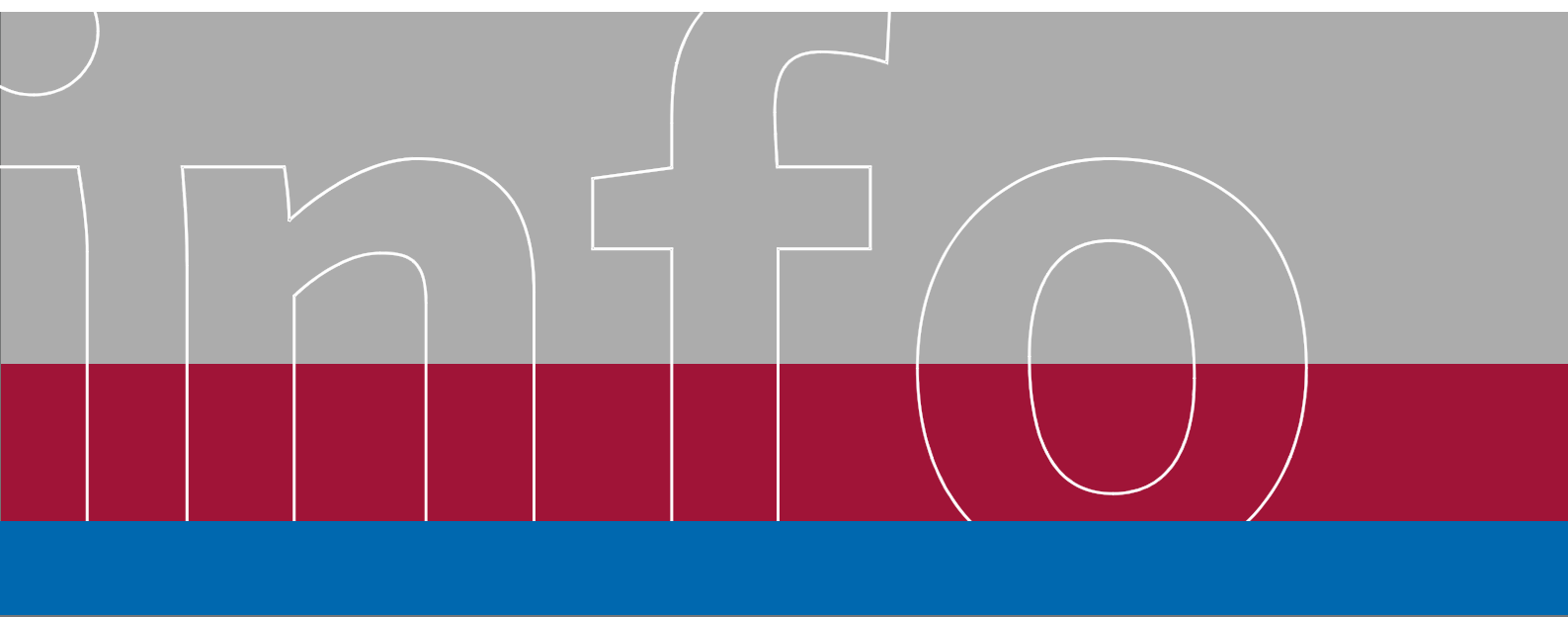


# Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des  
Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien  
(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017)  
und der damit verbundenen Verordnungen

Dezember 2019



© **BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

Tel. 030/300 199-0, Fax: 030/300 199-3900

info@bdew.de, [www.bdew.de](http://www.bdew.de)

Ausgabe November 2019

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>2</b>
<b>Einleitung.....</b>	<b>9</b>
<b>1 Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung.....</b>	<b>12</b>
1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen .....	13
1.2 Technische Vorgaben.....	16
1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität .....	19
1.4 Kostentragung .....	22
1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss.....	23
<b>2 Messstellenbetrieb und Messung.....</b>	<b>26</b>
2.1 Allgemeines.....	26
2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 24 Abs. 3 EEG.....	27
<b>3 Einspeisemanagement .....</b>	<b>29</b>
3.1 Allgemeines.....	29
3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber/Netzbetreiber .....	31
3.3 Dokumentation von Einsätzen .....	34
3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG .....	35
<b>4 Abnahme und Übertragung.....</b>	<b>39</b>
4.1 Allgemeines.....	39
4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 11 Abs. 2 EEG .....	40
<b>5 Marktstammdatenregister .....</b>	<b>43</b>
5.1 Allgemeines.....	43
5.2 Neuanlagen .....	44
5.3 Bestandsanlagen.....	45
5.4 Änderungen von Anlagen .....	46
5.5 Überprüfung und Nutzung der Daten durch Netzbetreiber .....	46
<b>6 Förderung.....</b>	<b>48</b>
6.1 Allgemeine Vorschriften.....	48
6.1.1 Allgemeine Hinweise zum Förderanspruch .....	48

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

6.1.2	Verringerung des Förderanspruches bei Pflichtverstößen .....	50
6.1.3	Verringerung des Förderanspruches bei negativen Preisen .....	52
6.1.4	Verringerung des Förderanspruches bei Regionalnachweisen.....	53
6.1.5	Verringerung des Förderanspruches bei einer Stromsteuerbefreiung.....	53
6.1.6	Bestimmung der Förderung.....	53
6.1.7	Inbetriebnahme, Förderbeginn und -dauer .....	53
6.1.8	Förderzonen.....	55
6.1.9	Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen.....	56
6.1.10	Absenkung der Förderung mit gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert	59
6.1.10.1	Absenkung der Förderung für Windenergie an Land .....	60
6.1.10.2	Solarenergie.....	61
6.1.11	Übergangsbestimmungen .....	63
6.2	Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen .....	63
6.2.1	Grundsätzliches .....	63
6.2.2	Fördervoraussetzungen .....	64
6.2.3	Ertüchtigte Bestandsanlagen .....	65
6.2.3.1	Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden .....	65
6.2.3.2	Installierte Leistung nach Abschluss der Ertüchtigung über 5 MW .....	65
6.2.4	Förderung .....	66
6.2.5	Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen .....	66
6.2.6	Übergangsbestimmungen .....	67
6.3	Fördervorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen .....	68
6.3.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen .....	68
6.4	Fördervorschriften für Biomasse.....	70
6.4.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen.....	70
6.4.1.1	Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas.....	70
6.4.2	Ermittlung der anzulegenden Werte .....	71
6.4.2.1	Anlagen im Ausschreibungsverfahren.....	71
6.4.2.2	Einbeziehung von Bestandsanlagen in das Ausschreibungsverfahren.....	73
6.4.2.3	Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert .....	75
6.4.3	Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen.....	75
6.4.3.1	Fördervoraussetzungen.....	75
6.4.3.2	Anzulegende Werte .....	76
6.4.4	Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle.....	77

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

6.4.4.1	Fördervoraussetzungen.....	77
6.4.4.2	Anzulegende Werte .....	78
6.4.5	Förderregelungen für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung von Biogasanlagen .....	78
6.4.5.1	Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen.....	79
6.4.5.2	Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen .....	79
6.4.6	Verstöße gegen Fördervoraussetzungen .....	79
6.4.7	Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen .....	80
6.4.8	Übergangsbestimmungen .....	80
6.5	Fördervorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze.....	83
6.5.1	Fördervoraussetzungen .....	83
6.5.2	Förderung von Strom aus durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas, Grubengas.....	84
6.5.3	Förderung von Strom aus Biomethan.....	84
6.5.4	Übergangsvorschriften .....	85
6.6	Fördervorschriften für Geothermieanlagen .....	86
6.7	Fördervorschriften für Windenergieanlagen an Land .....	87
6.7.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen .....	87
6.7.2	Ermittlung der anzulegenden Werte .....	88
6.7.2.1	Anlagen im Ausschreibungsverfahren.....	88
6.7.2.2	Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2018 .....	92
6.7.2.3	Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2019 .....	94
6.7.2.4	Pilotwindenergieanlagen an Land .....	95
6.7.3	Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen an Land .....	95
6.7.4	Übergangsvorschriften mit Änderungen der Förderbedingungen für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2012 und EEG 2014 .....	96
6.8	Fördervorschriften für Windenergieanlagen auf See.....	97
6.8.1	Anlagen im Ausschreibungsverfahren nach § 22 Abs. 5 EEG .....	97
6.8.2	Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2020 .....	98
6.9	Fördervorschriften für Solaranlagen.....	100
6.9.1	Allgemeines .....	100

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

6.9.2	Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen .....	100
6.9.3	Ermittlung der anzulegenden Werte .....	101
6.9.3.1	Anlagen im Ausschreibungsverfahren.....	101
6.9.3.2	Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegenden Wert .....	103
6.9.3.3	Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 48 Abs. 2 und 3 EEG	105
6.9.4	Mieterstromzuschlag .....	106
6.9.5	Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 38b EEG)...	108
6.9.6	Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen .....	108
<b>7</b>	<b>Direktvermarktung und sonstige Veräußerungsformen .....</b>	<b>111</b>
7.1	Gesetzliche Regelung .....	111
7.1.1	Marktprämie .....	115
7.1.2	Flexibilitätsprämie .....	117
7.1.3	Abschläge .....	121
7.2	Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.....	121
7.3	Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und Anschlussnetzbetreiber .....	126
7.4	Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB .....	126
<b>8</b>	<b>Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung .....</b>	<b>129</b>
8.1	Der EEG-Aufnahmeprozess .....	129
8.1.1	Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB .....	130
8.1.2	Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den rÜNB	135
8.1.3	Vergütung an den avNB durch den rÜNB.....	138
8.2	Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB .....	139
8.3	Vermarktung des EEG-Stroms .....	141
8.4	Erhebung der EEG-Umlage.....	143
8.4.1	Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern durch Netzbetreiber .....	149
8.4.2	Erhebung der EEG-Umlage bei Stromspeichern (§ 61l EEG 2017).....	154
8.5	Jahresabrechnung.....	155
8.5.1	Datenübermittlung der avNB an den rÜNB.....	155
8.5.2	Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen.....	157
<b>9</b>	<b>Transparenz .....</b>	<b>159</b>

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

9.1	Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten .....	159
9.2	Mitteilungen vom Anlagenbetreiber, Letztverbraucher und Eigenversorger zum Netzbetreiber .....	163
9.2.1	Gesetzliche Regelung .....	163
9.2.2	Hinweise für Netzbetreiber .....	165
9.3	Mitteilungen der Netzbetreiber .....	166
9.3.1	Gesetzliche Regelung .....	166
9.3.2	Mitteilungen von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten .....	167
9.3.2.1	Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB .....	168
9.3.2.2	Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB .....	170
9.3.3	Jahresabrechnungen der avNB .....	170
9.3.3.1	Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB .....	170
9.3.3.2	Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur .....	172
9.3.3.3	Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer zu den Jahresabrechnungen der avNB	172
9.4	Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB .....	173
9.4.1	Gesetzliche Regelung .....	173
9.4.2	Unterjährige Veröffentlichungen .....	174
9.4.2.1	Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung .....	174
9.4.2.2	Transparenz der Vermarktungstätigkeit .....	175
9.4.3	Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB .....	177
9.4.3.1	Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten i. V. m. der EEG-Umlage ....	177
9.4.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG- Anlagen	178
9.4.3.3	Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der rÜNB .....	179
9.4.3.4	Prüfungsvermerk des Wirtschaftsprüfers des rÜNB zur Jahresabrechnung .....	179
9.4.3.5	Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten, Eigenversorgern und Letztverbrauchern .....	180
9.4.3.6	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung .....	180
9.4.4	Meldungen an die Bundesnetzagentur .....	180
9.4.4.1	Unterjährige Meldungen .....	180
9.4.4.2	Jährliche Meldungen .....	181

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>183</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>191</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>194</b>
<b>Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2017 .....</b>	<b>195</b>
Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe .....	195
Anhang 2: Bericht der ÜNB nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG.....	198
Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen.....	201



## Einleitung

### Gesetzesentwicklung, Entstehung und Ziel der Umsetzungshilfe

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) wurde erstmals zum 1. April 2000 eingeführt (EEG 2000). Umfassende Novellierungen des EEG folgten zum 1. August 2004 (EEG 2004), zum 1. Januar 2009 (EEG 2009), zum 1. Januar 2012 (EEG 2012), zum 1. August 2014 (EEG 2014), zum 1. Januar 2017 (EEG 2017), zum 21. Dezember 2018 (EnSaG), zum 17. Mai 2019 („NABEG 2.0“) und zum 26. November 2019 („Gesetz zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen“, „Energiedienstleistungs-Änderungsgesetz“), z.T. rückwirkend.

Das EEG regelt die Bedingungen, zu denen Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas von Stromnetzbetreibern (avNB) abzunehmen, weiterzuleiten und zu vergüten ist, sowie die Abwicklung des bundesweiten Belastungsausgleichs zwischen den avNB, den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (rÜNB) und den Lieferanten, die Letztverbraucher mit Strom versorgen, sowie mit den Eigenversorgern bei entsprechender EEG-Umlagepflicht. Zudem trifft das EEG Regelungen für die geförderte und ungeförderte Direktvermarktung.

Am 1. Januar 2017 trat das erneut weitgehend überarbeitete Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Kraft (EEG **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Dieses Gesetz wurde durch die vorstehend genannten Gesetzesnovellen anschließend noch geändert. Wesentliche Neuerungen sind unter anderem:

- die grundsätzliche Vorschaltung eines Ausschreibungsverfahrens bei EEG-Anlagen oberhalb einer bestimmten Leistung zur Erlangung der gesetzlichen Förderung,
- die Weiterentwicklung des Anlagenregisters bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) in ein Marktstammdatenregister,
- die Förderkappung bei paralleler Inanspruchnahme von Stromsteuerbefreiungen,
- die modifizierte Sanktion bei Nichtregistrierung von EEG-Anlagen im Falle einer Kalenderjahresendmeldung der Anlagen beim Netzbetreiber sowie
- Änderungen bei der EEG-Umlagepflicht bei Eigenerzeugungs-/Eigenversorgungssachverhalten (Regelung zur Rechtsnachfolge, Amnestieregelung bei Scheibenpachtmodellen, geänderte Mitteilungspflichten, Schätzungsbefugnis für Strommengen, Änderungen bei der EEG-Umlagepflicht von hocheffizienten KWK-Neuanlagen).

Ein einheitliches Verständnis der beteiligten Akteure zu den teils komplexen gesetzlichen Regelungen ist für eine reibungslose Umsetzung des EEG und der Verordnungen erforderlich.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Daher stellt der BDEW seinen Mitgliedern sowie der Öffentlichkeit regelmäßig Informationen und Umsetzungsempfehlungen zur Verfügung.

Aufbauend auf der bisherigen Umsetzungshilfe des BDEW zum EEG 2014, den Umsetzungserfahrungen der vergangenen Jahre sowie der ergangenen Rechtsprechung beschreibt die vorliegende Unterlage die Umsetzung der wichtigsten die Netzbetreiber betreffenden Regelungen des EEG. Der Aufbau der Unterlage folgt dem Aufbau des Gesetzes.

Diese Umsetzungshilfe steht jedem Interessierten frei im Internet zur Verfügung. Aus den Inhalten lassen sich keine Rechtsansprüche ableiten.

### **Weitere Informationen für BDEW-Mitglieder**

Über diese frei verfügbare Unterlage hinaus erhalten BDEW-Mitgliedsunternehmen vertiefende Informationen zu gezielten rechtlichen Fragestellungen, die – nach Themengebieten in entsprechenden Einzelausgaben geordnet – vom BDEW in Anwendungshilfen zum EEG oder der Reihe „Fragen und Antworten zum EEG“ zusammengestellt und kontinuierlich fortgeschrieben werden. Bis November 2019 (Redaktionsschluss) wurden Informationen in Einzelausgaben zum EEG 2017 zu folgenden Themengruppen herausgegeben und im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt:

Zu allgemeinen Themen:

- Anwendungshilfe EEG 2017: Die wichtigsten Änderungen (mit Erläuterungen zum „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“), 2. Auflage,
- Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2017, 2. Auflage,
- Anwendungshilfe zur Ausschreibungspflicht nach dem EEG 2017,
- Anwendungshilfe zum „Energiesammelgesetz“.

Zu speziellen Themen und Verordnungen:

- Anwendungshilfe „Das Mieterstromgesetz – ein erster Überblick“,
- Fragen und Antworten zum Mieterstromgesetz,
- Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017, 3. Auflage,
- Anwendungshilfe zur EEG-Umlage bei Stromspeichern (§ 61k EEG 2017),
- Anwendungshilfe zur Marktstammdatenregisterverordnung, 2. Auflage,
- Anwendungshilfe zur EEG-Anlagenregisterverordnung,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung – Teil 2: Weitere Erzeugungsanlagen,
- Fragen und Antworten zum EEG 2017 – Ausgaben „Wasserkraft“, „Biomasse“ und „Solarstrom“, 2. Auflage,
- [Anwendungshilfe zu Rechtsfragen rund um Plug-in-PV-Anlagen](#),
- Anwendungshilfe zur Umsetzung des BGH-Urteils zur Inbetriebnahme von PV-Freiflächenanlagen vor dem Satzungsbeschluss,
- Anwendungshilfe zur [Flexibilitätsprämie](#),
- Anwendungshilfe zur „Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen“,
- Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014.

Alle Anwendungshilfen sind auf der BDEW-Internetseite [„Fragen und Antworten zum EEG“](#) im geschlossenen Mitgliederbereich abrufbar.

In den einzelnen Kapiteln der vorliegenden Umsetzungshilfe wird auf weitere Hinweise in den jeweiligen BDEW-Anwendungshilfen zum EEG 2017 verwiesen.

# 1 Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung

- (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas (EEG-Anlagen) haben im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses einen unmittelbaren Anspruch auf vorrangigen Anschluss ihrer EEG-Anlage an das Netz für die allgemeine Versorgung. Daher dürfen Netzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 EEG<sup>1</sup> den Netzanschluss von EEG-Anlagen z. B. nicht vom Abschluss eines Vertrages (Einspeisungs-, Netzanschluss- oder Stromlieferungsvertrag) abhängig machen. Davon unberührt bleiben Anschlusserrstellungsverträge als Werk- oder Dienstleistungsverträge zwischen dem Anlagen- und dem Netzbetreiber zur Erstellung von Netzanschlussanlagen im Auftrag des Anlagenbetreibers nach § 10 Abs. 1 EEG. Diesen Verträgen liegt normalerweise ein Angebot des Netzbetreibers und eine entsprechende Annahme des Anlagenbetreibers zugrunde. Hieraus ergibt sich dann der inhaltsgleiche Anschlusserrstellungsvertrag.
- (2) Der Abschluss eines Vertrages (Netzanschlussvertrages) kann insbesondere zur Regelung von technischen Fragen der Einbindung einer EEG-Anlage in das Netz für die allgemeine Versorgung sinnvoll sein. Die Anforderungen für einen entsprechenden Vertrag sind im EEG 2017 weniger streng. Das noch im EEG 2014 geltende Abweichungsverbot wurde stark eingeschränkt. Gemäß § 7 Abs. 2 EEG muss ein entsprechender Vertrag klar und verständlich sein, darf keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen, darf nicht zu höheren als im EEG 2017 vorgesehenen Zahlungen führen und muss mit dem wesentlichen Grundgedanken des EEG vereinbar sein. Die Neuregelung gilt für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2017, für Altanlagen bleibt es bei der alten Rechtslage. Zu den wesentlichen Grundgedanken des EEG zählen vor allem Regelungen, die die Grundstruktur des EEG 2017 bestimmen: Die Pflicht des Netzbetreibers zum vorrangigen Netzanschluss, zu Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms, der EEG-Wälzungsmechanismus und das Ausschreibungsregime. Auch die Rechtsfolgen und Sanktionen, die das EEG 2017 bei Verstoß gegen bestimmte Anforderungen vorsieht, gehören dazu. Eine ausführliche Darstellung der Hinweise zu möglichen Abweichungen, wie bspw. bei Vereinbarung eines Netzverknüpfungspunktes oder der Netzverträglichkeitsprüfung finden sich in der [BDEW-Anwendungshilfe „EEG 2017: Die wichtigsten Änderungen“ \(2. Auflage\)](#), S. 26 ff.

---

<sup>1</sup> Nennungen des EEG ohne Jahreszahl sind solche des EEG 2017.

- (3) Gemäß § 8 Abs. 1 EEG erfolgt der Netzanschluss von EEG-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt. In den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /53/ bis /63/ wird diese Stelle als Netzanschlusspunkt bezeichnet. Der Netzverknüpfungspunkt ist nach § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG die Stelle im Netz für die allgemeine Versorgung, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Maßgeblich sind dabei nicht nur alternative Netzverknüpfungspunkte eines anderen Netzbetreibers, sondern auch „dieses“ Netzes des Netzbetreibers vor Ort.

## 1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, EEG-Anlagen grundsätzlich an den räumlich nächstgelegenen (Luftlinie) technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt anzuschließen. Kommen mehrere Netzbetreiber für diesen Anschluss in Betracht, so ist jeder Netzbetreiber für die sein Netz betreffenden Aussagen verantwortlich. Eine gegenseitige Information dieser Netzbetreiber ist zweckmäßig.
- (2) Sofern ein räumlich weiter entfernt gelegener, technisch geeigneter Netzverknüpfungspunkt nach gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise günstiger ist und der Netzbetreiber dies dem Anlagenbetreiber nachgewiesen hat, hat der Anschluss an diesem Netzverknüpfungspunkt zu erfolgen, nicht am nächstgelegenen. Für die Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes ist also ein gesamtwirtschaftlicher Kostenvergleich durchzuführen, bei dem losgelöst von der Kostentragungspflicht die Gesamtkosten aller möglichen Anschlussalternativen miteinander zu vergleichen sind, die bei den verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten für den Anschluss der betreffenden Anlagen sowie für den Netzausbau anfallen würden /27/. Es kommt insoweit nicht allein darauf an, welcher Anschlusspunkt räumlich am nächsten liegt.
- (3) Im Rahmen der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ wird für jede in Frage kommende Netzanschlussvariante separat die Summe aus den Netzanschlusskosten und den Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität ermittelt. Gemäß § 8 Abs. 1 Satz 1, 2. Halbsatz, EEG werden bei der Berechnung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes nur die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten in den Variantenvergleich mit einbezogen. Hierzu gehören die

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Kosten, die aufgrund des Anschlusses der Anlage an das entsprechende Netz entstehen können. Nicht in den Variantenvergleich einbezogen werden die mittelbaren Kosten, die z. B. aufgrund der Verluste bei längeren Netzanschlussleitungen oder durch Umspannungsverluste entstehen.

- (4) Eine Ausnahme von der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes besteht nach § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG für eine oder mehrere EEG-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt bis zu 30 kW, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden. In diesem Fall gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks<sup>2</sup> mit dem Netz für die allgemeine Versorgung als günstigster Netzverknüpfungspunkt. Bei Photovoltaikanlagen ist die installierte Modulleistung in kWp maßgeblich.
- (5) Anlagenbetreiber sind nach § 8 Abs. 2 EEG berechtigt, einen anderen im Hinblick auf die Spannungsebene technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich.<sup>3</sup>
- (6) Netzbetreiber sind nach § 8 Abs. 3 EEG berechtigt, EEG-Anlagen einen anderen als den gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen. Dies gilt nach § 8 Abs. 3 EEG nicht, wenn die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 11 Abs. 1 EEG nicht sichergestellt wäre. Befristete betriebsbedingte Maßnahmen wie Wartungsarbeiten,<sup>4</sup> Störungsbeseitigung oder Netzausbau sowie Maßnahmen zur Gewährleistung der Netz- oder Systemsicherheit sind hierdurch nicht ausgeschlossen, weiterhin möglich und für die Prüfung des Netzverknüpfungspunktes ohne Bedeutung.
- (7) Stellt ein Einspeisewilliger ein Netzanschlussbegehren im Sinne des § 8 Abs. 5 Satz 1 EEG, löst dies folgende Rechte und Pflichten aus:

---

<sup>2</sup> Der Grundstücksbegriff in § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012/2009 wird in der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2011/23 erläutert, Link: <http://www.clearingstelle-eeq.de/hinwv/2011/23>.

<sup>3</sup> OLG Celle, Urteil vom 23. Februar 2017, Az.: 13 U 44/15: Nicht nur unerhebliche Mehrkosten sind Kosten bis höchstens 10 Prozent über den eigentlichen Kosten des Netzbetreibers; LG Paderborn, Urteil vom 4. Februar 2015, Az.: 3 O 439/11, zum EEG 2014: jedenfalls bei mehr als 40 Prozent; vgl. als grundlegendes Gerichtsurteil, das zur Änderung der Rechtslage im EEG 2014 geführt hat: BGH, Urteil vom 10. Oktober 2012, Az.: VIII ZR 362/11.

<sup>4</sup> Durch Reparatur- oder Wartungsarbeiten verletzt der Netzbetreiber nicht seine Abnahmepflicht und macht sich gegenüber dem Anlagenbetreiber auch nicht schadenersatzpflichtig; BGH, Urteil vom 11. Mai 2016, Az.: VIII ZR 123/15.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln (§ 8 Abs. 5 EEG). In diesem Zeitplan ist anzugeben:

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. welche Informationen die Einspeisewilligen aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen, damit die Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder ihre Planungen nach § 12 EEG durchführen können.

Gemäß § 8 Abs. 6 EEG sind Netzbetreiber außerdem verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, Folgendes zu übermitteln:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten,
2. alle Informationen, die Einspeisewillige für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigen, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die den Anlagenbetreibern durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung,
4. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Abs. 1 und 2 EEG erforderlichen Informationen.

Zu beachten ist, dass gemäß § 8 Abs. 6 Satz 2 EEG das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 Abs. 1 EEG, d. h. das Recht zur Vergabe des Auftrages auf Anschluss der Anlage an einen „fachkundigen Dritten“, auch dann unberührt bleibt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach § 8 Abs. 6 Satz 1 Nr. 3 EEG übermittelt hat.

- (8) Die Prüfung der technischen Eignung eines Netzverknüpfungspunktes erfolgt auf Grundlage der in den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /53/ bis /63/ in der jeweils gültigen Fassung genannten Netzanschlusskriterien und den dort beschriebenen weiteren Anforderungen.
- (9) In der Rechtsprechung ist umstritten, ob der Netzbetreiber für die Netzverträglichkeitsprüfung selbst ein Entgelt verlangen kann oder ob diese als notwendige Vorstufe für



die Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes in den Pflichtenkatalog des Netzbetreibers fällt und damit kostenfrei durchzuführen ist. Die Praxis in der Branche ist in diesem Punkt sehr unterschiedlich. Die Clearingstelle EEG hat hierzu den Hinweis 2013/20 veröffentlicht, in dem sie von einer grundsätzlich unentgeltlich vorzunehmenden Netzverträglichkeitsprüfung ausgeht /46/. Nachdem das Abweichungsverbot nach § 7 Abs. 2 EEG 2017 eingeschränkt wurde, erscheint eine Entgeltvereinbarung zur Durchführung der Netzverträglichkeitsprüfung im Einzelfall möglich, wenn der Anlagenbetreiber dadurch nicht unangemessen benachteiligt wird.<sup>5</sup>

## 1.2 Technische Vorgaben

- (1) Anlagenbetreiber sind nach § 9 Abs. 1 EEG verpflichtet, EEG- und KWKG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf. Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW müssen gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG nur mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgerüstet sein, sie benötigen keine technische Einrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung. Anlagen bis 30 kW können alternativ zur ferngesteuerten Reduzierung mit einer technischen Lösung zur dauerhaften Begrenzung der am Netzverknüpfungspunkt eingespeisten Wirkleistung auf maximal 70 Prozent der installierten Leistung ausgerüstet werden.

Hinweise zur technischen Umsetzung dieser Vorschrift sind im Abschnitt 3.2 zu finden.

- (2) Als Einrichtung zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung sollte eine Einrichtung zur Erfassung von mindestens ¼-h-Leistungsmittelwerten vorgesehen werden, wie z. B. registrierende Leistungsmessungen, Auswertung von Impulsen. Der Anlagenbetreiber hat die entsprechenden technischen Einrichtungen einschließlich der Einrichtungen zur Fernauslesung [d. h. Schnittstelle und Anschlussvorrichtung zum Telekommunikationsnetz (bspw. DFÜ-Einrichtung, Modem) einschließlich Verbindungsleitungen zwischen der Einrichtung und dem Telekommunikationsnetz] auf seine Kosten zu stellen und dem Netzbetreiber freien Zugriff auf die Daten zu gewähren.

---

<sup>5</sup> Siehe für mögliche Fallgruppen die [BDEW-Anwendungshilfe „EEG 2017: Die wichtigsten Änderungen“ \(2. Auflage\)](#), S. 31 f.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Die Ausführung der Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung richtet sich gemäß § 10 Abs. 2 EEG nach den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers.
- (4) Nach § 9 Abs. 6 EEG müssen darüber hinaus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Juli 2017 in Betrieb genommen worden sind, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) einhalten. Der BDEW empfiehlt, auch bei Inbetriebnahme von Windenergieanlagen ab dem 1. Juli 2017 die Anforderung nach § 2 Abs. 2 SDLWindV grundsätzlich als verbindlich anzusehen und umzusetzen.<sup>6</sup>
- (5) Gemäß § 9 Nr. 5 EEG muss bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sichergestellt sein, dass bei Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2016 und Gärrestlagern, die nach dem 31. Dezember 2011 errichtet worden sind, die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Die Anforderung der hydraulischen Verweilzeit von 150 Tagen gilt nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle eingesetzt wird oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle<sup>7</sup> eingesetzt werden. Die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen ist auch dann nicht einzuhalten, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 in Verbindung mit § 43 EEG geltend gemacht wird (vgl. Abschnitt 6.4.1.1). Bei diesen Vorgaben sind allerdings auch die Übergangsregelungen in § 100 Abs. 1 EEG hinsichtlich Bestandsanlagen zu beachten.
- (6) Die Ausführung des Netzanschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen müssen nach § 10 Abs. 2 EEG den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers, insbesondere den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /53/ bis /63/ und § 49 EnWG in der jeweils geltenden Fassung, entsprechen.
- (7) Solange Betreiber von Anlagen die Verpflichtung nach § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG nicht erfüllen, reduziert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung nach Maßgabe des § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Demnach verringert sich der für die Berechnung der Förderung

---

<sup>6</sup> Siehe hierzu die [BDEW-Handlungsempfehlung „Technische Anforderungen an Windenergieanlagen nach der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie ab 1. Juli 2017“](#) /101/

<sup>7</sup> Im Sinne des Anhangs 1 Nummer 1 Buchstabe a Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Bioabfallverordnung.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert. Die Verringerung gilt für die Dauer des Verstoßes gegen die Vorgaben des § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG. Dies gilt auch für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014 bis zum 31. Dezember 2016 (§ 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014 i. V. m. § 100 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Dies gilt aber nicht für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014 (§ 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und 3 EEG). Bei diesen Anlagen verringert sich die Förderung weiterhin auf null. Bei vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen Anlagen sind die jeweiligen Übergangsregelungen zu beachten.

- (8) Nach § 9 Abs. 4 EEG, greifen die Rechtsfolgen des § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG nicht, solange ein Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Abs. 6 Satz 1 Nr. 4 EEG (erforderliche Informationen zur Erfüllung der Anforderungen für das Einspeisemanagement) nicht an den Anlagenbetreiber übermittelt, vorausgesetzt der Anlagenbetreiber hat den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen aufgefordert und die Anlage ist mit technischen Vorrichtungen ausgestattet, die es ermöglichen, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten (§ 9 Abs. 4 Nr. 1 und 2 EEG). § 9 Abs. 4 EEG gilt auch für Bestandsanlagen (keine abweichenden Übergangsbestimmungen).
- (9) Erzeugungsanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Juli 2017 müssen die Anforderungen der Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) einhalten. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass derzeit die Zertifizierungspflicht erst ab einer installierten elektrischen Leistung über 1 MW und Netzanschluss oberhalb der Niederspannungsebene besteht. Bei Nichterfüllung der Anforderungen der NELEV ist der Netzbetreiber verpflichtet, die endgültige Betriebserlaubnis der Stromerzeugungsanlage am Netzanschluss zu verweigern (§ 4 NELEV). Eine Verringerung des anzulegenden Werts ist hingegen nicht mehr vorgesehen.
- (10) Ab spätestens 27. April 2019 gelten neue Technische Richtlinien (VDE-AR-4100 /54/, 4105 /53/, 4110 /62/, 4120 /64/, 4130 /65/). Diese sind verbindliche Ergänzungen zu den Vorgaben der NELEV.
- (11) Hinweise zu Verstößen von KWK-Anlagenbetreiber gegen den § 9 EEG finden Sie in der Umsetzungshilfe zum KWK-G 2018<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Zu finden unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_KWK-G-Umsetzungshilfen](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_KWK-G-Umsetzungshilfen).

### 1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität

- (1) Um die Abnahme des Stroms aus EEG-Anlagen sicherzustellen, ist der Netzbetreiber nach § 8 Abs. 4 und § 12 Abs. 1 EEG zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Unter „Sicherstellung der Abnahme“ ist keine 100-prozentige Abnahmegarantie zu verstehen. In Fällen von befristeten Einschränkungen im Rahmen von betriebsbedingten Maßnahmen im Netz wie Wartungs-/Instandhaltungsarbeiten,<sup>9</sup> einer Störungsbeseitigung oder eines Netzausbaus muss die Abnahme nicht durch Netzausbaumaßnahmen sichergestellt werden.
- (2) Unter „Erweiterung der Netzkapazität“ sind nach § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau von Netzen entsprechend dem „Stand der Technik“ zu verstehen. Die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich nach § 12 Abs. 2 EEG auch auf die Erweiterung der Kapazität von im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Daraus ergibt sich kein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Übernahme der Anschlussanlagen in das Eigentum des Netzbetreibers.
- (3) Gemäß der Gesetzesbegründung zu § 9 Abs. 1 EEG 2009 (/1/, S. 35, Fußnote 4) können Maßnahmen zur Optimierung des Netzes nach dem „Stand der Technik“ derzeit insbesondere
  - die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,
  - den Einsatz lastflusststeuernder Betriebsmittel,
  - den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150 °C und
  - die Anwendung des Freileitungs-Monitorings auf der 110-kV-Ebene sein, sofern sie „Stand der Technik“ sind.

