt ist. Insbesondere bei einer kleinteiligen

Flur mit Grünlandnutzung ist damit zu rechnen, dass die Zumutbarkeitsschwelle überschritten wird.

An Standorten, die als für den Artenschutz „besonders konfliktträchtig“ gelten, ist bei landwirtschaftlichen Bewirtschaftungsereignissen anstatt einer eintägigen eine zweitägige Abschaltung erforderlich. Die Verdopplung des Zeitraums führt dabei zu einer Halbierung der Anzahl der Flurstücke, die bis zum Erreichen der Schwellenwerte betroffen sein dürfen.

Phänologiebedingte Abschaltungen werden durch die neuen Regelungen stark eingeschränkt. In Anlage 1 Abschnitt 2 wird für diese Abschaltungen ein Zeitraum von „vier oder bis zu sechs Wochen innerhalb des Zeitraums vom 1. März bis zum 31. August“ genannt. Ohne Überschreiten der Zumutbarkeitsschwelle kann an einem Regelfallstandort nicht einmal die genannte Untergrenze festgelegt werden, und selbst an einem windhöffigen Standort werden keine fünf Wochen möglich.

Weitere mögliche Schutzmaßnahmen

Die in Anlage 1 Abschnitt 2 aufgeführten Maßnahmen sind nicht abschließend. Betrifft dies nicht die Abschaltauflagen, sondern die sonstigen Schutzmaßnahmen, fließen diese bei den Investitionskosten mit ein. Berücksichtigung finden die Investitionskosten bei den Berechnungen der monetären Zumutbarkeit der Maßnahmen und den monetären Kosten der Maßnahmen im Basisschutz.

Präzise
Ertragsvorhersagen
auf Basis von
Big Data und
Machine Learning



4-cast.de
power@4-cast.de

HINTER JEDEM
ERFOLGREICHEN
WINDRAD
STEHT EINE
STARKE
PROGNOSE

4-cast
heartbeat of renewables

Sollen jedoch weitere Maßnahmen beauftragt werden, die die Abschaltungen von WEA betreffen, so ist der Umgang damit noch ungeklärt, denn die Formeln in Abschnitt 2 sehen keine weiteren Abschaltmaßnahmen vor. Allerdings werden durchaus weitere Maßnahmen für Bewirtschaftungsereignisse vorgesehen; so nennt beispielweise die artenschutzrechtliche Arbeits- und Beurteilungshilfe aus Mecklenburg-Vorpommern als zusätzliche Maßnahmen das Mulchen, Grubbern und Eggen.

Klar ist, dass zusätzliche Maßnahmen schon bei einer geringeren Anzahl an betroffenen Flurstücken im 250-Meter-Radius zum Erreichen der Zumutbarkeitsschwelle führen. So würde bei einer zusätzlichen Bewirtschaftungsmaßnahme, die in dem relevanten Zeitraum des Jahres einmal durchgeführt wird, die Zumutbarkeitsschwelle bei mehr als acht Flurstücken überschritten. Wären zwei Ereignisse pro Saison einzurechnen, würde die Grenze bei mehr als sechs Flurstücken gerissen. Es wird sich zeigen, wie die Länder beim Überarbeiten der Länderleitfäden mit dieser Problematik umgehen. Die Formel im BNatSchG eröffnet hier keinen Spielraum.

Antikollisionssysteme

Inwieweit AKS zukünftig bei der Anlagengenehmigung eine Rolle spielen können, ist wesentlich vom Standort abhängig. Bei windhöffigen Standorten können die Systeme bei einer Einzelanlage im Rahmen der Zumutbarkeitsschwelle zulässig sein. Für einen Regelfallstandort sind mehrere Parameter zu betrachten.

Da für ein AKS eine Abschaltzeit von drei Prozent angerechnet wird, hängt dessen Zulässigkeit u. a. vom Umgang mit den Fledermausabschaltungen ab. Wird hier der Pauschalwert von 2,5 % angesetzt, liegt zumindest der prozentuale Anteil der Abschaltungen unterhalb der Sechs-Prozentschwelle. Ein gutachterlich belegtes Anheben dieser Abschaltungen auf drei Prozent oder mehr führt dagegen zu einem Überschreiten der Zumutbarkeitsschwelle.

Die Investitionskosten für ein AKS sind nicht unerheblich und werden bei der monetären Zumutbarkeit einberechnet. Allerdings fließen hier nur die Kosten oberhalb des Selbstbehaltes ein, der bei einer Anlage mit sechs MW immerhin bei 102.000 EUR liegt. Je nach Kosten für ein solches System und Güte des Standortes kann es dennoch sein, dass die Anwen-

dung eines Antikollisionssystems nur bei artenschutzrechtlicher Betroffenheit mehrerer WEA im Rahmen der Zumutbarkeit liegt. Voraussetzung ist, diese WEA können durch ein einziges System ausreichend abgedeckt und die Kosten daher aufgeteilt werden.

Fazit

Im novellierten BNatSchG wurde mit der Zumutbarkeitsschwelle eine klare Grenze für artenschutzrechtliche Abschaltmaßnahmen eingeführt. Hinsichtlich der Abschaltungen bei landwirtschaftlichen Bewirtschaftungsereignissen zeigt sich, dass eine starke Abhängigkeit von der Anzahl der betroffenen Flurstücke im Anlagenumfeld besteht. Stark beschränkt werden mit den Regelungen im BNatSchG die Abschaltzeiten für phänologiebedingte Abschaltungen.

Inwieweit AKS auf einem Regelfallstandort Anwendung finden, wird sich zeigen. Absehbar ist jedoch, dass diese zunächst – in Abhängigkeit von den Systemkosten und der Leistung der WEA – nur zum Einsatz kommen, wenn mehrere WEA gleichzeitig abgedeckt werden können.

Dr. Dirk Sudhaus, Forschungskordinator der FA Wind



Link zur Anwendungshilfe zur Anlage 2 des Bundesnaturschutzgesetzes



Geringere Abschaltzeiten = größerer Ertrag
Neues Artenschutzrecht bietet Chancen
zur Reduzierung Ihrer Auflagen



Kontaktieren Sie unsere Expertin Dr. Katharina Schober für ein unverbindliches Erstgespräch: 0761-49054-0





Blattmontage der Vestas V150

Mehrwert aufzeigen: Gelungene Projektkommunikation am Repowering-Standort Spiesheim

Am Standort Spiesheim wurden fünf Altanlagen aus dem Jahr 1997 durch eine neue ersetzt. Trotz deutlich größeren Anlagendimensionen sind die Anwohner*innen zufrieden – auch weil das Projekt von Beginn an intensiv kommunikativ begleitet wurde.

