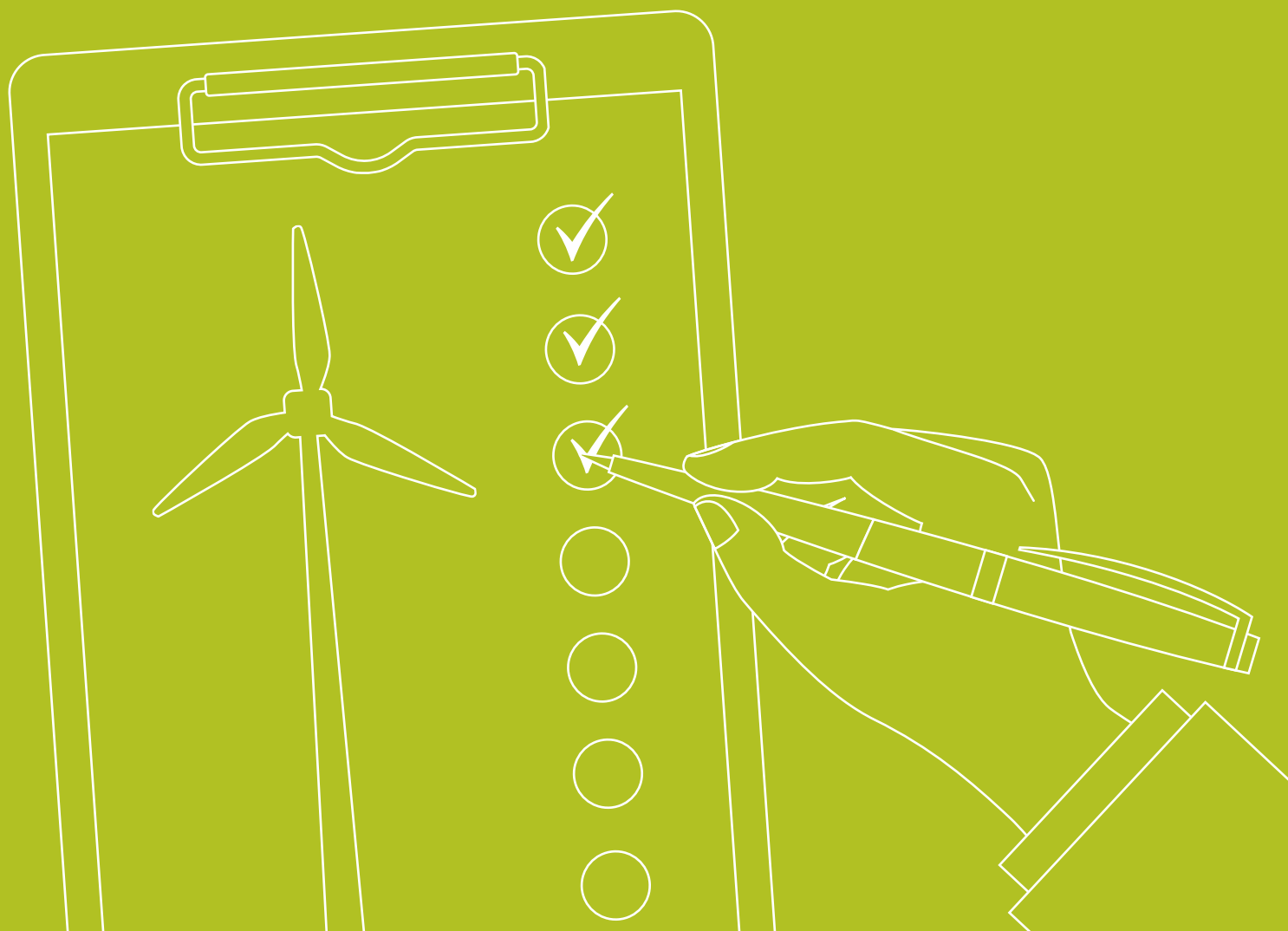




Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Was gilt es zu beachten?



Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Was gilt es zu beachten?

Dr. Marike Endell, Fachagentur Windenergie an Land (Kap. 2)

Dr. Steffen Herz, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte mbB (Kap. 3, 4 und 5)

Pavlos Konstantinidis LL.M., von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte mbB
(Kap. 3, 4 und 5)

Herausgegeben von der Fachagentur Windenergie an Land e.V.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

1. Einleitung	3
2. Genehmigungsrechtliche Fragen	4
2.1 Fortgeltung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung	4
2.2 Prüf- und Begutachtungspflichten aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung	4
2.3 Nachweis der Standsicherheit	4
2.4 Keine Überprüfung der Nebenbestimmungen	6
2.5 Mögliche Folgen einer Betriebseinstellung	6
3. Überprüfung bestehender Verträge	7
4. Rechte und Pflichten nach EEG	8
4.1 Rechte nach dem EEG	8
4.1.1 Unverzögerlicher und vorrangiger Netzanschluss	8
4.1.2 Vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms.....	9
4.1.3 Einspeisemanagement und Redispatch	9
4.2 Pflichten nach dem EEG.....	10
5. Vergütungsmöglichkeiten im Anschluss an die Förderung	12
5.1 (Off-Site)-PPAs	12
5.2 Vermarktungsoptionen vor Ort	13
5.3 Anschlussförderung nach EEG	14
5.3.1 Ausgeförderte Windenergieanlagen ohne Zuschlag aus einer Ausschreibung	14
5.3.2 Ausgeförderte Windenergieanlagen mit Zuschlag aus einer Ausschreibung	15
5.4 Meldepflichten und Fristen	15
Impressum	17

1. Einleitung

Zum Jahreswechsel 2020/2021 endete für alle Windenergieanlagen, die im Jahr 2000 oder zuvor in Betrieb genommen worden waren, der ursprüngliche 20-jährige Förderanspruch nach dem EEG. Sukzessive werden in den nächsten Jahren weitere Anlagen folgen; so Ende 2021 die im Jahr 2001 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen, Ende 2022 die Neuanlagen aus dem Jahr 2002 usw.

Im Zusammenhang mit dem Ende der regulären Förderung stellen sich eine Reihe Fragen, die nicht nur die Vergütung, sondern auch die öffentlich-rechtliche Genehmigung und die Flächennutzungs- und Betriebsführungsverträge, die in der Regel zunächst für einen 20-jährigen Betriebszeitraum konzipiert waren, betreffen.

Auf all diese Fragen – was ist aus genehmigungsrechtlicher Hinsicht zu beachten, welche Verträge gilt es zu überprüfen und worauf ist dabei insbesondere zu achten, welche Rechte und Pflichten gelten nach dem EEG weiter und welche Optionen bestehen im Hinblick auf die Stromvermarktung – soll diese Kurzinformation erste Antworten geben.¹

Onshore Windenergie mit auslaufendem Vergütungsanspruch nach dem EEG



Quelle: Fachagentur Windenergie an Land

FACHAGENTUR
WINDENERGIE AN LAND

¹ Vgl. für einen umfassenden Überblick zu den Themen Repowering, Weiterbetrieb und Stilllegung: Fachagentur Windenergie an Land, [Was tun nach 20 Jahren?](#), Berlin 2017.

2. Genehmigungsrechtliche Fragen

2.1 Fortgeltung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung

Genehmigungen für Windenergieanlagen an Land wurden und werden in der Regel unbefristet erteilt. Zwar können immissionsschutzrechtliche Genehmigungen befristet werden (§ 12 Abs. 1 S. 2, Abs. 3 BImSchG), dies kommt in der Praxis aber selten vor. Auch wenn der Förderzeitraum nach dem EEG für eine Windenergieanlage ausläuft, bedeutet dies nicht, dass auch die Genehmigung nicht weiter

fort gilt.² Eine »Verlängerung« der Genehmigung oder eine genehmigungsrechtliche »Zulassung des Weiterbetriebs« ist entsprechend nicht erforderlich. Inhaltlich geht es beim Weiterbetrieb um den bautechnischen Nachweis der Standsicherheit nach dem (zeitlichen) Erreichen der Entwurfslebensdauer.