Davon unabhängig ist ein Netzbetreiber nach § 12 Abs. 1 EEG nur verpflichtet, diejenigen Maßnahmen zur Optimierung des Netzes durchzuführen, die zum einen Stand der Technik sind und zum anderen tatsächlich unter Berücksichtigung der Charakteristika des jeweiligen Netzes zu einer Optimierung des Netzes führen können.

Welche technischen Maßnahmen aktueller „Stand der Technik“ sind, kann im Zweifelsfall durch entsprechende Sachverständigengutachten bestimmt werden.

---

<sup>9</sup> Durch Reparatur- oder Wartungsarbeiten verletzt der Netzbetreiber nicht seine Abnahmepflicht und macht sich gegenüber dem Anlagenbetreiber auch nicht schadenersatzpflichtig: BGH, Urteil vom 11. Mai 2016, Az.: VIII ZR 123/15.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (4) Netzverstärkungsmaßnahmen sind Maßnahmen innerhalb des Netzes des Netzbetreibers, wozu auch eine versorgungsseitig genutzte Hausanschlussleitung im Eigentum des Netzbetreibers gehört. Unter entsprechende Maßnahmen fallen z. B. der Austausch eines Kabels durch ein Kabel mit größerem Querschnitt oder der Austausch eines Transformators durch einen Transformator mit höherer Leistung. In der Regel ist es ausreichend, zur Netzverstärkung standardisierte Betriebsmittel des Netzbetreibers zu verwenden.
- (5) Eine Netzausbaumaßnahme ist z. B. der Neubau einer Leitung, wenn diese Leitung nicht als Anschlussleitung für die EEG-Anlage dient.
- (6) Der Netzbetreiber ist dann nicht zur Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet, wenn ihm die Optimierung, die Verstärkung und der Ausbau des Netzes wirtschaftlich nicht zumutbar sind (§ 12 Abs. 3 Satz 1 EEG). Wann eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit vorliegt, richtet sich nach dem jeweiligen Einzelfall. Generelle Aussagen können hierüber nur schwer getroffen werden. Ob eine wirtschaftliche Zumutbarkeit vorliegt, wenn die Kosten der Maßnahme 25 Prozent der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten, ist derzeit noch nicht abschließend durch die Rechtsprechung geklärt /27/. Die Clearingstelle EEG sieht diese 25-Prozent-Grenze als Orientierungsmaßstab an, der als Ausgangspunkt für eine weitere Einzelfallbeurteilung herangezogen werden kann (Clearingstelle EEG /35/ und ergänzend: Clearingstelle EEG: Votum 2014/40 /51/ ) Eine Unzumutbarkeit liegt daher am ehesten bei Kleineinspeisungen oder geringen Restlaufzeiten der Anlagen vor, die entsprechend höheren Netzausbaukosten gegenüberstehen. Im Übrigen kommt es auf die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des vom Einspeisewilligen gewünschten Netzausbaus – in einem zweiten Prüfungsschritt – erst dann an, wenn zunächst im Rahmen der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ (vgl. Abschnitt 1.1) festgestellt wurde, dass das betreffende Netz selbst oder ein anderes Netz nicht einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist /26/. Eine Ausnahme wird nur im Falle der Anwendbarkeit von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/2012 bzw. § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014/2017 gemacht, da in diesem Falle bereits von Gesetzes wegen der räumlich nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt als technisch und wirtschaftlich günstigster gilt. Dies bedeutet allerdings nicht, dass ein ggf. dann an diesem Netzverknüpfungspunkt notwendiger Netzausbau stets wirtschaftlich zumutbar ist. Diese Prüfung muss

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

auch im Falle von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/2012 bzw. § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014/2017 separat durchgeführt werden und kann zur Ablehnung führen.<sup>10</sup>

- (7) Sofern der Netzbetreiber die Möglichkeit der Spitzenkappung wählt, sind im Rahmen der Netzausbaupflicht nach § 12 Abs. 3 EEG 2017 die Vorgaben des § 11 Abs. 2 EnWG entsprechend anzuwenden.

Danach können Netzbetreiber für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder Solarenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). Netzbetreiber, die für ihre Netzplanung eine Spitzenkappung zugrunde gelegt haben, müssen dies auf ihrer Internetseite veröffentlichen, dem vorgelagerten Netzbetreiber, dem Übertragungsnetzbetreiber, der BNetzA sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde unverzüglich mitteilen und im Rahmen der Netzplanung für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar dokumentieren. Diese Dokumentation muss der BNetzA, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem vorgelagerten Netzbetreiber, dem Übertragungsnetzbetreiber, einem Einspeisewilligen sowie einem an das Netz angeschlossenen Anlagenbetreiber auf Verlangen unverzüglich vorgelegt werden.

Die §§ 13 und 14 EnWG und die §§ 11, 14 und 15 EEG bleiben im Übrigen unberührt. Ein Netzbetreiber, der nach § 15 Abs. 2 Satz 1 EEG Kosten für die Reduzierung der Einspeisung von mehr als 3 Prozent der jährlichen Stromerzeugung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung in Ansatz bringt, muss der BNetzA sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde den Umfang der und die Ursachen für die Reduzierung der Einspeisung mitteilen und im Fall einer Spitzenkappung die o. g. Dokumentation vorlegen.

- (8) Verletzt der Netzbetreiber seine Pflicht zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazität, kann der Anlagenbetreiber gemäß § 13 EEG Schadenersatz verlangen, sofern der Netzbetreiber die Pflichtverletzung zu vertreten hat. Die Nachweispflicht dafür, dass er die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat, liegt beim Netzbetreiber.

---

<sup>10</sup> Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 29. September 2011, Az.: 2011/1, Leitsatz 3b.

## 1.4 Kostentragung

- (1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von EEG-Anlagen an dem Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder 2 EEG sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt nach § 16 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber. Hinsichtlich der Messentgelte für moderne Messeinrichtungen und intelligenten Messsysteme gelten die Vorschriften der §§ 31 und 32 MsbG.
- (2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 8 Abs. 3 EEG einen anderen Netzverknüpfungspunkt als den nach § 8 Abs. 1 bzw. 2 EEG bestimmten zu, hat er die daraus resultierenden Mehrkosten, z. B. Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten für eine zusätzliche bzw. verlängerte Anschlussleitung nach § 16 Abs. 2 EEG, zu tragen.
- (3) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität trägt nach § 17 EEG der Netzbetreiber. Die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich nach § 12 Abs. 2 EEG auch auf die Erweiterung der Kapazität von im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Daraus ergibt sich kein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Übernahme der Anschlussanlagen in das Eigentum des Netzbetreibers.
- (4) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität, die aus den gesetzlichen Verpflichtungen nach §§ 12 und 17 EEG resultieren, gehen im Rahmen der Anreizregulierung grundsätzlich bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze im Basisjahr [§ 6 Abs. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)] ein. Daneben besteht für Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, jährlich nach Maßgabe des § 10a ARegV einen Kapitalkostenaufschlag auf die Erlösobergrenze für Kapitalkosten zu beantragen, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter beim Netzbetreiber entstehen.

Mit der Umsetzung des Kapitalkostenabgleichs entfallen zur dritten Regulierungsperiode die Instrumente Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) und Investitionsmaßnahmen für Verteilnetzbetreiber (§ 23 Abs. 6 und 7 ARegV). Das ergibt sich aus der Übergangsvorschrift des § 34 Abs. 7 ARegV.

- (5) Die ÜNB können für die Integration von EEG-Anlagen Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 2 ARegV beantragen. Bei Genehmigung der dafür notwendigen Kosten durch die zuständige Regulierungsbehörde gelten diese als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV.

## 1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss

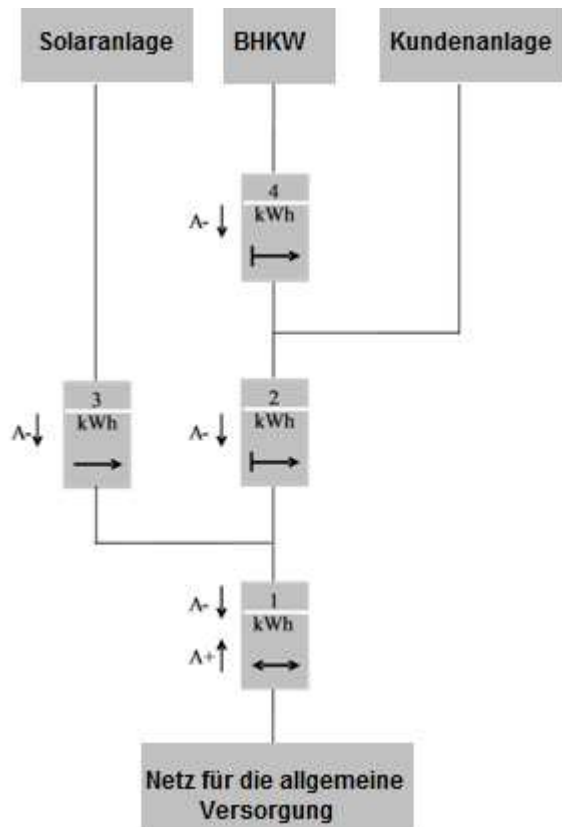
- (1) An demselben Netzanschluss können grundsätzlich mehrere Erzeugungsanlagen gleichzeitig betrieben werden. Handelt es sich um Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, so ist die Messung der Strommengen und deren Zuordnung zu den einzelnen Anlagen nach § 24 Abs. 3 EEG möglich (vgl. Abschnitt 2.2). Eine Ausnahme stellt weiterhin die Regelung des § 33 Abs. 4 EEG 2012 für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 1. April 2012 und 31. Juli 2014 dar („Marktintegrationsmodell“).
- (2) Häufig werden an einem Netzanschluss eine Anlage zur Erzeugung von Strom nach § 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG-Gesetz, KWKG) und eine Anlage zur Erzeugung von Strom nach § 48 EEG (Solaranlage) durch den Anschlussnutzer betrieben. Der in beiden Anlagen erzeugte Strom kann teilweise in das Netz des jeweiligen Netzbetreibers eingespeist und teilweise in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbraucht werden. Ob der Anlagenbetreiber für die eingespeisten und für die selbst verbrauchten Strommengen nach dem KWKG-Gesetz und nach dem EEG gesetzliche Zuschlags- bzw. Vergütungszahlungen in Anspruch nehmen kann, ist abhängig von der jeweils anwendbaren Fassung des EEG bzw. von der „Zulassung“ der Anlage beim Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der Förderlaufzeit nach dem KWKG-Gesetz. Außerdem ist möglicherweise eine EEG-Umlage für den Eigenverbrauch zu entrichten.<sup>11</sup>
- (3) Die Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Erzeugungsanlagen muss nachgewiesen werden. Nachfolgend sind der mögliche Aufbau der Mess- und Zähleinrichtungen sowie die Ermittlung der einzelnen Strommengenanteile (Netzeinspeisung und Selbstverbrauch) am Beispiel eines nach dem KWKG geförderten Blockheizkraftwerks (BHKW) und einer kleinen Solaranlage dargestellt. Da die Anordnung nur bei Solaranlagen ohne Eigenverbrauch der Anlage messtechnisch eindeutig ist, wird sie nur eingeschränkt empfohlen.

---

<sup>11</sup> Siehe hierzu die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 /77/.



Umsetzungshilfe zum EEG 2017



**Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit**

**KWK-Anlage (BHKW)**

Gesamterzeugung: = 4 (A-)  
 Eigenversorgung: = 4 (A-) – 2 (A-)  
 Einspeisung: = 2 (A-)

**Solaranlage**

Gesamterzeugung: = 3 (A-)  
 Eigenversorgung: = 3 (A-) – 1 (A-) + 2 (A-)  
 Einspeisung: = 1 (A-) – 2 (A-)

*Abbildung 1: Aufbau von Mess-/Zähleinrichtungen und Ermittlung der Strommengen bei gleichzeitigem Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss; speziell: KWK-Anlage (BHKW) und kleine EEG-Anlage (PV-Anlage)*



Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zum Netzanschluss und Netzausbau stehen für BDEW-Mitglieder in der BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“ /72/ sowie in der BDEW-Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung – Teil 1 und 2“ /78/ zur Verfügung. Für weiterführende Informationen wird zudem auf folgende BDEW-Stellungnahmen zu Verfahren der Clearingstelle EEG verwiesen:

- Empfehlung 2013/20: Konsultationsverfahren und Kostentragung für Netzverträglichkeitsprüfungen /46/,
- Hinweis 2011/23: Grundstücksbegriff in § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 /41/.

## 2 Messstellenbetrieb und Messung

### 2.1 Allgemeines

- (1) Für den Messstellenbetrieb bei EEG-Anlagen sind die Vorschriften des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) anzuwenden. Anstelle der Beauftragung eines Dritten nach § 5 Abs. 1 MsbG kann der Anlagenbetreiber den Messstellenbetrieb auch selbst übernehmen (§ 10a EEG 2017). Für den Anlagenbetreiber gelten dann alle gesetzlichen Anforderungen, die das MsbG an einen Dritten als Messstellenbetreiber stellt. Er muss also wie jeder andere Messstellenbetreiber einen ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb gemäß § 3 Abs. 2 MsbG gewährleisten, d. h. insbesondere eine mess- und eichrechtskonforme Messung der entnommenen, verbrauchten und eingespeisten Energie sowie einen einwandfreien technischen Betrieb der Messstelle und eine form- und fristgerechte Datenübertragung nach Maßgabe des MsbG. Einzelfragen hierzu behandelt die Empfehlung 2016/26 der Clearingstelle EEG /49/.
- (2) Das MsbG gilt grundsätzlich nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für Bestandsanlagen. Unter bestimmten Bedingungen können kundeneigene bestehende Messeinrichtungen bis auf Weiteres beibehalten werden.
- (3) Für EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 100 kW ist i. d. R. die Messung der eingespeisten elektrischen Wirkarbeit ausreichend. Zur Notwendigkeit der Vorhaltung von technischen Einrichtungen im Sinne des § 9 EEG siehe Abschnitt 1.2. Wird der in der Anlage erzeugte Strom anteilig oder vollständig direkt vermarktet oder zur Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 EEG verwendet, gelten spezielle Vorschriften (siehe Abschnitt 7.1 und 8.4.1).
- (4) Bei der Einspeisung in kundeneigene Netze<sup>12</sup> gemäß § 11 Abs. 2 EEG (kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe), bei einer Veräußerungsform nach § 20 oder § 21a EEG, bei Anlagenerweiterungen von Anlagen, die sich im Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells für Strom aus Solarenergie gemäß § 33 Abs. 4 EEG 2012 befinden, sowie in Fällen, in denen der erzeugte Strom zur Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 EEG verwendet wird, sind ggf. besondere Anforderungen an die Messeinrichtungen zu beachten (siehe Abschnitt 7.1 und 8.4.1).

---

<sup>12</sup> Bzw. Netze Dritter, die nicht ein Netz für die allgemeine Versorgung darstellen.

Wenn aufgrund der installierten Leistung und der Erzeugungscharakteristik der Anlage zu erwarten ist, dass die energieträgerspezifische erste Leistungszone (z. B. bei Biomasse 150 kW bzw. Wasserkraft 500 kW) überschritten wird, ist bei Anlagen nach dem EEG 2012, 2014 und 2017<sup>13</sup> eine Zählleinrichtung zur Erfassung der Bruttostromerzeugung des Generators erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 4.2).

## **2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 24 Abs. 3 EEG**

- (1) Im Regelfall erfolgt die Messung für jede EEG-Anlage separat.

Die Stromeinspeisung mehrerer EEG-Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, kann über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. In diesem Fall erfolgt die Zuordnung über die gemeinsam eingespeiste Arbeit.

Bei Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember 2018 und einem gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert (gemäß Übergangsregelung nach § 22 Abs. 2 Nr. 2 EEG) erfolgt die Berechnung im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge (§ 24 Abs. 3 Satz 2 EEG). Bei allen anderen Windenergieanlagen erfolgt die Aufteilung anhand des jeweils zuletzt berechneten Standortertrages. Bei allen anderen EEG-Anlagen erfolgt die Zuordnung entsprechend dem Verhältnis der installierten elektrischen Wirkleistungen dieser Anlagen (bei Solarstromanlagen in kWp, vgl. § 24 Abs. 3 Satz 2 EEG). Dabei ist zu berücksichtigen, dass Solarstromanlagen, die unter das Marktintegrationsmodell nach § 33 Abs. 4 EEG 2012 fallen, weiterhin separat gemessen werden müssen.

- (2) Bei Inbetriebnahme einer Anlage, die gemeinsam mit einer bereits bestehenden Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, ist der aktuelle Zählerstand zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen Anlage abzulesen und dem Netzbetreiber mitzuteilen, damit eine ordnungsgemäße Aufteilung der Einspeisemenge auf die einzelnen Anlagen erfolgen kann.
- (3) Wird der in der Anlage erzeugte Strom anteilig oder vollständig direkt vermarktet oder zur Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 EEG oder Zwischenspeicherung nach § 61l EEG verwendet, kann dies eine gemeinsame Messeinrichtung ausschließen.

---

<sup>13</sup> Vgl. § 100 Abs. 2 Nr. 10 a) EEG 2017 zur Berechnung der Bemessungsleistung für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem EEG 2000, 2004 und 2009.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Messung bei EEG-Anlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der BDEW-Anwendungshilfe „Das Messstellenbetriebsgesetz 2016 – Überblick und Handlungspflichten“ (Kapitel 1 und 2, 5. Auflage) zur Verfügung.

## 3 Einspeisemanagement

### 3.1 Allgemeines

- (1) Der Netzbetreiber ist gemäß § 14 EEG ausnahmsweise berechtigt, sämtliche unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen EEG- und KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW und Solaranlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von weniger als 100 kW zu regeln, soweit andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände und soweit der Netzbetreiber die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat. Dabei muss der Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK gewahrt bleiben. Das heißt, vorrangig sind sonstige (konventionelle) Stromerzeugungsanlagen zu regeln (es sei denn, der Netzbetreiber ist zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen (netztechnisch erforderliches Minimum, § 13 Abs. 3 Satz 4 EnWG). Solaranlagen bis 100 kW sind gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 EEG erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Netzbetreiber müssen dabei sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Eine Ausnahme bilden KWK-Anlagen mit Zahlungsansprüchen nach den §§ 8a und 8b KWKG (§ 3 Abs. 2 KWKG). Die Bestimmungen zur Installation der hierfür erforderlichen technischen Einrichtungen ergeben sich aus § 9 Abs. 1, 2 und 3 EEG (vgl. Abschnitt 1.2).
- (2) Der Netzbetreiber, an dessen Netz die von einer Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG betroffene Anlage angeschlossen ist, ist gemäß § 15 Abs.1 EEG verpflichtet, die Betreiber dieser Anlage zu entschädigen. Liegt die Ursache für die Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG nicht in dem Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, muss derjenige Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 EEG liegt, dem die Maßnahme durchführenden und die Entschädigung auszahlenden Netzbetreiber die Kosten für die Entschädigung ersetzen. Es sind gemäß § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zzgl. der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

zu 100 Prozent zu entschädigen. Altanlagen mit der Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 sind ebenfalls mit 100 Prozent zu entschädigen (§ 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 EEG 2017 i. V. m. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG 2012). Der Anlagenbetreiber hat die entgangenen Einnahmen geltend zu machen und nachzuweisen.

- (3) Gemäß § 15 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten nach § 15 Abs. 1 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Kosten der Stromnetzbetreiber für Maßnahmen nach § 15 EEG, die nach Maßgabe des § 15 Abs. 2 EEG erforderlich waren, werden gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 16 ARegV in der Anreizregulierung explizit den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet. Nach § 15 Abs. 3 EEG bleiben Schadenersatzansprüche vom Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber unberührt.
- (4) Gemäß § 14 Abs. 2 EEG besteht für den Netzbetreiber die Pflicht, den Betreiber von Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich zu unterrichten, sobald die Gefahr der Regelung nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG besteht; dabei sind der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung mitzuteilen. Diese Verpflichtung besteht, sofern die Durchführung der Maßnahme nach § 14 EEG vorhersehbar ist. Nach der Regelung von Anlagen müssen die Netzbetreiber nach § 14 Abs. 3 EEG die Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten. Auf Verlangen sind innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Betreiber von Solaranlagen bis 100 kW können abweichend auch nur einmal jährlich unterrichtet werden, solange die Gesamtdauer der Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat. Diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen.

Weitergehende Empfehlungen sind dem BDEW-Leitfaden „Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“ /86/ zu entnehmen.

### 3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber/Netzbetreiber

- (1) § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG fordert für EEG-Anlagen ebenso wie für KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW eine technische Einrichtung, mit der der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei einer Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW benötigen nach § 9 Abs. 2 EEG keine technische Einrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung; Anlagen bis 30 kW können alternativ zur ferngesteuerten Reduzierung mit einer Technik zur dauerhaften Begrenzung der Wirkleistung auf maximal 70 Prozent der installierten Leistung ausgerüstet werden. Informationen zur Nachweisführung über die Einhaltung der 70 Prozent-Regelung am Verknüpfungspunkt sind im FNN-Dokument „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ /99/ zu finden.
- (2) § 9 EEG führt die Regelungen des § 6 EEG 2012 bzw. § 9 EEG 2014 fort.<sup>14</sup>

Nach § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG ist die Pflicht nach § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG auch dann erfüllt, wenn mehrere Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann. Bei der technischen Einrichtung handelt es sich um eine Einrichtung, die die Steuerbefehle des Netzbetreibers empfangen kann und die eine nachfolgende, durch den Anlagenbetreiber umzusetzende Steuerung zur Verarbeitung der Steuerbefehle ermöglicht. Weitere Informationen enthalten die „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ des FNN /99/.
- (3) Werden jedoch vom Energieträger her unterschiedliche Anlagen betrieben, muss je Energieträger mindestens eine technische Einrichtung bzw. eine technische Einrichtung, die verschiedene Energieträger getrennt ansteuern kann, installiert werden.
- (4) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarenergie gelten – abweichend zu § 24 Abs. 1 EEG – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich

---

<sup>14</sup> Siehe hierzu auch BDEW-Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen /73//.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung nach § 9 Abs. 3 EEG als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
  2. innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.
- (5) Entsteht eine Pflicht für einen Anlagenbetreiber nach § 9 Abs. 1 oder Abs. 2 EEG erst durch den Zubau von Anlagen eines anderen Anlagenbetreibers, kann er von diesem anderen Anlagenbetreiber den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen (§ 9 Abs. 3 Satz 2 EEG).
- (6) Gemäß § 9 Abs. 4 EEG greifen die in § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG beschriebenen Rechtsfolgen bei Verstößen solange nicht, wie ein Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Abs. 6 Satz 1 Nr. 4 EEG nicht übermittelt hat, wenn die Anlagenbetreiber oder die Betreiber von KWK-Anlagen den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen nach § 8 Abs. 6 Satz 1 Nr. 4 EEG aufgefordert haben und die Anlagen mit technischen Vorrichtungen ausgestattet sind, die geeignet sind, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten.
- (7) Die Kosten für die technischen Einrichtungen sind durch den Anlagenbetreiber zu tragen; die Einrichtungen verbleiben in der Regel in seinem Eigentum. Er ist für den ordnungsgemäßen Betrieb und die Funktion der Einrichtungen verantwortlich.
- (8) Wie die Umsetzung der vom Netzbetreiber empfangenen Steuersignale in der jeweiligen Erzeugungsanlage erfolgt, ist unter Beachtung der technischen Mindestvorgaben des Netzbetreibers (§ 19 Abs. 1 EnWG) ausschließlich Sache des Anlagenbetreibers, da die notwendige Steuerung von der Netzsituation des Netzbetreibers sowie die Steuerfähigkeit vom Typ der eingesetzten Anlage stark abhängt.
- (9) Folgende Stufenregelung hat sich bisher in der Praxis bewährt:
1. Keine Reduzierung ⇒ entspricht dem Freigabesignal zur Einspeisung der Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
  2. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 60 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
  3. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 30 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

4. Reduzierung auf 0 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage (ohne Netztrennung).
5. NOT-AUS  $\Rightarrow$  Ausschaltung, die zur Netztrennung der Erzeugungsanlage führt.

Eine solche Stufenregelung ergibt sich jedoch nicht unmittelbar aus dem Gesetz. Sind die Erzeugungsanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung treffen.

- (10) Während des Einspeisemanagements können mehrere Stufen aufgerufen werden. Ebenso ist die Reihenfolge nach Aufruf der ersten Stufe zur Begrenzung der zulässigen Einspeisung der Leistung variierbar. Das Einspeisemanagement wird mit Aufruf der 100-Prozent-Stufe wieder aufgehoben. Für Anlagen bis 100 kW kann gemäß „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ des FNN /99/ die Stufenregelung „0“ und „1“, also 0 Prozent bzw. 100 Prozent der Einspeiseleistung Anwendung finden.
- (11) Gemäß § 10 Abs. 2 EEG müssen die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und des § 49 EnWG entsprechen. Hieraus abgeleitet sollte der Netzbetreiber zur einheitlichen Umsetzung in Form von Technischen Anschlussbedingungen (Werknormen, Richtlinien) eine ordnungsgemäße Beschreibung der technischen Einrichtung zum Empfang der vom Netzbetreiber vorgegebenen Steuerbefehle (Regelstufen) festlegen.
- (12) Über die technische Umsetzung des Steuersystems entscheidet der Netzbetreiber in Abhängigkeit von den jeweiligen Bedingungen. Beim Einsatz von europäischer Funkrundsteuerung (EFR), Tonfrequenz-Rundsteuerung, Fernwirktechnik oder anderer Medien ergeben sich zwangsläufig auch beim Netzbetreiber Kosten für die Implementierung der Fernsteuerung der Anlagen über die Netzleitstelle. Dies sind z. B. Aufwendungen für Leitsystemerweiterungen, Software und Hardware, Einbindung neuer Fernwirkanlagen ins Leitsystem, für Betrieb und Lizenzen sowie für die Absendung der Befehle über Langwelle.

### 3.3 Dokumentation von Einsätzen

- (1) Gemäß § 14 Abs. 2 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.<sup>15</sup> Um der Unterrichtungspflicht gemäß § 14 Abs. 2 EEG nachzukommen, sind mindestens die wegen Netzauslastung bedrohten Netzbereiche und die voraussichtlichen Regelungen in diesen Netzgebieten im Internet zu veröffentlichen. Dabei wird eine individuelle Unterrichtung empfohlen. In Netzgebieten mit einer Vielzahl von Einspeiseanlagen kann jedoch anstelle einer individuellen Unterrichtung der Anlagenbetreiber am Vortag auch eine Information an alle Anlagenbetreiber eines möglicherweise betroffenen Netzgebietes sinnvoll und ausreichend sein. Darüber hinaus sollte mit einem Prognoseverfahren eine tägliche Aktualisierung dieser Aussagen sichergestellt werden. Eine Unterrichtung der Anlagenbetreiber könnte z. B. über das Medium E-Mail oder RSS Feed erfolgen.
- (2) Gemäß § 14 Abs. 3 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, die von Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der getroffenen Maßnahme zu unterrichten. Eine individuelle Unterrichtung aller betroffenen Anlagenbetreiber ist dabei nicht erforderlich. Es genügt, dass der Netzbetreiber auf seiner Internetseite den Zeitpunkt, den Umfang, die Dauer und die Gründe der konkreten Regelungsmaßnahme (wenn möglich anlagenscharf) darstellt und die Anlagenbetreiber per E-Mail oder bei Vornahme der Entschädigungszahlung darauf hinweist.
- (3) Auf Anfrage müssen die Netzbetreiber denjenigen Anlagenbetreibern, deren Anlagen von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Zu diesem Zweck sind insbesondere die nach § 14 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion vorzulegen. Dies sollte in Form

---

<sup>15</sup> Siehe im Weiteren zur Informationspflicht nach § 14 Abs. 2 EEG, insbesondere zur rechtlichen Auslegung der Anforderung, der Informationspflicht „spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich“ nachzukommen (BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“, Seite 11 f., Punkt C 2 /71/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

einer zeitlichen Darstellung des Strom-/Lastflusses, der die Reduzierung/Abschaltung der EEG-Anlage erforderte, erfolgen.

- (4) Darüber hinaus sollte die Veröffentlichung folgende Informationen umfassen:
- Grund des Aufrufes (Gründe für die Anpassung bzw. für die Maßnahme),
  - Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG liegt,
  - Beginn und Ende des Aufrufes unter Benennung der reduzierten Leistung,
  - Benennung des betroffenen Netzbereiches.
- (5) Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Einspeisemanagementmaßnahmen werden innerhalb des BDEW derzeit Verbesserungen bzw. Vereinheitlichungen der Vorabankündigungen ausgearbeitet. Erste Empfehlungen sind dem BDEW-Leitfaden „Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“, Berlin, 18. Juli 2017, zu entnehmen.
- (6) Des Weiteren sind die Vorgaben nach § 11 Abs. 2 EnWG zu beachten.

### **3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG**

- (1) Die Entschädigungspflicht besteht gegenüber Anlagenbetreibern, die aufgrund einer Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten.
- (2) Zur Geltendmachung von Ansprüchen auf Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Nachweis erbringen, dass er aufgrund der nachweislich erfolgten Regelung der Einspeiseleistung der Anlagen weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt hat, als ohne diese Regelung möglich gewesen wäre, und ihm dadurch ein finanzieller Nachteil entstanden ist.
- (3) Die Ermittlung der Entschädigungszahlung muss sowohl durch die Anlagenbetreiber praktisch umsetzbar als auch durch den Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG lag, sowie für einen fachkundigen Dritten, insbesondere die zuständige Regulierungsbehörde, nachvollziehbar sein. Die im Leitfaden der BNetzA in der jeweils aktuellen Fassung beschriebenen Abrechnungsverfahren sollten dabei beachtet werden, da ansonsten die Anerkennung der Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten des die Maßnahme verursachenden Netzbetreibers durch die BNetzA gefährdet sein kann. Sind für eine Anlage verschie-

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

dene Abrechnungsverfahren zulässig (z. B. sog. Spitz- oder Pauschalabrechnungsverfahren), ist der Anlagenbetreiber innerhalb eines Kalenderjahres an das Abrechnungsverfahren gebunden, das er der ersten Entschädigungsrechnung dieses Jahres zugrunde gelegt hat.<sup>16</sup>

- (4) Grundsätzlich sind – unabhängig von der Art der Anlage – für die Ermittlung der Ausfallarbeit die tatsächlichen Werte der Stromeinspeisung vor, während und nach der Regelung heranzuziehen.
- (5) Basis sind die Leistungsmittelwerte der für die Erfassung des durch die Anlage eingespeisten Stroms installierten und abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung. Dabei sind in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis viertelstundenscharfe Leistungsmittelwerte ausreichend.
- (6) Die Berechnung der Ausfallarbeit erfolgt für den Zeitraum der aufgerufenen Stufen des Einspeisemanagements.
- (7) Voraussetzung für die Berechnung der Ausfallarbeit ist, dass der vom Netzbetreiber vorgegebene Prozentsatz vom Anlagenbetreiber während der aufgerufenen Stufe des Einspeisemanagements eingehalten wird. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine geringere Reduzierung der Einspeiseleistung vornimmt, als vom Netzbetreiber vorgegeben, ist unbeschadet etwaiger Schadensersatzpflichten des Anlagenbetreibers (z. B. weil aufgrund eines Verstoßes gegen die Anordnung der Reduzierung Dritte in ihrer Einspeisung beeinträchtigt wurden) nur die geringere Ausfallarbeit zu entschädigen. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine höhere Reduzierung der Einspeiseleistung vornimmt, als vom Netzbetreiber vorgegeben, besteht der Anspruch auf Entschädigung nur in dem Umfang, der der vom Netzbetreiber vorgegebenen Reduzierung entspricht.
- (8) Bei Aufruf mehrerer Stufen erfolgt die Berechnung der Ausfallarbeit für jede Stufe. Die Summe der anteiligen Ausfallarbeiten der Stufen ergibt die für die Berechnung der Entschädigungszahlung der Anlage anzusetzende Ausfallarbeit.
- (9) Bei Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Zähleinrichtung nach § 24 EEG (vgl. Abschnitt 2.2) ist für jede Anlage die Ausfallarbeit zu berechnen, sofern diese Anlagen nach unterschiedlichen Vergütungssätzen abgerechnet werden oder die ¼-

---

<sup>16</sup> Siehe BNetzA-Leitfaden zum Einspeisemanagement /19/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Stunden-Leistungsmessung einzelner Anlagen vor und nach dem Einspeisemanagement unterschiedliche Werte erfasste.

- (10) Die BNetzA hat einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement /19/ im Internet veröffentlicht sowie einen ergänzenden Hinweis zur Entschädigung bei direkt vermarkteten EE-Anlagen nach Kapitel 2.4.2, in dem die Anforderungen an die Geltendmachung und Berechnung von Entschädigungsansprüchen im Einzelnen erläutert werden.
- (11) Die entgangenen Einnahmen sowie zusätzliche bzw. ersparte Aufwendungen sind vom Anlagenbetreiber einzelfallbezogen nachzuweisen. Auch hier sind die Vorgaben des Leitfadens der BNetzA in der jeweils aktuellen Fassung zu beachten.
- (12) Bis zur Klärung von ggf. noch offenen, bisher nicht geregelten Punkten mit der BNetzA kann sich ein finanzielles Risiko für die Netzbetreiber ergeben, da ungewiss ist, inwieweit die gemäß § 15 EEG für nicht eingespeiste Strommengen geleisteten Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten bzw. bei der Ermittlung der Erlösobergrenze anerkannt werden. Daher empfiehlt es sich bei der Regulierungsbehörde zu erfragen, welche Auffassung die BNetzA in solchen Punkten vertritt.
- (13) § 13 Abs. 7 EnWG sieht die Verpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzen vor, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Dazu zählen nach § 13 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG auch Maßnahmen, die in Verbindung mit § 14 EEG (Einspeisemanagement) erfolgen. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gelten diese Vorschriften für Verteilernetzbetreiber entsprechend.

Da der Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Anforderung von Abregelungen regelmäßig noch nicht über eine umfassende Datenlage verfügt, hat die BNetzA ein einstufiges Verfahren zur Übermittlung der erforderlichen Informationen eingeleitet:

Die Netzbetreiber melden monatlich Regelungen. Diese monatlichen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelterte Arbeit und die voraussichtlichen Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen. Es sind die ID-Nummern der Maßnahmen für die monatlichen Meldungen zu verwenden.