Dass die Windenergie die zentrale Form der Energiegewinnung ist, weiß man in der rheinland-pfälzischen Verbandsgemeinde Wörrstadt südlich von Mainz spätestens seit dem Jahr 1997. Damals gingen die ersten Anlagen im Gemeindegebiet in Betrieb. Seitdem sind viele weitere dazugekommen. Mittlerweile ist die Verbandsgemeinde im Strombereich sogar energiepositiv. Mehr als 150 Prozent des Verbrauchs wird hier vor der eigenen Haustür produziert. Doch Schluss soll hier noch lange nicht sein. „Wir werden das Potenzial der Windenergie voll ausschöpfen“, sagt VG Bürgermeister Markus Conrad. Und dazu gehört unzweifelhaft auch das Repowering bestehender Anlagenstandorte.

Fakten multimedial präsentiert

„Der Standort Spiesheim zeigt anschaulich die Grundidee und die Vorteile des Repowerings“, sagt Projektleiter Aleksey Atanasov. „Viele ältere Anlagen werden idealerweise durch wenige moderne, leistungstärkere Anlagen ersetzt und der standortspezifische Energieertrag so signifikant erhöht.“ Für sein Projekt lautet die Formel daher: „Aus fünf mach eins bei vierfachem Ertrag.“ Denn wo einst über 20 Jahre lang fünf kleine Enercon E-40 ihre Arbeit verrichteten, dreht sich seit Ende 2022 nur noch ein einziger großer Rotor. Der es aber in sich hat. Denn verglichen mit den Altanlagen hat sich nicht nur die installierte Leistung am Standort von zusammen 2.500 Kilowatt auf 5.600 Kilowatt erhöht, auch der jährliche Energieertrag ist deutlich gestiegen: Von rund fünf Millionen Kilowattstunden auf etwa 17,5 Millionen Kilowattstunden.

Gewachsen sind auch die Anlagendimensionen. Von ehemals 65 Metern Nabenhöhe auf aktuell 166 Meter, der Rotordurchmesser wuchs von 40 auf 150 Meter. „Das sind natürlich Dimensionen und Entwicklungen, die den Bürger*innen vor Ort anschaulich erklärt werden müssen“, erinnert sich Atanasov an die Anfänge des Projektes. „Unser Ziel war es daher, möglichst viele Menschen vor Ort für die Vorteile, die ein Repowering mit sich bringt, zu informieren. Entschieden haben wir uns letztlich neben der gezielten Ansprache aller Stakeholder für eine Videodokumentation und ein übergeordnetes Online-Projektstagebuch, das die wichtigsten Projektmeilensteine anschaulich aufbereitet: Vom Abklemmen der bestehenden Stromversorgung über das Recycling der alten Betonfundamente bis zum Ziehen des neuen Maschinenhauses.“

WWW.KAEUFER.DE

Einfach sicherer.
QUALITÄT UND SERVICE
VOM WELTMARKTFÜHRER

Konstruktion / Herstellung Vermietung / Verkauf Montage / Service Schulung / Training

Als der weltweit führenden Hersteller von Rotorblattbefahranlagen entwickeln wir seit über 30 Jahren temporäre Befahranlagen und Zugangstechnik für Rotorblätter und Türme. Unsere Rotorblattbefahranlagen sind sicher und TÜV zertifiziert.

K-BP-2 L: Mit weit über 300 Anlagen die meistverkaufte Rotorblattbefahranlage in der Welt

K-BP-4: Einzigartige Konzeption für die neue Turbinengeneration 6 MW + jetzt mit Einhausung

K-BP-O: Perfekt konstruierte Plattform für Offshore Turbinen und einfachem Blattzugang auf hoher See

Gebr. Käufer GmbH • Mühlenberg 5 • 42499 Hückeswagen • Telefon: +49 (0) 2192.9203-0 • E-Mail: wind@kaeufer.de



Neben den ideellen Werten bleiben natürlich auch handfeste monetäre Werte in der Gemeindemaschine. Schließlich greift im Gegensatz zu den Altanlagen die neu geschaffene Paragraf-Sechs-Regelung des EEG. „Das ist eine gute Sache, weil die Akzeptanz in den Gemeinden dadurch noch steigt, um solchen Anlagen zuzustimmen,“ sagt Wörrstadt's Stadtbürgermeister Ingo Kleinfelder. „Und deswegen halte ich das auch für einen richtigen Weg.“

Startschuss auf der Baustelle

Nach intensiver interner Vorarbeit fiel mit Genehmigungserhalt im März 2021 der Startschuss. Zum 1. Mai nahm die Projektgesellschaft an der Ausschreibungsrunde teil und erhielt einen Zuschlag der Bundesnetzagentur für die 5,6-Megawatt-Anlage vom Typ Vestas V150.



Errichtung des Anlagenturms

Ende September des gleichen Jahres begannen dann die bauvorbereitenden Maßnahmen: Der Übertragungsnetzbetreiber trennte die Altanlagen vom Netz, direkt im Anschluss begannen die beauftragten Baufirmen damit, einen Teil des Mutterbodens zwischen den Anlagen abzuschleifen, um die alten Kabel aus dem Boden zu holen.

Ende Oktober begann die Demontage der Altanlagen, zunächst des Rotorsterns dann der drei jeweils

21 Meter langen Stahlrohrsegmente eines Turms. Diese wurden direkt vor Ort „transportgerecht“ zugeschnitten und abtransportiert, um anschließend im Stahlwerk eingeschmolzen zu werden.

Nach dem Rückbau wurden die weiteren Anlagenkomponenten mit Schneidbrennern zerkleinert. Auch andere Metallteile wie Generatorring, Hauptträger und Rotornabe werden fachgerecht zerschnitten. So ließen sich die Materialien problemlos wieder dem Wertstoffkreislauf zuführen.

Das gilt ebenso für die Betonfundamente. Das durch Gesteinsbrecher klein gemahlene Substrat wurde für den Bau der neuen Windturbine verwertet. Die Rotorblätter wurden vor Ort durch eine Spezialfirma fachgerecht zerkleinert und weiterverwertet.

Fundament- und Turmbau, Gondelzug und Inbetriebnahme

Während der Wintermonate pausierten die Arbeiten auf der Baustelle. Mitte Mai 2022 erfolgte der Bau der Zuwegung, der Kranstell- und Lagerfläche. Im Anschluss daran wurde der Fundamentboden mit 98 Säulen, die fünf Meter tief in den Boden ragen, verfestigt und die Sauberkeitsschicht aufgetragen, bevor der aus Stahl bestehende Fundamentkorb mit dem Anschlussflansch (Ankerkorb) für das unterste Turmsegment geflochten wurde.