2.2 Prüf- und Begutachtungspflichten aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung

Denkbar ist, dass bereits in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (bis zum 1. Juli 2005 für Windenergieanlagen erteilte Baugenehmigungen gelten gemäß § 67 Abs. 7 BImSchG als immissionsschutzrechtliche Genehmigungen weiter) bestimmte Prüf- oder Begutachtungsverpflichtungen für einen Weiterbetrieb nach einer bestimmten Betriebsdauer – beispielsweise nach 20 oder 25 Jahren – geregelt sind. Während solche Regelungen in neueren Genehmigungen zunehmend zu finden sind,³ sind sie in älteren

Genehmigungen eher selten. Sieht die Genehmigung einer Windenergieanlage gleichwohl derartige Prüfungs- oder Untersuchungsverpflichtungen vor, sind die vorgegebenen Pflichten umzusetzen und können von der für den Vollzug der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zuständigen Überwachungsbehörde auch eingefordert werden. Bei Unterlassen drohen Anordnungen bis hin zur Stillsetzungsverfügung.

2.3 Nachweis der Standsicherheit

Unabhängig von bestimmten Vorgaben in der Genehmigung sind bei dem Weiterbetrieb einer Windenergieanlage die Betreiberpflichten sowie die weiteren öffentlich-rechtlichen Pflichten weiterhin und dauerhaft einzuhalten. Da Windenergieanlagen bauliche Anlagen sind, umfasst dies auch die Vorgaben des Bauordnungsrechts. Im Falle des Weiterbetriebs ist die Prüfung der Standsicherheit der Anlage von Bedeutung.

Bauliche Anlagen sind so zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass die öffentliche Sicherheit und Ordnung, insbesondere Leben, Gesundheit und die natürlichen Lebensgrundlagen, nicht gefährdet werden, vgl. § 3 MBO.⁴ Damit besteht für die Betreiber von Anlagen nicht nur die Verpflichtung, die Anlage standsicher zu errichten, sondern auch, die Standsicherheit während des gesamten Betriebs der Anlage zu gewährleisten.

² Vgl. etwa Landtag Nordrhein-Westfalen, Drs. 17/4634 v. 19.12.2018, S. 12.

³ Vgl. Agatz, Windenergie-Handbuch, 16. Aufl. 2019, S. 267.

⁴ Musterbauordnung – MBO – Fassung November 2002, zuletzt geändert durch Beschluss der Bauministerkonferenz v. 21.9.2012.

Windenergieanlagen weisen gemäß der »Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung« des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt-Richtlinie)⁵ in der Regel eine Entwurfslebensdauer von mindestens 20 Jahren auf. Die DIBt-Richtlinie ist mittlerweile in allen Bundesländern als technische Baubestimmung durch Ministerialerlass⁶ eingeführt und ist somit unmittelbar geltendes öffentliches Baurecht. Da die DIBt-Richtlinie grundsätzlich Sicherheitsvorgaben für alle Windenergieanlagen adressiert, kommt es für ihre inhaltliche Geltung nicht darauf an, ob eine Windenergieanlage vor Geltung der Richtlinie bzw. ihrer landesrechtlichen Einführung als Baubestimmung genehmigt wurde.

Die Entwurfslebensdauer einer Anlage ist der DIBt-Richtlinie zufolge »die der Auslegung der Windenergieanlage zugrunde gelegte rechnerische Zeitdauer«. Mit anderen Worten: Die Entwurfslebensdauer bezeichnet den rechnerisch ermittelten Zeitraum, für den der Nachweis der Standsicherheit des Turms, der Gründung und der übrigen lasttragenden Bauteile besteht.⁷ Für die einzelne Windenergieanlage maßgeblich sind wiederum die jeweiligen Typen-/Einzelprüfung mit den dazugehörigen Lastannahmen. Ist diese Zeitspanne abgelaufen, ist der Nachweis der bestehenden Standsicherheit erforderlich.

Die Frage, ob hieraus unmittelbar die Pflicht zur Erbringung eines neuen Standsicherheitsnachweises folgt⁸ oder ob zunächst eine Inspektionspflicht der Behörde entsteht, an deren Ende in der Regel die Anordnung eines solchen Nachweises stehen wird,⁹ wird nicht einheitlich beantwortet. Um die bauordnungsrechtlichen Vorgaben in jedem Fall zu erfüllen, empfiehlt sich ein solcher Nachweis jedoch unabhängig von einer behördlichen Anordnung. Gestützt wird dies durch das eigene Interesse des Betreibers an der Einhaltung der Standsicherheit – auch im Hinblick auf das eigene Haftpflichtrisiko.

Methoden zu Bewertungen des Fortbestehens der Stand- und Betriebssicherheit der jeweiligen Windenergieanlage finden sich in Ziffer 17 der DIBt-Richtlinie. Hier wird wiederum auf die Prüfmethode der »Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen« des Germanischen Lloyd¹⁰ verwiesen, die »die Beurteilung für den Weiterbetrieb der Windenergieanlage gemäß dem aktuellen Stand der Technik (ermöglichen)«. Die aktuellen Regelungen ermöglichen und regeln insofern in technischer Sicht die Voraussetzungen für den Weiterbetrieb. Ein bestimmtes, zwingend einzuhaltendes Verfahren ist hingegen nicht vorgegeben.

Grundsätzlich ist die Frage der Sicherheit des Betriebs einer Windenergieanlage eine Frage der Anlagenüberwachung. Damit ist die entsprechende Fachbehörde, hier die Bauaufsichtsbehörden, zuständig (§ 52 BImSchG).

Wird ein Standsicherheitsnachweis geführt, ist dieser zur Bauakte zu nehmen. Sofern erforderlich, können auf Grundlage der jeweiligen bauordnungsrechtlichen Ermächtigungsgrundlage unter Bezugnahme auf den Standsicherheitsnachweis weitere Prüfintervalle, Auflagen oder Anordnungen beschieden werden. Eine umfassende »(Neu-)Bescheidung« ist hingegen mit Blick auf die bestehende Genehmigung nicht angezeigt.

Bestehen objektive Hinweise auf weitere sicherheitsrelevante Umstände oder werden angeordnete bzw. geltende wiederkehrende Prüfungen eingestellt, ist auch denkbar, dass die Bauaufsichtsbehörde zur Gefahrerforschung Untersuchungspflichten zulässigerweise zu Lasten eines Betreibers anordnet. Hierbei handelt es sich allerdings um nicht allgemein bewertbare Einzelfallaspekte.

5 Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Stand Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015.

6 Vgl. bspw. für Niedersachsen RdErl. des Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz v. 30.7.2020 – 63/65-24 012/6-1.

7 BWE, Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land, 2. Aufl. 2017, S. 5.

8 In diese Richtung BWE, Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land, 2. Aufl. 2017, S. 6.

9 So wohl Agatz, Windenergie-Handbuch, 16. Aufl. 2019, S. 267.

10 Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, in: IV Vorschriften und Richtlinien Industriedienste, 1 Windenergie, Ausgabe 2009, Germanischer Lloyd, Hamburg; vgl. auch BWE, Grundsätze zum Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, Berlin 2017.

2.4 Keine Überprüfung der Nebenbestimmungen

Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen oder die Zulassung des Weiterbetriebs erfordert keine Überprüfung der Nebenbestimmungen. Die Forderung von Überprüfungsverpflichtungen folgt alleine aus dem Bausicherheitsrecht (Landesbauordnungen). Andere genehmigungsrechtliche

Aspekte, wie beispielsweise Regelungen zu Schall, Schatten oder Artenschutz, unterliegen keiner neuen oder erstmaligen Prüfung aufgrund des Weiterbetriebes, da das Fortbestehen der Genehmigung diese Auflagen unverändert vorschreibt.