Die für die verschiedenen Meldepflichten entwickelten Erhebungsbögen und die entsprechenden Ausfüllhinweise stehen in der jeweils aktuellen Fassung auf der Internetseite der BNetzA zum Download bereit.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Weitere Informationen zu aktuellen rechtlichen Fragestellungen zum Einspeisemanagement stehen für BDEW-Mitglieder in der

- BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“ /71/ sowie in der
- BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Einspeisemanagement“ /72/

zur Verfügung.

## 4 Abnahme und Übertragung

### 4.1 Allgemeines

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.<sup>17</sup> Eine Ausnahme besteht bei Netzengpässen und bei Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG (siehe hierzu die Erläuterungen zum Einspeisemanagement in Kapitel 3 und zur Spitzenkappung in Kapitel 1.3) .
- (2) Die Pflicht zur vorrangigen physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas besteht auch dann, wenn der betreffende Strom gefördert oder ungefördert direkt vermarktet wird. Macht der Anlagenbetreiber im Rahmen von §§ 19 und 21 EEG den Anspruch auf eine Einspeisevergütung geltend, umfasst die Pflicht nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG auch die kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber, i. d. R. durch Zuordnung zu einem entsprechenden EEG-Bilanzkreis.
- (3) Bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas in das Netz für die allgemeine Versorgung gelten nach § 10 Abs. 3 EEG die Haftungsregelungen des § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) analog zugunsten der Anlagenbetreiber.
- (4) Anlagenbetreiber und Netzbetreiber können ausnahmsweise aufgrund vertraglicher Vereinbarungen vom Abnahmevorrang abweichen. Dies gilt auch für Verträge, die Übertragungsnetzbetreiber mit Anlagenbetreibern aufgrund der der Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung – EEV) zur Optimierung der Vermarktung abschließen (§ 11 Abs. 4 EEG). Dabei ist nach § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG sicherzustellen, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt wird und insgesamt die größtmögliche Menge an Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen wird.

---

<sup>17</sup> Vgl. § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG und § 3 Abs. 1 Nr. 2 KWKG.

## 4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 11 Abs. 2 EEG

- (1) Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus Energien und aus Grubengas besteht gemäß § 11 Abs. 2 EEG auch dann, wenn die Anlage an das Netz des Anlagenbetreibers oder eines Dritten, der nicht Netzbetreiber im Sinne des EEG ist (z. B. kundeneigenes Unterverteilungsnetz), angeschlossen ist und der Strom in das Netz für die allgemeine Versorgung weitergeleitet wird (kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe).
- (2) Für die Durchführung einer Einspeisung nach § 11 Abs. 2 EEG muss – neben einer Messeinrichtung zur Erfassung der Stromerzeugung der EEG-Anlage – an der Verknüpfungsstelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung zusätzlich zur Messeinrichtung für den Strombezug auch eine Messeinrichtung für die Rücklieferung installiert werden (vgl. Abbildung 2).

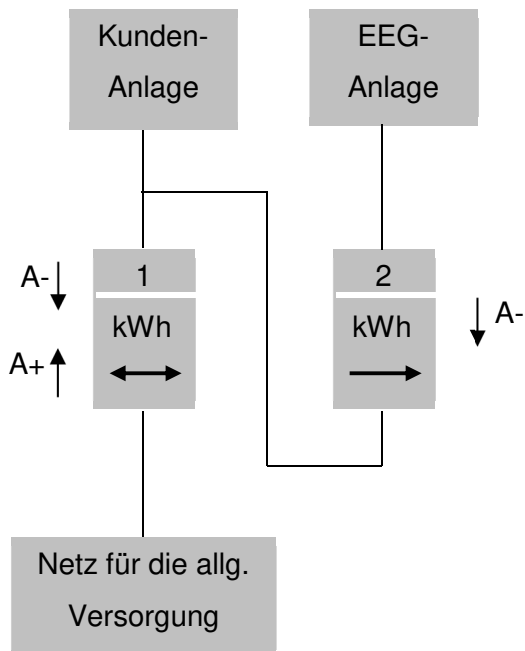


Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe

- (3) Die Einspeisung von EEG-Strom in das kundeneigene Unterverteilungsnetz wird so behandelt, als ob die Einspeisung direkt in ein Netz für die allgemeine Versorgung erfolgen würde.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (4) Da es sich bei der Einspeisung nach § 11 Abs. 2 EEG um eine fiktive Einspeisung handelt, weil der betreffende Strom zum Teil gar nicht physikalisch in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist werden kann, muss das bezugsseitige Messergebnis an der Übergabestelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung rechnerisch korrigiert werden. Hierfür muss derjenige Teil der Stromerzeugung der EEG-Anlage, der im kundeneigenen Unterverteilungsnetz verbleibt, auf die an der Übergabestelle messtechnisch festgestellte Strombezugsmenge aufgeschlagen werden. Der fiktiven Einspeisung muss folglich ein fiktiver Strombezug gegenübergestellt werden:

$$\text{Abrechnungs- und bilanzierungsrelevanter Strombezug} = (A1+) + (A2-) - (A1-)$$

Gemäß dem BGH-Urteil vom 28. März 2007 /28/ können bei der Ermittlung der förderungsrelevanten Energiemengen und des abrechnungsrelevanten und bilanzierungsrelevanten Strombezugs die Umspannverluste berücksichtigt werden, wenn das kundeneigene Unterverteilungsnetz über eine Umspannstation, die der Sphäre des Anlagenbetreibers zuzuordnen ist, an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist. Außerdem hat der BGH mit Beschluss vom 27. März 2012 festgestellt, dass die vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten tatsächlich verbrauchten, aber über die „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ fiktiv eingespeisten Strommengen gegenüber dem Netzbetreiber als „fiktive Strombezugsmengen“ netzentgeltspflichtig sind /29/. Auf die „fiktiven Strombezugsmengen“ fallen auch Konzessionsabgaben an /30/.

- (5) Im Rahmen der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe sollte eine vertragliche Vereinbarung über die Art und Weise der Korrektur der Netznutzung zwischen dem Betreiber des kundeneigenen Unterverteilungsnetzes und dem Netzbetreiber abgeschlossen werden.
- (6) Für die Abnahme von Strom nach § 11 Abs. 2 EEG und die Förderung dieses Stroms nach § 19 Abs. 1 EEG sollten das Zählverfahren an der Übergabestelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung sowie das Zählverfahren an der EEG-Anlage gleichartig sein. Unterscheiden sich die Zählverfahren voneinander, ist die Ermittlung des abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Strombezugs des kundeneigenen Unterverteilungsnetzes nur mit erhöhtem Aufwand möglich. Zudem ordnet § 55 Abs. 5 MsbG nunmehr an, dass dann, wenn Erzeugungs- und Verbrauchssituationen an einem Anschlusspunkt zusammenfallen, jeweils entnommene und eingespeiste sowie, soweit angeordnet, verbrauchte und erzeugte Energie in einem einheitlichen Verfahren zu messen sind.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (7) Neben dem dargestellten Grundfall, dass die gesamte erzeugte Strommenge kaufmännisch-bilanziell weitergegeben wird, sind auch Konstellationen denkbar, in denen die erzeugte Strommenge teilweise vor Einspeisung in das Netz eines Dritten verbraucht wird und erst am Übergabepunkt zu diesem Netz der Strom kaufmännisch-bilanziell in das Netz für die allgemeine Versorgung weitergegeben wird. Eigenversorgung und kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe hinsichtlich *derselben* Strommengen schließen sich jedoch aus.

Weitere Informationen zur kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe können der Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 EEG 2014“ /87/ entnommen werden.

Zum gemeinsamen Betrieb von KWKG- und EEG-Anlagen an einem Netzanschluss sind auch in Abschnitt 1.5 weitere Informationen zu finden.

## 5 Marktstammdatenregister

### 5.1 Allgemeines

- (1) § 6 EEG sieht vor, dass die BNetzA ein Register zur Erfassung von Daten über Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas betreibt. Die hierzu durch das BMWi mit Wirkung zum 5. August 2014 erlassene Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) /9/ trat am 1. September 2017 außer Kraft und wurde durch die am 1. Juli 2017 in Kraft getretene Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) ersetzt. Ab dem 31. Januar 2019 müssen die Anlagendaten über das Webportal des Marktstammdatenregisters erfasst werden. Auf Einzelanforderung stellt die BNetzA in Ausnahmefällen auch Formulare zur schriftlichen Übermittlung der Anlagendaten zur Verfügung.
- (2) Im Marktstammdatenregister müssen sich alle Netzbetreiber (einschließlich der Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG), Messstellenbetreiber, Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche im Strom- und Gassektor, Betreiber von organisierten Marktplätzen, Speicherbetreiber, bestimmte Verbrauchseinrichtungen (Großverbraucher an Hoch- und Höchstspannungs- bzw. Fernleitungsnetzen) sowie nahezu alle Betreiber von erneuerbaren und konventionellen Strom- und Gaserzeugungsanlagen registrieren (§ 3 MaStRV).
- (3) EEG-Anlagen und die dazugehörigen Einheiten müssen von deren Betreibern bei der Inbetriebnahme im Marktstammdatenregister registriert werden (§ 5 Abs. 1 MaStRV). Die Registrierungspflicht gilt darüber hinaus für Projekte von nach Bundesrecht zulassungspflichtigen EEG-Anlagen, sobald die jeweils erforderliche Zulassung erteilt wurde (§ 5 Abs. 4 MaStRV). Auch vorläufige und endgültige Stilllegungen sowie das Ende von vorläufigen Stilllegungen müssen im Marktstammdatenregister registriert werden (§ 5 Abs. 3 MaStRV).
- (4) Die im Marktstammdatenregister erfassten und bereitgestellten Daten sind erforderlich, um
  - a. die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern,
  - b. die Ausbaupfade für Windenergie-, Solar- und Biomasseanlagen nach § 4 EEG zu überprüfen,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- c. die Förderbestimmungen zu Marktprämie und Einspeisevergütung gemäß Teil 3 des EEG anzuwenden und
  - d. die Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erleichtern.
- (5) Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden die Daten der registrierten Anlagen auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht und monatlich aktualisiert.
- (6) Die im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten sind öffentlich zugänglich, sofern es sich nicht um geschützte personenbezogene oder nach der Anlage zur MaStRV als vertraulich eingestufte Daten handelt. Ebenso sind die Daten von Anlagen, die nachweislich als kritische Infrastrukturen gelten, sowie die Standortangaben von Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 30 kW von der Veröffentlichung ausgenommen (§ 15 Abs. 1 MaStRV).
- (7) Solange der Anlagenbetreiber nicht den Pflichten aus der MaStRV nachgekommen ist und die für die Endabrechnung des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten noch nicht dem Netzbetreiber übermittelt hat, verringert sich der anzulegende Wert auf null (§ 52 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 EEG). Demgegenüber verringert sich der anzulegende Wert um jeweils 20 Prozent, wobei das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet wird, solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 Nr. 1 EEG (Kalenderjahresendmeldung) erfolgt ist (§ 52 Abs. 3 Nr. 1 EEG). Gleiches gilt auch, solange und soweit Anlagenbetreiber einer im Register registrierten Anlage eine Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nicht nach Maßgabe der AnlRegV bzw. der MaStRV übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 Nr. 1 EEG (Kalenderjahresendmeldung) erfolgt ist.
- (8) Der Anlagenbetreiber hat gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen, dass er die Meldung an die BNetzA vorgenommen hat. Netzbetreibern wird empfohlen, sich vom Anlagenbetreiber als Nachweis die Meldebescheinigung der BNetzA aushändigen zu lassen.

## 5.2 Neuanlagen

- (1) Gemäß der MaStRV haben Anlagen- bzw. Einheitenbetreiber, die ihre Anlage und die dazugehörigen Einheiten ab dem 1. Juli 2017 in Betrieb genommen haben, diese innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme an das Marktstammdatenregister der

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

BNetzA zu melden. Der Beginn der Frist ist der Tag der Inbetriebnahme der Einheit. Bei der Inbetriebnahme einer Einheit/Anlage, bspw. am 5. September, ist eine Meldung bis zum 5. Oktober vorzunehmen (§ 188 Abs. 2 i. V. m. § 187 Abs. 1 BGB).

- (2) Betreiber von EEG-Anlagen sind verpflichtet, die in Tabelle II der Anlage zur MaStRV aufgeführten Daten an das Marktstammdatenregister der BNetzA zu übermitteln.
- (3) Sofern die Betreiber von EEG-Neuanlagen den Registrierungspflichten nach der MaStRV nicht fristgerecht nachkommen, werden sämtliche Förderansprüche nach dem EEG (einschließlich den entsprechenden Ansprüchen auf Abschlagszahlungen) nicht fällig, bis die Anlagenbetreiber die Daten ihrer Anlagen im Marktstammdatenregister gemeldet haben (§ 23 Abs. 1 MaStRV). Dies gilt unbeschadet weiterer Sanktionen der Nichtmeldung nach § 52 EEG (s. o.).

### 5.3 Bestandsanlagen

- (1) Die BNetzA übernimmt vorhandene Daten zu Bestandsanlagen<sup>18</sup>, die ihr nach § 11 MaStRV von Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern aufgrund anderer gesetzlicher Regelungen übermittelt worden sind, in das Marktstammdatenregister. Dies entbindet die Anlagenbetreiber aber nicht von der Registrierungspflicht.
- (2) Die Netzbetreiber müssen die Betreiber von Bestandsanlagen, die an ihr Netz angeschlossen sind, innerhalb von 18 Monaten nach dem Start des Webportals darüber informieren, dass sie sich und die Daten für ihre Anlagen im Marktstammdatenregister registrieren müssen (§ 25 Abs. 4 MaStRV). Mit der Registrierung im Marktstammdatenregister übernehmen die Anlagenbetreiber die Verantwortung für die Vollständigkeit und Richtigkeit der gespeicherten Daten.
- (3) Registrierungen von EEG-Anlagen und den dazugehörigen Einheiten, die bis zum 31. Januar 2021 vorgenommen wurden, gelten abweichend von der ansonsten anzuwendenden Monatsfrist als rechtzeitig (§ 25 Abs. 2 MaStRV). Hiervon ausgenommen sind die Registrierungen von Anlagen, die nach dem 30. Juni 2017 in Betrieb genommen worden sind oder die bereits nach § 3 AnlRegV oder nach den Vorgaben des EEG 2009 oder des EEG 2012 registrierungspflichtig waren, aber bislang nicht registriert worden sind. In diesen Fällen muss die Registrierung innerhalb eines Monats nach dem Start des Webportals erfolgen.

---

<sup>18</sup> Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Juli 2017.

- (4) Sofern die Betreiber von EEG- Bestandsanlagen den Registrierungspflichten nach der MaStRV nicht fristgerecht nachkommen, werden sämtliche Förderansprüche nach dem EEG (einschließlich den entsprechenden Ansprüchen auf Abschlagszahlungen) nicht fällig, bis die Anlagenbetreiber die Daten ihrer Anlagen im Marktstammdatenregister registriert haben (§ 23 Abs. 1 MaStRV). Dies gilt unbeschadet weiterer Sanktionen der Nichtmeldung nach § 52 EEG (s. o.).

## **5.4 Änderungen von Anlagen**

- (1) Änderungen, die die im Marktstammdatenregister registrierten Anlagendaten betreffen, muss der Anlagen- bzw. Einheitenbetreiber innerhalb eines Monats nach deren Eintritt im Marktstammdatenregister registrieren (§ 7 Abs. 1 MaStRV). Bei der Änderung einer Einheit/Anlage, bspw. am 5. September, ist eine Meldung bis zum 5. Oktober vorzunehmen (§ 188 Abs. 2 i. V. m. § 187 Abs. 1 BGB).
- (2) Abweichend davon gilt die Registrierung von Anlagen, deren installierte Leistung nach dem 30. Juni 2017 erhöht oder verringert wurde, als rechtzeitig, wenn sie innerhalb von sechs Monaten nach dem Start des Webportals vorgenommen wurde (§ 25 Abs. 2 MaStRV).
- (3) Bei erstmaliger Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG, erstmaliger Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Biomethan, endgültiger Stilllegung von Biomethananlagen und Änderungen der Inanspruchnahme der EEG-Förderung von Solaranlagen sind die besonderen Regelungen und teilweise abweichenden Registrierungsfristen nach § 18 MaStRV zu beachten.

## **5.5 Überprüfung und Nutzung der Daten durch Netzbetreiber**

- (1) Die Netzbetreiber sind nach § 13 Abs. 2 MaStRV verpflichtet, die im Marktstammdatenregister registrierten Daten von Anlagen, die an ihr Netz angeschlossen sind, nach Aufforderung durch die BNetzA innerhalb eines Monats zu überprüfen und zu bestätigen bzw. Abweichungen zur eigenen Datenhaltung mitzuteilen. Davon abweichend beträgt die Prüffrist für die Netzbetreiber bei Anlagen, deren Förderanspruch nicht über Ausschreibungen ermittelt wird, innerhalb der ersten 24 Monate nach dem Start des Webportals sechs Monate.
- (2) Im Rahmen der Datenprüfung müssen Netzbetreiber auch jede Konfiguration aus einer oder mehreren elektrisch verbundenen Stromerzeugungseinheiten, die elektrische

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Energie über einen oder mehrere Netzanschlusspunkte in ein oder mehrere Stromnetze einspeisen kann, zu einer Stromerzeugungslokation zusammenfassen und die nach der Anlage zur MaStRV diesbezüglich erforderlichen Daten im Marktstammdatenregister eintragen (§ 14 MaStRV).

- (3) Die BNetzA gewährt Netzbetreibern Zugang zu personenbezogenen Daten und zu Daten, die nach der Anlage zur MaStRV als vertraulich eingestuft sind, soweit es sich um Daten zu Anlagen handelt, die an deren Netz angeschlossen sind und diese Daten für die Erfüllung der gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber erforderlich sind. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, diese Daten unverzüglich zu löschen, sobald sie diese Daten nicht mehr zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben benötigen (§ 17 MaStRV).
- (4) Die weiteren Vorgaben der MaStRV sind für BDEW-Mitgliedsunternehmen ausführlich in der „Anwendungshilfe zur Marktstammdatenregisterverordnung“ /93/ dargestellt.

## 6 Förderung

Mit Inkrafttreten des EEG 2017 treten prinzipiell alle Regelungen des EEG 2014 sowie dessen Vorgängerfassungen außer Kraft; ausgenommen sind Regelungen, deren weitere Geltung in den Übergangsregelungen des EEG 2017 (§§ 100 bis 104) vorgesehen ist.

Diese Übergangsregelungen legen übersichtsweise fest, dass grundsätzlich für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden, die bisherigen Vergütungsregeln weiter gelten. Die Regelungen werden für die einzelnen Energieträger im jeweiligen Abschnitt dargestellt. Zum gemeinsamen Betrieb von KWK-G- und EEG-Anlagen an einem Netzanschluss siehe auch Abschnitt 1.5 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

### 6.1 Allgemeine Vorschriften

#### 6.1.1 Allgemeine Hinweise zum Förderanspruch

- (1) Nach § 19 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber, an dessen Netz die EEG-Anlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist, zur Zahlung der gesetzlich festgelegten oder der durch Ausschreibung bestimmten Förderung verpflichtet. Bei der Förderung kann es sich auch um einen Mieterstromzuschlag handeln (siehe Abschnitt 6.9.4). Der Förderanspruch besteht auch, wenn der Strom vor der Netzeinspeisung zwischengespeichert wurde (vgl § 19 Abs. 3 EEG). Bei mittelbarem Anschluss der EEG-Anlage an das Netz des Netzbetreibers erfolgt die Stromlieferung durch Überschusseinspeisung oder kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 EEG (siehe Abschnitt 4.2).
- (2) Grundlage für die Ermittlung der gesetzlich bestimmten Förderhöhe sind die in §§ 40 bis 50b EEG für die einzelnen Energieträger festgelegten anzulegenden Werte unter Berücksichtigung der Absenkungen nach § 40 Abs. 5, § 41 Abs. 4, § 44a, § 45 Abs. 2, § 46a, § 47 Abs. 5 und § 49 EEG.<sup>19</sup> Wird die Förderung nicht gesetzlich bestimmt, sondern nach den Ergebnissen einer Ausschreibung, ist für die Bestimmung der Förderhöhe der Zuschlag maßgeblich, der der Anlage zugeordnet wird, unter Berücksichtigung der Vorgaben nach §§ 28 bis 39j EEG für die konkrete Höhe des anzulegenden Wertes.

---

<sup>19</sup> Eine ausführliche Darstellung der Förder- und Berechnungsgrundlagen nach dem EEG 2017 findet sich in der BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2017 /74/.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, monatlich jeweils zum 15. Kalendertag (Zahlungseingang beim Anlagenbetreiber) für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten (§ 26 EEG). Beim Anspruch auf Abschlagszahlungen ab März des auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres ist § 26 Abs. 2 EEG zu beachten, wonach der Zahlungsanspruch erst fällig wird, sobald und soweit der Anlagenbetreiber seine Pflichten zur Übermittlung von Daten nach § 71 EEG erfüllt hat.
- (4) Der Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG besteht nicht, wenn die Stromeinspeisung als sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG veräußert wird. Die Verpflichtung zur vorrangigen physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms besteht allerdings auch für diese Strommengen.
- (5) Wie bisher gilt auch weiterhin ein bedingtes Aufrechnungsverbot. Danach dürfen Netzbetreiber EEG-Förderansprüche von Anlagenbetreibern nicht mit einer eigenen Forderung aufrechnen, es sei denn, die Forderung ist insoweit unbestritten oder rechtskräftig festgestellt (§ 27 Abs. 1 EEG). Nach § 61j Abs. 5 EEG sind davon Ansprüche des Netzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage gegen Letztverbraucher, die zugleich Anlagenbetreiber sind, ausgenommen. Außerdem sind nach § 57 Abs. 5 EEG hiervon die dortigen Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers ausgenommen.
- (6) Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber nach § 27 Abs. 2 EEG befugt, mit eigenen Ansprüchen (z. B. Förderansprüchen) gegen Ansprüche des Netzbetreibers aus der Niederspannungsanschlussverordnung - NAV (z. B. für Kosten der Erstellung einer Hausanschlussleitung nach § 9 NAV) aufzurechnen, da das Aufrechnungsverbot des Anlagenbetreibers nach § 23 Abs. 3 NAV für den Anlagenbetreiber nach § 27 Abs. 2 EEG nicht gilt.
- (7) Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung nach § 21 EEG geltend machen, sind verpflichtet, dem Netzbetreiber ab diesem Zeitpunkt und für diesen Zeitraum den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung zu stellen. Ausgenommen von dieser Pflicht ist nur Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz geleitet wird (§ 21 Abs. 2 EEG). Dieser Strom darf außerdem nicht als Regelenergie vermarktet werden.
- (8) Wie bisher dürfen Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Förderverpflichtungen aus dem EEG gegenüber Anlagenbetreibern nicht vom Abschluss eines Stromeinspeisevertrages o. ä. abhängig machen (§ 7 Abs. 1 EEG).

## 6.1.2 Verringerung des Förderanspruches bei Pflichtverstößen

- (1) Der anzulegende Wert verringert sich nach § 52 Abs. 1 EEG auf null,
- solange die Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben oder – bei bereits im Register registrierten Anlagen – eine Erhöhung der installierten Leistung nicht an das Marktstammdatenregister übermittelt haben und die Meldung nach § 71 Nr. 1 EEG noch nicht erfolgt ist.
  - wenn die Anlagenbetreiber die Prozentsätze bei anteiliger Veräußerung nicht nachweislich eingehalten haben (§ 21b Abs. 2 Satz 1 EEG). Die Verringerung gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung dieses Verstoßes folgt.
  - wenn Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird, gegen § 27a EEG verstoßen, also den erzeugten Strom zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen davon sind der Selbstverbrauch durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind (einschließlich Neben- und Hilfsanlagen), der Selbstverbrauch zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste, der Selbstverbrauch während negativer Werte der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion und der Selbstverbrauch in den Stunden der Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 14 Abs. 1 EEG. Die Sanktion gilt für das gesamte Kalenderjahr des Verstoßes.
  - solange der Anlagenbetreiber bei Inanspruchnahme der Übergangsregelung nach § 100 Abs. 3 Satz 2 EEG die Stilllegung einer anderen Biomethananlage mit mindestens derselben installierten elektrischen Leistung nicht nachgewiesen hat.
- (2) Der anzulegende Wert verringert sich nach § 52 Abs. 2 EEG auf den Monatsmarktwert,
- solange der Anlagenbetreiber gegen § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG (technische Vorgaben) verstößt. Für Bestandsanlagen gilt die entsprechende Übergangsregelung (§ 100 EEG).
  - solange Anlagenbetreiber gegen § 9 Abs. 8 EEG verstoßen (vgl. Abschnitt 6.7.1).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- wenn der Anlagenbetreiber die Zuordnung zu oder den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nicht nach dem in § 21c EEG beschriebenen Verfahren an den Netzbetreiber mitgeteilt hat. Die Sanktion gilt bis zum Ende des Kalendermonats, welcher auf die Beendigung des Verstoßes folgt.
  - solange die Anlagenbetreiber, die die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, eine der Höchstdauern (sechs Monate pro Jahr und maximal drei Monate zusammenhängend) nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 erster Halbsatz EEG überschreiten. Der gesamte Monat des Verstoßes wird dabei sanktioniert.
  - solange die Anlagenbetreiber, die eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, gegen § 21 Abs. 2 EEG verstoßen, also den eingespeisten Strom nicht vollständig dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, oder am Regelenergiemarkt teilnehmen (siehe Abschnitt 6.1.1.). Die Verringerung des anzulegenden Werts gilt mindestens für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem der Verstoß erfolgt ist.
  - wenn der Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG verstößt; die Verringerung ist hier für die Dauer des Verstoßes zzgl. der darauffolgenden sechs Kalendermonate anzuwenden.
- (3) Der anzulegende Wert verringert sich nach § 52 Abs. 3 EEG um jeweils 20 Prozent, wobei das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet wird,
- solange die Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Marktstammdatenregister übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 Nr. 1 EEG erfolgt ist, oder
  - solange und soweit die Anlagenbetreiber einer bereits im Register registrierten Anlage eine Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 EEG oder nach § 111f EnWG übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 Nr. 1 EEG erfolgt ist.
- (4) Anlagenbetreiber, die keinen Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG geltend machen (also z. B. bei Direktvermarktung oder freiwilliger Förderungsverzicht), verlieren, solange sie gegen § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG oder gegen § 21b Abs. 3 EEG verstoßen, den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV und den Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG (§ 52 Abs. 4 EEG).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (5) Zu beachten ist, dass auch Stromspeicher einer Registrierungspflicht nach § 5 MaStRV unterliegen. Werden diese Registrierungen nicht termingerecht vorgenommen, sind auf diese Stromspeicher auch die Sanktionen nach § 52 Abs. 1 oder 3 EEG 2017 anzuwenden. Gemäß § 100 Abs. 1 Satz 5 EEG in der Fassung nach dem Energiesammelgesetz sind allerdings die Sanktionen nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 und 2 und Abs. 3 bis zum 31. Dezember 2019 nicht für Strom aus Einrichtungen nach § 3 Nr. 1 zweiter Halbsatz EEG 2017, d. h. auf EEG-Stromspeicher, anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber die Angaben für die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Abs. 3 Satz 3 EEG maßgeblich ist, an das Register übermittelt hat. Die Frist bis zum 31. Dezember 2019 ist aufgrund des „Energiedienstleistungs-Änderungsgesetzes“ vom 20. November 2019 auf den 31. Januar 2021 hin verlängert worden.

**6.1.3 Verringerung des Förderanspruches bei negativen Preisen**

- (1) Der Förderanspruch ist auch bei negativen Preisen nach § 51 EEG zu verringern. Die Vorschrift gilt nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016. § 51 Abs. 1 EEG bestimmt, dass dann, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null verringert. Der Sechs-Stunden-Zeitraum darf nicht unterbrochen sein und kann auch die Stunden des Folgetages umfassen (z. B. 23:00 Uhr eines Tages bis 05:00 Uhr des Folgetages). Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die relevanten Zeiträume auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de).
- (2) Wenn der Strom in einem Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen von § 51 Abs. 1 EEG mindestens einmal erfüllt sind, in der Ausfallvergütung veräußert wird, muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber darüber hinaus bei der Datenübermittlung nach § 71 Nr. 1 EEG auch die Strommenge mitteilen, die er in dem Zeitraum eingespeist hat, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ gewesen sind; andernfalls verringert sich der Anspruch in diesem Kalendermonat um 5 Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt (§ 51 Abs. 2 EEG).
- (3) § 51 Abs. 1 und 2 EEG gelten nach § 51 Abs. 3 nicht für
- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt, wobei § 24 Abs. 1 entsprechend anzuwenden ist,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei § 24 Abs. 1 entsprechend anzuwenden ist, und
- bestimmte Pilotwindenergieanlagen.

### **6.1.4 Verringerung des Förderanspruches bei Regionalnachweisen**

Der Förderanspruch für Strom, für den dem Anlagenbetreiber ein Regionalnachweis ausgestellt worden ist, ist bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, um 0,1 ct/kWh zu verringern (§ 53b EEG).

### **6.1.5 Verringerung des Förderanspruches bei einer Stromsteuerbefreiung**

Der Förderanspruch für Strom, der durch ein Netz für die allgemeine Versorgung durchgeleitet wird und der von der Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz befreit ist, ist um die Höhe der pro kWh gewährten Stromsteuerbefreiung zu verringern (§ 53c EEG).

### **6.1.6 Bestimmung der Förderung**

- (1) Wie bisher richtet sich die Höhe der Förderung nach der Energieart, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, der Leistung der Anlage sowie weiteren Kriterien (z. B. Anbringungs-ort bei Solaranlagen). Die wichtigsten Grundsätze sind nachfolgend aufgeführt. Dem-entsprechend sind die nachfolgenden Fördergrundlagen und -voraussetzungen nicht als abschließend zu betrachten. Die Einzelregelungen für die verschiedenen Energie-arten werden in den Abschnitten 6.2 bis 6.9 dargestellt.
- (2) Aus der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten der förderrelevanten Kriterien wurde eine EEG-Vergütungskategorientabelle erstellt. Diese wurde durch die Übertragungs-netzbetreiber auf deren gemeinsamer Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffent-licht und wird regelmäßig aktualisiert. Die Bezeichnungen der EEG-Vergütungskategorien sind auch Grundlage der Meldungen von Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber sowie an die BNetzA.

### **6.1.7 Inbetriebnahme, Förderbeginn und -dauer**

- (1) Die Höhe des Förderanspruches nach dem EEG richtet sich gemäß § 25 EEG nach der Inbetriebnahme der Anlage i. S. v. § 3 Nr. 1 und 30 EEG. Der Beginn des gesetzlichen Förderzeitraums richtet sich gemäß § 25 EEG nach der erstmaligen Inbetriebnahme

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas oder der erstmaligen Umstellung auf erneuerbare Energien und Grubengas. Dies setzt die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage voraus. Damit verbunden ist die feste Installation der Anlage an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und die dauerhafte Verbindung der Anlage mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör.
- (2) Die Förderdauer beträgt für Anlagen mit einem gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert nach § 25 EEG 20 Kalenderjahre zzgl. des Inbetriebnahmejahres. Für Anlagen im Ausschreibungsverfahren beträgt die Förderdauer kalendertagesgenau 20 Jahre ab dem Inbetriebnahmedatum. Der Austausch eines Generators in einer Anlage sowie der Austausch sonstiger technischer oder baulicher Teile der Anlage führt nach § 3 Nr. 30 EEG nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Förderdauer. Für den Austausch von Solarstrommodulen gelten nach § 38b Abs. 2 EEG gesonderte Bestimmungen (siehe Abschnitt 6.9.5).
  - (3) In der Regel erfolgt die Inbetriebnahme durch Netzeinspeisung, wenngleich eine Netzeinspeisung keine Voraussetzung für eine Inbetriebnahme im Sinne des EEG ist, sofern die Voraussetzungen nach § 3 Nr. 30 EEG eingehalten sind. Bei einer Netzeinspeisung ist Voraussetzung, dass die technischen Vorgaben der §§ 9 und 10 EEG, ggf. auch i. V. m. der SDLWindV bzw. der NELEV, die technischen Anforderungen bzw. Anschlussbedingungen des Netzbetreibers und die Anforderungen nach den anerkannten Regeln der Technik (§ 49 EnWG) eingehalten werden. Alternativ kann die Inbetriebnahme unabhängig von einer Netzeinspeisung erfolgen, wenn z. B. die Netzananschlussleitung nicht rechtzeitig errichtet werden konnte. Der Abnahme- und Förderanspruch besteht jedoch erst ab dem Zeitpunkt der Netzeinspeisung, sofern der Förderanspruch nicht von der Netzeinspeisung entkoppelt ist (z. B. Förderung des nicht in das Netz eingespeisten Stroms).
  - (4) Mit dem geänderten Inbetriebnahmebegriff des EEG 2014 und EEG 2017 ist nun klar geregelt, dass eine frühere Inbetriebnahme mit anderen (in der Regel fossilen) Energieträgern nicht mehr als Inbetriebnahme im Rahmen des EEG 2014 bzw. 2017 berücksichtigt wird. Hierbei sind die Übergangsregelungen in § 100 EEG 2017 zu beachten.
  - (5) Ein Standortwechsel einer Anlage führt grundsätzlich nicht zu einer Neuinbetriebnahme und/oder einem Neubeginn des Förderzeitraums /43/.

### 6.1.8 Förderzonen

- (1) Weiterhin wird die Förderhöhe in der Regel in Abhängigkeit von unterschiedlichen Leistungszonen berechnet (§ 23c EEG). Ausnahmen hierzu bestehen für Strom aus Windenergieanlagen, aus Geothermieanlagen und kleinen Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle nach § 44 EEG.
- (2) Für die Ermittlung der Förderung für Strom aus Wasserkraft-, Deponiegas-, Klärgas-, Grubengas- und Biomasseanlagen ist das Verhältnis zwischen den im jeweiligen Paragraphen zur Abgrenzung der Leistungszonen festgelegten Leistungsschwellenwerten und der durchschnittlichen Jahreswirkleistung (der sog. Bemessungsleistung  $P_B$ ) von Bedeutung. Diese bestimmt sich für alle ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen Anlagen<sup>20</sup> als Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage. Sie wird folglich in verschiedenen Jahren unterschiedlich hoch ausfallen. Zur Ermittlung der Bemessungsleistung ist die Installation einer Erzeugungsmessung erforderlich.