Dann rollten die Betonmischer: Rund 95 Fahrzeuge mit insgesamt 750 Kubikmeter Beton vervollständigen das Fundament, das einen Durchmesser von 24 Metern und eine maximale Höhe von 2,80 Meter hat.

Ende Juni, Anfang Juli wurde der Betonteil des Anlagenturms errichtet. Knapp eine Woche benötigte das Bauteam für die Montage. Eine Besonderheit des Turms: Die unteren Elemente sind farblich in Brauntönen gehalten, um einen optisch sanften Übergang zu den umgebenen Getreidefeldern zu ermöglichen.



Alles aus einer Hand

IHR PARTNER FÜR GROSSKOMPONENTENTAUSSCH

Unsere Dienstleistungen

- Beschaffung von Großkomponenten
- Logistik und Bereitstellung von Kran- und Lifting-Tools
- Baustelleneinrichtung Austausch und/oder Reparatur der Großkomponenten
- Wiederinbetriebnahme
- Betreuung und Wartung über den Gewährleistungszeitraum hinaus
- Risk Assessment Message Statements (RAMS)
- Qualitätssicherung vor Ort durch eigenes QHSE-Team

Kontakt



Ulrich Küster | Director Sales
Mobil +49 162 6821033
u.kuester@buss-energy.com



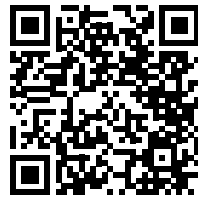
Jan Peter von Hofe | Sales Manager
Mobil +49 162 1318893
j.vonhofe@buss-group.com

Nach einiger Verzögerung aufgrund von Lieferengpässen ging es im November weiter. Zunächst wurden die letzten drei Turmelemente aus Stahl gehoben, dann folgten das Maschinenhaus, der vormontierte Triebstrang mit Getriebe und Generator sowie die Rotorblattnabe.

Zum Abschluss dann das Highlight: Majestätisch schwebten die Windfänger Blatt für Blatt bis zur Nabenhöhe von 166 Metern, und dort wurden sie von schwindelfreien Monteuren in Empfang genommen und fest verschraubt. Seit Ende 2022 produziert die Anlage sauberen Strom und leistet einen weiteren wichtigen Beitrag für den Klimaschutz in der Verbandsgemeinde Wörrstadt. Es wird sicherlich nicht das letzte Repowering-Projekt vor Ort.



Felix Wächter ist Pressesprecher der JUWI GmbH, welche das Repowering-Projekt Spiesheim durchgeführt hat. Weitere Infos zum Repowering-Projekt Spiesheim mit vielen Videos sind im Projekttagbuch zu finden.



Seit über zehn Jahren Anlagenbetreiber?

Wir bieten Kooperationsmöglichkeiten für ein Repowering in allen Bundesländern an. Gerne kaufen wir auch Ihren Windpark zu einem fairen Preis.

Wenn Sie einen guten Partner für Ihre Altanlagen suchen, dann sprechen Sie uns an.

Tel. 06732 9657-4170 | repowering@juwi.de



www.juwi.de

JUWI

Für den Fall der Fälle: Das Notfallinformationssystem

In diesem Jahr wird das Windenergieanlagen-Notfallinformationssystem (WEA NIS) nach über 20 Jahren Betrieb generalüberholt. Wieso dies dringend notwendig ist, was das neue System für zusätzliche Funktionen bietet und welche Vorteile Anlagenbetreiber von einer Eintragung im System haben, wollen wir in diesem Artikel näher erläutern.

Einige Leserinnen und Leser werden als Betriebsführer oder Serviceunternehmen bereits mit dem Windenergieanlagen-Notfall-Informationssystem (WEA-NIS)¹ in Berührung gekommen sein. Online seit 2002 sorgt das von der Fördergesellschaft Windenergie und anderen Dezentrale Energien (FGW e.V.) betriebene System für mehr Sicherheit für Wartungspersonal im Einsatz. Das WEA-NIS, in seiner jetzigen Form, ist eine Datenbank für schnelles und einfaches Abrufen von relevanten Daten für Rettungseinsätze an Windenergieanlagen (WEA). Sollte es zu einem Sach- oder gar Personenschaden an einer WEA kommen, können Rettungsstellen über die eindeutige Anlagenkennung Standort, Zufahrtskarten und Anlagendaten abrufen.

Dadurch können schnell und unkompliziert alle wichtigen Informationen beschafft werden, die bei einem Unfall für die Erstversorgung entscheidend sind.

Um die Arbeitsstätte Windenergieanlage sicherer zu machen, haben sich einige namhafte WEA-Hersteller und eine zunehmende Zahl von weiteren Firmen als Unterstützer hinter das WEA-NIS gestellt und steuern neben einem Teil der Kosten- auch Eintragungen zu neu errichteten Anlagen bei. Dank dieses Engagements von Herstellern und Betreibern sind über die Jahre hinweg über 18.000 Anlagen von mehr als 20 WEA-Herstellern im Notfallinformationssystem registriert worden. Das entspricht 63,4 % des gesamten deutschen Onshore-WEA-Bestands (Stand Dezember 2022²). Auf Nutzerseite haben mit knapp 400 angemeldeten Rettungsstellen und Feuerwehren ein großer Teil der Einsatzkräfte bereits Zugang zum WEA-NIS.

Die Nutzung des Systems ist für alle Leitstellen kostenlos; dazu gehören u.a. Feuerwehren, Höhenretter und Polizei.

Die Datenpflege und Kartenbereitstellung obliegt der FGW. Dieses ist bei einem derart großen Bestand mit entsprechendem Aufwand verbunden. Daher sind wir bei FGW darauf angewiesen, dass die Anlagenverantwortlichen die Initiative ergreifen, um z.B. Umschreibungen zu veranlassen, sollten sich Betreiber, Ansprechpartner oder Notfallnummern ändern. Nur so kann fortwährend sichergestellt werden, dass sich Anlage und Rettungskraft zuverlässig finden. Das in die Jahre gekommene WEA-NIS hat hier bezüglich Automatisierung und Effizienz noch „Luft nach oben“.