2.5 Mögliche Folgen einer Betriebseinstellung

Wird eine Windenergieanlage zeitweise stillgelegt, beispielsweise um umfangreichere Wartungen oder Reparaturen vorzunehmen, ist zu beachten, dass die bestehende Genehmigung eine Regelung dazu enthalten kann, dass ab einem Zeitraum der Betriebseinstellung von sechs oder

zwölf Monaten die Betriebsgenehmigung erlischt. Gesetzlich ist in § 18 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG geregelt, dass ein Erlöschen der Genehmigung erst nach drei Jahren Betriebsunterbrechung ohne zwischenzeitlicher Wiederaufnahme des Betriebs eintritt.

Das Wichtigste in Kürze

- Eine Bau- bzw. immissionsschutzrechtliche Genehmigung gilt – sofern nichts anderes in ihr geregelt ist – unbefristet. Für den Weiterbetrieb ist deshalb eine »Verlängerung« dieser Genehmigung oder eine genehmigungsrechtliche »Zulassung des Weiterbetriebs« nicht erforderlich.
- Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung sollte auf mögliche Prüf- oder Beurteilungsverpflichtungen nach Ablauf einer bestimmten Betriebsdauer (z. B. 20 oder 25 Jahre) durchgesehen werden. Solche Verpflichtungen sind in älteren Genehmigungen nur vereinzelt zu finden. Enthält eine Genehmigung gleichwohl entsprechende Verpflichtungen, sind diese umzusetzen.
- Um die Anlage auch weiterhin nachweislich standsicher zu betreiben, sollte – auch ohne eine entsprechende behördliche Anordnung – zum Ablauf der Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage ein Standsicherheitsnachweis (gegenüber der zuständigen Bauaufsichtsbehörde) geführt werden.
- Methoden zu Bewertungen des Fortbestehens der Stand- und Betriebssicherheit der jeweiligen Windenergieanlage finden sich in Ziffer 17 der DIBt-Richtlinie. Eine »(Neu-) Bescheidung« des Weiterbetriebs durch die Bauaufsichtsbehörde nach Vorlage des Standsicherheitsnachweises erscheint nicht angezeigt.
- Für den Weiterbetrieb ist eine Überprüfung der Nebenbestimmungen nicht erforderlich.

3. Überprüfung bestehender Verträge

Sollen Windenergieanlagen über 20 Jahre hinaus betrieben werden, sollten auch die entsprechenden Grundstücksnutzungs-, Wartungs- und gegebenenfalls Betriebsführungsverträge auf Fortgeltung und Regelungsgehalt überprüft werden.

Üblich sind wohl Grundstücksnutzungsverträge, die nach dem Ablauf einer Grundlaufzeit von 20 Jahren, zwei einseitig durch den Betreiber ausübbar oder automatisch greifende fünfjährige Verlängerungsoptionen vorsehen. Es ist indes zu berücksichtigen, dass Grundstücksnutzungsverträge maximal für eine feste Dauer von 30 Jahren abgeschlossen werden können (§ 544 BGB). Über diesen Zeitraum hinaus sind auch einseitige oder verpflichtende Verlängerungsoptionen nicht möglich und führen zur jederzeitigen ordentlichen Kündbarkeit des Grundstücksnutzungsvertrages nach Ablauf von 30 Jahren. Es müssen also spätestens ab dann neue vertragliche Vereinbarungen getroffen werden.

Zu berücksichtigen ist nach Ablauf des Förderzeitraums, dass gegebenenfalls die vereinbarte Höhe des zu zahlenden Nutzungsentgelts angepasst werden muss, da der förderfreie Betrieb unter Fortführung der ursprünglich vereinbarten Zahlungen unter Umständen nicht mehr wirtschaftlich möglich ist. Hierfür ist eine gesonderte Vereinbarung mit dem Grundstückseigentümer erforderlich, wobei – im Rahmen eines wirksamen Vertrages – in der Regel wohl kein Anspruch gegen den Grundstückseigentümer auf Zustimmung besteht. Bei Verlängerungs- oder sonstigen Anpassungsvereinbarungen sollte zudem im Blick behalten werden, dass der Nutzungsvertrag die jederzeitige Beendigung durch den Betreiber zulässt, sollte dieser den Betrieb der Windenergieanlage einstellen.

Wartungs- und Betriebsführungsverträge können weitergeführt werden, müssen allerdings je nach getroffenen Vereinbarungen in der Regel einer individuellen Prüfung unterzogen werden, insbesondere um zu klären, ob die Vergütungsvereinbarungen mit dem Betrieb der Windenergieanlage ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung noch wirtschaftlich darstellbar sind. Nachverhandlungen dürften hier in der Regel erforderlich sein. Inwieweit der Umfang der Wartungs- und Betriebsführungspflichten des Auftragnehmers anzupassen ist oder angepasst werden soll, ist eine Frage der Verhandlung und eigener Vorstellungen des Betreibers, insbesondere dahingehend, inwieweit das Festhalten an einer »Vollwartung« auch im Weiterbetrieb wirtschaftlich ist. In jedem Fall sind aber die der Typenprüfung zugrundeliegenden Mindestanforderungen des Wartungspflichtenheftes auch weiterhin einzuhalten.

Das Wichtigste in Kürze

- Grundstücksnutzungsverträge, Wartungs- und gegebenenfalls Betriebsführungsverträge müssen auf Fortgeltung und Regelungsgehalt überprüft werden.
- Grundstücksnutzungsverträge können maximal für eine feste Dauer von 30 Jahren abgeschlossen werden.

4. Rechte und Pflichten nach EEG

Die Rechtsbeziehungen zwischen Betreibern von Windenergieanlagen (bzw. allen Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen) und Netzbetreibern sind im EEG umfassend als ein verhandlungsfestes gesetzliches Schuldverhältnis ausgestaltet. Dabei begründet das EEG eine Reihe von Ansprüchen zu Gunsten, aber auch Pflichten zu Lasten von Betreibern.¹¹ Die Ansprüche zu Gunsten des Betreibers sind insbesondere gerichtet

- auf unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss am gesetzlich geschuldeten Netzverknüpfungspunkt (§ 8 EEG 2014¹²),
- auf unverzügliche und vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien (§ 11 EEG 2014¹³),
- auf Erweiterung der Netzkapazität (§ 12 EEG 2014¹⁴),
- auf Entschädigung in Höhe der entgangenen Einnahmen im Falle einer Einspeisemanagement-Maßnahme (§§ 11, 12 EEG 2012¹⁵) bzw. ab dem 1. Oktober 2021 im Falle einer Redispatch-Maßnahme (§§ 13 und 13a EnWG) zur Behebung eines Netzengpasses, und

- auf Vergütung des in der Anlage erzeugten Stroms nach den jeweils im Zeitpunkt der Inbetriebnahme maßgeblichen Vergütungsvorschriften, allerdings nur für einen zeitlich begrenzten Zeitraum.

Mit Ausnahme des ursprünglichen Förderanspruchs, der grundsätzlich für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres besteht, bleiben alle im EEG geregelten, vorstehenden Ansprüche bestehen, ohne dass hierfür vom Anlagenbetreiber etwas getan werden muss. Vereinfacht gesagt: Eine ausgeförderte Windenergieanlage bleibt weiterhin eine EEG-Anlage, die zwar nicht mehr wie bisher gefördert wird, für die aber alle weiteren Rechte und Pflichten nach dem EEG uneingeschränkt weitergelten (siehe im Einzelnen zu den Rechten [Kap. 4.1](#) und zur Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen [Kap. 5.3](#)).