Seit dem EEG 2012 werden bei ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen Anlagen nicht die abgenommenen Kilowattstunden, sondern die erzeugten Kilowattstunden zur Berechnung herangezogen.

Die Bemessungsleistung  $P_{B,i}$  einer Anlage wird für das Kalenderjahr  $i$  demnach wie folgt bestimmt:

$$P_{B,i} = \frac{W_i}{n_i - n_{i,vor\ EEG-Erzeugung} - n_{i,nach\ Stilllegung}}$$

$n_i$  = Anzahl der Zeitstunden im Kalenderjahr  $i$  (8.760 h bzw. 8.784 h im Schaltjahr)

$n_{i,vor\ EEG\ Erzeugung}$  = Anzahl der vollen Zeitstunden im Kalenderjahr  $i$  vom Jahresbeginn bis zur erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

$n_{i,nach\ Stilllegung}$  = Anzahl der vollen Zeitstunden im Kalenderjahr  $i$  von der endgültigen Stilllegung bis zum Ende des Kalenderjahres

---

<sup>20</sup> § 100 Abs. 1 Nr. 10 a) EEG 2014/§ 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 10 a) EEG 2017.



$W_i$  = Die von der Anlage erzeugte Wirkarbeit im Kalenderjahr  $i$  <sup>21</sup>

- (3) Bei Solaranlagen, die an, in oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind, erfolgt die Aufteilung der eingespeisten Strommengen auf die durch die Schwellenwerte, z. B. 10 kW, 40 kW und 750 kW, abgegrenzten Förderzonen nicht anhand der Bemessungsleistung, sondern mittels der installierten Leistung in kW. Bei Photovoltaikanlagen ist hierbei die elektrische Wirkleistung der Module in kWp anzusetzen und nicht die Leistung des Wechselrichters.

### 6.1.9 Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Die Regelungen zur leistungsseitigen Zusammenfassung von Anlagen sind bei Energiearten mit leistungsabhängigen Förderzonen (vgl. Abschnitt 6.1.6) von Bedeutung.
- (2) Im EEG sind die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Förderung für alle Energiearten in § 24 Abs. 1 EEG geregelt. Nach § 24 Abs. 1 EEG gelten mehrere Anlagen „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 EEG und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Abs. 1 oder § 22 EEG für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn
1. sie sich auf demselben Grundstück, Gebäude, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
  2. sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,
  3. für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht und
  4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.“

Abweichend hiervon werden „Freiflächenanlagen“ gemäß der Definition in § 3 Nr. 22 EEG nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst.

---

<sup>21</sup> Weitere Ausführungen zur erzeugten Wirkarbeit siehe BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014 /74/.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs (BauGB) durchgeführt worden ist (Planfeststellungsverfahren) oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB liegen, aber jeweils nicht in, an oder auf Gebäuden errichtet worden sind, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Solarenergie errichtet worden sind, werden zum Zwecke der Ermittlung der Förderung nach § 48 Abs. 1 Nr. 2 oder 3 EEG für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst, wenn sie
- a. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und
  - b. in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern in der Luftlinie (gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen äußeren PV-Module) und
  - c. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind (§ 24 Abs. 2 EEG).

Hiermit soll sichergestellt werden, dass innerhalb einer Gemeinde der Zubau von Freiflächenanlagen nach § 48 Abs. 1 Nr. 2 oder 3 EEG nur in dem dort begrenzten Umfang stattfindet.

- (4) Die unter den vorstehenden Absätzen (2) und (3) genannten Voraussetzungen müssen für sich gesehen jeweils kumulativ erfüllt sein, damit Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Förderung zusammenzufassen sind. Nach der Formulierung „für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“ sind jeweils die hinzukommenden Generatoren von der Zusammenfassung betroffen; diese geraten somit bei Überschreiten eines Leistungsschwellenwertes in eine niedrigere Förderzone. Zudem ist für die Bestimmung der Förderung für die neu hinzukommenden Generatoren nicht das Inbetriebnahmejahr der vorher bereits installierten Anlagen/Generatoren entscheidend, sondern das eigene Inbetriebnahmedatum.<sup>22</sup>
- (5) Mehrere Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012, die nicht bereits nach dem Anlagenbegriff in § 3 Nr. 1 EEG Bestandteil derselben Anlage sind, gelten ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Förderung und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Abs. 1 oder § 22 EEG sowie unabhängig von den Eigentumsverhältnissen für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator immer als eine

---

<sup>22</sup> Siehe auch Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/11 /40/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Anlage, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt (§ 24 Abs. 1 Satz 2 EEG). Dies gilt auch und insbesondere für sog. Satellitenanlagen (Blockheizkraftwerke, die über eine Gasleitung direkt aus einer Biogaserzeugungsanlage Gas beziehen), die hierdurch leistungsseitig mit weiteren, aus der Biogaserzeugungsanlage versorgten Biogasanlagen zusammenzufassen sind. Für Anlagen, die Biomethan aus dem öffentlichen Gasnetz beziehen, gilt diese Regelung nicht.

- (6) Innerhalb geschlossener Bebauungsgebiete bezieht sich § 24 Abs. 1 EEG bei Solarstromanlagen in der Regel nur auf Anlagen, die sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude oder demselben Betriebsgelände befinden. Ausnahmen sind insbesondere bei grundstücksübergreifenden Gebäudekomplexen möglich. Ein Grundstück ist derjenige abgrenzbare Teil der Erdoberfläche, der im Bestandsverzeichnis eines Grundbuchblatts unter einer bestimmten Nummer eingetragen oder gemäß § 3 Abs. 5 Grundbuchordnung auf einem gemeinschaftlichen Grundbuchblatt verbucht ist. Ob mehrere EEG-Anlagen auf demselben Grundstück errichtet werden bzw. worden sind, muss somit stets grundbuchrechtlich festgestellt werden.<sup>23</sup>
- (7) Befinden sich mehrere Anlagen nicht auf demselben Grundstück, demselben Gebäude oder demselben Betriebsgelände, müssen sie auch dann nach § 24 Abs. 1 EEG zusammen gefasst werden, wenn sie sich „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ befinden/<sup>36/</sup> und /<sup>36a/</sup>. Generell sind zur Feststellung der unmittelbaren räumlichen Nähe Einzelfallprüfungen erforderlich. Zur Auslegung der Begriffe „Grundstück“ und „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ in § 24 Abs. 1 EEG sollten gerade für Solaranlagen die abgeschlossenen Verfahren der Clearingstelle EEG berücksichtigt werden.
- (8) Eine Zusammenfassung mehrerer Anlagen nach § 24 Abs. 1 EEG zum Zweck der Förderung setzt voraus, dass diese Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG als technisch und rechtlich eigenständige Anlagen einzuordnen sind. Durch die Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG verlieren diese Anlagen diese Eigenschaften nicht, da die Zusammenfassung nur zum Zwecke der Förderbestimmung und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Abs. 1 oder § 22 EEG erfolgt.

---

<sup>23</sup> Grundlegend: Clearingstelle EEG, Verfahren 2008/49 /36/.

**6.1.10 Absenkung der Förderung mit gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert**

- (1) Das EEG nennt die anzulegenden Werte für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden. Für Anlagen, die später in Betrieb genommen werden, ist zur Ermittlung der Förderung die jeweilige Absenkung nach §§ 40 bis 49 EEG heranzuziehen.
- (2) Die anzulegenden Werte werden – getrennt voneinander – nach Anwendung der Absenkung auf zwei Stellen nach dem Komma in Cent pro Kilowattstunde gerundet (siehe bspw. § 40 Abs. 5 EEG). Zur Berechnung der anzulegenden Werte für Anlagen, die in dem betreffenden Zeitraum in Betrieb genommen werden, ist jeweils der ungerundete Wert für die Anlagen, die im vorausgegangenen Zeitraum in Betrieb genommen worden sind, heranzuziehen.
- (3) Die energieträgerspezifischen Zubauzahlen und die entsprechenden anzulegenden Werte werden auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht.

Energieart (Absenkung der Förderung gemäß §§ 40 bis 49 EEG)	Anlagen mit Inbetriebnahme (IB) im Jahr 2017 oder später: Absenkung der anzulegenden Werte
Wasserkraft	0,5 Prozent je Kalenderjahr
Deponiegas, Klärgas, Grubengas	1,5 Prozent je Kalenderjahr
Biomasse	0,5 Prozent halbjährlich ab 1. April 2017
Geothermie	5 Prozent je Kalenderjahr ab 2021
Windenergie auf See	Zeitraum der erhöhten Anfangsförderung: a) 12 Jahre 0,5 Cent/kWh zum 1. Januar 2018 einmalig 1,0 Cent/kWh zum 1. Januar 2020 einmalig b) 8 Jahre 1,0 Cent/kWh zum 1. Januar 2018 einmalig
Solarenergie	Siehe Abschnitt 6.1.10.2
Windenergie an Land	Siehe Abschnitt 6.1.10.1

Tabelle 1: Absenkung der Förderung

### 6.1.10.1 Absenkung der Förderung für Windenergie an Land

- (1) Die anzulegenden Werte verringern sich zum 1. März, 1. April, 1. Mai, 1. Juni, 1. Juli und 1. August 2017 jeweils um 1,05 Prozent, ab dem 1. Oktober 2017 bis einschließlich 1. Oktober 2018 jeweils vierteljährlich um 0,4 Prozent, wobei Erhöhungen und Verringerungen des letztgenannten Degressionssatzes in Abhängigkeit des Anlagenzubaus vorgesehen sind (§ 46a Abs. 1 EEG). Die Degressionsschritte gelten jeweils für ab den genannten Zeitpunkten in Betrieb genommene Anlagen.
- (2) Liegt der Brutto-Zubau (Neuanlagen ohne Berücksichtigung der ersetzten Anlagen) im gesetzlichen Zielkorridor von 2.400 bis 2.500 MW pro Kalenderjahr, so beträgt im Zeitraum 1. Oktober 2017 bis 1. Oktober 2018 die quartalsweise Absenkung der anzulegenden Werte 0,4 Prozent (§ 46a Abs. 1 EEG). Bei Zubau außerhalb des Korridors erhöht bzw. verringert sich die Absenkung (§ 46a Abs. 2 und 3 EEG). Ggf. ist auch eine Erhöhung der anzulegenden Werte möglich (§ 46a Abs. 4 EEG).

Bruttozubau/anno	Absenkung/Quartal
> 3.500 MW	2,40 %
> 3.300 bis ≤ 3.500 MW	1,20 %
> 3.100 bis ≤ 3.300 MW	1,00 %
> 2.900 bis ≤ 3.100 MW	0,80 %
> 2.700 bis ≤ 2.900 MW	0,60 %
> 2.500 bis ≤ 2.700 MW	0,50 %
> 2.400 bis ≤ 2.500 MW	0,40 %
> 2.200 bis ≤ 2.400 MW	0,30 %
> 2.000 bis ≤ 2.200 MW	0,20 %
> 1.800 bis ≤ 2.000 MW	0,00 %
> 1.600 bis ≤ 1.800 MW	- 0,20 %
< 1.600 MW	- 0,40 %

*Tabelle 2: Quartalsweise Absenkung nach § 46a EEG für Windenergie an Land*

- (3) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des fünften Monats, der einem Absenkungszeitraum vorangeht (§ 46a Abs. 5 EEG).

#### **6.1.10.2 Solarenergie**

- (1) Die Fördersätze verringern sich ab dem 1. Februar 2017 monatlich in Abhängigkeit des auf ein Jahr hochgerechneten Brutto-Zubaus von Anlagen. Grundsätzlich beträgt die monatliche Absenkung der Förderung 0,5 Prozent. Die monatliche Absenkung wird jeweils zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November eines Jahres aufgrund des auf ein Jahr hochgerechneten Brutto-Zubaus aus einem 6-monatigen Zeitraum (annualisierter Brutto-Zubau) angepasst (§ 49 Abs. 1 EEG).

<b>Überschreitung von 2.500 MW/a um</b>	<b>Absenkung/Monat</b>
> 5.000 MWp	2,80 %
> 4.000 bis ≤5.000 MWp	2,50 %
> 3.000 bis ≤4.000 MWp	2,20 %
> 2.000 bis ≤3.000 MWp	1,80 %
> 1.000 bis ≤2.000 MWp	1,40 %
≤ 1.000 MWp	1,00 %
<b>Unterschreitung von 2.500 MW/a um</b>	
> 200 bis ≤ 400 MWp	0,25 %
> 400 bis ≤ 800 MWp	0,00 %
> 800 MWp bis ≤ 1.200 MWp	-1,50 % (einmalig pro Quartal)
> 1.200 MWp	-3,00 % (einmalig pro Quartal)

*Tabelle 3: Monatliche Absenkung der Förderung nach § 49 EEG*

- (2) Der Zubau wird jeweils für den Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 8. Monats und vor dem ersten Kalendertag des letzten Monats, für den die Absenkung gelten soll, ermittelt (§ 49 Abs. 4 EEG) und auf ein Jahr hochgerechnet. Bspw. ergibt sich die Höhe der vierteljährlichen Absenkung zum 1. November 2017 aus dem Zubau im Zeitraum 1. April 2017 bis 30. September 2017.
- (3) Übersteigt die Summe der installierten Leistung der Solaranlagen, die in dem Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister mit der Angabe eingetragen sind, dass für den Strom aus diesen Anlagen eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden soll, und von Solaranlagen, die nach der Schätzung nach § 31 Abs. 6 EEG 2014 als gefördert anzusehen sind, erstmals den Wert von 52.000 MW, so verringert sich die Förderung der ab diesem Zeitpunkt in Betrieb gehenden Anlagen zum ersten Kalendertag des zweiten auf die Überschreitung folgenden Kalendermonats auf null (§ 49 Abs. 5 EEG). Rechtzeitig vor der Erreichung der 52.000 MW erfolgt voraussichtlich eine Neugestaltung dieser Regelung (§ 49 Abs. 6 EEG).

### 6.1.11 Übergangsbestimmungen

Für Strom aus nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) oder für ihren Betrieb nach einer anderen bundesrechtlichen Bestimmung<sup>24</sup> genehmigungs- bzw. zulassungsbedürftigen Anlage mit Inbetriebnahme zwischen dem 1. August und dem 31. Dezember 2014 gelten die Vergütungsregelungen nach EEG 2012 weiter, sofern die Genehmigung bzw. Zulassung vor dem 23. Januar 2014 erfolgt ist (§ 100 Abs. 4 EEG).

## 6.2 Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen

### 6.2.1 Grundsätzliches

- (1) Die Förderung von Strom aus Wasserkraftanlagen richtet sich neben der installierten Leistung der Anlagen insbesondere nach dem Inbetriebnahmejahr der Anlage und dem Zeitpunkt sowie dem Umfang einer möglichen Modernisierung/Ertüchtigung. Entscheidend ist, ob die Anlage vor dem 1. August 2004, zwischen 1. August 2004 und 31. Dezember 2008, zwischen 1. Januar 2009 und 31. Dezember 2011, zwischen 1. Januar 2012 und 31. Juli 2014, zwischen 1. August 2014 und 31. Dezember 2016 oder danach in Betrieb genommen bzw. modernisiert/ertüchtigt wurde. Eine Übersicht über die ab dem 1. Januar 2017 möglichen Fälle gibt Tabelle 4 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

---

<sup>24</sup> Einzelheiten siehe für Biomasse- und Solarstromanlagen in den BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgaben „Biomasse“ /79/ und „Solarstrom“ /80/, sowie der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/27.

<b>Geltende Vorschrift und Förderzeitraum</b>	<b>Inbetriebnahme vor 01.01.2009</b>	<b>Inbetriebnahme zwischen 01.01.2009 bis 31.12.2016<sup>25</sup></b>	<b>Inbetriebnahme ab 01.01.2017</b>
§ 40 Abs. 1 EEG 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	§ 40 Abs. 1 EEG 2014 findet keine Anwendung	§ 40 Abs. 1 EEG 2014 findet keine Anwendung	Alle Anlagen (ohne Leistungsbegrenzung)
§ 40 Abs. 2 EEG 20 Jahre ab Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme zzgl. des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme abgeschlossen worden ist	Erhöhung des Leistungsvermögens nach dem 31. Dezember 2016	§ 40 Abs. 2 EEG 2014 findet keine Anwendung	Nur § 40 Abs. 1 EEG ist anwendbar

*Tabelle 4: Übersicht Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen nach EEG*

## 6.2.2 Fördervoraussetzungen

Für alle Wasserkraftanlagen, auf die entweder die Fördergrundlage nach § 40 Abs. 1 oder 2 EEG anwendbar ist, gelten folgende Fördervoraussetzungen:

Der Anspruch auf Förderung (gemäß § 19 Abs. 1 EEG) nach § 40 Abs. 1 EEG besteht nur, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage (§ 40 Abs. 4 Satz 1 EEG) oder
2. ohne durchgehende Querverbauung (§ 40 Abs. 4 Satz 2 EEG)

<sup>25</sup> Keine Förderung nach EEG 2017.



Umsetzungshilfe zum EEG 2017

errichtet worden ist.

## **6.2.3 Ertüchtigte Bestandsanlagen**

### **6.2.3.1 Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden**

- (1) Betreiber von Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, haben Anspruch auf die Förderung nach § 40 Abs. 1 EEG, wenn nach dem 31. Dezember 2016
  - a. das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde und dieses durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme erfolgte oder
  - b. das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde und dieses nicht durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme erfolgte. In diesem Fall muss das Leistungsvermögen jedoch um mindestens 10 Prozent erhöht worden sein.
- (2) Der Anspruch auf die Förderung besteht ab dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme für die Dauer von 20 Jahren zzgl. des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme abgeschlossen wurde.
- (3) Nach Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme gilt die Anlage als neu in Betrieb genommen und hat damit alle Pflichten nach dem EEG 2017 zu erfüllen.

### **6.2.3.2 Installierte Leistung nach Abschluss der Ertüchtigung über 5 MW**

- (1) Bei Anlagen, die bis 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen wurden und nach einer Ertüchtigung ab 1. Januar 2017 eine installierte Leistung von mehr als 5 MW aufweisen, besteht der Förderanspruch nach § 40 Abs. 2 Satz 1 oder 2 EEG nur für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist (§ 40 Abs. 3 Satz 1 EEG).
- (2) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung vor der Ertüchtigung bis einschließlich 5 MW gelten gemäß § 40 Abs. 3 Satz 2 EEG für die diesem Leistungsanteil entsprechenden Strommengen weiterhin die bisherigen Fördervorschriften nach EEG 2014, 2012, 2009, 2004 bzw. 2000.
- (3) Die Förderhöhe und der Förderzeitraum der Anlage bis zum Abschluss der Ertüchtigung bleiben unberührt. Die Anpassung der Fördersätze erfolgt unterjährig zum Zeitpunkt des Abschlusses der Ertüchtigung.

## 6.2.4 Förderung

- (1) In Tabelle 5 sind die anzulegenden Werte für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2017 sowie ab dem 1. Januar 2017 ertüchtigte Bestandsanlagen dargestellt.

Installierte Leistung bei Inbetriebnahme und ggf. nach Ertüchtigung	Vorschrift und Anwendungsbereich	Anzulegende Werte (ct/kWh) für Leistungszone bis einschließlich ...						
		500 kW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	darüber
Inbetriebnahme ab dem 01.01.2017	§ 40 Abs. 1 EEG							
Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009 und Ertüchtigung ab dem 01.01.2017	§ 40 Abs. 2 EEG	12,40	8,17	6,25	5,48	5,29	4,24	3,47

Tabelle 5: Anzulegende Werte in ct/kWh für Wasserkraftanlagen bei Inbetriebnahme bzw. Abschluss der Ertüchtigung zwischen 1. Januar 2017 und 31. Dezember 2017

- (2) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden (§ 40 Abs. 5 EEG), ist in Abschnitt 6.1.10 dargestellt.

## 6.2.5 Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen

- (1) Nachweis, dass die Anlage in einem räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder ohne durchgehende Querverbauung (§ 40 Abs. 4 EEG) errichtet wurde (z. B. Vorlage der wasserrechtlichen Genehmigung).

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (2) Anlagen, deren Ertüchtigung nach dem 1. Januar 2017 abgeschlossen wurde: Nachweis der Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens.<sup>26</sup>

### 6.2.6 Übergangsbestimmungen

- (1) Gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 7 EEG ist für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, § 23 EEG 2012 anstelle des § 40 Abs. 2 EEG 2014 anzuwenden, wenn die Maßnahme nach § 23 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 vor dem 1. August 2014 abgeschlossen worden ist.

Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zu Wasserkraftanlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der

- BDEW-Anwendungshilfe: Fragen und Antworten zum EEG 2017 und EEG 2014, Ausgabe „Wasserkraft“, /87/,
- BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Wasserkraft /70/

zur Verfügung.

---

<sup>26</sup> Zur Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen siehe Hinweis der Clearingstelle EEG vom 22. März 2013, Az.: 2012/24 /44/ und BDEW-Anwendungshilfe: Fragen und Antworten zum EEG 2017, Ausgabe, Kapitel D .

## 6.3 Fördervorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen

### 6.3.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

- (1) Gefördert wird Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Die Fördervorschriften sind im § 41 EEG niedergelegt. Der Förderanspruch besteht auch, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Deponiegas, Klärgas oder Grubengas bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wird, wenn die Vorgaben von § 44b EEG eingehalten werden (vgl. Abschnitt 6.5).
- (2) Die Pflicht zur Förderung von Strom aus Grubengas besteht gemäß § 41 Abs. 3 Satz 2 EEG nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.
- (3) Die Förderung für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen, die vom 1. Januar bis 31. Dezember 2017 in Betrieb genommen wurden, sind in Tabelle 6 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauffolgenden 20 Jahren.

Vorschrift	Energieträger	Anzulegender Wert (ct/kWh) für Leistungszone		
		bis einschl. 500 kW	bis einschl. 5 MW	> 5 MW
§ 41 EEG Abs. 1	Deponiegas	8,17	5,66	--
§ 41 EEG Abs. 2	Klärgas	6,49	5,66	--
§ 41 Abs. 3 EEG	Grubengas	bis einschl. 1 MW: 6,54	4,17	3,69

Tabelle 6: Anzulegende Werte für Deponie-, Klär-, Grubengasanlagen bei Inbetriebnahme zwischen 1. Januar 2017 und 31. Dezember 2017

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (4) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden (§ 41 Abs. 4 EEG), ist in Abschnitt 6.1.10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

## 6.4 Fördervorschriften für Biomasse

### 6.4.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

- (1) Gefördert wird Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV /5/).
- (2) Der Förderanspruch besteht auch, wenn zur Stromerzeugung gasförmige Biomasse eingesetzt wird, die bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurde (Biomethan), dies gemäß § 44b Abs. 5 EEG nachgewiesen wurde und auch die übrigen Vorgaben nach § 44b EEG eingehalten worden sind (vgl. Abschnitt 6.5).
- (3) Aus flüssiger Biomasse erzeugter Strom ist nur förderfähig, wenn die flüssige Biomasse zur notwendigen Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzt wird. Ein darüberhinausgehender Einsatz von flüssiger Biomasse führt dagegen für den korrespondierenden Strom zu einem Förderausschluss. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass aufgrund einer Änderung von § 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) seit 1. Januar 2017 auch für flüssige Biomasse zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung Nachhaltigkeitsnachweise erforderlich sind.

#### 6.4.1.1 Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas

- (1) Bei Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 und ab 1. Januar 2012 errichteten Gärrestlagern muss sichergestellt sein, dass bei der Erzeugung des Biogases die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Außerdem muss eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas in die Umgebung vorhanden sein (§ 9 Abs. 5 EEG). Die Anforderung hinsichtlich der hydraulischen Verweilzeit gilt nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit den Änderungen der Verordnung (EU) Nr. 1385/2013 eingesetzt wird. Dies ist der Fall, wenn es sich bei der eingesetzten Gülle um Exkremate und/oder Urin von Nutztieren (außer Zuchtfisch) mit oder ohne Einstreu handelt. Nutztiere im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 sind in der Regel Schweine, Rinder, Schafe, Hühner und Pferde. Die Anforderung hinsichtlich der hydraulischen Verweilzeit gilt außerdem nicht, wenn mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle im Sinne des Anhangs 1 Nummer 1 Buchstabe a Abfallschlüssel Nr. 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Bioabfallverordnung eingesetzt

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

werden. Die Anforderung hinsichtlich der hydraulischen Verweilzeit gilt schließlich auch dann nicht, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom ein Förderanspruch nach § 43 EEG (Vergärung von Bioabfällen) geltend gemacht wird.

- (2) Für Strom aus Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW besteht nach § 44b Abs. 1 EEG der volle Förderanspruch nur für den Anteil der je Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für die in dem betreffenden Kalenderjahr darüberhinausgehend erzeugte Strommenge verringert sich der Förderanspruch bei geförderter Direktvermarktung (Marktprämie) auf null und bei Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

#### **6.4.2 Ermittlung der anzulegenden Werte**

- (1) Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 sind nach § 22 Abs. 4 EEG grundsätzlich nur nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung der BNetzA förderfähig.
- (2) Davon ausgenommen sind Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 150 kW<sup>27</sup> sowie Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2018, die nach BImSchG genehmigungsbedürftig sind, deren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedarf oder die nach Baurecht genehmigungsbedürftig sind, und die bis 31. Dezember 2016 genehmigt bzw. zugelassen worden sind. Für diese Anlagen ist die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nicht möglich. Die anzulegenden Werte werden bei diesen Anlagen gesetzlich bestimmt.

##### **6.4.2.1 Anlagen im Ausschreibungsverfahren**

- (1) Für Anlagen, für die der anzulegende Wert auf Grundlage von Ausschreibungen ermittelt wird, besteht der Förderanspruch nur, solange und soweit ein von der BNetzA erteilter Zuschlag wirksam ist (§ 22 Abs. 4 EEG).
- (2) Die BNetzA führt ab 2019 zwei Ausschreibungen pro Kalenderjahr mit den Gebotsterminen 1. April und 1. November gemeinsam für Anlagen, in denen gasförmige und feste Biomasse eingesetzt wird, durch. Eine Gebotsabgabe für Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 20 MW ist dabei nicht zulässig (§ 39 Abs. 4 EEG).

---

<sup>27</sup> Es sei denn, es handelt sich um eine bestehende Biomasseanlage nach § 39f EEG.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Im Ausschreibungsverfahren werden nur Gebote für Anlagen berücksichtigt, deren Baugenehmigung oder Genehmigung nach BImSchG bzw. nach einer anderen bundesrechtlichen Bestimmung mindestens 3 Wochen vor dem Gebotstermin erteilt wurde und die mindestens 3 Wochen vor dem Gebotstermin mit den erforderlichen Daten als genehmigt an das Marktstammdatenregister gemeldet wurden, wobei die Meldefristen des Registers hiervon unberührt bleiben. Darüber hinaus darf die Inbetriebnahme der Anlage erst nach der Zuschlagserteilung erfolgen.
- (4) Der Zuschlag ist der Anlage, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Er darf nicht auf andere Anlagen oder andere Genehmigungen übertragen werden. Bei Änderung der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch nicht (§ 39e EEG).
- (5) Erhält der Bieter im Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag, entspricht der anzulegende Wert grundsätzlich dem Zuschlagswert. Davon abweichend ist für Biogasanlagen mit überwiegendem Einsatz von Bioabfällen im Sinne von § 43 EEG 2017 unabhängig vom Zuschlagswert der anzulegende Wert begrenzt auf
  - 14,88 ct/kWh für die Zone der Bemessungsleistung bis 500 kW und
  - 13,05 ct/kWh für die Zone der Bemessungsleistung über 500 kW bis 20 MW (§ 39h Abs. 3 EEG).
- (6) Der Zeitraum für den gesetzlichen Förderanspruch für neue Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 im Ausschreibungsverfahren beginnt spätestens 24 Monate nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags. Soweit die Anlage nicht innerhalb dieser Frist in Betrieb genommen wird, erlischt der Zuschlag.
- (7) Sofern der Bieter vor Ablauf dieser Frist einen entsprechenden Antrag stellt, verlängert die BNetzA die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn nach der Gebotsabgabe von Dritten ein Rechtsbehelf gegen die in dem Gebot angegebene Genehmigung eingelegt worden ist und die sofortige Vollziehbarkeit dieser Genehmigung durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist. Ein Rechtsbehelf ist z. B. die Einreichung einer Beschwerde bei der zuständigen Genehmigungsbehörde oder die Erhebung einer gerichtlichen Klage. Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden (§§ 39d und 39g EEG).
- (8) Bei Biogasanlagen besteht ein durch einen Zuschlag erworbener Förderanspruch nur, wenn der zur Biogaserzeugung eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais (als Ganzpflanze, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot)



bei Anlagen mit Zuschlagserteilung im Jahr	maximal Masse-% je Kalenderjahr
2017/2018	50
2019/2020	47
2021/2022	44

beträgt (§ 39h Abs. 1 EEG).

- (9) Nach § 39h Abs. 2 EEG besteht der volle Förderanspruch für Strom aus Biomasseanlagen nur für den Anteil der je Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der der Höchstbemessungsleistung der Anlage entspricht. Dies sind bei Biomasseanlagen, die Biogas einsetzen, 50 Prozent und bei Biomasseanlagen, die feste Biomasse einsetzen, 80 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge (d. h. der zu installierenden Leistung, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat). Für die in dem betreffenden Kalenderjahr darüberhinausgehende Stromerzeugung verringert sich der Förderanspruch bei geförderter Direktvermarktung (Marktprämie) auf null und bei der Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.
- (10) Im Übrigen sind die Vorgaben in §§ 44b und 44c EEG auf Biomasseanlagen in Ausschreibungen entsprechend anzuwenden, wobei die Erfüllung der Anforderungen nach § 39h Abs. 1 und 3 EEG (vgl. vorstehende Absätze (5) und (8)) in entsprechender Anwendung des § 44c Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 EEG jährlich durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachzuweisen ist.

#### **6.4.2.2 Einbeziehung von Bestandsanlagen in das Ausschreibungsverfahren**

- (1) Nach § 39f EEG können sich auch Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb genommen worden sind („bestehende Biomasseanlagen“), optional am Ausschreibungsverfahren beteiligen. Dies gilt auch für bestehende Biomasseanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 150 kW.
- (2) Voraussetzung für die Beteiligung am Ausschreibungsverfahren ist, dass die Restlaufzeit des bisherigen EEG-Förderanspruchs zum Zeitpunkt der Ausschreibung maximal 8 Jahre beträgt. Die Baugenehmigung oder Genehmigung nach BImSchG bzw. nach einer anderen bundesrechtlichen Bestimmung muss mindestens bis zum Ende des 11. Kalenderjahres, das auf den Gebotstermin folgt, erteilt worden sein.
- (3) Erhält der Bieter für eine solche Anlage einen Zuschlag, entspricht der anzulegende Wert wie bei Neuanlagen grundsätzlich dem Zuschlagswert. Davon abweichend ist bei

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Bestandsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 150 kW der Gebotswert des höchsten bezuschlagten Gebots desselben Gebotstermins als Zuschlagswert festgelegt.
- (4) Der Netzbetreiber muss bei der Ermittlung der Förderhöhe berücksichtigen, dass der anzulegende Wert unabhängig von ihrem Zuschlagswert in der Höhe auf den durchschnittlichen anzulegenden Wert bzw. Vergütungssatz der Anlage der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahre zu begrenzen ist. Für die Ermittlung des Durchschnitts ist für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Förderzahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt geförderten Strommenge zugrunde zu legen, sodann ist die Summe der nach dem vorstehenden Halbsatz ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen (§ 39f Abs. 6 EEG).
  - (5) Der neue Förderanspruch tritt ab dem ersten Tag eines durch den Anlagenbetreiber zu bestimmenden Kalendermonats an die Stelle des bisherigen Förderanspruchs. Der vom Anlagenbetreiber zu bestimmende Kalendermonat muss zwischen dem 13. und dem 36. Kalendermonat nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags liegen.
  - (6) Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweiligen Vormonats mitteilen, ab welchem Kalendermonat der neue Förderanspruch an die Stelle des bisherigen Förderanspruchs treten soll. Bei fehlender Mitteilung an den Netzbetreiber beginnt der neue Förderanspruch am ersten Tag des 37. Kalendermonats nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags.
  - (7) Die Anlage gilt ab dem Tag, ab dem der neue Förderanspruch besteht (vorstehende Absätze (5) und (6)), als neu in Betrieb genommen. Das bedeutet, dass für die Anlage ab diesem Tag sämtliche Rechte und Pflichten des EEG 2017 wie für Neuanlagen gelten. Der neue Förderzeitraum beträgt 10 Jahre ab diesem Tag. Eine erneute Verlängerung der Förderung nach § 39f EEG ist nicht möglich (§ 39g EEG 2017).
  - (8) Der neue Förderanspruch besteht nur, wenn der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber ein Umweltgutachten über die technische Eignung der Anlage zum bedarfsorientierten Betrieb vorgelegt hat (vgl. § 39f Abs. 4 EEG). Maßgeblich für einen bedarfsorientierten Betrieb sind bei Anlagen, die Biogas einsetzen, die Anforderungen nach § 39h Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 EEG, und für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, die Anforderungen nach § 39h Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EEG. Wenn das Umweltgutachten nicht spätestens 6 Monate nach dem Tag des Beginns des neuen Förderanspruchs beim Netzbetreiber vorliegt, erlischt der Zuschlag (§ 39f Abs. 4 und 5 EEG).

### 6.4.2.3 Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert

- (5) Die anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse, der in Anlagen erzeugt wird, die zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 31. März 2017 in Betrieb genommen werden, sind in Tabelle 7 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und für die darauffolgenden 20 Jahre.