**Onshore
Offshore**

**Reparatur
Inspektion
Wartung
Optimierung
Unwuchtanalyse
Vermessung**

**Bühne
Seiltechnik
Drohne**

**Ihre Autoräder
sind ausgewuchtet.

...und die Rotoren
Ihrer Windkraftanlage?**

WEA-NIS reloaded: ein Ausblick

Unter dem Arbeitstitel „DE-NIS“ (Dezentrale Energien Notfallinformationssystem) erfährt das System daher nun eine Modernisierung. Das DE-NIS wird nicht nur für WEA, sondern zukünftig auch für weitere dezentralen Erzeuger wie PV-Anlagen zur Verfügung stehen und soll über die nächsten Jahre hinweg in weiteren europäischen Ländern zum Einsatz kommen.

Mit Förderung der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (Förderzeichen 37889/01-24 [3]) wird eine webgestützte Plattform erarbeitet, welche neben Datenpflege und Integration von dezentralen Anlagen auch den organisatorischen Aufwand bei der Eintragung der Anlagen, sowie der Nutzung deutlich reduziert. So werden durch die niedrige Eintrittsschwelle Kapazitäten geschaffen und Kosten optimiert.

Erhöhung der Sicherheit

Ein verbessertes regelmäßiges Kontrollverfahren wird die Aktualität der Daten sicherstellen. Durch den automatisierten Abgleich mit anderen Verzeichnissen und die regelmäßige Kontaktaufnahme zu Betreibern und Leitstellen, die z.B. lange keine Aktivität im WEA-NIS verzeichneten, soll sichergestellt werden, dass der richtige Notfallkontakt zur Hand ist, falls sich Feuerwehr und Höhenrettung Zugang verschaffen müssen.

Eine weitere geplante Funktion betrifft die von Herstellern herausgegebene Produktsicherheitsmitteilungen (PSM), welche zukünftig zentral gesammelt und zugeordnet werden. PSM werden erstellt, wenn technische Mängel an Bauteilen einer Anlage festgestellt werden und können im schlimmsten Fall zu Betriebsunterbrechungen einzelner Anlagen führen. PSM sollen der FGW zukünftig in Treuhand übergeben und von einem unabhängigen Kontrollgremium, bestehend aus Experten verschiedener Fachgebiete, überprüft und bewertet werden, bevor sie an die Betreiber von betroffenen Anlagen weitergeleitet werden. Der Vorteil bei der Integration von PSM in das DE-NIS liegt hier in der zeitnahen Verbreitung der Mitteilungen an die betroffenen Stakeholder, wobei gleichzeitig mit den z.T. sensiblen Informationen verantwortungsvoll umgegangen wird.



TOP7[®]
MAKING DRONES SMARTER.

Berührungslose Blitzschutzmessung

Anerkanntes, alternatives Prüfverfahren

Software und Spezialhardware für:

- Automatisierte Drohneninspektion in Eigenregie
- Kontaktlose Blitzschutzmessung per Drohne

Wir sehen uns:

Wind* ANNUAL EVENT 2023 COPENHAGEN 25-27 APRIL EUROPE

TOPseven.com durch Versicherungen anerkannt

von TÜV SÜD

Patent EP 3 596 570

Patent US 11,397,371

Ausweiten des Systems

Mit der Neuauflage des WEA-NIS wird das bewährte Konzept auch für alle anderen Formen dezentraler Energieerzeugung genutzt und hilft den Betreibern und Betriebsführern, die zunehmend auch Wind und PV im Portfolio haben. Dieses Informationsforum leistet somit einen zusätzlichen Beitrag zur Sicherheit bei Betrieb und Wartung, führt zu geringeren Kosten und trägt so zum Gelingen der Energiewende bei.

Es werden zunächst neben WEA auch Freiflächen-PV-Anlagen, später auch Biogasanlagen und Blockheizkraftwerke, sowie deren Netzanschlusstransformatoren in das System aufgenommen. Es sind bereits Überlegungen im Gange, über das DE-NIS auch Hochspannungsmasten für Höhenretter zugänglich zu machen.

Durch die flexible Datenbankgestaltung kann der Leistungsumfang zukünftig erweitert werden. Unser Entwicklungspartner ML-PA arbeitet derzeit an einer flexiblen Softwarelösung, die diesen Anforderungen gerecht wird.

RENOLIT CP – 2 in 1 Folienlösung
Flanschversiegelung und Korrosionsschutz für Windkraftanlagen

- Haltbarkeit von 10 Jahren
- Minimale Ausfallzeit
- Wenige Anwendungsschritte
- Umweltfreundlich

Rechtzeitig handeln und hohe Kosten sparen mit RENOLIT CP

Folienmuster anfordern und mehr über unseren Service erfahren:
windservice-wp-renolit.de

Folie statt Farbe

Problemlose Umstellung

Auf die bereits eingetragenen Windparks kommt kein weiterer Aufwand zu, die Bestandsdaten werden kostenfrei durch die FGW portiert. Ein zeitintensiver Arbeitsschritt, die Erstellung von Karten mit Standort und Zuwegung, wird durch die Einbindung eines auf OpenStreetMap basierenden

Kartendienstes beschleunigt und dynamisch gestaltet. Koordinaten auf diese Art direkt zu ermitteln und Routen intelligent erzeugen zu lassen, beschleunigt die Eingabe und reduziert Fehler.

Langfristig sollen Versionen des DE-NIS auch in anderen Ländern Europas für einen schnellen, reibungsfreien Ablauf von Notfalleinsätzen sorgen. Diese sind bereits bei der Programmierung mitgedacht und können durch ein simples Austauschen von Sprachpaketen realisiert werden.

Fazit – WEA-NIS rettet Leben

Das bisherige WEA-NIS hat in der Vergangenheit seine Wirksamkeit unter Beweis gestellt, indem es in Notsituationen schnell und effektiv seinen Dienst geleistet hat. Das DE-NIS stellt eine vielversprechende Weiterentwicklung dar, die das Potenzial besitzt, die Hilfsmaßnahmen noch weiter zu verbessern und die Prozesse zu beschleunigen.

Nutzen Sie die Probefunktion auf der Website¹, um zu ermitteln, ob Ihre Anlage bereits vom Hersteller im System hinterlegt wurde und ob wichtige Notfallkontakte und -daten noch aktuell sind! Sie können fünf Anlagen pro Stunde kostenlos abfragen, indem Sie Herstellerkürzel und Gerätnummer in die entsprechenden Felder eingeben und bestätigen.

Quellen

- [1] FGW e.V., „Notfall-Informationssystem,“ FGW e.V., [Online]. Available: <https://wea-nis.de/>.
[2] Deutsche WindGuard GmbH, „Status des Windenergieausbaus Jahr 2022,“ 2022.
[3] Deutsche Bundesstiftung Umwelt, [Online]. Available: <https://www.dbu.de/>.

[Zugriff im Februar 2023].