Neben diesen Rechten bestehen aber auch einige der vom EEG formulierten Pflichten für ausgeförderte Anlagen fort (siehe im Einzelnen zu den Pflichten [Kap. 4.2](#)).

4.1 Rechte nach dem EEG

4.1.1 Unverzüglicher und vorrangiger Netzanschluss

Nach § 8 Abs. 1 EEG 2014 sind Netzbetreiber verpflichtet, Windenergieanlagen unverzüglich vorrangig am gesetzlich geschuldeten Netzverknüpfungspunkt anzuschließen. Es ist dabei nicht von Belang, ob für den eingespeisten Strom ein Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht oder nicht.

Im Zusammenhang mit ausgeförderten – und somit bereits angeschlossenen – Windenergieanlagen bedeutet dies, dass die Berechtigung auf Nutzung des bestehenden Netzverknüpfungspunkts erhalten bleibt. Selbst bei einer Versetzung einer (ausgeförderten) Windenergieanlage durch Änderung des Standortes würden aber – im Hinblick auf den neuen Netzverknüpfungspunkt – alle Vorgaben des § 8 EEG 2014 zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes, zur möglichen Wahl eines abweichenden Netzverknüpfungspunktes, zur Kostentragung etc. (erneut) gelten.

11 Vgl. für einen umfassenden Überblick zu den Rechten und Pflichten nach dem EEG auch BWE, *Ansprüche für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch*, Berlin 2017.

12 Für Strom aus Windenergieanlagen, die unter Geltung des EEG 2000 oder zuvor in Betrieb genommen wurden, sind nach § 100 Abs. 1 S. 1 Halbs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 Halbs. 1 EEG 2017 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014 anzuwenden.

13 Für Strom aus Windenergieanlagen, die unter Geltung des EEG 2000 oder zuvor in Betrieb genommen wurden, sind nach § 100 Abs. 1 S. 1 Halbs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 Halbs. 1 EEG 2017 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014 anzuwenden.

14 Für Strom aus Windenergieanlagen, die unter Geltung des EEG 2000 oder zuvor in Betrieb genommen wurden, sind nach § 100 Abs. 1 S. 1 Halbs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 Halbs. 1 EEG 2017 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014 anzuwenden.

15 Für Strom aus Windenergieanlagen, die unter Geltung des EEG 2000 oder zuvor in Betrieb genommen wurden, sind nach § 100 Abs. 1 S. 1 Halbs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 EEG 2017 und § 66 Abs. 1 Nr. 5 und 5a EEG 2012 die §§ 11, 12 EEG 2012 zum Einspeisemanagement anzuwenden.

4.1.2 Vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms

Ferner müssen Netzbetreiber nach § 11 EEG 2014 den gesamten erzeugten Strom unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen. Dabei ist allerdings lediglich die physikalische Abnahme durch den Netzbetreiber abgesichert. Soweit also nach Ablauf des Förderzeitraums der in den Windenergieanlagen erzeugte Strom nicht im Rahmen der neuen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen veräußert wird, bleibt es Aufgabe des Anlagenbetreibers, die kaufmännische Abnahme seines Stroms sicherzustellen, etwa durch den Abschluss eines Power Purchase Agreement (PPA) mit einem Abnehmer (siehe hierzu [Kap. 5.1](#)).

Ferner muss gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 eine Zuordnung des eingespeisten Stroms zu einer der Veräußerungsformen des § 20 Abs. 1 EEG 2014 bzw. des neuen § 21b Abs. 1 EEG 2021 erfolgen. Für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch kommen dabei die Veräußerungsformen der neuen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen sowie die sogenannte sonstige Direktvermarktung in Betracht. In der ersten wird der eingespeiste Strom vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet, während in der zweiten der Strom an einen Dritten veräußert wird, ohne dass eine Zahlung vom Netzbetreiber in Anspruch genommen wird (siehe hierzu im Einzelnen [Kap. 5](#)).

Dabei besteht grundsätzlich die Pflicht des Netzbetreibers aus § 12 EEG 2014 fort, zum Zwecke der Abnahme, Übertragung und Verteilung des angebotenen Stroms das Netz auf eigene Kosten zu erweitern und zu optimieren, soweit wirtschaftlich zumutbar.

4.1.3 Einspeisemanagement und Redispatch

Auch §§ 11, 12 EEG 2012, wonach der Netzbetreiber bei einer Abregelung einer Anlage aufgrund eines (zu befürchtenden) Netzengpasses zur Entschädigung des Anlagenbetreibers für seine entgangenen Einnahmen im Rahmen des sogenannten Härtefallausgleichs verpflichtet ist, behalten für ausgeförderte Anlagen ihre Geltung. Lediglich die Höhe bzw. die Berechnung der entgangenen Einnahmen ändert sich. Für ausgeförderte Windenergieanlagen wird dies der gesetzlich festgelegte anzulegende Wert nach der neuen

Anschlussförderung und für Windenergieanlagen in der sonstigen Direktvermarktung der tatsächliche Erlös, den sie aus der Vermarktung des Stroms erzielt hätten, sein. In beiden Fällen wird aber eine vollumfängliche Entschädigung in Höhe von 100 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen erfolgen.

Die Vorschriften des EEG zum Einspeisemanagement werden allerdings zum 1. Oktober 2021 entfallen und durch die neuen Redispatch-Regelungen in §§ 13, 13a EnWG (in seiner neuen Fassung) ersetzt. Danach werden Netzbetreiber sogenannte Redispatch-Maßnahmen ergreifen dürfen, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist (z. B. wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann).

Anders als bisher ist dann im Falle von Redispatch-Maßnahmen anstatt einer finanziellen Entschädigung des Anlagenbetreibers vorrangig ein bilanzieller Ausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen, in der Regel also des Vermarkters, vorgesehen. Zwar behält auch der Anlagenbetreiber nach Maßgabe von § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1a EnWG (neu) im Redispatch einen Entschädigungsanspruch. Im Rahmen desselben wird allerdings dieser bilanzielle Ausgleich angerechnet. Deswegen bedarf es, damit der Anlagenbetreiber auch umfassend finanziell entschädigt wird, entsprechender vertraglicher Vereinbarungen mit dem Vermarkter – hierauf ist im Rahmen der Vertragsverhandlungen unbedingt zu achten.

4.2 Pflichten nach dem EEG

Unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht, muss jede ausgeförderte Windenergieanlage nach wie vor mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein, mit denen der Netzbetreiber bei Netzüberlastung jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die Ist-Einspeisung abrufen kann, § 6 EEG 2009.¹⁶

Bezüglich der Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber besteht dabei nach dem neuen § 100 Abs. 4 EEG 2021 für alle ausgeförderten Windenergieanlagen zunächst keine Nachrüstpflicht. Sobald allerdings eine ausgeförderte Windenergieanlage nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)¹⁷ mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, ist § 9 Abs. und 1b EEG 2021 entsprechend anzuwenden. Somit werden ab diesem Zeitpunkt die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlose Fernsteuerung der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber über das intelligente Messsystem erfolgen müssen. Bis zum Einbau des intelligenten Messsystems nach dem MsbG reicht es bei fernsteuerpflichtigen Anlagen aus, wenn die vorhandenen technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung stufenweise oder auch vollständig (On/Off) ferngesteuert zu reduzieren oder wenn die Anforderungen erfüllt sind, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt hat. Angesichts der erwarteten Entwicklungen sollen die Betreiber das Thema auch zukünftig im Blick behalten.