Vorschrift	Leistungszone	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 42 Nr. 1 EEG	bis 150 kW	13,32
§ 42 Nr. 2 EEG	über 150 kW bis 500 kW	11,49
§ 42 Nr. 3 EEG	über 500 kW bis 5 MW	10,29
§ 42 Nr. 4 EEG	über 5 MW bis 20 MW	5,71

*Tabelle 7: Anzulegende Werte für Biomasseanlagen bei Inbetriebnahme zwischen 1. Januar 2017 und 31. März 2017*

- (6) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. April 2017 in Betrieb genommen werden (§ 44a EEG), ist in Abschnitt 6.1.10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

## 6.4.3 Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen

### 6.4.3.1 Fördervoraussetzungen

- (1) Der Förderanspruch nach § 43 EEG besteht für Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen wird, nur, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas durchschnittlich zu mindestens 90 Masseprozent je Kalenderjahr aus getrennt erfassten Bioabfällen erzeugt wird.
- (2) Zur Erreichung dieses Mindestanteils sind ausschließlich getrennt erfasste Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüssel Nr. 20 02 01 (biologisch abbaubare pflanzliche Abfälle,

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

ausgenommen pflanzliche Materialien von Verkehrswegebegleitflächen und Industriestandorten), 20 03 01 (getrennt erfasste Bioabfälle privater Haushalte und des Kleingewerbes, insbesondere Biotonne) und 20 03 02 (pflanzliche Marktabfälle) des Anhangs 1 Nr. 1 der Bioabfallverordnung anrechenbar.

- (3) Die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle müssen – damit ein Förderanspruch besteht – unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sein. Außerdem müssen die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.
- (4) Die technische Vorgabe, dass bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 und ab 1. Januar 2012 errichteten Gärrestlagern die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage betragen muss, entfällt, wenn die qualitativen und quantitativen Einsatzstoffanforderungen nach den vorstehenden Absätzen (1) und (2) erfüllt sind (§ 9 Abs. 5 EEG).

**6.4.3.2 Anzulegende Werte**

Für Strom aus Biogasanlagen, die zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 31. März 2017 in Betrieb genommen wurden und die in Abschnitt 6.4.3.1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 8 aufgeführten erhöhten anzulegenden Werte. Die erhöhten anzulegenden Werte nach § 43 EEG können nur alternativ und nicht kumulativ zu den anzulegenden Werten nach § 42 EEG in Anspruch genommen werden. Dies bedeutet, dass eine kombinierte Inanspruchnahme der Förderung nach § 42 und § 43 EEG für dieselbe Anlage ausscheidet (§ 44b Abs. 4 EEG).

Vorschrift	Leistungszone	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 43 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG	bis 500 kW	14,88
§ 43 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG	über 500 kW bis 20 MW	13,05

*Tabelle 8: Anzulegende Werte für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen bei Inbetriebnahme der Anlage zwischen 1. Januar 2017 und 31. März 2017*

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. April 2017 in Betrieb genommen werden (§ 44a EEG), ist in Abschnitt 6.1.10 dargestellt.

## **6.4.4 Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle**

### **6.4.4.1 Fördervoraussetzungen**

- (1) Der Förderanspruch nach § 44 EEG besteht für Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen wird, nur, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas durchschnittlich zu mindestens 80 Masseprozent je Kalenderjahr aus Gülle erzeugt wird.
- (2) Zur Erreichung dieses Mindestanteils ist ausschließlich Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit den Änderungen der Verordnung (EU) Nr. 1385/2013 (vgl. Abschnitt 6.4.1.1) mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot anrechenbar.
- (3) Sofern aufgrund einer Sperre im Sinne von § 6 Abs. 1 Nr. 18 des Tierseuchengesetzes (TierGesG) vom 22. Mai 2013 der Einsatz von Gülle nachweislich so beeinträchtigt wird, dass der jährliche Mindestgülleanteil nicht eingehalten werden kann, ist der Zeitraum der Sperre zzgl. 30 Kalendertagen bei der Berechnung des durchschnittlichen Gülleanteils nicht zu berücksichtigen. In diesem Fall entfällt der Förderanspruch nach § 44 EEG für den nicht berücksichtigten Zeitraum. Für den nicht berücksichtigten Zeitraum kann jedoch ein Förderanspruch nach §§ 41 bis 43 EEG geltend gemacht werden, sofern die jeweiligen Fördervoraussetzungen vorliegen. Eine Sperre im Sinne von § 6 Abs. 1 Nr. 18 des TierGesG muss durch eine entsprechende Verordnung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft angeordnet werden.
- (4) Die Stromerzeugung muss unmittelbar am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen. Die installierte elektrische Leistung der Anlage<sup>28</sup> am Anlagenstandort darf dabei insgesamt 150 kW nicht überschreiten. Somit ist § 44 EEG nicht anwendbar bei Verstromung des erzeugten Biogases in einer abgesetzten Motor-Generator-Einheit (sog. Satelliten-Blockheizkraftwerk) oder bei Entnahme des Biogases in Form von Biome- than aus einem Erdgasnetz.

---

<sup>28</sup> Zur Definition des Begriffes „Anlage“ nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 siehe BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 /25/ sowie BDEW-Anwendungshilfe „Hinweise zur Anwendung des EEG-Anlagenbegriffs gemäß dem BGH-Urteil“ 2013 /76/.

#### 6.4.4.2 Anzulegende Werte

- (1) Für Strom aus Biogasanlagen, die zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 31. März 2017 in Betrieb genommen wurden genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 9 aufgeführten erhöhten anzulegenden Werte. Die erhöhten anzulegenden Werte nach § 44 EEG können nur alternativ und nicht kumulativ zu den anzulegenden Werten nach § 42 EEG in Anspruch genommen werden. Dies bedeutet, dass eine kombinierte Inanspruchnahme der Förderung nach § 42 und § 44 EEG für dieselbe Anlage ausscheidet (§ 44b Abs. 4 EEG).

Vorschrift	Leistungszone	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 42 Nr. 1 EEG	über 75 kW bis 150 kW	13,32
§ 44 EEG	bis 75 kW	23,14

*Tabelle 9: Anzulegende Werte für Strom aus der Vergärung von Gülle bei Inbetriebnahme der Anlage zwischen 1. Januar 2017 und 31. März 2017.*

Oberhalb einer Bemessungsleistung von 75 kW ist die Förderpflicht und die Förderhöhe umstritten, da § 44 EEG 2017 nur die Förderpflicht und -höhe bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW regelt, aber zulässt, dass von § 44 EEG 2017 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von bis zu 150 kW umfasst werden. Insbesondere ist umstritten, ob für Strommengen eines Kalenderjahres oberhalb einer Bemessungsleistung von 75 kW die Grundvergütung von § 42 Nr. 1 EEG anzuwenden ist.

- (2) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. April 2017 in Betrieb genommen werden (§ 44a EEG), ist in Abschnitt 6.1.10. dargestellt.

#### 6.4.5 Förderregelungen für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung von Biogasanlagen

Anlagenbetreiber haben gegen den Netzbetreiber einen Förderanspruch nach Maßgabe des § 50a oder § 50b EEG für die Bereitstellung installierter Leistung, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach auch ein Anspruch auf Förderung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des EEG besteht; dieser Anspruch bleibt unberührt. Auf diesen Anspruch sind § 24 Abs. 1, § 26 und § 27 EEG entsprechend anzuwenden. Es ist zwischen

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- dem Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen nach § 50a EEG (siehe Abschnitt 6.4.5.1) und
- der Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen nach § 50b EEG (siehe Abschnitt 6.4.5.2)

zu unterscheiden.

#### **6.4.5.1 Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen**

- (1) Für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. August 2014 und einer installierten elektrischen Leistung über 100 kW, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, sowie alle Biogasanlagen, deren anzulegender Wert durch ein Ausschreibungsverfahren bestimmt wird, besteht bei Einhaltung der gesetzlichen Voraussetzungen von § 50a EEG über die gesamte gesetzliche Förderdauer ein zusätzlicher Förderanspruch für die Leistungsbereitstellung in Höhe von 40 Euro pro kW installierter elektrischer Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag). Bei unterjähriger Inbetriebnahme bzw. Stilllegung der Biogasanlage wird der Flexibilitätszuschlag für das betreffende Jahr zeitanteilig ausgezahlt.
- (2) Der Flexibilitätszuschlag wird für die gesamte installierte Leistung der Biogasanlage gewährt und unterliegt nicht der Förderungsabsenkung nach § 44a EEG.
- (3) Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht nur, wenn im betreffenden Kalenderjahr eine finanzielle Förderung nach § 19 EEG i. V. m. §§ 39, 42 oder 43 EEG in Anspruch genommen wird. Dies kann entweder die Marktprämie nach § 20 EEG oder eine Einspeisevergütung nach § 21 EEG sein. Der Förderanspruch nach § 19 EEG darf in dem betreffenden Kalenderjahr nicht nach § 52 EEG verringert sein (vgl. Abschnitt 6.1.2).

#### **6.4.5.2 Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen**

Für Biogasanlagen, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, besteht unter bestimmten Voraussetzungen Anspruch auf eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie), sofern der von der betreffenden Anlage eingespeiste Strom direkt vermarktet wird (§ 50b EEG). Bezüglich der Einzelheiten wird auf Abschnitt 7.1.2 verwiesen.

#### **6.4.6 Verstöße gegen Fördervoraussetzungen**

Bei Verstößen gegen die Fördervoraussetzungen nach § 44b Abs. 2 EEG (Nachweis des KWK-Anteils an der Stromerzeugung bei Einsatz von Biomethan) bzw. nach § 44c



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Abs. 2 EEG (Nachweis des Stromerzeugungsanteils aus Flüssigbiomasse) verringert sich der Förderanspruch nach §§ 42 bis 44 EEG im betreffenden Kalenderjahr auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse, die im ersten Quartal des vorangegangenen Kalenderjahres das höchste Handelsvolumen für Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt aufgewiesen hat (siehe Anlage 1 EEG). Dieser Wert wird auch zur Ermittlung der Marktprämie bei geförderter Direktvermarktung benötigt und von den Übertragungsnetzbetreibern im Internet veröffentlicht ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)).

### 6.4.7 Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen

Betreiber von Biomasseanlagen haben nach dem EEG 2017 folgende Nachweispflichten zu erfüllen:

#### Einsatzstoffe (§§ 42 bis 44 EEG):

Führung eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit lückenlosen Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe (ggf. einschließlich zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzter Flüssigbiomasse) als Nachweis, welche Biomasse und ggf. in welchem Umfang Speichergas (Gas zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien) oder Grubengas eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Eine Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr vorzulegen (§ 44c EEG).

#### Biomethan-Einsatz in KWK-Anlagen (§ 44b Abs. 2 und 3 EEG):

Die Fördervoraussetzungen und -Nachweispflichten werden nachfolgend in Abschnitt 6.5.3 dargestellt.

### 6.4.8 Übergangsbestimmungen

- (1) Für Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 1. Januar 2012 und dem 31. Juli 2014 gilt die BiomasseV in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung weiter. Dies ist insbesondere notwendig, damit die zur Ermittlung der für die einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni nach EEG 2012 relevanten Strommengen vorgesehene Zuordnung der Einsatzstoffe zu den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II bei diesen Anlagen weiterhin möglich ist (§ 101 Abs. 3 EEG).



- (2) Für bestehende Biogasanlagen verringert sich ab dem 1. August 2014 bei Überschreitung der vor dem 1. August 2014 erreichten Höchstbemessungsleistung der Vergütungsanspruch. Sobald die Stromeinspeisung in einem Kalenderjahr größer ist als die der Höchstbemessungsleistung entsprechende Strommenge, wird die Vergütung der darüberhinausgehenden Strommenge auf den Monatsmarktwert abgesenkt (§ 101 Abs. 1 EEG). Ausgangspunkt für die Ermittlung der Höchstbemessungsleistung ist die höchste zwischen der Inbetriebnahme der Anlage und dem 31. Dezember 2013 in einem Kalenderjahr erreichte Bemessungsleistung. Laut Gesetzesbegründung bleiben dabei Rumpffahre unberücksichtigt. Dieser Leistungswert wird mit 95 Prozent der am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage verglichen. Der größere der beiden Leistungswerte ist als Höchstbemessungsleistung heranzuziehen.<sup>29</sup>
- (3) Die in Abschnitt 6.1.11 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebene Übergangsregelung gilt rückwirkend ab 1. August 2014 entsprechend auch für baurechtlich genehmigungspflichtige Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme zwischen 1. August 2014 und 31. Dezember 2014, deren Baugenehmigung vor dem 23. Januar 2014 erteilt wurde. Die Regelungen zur Höchstbemessungsleistung nach § 101 Abs. 1 EEG 2017 sind auf diese Anlagen mit der Maßgabe anzuwenden, dass sich der Vergütungsanspruch ab dem 1. Januar 2017 verringert, soweit die vor dem 1. Januar 2017 erreichte Höchstbemessungsleistung überschritten wird. Die Höchstbemessungsleistung ist in diesem Fall die im Jahr 2016 erreichte Bemessungsleistung der Anlage oder 95 Prozent der am 31. Dezember 2016 installierten Leistung der Anlage, sofern dieser Wert höher ist.
- (4) Für Biogasanlagen die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, wurden ab 1. August 2014 die für den sog. Landschaftspflege-Bonus<sup>30</sup> anrechenbaren Einsatzstoffe auf „Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras“ im Sinne der Anlage 3 Nr. 5 zur BiomasseV in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung beschränkt 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG).<sup>31</sup> Die Regelungsabsicht war, insbesondere den Einsatz von Mais, Raps und Getreide zum Erhalt des Landschaftspflege-Bonus künftig auszuschließen.

---

<sup>29</sup> Einzelheiten zur Berechnung der Höchstbemessungsleistung nach § 101 Abs. 1 EEG siehe BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Biomasse“, Kapitel F II. 1 /79/, und die Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/27, Link: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/hinwv/2015/27>.

<sup>30</sup> § 27 Abs. 4 Nr. 2 i. V. m. Anlage 2.VI.2.c EEG 2009.

<sup>31</sup> Einzelheiten zur Änderung der Einsatzstoffe für den „Landschaftspflegebonus“ siehe BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Biomasse“, Kapitel F II. 2 /79/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (5) Für Biogasanlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, besteht der Anspruch auf den Formaldehyd-Bonus nach § 27 Abs. 5 EEG 2009 auch dann, wenn die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit erst nach der ersten Inbetriebnahme der Anlage entsteht (§ 100 Abs. 2 Satz 4 EEG). Dies gilt allerdings nicht, wenn die Anlage nur aufgrund einer Änderung der Rechtslage immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig wird. Ausgenommen hiervon sind außerdem Fälle, in denen vor dem 1. Januar 2019 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde (§ 100 Abs. 2 Satz 3 EEG). Der Bonusanspruch besteht ab dem Zeitpunkt des Bestehens der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit, frühestens jedoch ab dem 1. Januar 2017 (Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Regelung gemäß Art. 15 Abs. 2 EnSaG). Diese Regelung stand ursprünglich sowohl hinsichtlich der Förderung selber als auch ihrer Fälligkeit unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Dieser Vorbehalt ist durch das „Energiedienstleistungs-Änderungsgesetz“ mit Wirkung zum 26. November gestrichen worden. Dementsprechend kann der Förderanspruch nicht vor dem 26. November 2019 fällig werden.
- (6) Sofern der Einsatz von Gülle in Biogasanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden, aufgrund einer Sperre im Sinne von § 6 Abs. 1 Nr. 18 des Tierseuchengesetzes (TierGesG) vom 22. Mai 2013 nachweislich beeinträchtigt wird, ergeben sich die Auswirkungen auf die Förderansprüche nach EEG 2009, EEG 2012 und EEG 2014 aus § 101 Abs. 2 Nr. 1, Abs. 3 bzw. Abs. 4 EEG.
- (7) Die Übergangsbestimmungen für Biomethananlagen werden in Abschnitt 6.5.4 beschrieben.

## 6.5 Fördervorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze

### 6.5.1 Fördervoraussetzungen

- (1) Nach § 44b Abs. 5 und 6 EEG ist es möglich, Biogas (Gas aus anaerober Vergärung) oder sonstige gasförmige Biomasse (z. B. Holzgas), welche auf Erdgasqualität aufbereitet und bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurden (Biomethan), zur Stromerzeugung einzusetzen. Dies gilt auch für die Stromerzeugung in Anlagen, die mit Depo-niegas, Klärgas, Grubengas oder Gas zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien (Speichergas) betrieben werden. Die Gase müssen im Geltungsbe-reich des EEG – d. h. im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone – in das Gasnetz eingespeist werden.
- (2) Die Wärmeäquivalente der in das Gasnetz eingespeisten und der an anderer Stelle aus dem Gasnetz entnommenen Menge der genannten Gase müssen dabei am Ende eines Kalenderjahres einander entsprechen, da andernfalls das Ausschließlichkeitsprinzip verletzt wird. Der Anlagenbetreiber ist zur kalenderjährlichen Nachweisführung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.
- (3) Für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung bzw. Gewinnung über die Einspeisung in das Erdgasnetz, den Transport im Erdgasnetz bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz müssen Massenbilanzsysteme verwendet werden. Ein solches Massenbilanzsystem ist bspw. das Biogasregister Deutschland der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) ([www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de)).
- (4) Bei Einsatz von Biomethan ist eine bilanzielle Aufteilung in einsatzstoffbezogene Teil-mengen vor der Entnahme aus dem Gasnetz zulässig. Die bilanzielle Aufteilung erfolgt anhand der Energieerträge der für die Biomethanherzeugung verwendeten Einsatz-stoffe und ist einschließlich der Zuordnung der Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teil-menge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren.

## **6.5.2 Förderung von Strom aus durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas, Grubengas**

Die Förderung von Strom aus durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas oder Grubengas erfolgt nach den im Abschnitt 6.3 dargestellten Regelungen.

## **6.5.3 Förderung von Strom aus Biomethan**

- (1) Die Förderung von Strom aus Biomethan erfolgt auf Grundlage der anzulegenden Werte gemäß § 42 EEG oder, sofern die Fördervoraussetzungen nach Abschnitt 6.4.3 erfüllt sind, gemäß § 43 EEG.
- (2) Förderfähig ist nur der in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach § 44b Abs. 2 Satz 1 i. V. m. Abs. 3 EEG erzeugte Strom.
- (3) Bei erstmaliger Geltendmachung des Förderanspruchs muss die Eignung zur Erzeugung von KWK-Strom durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nachgewiesen werden (§ 44b Abs. 2 Satz 3 EEG).
- (4) Zusätzlich muss der KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nachgewiesen werden.
- (5) Der KWK-Strom ist grundsätzlich nach dem AGFW-Arbeitsblatt FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms“ in der im Bundesanzeiger vom 19. Oktober 2015 veröffentlichten Fassung zu ermitteln.
- (6) Für serienmäßig hergestellte Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 2 MW genügen geeignete Unterlagen des Herstellers, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen. Wenn Vorrichtungen zur Abwärme-Abfuhr vorhanden sind und/oder eine anlageninterne Wärmenutzung (z. B. nachgeschaltetes ORC-Modul) erfolgt, ist zusätzlich kalenderjährlich die

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

erzeugte bzw. eingespeiste KWK-Strommenge durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachzuweisen.<sup>32</sup>

- (7) Wird der KWK-Anteil an der Stromerzeugung nicht nachgewiesen, wird die Förderung im betreffenden Kalenderjahr, wie in Abschnitt 6.4.6 beschrieben, abgesenkt.

#### 6.5.4 Übergangsvorschriften

- (1) Bei Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2011, in denen die in Abschnitt 6.5.1 genannten gasförmigen Energieträger eingesetzt werden, ist die Verwendung von Massenbilanzsystemen (vgl. Abschnitt 6.5.1 Abs. 3) für die ab 1. August 2014 erzeugten Strommengen vorgeschrieben (§ 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG).
- (2) Die bilanzielle Aufteilung von Biomethan in einsatzstoffbezogene Teilmengen (vgl. Abschnitt 6.5.1 Abs. 4) ist nur bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2012 zulässig (§ 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG).
- (3) Für Biomethananlagen mit fossiler Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014 und Umstellung auf ausschließlichen Einsatz von Biomethan ab 1. August 2014 bestehen alternativ folgende Möglichkeiten, damit der Inbetriebnahmebegriff nach EEG 2012 weitergilt und somit auch der bisherige Inbetriebnahmezeitpunkt erhalten bleibt (§ 100 Abs. 3 EEG):
- a. Das ab dem 1. August 2014 eingesetzte Biomethan stammt ausschließlich aus Gasaufbereitungsanlagen, die vor dem 23. Januar 2014 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben. Zusätzlich muss vor dem erstmaligen Betrieb mit Biomethan nachweislich eine andere Biomethananlage im Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister als endgültig stillgelegt registriert worden sein, die vor dem 1. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und mindestens dieselbe installierte elektrische Leistung aufweist.
  - b. Das ab dem 1. August 2014 eingesetzte Biomethan stammt ausschließlich aus einer Gasaufbereitungsanlage, die nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig ist, vor dem 23. Januar 2014 genehmigt worden ist und vor dem 1. Januar 2015 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist hat. Die Biomethananlage darf vor dem 1. Januar 2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen

---

<sup>32</sup> Siehe zur Heranziehbarkeit von Herstellerunterlagen, insbesondere bei Nutzung von Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr, auch die Entscheidung der Clearingstelle EEG/KWKG im Verfahren 2018/11, Link: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/votv/2018/11>.

Gasaufbereitungsanlage betrieben werden. Bei erstmaligem Betrieb mit Biomethan ab dem 1. Januar 2015 muss zusätzlich vor dem erstmaligen Betrieb mit Biomethan nachweislich eine andere Biomethananlage im Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister als endgültig stillgelegt registriert worden sein, die vor dem 1. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und mindestens dieselbe installierte elektrische Leistung aufweist.

## 6.6 Fördervorschriften für Geothermieranlagen

- (1) Mit Geothermie ist die Nutzung von Wärmeenergie aus großen Tiefen (ca. 3.000 bis 6.000 m) gemeint. Die Gewinnung der Erdwärme erfolgt aus heißen Trockengesteinen oder wasserführenden Strukturen.
- (2) Die Fördervorschriften für Strom aus Geothermieranlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2017 sind in § 45 Abs. 1 EEG niedergelegt. Die Förderung für Strom aus Geothermieranlagen, die ab 1. Januar 2017 in Betrieb genommen werden, ist in Tabelle **10** dargestellt.

Inbetriebnahme	Anzulegender Wert (ct/kWh)
01.01.2017- 31.12.2020	25,20

*Tabelle 10: Anzulegender Wert für Geothermieranlagen (in ct/kWh)*

- (3) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2021 in Betrieb genommen werden (§ 45 Abs. 2 EEG), ist in Abschnitt 6.1.10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

## 6.7 Fördervorschriften für Windenergieanlagen an Land

### 6.7.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

Gemäß § 9 Abs. 6 EEG müssen Windenergieanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden und bis 30. Juni 2017 in Betrieb genommen wurden, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDL-WindV, vgl. Abschnitt 1.2) am Netzverknüpfungspunkt ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfüllen. Für den Fall, dass die Anforderungen nicht erfüllt werden, verringert sich der anzulegende Wert für den Zeitraum des Verstoßes auf den Monatsmarktwert (§ 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG). Windenergieanlagen, die ab dem 1. Juli 2017 in Betrieb genommen werden, müssen die Anforderungen der NELEV einhalten (siehe Abschnitt 1.2).

Seit Inkrafttreten des Energiesammelgesetzes müssen Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, gemäß § 9 Abs. 8 EEG 2017 ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen ausstatten.

Auf Betreiber von Windenergieanlagen auf See ist diese Regelung anzuwenden, wenn sich die Windenergieanlage befindet

1. im Küstenmeer,
2. in der Zone 1 der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee wie sie in dem nach den §§ 17b und 17c EnWG durch die BNetzA bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 ausgewiesen wird,
3. in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee.

Die Ausstattungspflicht ist dann nicht anwendbar,

- wenn es sich um Anlagen handelt, die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts *gar nicht* zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind,
- wenn die Anlagen nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur *dauerhaften* Nachtkennzeichnung verpflichtet sind oder
- wenn die Ausrüstung mit einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung wirtschaftlich unzumutbar ist.

Diese Pflicht gilt nach gegenwärtiger Rechtslage ab dem 1. Juli 2021. Bei Nichteinhaltung dieser Pflicht verringert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert (§ 52 Abs. 2 Nr. 1a EEG 2017, vgl. vorstehend in Abschnitt 6.1.2). Die BNetzA hatte die ursprünglich bis zum 1. Juli 2020 laufende Umsetzungsfrist durch Festlegung vom 22. Oktober 2019 /24/ (Az.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

[BK6-19-142](#)) auf den 1. Juni 2021 verlängert, hierbei allerdings auch eine weitere Verlängerung offengelassen.

Die BNetzA kann von der Pflicht nach § 9 Abs. 8 Satz 1 EEG 2017 auf [Antrag](#) im Einzelfall insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist. Beruft sich ein Anlagenbetreiber auf eine solche Ausnahme, muss er dies durch einen entsprechenden Bescheid der BNetzA nachweisen.

Weitergehende Hinweise zur Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlage können BDEW-Mitgliedsunternehmen der [BDEW-Anwendungshilfe zur „Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen“](#) entnehmen /95/.

## **6.7.2 Ermittlung der anzulegenden Werte**

- (1) Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 sind nach § 22 Abs. 2 EEG grundsätzlich nur nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung der BNetzA förderfähig.
- (2) Davon ausgenommen sind Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 750 kW sowie Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2018, die bis 31. Dezember 2016 nach dem BImSchG genehmigt worden sind, deren Genehmigung nach dem BImSchG mit allen erforderlichen Angaben bis 31. Januar 2017 an das Anlagenregister gemeldet worden ist und deren Genehmigungsinhaber nicht vor dem 1. März 2017 gegenüber der BNetzA schriftlich auf den Förderanspruch mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert verzichtet hat. Wenn der Anlagenbetreiber auf seinen gesetzlichen Förderanspruch verzichtet hat, erhält der Netzbetreiber von der BNetzA eine entsprechende Information (§ 53a Abs. 2 EEG). Ausgenommen sind außerdem Pilotwindenergieanlagen an Land mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt bis zu 125 MW pro Jahr. Für diese Anlagen ist die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nicht möglich. Die anzulegenden Werte werden bei diesen Anlagen gesetzlich bestimmt.

### **6.7.2.1 Anlagen im Ausschreibungsverfahren**

- (1) Für Anlagen, für die der anzulegende Wert auf Grundlage von Ausschreibungen ermittelt wird, besteht der Förderanspruch nur, solange und soweit ein von der BNetzA erteilter Zuschlag wirksam ist.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (2) Die BNetzA führt mehrere Ausschreibungen pro Kalenderjahr mit den folgenden Gebotsterminen durch:

Jahr	Gebotstermin
2017	1. Mai/1. August/1. November
2018/2019	1. Februar/1. Mai/1. August/1. Oktober
ab 2020	1. Februar/1. Juni/1. Oktober

- (3) Nach § 36c Abs. 1 EEG soll der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land in dem zusammenhängenden Gebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind (Netzausbaubereich), gesteuert werden. Das Netzausbaubereich ist in den §§ 10 bis 13 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) festgelegt und umfasst den nördlichen Teil Niedersachsens sowie die Bundesländer Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Nach § 36c Abs. 4 bis 7 EEG besteht eine kalenderjahresbezogene Obergrenze für die Zuschlagserteilung im Netzausbaubereich, die von der BNetzA im Ausschreibungsverfahren entsprechend berücksichtigt wird.
- (4) Im Ausschreibungsverfahren werden nur Gebote für Anlagen berücksichtigt, deren Genehmigung nach BImSchG mindestens 3 Wochen vor dem Gebotstermin erteilt wurde und die mindestens 3 Wochen vor dem Gebotstermin als genehmigt an das Marktstammdatenregister gemeldet wurden. Darüber hinaus müssen die Genehmigungen nach dem BImSchG für alle Anlagen, auf die sich ein Gebot bezieht, von derselben Genehmigungsbehörde erteilt werden.
- (5) Der Zuschlag ist der Anlage, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Bei Änderung der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen.
- (6) Erhält der Bieter im Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag, bezieht sich der Zuschlagswert auf den Referenzstandort nach Anlage 2 EEG. Der anzulegende Wert für den Anlagenstandort muss daher nach folgendem Verfahren ermittelt werden.
- (7) Der Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage nach Anlage 2 Nr. 7 EEG zum Referenzertrag nach Anlage 2 Nr. 2 EEG in Prozent. Der Anlagenbetreiber

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

ist verpflichtet, den Gütefaktor in Form eines nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik erstellten Gutachtens nachzuweisen:

$$\text{Gütefaktor [\%]} = \frac{\text{Standortertrag}}{\text{Referenzertrag}} \times 100$$

Der Standortertrag und der Referenzertrag werden nach den Vorgaben von Anlage 2 EEG errechnet. Hierbei sind insbesondere die Korrekturen des Standortertrages um die Verlustfaktoren bzw. die fiktiven Strommengen nach Anlage 2 Nr. 7.1 und 7.2 EEG zu beachten.

- (8) Der Gütefaktor wird nach § 36h Abs. 1 EEG anhand folgender gesetzlicher Stützwerte einem Korrekturfaktor zugeordnet:

Gütefaktor	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	130 Prozent	140 Prozent	150 Prozent
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Gütefaktor	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	130 Prozent	140 Prozent	150 Prozent
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Zwischen den Stützwerten erfolgt eine lineare Interpolation. Bei Gütefaktoren < 70 Prozent beträgt der Korrekturfaktor 1,29, bei Gütefaktoren > 150 Prozent beträgt der Korrekturfaktor 0,79.

- (9) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, auf dieser Grundlage den anzulegenden Wert zu ermitteln:

$$\text{Anzulegender Wert} = \text{Zuschlagswert} \times \text{Korrekturfaktor}$$

- (10) Der Gütefaktor und der anzulegende Wert müssen jeweils mit Wirkung ab Beginn des 6., 11. und 16. Jahres, das auf die Inbetriebnahme folgt, auf Grundlage des Standortertrags der Anlagen nach Anlage 2 Nr. 7 EEG der fünf vorangegangenen Jahre überprüft und ggf. angepasst werden. Hierfür muss der Anlagenbetreiber den angepassten Gütefaktor jeweils wieder über ein nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik erstelltes Gutachten nachweisen. Andernfalls besteht ab dem 65., 125. und 185. des auf die Inbetriebnahme folgenden Monats der Förderanspruch erst einmal nicht.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (11) In dem überprüften Zeitraum zu viel oder zu wenig geleistete Förderzahlungen müssen vom Anlagenbetreiber erstattet werden, wenn der Gütefaktor auf Basis des Standortertrags der jeweils zuletzt betrachteten fünf Jahre mehr als 2 Prozentpunkte von dem zuletzt berechneten Gütefaktor abweicht. Dabei werden Ansprüche des Netzbetreibers auf Rückzahlung mit 1 Prozentpunkt über dem am ersten Tag des Überprüfungszeitraums geltenden Euro Interbank Offered Rate-Satz für die Beschaffung von Zwölfmonatsgeld von ersten Adressen in den Teilnehmerstaaten der Europäischen Währungsunion verzinst. Eine Aufrechnung mit Ansprüchen nach § 19 Abs. 1 EEG ist zulässig.
- (12) Die Berechnung des Standortertrags richtet sich nach dem Stand der Technik. Es wird vermutet, dass die Berechnungen dem Stand der Technik entsprechen, wenn die Technischen Richtlinien der „FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“, insbesondere die Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 eingehalten worden sind. Die Berechnung der fiktiven Strommengen erfolgt auf der Grundlage der konkreten Anlagendaten für die entsprechenden Betriebsjahre. Zu diesem Zweck ist der Betreiber der Anlage verpflichtet, eine Datenhaltung zu organisieren, aus der die hierfür notwendigen Betriebszustände der Anlage durch berechnigte Dritte ausgelesen werden können und die nicht nachträglich verändert werden können (Anlage 2 Nr. 7.3 EEG).
- (13) Der Förderanspruch für Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 im Ausschreibungsverfahren beginnt spätestens 30 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter beziehungsweise der Zuordnungsentscheidung im Fall von Bürgerenergiegesellschaften. Dies gilt auch dann, wenn die Inbetriebnahme der Windenergieanlage an Land aufgrund einer Fristverlängerung nach § 36e Abs. 2 EEG 2017 erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt. Der Zuschlag erlischt, wenn die Anlage nicht innerhalb von 30 Monaten nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen wird.
- (14) Sofern der Bieter vor Ablauf dieser Frist einen entsprechenden Antrag stellt, verlängert die BNetzA die Frist, wenn nach der Gebotsabgabe von Dritten ein Rechtsbehelf gegen die in dem Gebot angegebene BImSchG-Genehmigung eingelegt worden ist und die sofortige Vollziehbarkeit dieser Genehmigung in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist. Ein Rechtsbehelf ist z. B. die Einreichung eines Widerspruchs bei der zuständigen Genehmigungsbehörde oder die Erhebung einer gerichtlichen Klage.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (15) Die BNetzA teilt dem Anlagenbetreiber die Zuschlagshöhe mit. Der Anlagenbetreiber gibt diesen Zuschlag an den Netzbetreiber weiter. Der Netzbetreiber kann eine Plausibilisierung anhand der von der BNetzA nach § 35 EEG veröffentlichten Zuschläge durchführen.
- (16) Die BNetzA hat nach § 35a EEG die Möglichkeit, den Zuschlag unter bestimmten Bedingungen zu entwerfen. Der Anlagenbetreiber hat die Pflicht, die Entwertung dem Netzbetreiber mitzuteilen. Der Netzbetreiber sollte – spätestens bei einer Überprüfung nach § 36h EEG – eine Überprüfung der Zuschlagsberechtigung vornehmen.

**6.7.2.2 Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2018**

- (1) Die Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land besteht aus einer Grundförderung (§ 46 Abs. 1 EEG) und einer erhöhten Anfangsförderung (§ 46 Abs. 2 EEG). Der Anspruch auf die erhöhte Anfangsförderung besteht mindestens für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage.
- (2) Für Windenergieanlagen an Land, die zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 28. Februar 2017 in Betrieb genommen wurden, beträgt der anzulegende Wert
  - für die Anfangsförderung 8,38 ct/kWh und
  - für die Grundförderung 4,66 ct/kWh.
- (3) Die anzulegenden Werte für Neuanlagen verringern sich ab dem 1. März 2017 jeweils monatlich – und somit dann auch zum 1. April, 1. Mai, 1. Juni, 1. Juli und 1. August 2017 – um 1,05 Prozent im Vergleich zu den im jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Werten. Zum 1. September 2017 verringern sich die anzulegenden Werte nicht.
- (4) Ab 1. Oktober 2017 verringern sich die anzulegenden Werte für Neuanlagen quartalsweise um 0,4 Prozent im Vergleich zu den im jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Werten, und somit wieder zum 1. Oktober 2017, 1. Januar 2018, 1. April 2018, 1. Juli 2018 und 1. Oktober 2018. Zusätzlich werden in diesem Fall die anzulegenden Werte in Abhängigkeit des Anlagenzubaus angepasst (§ 46a Abs. 2 bis 5 EEG; vgl. Abschnitt 6.1.10). Die Daten zum Anlagenzubau und die ab den jeweiligen Stichtagen geltenden anzulegenden Werte werden von der BNetzA mindestens monatlich veröffentlicht.