Alexander Müller, Wirtschaftsingenieur, ist seit Januar 2023 bei der FGW e.V. für den Betrieb des WEA-NIS zuständig und hat das Projektmanagement für das Folgesystem übernommen. Für die Erlangung seines Masterabschlusses, schreibt er zu diesem Thema auch seine Masterarbeit. Daneben organisiert er den Arbeitskreis Arbeitssicherheit, in dem entsprechende Beiträge zur TR 7 ausgearbeitet werden.

Sally Bachmann ist Diplom-Geographin und stellvertretende Geschäftsleitung der FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien und arbeitet seit über 10 Jahren am WEA-NIS.



Ihre
Partner

... rund um Betrieb und Service



BRAUER Maschinentechnik AG
Tel.: +49 (0)2871 7033 | j.brauer@brauer-getriebe.de
www.brauer-getriebe.de
» Getriebe, Instandsetzung und Optimierung



cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG
Tel.: 0351 85 89 3450
info@cpmax.com | cpmax.com
» Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



ENOVA Power GmbH
Tel.: 04953 92 90 0
www.enova.de
» Betrieb & Service, Planung, Sonstige Dienstleistungen



GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH
www.maschinendiagnose.de
mailbox@maschinendiagnose.de
» Condition Monitoring



iTerra energy GmbH
Gottfried-Arnold-Str. 1a, 35398 Gießen
Tel.: + 49 (0)641 9446478-0 | info@iterra-energy.de
» Projektierung & Betriebsführung



Plarad – Maschinenfabrik Wagner GmbH & Co. KG
Tel.: +49 (0)2245 62-0
info@plarad.de | www.plarad.de
» Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



Power of Nature – Windenergie
Tel.: 02543 930 45 74
www.powernature.de
» Gutachter, Planung, Sonstige Dienstleistungen



Prokon Renewable Energy Service GmbH (Pros)
Tel.: 04821 68 55 395
www.prokon.net/pros
» Betrieb & Service, Wartung und Instandhaltung



RENOLIT SE
Tel.: +49 (0)6241 303 217 | www.windservice-wp-renolit.de
Horchheimer Str. 50, 67547 Worms, Deutschland
» Betrieb & Service



RES Deutschland GmbH
resdeutschland.info@res-group.com
Tel.: +49 (0)7666 618 99 02 | www.res-group.com/de
» Service & Betrieb, Planung



VSB Service GmbH
Tel.: +49 (0)351 21183 400 | info@vsb.energy
www.vsb.energy/service
» Betrieb & Service



XERVON Wind GmbH
Waldstr. 39, 49808 Lingen | www.xervon-wind.de
Tel.: +49 591 610037 0 | wind-xn@xervon.com
» Dienstleistungen, Betrieb & Service, Planung

IMPRESSUM

HERAUSGEBER
Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE),
EUREF-Campus 16, 10829 Berlin
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm, Geschäftsführer

KONZEPT UND UMSETZUNG
BWE-Service GmbH c/o Bundesverband
WindEnergie e. V., Benjamin Gruhn und
Jannis Moss

REDAKTION
Nicht namentlich gekennzeichnete Artikel:
BWE-Service GmbH

TEXT
Die Texte geben die jeweilige Auffassung der
Autoren wieder. Diese muss nicht unbedingt
jener des BWE entsprechen.

GRAFISCHE UMSETZUNG
Dana Schulz

DRUCK
O/D Ottweiler Druckerei und Verlag GmbH

ANZEIGEN
Bundesverband WindEnergie e. V.
Klaus Barkeling: k.barkeling@wind-energie.de
Tel.: +49 30 212341-177
Nikos Fucicis: n.fucicis@wind-energie.de
Tel.: +49 30 212341-178

Ausgabe 1/2023 (März 2023)

FSC

KLIMANEUTRAL

ENERTRAG SERVICE. Es dreht voran.

Damit Windenergieanlagen dauerhaft und profitabel laufen, braucht es einen Service-Partner, der Anlagen versteht und individuell betreut. Das Team von ENERTRAG ist schnell und vor allem zuverlässig für seine Kunden da – damit Stillstände erst gar nicht entstehen.

ENERTRAG Service schneidert seine Leistungen aus einem umfangreichen Portfolio auf die Bedürfnisse seiner Kunden zu. So stellt das Team den profitablen Betrieb von Windenergieanlagen sicher. Mit 16 Servicestationen in Deutschland sowie Stützpunkten in Frankreich, Polen und Südafrika verfügt das Unternehmen über beste Voraussetzungen, um die Anlagen rundum zu betreuen.

Großkomponenten tauschen

Das Ziel ist, die Lebensdauer von Großkomponenten wie Haupt- und Azimutgetrieben, Rotorlagern und Generatoren zu optimieren. Ist ein Austausch unumgänglich, übernimmt ENERTRAG Service diese Aufgabe flexibel und sicher – weltweit.

Werkstoffe zerstörungsfrei prüfen

Das Unternehmen prüft Bauteile und Material in der zertifizierten Schweißabteilung. So können die Teile im Anschluss direkt weiter eingesetzt werden. Das bedeutet nicht nur weniger Aufwand für die Kunden, sondern auch geringere Kosten. Denn ein teurer Austausch oder Ersatzmaterial sind nicht erforderlich.

Störungen enttarnen

Per Datenfernüberwachung haben die Mitarbeiter die Anlagen 24/7 auf dem Schirm und gehen Fehlermeldungen rasch auf den Grund. Fehler beheben die regionalen Service-Teams vor Ort.

Einfach sicher ersetzen

ENERTRAG Service hält an mehreren Standorten Ersatzteile auf Lager und versendet diese weltweit und kostengünstig. Über 5.000 Artikel unterschiedlicher Marken hält das Unternehmen jederzeit abrufbar auf Lager – neu oder auf Wunsch general-überholt. In kürzester Zeit bestimmen die Experten, welche Ersatzteile die richtigen sind, beschaffen und liefern sie.

Umweltverträglich rückbauen

Das Service Team baut bei Bedarf Altanlagen sicher zurück, führt Materialien erneut dem Wertstoffkreislauf zu oder entsorgt sie nachweisbar.

Mit Sicherheit

Die Mitarbeiter sind Profis in Sachen Arbeitssicherheit, Gesundheits- und Umweltschutz und werden regelmäßig unterwiesen, um auf dem neuesten Stand zu bleiben. Die ENERTRAG Qualitäts- und Umweltmanagementsysteme sind mehrfach zertifiziert.