Zudem müssen Windenergieanlagen in der sonstigen Direktvermarktung nach dem neuen § 10b EEG 2021, der auch auf Bestandsanlagen anwendbar sein soll, eine stufenweise und, sobald die technische Möglichkeit besteht, eine stufenlose Fernsteuerung durch den Direktvermarkter ermöglichen. Bei ausgeförderten Windenergieanlagen müssen nach der entsprechenden Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) nach § 30 des MsbG und § 84a Nummer 3 EEG 2021 die Fern-

steuerung und die Messdatenübermittlung über ein intelligentes Messsystem erst ab Einbau dieses intelligenten Messsystems erfolgen. Bis dann reicht es aus, wenn die Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Fraglich ist dabei, wie ein Verstoß gegen die in § 10b geregelten Pflichten sanktioniert werden soll, da die in § 52 Abs. 1 S. 1 Nr. 2a EEG 2021 vorgesehene Verringerung des anzulegenden Wertes auf den Monatsmarktwert Anlagen, die die Marktprämie nicht in Anspruch nehmen, ohnehin nicht nachteilig trifft.

Ferner bleiben die allgemeinen Pflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV)¹⁸ und die entsprechenden Fristen auch für ausgeförderte Anlagen relevant. Betreiber von ausgeförderten Windenergieanlagen haben u.a. vorläufige und endgültige Stilllegungen ihrer Anlagen sowie Änderungen, die die im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten betreffen, innerhalb eines Monats nach ihrem Eintritt zu registrieren. Die Nichtbeachtung dieser Pflichten stellt eine Ordnungswidrigkeit dar, die mit einer Geldbuße geahndet werden kann, § 21 MaStRV i. V. m. § 95 Abs. 1 Nr. 5 lit. d) EnWG.

Die Pflicht zur Ausstattung der Windenergieanlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung von Luftfahrthindernissen (sogenannte »BNK-Pflicht«) betrifft nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 EEG 2017 zwar grundsätzlich auch Bestandsanlagen. Allerdings sind nach aktuellem Stand alle ausgeförderten Windenergieanlagen von der BNK-Pflicht befreit, da bei diesen Anlagen ausweislich einer Festlegung der Bundesnetzagentur die Ausnahmeregelung der »wirtschaftlichen Unzumutbarkeit« greift.¹⁹

16 Für Strom aus Windenergieanlagen, die unter Geltung des EEG 2000 oder zuvor in Betrieb genommen wurden, ist nach § 100 Abs. 1 S. 1 Halbs. 1 EEG 2021 i. V. m. § 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 lit. b) EEG 2017 zu den technischen Vorgaben bei Anlagen statt der EEG 2014-Regelung die entsprechende Regelung in § 6 EEG 2009 anzuwenden.

17 Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) v. 29.8.2016.

18 Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung – MaStRV) v. 10.4.2017.

19 Die Bundesnetzagentur legte bereits in ihrem Beschluss BK6-19-142 v. 22.10.2019 unter anderem fest, dass Bestandsanlagen, deren Zahlungsanspruch nach dem EEG innerhalb von drei Jahren ab Beginn der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung endet, aufgrund einer wirtschaftlichen Unverhältnismäßigkeit von der Nachrüstpflicht befreit werden. Da die BNK-Frist nach dem neuen Beschluss BK6-20-207 der Bundesnetzagentur v. 5.11.2020 auf den 1.1.2023 verschoben wurde, sind alle Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2005 – und somit auch alle ausgeförderten Windenergieanlagen – von der BNK-Pflicht befreit.

Auch die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV)²⁰ sind von den ausgeförderten Windenergieanlagen nicht einzuhalten. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind, waren nie vom Anwendungsbereich der SDLWindV erfasst und müssen daher auch nicht die Anforderungen nach § 9 Abs. 6 EEG 2014 erfüllen.²¹ Dasselbe gilt auch für die Regelungen der Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweisverordnung (NELEV)²², die grundsätzlich aufgrund von § 1 Abs. 3 NELEV nicht auf bereits an das Netz angeschlossene Bestandsanlagen anwendbar ist.

Weiterhin relevant und höchst komplex bleiben die Mess-, Abgrenzungs- und Meldepflichten im Zusammenhang mit

der EEG-Umlage und Stromsteuer bei Eigenversorgung und Stromlieferungen innerhalb eines Windparks, insbesondere wenn über denselben Netzverknüpfungspunkt verschiedene Betreibergesellschaften einspeisen. Zwar kann eine Eigenversorgung mit Strom aus Windenergieanlagen nach §§ 61 ff. EEG 2021 auch nach Ablauf des Förderanspruchs privilegiert sein. Auf Querlieferungen zwischen Windenergieanlagen unterschiedlicher juristischer Personen fällt indes die volle EEG-Umlage und gegebenenfalls auch die Stromsteuer an. Die damit einhergehenden Meldepflichten sowie die Pflicht zur Abgrenzung und der Erfassung der Strommengen mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen sind zu erfüllen.²³

Das Wichtigste in Kürze

- Ausgeförderte Windenergieanlagen bleiben »EEG-Anlagen«, auf die das EEG weiterhin Anwendung findet.
- Unabhängig vom Bestehen eines Vergütungsanspruchs bleiben insbesondere die grundsätzlichen Rechte auf
 - vorrangigen Netzanschluss,
 - vorrangige Stromabnahme,
 - Netzkapazitätserweiterung,
 - Entschädigung im Falle von Einspeisemanagement/Redispatch
 bestehen.
- Weiterhin erfüllen müssen Betreiber von ausgeförderten Windenergieanlagen die folgenden Pflichten:
 - Zuordnung des Stroms aus ihren Anlagen zu einer Veräußerungsform (sonstige Direktvermarktung oder Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen),
 - Abrufung der Ist-Einspeisung und der – zukünftig stufenlosen – Fernsteuerbarkeit ihrer Anlagen durch den Netzbetreiber im Falle einer Netzüberlastung,
 - Abrufung der Ist-Einspeisung und der – zukünftig stufenlosen – Fernsteuerbarkeit ihrer Anlagen durch den Direktvermarkter bei Direktvermarktung des Stroms,
 - Installation von intelligenten Messsystemen unter Beachtung der maßgeblichen Fristen,
 - Meldepflichten nach der MaStRV und
 - Mess-, Abgrenzungs- und Meldepflichten bei EEG-Umlage-relevanten Letztverbräuchen.

²⁰ Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) v. 3.7.2009.

²¹ Für Windenergieanlagen, die in den Jahren 2002 bis 2008 in Betrieb genommen wurden, gab es nach § 66 Abs. 1 Nr. 8 EEG 2012 einen Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus bei Einhaltung der Anforderungen der SDLWindV infolge einer Nachrüstung in den Jahren 2012 bis 2015.

²² Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) v. 12.6.2017.

²³ Siehe hierzu [Kap. 5.2](#) sowie BWE, [EEG 2017 – Meldepflichten zu Stromsteuerbefreiung und EEG-Umlage](#), Berlin 2018.

5. Vergütungsmöglichkeiten im Anschluss an die Förderung

Grundsätzlich eröffnen sich für den mit ausgeförderten Windenergieanlagen erzeugten Strom drei verschiedene Vermarktungspfade:

- Vermarktung über das Stromnetz im Rahmen eines, auch als Off-Site-PPA bezeichneten, Stromliefer- bzw. Stromvermarktungsvertrages (siehe dazu [Kap. 5.1](#)),
- Verbrauch vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (im Rahmen einer Eigenversorgung oder Stromlieferung, auch als On-Site-PPA bezeichnet, über eine Direktleitung)²⁴ (siehe dazu [Kap. 5.2](#)) oder
- Vermarktung über das Stromnetz im Rahmen der – zeitlich begrenzten – »Auffangvergütung« nach EEG (siehe dazu [Kap. 5.3](#)).