- (5) Der Zeitraum des Anspruches auf Zahlung der erhöhten Anfangsförderung verlängert sich über die ersten fünf Jahre hinaus um jeweils einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrages (R), um den der Ertrag (E) der Anlage in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 130 Prozent des Referenzertrages (R) unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich der Zeitraum um jeweils einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrages (R), um den der Ertrag (E) der Anlage in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 100 Prozent des Referenzertrages (R) unterschreitet. Dabei ist jeder Summand auf ganze Monate zu runden (kaufmännische Rundung):

Ertragswert kleiner 100 Prozent:

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0036} + \left(1,0 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0048}$$

Ertragswert zwischen 100 Prozent und 130 Prozent:

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0036}$$

Der Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage gemäß den Vorgaben von Anlage 2 EEG 2014, anders als bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2019 (siehe Abschnitt 6.7.2.3).

- (6) Bei der Bestimmung der Fristverlängerung ist Anlage 2 Nr. 7 EEG 2014 zu beachten. Hiernach ist bei der Anwendung des Referenzertrags zur Bestimmung des verlängerten Zeitraums der Anfangsvergütung die installierte Leistung zu berücksichtigen, höchstens jedoch diejenige Leistung, die die Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) maximal erbringen darf. Temporäre Leistungsreduzierungen, insbesondere auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 14 EEG 2014, sind zu berücksichtigen.
- (7) Der Referenzertrag und die Leistungskennlinie sind nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2 bzw. 5, in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrags geltenden Fassung der „FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“. Der Anlagenbetreiber hat den Verlängerungsanspruch ( $\Delta$ ) gegenüber dem Netzbetreiber nach diesen Vorgaben nachzuweisen (Anlage 2 EEG 2014).

- (8) Für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW entfällt die Nachweisführung des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ). Nach § 46 Abs. 4 EEG wird unwiderleglich unterstellt, dass bei diesen Anlagen der Ertrag (E) 70 Prozent des Referenzertrages (R) beträgt. Somit besteht ein Anspruch auf Zahlung der Anfangsförderung für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres.
- (9) Der Standortertrag muss zehn Jahre nach Inbetriebnahme, spätestens aber ein Jahr vor Ablauf des Verlängerungszeitraumes

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1 \text{ Monat}}{0,0036}$$

auf Grundlage des Ertrages der vergangenen 5 Jahre überprüft und der Verlängerungszeitraum entsprechend angepasst werden. Ergeben sich dabei Rückzahlungsansprüche des Netzbetreibers, sind diese analog zu den Anlagen im Ausschreibungsverfahren zu verzinsen, siehe Abschnitt 6.7.2.1 (§ 36h Abs. 2 EEG).

### 6.7.2.3 Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2019

- (1) Der anzulegende Wert für Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2018 und gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert wird durch den Netzbetreiber analog zum Ausschreibungsverfahren ermittelt (§ 46b Abs. 1 i. V. m. § 36h Abs. 1 EEG). Hierbei ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebotes der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen. Der anzusetzende Durchschnittswert des Vorjahres wird durch die BNetzA jeweils bis zum 31. Januar des Folgejahres veröffentlicht. Für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2019 ist somit bspw. der Durchschnittswert des Jahres 2017 anzusetzen. Der Nachweis des Gütefaktors, die Überprüfung und Anpassung des anzulegenden Wertes sowie ggf. ein rückwirkender finanzieller Ausgleich erfolgen entsprechend den Vorgaben für Anlagen im Ausschreibungsverfahren (§ 46b Abs. 1 Satz 2 i. V. m. § 36h Abs. 2 bis 4 EEG).
- (2) Für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW wird nach § 46b Abs. 3 EEG unwiderleglich unterstellt, dass bei diesen Anlagen der Ertrag (E) 70 Prozent des Referenzertrages (R) und somit auch der Gütefaktor 70 Prozent beträgt. Somit besteht ein Anspruch auf Zahlung des zum Inbetriebnahmezeitpunkt ermittelten anzulegenden Wertes für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres.

- (3) Zu beachten ist, dass sich der Referenzertrag, die Leistungskennlinie und der Standortertrag für Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2018 und gesetzlich bestimmtem anzulegenden Wert wie für Windenergieanlagen an Land mit einem ausschreibungsbedingten Zuschlag nach Anlage 2 EEG 2017 richtet, nicht nach Anlage 2 EEG 2014. Dementsprechend sind hierbei die teilweise von Anlage 2 EEG 2014 abweichenden Vorgaben in Anlage 2 EEG 2017 zu beachten.

#### **6.7.2.4 Pilotwindenergieanlagen an Land**

- (1) Pilotwindenergieanlagen an Land sind in § 3 Nr. 37 EEG definiert. Sofern Betreiber von solchen Anlagen beim Anschlussnetzbetreiber als Nachweis eine entsprechende Bestätigung eines nach DIN EN ISO/IEC 17065:2013 akkreditierten Zertifizierers bzw. eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ausgestellte Bescheinigung vorlegen, besteht ein Anspruch auf die Förderung mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert; im Übrigen wird das Vorliegen einer Pilotwindenergieanlage an Land nach § 3 Nr. 37 a) EEG durch die Eintragung im Register nachgewiesen (§ 22a Abs. 2 EEG).
- (2) Wenn in einem Kalenderjahr Pilotwindenergieanlagen an Land mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt mehr als 125 MW in Betrieb genommen worden und die Inbetriebnahmen im Marktstammdatenregister gemeldet worden sind, kann der Förderanspruch für alle Pilotwindenergieanlagen an Land, deren Inbetriebnahme später dem Register gemeldet wird, in diesem Kalenderjahr nicht geltend gemacht werden (§ 22a Abs. 1 EEG). Die BNetzA informiert in diesem Fall sowohl den Anlagenbetreiber als auch den Anschlussnetzbetreiber.
- (3) Der Förderanspruch kann dann vorrangig und in der zeitlichen Reihenfolge der Inbetriebnahmemeldung an das Marktstammdatenregister ab dem folgenden Kalenderjahr geltend gemacht werden, solange in diesem Jahr die Zubaugrenze von 125 Megawatt nicht überschritten wird.
- (4) Der Förderanspruch beginnt in diesem Fall abweichend von § 25 Satz 3 EEG nicht mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sondern erst, wenn der Anlagenbetreiber den Förderanspruch geltend machen darf. Die gesetzliche Laufzeit der Förderung wird dadurch nicht verkürzt.

#### **6.7.3 Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen an Land**

- (1) Anlagen mit Inbetriebnahme bis 30. Juni 2017: Vorlage des Sachverständigengutachtens (einschließlich Einheitenzertifikat) zur Erfüllung der Anforderungen nach § 9



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Abs. 6 EEG i. V. m. § 2 Abs. 1 SDLWindV (nur Anlagen mit Anschluss an das Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz).
- (2) Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert und Inbetriebnahme zwischen 1. Januar 2017 und bis 31. Dezember 2018: Nach Ablauf von 5 Betriebsjahren zur Verlängerung der Anfangsförderung und zur Überprüfung des Standortertrages nach § 46 Abs. 3 EEG (nur Anlagen mit einer installierten Leistung über 50 kW): Nachweis des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ) der Anfangsförderung nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5 /66/.
- (3) Alle Anlagen im Ausschreibungsverfahren sowie Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert und Inbetriebnahme ab 1. Januar 2019: Vorlage des Sachverständigengutachtens zum Nachweis des Gütefaktors zum Inbetriebnahmezeitpunkt sowie der Wiederholungsgutachten zur Überprüfung des Gütefaktors nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren.

### 6.7.4 Übergangsvorschriften mit Änderungen der Förderbedingungen für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2012 und EEG 2014

- (1) Bei Windenergieanlagen an Land, die nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden, muss der Standortertrag 10 Jahre nach Inbetriebnahme, spätestens aber ein Jahr vor Ablauf des Verlängerungszeitraumes

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0036}$$

auf Grundlage des Ertrages der vergangenen 5 Jahre überprüft und der Verlängerungszeitraum entsprechend angepasst werden. Ergeben sich dabei Rückzahlungsansprüche des Netzbetreibers, sind diese analog zu den Anlagen im Ausschreibungsverfahren zu verzinsen. Die Vorgaben nach § 36h Abs. 2 Satz 2 bis 4 EEG sind entsprechend anzuwenden (§ 100 Abs. 1 Satz 3 EEG, siehe Abschnitt 6.7.2.1).

Darüber hinaus ist für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2012, also mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. August 2014, gemäß § 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8a EEG 2017 für die Berechnung des Referenzertrages und des Standortertrages die Anlage 2 des EEG 2014 anzuwenden, nicht die Anlage 3 des EEG 2012. Der Gesetzgeber hatte durch das „Mieterstromgesetz“ klargestellt, dass dieser Verweis auf die Anlage 2 des EEG 2014 hingeht, nicht auf die Anlage 2 des EEG 2012, wie dies noch missverständlich in der ab dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung des EEG 2017 enthalten gewesen war. Diese Änderung hat insbesondere



Relevanz für die Berechnung des Standortertrages im Falle von temporären Leistungsreduzierungen, z. B. aufgrund von Reduzierungen der Einspeiseleistung im Rahmen des Einspeisemanagements: Nach Anlage 3 Nr. 7 EEG 2012 waren diese bei der Ermittlung des Standortertrages „nicht zu berücksichtigen“, während sie nach Anlage 2 Nr. 7 EEG 2014 „zu berücksichtigen“ sind. Gemäß der Entscheidung der Clearingstelle EEG/KWKG im [Verfahren 2015/42](#) besagt Anlage 2 Nr. 7 Satz 2 EEG 2014, dass entschädigungspflichtige Anlagenabregelungen nicht zu einer Erhöhung des tatsächlichen Standortertrages oder – umgekehrt gesehen – zu einer Verlängerung der Anfangsvergütung führen würden. Dies gilt aufgrund des korrigierten Verweises nun auch für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2012. Gemäß der Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zum „KWKG/EEG-Änderungsgesetz“ von Ende 2016 entspricht dies auch dem Willen des Gesetzgebers.<sup>33</sup>

## 6.8 Fördervorschriften für Windenergieanlagen auf See

- (1) Windenergieanlagen auf See sind nach § 22 Abs. 5 EEG grundsätzlich nur nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung der BNetzA förderfähig.
- (2) Davon ausgenommen sind
  - a. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Abs. 12 EnWG oder Anschlusskapazitäten nach § 17d Abs. 3 EnWG in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, sowie
  - b. Pilotwindenergieanlagen auf See nach Maßgabe des Windenergie-auf-See-Gesetzes.
- (3) Für Anlagen nach Absatz (2) ist die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nicht möglich. Die anzulegenden Werte werden bei diesen Anlagen gesetzlich bestimmt.

### 6.8.1 Anlagen im Ausschreibungsverfahren nach § 22 Abs. 5 EEG

Die Ausschreibungsbedingungen für Windenergieanlagen auf See sind im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) geregelt.

---

<sup>33</sup> BT-Drs. 18/10668, S. 149.

## **6.8.2 Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2020**

- (1) Für Strom aus Windenergieanlagen auf See wird zwischen einer Grundförderung (§ 47 Abs. 1 EEG), einer Anfangsförderung (§ 47 Abs. 2 EEG) und einer erhöhten Anfangsförderung (§ 47 Abs. 3 EEG) unterschieden.
- (2) Die Anfangsförderung beträgt in den ersten 12 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage 15,40 ct/kWh (§ 47 Abs. 2 EEG).
- (3) Anlagenbetreiber, deren Anlagen bis 31. Dezember 2019 in Betrieb genommen worden sind, können eine erhöhte Anfangsförderung in Höhe von 19,40 ct/kWh für die Dauer der ersten 8 Jahre beanspruchen, wenn der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt. Dies gilt auch für betriebsbereite Anlagen, deren Netzanschluss noch nicht fertiggestellt ist (§ 47 Abs. 3 EEG).
- (4) Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsförderung bzw. der erhöhten Anfangsförderung verlängert sich für Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, um 0,5 Monate für jede über die 12 Seemeilen hinausgehende Seemeile Entfernung, die die Anlage von der Küstenlinie entfernt ist, und um 1,7 Monate für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe (§ 47 Abs. 2 EEG). Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 000<sup>5</sup> dargestellte Küstenlinie. Die Wassertiefe ist ausgehend vom Seekartennull zu bestimmen.
- (5) Ist die Einspeisung aus einer Windenergieanlage auf See länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Abs. 1 Satz 1 EnWG nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich der Zeitraum der finanziellen Förderung nach § 47 Abs. 2 und 3 EEG, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung. Diese Regelung ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Anlage die Entschädigung nach § 17e Abs. 1 oder 2 EnWG in Anspruch nimmt. Nimmt der Betreiber der Anlage die Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Förderung nach § 47 Abs. 2 und 3 EEG um den Zeitraum der Verzögerung (§ 47 Abs. 4 EEG).

Inbetrieb-nahmejahr	Grundförderung (ct/kWh) ***	Anfangsförderung (ct/kWh)	Dauer der Zahlung der Anfangsförderung
2017	3,9	15,4*) 19,4**)	*) 12 Jahre bzw. **) 8 Jahre; bei Anlagen, die in mind. 12 Seemeilen Entfernung und mind. 20 Metern Wassertiefe errichtet wurden: - zusätzlich 0,5 Monate je weitere Seemeile und - zusätzlich 1,7 Monate je zusätzlichem Meter Wassertiefe
2018	3,9	14,9*) 18,4**)	
2019	3,9	14,4*) 17,4**)	
2020	3,9	13,4*) 17,4**)	
***) Der anzulegende Wert wird nach Ablauf des Zeitraums der Anfangsförderung auf die Grundförderung abgesenkt.			

*Tabelle 11: Anzulegende Werte für Windenergieanlagen auf See in ct/kWh*

- (6) Für die Höhe der anzulegenden Werte ist statt des Zeitpunkts der Inbetriebnahme der Zeitpunkt der Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See nach § 17e Abs. 2 Satz 1 und 4 EnWG maßgeblich, wenn die Netzanbindung nicht zu dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 Satz 9 EnWG fertiggestellt ist.

## 6.9 Fördervorschriften für Solaranlagen

### 6.9.1 Allgemeines

Aus Solarenergie kann entweder direkt mit Photovoltaik-(PV-)Modulen oder indirekt über solarthermische Prozesse elektrische Energie erzeugt werden. Aufgrund des weit überwiegenden Einsatzes von PV-Modulen in Deutschland beschränken sich die Ausführungen in diesem Abschnitt auf diese Technik, wenngleich auch Strom aus Solarthermie nach dem EEG gefördert werden kann.

### 6.9.2 Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Jedes PV-Modul ist eine separate Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG. Leistungsseitige Zusammenfassungen von mehreren PV-Anlagen können sich aufgrund von § 9 Abs. 3 oder § 24 EEG ergeben. Die installierte elektrische Wirkleistung  $P_{\text{Inst}}$  ist bei Solarstromanlagen die installierte Modulleistung einer Anlage in kWp.
- (2) Mehrere PV-Module, die sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsglände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von 12 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind, sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zweck der Ermittlung des Förderanspruchs und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Abs. 1 EEG (verpflichtende Direktvermarktung) oder § 22 EEG (Ausschreibung) für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen (§ 24 Abs. 1 Satz 1 EEG); vgl. auch Abschnitt 6.1.9. Abweichend hiervon werden „Freiflächenanlagen“ im Sinne der gesetzlichen Definition in § 3 Nr. 22 EEG nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst.
- (3) Unbeschadet der Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG stehen mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs (BauGB) durchgeführt worden ist (Planfeststellungsverfahren) oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB liegen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 38a Abs. 1 Nr. 5 EEG (10 MW-Grenze) und nach § 22 Abs. 3 Satz 2 EEG (Ausschreibung) für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie
  1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

2. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind (§ 24 Abs. 2 EEG).
- (4) Zu beachten ist, dass die leistungsseitige Zusammenfassung nach § 24 Abs. 2 EEG für „Freiflächenanlagen“ im Sinne der gesetzlichen Definition nach § 3 Nr. 22 EEG, die vor dem 1. Juli 2018 in Betrieb genommen worden sind, zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 22 Abs. 3 Satz 2 (Ausschreibung) nicht anzuwenden ist (§ 100 Abs. 9 EEG).
- (5) Die Nachweisführung im Sinne des § 9 und des § 24 EEG obliegt dem Anlagenbetreiber (vgl. Abschnitt 6.9.6).

### 6.9.3 Ermittlung der anzulegenden Werte

Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2017 sind nach § 22 Abs. 3 EEG grundsätzlich nur nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung der BNetzA förderfähig.

Hiervon sind Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW ausgenommen. Zur Ermittlung der Leistung einer Solar-Installation sind die vorstehenden Darstellungen im Abschnitt 6.9.2 zu beachten.

#### 6.9.3.1 Anlagen im Ausschreibungsverfahren

- (1) Für Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 10 MW, für die der anzulegende Wert auf Grundlage von Ausschreibungen ermittelt wird, besteht der Förderanspruch nur, solange und soweit ein von der BNetzA erteilter Zuschlag wirksam ist. Die Höhe des anzulegenden Wertes entspricht dem Zuschlagswert des bezuschlagten Gebotes.
- (2) Die BNetzA führt mehrere Ausschreibungen pro Kalenderjahr durch, Gebotstermine sind nach § 28 Abs. 2 EEG der 1. Februar, der 1. Juni und der 1. Oktober. Das jeweils ausgeschriebene Volumen (200 MW zum 1. Februar 2017) ändert sich dabei nach den Vorgaben des § 28 Abs. 2a EEG.
- (3) Bei der Gebotsabgabe sind die Vorgaben nach § 37 und § 37a EEG zu beachten, insbesondere die flächenbezogenen Prämissen in § 37 Abs. 1 EEG. Der Höchstwert für Strom aus Solaranlagen betrug ursprünglich 8,91 ct/kWh, wobei sich dieser Wert nach den Vorgaben in § 49 Abs. 1 bis 4 EEG verringert. Die Bieter dürfen Zuschläge für Solaranlagen gemäß den Anforderungen in § 37d EEG zurückgeben; Nach § 37d Abs. 2 EEG erlischt der Zuschlag in den dort genannten Fällen. Schließlich ist die Errichtung von Solaranlagen, deren Förderung durch Ausschreibung ermittelt werden

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

muss, in bestimmten Bundesländern auf Flächen zulässig, die „benachteiligte Gebiete“ sind. Derzeit existieren entsprechende Öffnungsverordnungen nach § 37c EEG für die Länder

- [Bayern.](#)
- [Baden-Württemberg.](#)
- [Hessen.](#)
- [Rheinland-Pfalz und](#)
- [Saarland.](#)

(4) Die BNetzA stellt nach den Vorgaben in § 38 EEG auf Antrag des Bieters, dem ein Zuschlag erteilt worden ist, eine Zahlungsberechtigung für eine Solaranlage aus und teilt die Ausstellung dem entsprechenden Netzbetreiber mit. Die für die Ausstellung geltenden Bedingungen sind in § 38a EEG näher ausgeführt.

(5) Der Netzbetreiber hat die Erfüllung der gesetzlichen und der in der Zahlungsberechtigung aufgeführten Anforderungen zu überprüfen und das Ergebnis seiner Überprüfung der BNetzA innerhalb eines Monats mitzuteilen. Mindestens sind nach § 38 Abs. 3 EEG die folgenden Anforderungen zu prüfen:

- ob die Solaranlagen vor der Stellung des Antrags auf die Zahlungsberechtigung, aber nach der Erteilung des Zuschlags, in Betrieb genommen worden sind und der Bieter zum Zeitpunkt der Antragstellung der Anlagenbetreiber ist,
- ob für die Solaranlagen alle erforderlichen Angaben an das Register gemeldet worden sind oder diese Angaben im Rahmen des Antrags nach § 38 Abs. 1 EEG gemeldet werden,
- Ob und inwieweit für den Bieter eine entsprechende Gebotsmenge bezuschlagter Gebote besteht, die nicht bereits einer anderen Zahlungsberechtigung zugeordnet worden ist; hierbei dürfen nur die folgenden Gebotsmengen zugeteilt werden:
  - Die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots, bei dem als Standort für die Solaranlagen eine Fläche nach § 37 Abs. 1 Nr. 1, 2 oder Nr. 3 a) bis g) EEG angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte befinden und
  - die Gebotsmengen von Geboten, die nur aufgrund einer Rechtsverordnung nach § 37c Abs. 2 EEG bezuschlagt wurden („benachteiligte Gebiete“, dürfen nur für „Freiflächenanlagen“ im Sinne der gesetzlichen Definition nach § 3 Nr. 22 EEG verwendet werden, die auf einer der im

bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des Bundeslands, das die Rechtsverordnung erlassen hat, errichtet worden sind),

- ob und inwieweit bei Freiflächenanlagen die installierte Leistung von 10 MW nicht überschritten wird und ob sich die Anlage nicht auf einer Fläche befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist, in welchem Umfang die Anlagen nicht auf einer baulichen Anlage errichtet worden sind.

Der Netzbetreiber kann hierfür die Vorlage entsprechender Nachweise verlangen. Die zu prüfenden Anforderungen können durch eine Festlegung der BNetzA ausgeweitet oder spezifiziert werden; in diesem Falle muss der Netzbetreiber entsprechende Nachweise auf Anforderung vorlegen.

Ausgestellte Zahlungsberechtigungen sind den Solaranlagen verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Anlagen übertragen werden (§ 38a Abs. 4 EEG).

### **6.9.3.2 Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegenden Wert**

#### **Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 48 Abs. 1 EEG**

- (1) Der Förderanspruch gemäß § 48 Abs. 1 bis 4 EEG besteht nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW, deren Förderanspruch gesetzlich bestimmt wird. Die Anlagen müssen entweder in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht sein, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Solarenergie errichtet worden sind, oder auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs (BauGB) durchgeführt worden ist (Planfeststellungsverfahren) oder im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans<sup>34</sup> (§ 30 BauGB) errichtet worden sein (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 EEG).
- (2) Wurde die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans errichtet (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG), muss

---

<sup>34</sup> Gemäß dem BGH-Urteil vom 18. Januar 2017 (Az. VIII ZR 278/15) zu § 32 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG 2012 (alt) bezeichnet dies den Zeitpunkt des Satzungsbeschlusses der Gemeinde über den Bebauungsplan; wird die Anlage vor diesem Satzungsbeschluss in Betrieb genommen, ist § 48 Abs. 1 Satz 2 EEG zu beachten.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- a. der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden sein, eine Solaranlage zu errichten,
  - b. der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung (BauNVO) ausgewiesen haben, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Solaranlage zu errichten, oder
  - c. der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage aufgestellt oder geändert worden sein und sich die Anlage auf eine der in § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 c) aa) bis cc) EEG genannten Flächen befinden (weitere Voraussetzungen siehe anschließend in Abs. 3).
- (3) Wurde der Bebauungsplan zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage nach dem 1. September 2003 aufgestellt (§ 48 Abs. 1 Nr. 3 c EEG), besteht der Förderanspruch nur, wenn sich die Anlage
- aa. auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und die Anlage in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,
  - bb. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder
  - cc. auf Konversionsflächen<sup>35</sup> aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 BNatSchG oder als Nationalpark im Sinne des § 24 BNatSchG festgesetzt worden sind.
- (4) Sofern Solaranlagen vor dem Beschluss eines Bebauungsplans unter Einhaltung der übrigen Voraussetzungen von § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG und der Voraussetzungen des § 33 des Baugesetzbuchs (BauGB) errichtet worden sind, besteht ein Förderanspruch bei Einhaltung der sonstigen Voraussetzungen abweichend von § 25 Satz 3 EEG erst, nachdem der Bebauungsplan beschlossen worden ist. In diesen Fällen re-

---

<sup>35</sup> Zu den Bedingungen an eine Konversionsfläche siehe Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 1. Juli 2010, Az.: 2010/2 /37/.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

duziert sich die Dauer des Anspruchs auf Zahlung einer Marktprämie oder Einspeisevergütung nach § 25 Satz 1 und 2 EEG um die Tage, die zwischen der Inbetriebnahme der Anlage und dem Beschluss des Bebauungsplans liegen (§ 48 Abs. 1 Satz 2 EEG).

- (5) § 48 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 ist auch auf alle Anlagen, die vor dem 25. Juli 2017 in Betrieb genommen worden sind, erstmalig ab dem 25. Juli 2017 anzuwenden. Aufgrund des Energiesammelgesetzes wurde außerdem ergänzt, dass anstelle der flächenbezogenen Vorgaben von § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017 für diese Bestandsanlagen die Vorgaben einzuhalten sind, die für die jeweilige Anlage nach Maßgabe der Übergangsregelungen dieses Gesetzes anzuwenden sind (§ 100 Abs. 8 EEG 2017).
- (6) Die jeweils aktuellen Werte für Strom aus PV-Anlagen finden Sie auf der Homepage der [BNetzA](#).

**6.9.3.3 Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 48 Abs. 2 und 3 EEG**

- (1) Der Strom aus Anlagen, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, wird nach § 48 Abs. 2 EEG gefördert. Die Förderung des Stromes erfolgt in Abhängigkeit von der installierten Leistung (kWp) und vom Inbetriebnahmezeitpunkt (vgl. Abschnitt 6.1.7 und 6.1.8).
- (2) Gebäude im obigen Sinne sind ausweislich des § 3 Nr. 23 EEG „selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen“.<sup>36</sup>
- (3) Wenn Gebäude keine Wohngebäude sind und diese Gebäude im Außenbereich nach § 35 des Baugesetzbuchs (BauGB) errichtet worden sind, gelten die anzulegenden Werte nach § 48 Abs. 2 EEG gemäß § 48 Abs. 3 EEG nur,
1. wenn nachweislich vor dem 1. April 2012,
    - für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,
    - im Fall einer nicht genehmigungsbedürftigen Errichtung, die nach Maßgabe des Bauordnungsrechts der zuständigen Behörde zur Kenntnis zu bringen ist, für das Gebäude die erforderliche Kenntnissgabe an die Behörde erfolgt ist, oder

---

<sup>36</sup> Zur gleichlautenden Gebäudedefinition nach § 33 Abs. 3 EEG 2009 vgl. Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/10 /39/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- im Fall einer sonstigen nicht genehmigungsbedürftigen, insbesondere genehmigungs-, anzeige- und verfahrensfreien Errichtung mit der Bauausführung des Gebäudes begonnen worden ist,
- 2. das Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer nach dem 31. März 2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder
- 3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist.

Wenn diese Fördervoraussetzungen nicht erfüllt sind, gelten für die Solarstromanlagen nicht die anzulegenden Werte nach § 48 Abs. 2 EEG, sondern die Voraussetzungen und die anzulegenden Werte nach § 48 Abs. 1 EEG.

- (4) Nach § 3 Nr. 50 EEG sind Wohngebäude Gebäude, die nach ihrer Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dienen, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen.
- (5) Als Außenbereich nach § 35 BauGB werden Gebiete bezeichnet, die
  - 1. weder innerhalb des räumlichen Geltungsbereiches eines Bebauungsplanes nach § 30 Abs. 1 oder 2 BauGB,
  - 2. noch innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile (§ 34 BauGB) liegen.

#### 6.9.4 Mieterstromzuschlag

- (1) Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 100 Kilowatt, die ab dem 25. Juli 2017 auf, an oder in einem Wohngebäude installiert wurden, haben Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags (§ 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG), soweit der Strom an einen Letztverbraucher geliefert und von diesem verbraucht worden ist.<sup>37</sup> Die Strommenge muss so genau ermittelt werden, wie es die Messtechnik zulässt, die nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zu verwenden ist.
- (2) Die Höhe des Mieterstromzuschlags wird aus den anzulegenden Werten nach § 48 Abs. 2 EEG abzüglich
  - a. der Degression des § 49 EEG,
  - b. anschließend der Verringerung nach § 53 EEG und

---

<sup>37</sup> Ausführliche Erläuterungen zum Mieterstromzuschlag finden sich in den BDEW-Anwendungshilfen „Das Mieterstromgesetz – Ein erster Überblick“ /83/ sowie „Fragen und Antworten zum Mieterstromgesetz“ /84/.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- c. – soweit einschlägig – einer Verringerung nach § 52 EEG berechnet. Aufgrund der nach Leistungen gezonten anzulegenden Werte ist § 23b Nr. 1 EEG zu berücksichtigen.
- (3) Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag besteht nur unter den folgenden Voraussetzungen:
- a. Die Anlage befindet sich auf einem Wohngebäude. Als „Wohngebäude“ gilt hierbei nach § 3 Nr. 50 EEG jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen. Hierbei gilt die Maßgabe, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient.
  - b. Der Strom wird in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude und ohne Durchleitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht. Wohngebäude im Zusammenhang mit dem Mieterstromzuschlag sind Gebäude, deren Fläche zu mindestens 40 Prozent dem Wohnen dient.
- (4) Im Fall der Nutzung eines Speichers besteht der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag nicht für Strom, der in den Speicher eingespeist wird. Für Strom, der aus dem Speicher entnommen wird, kann hingegen ein Mieterstromzuschlag geltend gemacht werden, wenn und soweit für diesen die Voraussetzungen des § 21 Abs. 3 EEG erfüllt sind.
- (5) Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag für Strom aus der Solaranlage besteht frühestens
- a. ab dem Datum, an dem sowohl die Solaranlage erstmals der Veräußerungsform des Mieterstromzuschlags zugeordnet worden ist als auch die o. g. Voraussetzungen erstmals erfüllt worden sind,
  - b. sobald das Datum nach Ziffer a. im Marktstammdatenregister eingetragen ist.
- (6) Die für den Mieterstromzuschlag relevante Strommenge muss so genau ermittelt werden wie es die Messtechnik zulässt, die nach dem Messstellenbetriebsgesetz zu verwenden ist.
- (7) Das jährliche Volumen der Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags ist auf die installierte Leistung von maximal 500 MW begrenzt (§ 23b Abs. 3 und 4 EEG).

### 6.9.5 Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 38b EEG)

- (1) Werden Solaranlagen auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort durch Solaranlagen ersetzt, gelten die ersatzweise eingebauten Module abweichend von der Inbetriebnahmedefinition in § 3 Nr. 30 EEG bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden waren.
- (2) Werden demzufolge Anlagen durch Anlagen mit einer höheren installierten Leistung ersetzt, so gelten die Teile der Anlagen, welche über der Leistung der ersetzten Anlagen liegen, als zum Zeitpunkt der Ersetzung in Betrieb genommen, sofern es sich um neue Module handelt. Erfolgt die Ersetzung durch gebrauchte Module, deren Förderanspruch nicht durch eine Ersetzung an einem anderen Standort erloschen ist, gilt für die übersteigende Leistung das Inbetriebnahmedatum der gebrauchten Module fort.
- (3) Für die ersetzten Anlagen entfällt der Förderanspruch nach EEG endgültig.
- (4) Diese Regelung gilt sowohl für Solaranlagen mit durch Ausschreibung bestimmter Förderung als auch für Solaranlagen mit gesetzlicher Förderung (§ 48 Abs. 4 EEG).
- (5) Bei einer Ersetzung einer Solaranlage nach § 38b i. V. m. § 48a EEG sind insbesondere die Nachweisanforderungen und Meldepflichten gegenüber dem avNB und dem Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister der BNetzA einzuhalten, die die Clearingstelle EEG in ihrer Entscheidung im Verfahren [2015/7](#) dargestellt hat. Über die Voraussetzungen und Wirkungen der Ersetzung von Solaranlagen nach § 38b i. V. m. § 48a EEG informiert die BDEW-Anwendungshilfe: [Fragen und Antworten zum EEG 2017, Ausgabe „Solarstrom“, 2- Auflage“ /89/](#).

### 6.9.6 Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen

- (1) Anlagen nach § 48 Abs. 1 EEG:
  - Nachweis der Anbringung in, an oder auf baulichen Anlagen bzw. Gebäuden, die für einen anderen vorrangigen Nutzungszweck als für die Solarstromerzeugung errichtet worden sind (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG),
  - Nachweis nach § 38 Abs. 1 BauGB (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG),
  - Kopie des beschlossenen Bebauungsplans

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- mit dem Nachweis, dass er vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht zum Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 a) EEG),
  - mit Verfahrensvermerken und Angaben zugelassener Nutzungsarten nach §§ 8 oder 9 BauNVO (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 b) EEG)
  - der nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage aufgestellt oder geändert worden ist und Flächen umfasst, die die Anforderungen nach § 48 Abs. 1 Nr. 3 c) aa) bis cc) EEG erfüllen, oder
  - Nachweis, dass für die Errichtungsfläche der Solaranlagen ein Verfahren nach § 38 BauGB (Planfeststellungsverfahren) durchgeführt worden ist (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG) sowie ggf.
- Nachweis über die konkrete Belegenheit auf einer der in § 48 Abs. 1 Nr. 3 c) aa) bis cc) EEG genannten Flächen (Flächen neben Autobahnen bzw. Schienenwegen, Versiegelungsflächen oder Konversionsflächen).
- (2) Zusammenfassung von Freiflächenanlagen (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und 3 EEG) nach § 24 Abs. 2 EEG:
- Bestätigung der Baubehörde der betreffenden Gemeinde über Belegenheit der Anlage im Abstand von in der Luftlinie bis zu 2 Kilometern vom äußeren Rand einer anderen Freiflächenanlage (§ 24 Abs. 2 EEG).
- (3) Anlagen nach § 48 Abs. 2 EEG:
- Nachweis über Anbringungsart und -ort der Module sowie Nachweis der ausschließlichen Anbringung der Anlage in, an oder auf dem Gebäude (§ 48 Abs. 2 und 3 EEG)
  - Nachweis der Einhaltung der Eigenschaften des Gebäudes (selbstständige Benutzbarkeit, Überdeckung, Begehbarkeit und vorrangiger anderweitiger Nutzungszweck) i. S. v. § 3 Nr. 23 und 50 EEG
  - Nachweis der Förderfähigkeit für Gebäude im Außenbereich i. S. v. § 48 Abs. 3 EEG durch Nachweis der Vorlage eines „Wohngebäudes“ nach § 3 Nr. 50 EEG oder – wenn nicht zutreffend – der Einhaltung der Vorgaben von § 48 Abs. 3 EEG (siehe Abschnitt 6.9.4).