Kontakt über
Stephan Greggersen
Vertriebsleiter
Tel. +49 451 48688-286
stephan.greggersen@enertrag.com

Gut zu wissen

- + Flexible Verträge
- + Wartung nach Herstellervorgaben
- + Schweißtechnische Reparaturen, DIN EN ISO 3834-2 zertifiziert
- + 16 Servicestationen in Deutschland und Stützpunkte in Europa
- + Zertifiziert nach: ISO 45001:2018, ISO 9001:2015, ISO 14001:2015



Mehr erfahren unter
enertrag.com/service

Condition Monitoring 4.0

Automatisierung ist der Geist der Zeit und in aller Munde. Auch im Kontext eines ganzheitlichen Condition Monitoring¹ wird schon lange über die Automatisierungsmöglichkeiten gesprochen. Lange Zeit fehlten hierfür allerdings die richtigen Daten. Durch die fortschreitende Digitalisierung und die damit verbundenen, zunehmend besseren Informationszugänglichkeiten, rückt die Automatisierung der Diagnose nun aber in greifbare Nähe.

Schaut man auf die Anlagenüberwachung mit einem ganzheitlichen Ansatz (also nicht nur auf einzelne Komponenten wie z.B. den Triebstrang) wird schnell klar, dass die Fülle an Informationen kaum mehr manuell handhabbar ist. Eine moderne Windenergieanlage verfügt heute über knapp 2000 Betriebsdatenpunkte wie Temperaturen, Drücke oder Ströme. Hinzu kommen Messdaten und Ergebnisse von Spezialsystemen wie Rotorblatt-, Struktur- oder Triebstrangüberwachung. Will man alle diese Daten aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchten und Abweichungen von deren Normalzuständen interpretieren, oder müssen diese Daten für unterschiedliche Überwachungsaufgaben speziell aufbereitet und weiterverarbeitet werden, entstehen schnell zehntausende von Parametern pro Anlage, die überwacht werden müssen. Diese einzeln zu überwachen, ist nur mit sehr hohem manuellen Aufwand leistbar.

Werden diese vielen Parameter allerdings mit Schäden und Ereignissen kombiniert, wie sie sich z.B. aus Instandsetzungsprotokollen (Service Berichte) ergeben, entsteht ein Datensatz, mit dem maschinelles Lernen möglich wird.

Betrachtet man ausschließlich den Sensor als solchen, ist beispielsweise lediglich ein Rückschluss auf eine überhöhte Temperatur des Getriebeöls möglich. Die Ursache dessen lässt sich häufig allein aus der Sensorinformation nicht schlussfolgern. Die Verknüpfung mit unterschiedlichen Daten erlaubt jedoch wesentlich präzisere Aussagen. Diese könnte beispielsweise sein: „Getriebeölkühler defekt mit einer Wahrscheinlichkeit von 97 %“. Hierbei wurden Informationen weiterer Sensoren wie

¹ Mit Condition Monitoring (Zustandsüberwachung) wird der technische Zustand einer Maschine mithilfe von Sensoren erfasst. Aussagekräftige Messwerte können hier z.B. Schwingungen, Temperaturen, Drücke oder Ströme sein.

Getriebeöldrücke, Lagertemperaturen, Kühleraktivitäten, usw., mit Instandsetzungsinformationen vergangener Serviceeinsätze kombiniert und die wahrscheinlichste Diagnose errechnet. Für die Instandsetzung wäre dies ein enormer Vorteil, da das voraussichtlich benötigte Ersatzteil von dem Instandsetzungspersonal direkt mitgenommen werden kann und die Fehleranalysezeit und damit die Ausfalldauer deutlich verkürzt wird.

Die Unterscheidung der verschiedenen möglichen Diagnosen gelingt, da die Daten aus unterschiedlichen Blickwinkeln miteinander in Beziehung gesetzt werden. So kann ein einzelner Sensordatenpunkt, aus verschiedenen Perspektiven betrachtet, bei der Lokalisierung des Schadens helfen. Das Prinzip wird deutlich, wenn man sich beispielhaft einen Defekt des Windgeschwindigkeitssensors vorstellt. Das Signal Windgeschwindigkeit kann aus verschiedenen Richtungen eingeordnet werden:

- Passt die Windgeschwindigkeit noch zur Wirkleistung?
- Verhält sich das Signal an sich auffällig (z.B. verhält sich träger oder im Niveau verändert)?
- Bei zwei verbauten Sensoren: Weicht die Windgeschwindigkeit A von der Windgeschwindigkeit B der gleichen Anlage ab?
- Hat sich das Verhältnis der Windgeschwindigkeit von der einen Anlage zur Windgeschwindigkeit der Nachbaranlage geändert?

All diese Fragen lassen sich mit modernen Überwachungsmethoden adressieren und in Form von Parametern ausdrücken, die eine jeweilige





ERP-SOFTWARE FÜR PROJEKTENTWICKLER & BETRIEBSFÜHRER

Die All-In-One ERP-Lösung für Wind- und Solarparks –
basierend auf Microsoft Dynamics 365 Business Central

- ✓ Kontakteverwaltung / CRM
- ✓ Projektsteuerung inkl. PSP
- ✓ Vertragsverwaltung & Fristen
- ✓ Liegenschaften
- ✓ PV-Anlagen & WEA

- ✓ Erlös- & Pachtabrechnung
- ✓ GIS-Schnittstelle
- ✓ Rechnungswesen
- ✓ Controlling
- ✓ Einkaufs- & Lagerverwaltung

und viele weitere branchentypische Prozesse
bei voller ERP-Funktionalität.



Mehr erfahren &
Infogespräch vereinbaren
allgeier-inovar.de/aurelo-demo

Abweichung beschreiben. Problematisch ist allerdings dabei, dass jede Überwachungsmethode nicht 100 % genau und damit fehleranfällig ist. Ein solches System produziert ohne weitere Nachbearbeitung eine Vielzahl an Alarmen, welche nur für den Einzelfall händisch analysierbar sind und zur richtigen Diagnose führen. Angewendet auf eine Vielzahl von Anlagen versagt der Ansatz, weil man schlicht den „Wald vor lauter Bäumen“ nicht mehr sieht.



Reparatur und Tausch von Großkomponenten

**ABO
WIND**

Tel. (06132) 89 88-280
vertrieb@abo-wind.de
www.abo-wind.de/service

Aus Sicht von Anlagenbetreibern liegt die Herausforderung im Condition Monitoring daher heute also nicht mehr in den vielen Spezialmesssystemen, sondern in der Verknüpfung der vielfältigen Informationen zu einer Gesamtaussage. Hier können die Entwicklungen im Bereich der künstlichen Intelligenz einen entscheidenden Anteil dazu beitragen, dass oben geschilderte Problem zu lösen und auf die breite Masse der Anlagen anzuwenden. Hierdurch können Diagnosen präzisiert, Stillstandszeiten verkürzt und damit der Energieertrag gesteigert werden.