5.1 (Off-Site)-PPAs

Grundsätzlich kann der erzeugte Strom über das Stromnetz außerhalb des Förderregimes des EEG auf verschiedenen Vermarktungspfaden veräußert werden: an Stromhändler oder Energieversorgungsunternehmen, die den Strom ihrerseits weiterveräußern (sogenannte Utility-PPAs), an der Strombörse oder unmittelbar an Letztverbraucher wie z. B. energieintensive Unternehmen (sogenannte Corporate-PPAs).

Das EEG fasst alle oben genannten Vermarktungspfade unter dem Begriff der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG 2021 zusammen (siehe zu den damit einhergehenden Pflichten und Fristen [Kap. 5.4](#)). Im Markt werden die entsprechenden Verträge in der Regel als Power Purchase Agreements (PPAs) bezeichnet.

Praxisrelevant ist – gerade für einzelne Windparks oder sogar einzelne Windenergieanlagen – allerdings wohl nur die Vermarktung des Stroms über einen Stromhändler oder ein Energieversorgungsunternehmen, da es für einen Verkauf an der Strombörse oder direkt an einen Letztverbraucher

Dabei gilt als Grundsatz, dass der Betreiber einer oder mehrerer ausgefördeter Anlagen immer selbst eine kaufmännische Abnahme des erzeugten Stroms sicherstellen, also einen entsprechenden Abnehmer oder Vermarktungspartner suchen, muss – abgesehen von der zeitlich bis zum 31. Dezember 2021 bzw. bis zum 31. Dezember 2022 befristeten Möglichkeit der Inanspruchnahme einer vom Netzbetreiber ausgezahlten Übergangsvergütung nach dem EEG 2021.

Entscheidend dürfte dabei immer sein, dass die erzielten Erlöse ausreichend sind, um zumindest die Kosten zu decken und einen gewissen Gewinn zu erwirtschaften.²⁵

in aller Regel an den energiewirtschaftlichen Voraussetzungen fehlen wird, insbesondere am Vorhandensein eines eigenen Bilanzkreises, über den der »Stromtransport« zum Kunden abgewickelt werden kann.

Die Abwicklung der Vermarktung und selbst die Verträge gleichen bei einem solchen Verkauf des Stroms an einen Stromhändler oder ein Energieversorgungsunternehmen in einigen Punkten der aus dem EEG bekannten geförderten Direktvermarktung, weisen aber in anderen entscheidenden Punkten Unterschiede auf. Darüber hinaus existieren am Markt verschiedene Vermarktungsmodelle. Bei der Vertragsgestaltung sind insbesondere die folgenden Punkte zu beachten:

- **Preisgestaltung:** Für Off-Site-PPAs eröffnet sich eine Vielzahl von Möglichkeiten der Preisgestaltung. Die für den Betreiber sicherste Variante ist wohl ein über die gesamte Vertragslaufzeit geltender Festpreis. Oftmals wird ein solcher aber von den Vermarktern nicht angeboten. Stattdessen finden sich am Markt vor allem Modelle, in

²⁴ Vgl. für einen umfassenden Überblick zu den verschiedenen (dezentralen) Vermarktungsoptionen auch BWE, Erlösoptionen außerhalb des EEG: [Eigenversorgung – Direktlieferung – Power-to-X und Regelleistung](#), Berlin 2018.

²⁵ Vgl. für einen Überblick zu den Kosten- und Erlösstrukturen im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb Deutsche WindGuard, [Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020](#), Varel 2016.

denen abhängig von den Börsenpreisen für sogenannte Strom-Futures tagesaktuelle Preise angeboten werden und der Betreiber den für sich besten Tag selbst wählen muss (wird teilweise als Click-Preis bezeichnet). Alternativ hierzu kann der erzeugte Strom – ähnlich der geförderten Direktvermarktung – auch zu den jeweils aktuellen Börsenpreisen am Spotmarkt vermarktet werden. In aller Regel wird dies für den Betreiber die wirtschaftlich weniger attraktive Variante darstellen, kann jedoch mit Blick auf kürzere Laufzeiten oder einen unterjährigen Vermarktungsbeginn kurzfristig sinnvoll sein. Insgesamt gilt dabei: Je mehr Verantwortung der Betreiber für einen konstanten Anlagenbetrieb und eine gut prognostizierbare Liefermenge übernimmt – gegebenenfalls bis hin zu festen Mengenverpflichtungen – umso attraktiver wird der für den gelieferten Strom gebotene Preis. Damit steigt aber auch das Haftungsrisiko, da die Einhaltung von Mengenverpflichtungen in aller Regel über entsprechende Sanktionen abgesichert wird.

- **Grünstromeigenschaft:** Zusätzliche Erlöse können durch die Vermarktung der Grünstromeigenschaft des erzeugten Stroms generiert werden. Diese wird in aller Regel mittels sogenannter Herkunftsnachweise über das Herkunftsnachweisregister weitergegeben, die das Recht

auf Nutzung der Grünstromeigenschaft verbiefen.²⁶ Dafür ist eine vorherige Anmeldung des Anlagenbetreibers bei dem Herkunftsnachweisregister erforderlich

- **Vertragslaufzeit:** Bereits bei Vertragsschluss sollte unbedingt bedacht werden, dass der Vermarktungspartner den erzeugten bzw. prognostizierten Strom – zumindest sofern keine Börsenvermarktung vereinbart wird – seinerseits in aller Regel bereits im Vorhinein weiterveräußert und deswegen auf eine (volle) Vertragserfüllung bestehen wird. Der Vertrag sollte somit immer nur über den Zeitraum geschlossen werden, in dem die Windenergieanlagen auch aller Voraussicht nach betriebsbereit sind. Beispielsweise anstehende Repowering-Maßnahmen oder längere Stillstandzeiten sollten deshalb unbedingt mitbedacht werden.
- **Zeitpunkt des Vertragsschlusses:** Gerade wenn der Preis erst nach Vertragsschluss auf Grundlage der Notierungen für sogenannte Strom-Futures fixiert werden soll, empfiehlt sich ein frühzeitiger Vertragsschluss, um ausreichend Zeit für die Preisfixierung zu haben. Aber auch ansonsten gilt: Der Abschluss eines Off-Site-PPA sollte in jedem Fall mit großzügig Zeit vor Förderende angegangen werden.

5.2 Vermarktungsoptionen vor Ort

Ergänzend oder alternativ zu einer Vermarktung des erzeugten Stroms über das Stromnetz kann dieser auch im Rahmen eines sogenannten dezentralen Energiekonzeptes ohne Nutzung des Netzes vor Ort vermarktet werden. Allerdings eröffnet sich diese Option nur, wenn sich ein Letztverbraucher mit einem ausreichenden Energiebedarf, wie z.B. ein Industrieunternehmen, in einer räumlichen Entfernung zu dem Windpark befindet, die wirtschaftlich sinnvoll mittels einer Direktleitung überbrückt werden kann. Daneben können auch sogenannte Power-to-X-Lösungen (z. B. Power-to-Heat oder Power-to-Gas) als dezentrales Energiekonzept umgesetzt werden.

Der wirtschaftliche Vorteil eines solchen dezentralen Energiekonzeptes liegt auf Basis der aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen darin, dass von den gesetzlich induzierten Abgaben, Umlagen und Entgelten, mit denen

der Letztverbrauch von Strom belastet ist, nur die Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh und die EEG-Umlage (2021: 6,50 ct/kWh) grundsätzlich anfallen können, wobei auch diesbezüglich verschiedene – jeweils im konkreten Einzelfall zu prüfende – Privilegierungen bestehen können.

Für ein solches dezentrales Energiekonzept eröffnen sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten: eine Eigenversorgung oder eine Direktlieferung (sogenanntes On-Site-PPA).