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zu Solarstrom zum EEG 2017 steht für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2017 – Ausgabe Solarstrom“ /80/ zur Verfügung.

## 7 Direktvermarktung und sonstige Veräußerungsformen

### 7.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Der erzeugte Strom soll nach dem Willen des Gesetzgebers zum Zweck der Marktintegration vorrangig über die Direktvermarktung veräußert werden (§ 2 Abs. 2 EEG). Die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (§ 20 EEG) ist seit dem EEG 2014 der vorgesehene Regelfall für die finanzielle Förderung. Die in §§ 40 bis 49 EEG genannten bzw. die nach §§ 28 bis 39i EEG wettbewerblich ermittelten anzulegenden Werte für die einzelnen erneuerbaren Energieträger sind dabei die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie im Rahmen der geförderten Direktvermarktung.<sup>38</sup> Daneben gibt es auch weiterhin die Möglichkeit der „sonstigen Direktvermarktung“. Mit dem EEG 2017 wurde des Weiteren die Veräußerungsform „Mieterstromzuschlag“ geschaffen.
- (2) Eine Einspeisevergütung ist nach § 21 Abs. 1 EEG nur in folgenden Fällen zulässig:
  - a) Bei kleinen Anlagen: Der Schwellenwert liegt bei einer installierten Leistung von maximal 100 kW/kWp. Die Einspeisevergütung für kleine Anlagen liegt gemäß § 53 EEG je nach Energieträger 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh unter dem anzulegenden Wert nach §§ 40 bis 49 EEG.
  - b) Bei allen Anlagen größer als 100 kW/kWp: („Ausfallvergütung“): Der Anspruch ist für Ausnahmefälle gedacht (z. B. bei Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmers oder unmittelbar nach Inbetriebnahme), wenngleich sich dies nicht ausdrücklich im Gesetzeswortlaut wiederfindet, und besteht für eine Dauer von drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt für bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr. Der Vergütungsanspruch liegt in diesem Fall nach § 53 EEG 20 Prozent unter dem anzulegenden Wert der einzelnen Energieträger (§§ 40 bis 49 EEG) und sinkt nach Überschreitung einer der beiden o. g. Höchstdauern auf den Monatsmarktwert. Der Anlagenbetreiber muss nicht nachweisen, dass ein Ausnahmefall vorliegt.

---

<sup>38</sup> Siehe hierzu ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2017, [Link](#) /74/

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Für den in einer Solaranlage bis 100 kW auf einem Wohngebäude erzeugten und an einen Letztverbraucher in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang gelieferten Strom kann unter den Voraussetzungen des § 21 Abs. 3 EEG ein Mieterstromzuschlag geltend gemacht werden (siehe Abschnitt 6.9.4.) Die Strommenge muss dabei so genau ermittelt werden, wie es die Messtechnik zulässt, die nach dem MsbG zu verwenden ist. Der in das Netz eingespeiste Überschuss kann der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet werden.<sup>39</sup>
- (4) Die vollständige oder anteilige Veräußerung des erzeugten Stroms an Dritte gilt nicht als Direktvermarktung, wenn dieser in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird.<sup>40</sup>
- (5) Der Anspruch auf Marktprämie, Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag besteht nur, soweit der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in Anspruch nimmt (siehe hierzu Abschnitt 8.1.3).
- (6) Anlagenbetreiber können für direkt vermarkteten Strom einen Anspruch auf die Marktprämie geltend machen. Dazu müssen folgende Kriterien erfüllt sein (§ 20 EEG):
- Der Strom wird durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten direkt vermarktet. Vor Zuordnung zur Veräußerungsform „Marktprämie“ muss eine entsprechende Meldung nach § 21b EEG ordnungsgemäß und fristgerecht erfolgt sein.
  - Der Anlagenbetreiber überlässt dem Netzbetreiber das Recht, diesen Strom „als Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen.
  - Die Anlage muss fernsteuerbar im Sinne von § 20 Abs. 2 und 3 EEG sein, so dass z. B. die Fahrweise an den Marktpreis angepasst werden kann (muss vor Beginn des 2. auf die Inbetriebnahme folgenden Monats erfüllt sein).<sup>41</sup>

---

<sup>39</sup> S. BDEW-Anwendungshilfe „Das Mieterstromgesetz – Ein erster Überblick“, Abschnitt A.I.2, S. 6 f.

<sup>40</sup> Vgl. Definition in § 3 Nr. 16 EEG.

<sup>41</sup> Siehe zu den Messfragen ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe „Das Messstellenbetriebsgesetz 2016“ /85/ unter 1.7.4, sowie zu Einzelfragen zu den technischen Einrichtungen die BDEW-Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014“ /81/.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Wie auch nach dem EEG 2012/2014 muss der Strom in einem sortenreinen Marktprämienbilanzkreis (auch Unterbilanzkreis) bilanziert werden. Die Sortenreinheit gilt nur mit Ausnahme von nicht zu vertretenden Fremdbilanzierungen (z. B. Ausgleichsenergiemengen durch den Netzbetreiber).
- Gemäß § 21b Abs. 3 EEG besteht die Anforderung einer ¼-stündlichen Leistungsmessung und Bilanzierung im Rahmen der Direktvermarktung.

Für Bestandsanlagen gelten dieselben Anforderungen. Insbesondere müssen alle Bestandsanlagen fernsteuerbar sein.

- (7) Die Regelung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist eine Fortführung der entsprechenden Regelung gemäß § 19 EEG 2014. Gemäß der Gesetzesbegründung zum § 19 EEG 2014 fällt damit die sog. Grünstromeigenschaft an den Netzbetreiber, der sie faktisch mit der Auszahlung der finanziellen Förderung bezahlt (keine zusätzliche Zahlung!) und im Rahmen der Wälzung an den Übertragungsnetzbetreiber weitergibt, der wiederum ihm die geleistete Vergütung erstattet. Auch im Falle der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) können die Strommengen deshalb nicht vom Anlagenbetreiber/Direktvermarkter als Strom aus erneuerbaren Energien vermarktet werden; die Grünstromeigenschaft des geförderten Stroms fällt vielmehr den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu, die zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind. Zur Umsetzung der Regelung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG werden gegenüber dem Standardprozess keine weiteren vertraglichen Vereinbarungen oder finanziellen Zahlungen erforderlich.
- (8) Anlagenbetreiber können nach § 19 Abs. 2 EEG für den im Rahmen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämienmodell) direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms keine vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV in Anspruch nehmen. Umgekehrt werden vermiedene Netzentgelte nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung nach § 19 EEG gefördert wird (§ 18 Abs. 1 Satz 4 StromNEV). Bei der nicht geförderten Direktvermarktung (sonstige Direktvermarktung) werden vermiedene Netzentgelte für den direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms durch den Anschlussnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Betreiber von Anlagen mit volatiler Erzeugung (d. h. Solar- oder Windenergieanlagen) erhalten nur dann das entsprechende Entgelt, wenn sie vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden sind (§ 18 Abs. 1 Satz 2 StromNEV). Gemäß § 57 Abs. 3 Satz 1 EEG i. V. m. § 18 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 StromNEV werden die vermiedenen Netzentgelte, die nicht an den Anlagenbetreiber gewährt werden, an die Übertragungsnetzbetreiber

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- ausgezahlt, ebenso wie die vermiedenen Netzentgelte, die für den nach dem EEG vergüteten Strom dem Anlagenbetreiber nicht gewährt werden (siehe hierzu Abschnitt 8.1.3).
- (9) Eine Direktvermarktung kann nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG in den folgenden Veräußerungsformen erfolgen:
- a. Marktprämie
  - b. Sonstige Direktvermarktung (nicht gefördert)
- (10) Eine erweiterte Form der geförderten Direktvermarktung bildet die Direktvermarktung (Marktprämie oder sonstige Direktvermarktung) mit Inanspruchnahme der Regionalnachweise. Die Inanspruchnahme der Marktprämie und die Ausstellung von Regionalnachweisen gemäß § 79a EEG schließen sich nicht aus (§ 53b EEG).
- (11) Neben der vollständigen Direktvermarktung kann der in der Anlage erzeugte Strom nach § 21b Abs. 2 EEG auch anteilig auf die beiden Direktvermarktungsformen sowie auf die Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG aufgeteilt werden. Dabei muss der angegebene Prozentsatz nachweislich jederzeit eingehalten werden. Das bedeutet, dass der eingespeiste Strom für jede Viertelstunde des Monats nach den festgelegten Anteilen auf Bilanzkreise aufgeteilt und diesen zugeordnet sein muss. Da der Anschlussnetzbetreiber die Bilanzkreisbuchung vornimmt, hat dieser darauf zu achten, dass die prozentuale Aufteilung hierbei eingehalten wird. Ein Mittel zur Umsetzung ist die Aufteilung eines physikalischen Zählpunktes auf zwei oder mehrere virtuelle Zählpunkte, wobei jedem virtuellen Zählpunkt monatlich konstant ein fixer Prozentsatz der Energie des physikalischen Zählpunktes zugeordnet wird. Eine anteilige Direktvermarktung für mehrere Anlagen, deren Strom gemeinsam gemessen und abgerechnet wird, ist möglich. Die anteilige Direktvermarktung (oder Einspeisevergütung) ist nicht in Verbindung mit der Ausfallvermarktung und dem Mieterstromzuschlag möglich.<sup>42</sup>
- (12) Ordnet der Anlagenbetreiber die Anlage dem Mieterstromzuschlag zu, ist zugleich die Veräußerungsform für den Strom zu wählen, der aus dieser Anlage in das Netz eingespeist wird.
- (13) Bei der Erstzuordnung zu einer Veräußerungsform und Wechseln zwischen den Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 EEG sind folgende Eckpunkte zu beachten:

---

<sup>42</sup> § 21b Abs. 2 Satz 2 EEG.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- a. Der Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist nur zum ersten Kalendertag eines Monats möglich (§ 21b Abs. 1 Satz 2 EEG).
- b. Anlagenbetreiber müssen dem Anschlussnetzbetreiber die Erstzuordnung bzw. einen Wechsel in eine andere Veräußerungsform vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen (§ 21c Abs. 1 Satz 1 EEG). Die Meldung eines Wechsels in die und aus der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen ist dagegen bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats möglich (§ 21c Abs. 1 Satz 2 EEG).
- c. Anlagenbetreiber müssen dem Anschlussnetzbetreiber Angaben nach § 21c Abs. 2 EEG mitteilen. Dies sind:
  - i) die Veräußerungsform, in die gewechselt wird (§ 21c Abs. 2 Nr. 1 EEG),
  - ii) der Bilanzkreis, in den gewechselt werden soll [bei Wechsel in die Direktvermarktung (§ 21c Abs. 2 Nr. 2 EEG)] und
  - iii) bei einer prozentualen Aufteilung des Stroms nach § 21b Abs. 2 EEG die Prozentsätze, zu denen der Strom den jeweiligen Veräußerungsformen zugeordnet wird (§ 21c Abs. 2 Nr. 3 EEG).

Bei Erstzuordnung zu einer Veräußerungsform sind die entsprechenden Angaben dem Anschlussnetzbetreiber mitzuteilen.

- (14) Die Wechselprozesse sind in Abschnitt 7.2 näher erläutert.

### 7.1.1 Marktprämie

- (1) Der Anlagenbetreiber kann bei Direktvermarktung nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG (geförderte Direktvermarktung zur Erlangung der Marktprämie) von dem Anschlussnetzbetreiber die Zahlung einer Marktprämie verlangen.
- (2) Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird kalendermonatlich rückwirkend für den Vormonat ermittelt. Sofern der Anschlussnetzbetreiber auch Messstellenbetreiber ist, liegt ihm die Größe der im jeweiligen Monat nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG direkt vermarkteten Strommenge über die Auslesung des RLM-Zählers vor.

Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird nach Anlage 1 EEG anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte (anzulegender Wert nach §§ 19 bis 54 EEG, Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes) nach folgender Berechnungsvorschrift ermittelt:

$$\text{Marktprämie [ct/kWh]} = \text{Anzulegender Wert [ct/kWh]} - \text{Monatsmarktwert [ct/kWh]}$$

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Hierbei ist zu beachten, dass der anzulegende Wert kein anlagenspezifischer Durchschnittsvergütungssatz ist, sondern für jeden anzulegenden Wert der Anlage eine separate Marktprämie berechnet werden muss (bspw. wenn eine Anlage aufgrund verschiedener Leistungszonen mit mehreren Vergütungskategorien abgerechnet werden muss).<sup>43</sup>

Ergibt sich bei der Berechnung der Marktprämie ein negativer Wert, so wird die Marktprämie auf null gesetzt.

- (3) Der anzulegende Wert ist nach § 3 Nr. 3 EEG der Wert, den die Bundesnetzagentur für im Rahmen einer Ausschreibung nach § 22 EEG i. V. m. §§ 28 bis 39j EEG ermittelt oder der durch die §§ 40 bis 49 EEG gesetzlich bestimmt ist. Der anzulegende Wert bildet die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags. In den anzulegenden Werten ist die Umsatzsteuer nicht enthalten (§ 23 Abs. 2 EEG).
- (4) Die Berechnung der Marktprämie erfolgt auch für Bestandsanlagen (Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2014 oder früher) anhand der Anlage 1 des EEG 2017. Für Bestandsanlagen unter Geltung des EEG 2012 oder früher sind aber die Anpassungen nach den Übergangsbestimmungen des § 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4, 7, 8 und 10 Einleitungssatz lit. d) EEG 2017 zu berücksichtigen.
- (5) Die energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte werden monatlich von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam nach Maßgabe der Anlage 1 EEG ermittelt und im Internet unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) bis spätestens zum 10. Kalendertag des Folgemonats veröffentlicht. Bei der Bestimmung des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes wird unterschieden zwischen den steuerbaren Energieträgern Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie ( $MW_{EPEX}$ ) und den fluktuierenden Energieträgern Windenergie (an Land und auf See) und Photovoltaik. Die Berechnung der Monatsmarktwerte für Wind und Photovoltaik basieren auf der Online-Hochrechnung.
- (6) Der anzulegende Wert für Strom, für den dem Anlagenbetreiber ein Regionalnachweis ausgestellt worden ist, verringert sich bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, um 0,1 Cent pro Kilowattstunde (§ 53b EEG). Des Weiteren verringert sich der anzulegende Wert auch für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird und

---

<sup>43</sup> Bspw. bei Strom aus den Energieträgern Wasserkraft oder Biomasse, vgl. hierzu ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2017, [Link](#), S. 32 ff., S. 29 ff.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

der von der Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz befreit ist, um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung (§ 53c EEG).

- (7) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Abs. 3 EEG gemäß § 51 Abs. 1 EEG für den gesamten Zeitraum, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.<sup>44</sup> Dies gilt nicht für
- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt, wobei § 24 Abs. 1 entsprechend anzuwenden ist,
  - sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei § 24 Abs. 1 entsprechend anzuwenden ist, und
  - bestimmte Pilotwindenergieanlagen.

Verringerungen des Anspruchs auf finanzielle Förderung aufgrund von § 23 Abs. 3 EEG (negative Preise, Sanktionen, Degressionen etc.) sind bei Bestandsanlagen nur insoweit anzuwenden, wie die Übergangsbestimmungen in § 100 Abs. 1 und 2 EEG nicht eine veränderte Anwendung vorsehen oder eine Anwendung direkt durch die betreffende Regelung ausgeschlossen wird.

### 7.1.2 Flexibilitätsprämie

- (1) Betreiber von Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 haben für die im Rahmen der Direktvermarktung eingespeiste Strommenge Anspruch auf eine Flexibilitätsprämie, soweit diese eine zusätzliche Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen und die folgenden Voraussetzungen erfüllen (§ 50 Abs. 1 i. V. m. § 50b EEG und Anlage 3 EEG):<sup>45</sup>
1. Der von der Anlage produzierte und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom wird direkt nach den Veräußerungsformen gemäß § 21b

---

<sup>44</sup> Siehe hierzu auch Abschnitt 6.1.3.

<sup>45</sup> Auch Anlagen nach § 100 Abs. 4 EEG 2014 (Inbetriebnahme zwischen 1. August 2014 und 31. Dezember 2014 mit Genehmigung/Zulassung nach BImSchG/anderem Bundesrecht bzw. Baugenehmigung vor dem 23.1.2014) können den Anspruch auf Flexibilitätsprämie geltend machen (gilt rückwirkend zum 1. August 2014, § 50b Satz 4 und 5 EEG).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Abs. 1 Nr. 1 oder 4 EEG vermarktet, d. h. nur zur Erlangung der Marktprämie oder als sonstige Direktvermarktung,
2. dem Grunde nach besteht ein Förderanspruch nach § 19 EEG i. V. m. § 100 Abs. 2 EEG, der nicht nach § 52 EEG i. V. m. § 100 Abs. 2 EEG verringert ist,<sup>46</sup>
  3. die Bemessungsleistung der Anlage beträgt mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage,
  4. der Anlagenbetreiber hat die zur Registrierung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erforderlichen Angaben an das Marktstammdatenregister übermittelt und
  5. ein Umweltgutachter – zugelassen für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – hat die technische Eignung der Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb bescheinigt.
- (2) Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, dem Anschlussnetzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab, d. h. vor Beginn des Vormonats, mitzuteilen.<sup>47</sup> Sie wird für die Dauer von zehn Jahren gewährt. Die Frist beginnt mit dem ersten Tag des zweiten auf die Meldung folgenden Kalendermonats (Folgefologemonat). Ob eine Unterbrechung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zum dauerhaften Verlust der Prämie führt, ist umstritten.<sup>48</sup>
- (3) Die Flexibilitätsprämie ist nicht an die Auszahlung einer Marktprämie gekoppelt und wird auch dann gewährt, wenn der Strom zwar nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG vermarktet wird, jedoch gemäß § 20 EEG kein Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie besteht.<sup>49</sup>
- (4) Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzlich installierte Leistung i. S. d. § 50b EEG unter folgenden Bedingungen nach Anlage 3 I.5 EEG (Deckelung):

---

<sup>46</sup> Der Anspruch auf Flexibilitätsprämie besteht nach Anlage 3 I.1a EEG aber auch, wenn der Anspruch auf eine Einspeisevergütung dem Grunde nach nicht besteht, weil die Anlage ohnehin zur Direktvermarktung verpflichtet wäre oder wegen Verstoßes gegen die Wärme- und GÜlle-Nutzungspflicht keinen Anspruch auf Einspeisevergütung hätte.

<sup>47</sup> Vgl. Anlage 3.I.3 und 3.I.4 EEG.

<sup>48</sup> So die Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 186; für die Möglichkeit eines Wiedereinstiegs in die Förderung: Hennig/Ekardt in Frenz/Müggenborg, EEG, 5. Auflage, § 50b Rn. 11 m. w. N.; siehe zur BDEW-Auffassung: BDEW Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Direktvermarktung“ (S. 62 f.) /69/.

<sup>49</sup> Ein Förderanspruch muss grundsätzlich aber bestehen, vgl. Anlage 3 I.1a EEG.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

1. Die Leistungserhöhung (i. S. d. § 50b EEG) wurde/wird nach dem 31. Juli 2014 an das Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister übermittelt und
2. der von der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Marktstammdatenregisterverordnung veröffentlichte aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung durch Erhöhung nach dem 31. Juli 2014 i. S. d. § 50b EEG übersteigt 1.000 MW.

Die Bundesnetzagentur hat am 31. August 2019 in einer [Pressemitteilung](#) mitgeteilt, dass der Förderdeckel von 1.000 MW für die Flexibilitätsprämie erreicht ist. Dies hat eine 15-monatige Frist bis Ende November 2020 ausgelöst, nach deren Ablauf die Flexibilitätsprämie für ab dem 1. August 2014 durchgeführte Leistungserhöhungen nicht mehr in Anspruch genommen werden kann (vgl. Anlage 3.I.1.5 EEG 2017). Nach der Mitteilung der BNetzA müssen Anlagenbetreiber innerhalb der jetzt laufenden Frist sowohl die zusätzliche Leistung in Betrieb nehmen als auch die Registermeldung im Marktstammdatenregister vornehmen. Der BDEW vertritt in der seiner Anwendungshilfe zur [Flexibilitätsprämie](#) /94/ dagegen die Ansicht, dass – wenn alle anderen Voraussetzungen erfüllt sind – eine Inbetriebnahme der Leistungserhöhung unter bestimmten Voraussetzungen auch noch nach Ablauf der 16-Monatsfrist möglich ist. Zur zweifelsfreien Sicherstellung der Förderfähigkeit sollte die Frist für die Inbetriebnahme aufgrund der unterschiedlichen Rechtsansichten daher nicht überschritten werden.

- (5) Die tatsächliche Höhe der Flexibilitätsprämie kann immer erst nach Ablauf des Kalenderjahres bestimmt werden. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung wie folgt gemäß Anlage 3 EEG berechnet: Bei unterjähriger Änderung der installierten Leistung der Anlage muss die Flexibilitätsprämie zeitanteilig ermittelt werden. Voraussetzung ist die Vorlage eines neuen Gutachtens eines Umweltgutachters über die technische Eignung zum bedarfsorientierten Betrieb beim Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber muss gemäß Anlage 3.I.1c EEG und § 18 Abs. 1 MaStRV die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie an das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur melden. Die Meldung darf frühestens drei Monate vor der geplanten Inanspruchnahme erfolgen. Dies gilt auch dann, wenn zusammen mit der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die installierte Leistung der Anlage erhöht wird. In diesem Falle gilt somit die sonst gemäß § 7 Abs. 1



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

MaStRV anzuwendende einmonatige Frist nicht.<sup>50</sup> Die Registrierung bei der Bundesnetzagentur ist Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie.

(6) Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird folgendermaßen ermittelt:

$$\text{Flexibilitätsprämie FP [ct/kWh]} = \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100 \frac{\text{ct}}{\text{€}}}{P_{\text{Bem}} * 8.760h} - \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100 \frac{\text{ct}}{\text{€}}}{P_{\text{Bem}} * 8.760h} \text{ mit}$$

- „Kapazitätskomponente“  $KK = 130 \text{ €/kW}$
- „Korrekturfaktor“  $f_{\text{Kor}} = 1,6$  für Biomethan; 1,1 sonstige Biogase
- „Zusatzleistung“  $P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - (f_{\text{Kor}} * P_{\text{Bem}})$
- „Bemessungsleistung“  $P_{\text{Bem}} = \frac{\text{Jahresarbeitsmenge}}{\text{Summe der vollen Stunden des Jahres}}$ <sup>51</sup>

Hinweis: Im ersten und im letzten Kalenderjahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie werden nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate berücksichtigt.

Auch im Schaltjahr wird mit 8.760 h gerechnet.

- Für den Fall, dass die Bemessungsleistung der Anlage weniger als das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage beträgt, entfällt der Anspruch auf Flexibilitätsprämie ( $P_{\text{Zusatz}} = 0$ ).
- Ist der Wert von  $P_{\text{Zusatz}}$  größer als das 0,5-fache der installierten Leistung, so wird der Wert für  $P_{\text{Zusatz}}$  mit dem 0,5-fachen der installierten Leistung festgelegt.
- Rechnerisch kann sich ein negativer Wert für  $P_{\text{Zusatz}}$  und damit auch für die Flexibilitätsprämie ergeben. In diesem Fall ist die Flexibilitätsprämie auf null zu setzen.

<sup>50</sup> Eine Anmeldung über das MaStR-Webportal für alle Marktakteure ist seit dem 31. Januar 2019 möglich. Für die bis dahin zu erfüllenden Meldepflichten siehe die Seite der Bundesnetzagentur.

<sup>51</sup> Abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage (vgl. § 3 Nr. 6 EEG).



### 7.1.3 Abschläge

- (1) Auf die zu erwartenden Zahlungen für Markt- bzw. Flexibilitätsprämie<sup>52</sup> sind nach § 26 Abs. 1 EEG in angemessenem Umfang monatliche Abschläge jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat zu leisten.<sup>53</sup> Der Anspruch nach § 19 EEG wird fällig, sobald und soweit der Anlagenbetreiber seine Pflichten zur Übermittlung von Daten nach § 71 EEG erfüllt hat. Dies ist für den Anspruch auf monatliche Abschläge erst ab März des auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres anzuwenden.
- (2) Eine Aufrechnung (Aufhebung einer Forderung durch eine Gegenforderung) der Markt- bzw. der Flexibilitätsprämie mit einer Forderung des Anschlussnetzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung des Anschlussnetzbetreibers unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist (vgl. § 27 EEG).

## 7.2 Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber

- (1) Um eine Berücksichtigung der Direktvermarktung im gesamten EEG-Prozess zu ermöglichen, benötigt der Anschlussnetzbetreiber für jede an sein Netz angeschlossene Anlage Informationen darüber, zu welchem Zeitpunkt sie sich in welcher Veräußerungsform befindet. Der Anlagenbetreiber bzw. der von ihm bevollmächtigte stromaufnehmende Lieferant (Direktvermarktungsunternehmer) meldet dem Anschlussnetzbetreiber unter Nutzung von Identifikationsdaten, die eine eindeutige Identifizierung der Anlage ermöglichen, gewünschte Veränderungen der Veräußerungsform. Für diese Meldungen sind bestimmte Formvorgaben zu beachten (vgl. nachstehende Absätze (3) ff.); sie müssen in der Regel (ausgenommen ist der Wechsel in die Veräußerungsform der Ausfallvergütung) vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats an den Netzbetreiber erfolgen (§ 21c Abs. 1 EEG). Zusätzlich zu den Identifikationsdaten sind u. a. folgende Angaben erforderlich:
  - Beginn der Veränderung der Veräußerungsform (immer der erste Kalendertag eines Monats), z. B. Beginn der Direktvermarktung,
  - Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 EEG, in die gewechselt wird,

---

<sup>52</sup> Für die Flexibilitätsprämie über den Verweis in § 50 Abs. 2 EEG.

<sup>53</sup> Die Regelung des § 26 EEG entspricht ihrem Inhalt nach weitestgehend dem EEG 2014. Daher kann für eine ausführliche Darstellung der Abschlagszahlungen weiter auf die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, S. 36 ff verwiesen werden /74/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Prozentsatz, zu dem der erzeugte Strom bei anteiliger Direktvermarktung in der jeweiligen Veräußerungsform im Sinne des § 21b Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG direkt vermarktet wird,
  - bei Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags zugleich Wahl der Veräußerungsform für aus dieser Anlage in das Netz eingespeisten Strom,
  - Verringerung des Zahlungsanspruchs bei einer Stromsteuerbefreiung,
  - Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Regionalnachweisen,
  - Name, Sitz und Marktpartner-Identifikationsnummer (MP-ID)<sup>54</sup> des stromaufnehmenden Lieferanten (Direktvermarktungsunternehmer),
  - Bilanzkreis (EIC) für den direkt vermarkteten Strom zwecks Zuordnung des Zählpunktes inkl. Zuordnungsermächtigung vom Bilanzkreisverantwortlichen (BKV),
  - bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch Bestandsanlagen nach § 50b EEG die Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie entweder die (voraussichtliche) Bemessungsleistung oder die nach Maßgabe der Anlage 3 zum EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ ).<sup>55</sup>
- (2) Eine Änderung des Prozentsatzes der jeweiligen Form der Direktvermarktung und der zugehörigen Bilanzkreise, ist ebenfalls vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber unter Angabe der entsprechenden Daten mitzuteilen:<sup>56</sup>
- Beginn der Gültigkeit des veränderten Prozentsatzes der Direktvermarktung in der jeweiligen Veräußerungsform (immer der erste Kalendertag eines Monats),
  - neuer Prozentsatz für die jeweilige Veräußerungsform,
  - MP-ID des betreffenden Direktvermarktungsunternehmers (in der Marktkommunikation entspricht der Direktvermarkter der Rolle „Lieferant“),
  - betreffender Bilanzkreis (EIC),
  - Zählpunktbezeichnung.

---

<sup>54</sup> GLN oder BDEW-Codenummer, vgl. <https://bdew-codes.de/Codenumbers/BDEWCodes>.

<sup>55</sup> Weitere und aktuellere Informationen unter <http://www.edi-energy.de/>.

<sup>56</sup> Eine Veränderung des Direktvermarktungsunternehmers ist ebenfalls in den jeweiligen Fristigkeiten mitzuteilen (vgl. § 21b Abs. 4 Nr. 1 EEG i. V. m. MPES 2.1).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Auch bei diesen Meldungen ist sicherzustellen, dass eine eindeutige Identifizierung der Anlage möglich ist.

- (3) Die von der Bundesnetzagentur erlassene Festlegung „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) – (MPES)“ (in der Fassung der Anlage 3 zum Beschluss BK8-18-032, vom 20. Dezember 2018) /21/ beschreibt die an das EEG angepassten Geschäftsprozesse, die von allen betroffenen Marktteilnehmern verbindlich anzuwenden sind. Danach gelten für die vorgenannten Wechselvorgänge die angepassten elektronischen Geschäftsprozesse, die in der Festlegung definiert sind. Anlagenbetreiber haben weiterhin die Möglichkeit, bestimmte Vorgänge unabhängig von den elektronischen Prozessen einzuleiten:
- Ausschließlich der Anlagenbetreiber selbst kann aktiv den Wechsel in die Veräußerungsform der „Ausfallvergütung“ und aus dieser heraus in die Veräußerungsform „Einspeisevergütung“ beim Anschlussnetzbetreiber anmelden. Dazu sendet er mit einer Frist von 5 Werktagen zum Monatsersten das ausgefüllte Formular <Anmeldung von Bilanzkreiswechseln/Erstzuordnung von Neuanlagen/Rückzuordnung von Anlagen> (vgl. Anlage 4 zu BK6-16-200 ) an die hierfür vom Anschlussnetzbetreiber vorgesehene E-Mail-Adresse bzw. verwendet das für diesen Zweck vom Anschlussnetzbetreiber bereitgestellte Online-Formular.<sup>57</sup> Der Anschlussnetzbetreiber hat die Meldungen innerhalb von 3 Werktagen an den Meldungsabsender zu bestätigen.
  - Auch einen Wechsel aus den Formen der Direktvermarktung in die gesetzliche Einspeisevergütung kann der Anlagenbetreiber mit Hilfe des Formulars anmelden. Die Meldung muss in diesem Fall vor Beginn des vorangegangenen Kalendermonats beim Anschlussnetzbetreiber eingehen.
- (4) Der Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers ohne Wechsel der Veräußerungsform kann „jederzeit“ erfolgen (§ 21b Abs. 4 Nr. 1 EEG). Diese Formulierung bedeutet nicht einen unmittelbaren Wechsel ohne Bearbeitungszeit. In den MPES ist vorgesehen, dass die Wechselmeldung mindestens 10 Werktage vor dem gewünschten, ggf. auch untermonatigen Anmeldedatum beim Anschlussnetzbetreiber eingehen muss (vgl. BNetzA-Festlegung MPES, Abschnitt 4.2.1, Tabelle „Fristen für den Lieferbeginn bei EEG-Erzeugungsanlagen“).

---

<sup>57</sup> Hinweis: Da es sich nicht um höchstpersönliche Vorgänge handelt, ist Stellvertretung nicht ausgeschlossen. Um eine geeignete Bearbeitung zu ermöglichen, muss der Stellvertreter die Vollmacht in jedem Fall mit der Anmeldung des Wechsels in verkürzter Frist offenlegen. Andernfalls erfolgt die Zurückweisung des Wechsels.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (5) Bei Neuinbetriebnahme einer Anlage wird empfohlen, diese – sofern keine weiteren Informationen vorliegen – dem EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers zuzuordnen. Je nach installierter Leistung und Inbetriebnahmezeitpunkt ist die Anlage entweder der Einspeisevergütung für kleine Anlagen (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG) oder bei Überschreitung der installierten Leistung von 100 kW der Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG), bei Anlagen nach dem EEG 2014 oder älter der „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ (§ 38 EEG 2014) zuzuordnen.

Soll eine EEG-Anlage direkt ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme dem Bilanzkreis eines Lieferanten zum Zweck der Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 oder 4 EEG zugeordnet werden, so ist dem Anschlussnetzbetreiber die Zuordnung des Zählpunktes der Anlage zu einem anderen als dem EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers mitzuteilen. Dies muss vor Beginn des Monats, der der erstmaligen Direktvermarktung vorangeht, übermittelt werden (siehe die Erstzuordnungsfrist in § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG). Hierzu ist das Excel-Formular nach Anlage 4 BK6-16-200 und die vom Anschlussnetzbetreiber für die Übermittlung angegebene E-Mail-Adresse bzw. alternativ das vom Anschlussnetzbetreiber bereitgestellte Online-Formular zu verwenden. Die erstmalige Zuordnung zu dem Bilanzkreis kann auch untermonatig, jedoch ausschließlich in die Zukunft, erfolgen. Im Anschluss an die Klärung informiert der Anschlussnetzbetreiber den bzw. die vom Anlagenbetreiber zur Aufnahme benannten Lieferanten im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation über die Zuordnung. Vgl. hierzu auch die MPES (Fassung Anlage 3 zum Beschluss BK6-18-032) unter 3.11.

- (6) Jede Anlage bleibt bis zur Vorlage einer erneuten Wechselmeldung in der bisherigen Veräußerungsform.
- (7) Vor der Umsetzung der gewünschten Wechsel prüft der Anschlussnetzbetreiber, ob die Voraussetzungen erfüllt sind bzw. ob aufgrund möglicher Fehler im Rahmen der Anmeldung der gewünschten Veräußerungsform die Anlage zwar in die Veräußerungsform geht, aber trotzdem die Rechtsfolgen nach § 52 Abs. 2 Nr. 2 EEG eintreten müssen (Verlust des Anspruchs auf die Marktprämie). Außerdem sind insbesondere hinsichtlich der Wechselfehler die Ausführungen in der Festlegung der Bundesnetzagentur zu beachten.
- (8) Für den Zeitraum der Direktvermarktung entfällt für den Anlagenbetreiber die Pflicht, den eingespeisten Strom dem Anschlussnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Bei

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

anteiliger Direktvermarktung gilt dies nur in Höhe des Prozentsatzes des direkt vermarkteten Stroms.