An der Entwicklung eines solchen Systems wird derzeit mit Hochdruck im Rahmen des vom BMWK geförderten Projektes „Condition Monitoring 4.0“ gearbeitet. Die Ergebnisse werden der Branche zur Verfügung gestellt.



Meik Schlechtingen ist Teamleiter im Bereich Condition und Structural Health Monitoring bei der EnBW.

Hightechrotorblätter im Test

Mit dem Forschungspark Windenergie WiValdi (WindValidation) baut das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im niedersächsischen Krummendeich eine in dieser Form einmalige Anlage auf. Sie ermöglicht es, die technologischen Aspekte der Windkraft – als einer der Säulen für das Energiesystem von morgen – im Realmaßstab zu erforschen. Die zwei Windenergieanlagen des Forschungsparks verfügen dazu über spezielle Rotorblätter: Sie wurden bereits während der Herstellung beim Industrieunternehmen Enercon mit rund 1.500 Sensoren ausgestattet. Mit ihnen wollen die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler untersuchen, wie sich Windenergieanlagen leiser, langlebiger und effizienter auslegen und nachhaltiger betreiben lassen.

Umfassende Tests liefern einmaligen Datenschatz

Bevor die Rotorblätter im Forschungspark Windenergie montiert werden, haben sie im Sommer 2022 einen Zwischenstopp in Bremerhaven gemacht. Am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) wurden alle sechs Blätter umfassenden strukturdynamischen Tests unterzogen. Bei diesen grundlegenden Untersuchungen konnte das Team des DLR-Instituts für Aeroelastik sowie für Faserverbundleichtbau und Adaptronik mit Unterstützung des IWES wichtige Eigenschaften der Rotorblätter bestimmen und einen weltweit einmaligen Datenschatz gewinnen.

Die Daten ermöglichen sehr genaue Aussagen zum Verhalten der Blätter und tragen dazu bei, Simulationen zu bestätigen und weiterzuentwickeln. Außerdem können die Forschenden so einen „digitalen Zwilling“ der Rotorblätter aufbauen. Dieser hilft Forschung und Industrie dabei, neue Standards zu entwickeln und die Blatt-Fertigung zu verbessern. „Mit diesen Tests haben wir den Grundbaustein gelegt, um später mit den Rotorblättern vor Ort in Krummendeich forschen zu können“, beschreibt Dr.-Ing. Yves Govers vom DLR-Institut für Aeroelastik und Leiter des Arbeitspakets zur Instrumentierung der Rotorblätter.

Im Fokus: Biege- und Schwingungsverhalten

Für die Versuche hängte das Test-Team die je rund 20 Tonnen schweren und 57 Meter langen Rotorblätter nacheinander mit Gummiseilen an



Erste Sensorik-Tests, Credit: ©Enercon

einen Kran. Dafür kamen am vorderen und hinteren Ende der Blätter jeweils 500 Seile zum Einsatz, wie man sie vom Bungee-Jumping kennt. Dann wurden die Blätter mit einem speziellen Rüttelgerät oder mit Hammerschlägen in Schwingung versetzt. Durch diese spezielle Aufhängung konnten die Forschenden die natürliche Schwingung des Blattes ohne den Einfluss von Umweltbedingungen bestimmen.

Gleichzeitig nutzten sie den Versuch, um die bereits während der Produktion an und in den Blättern verbauten rund 1.500 Sensoren einzurichten und zu testen. Zusätzlich brachten sie speziell für diese Versuche viele weitere Messpunkte und Sensoren über die komplette Länge der Blätter an und maßen sie ein.

„Beim Anbringen, Dokumentieren und Prüfen muss man sehr sorgfältig vorgehen, sonst sind die Messungen nachher nicht korrekt. Entsprechend waren wir bei sechs Blättern eine Weile beschäftigt und brauchten im Schnitt drei Tage pro Rotorblatt für Aufbau, Test und Abbau“, schildert DLR-Forscher Govers. Bei einer zweiten Art von Test montierten die Forschenden eines der baugleichen Blätter an einen Prüfstand und zogen an ihm, um so Statik, Deformation und innere Belastung zu testen.

Triflex
Gemeinsam gelöst.

Unsere Abdichtungssysteme für Fundamente und Turmflansche basieren auf PMMA-Flüssigkunststoff.
Sie sind elastisch, erhöhen die Lebensdauer von Windkraftanlagen und bieten dauerhaften Schutz unter extremen Bedingungen. Schnelle Reaktionszeiten erfordern lediglich eine kurze Außerbetriebnahme und tragen zur Wirtschaftlichkeit bei. Als der Spezialist für Abdichtungen mit Flüssigkunststoff lösen wir Projekte immer gemeinsam mit unseren qualifizierten Partnern und sorgen so für einen nachhaltigen Erfolg.

www.triflex.com

Unser Schulungsvideo zu Triflex Towersafe finden Sie auf Youtube

Längere und leichtere Rotorblätter: technologische Herausforderung für mehr Effizienz

Bei modernen Windenergieanlagen werden die Blätter immer länger und gleichzeitig dank neuartiger Werkstoffe immer leichter leichter (Gewicht im Verhältnis zur Blattlänge). So können die Anlagen effizienter betrieben und auch Standorte genutzt werden, die weniger windintensiv sind. **Damit sind jedoch auch neue technische Herausforderungen verbunden: „Die Blätter stehen niemals wirklich still, sondern sind immer in Schwingung – ob durch Luftbewegungen oder selbst durch kleinste Vibrationen im Untergrund, die sogenannte Mikroseismik.“**

„Für einen effizienten, leisen und sicheren Betrieb muss man deshalb das Verformungsverhalten der Rotorblätter gut kennen. Ein Blatt biegt sich durch, verdreht sich dabei aber auch. Besonders der Grad dieser Verdrehung ist wichtig, um die Effizienz zu steigern“, erklärt Yves Govers. „Wir

SERVICE AUF HÖCHSTEM NIVEAU.

Mit unserem Wissen um Qualität gehören wir seit 2006 deutschlandweit zu den erfahrensten Unternehmen in der Begutachtung und Reparatur von Windenergieanlagen.