- **Eigenversorgung²⁷:** Eine Eigenversorgung ist grundsätzlich dadurch gekennzeichnet, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu seiner Windenergieanlage selbst verbraucht. Der maßgebliche Vorteil einer Eigenversorgung ist, dass die EEG-Umlage nur zu 40 % anfällt bzw. unter bestimmten Voraussetzungen auch ganz entfällt (§§ 61 e ff. EEG 2021). Zwar muss

²⁶ Nähere Informationen zur Nutzung des Herkunftsnachweisregisters und von Herkunftsnachweisen finden sich auf der Website des UBA sowie des Herkunftsnachweisregisters.

²⁷ Ausführlich zu den Voraussetzungen und den Rechtsfolgen einer Eigenversorgung Bundesnetzagentur, [Leitfaden Eigenversorgung](#), Stand Juli 2016.

der Anlagenbetreiber für eine Eigenversorgung nicht Eigentümer der Windenergieanlage sein; es kommen auch sogenannte Pachtmodelle mit Industriekunden o.ä. grundsätzlich in Betracht. Insgesamt kommt Eigenversorgungsmodellen mit Windenergieanlagen – anders als z. B. mit Solaranlagen – aber nur eine sehr untergeordnete Praxisrelevanz zu.

- **Direktlieferung/On-Site-PPA:** Eine Direktlieferung ist die Lieferung von Strom an einen Letztverbraucher ohne Nutzung des Stromnetzes – beispielsweise an ein in der Nähe gelegenes Industrieunternehmen über eine Direktleitung. Auf eine solche Lieferung fällt die EEG-Umlage in voller Höhe an. Bei der Direktlieferung wird der Anlagenbetreiber allerdings zum Stromversorger mit zahlreichen gesetzlichen Pflichten. Letztlich wird er wie ein »normales« Elektrizitäts- bzw. Energieversorgungsunternehmen (EVU) behandelt, was gerade für kleinere Windparks eine nicht unerhebliche administrative Hürde bedeuten kann.

Wird in einem dezentralen Energiekonzept nicht der gesamte Strom vor Ort verbraucht, sondern überschüssiger Strom in das Netz eingespeist, ist dieser seinerseits separat zu vermarkten, in der Regel über einen Off-Site-PPA (siehe hierzu [Kap. 5.1](#)).

Bei einer Eigenversorgung wie auch bei der Direktlieferung bestehen verschiedene gesetzliche Pflichten. Insbesondere müssen Eigenversorger und Elektrizitätsversorgungsunternehmen spezielle Meldepflichten beachten.²⁸ Bei der Belieferung von Letztverbrauchern sind weiterhin spezifische Pflichten im Hinblick auf die Gestaltung von Stromlieferverträgen und Abrechnungen zu beachten. Zudem ist unbedingt zu prüfen, ob im Zusammenhang mit der Stromlieferung oder der Eigenversorgung die Pflicht zur Abführung der Stromsteuer an das zuständige Hauptzollamt, einschließlich der korrespondierenden Meldepflichten, besteht. Nicht zuletzt ist – gerade wenn vor Ort sowohl eine Eigenversorgung als auch eine Lieferung erfolgt – darauf zu achten, dass die unterschiedlich mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen mess- und eichrechtskonform voneinander abgegrenzt werden.²⁹

5.3 Anschlussförderung nach EEG

Für einen Übergangszeitraum hat der Gesetzgeber im EEG 2021 einen Vergütungsanspruch auch für Anlagen vorgesehen, deren 20-jähriger Vergütungszeitraum bereits abgelaufen ist. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100kW – also für nahezu alle Windenergieanlagen – besteht dieser Anspruch aber zunächst nur bis zum 31. Dezember 2021 und bei erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung für ausgeförderte Windenergieanlagen bis zum 31. Dezember 2022 (§ 23b Abs. 2 EEG 2021).

5.3.1 Ausgeförderte Windenergieanlagen ohne Zuschlag aus einer Ausschreibung

Die Rahmenbedingungen der (Übergangs-)Einspeisevergütung für diese Kategorie von ausgeförderten Windenergieanlagen – also für Windenergieanlagen, deren Betreiber sich gegen die Teilnahme an einer Ausschreibung entschieden

oder keinen Zuschlag trotz Teilnahme an einer Ausschreibung erhalten haben³⁰ – sind die folgenden:

- Der gesamte erzeugte Strom wird vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) EEG 2021),
- der Anspruch auf die Anschlussförderung besteht bis zum 31. Dezember 2021,
- der für die Höhe der Vergütung relevante anzulegende Wert ist nach § 23b Abs. 2 S. 3 EEG 2021 der (energeträger-spezifische) Monatsmarktwert, also der Monatsdurchschnittspreis für Strom aus Windenergie an Land an der Strombörse, zuzüglich
 - 1,0ct/kWh für Strom, der vor dem 1. Juli 2021 erzeugt worden ist,
 - 0,5ct/kWh für Strom, der nach dem 30. Juni 2021 und vor dem 1. Oktober 2021 erzeugt worden ist, und

²⁸ Ausführlich dazu BWE, EEG 2017 – Meldepflichten zu Stromsteuerbefreiung und EEG-Umlage, Berlin 2018.

²⁹ Vgl. zu den gesetzlichen Vorgaben an Messung und Abgrenzung von dezentral verbrauchtem Strom Bundesnetzagentur, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten v. 8.10.2018.

³⁰ Zu beachten ist, dass es sich bei diesen Ausschreibungen nicht um die aus dem EEG bekannten Ausschreibungen für Neuanlagen handelt, sondern mit dem EEG 2021 ein neues Ausschreibungssegment für ausgeförderte Anlagen eingeführt werden soll, vgl. [Kap. 5.3.2](#).

- 0,25 ct/kWh für Strom, der nach dem 30. September 2021 und vor dem 1. Januar 2022 erzeugt worden ist, und abzüglich 0,4 ct/kWh (§ 53 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021).
- Dem Netzbetreiber muss grundsätzlich der gesamte erzeugte Strom zur Verfügung gestellt werden, eine Eigenversorgung oder eine Stromlieferung an Dritte vor Ort ist allerdings zulässig (§ 21 Abs. 2 EEG 2021).

5.3.2 Ausgeförderte Windenergieanlagen mit Zuschlag aus einer Ausschreibung

Kurz vor Verabschiedung des EEG 2021 wurde beschlossen, dass im ersten Halbjahr 2021 ein Ausschreibungssystem für ausgeförderte Windenergieanlagen eingeführt werden soll. Betreiber ausgeförderter Anlagen können dann eine Förderung auch über die Teilnahme an den Ausschreibungen und einen entsprechenden Zuschlag, dessen Höhe dann den anzulegenden Wert bestimmt, generieren. Noch sind die Details des Ausschreibungssystems allerdings nicht im EEG 2021 geregelt. In § 95 Nr. 3a EEG 2021 findet sich lediglich eine Verordnungsermächtigung, wonach die Bundesregierung die Einzelheiten des Ausschreibungssystems für ausgeförderte Windenergieanlagen in einer Verordnung genauer regeln soll. Die Verordnung soll nach dem Wunsch des Gesetzgebers so schnell wie möglich, spätestens zum 30. Juni 2021 erlassen werden.³¹

Bereits jetzt regelt das EEG 2021 in diesem Zusammenhang die folgenden Rahmenbedingungen:

- Der gesamte erzeugte Strom wird vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) EEG 2021),
- der Anspruch auf die Anschlussförderung besteht bis zum 31. Dezember 2022,
- der für die Höhe der Vergütung relevante anzulegende Wert wird durch die Ausschreibung ermittelt und entspricht ab dem Beginn des zweiten auf den Gebots-termin der Ausschreibung folgenden Kalendermonats dem in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert (§ 23b Abs. 2 S. 2 EEG 2021). Bis zu diesem Zeitpunkt gilt für diese Anlagen der allgemeine anzulegende Wert für ausgeförderte Windenergieanlagen ohne Zuschlag (Monatsmarktwert zuzüglich Erhöhung nach §§ 23b Abs. 2 S. 3 EEG 2021, vgl. Kap. 5.3.1). Auch hier verringert sich der anzulegende Wert um die Stromvermarktungskosten in Höhe von 0,4 ct/kWh (§ 53 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021).
- Die Gebotstermine, die teilnahmeberechtigten ausgeförderter Windenergieanlagen (grundsätzlich Windenergieanlagen auf Flächen, auf denen planungsrechtlich kein Repowering zulässig ist), die Ausschreibungsvolumina (grundsätzlich 1.500 MW für 2021 und 1.000 MW für 2022), der Höchstwert (jedenfalls zwischen 3 und 3,8 ct/kWh) und die Einzelheiten zur Begrenzung der Zuschläge auf 80 % im Falle einer Unterzeichnung der Ausschreibungsrunden sollen von der Bundesregierung im Rahmen der zu erlassenden Verordnung festgelegt werden.