Kontaktieren Sie uns!
+49 (0) 46 71-93 34 40-0

info@rotor-control.de
rotor-control.de



schauen uns aber auch die Belastung der Rotorblätter an. Dazu haben wir über mehrere Blattabschnitte spezielle Sensoren integriert. So können wir über die ganze Länge des Blattes die Belastung aufgrund der Anströmung im Betrieb auswerten. Weitere Sensoren dienen der Früherkennung von Schäden. Mit dieser umfassenden Instrumentierung erhoffen wir uns ganz neue Erkenntnisse über die Blattverformung und Blattbelastung.“

Bereits jetzt melden sich Forschende aus ganz Europa beim DLR-Team und zeigen Interesse an dessen Arbeit. „Ich kenne nichts Vergleichbares“, bilanziert Yves Govers. „Die Anlage ist wahrscheinlich die weltweit am umfassendsten mit Sensoren ausgestattete Windenergieanlage und wird auf Jahre ihresgleichen suchen.“ Die sechs Hightech-Rotorblätter machten sich im Herbst 2022 auf den Weg in den Forschungspark Windenergie des DLR nach Krummendeich und werden dort voraussichtlich im März dieses Jahres montiert.

Denise Nüssle, Redakteurin DLR-Kommunikation

Das passende Video zum Beitrag finden Sie hier:



**Combined knowledge
drives success.**

Fristen, Pflichten, Meldungen – Was steht an?

Serie

Windparkbetreiber*innen und Betriebsführer*innen wissen: Beim Windparkbetrieb und dem Betrieb anderer Erneuerbare-Energien-Anlagen sind eine ganze Reihe von Fristen und Pflichten zu beachten. In dieser Serie stellen wir gemeinsam mit der Kanzlei **von Bredow Valentin Herz** in jedem BetreiberBrief eine Auswahl aktuell anstehender Fristen und Meldepflichten vor, insbesondere aus dem Energierecht. Aber Achtung – Vollständigkeit kann diese kleine Übersicht natürlich nicht beanspruchen. Wie immer gilt also: Informieren Sie sich gut zu den anstehenden Fristen, damit Sie hier keine Sanktionen riskieren!

Stromsteuer: Jahresmeldung für 2022 (§ 8 StromStG, § 4 StromStV)

► Was ist zu tun?

Anlagenbetreiber*innen müssen einmal jährlich die **stromsteuerpflichtigen Strommengen** sowie **steuerfrei verbrauchte Strommengen** dem zuständigen Hauptzollamt mitteilen. Es handelt sich hierbei um eine wichtige steuerliche Pflicht, die Betreiber*innen, Betriebsführer*innen, Vermarktungsunternehmen, UW-Gesellschaften etc. ernst nehmen müssen.

► Bei wem, bis wann?

Die Meldung ist **bis zum 31. Mai** für das jeweilige Vorjahr bei dem **örtlich zuständigen Hauptzollamt** einzureichen. Die örtliche Zuständigkeit richtet sich nach dem Sitz der Betreiber*in. Wenn zu versteuernde Mengen angemeldet werden, muss die Steuer selbsttätig **bis zum 25. Juni** gezahlt werden.



► Wie genau?

Die Stromsteueranmeldung bzw. die Mitteilung steuerfreier Strommengen muss mit dem amtlichen **Formularvordruck 1400** (zu finden unter www.zoll.de) eingereicht werden. Das Formular muss online ausgefüllt werden (sog. „intelligentes“ Formular).

► Weitere Anmerkungen

Die Frage, ob und für welche Strommengen eine Steuerpflicht besteht, ist einzelfallabhängig. Grundsätzlich sind z.B. Anlagen-

eigenverbräuche (in Stillstand und laufendem Betrieb) sowie sog. Querlieferungen an andere Betreiber*innen steuerpflichtig. Für den Eigenverbrauch kann die Betreiber*in aber auch eine Erlaubnis zur steuerfreien Verwendung beantragen. Dann ist der Eigenverbrauch als steuerfreie Menge zu melden. Zudem können für versteuerte Strommengen auch Entlastungsanträge gestellt werden. Dies geht immer bis zum Ende des Folgejahres (also für 2022 **bis 31. 12.2023**).



Neues Regime für Bürgerenergiegesellschaften: 3-Wochen-Frist nach Genehmigungserteilung für Mitteilung an Bundesnetzagentur (§ 22b Abs. 1 EEG 2023)

► Was ist zu tun?

Neu ist im EEG 2023, dass Bürgerenergiegesellschaften – unter strengen Voraussetzungen! – von der Ausschreibungspflicht ausgenommen werden und einen gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert erhalten. Hierzu ist eine Reihe von Vorschriften zu beachten, u.a. die neue Definition von Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 Nummer 15 EEG 2023 sowie die Vorgaben an Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 22b EEG 2023.

► Bei wem, bis wann?

Spätestens **drei Wochen nach Genehmigungserteilung** muss der **Bundesnetzagentur** mitgeteilt werden, dass die WEA an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind und die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren WEA an Land in Betrieb genommen haben. In der Mitteilung ist auch die Registernummer anzugeben.

► Wie genau?

Die Bundesnetzagentur hat für die Meldung ein entsprechendes Formular erstellt (abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html).

► Weitere Anmerkungen

Die weiteren gesetzlichen Anforderungen und Pflichten von Bürgerenergiegesellschaften sowie die bei dem zuständigen Netzbetreiber zu erbringenden Nachweise sind in § 22b Abs. 4 und 5 EEG 2023 geregelt.

Julia Rawe, Rechtsanwältin bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin, berät seit 2017 zu energierechtlichen Fragestellungen insbesondere im Bereich der dezentralen Stromerzeugung und der Stromsteuer sowie zum EEG im Allgemeinen. Sie ist regelmäßig als Referentin zu den Themen ihrer Schwerpunktbereiche tätig.



Pavlos Konstantinidis, Rechtsanwalt bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin, berät seit 2016 zu energierechtlichen Fragestellungen und insbesondere dem deutschen und europäischen Recht der erneuerbaren Energien. Er trägt zu den Themen seiner Tätigkeitsschwerpunkte regelmäßig auf Konferenzen und Fortbildungsveranstaltungen vor.



Der nächste BetreiberBrief erscheint im Juni 2023.

Themen dieser Ausgabe u. a.:

- BVerwG-Urteil: Vereinfachtes Genehmigungsverfahren
- Notfall-Informationssystem für Windenergieanlagen
- KI und Windkraft: Condition Monitoring 4.0
- Hightech-Rotorblätter im Test
- StromPBG: Erlösabschöpfung aus Sicht von EE-Anlagenbetreibern
- Förderprogramm für Bürgerenergiegesellschaften
- Isolierte Positivplanung – vom Exoten zum Schnellstarter?
- ... und viele weitere, spannende Themen!