5.4 Meldepflichten und Fristen

Für den Wechsel in die »sonstige Direktvermarktung«, also eine Vermarktung über einen Off-Site-PPA, sind die Verfahrensvorgaben der §§ 21b, 21c EEG 2021 zu beachten. Insbesondere muss dem Netzbetreiber vor Beginn des einem Wechsel vorausgehenden Kalendermonats mitgeteilt werden, dass der eingespeiste Strom künftig im Wege der sonstigen Direktvermarktung veräußert werden soll. In der Regel wird aber der Vermarkter diese Meldung übernehmen. Betreiber von ausgeförderter Windenergieanlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch am 31. Dezember 2020 endet, dürfen aber nur einmal zwischen den Veräu-

ßerungsformen der Einspeisevergütung und der sonstigen Direktvermarktung wechseln (§ 21b Abs. 1a EEG 2021). Damit soll ein sogenanntes »Rosinenpicken« vermieden werden.

Erfolgt keine Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung und wurde die entsprechende Anlage vor Förderende bereits in der Einspeisevergütung vermarktet, wird die entsprechende Anlage automatisch der Einspeisevergütung für ausgeförderter Anlagen zugeordnet, vgl. § 21c Abs. 1 S. 3 EEG 2021. Unklar ist, ob dies auch für Anlagen gilt, die vor Förderende in der Direktvermarktung im Marktprämiemodell vermarktet wurden. Hier sollte – wenn nach

³¹ Bericht des Bundestagsausschusses für Wirtschaft und Energie (BT-Drucks. 19/25326) v. 16.12.2020, S. 36.

Fördernde die Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen in Anspruch genommen werden soll – vorsorglich eine entsprechende Ummeldung erfolgen.

Ab dem Ende der Einspeisevergütung für ausgeförderte Windenergieanlagen (entweder am 1. Januar 2022 oder am 1. Januar 2023) droht, wenn eine kaufmännische Abnahme des in das Stromnetz eingespeisten Stroms in einen sogenannten Bilanzkreis über einen Off-Site-PPA nicht sichergestellt ist, eine Unterbrechung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber.

Speisen über denselben Netzverknüpfungspunkt, über den die ausgeförderten Anlagen einspeisen, auch später in Betrieb genommene Anlagen ein, für die noch ein Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht, ist weiterhin grundsätzlich sicherzustellen, dass das Messkonzept eine

gesetzeskonforme Abgrenzung der förderfähigen und der nicht förderfähigen Strommengen bzw. Windenergieanlagen erlaubt.³² Andernfalls droht ein Verlust der Förderung für die eigentlich noch förderfähigen Anlagen. Ausweislich eines Hinweises der Bundesnetzagentur vom 27. November 2020 soll dabei – zumindest als Übergangslösung – eine gemeinsame Messung geförderter und ausgeförderter Anlagen und eine Strommengenzuordnung nach Referenz-/Standorttertrag bzw. installierter Leistung der jeweiligen Anlagen entsprechend § 24 Abs. 3 EEG 2017/2021 zulässig sein.

Zudem muss gegebenenfalls sichergestellt werden, dass eine getrennte Fernsteuerung der geförderten und der ausgeförderten Windenergieanlagen durch den Vermarkter möglich ist, da für die Abregelung der verschiedenen Anlagen künftig unterschiedliche Preisschwellen relevant sein werden.

Das Wichtigste in Kürze

- Nach Auslaufen der Förderung nach dem EEG kann der Strom im Rahmen eines (Off-Site)-PPAs, eines dezentralen Versorgungskonzepts oder der Vergütung für ausgeförderte Anlagen nach dem EEG vermarktet werden.
- Bei einem (Off-Site)-PPA wird der Strom über das Netz an einen Abnehmer, in der Regel ein Energiehändler oder -versorger, geliefert. Dieser zahlt für den Strom den vereinbarten Strompreis, der grundsätzlich frei verhandelbar ist, wobei sich aber verschiedene Preismodelle etabliert haben. Ein Zusatzerlös kann über den Verkauf von Herkunftsnachweisen generiert werden.
- Im Rahmen eines dezentralen Energiekonzeptes wird der erzeugte Strom vor Ort ohne Nutzung des Stromnetzes verbraucht – entweder von bereits vorhandenen Letztverbrauchern wie Industrieunternehmen oder im Rahmen von Power-to-X-Lösungen. Der wesentliche wirtschaftliche Vorteil solcher Modelle liegt in der geringeren Belastung des Verbrauchs mit Abgaben, Umlagen und Entgelten. Allerdings sind dabei eine Reihe regulatorischer Pflichten zu beachten.
- Für einen Übergangszeitraum – bis zum 31. Dezember 2021 – kann auch mit ausgeförderten Windenergieanlagen noch eine Einspeisevergütung in Höhe des Monatsmarktwerts zuzüglich eines Aufschlages (1. Januar bis 30. Juni: 1 ct/kWh, 1. Juli bis 30. September: 0,5 ct/kWh, 1. Oktober bis 31. Dezember: 0,25 ct/kWh) und abzüglich 0,4 ct/kWh nach dem EEG 2021 in Anspruch genommen werden. Für ausgeförderte Windenergieanlagen, die einen Zuschlag aus den für ausgeförderte Windenergieanlagen gegebenenfalls eingeführten Ausschreibung erhalten, verlängert sich dieser Zeitraum bis zum 31. Dezember 2022.
- Wichtig ist, rechtzeitig vor dem Auslaufen der Förderung die Windenergieanlagen für die neu gewählte Vermarktungsform anzumelden. Bei Windparks mit geförderten und ausgeförderten Anlagen ist grundsätzlich sicherzustellen, dass das Messkonzept auch nach Auslaufen der Förderung noch den gesetzlichen Anforderungen gerecht wird.

³² Hinweis abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de.

Impressum

© FA Wind, Januar 2021

Herausgegeben von

Fachagentur Windenergie an Land
Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin

www.fachagentur-windenergie.de
post@fa-wind.de

V.i.S.d.P.: Dr. Antje Wagenknecht

Die Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. ist ein gemeinnütziger Verein. Er ist eingetragen beim Amtsgericht Charlottenburg, VR 32573 B

Autoren

Dr. Marike Endell, Fachagentur Windenergie an Land (Kap. 2)

Dr. Steffen Herz, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte mbB (Kap. 3, 4 und 5)

Pavlos Konstantinidis LL.M., von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte mbB (Kap. 3, 4 und 5)

Gestaltung

DreiDreizehn Werbeagentur GmbH, www.313.de

Zitiervorschlag

FA Wind (2021), Weiterbetrieb von Windenergieanlagen – Was gilt es zu beachten?, Berlin

Haftungsausschluss

Die in dieser Broschüre enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Fachagentur Windenergie an Land e.V.

Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin

T +49 30 64 494 60-60 | F +49 30 64 494 60-61

post@fa-wind.de | www.fachagentur-windenergie.de