- (9) Übermitteln Anlagenbetreiber die Meldungen über den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nicht nach den Anforderungen des § 21c EEG, verringert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert (§ 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG). Die Marktprämie beträgt damit null, ein sich etwa ergebender negativer Wert wird mit null festgesetzt. Der anzulegende Wert ist bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, auf null reduziert (§ 52 Abs. 2 Satz 2 EEG).
- (10) Mögliche Wechselfehler sind:
- a. Verfristete Mitteilung (§ 21c Abs. 1 Satz 1 EEG),
  - b. fehlende oder falsche Angaben hinsichtlich der Veräußerungsform, des anzugebenden Bilanzkreises oder der Prozentsätze bei anteiliger Direktvermarktung (§ 21c Abs. 2 Nr. 1 bis 3 EEG),
  - c. keine Nutzung der durch die Bundesnetzagentur festgelegten Verfahren und Formate (§ 21c Abs. 3 EEG),
  - d. ein untermonatiger Wechsel zwischen den Veräußerungsformen (§ 21b Abs. 1 Satz 2 EEG). Da § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG aber nur auf die Maßgaben nach § 21c EEG abstellt, wird dieser Fall nicht über § 52 EEG sanktioniert. Vielmehr wird der entsprechende Wechsel über die MPES-Prozesse abgelehnt. § 21b Abs. 1 Satz 3 EEG wird nur in Zusammenhang mit den Veräußerungsformen genannt.

Hinweis: Hinsichtlich der Wechselfehler, die über § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und Satz 2 EEG zu sanktionieren sind, ist jedoch anzumerken, dass die BNetzA-Festlegung MPES vorsieht, dass verfristete Anmeldungen und auch andere fehlerhafte Anmeldungen z. T. automatisiert abgelehnt werden dürfen, wodurch die Sanktion des § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG (Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen) in den meisten Fällen leerläuft. Das Ziel, die Fristen einzuhalten, sei auch durch eine automatische Ablehnung gewährleistet. Über die Marktprozesse ist daher, soweit vorgesehen, ein fehlerhafter Wechsel abzulehnen, nicht auszuführen und zu sanktionieren.

- (11) Diese Meldepflichten können nach dem allgemeinen Zivilrecht von den Anlagenbetreibern auch auf zwischengeschaltete Direktvermarkter übertragen werden.

### **7.3 Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und Anschlussnetzbetreiber**

Die von der Bundesnetzagentur in der Festlegung MPES (in der Fassung der Anlage 3 zum Beschluss BK6-18-032 vom 20. Dezember 2018) erlassenen Regelungen (vgl. Abschnitt 7.2) sind auch mit Blick auf den Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferanten (BKV) und Anschlussnetzbetreiber zu beachten. Die in den MPES definierten Geschäftsprozesse verbindlich anzuwenden.

Bei Nutzung der geförderten Direktvermarktung nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG („Marktprämie“) hat der BKV für die geforderte sortenreine Bilanzierung der Strommengen separate Bilanzkreise bei der Energie Codes & Services GmbH zu beantragen (<https://bdew-codes.de>). Für weitere Informationen zur Vergabe und Anwendung von EIC für Bilanzkreise siehe BDEW-Anwendungshilfe „Erläuterungen, Vergabe und Nutzung von Energy Identification Codes (EIC) im deutschen und europäischen Strommarkt“, Version 1.0, Dezember 2017, Link: <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/anwendungshilfe-energy-identification-codes/>

### **7.4 Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB**

- (1) Der avNB übermittelt auf Basis des § 72 Abs. 1 EEG eine monatliche Zuordnung der direkt vermarkteten Anlagen zu den verschiedenen Direktvermarktungstypen in Prozent an den rÜNB.
- (2) Bei den Direktvermarktungsmeldungen vom avNB an den rÜNB sind unten aufgeführte Angaben zwingend erforderlich, sofern dem rÜNB diese Informationen nicht im Rahmen anderer Meldungen des avNB bereits vorliegen. Im Falle einer anteiligen Direktvermarktung nach § 21b Abs. 2 EEG ist für jeden der Bilanzkreise, dem die Anlage zugeordnet ist, eine eigenständige Meldung abzugeben.
  - Anlagenschlüssel
  - Energieträger
  - Installierte Leistung der sich in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen; bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gesamte installierte Leistung, d. h. inkl. der evtl. zusätzlich installierten Leistung
  - Anteil der geförderten Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG (Marktprämie)
  - Anteil sonstigen Direktvermarktung nach 21b Abs. 1 Nr. 4 EEG

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- Bilanzkreis (EIC) für die direkt vermarkteten Strommengen
  - Erfüllung der Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Anlage nach § 20 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG
  - Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags für neue Anlagen
  - Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen entweder unter Angabe der Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie der (voraussichtlichen) Bemessungsleistung oder unter Angabe der nach Maßgaben der Anlage 3 EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ )
- (3) Die Bundesnetzagentur hat für den Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB in der Festlegung MPES (Beschluss BK6-14-200, Tenorziffer 4) folgendes definiert:
- „Die Netzbetreiber haben ab dem 1. April 2015 alle Meldungen über die im Folgemonat in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen jeweils bis spätestens zum Ablauf des 9. WT eines Monats sowie zusätzlich zum Ablauf des 4. letzten WT eines Monats gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzugeben. Inhalte, Struktur und Format der Meldung gibt der jeweilige ÜNB vor.“*
- (4) Abweichend hiervon sind die für die Ausfallvergütung von den Anlagenbetreibern bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats an den avNB übermittelte Mitteilungen zum Wechsel in die Ausfallvergütung bzw. aus dieser Veräußerungsform heraus durch den avNB bis zum viertletzten Werktag des Vormonats an den rÜNB weiterzugeben (MPES). Ergänzend zu den o. g. im Rahmen der regulären Direktvermarktungsmeldungen zu übermittelnden Daten ist auch die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform bereits nutzt, der Energieträger sowie die installierte Leistung mit anzugeben (§ 72 Abs. 1 Nr. 1 c) EEG). Um die Erstellung einer zuverlässigen Prognose für die Vermarktung von EEG-Mengen durch die rÜNB und die von ihnen beauftragten externen Prognoseanbieter gewährleisten zu können, ist es erforderlich, die installierte Leistung der sich in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen von der gesamten EEG-Einspeiseleistung der jeweiligen Regelzone in Abzug zu bringen. Ein Ausbleiben der Direktvermarktungsmeldung an den rÜNB führt zeitgleich zu einer doppelten Vermarktung der Strommengen durch den Direktvermarkter und den rÜNB. Eine Rückabwicklung der aufgrund von Falschmeldungen bzw. verspäteten Direktvermarktungsmeldungen des avNB an den rÜNB entstehenden Differenzen im EEG-Bilanzkreis ist je nach Zeitpunkt der Korrektur gar nicht oder nur unter erheblichem



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Aufwand möglich. Daher ist die fristgerechte Übermittlung der direkt vermarkteten Anlagen durch den avNB an den rÜNB zwingend erforderlich (MPES ).

- (5) Zur Vergütung der Marktprämie durch den avNB ist die Kenntnis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes erforderlich. Zu diesem Zweck veröffentlichen die ÜNB diesen Wert auf der gemeinsamen Internetseite (<http://www.netztransparenz.de/>) bis zum 10. Werktag des Folgemonats (Anlage 1 EEG Nr. 3.2). Der Monatsmarktwert berechnet sich wie folgt:

Bei Wind (ab 1. Januar 2013 getrennt nach Windenergie an Land und Windenergie auf See) und Photovoltaik:

- jeweils mengengewichteter Mittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse nach § 3 Nr. 43a EEG für die Preiszone für Deutschland
- Bestimmung durch die ÜNB basierend auf Online-Hochrechnungswerten

Bei den übrigen (steuerbaren) Energieträgern:

- Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse für die Preiszone für Deutschland

Nach § 85 Abs. 5 EEG gibt die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite bekannt, wenn sich die Strombörse zum 1. Januar eines Kalenderjahres ändert. Derzeit ist es die EPEX Spot SE.

- (6) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind gegenüber dem avNB im Rahmen des Belastungsausgleichs zur Vergütung der nach § 19 oder § 50 EEG an Anlagenbetreiber geleisteten Zahlungen abzüglich der Rückzahlungen nach § 36h Abs. 2, § 46 Abs. 3 und § 46b Abs. 1 EEG nach Maßgabe des Teils 3 des EEG (Marktprämie und Einspeisevergütung) verpflichtet (§ 57 Abs. 1 EEG).



## 8 Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung

Die nachfolgende Abbildung gibt den grundsätzlichen EEG-Ausgleichsprozess schematisch ab 2016 dar. Der EEG Wälzungsmechanismus ab 2016

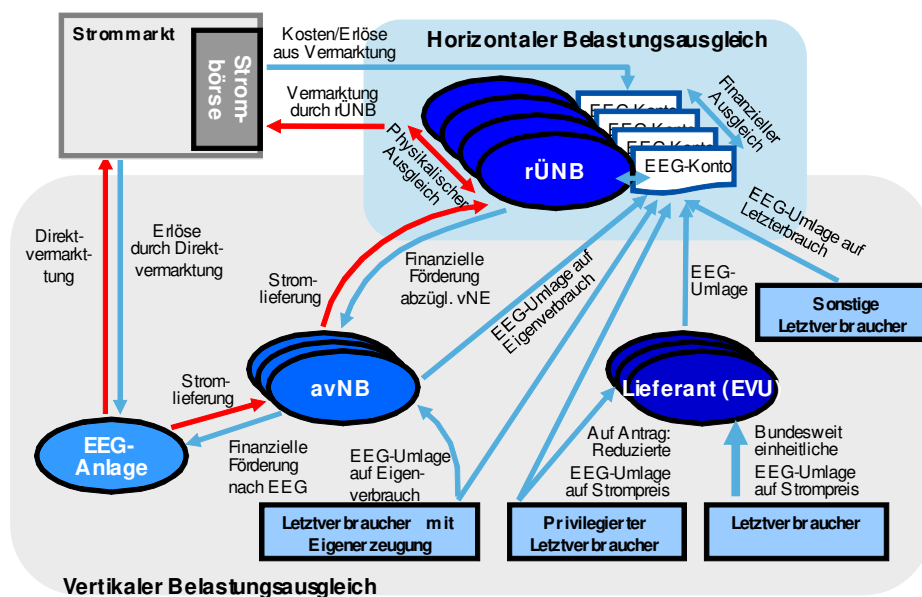


Abbildung 3: EEG-Ausgleichsmechanismus ab August 2016 (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009 und Mieterstrom)

### 8.1 Der EEG-Aufnahmeprozess

- (1) Der unterjährige Ausgleichsmechanismus beginnt mit dem EEG-Aufnahmeprozess. Dieser gliedert sich in zwei Teile:
1. Die Aufnahme der Energiemengen nach dem EEG durch den avNB und ggf. Zahlung der entsprechenden Förderung in Form der Einspeisungsvergütung, des Mieterstromzuschlags oder der Marktprämie (§§ 11 und 19 EEG).
  2. Die unverzügliche Lieferung der durch den avNB aufgenommenen und nicht direkt vermarkteten Strommengen von diesem an den rÜNB, der wiederum die geleisteten Zahlungen erstattet (§§ 56 und 57 EEG).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (2) An diesen zwei Schritten orientiert sich die nachfolgende Beschreibung. Diese stellt den Zielzustand dar, der in der Abwicklung in den einzelnen Regelzonen erreicht werden soll. Dabei werden Veränderungen zu den bisherigen Prozessen rechtzeitig durch

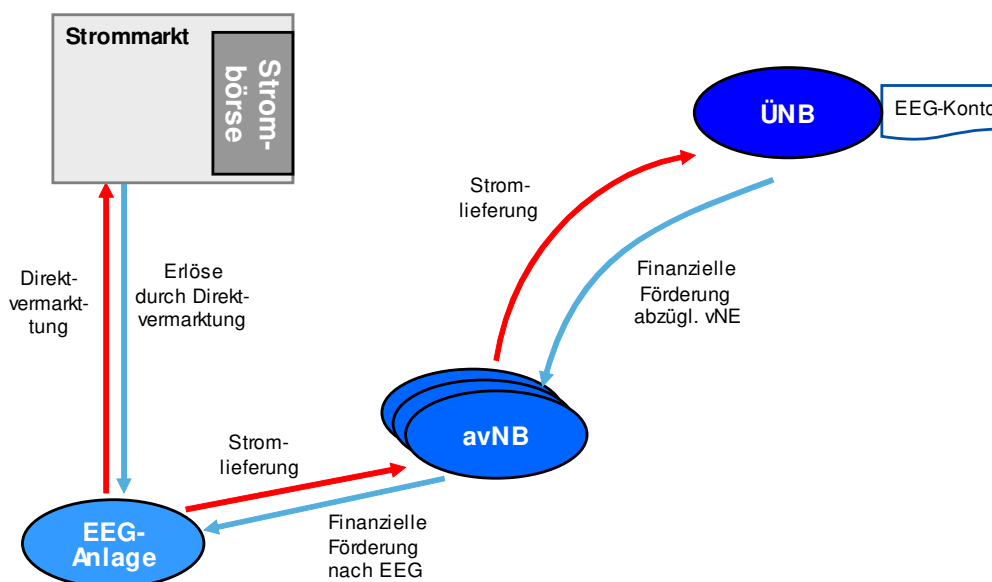


Abbildung 4: Vertikale Wälzung zwischen Anlagenbetreiber, avNB und dem rÜNB (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009 und Mieterstrom)

### 8.1.1 Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB

- (1) Die Aufnahme der Strommengen durch den avNB erfolgt im Falle der Einspeisevergütung durch Zuordnung der Zählpunkte und Energiemengen zu einem in den folgenden Punkten beschriebenen Bilanzkreis. Dieser Bilanzkreis ist dem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der EEG-Abwicklung [nicht dem ÜNB in der Rolle Bilanzkoordinator (BIKO)] rechtzeitig im Vorfeld mitzuteilen.
- (2) Netzbetreiber mit 100.000 Kunden oder mehr haben hierzu gemäß § 11 StromNZV einen gesonderten EEG-Bilanzkreis je Bilanzierungsgebiet zu führen.
- (3) Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden wird empfohlen, einen gesonderten EEG-Bilanzkreis je Bilanzierungsgebiet zu führen. Nur auf diese Weise kann eine ordnungsgemäße Überführung der Energiemengen zum rÜNB sichergestellt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn im entsprechenden Bilanzierungsgebiet neben denen nach dem EEG vergüteten Einspeisungen auch noch Einspeisungen aus der sonstigen

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Direktvermarktung nach § 21a EEG oder nicht förderfähige EEG-Einspeisungen erfolgen und diese im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) mit den EEG-Zeitreihentypen bilanziert werden.

- (4) In der Anlage zum Beschluss BK6-07-002 /14/ der Bundesnetzagentur (MaBiS) regelt Punkt 1.2.4, dass auch Netzbetreiber, die nicht unter § 11 StromNZV fallen, einen Bilanzkreis für die Aufnahme der EEG-Mengen benennen müssen. Das kann der Bilanzkreis sein, der auch der Zuordnung von Restmengen (Verlustmengen, Differenzmengen, Deltazeitreihen) in der Bilanzierung dient. (Siehe jetzt auch unter 3.4 „Vollständige Zuordnung von Energiemengen“, Anlage 4 zum Beschluss BK6-18-023). Die Aufnahme der EEG-Mengen erfolgt bilanzierungsgebietsscharf, um die notwendige Transparenz in der Abwicklung mit dem rÜNB zu erhalten und ein einfaches Datenclearing auf Ebene der Bilanzierungsgebiete zu ermöglichen. Außerdem ist dadurch sichergestellt, dass Veränderungen in der Netzbetreiberverantwortlichkeit (z. B. bei Verpachtung von Netzgebieten) auf die EEG-Abwicklung und die Erfassung von EEG-Mengen über den rund zweijährigen Gesamtabwicklungszeitraum weitestgehend ohne Einfluss bleiben.
- (5) Daher muss auch der nicht unter § 11 StromNZV fallende avNB je Bilanzierungsgebiet einen Bilanzkreis unterhalten, der (auch) die EEG-Mengen aufnimmt. Diesen kann er als direkt durch den rÜNB in seiner Rolle als BIKO abzurechnenden Hauptbilanzkreis oder auch als Unterbilanzkreis<sup>58</sup> zu dem die Restmengen aufnehmenden Bilanzkreis führen bzw. führen lassen. Durch die Führung als Unterbilanzkreis tritt die wirtschaftliche Wirkung möglicher Abweichungen des Unterbilanzkreises allein im führenden Bilanzkreis ein.
- (6) Bereits mit der Einführung des EEG 2009 wurde auf einen zweistufig ausgestalteten Aufnahmeprozess abgestellt. Die direkte Zuordnung von EEG-Einspeisungen unterlagerter Netze zu einem ÜNB-Bilanzkreis ist daher nicht möglich und wurde durch die Einrichtung der EEG-(Unter-)Bilanzkreise des avNB abgelöst.
- (7) Die Zuordnung der Einspeisungen der EEG-Anlagen zu dem aufnehmenden Bilanzkreis erfolgt durch den avNB energieartenscharf und sortenrein<sup>59</sup> durch Verwendung der 21 Zeitreihentypen, die von der BNetzA in der Mitteilung Nr. 5 zur Festlegung BK6-

---

<sup>58</sup> In der Regelzone von TransnetBW wird ein Bilanzkonto geführt.

<sup>59</sup> Dabei werden drei Sorten von Einspeisezeitreihen angewendet: a) Lastgangzählung, b) Standardeinspeiseprofile, c) tagesparameterabhängige Einspeiseprofile.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

07-002 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“ /15/ veröffentlicht wurden (vgl. Anhang 1) unterschieden werden

1. EEG-Strommengen aus EEG-Anlagen mit registrierender ¼-h-Lastgangzählung
2. EEG-Strommengen aus Erzeugungsanlagen ohne ¼-h-Lastgangzählung
  - mittels eines synthetischen Einspeiseprofiles (SEP – außer für PV) oder
  - mittels eines tagesparameterabhängigen (TEP) Einspeiseprofiles.

Ein SEP ist durch den avNB entsprechend branchenüblicher Verfahren mit dem Ziel der möglichst realitätsnahen Abbildung des tatsächlichen Lastgangs zu ermitteln.

- (8) Diese Einspeisezeitreihen werden im Rahmen der Energiemengenbilanzierung an den BIKO (rÜNB) unter Beachtung der jeweils gültigen Regeln übermittelt.
- (9) Die grundsätzlichen Anforderungen an die Ausprägung der Summeneinspeisepprofile für Strom aus Photovoltaikanlagen hat die Bundesnetzagentur mit Vertretern von Netzbetreibern und Verbänden im November 2010 diskutiert und in zwei Dokumenten beschrieben /18/, die im Internet einsehbar sind.
- (10) Folgende Anforderungen sind bei der Bildung der PV-Summeneinspeisepprofile zu beachten:
  1. Grundsätzlich sind nach Vorgabe der BNetzA Referenzmessverfahren anzuwenden. Bandprofile und SEP sind nicht zulässig.
  2. PV-Eigenverbrauch ist in den Zeitreihen geeignet abzubilden. Das hierbei verwendete Verfahren ist dem vorgelagerten rÜNB im Voraus mitzuteilen, damit die eigenverbrauchten Mengen bei der Vermarktung des EEG-Stroms korrekt berücksichtigt werden können. Grundsätzlich gibt es viele verschiedene Berücksichtigungsvarianten des PV-Eigenverbrauchs, die sich in ihrer Komplexität und Genauigkeit stark unterscheiden. Diskutiert werden u. a. folgende Verfahren: Rein messtechnische Umsetzung, Berücksichtigung über eine geeignete Auswahl von Referenzanlagen mit typischen Verhältnis von Last zu Erzeugung, Erzeugung synthetische PV-Eigenverbrauch-Profile durch Kombination von Last- und Erzeugungsprofilen, Faktorreduzierung und Bandreduzierung. Nachfolgend sind die in der Praxis am einfachsten und schnellsten umzusetzenden Varianten beschrieben:

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- a. Faktorreduzierung: Jeder  $\frac{1}{4}$ -h-Wert der Ergebniszeitreihen wird um einen festen Prozentsatz reduziert. Der Prozentsatz des Eigenverbrauchs im Vergleich zur 100 Prozent Erzeugung wird auf Basis historischer Daten (Jahresabrechnungsdaten) je Anlage oder Anlagenverbund berechnet. Bei Neuanlagen ist ein Erfahrungswert anzunehmen.
- b. Bandreduzierung: Aus den historischen Daten wird ein Jahresband für die Anlage bzw. Anlagenverbund berechnet. Dieses Band wird von jedem  $\frac{1}{4}$ -h-Wert der PV-Zeitreihe abgezogen, wobei negative Ergebnisse zu null gesetzt werden. Im Gegensatz zum Verfahren der Faktorreduzierung kommt die Bandreduzierung näher an die realen Gegebenheiten, da bei geringen Erzeugungswerten korrekterweise der komplette Strom der Anlage eigenverbraucht wird. Bei Neuanlagen ist ein Erfahrungswert anzunehmen.

Die nach Nr. 1 und 2 ermittelten Profile werden als TEP verwendet.

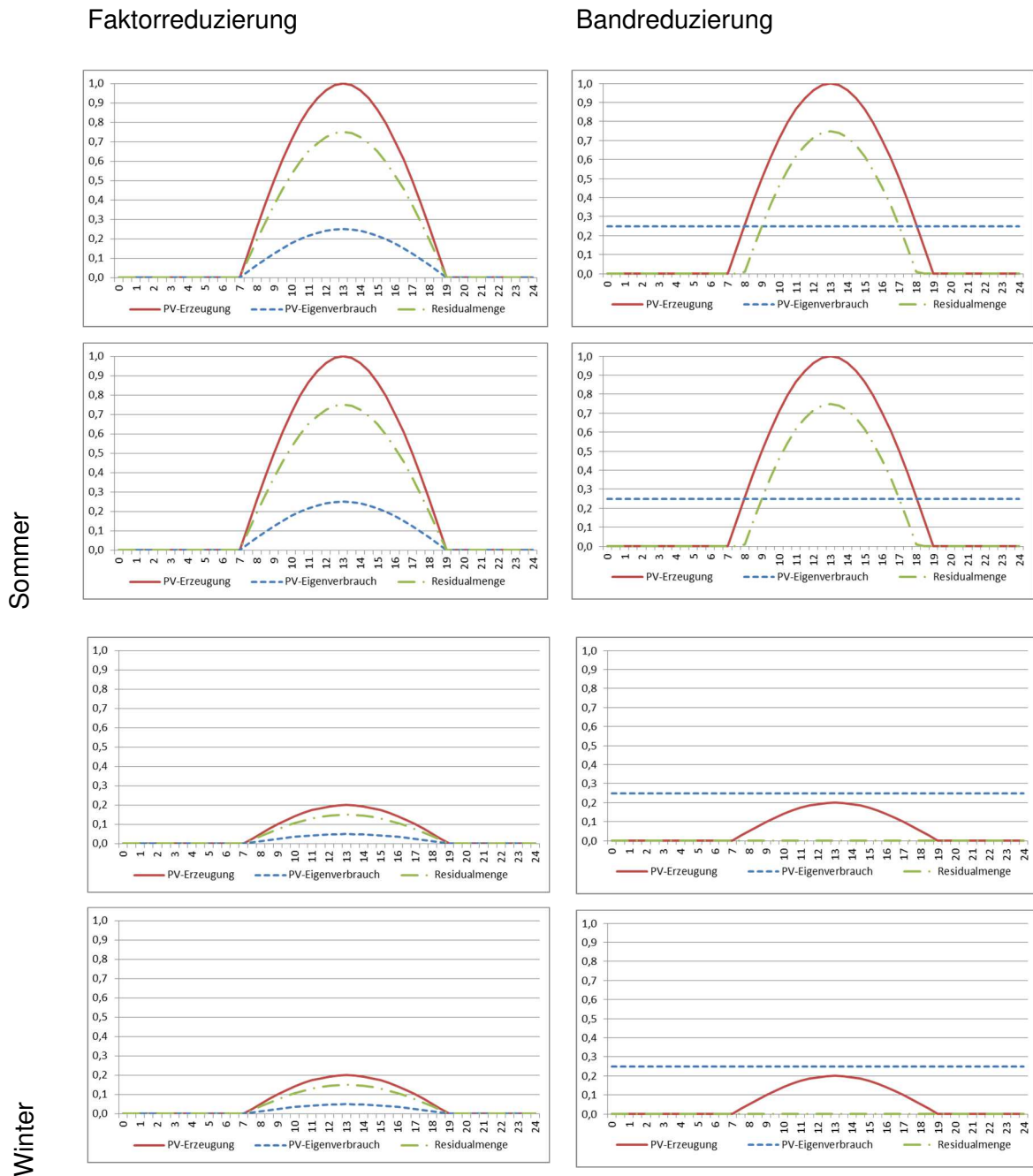


Abbildung 5: Verfahren zur Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch

- (11) Für den dem Netzbetreiber im Rahmen der Förderform nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG zur Verfügung gestellten Strom erhält der Anlagenbetreiber eine entsprechende Einspeisevergütung nach § 21 EEG, auch in der Form der Ausfallvergütung. Für Mieterstrom erhält der Anlagenbetreiber den Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG. Für den Strom in der geförderten Direktvermarktung erhält der Anlagenbetreiber eine

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Marktprämie nach § 20 EEG unter der Bedingung, dass er dem Netzbetreiber das Recht überlässt, diesen Strom nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG als „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen.

- (12) Zahlt ein rÜNB dem avNB eine höhere als im Gesetz vorgesehene finanzielle Förderung, muss er gemäß § 57 Abs. 5 EEG den Mehrbetrag zurückfordern. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezember des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Rückforderungspflicht erlischt insoweit. Für die Rückforderungsansprüche ist eine Aufrechnung mit den Ansprüchen des Anlagenbetreibers nach § 27 Abs. 1 EEG nicht zulässig.
- (13) Im Falle, dass die höhere Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Abs. 4 oder 5 EEG erfolgte und die Rückforderung auf der Anwendung einer nach der Zahlung in anderer Sache ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung beruht, ist der Netzbetreiber berechtigt, insoweit die Einrede der Übereinstimmung der Berechnung der Zahlung mit einer entsprechenden Entscheidung der Clearingstelle zu erheben. Diese Einrede gilt für die Zahlungen, die bis zum Tag der höchstrichterlichen Entscheidung geleistet worden sind (§ 57 Abs. 5 Satz 2 EEG).
- (14) Die Absätze (12) und (13) gelten im Verhältnis des avNB zum Anlagenbetreiber entsprechend (§ 57 Abs. 5 Satz 4 EEG).

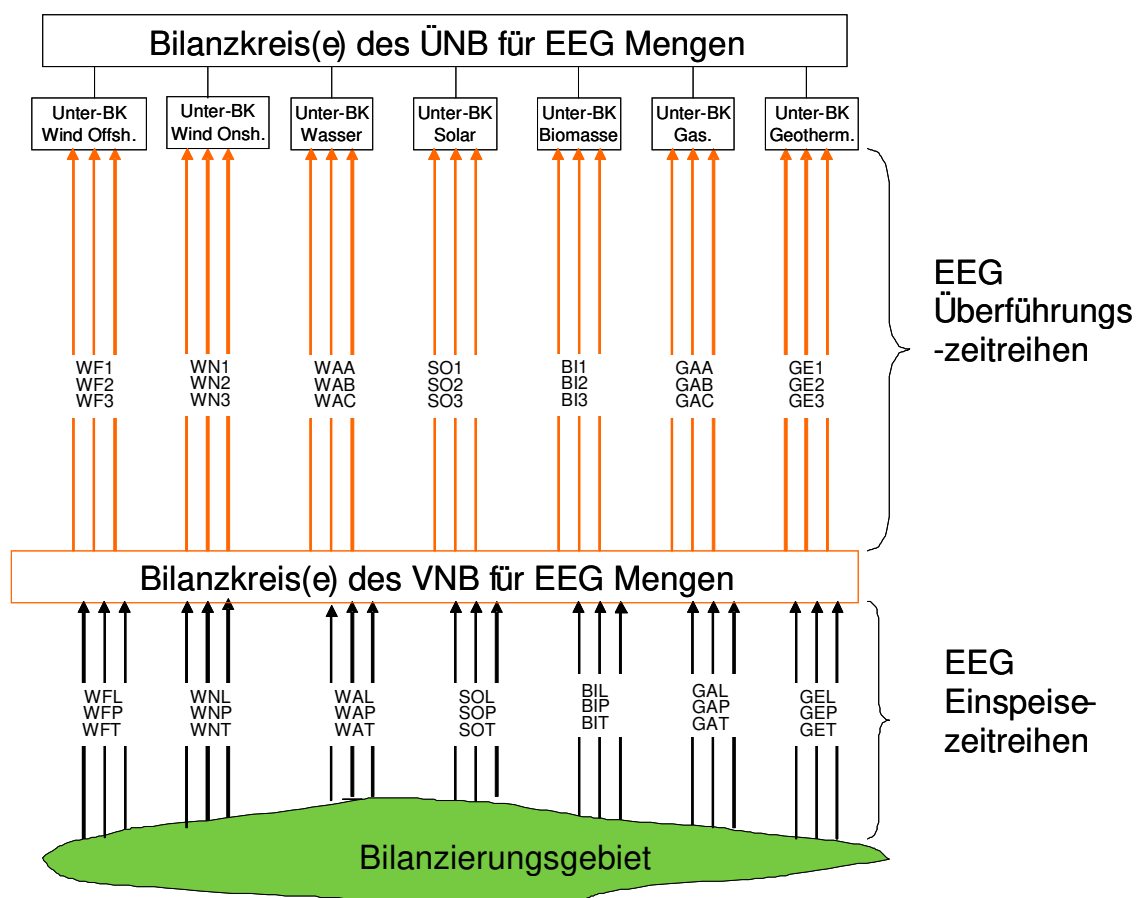
### **8.1.2 Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den rÜNB**

- (1) Nach § 56 EEG muss der avNB unverzüglich an den vorgelagerten rÜNB weitergeben:
  - a. den nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG vergüteten Strom und
  - b. für den gesamten finanziell geförderten Strom das Recht, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen (siehe Abschnitt 8.1.1).
- (2) Die Lieferung der vom avNB aufgenommenen und vergüteten EEG-Mengen an den rÜNB erfolgt entsprechend der MaBiS in der Fassung der Mitteilung Nr. 8 vom 4. Juni 2013 /16//16/ auf Basis von ¼-h-Überführungszeitreihen aus dem die EEG-Einspeisungen aufnehmenden Bilanzkreis des avNB an den EEG-Bilanzkreis (oder

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- EEG-Unter-Bilanzkreise) des rÜNB. Die EEG-Überführungszeitreihen sind dabei energie- und sortenrein zu bilden.
- (3) Es erfolgt die Überführung der EEG-Energiemengen durch „Überführungszeitreihen“, die in dem zum Austausch von Bilanzierungsergebnissen zwischen avNB und rÜNB zu verwendenden Format ausgeprägt sind (vgl. Mitteilung Nr. 8 der BNetzA zu „MaBiS“ /16/).
  - (4) Diese werden gemäß den Vorgaben des ÜNB je Regelzone gemäß Mitteilung Nr. 8 der BNetzA zu „MaBiS“ /16/ energieartenscharf und sortenrein (21 Zeitreihen, vgl. Anhang 1.1) ausgeprägt.
  - (5) Zur energieartenscharfen Trennung der aufgenommenen EEG-Mengen kann der rÜNB unter dem EEG-Bilanzkreis sieben energieartenscharfe Unterbilanzkreise führen. Jeder dieser Unterbilanzkreise nimmt dann die zugehörigen energiearten- und sortenscharfen Überführungszeitreihen je Bilanzierungsgebiet auf.

Die energetische Abwicklung über Bilanzkreise stellt sich somit wie folgt dar:





*Abbildung 6: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein (Hinweis: Zeitreihen SOT und SO2 dürfen nicht mehr genutzt werden.)*

- (6) Die Bildung der Überführungszeitreihen erfolgt durch den rÜNB anhand der an ihn übermittelten und plausibilisierten Einspeisezeitreihen des aufnehmenden Bilanzkreises bilanzierungsgebiets-scharf. Da sich aus den Einspeisezeitreihen die Höhe der Vergütung und der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte nicht eindeutig bestimmen lässt, muss dem rÜNB durch den aufnehmenden avNB zusätzlich die Aufteilung der Energiemengen auf die gültigen EEG-Vergütungskategorien bilanzierungsgebiets-scharf mitgeteilt werden (elektronische Datenmeldung bzw. sog. „Lieferscheine“). Abweichungen der Energiemengen je Energieart zwischen Überführungszeitreihen und Lieferscheinen berechtigen den rÜNB zur Zurückweisung der Lieferscheine.
- (7) In jeder Regelzone hat sich ein Verfahren zur elektronischen Übermittlung dieser Lieferscheine als Basis für die Rechnungsprüfung bzw. Erstellung der Gutschrift zwischen avNB und rÜNB etabliert und dient der beschleunigten Bearbeitung der von den avNB übermittelten Daten.
- (8) Je Kalendermonat ist die Abrechnung der vom avNB an den rÜNB erfolgten Stromlieferungen möglich. Dies erfolgt bis zum 15. Werktag folgendermaßen:
  1. Der rÜNB prüft die ihm vorliegenden Einspeisezeitreihen.
  2. Der rÜNB prüft die erhaltenen Lieferscheine je Bilanzierungsgebiet gegen die EEG-Einspeisezeitreihen.
  3. Bei Plausibilität der EEG Zeitreihe und des Lieferscheins begleicht der ÜNB die durch den avNB gelegte Rechnung bzw. erstellt eine Gutschrift an den avNB.
- (9) Der rÜNB fixiert auf Basis der vorliegenden Einspeisezeitreihen und Prüfmitteilungen mit Datenstand zum 15. Werktag um 24:00:00 Uhr die Überführungszeitreihen, für die noch kein Lieferschein des avNB zu einem früheren Zeitpunkt vorlag.
- (10) Der BKV des aufnehmenden EEG-(Unter-)Bilanzkreises erhält die Überführungszeitreihen im Rahmen der Bilanzkreisabwicklungsprozesse spätestens zum 18. Werktag durch den BIKO (ÜNB) übermittelt.
- (11) Nach dem Zeitpunkt der Fixierung der Überführungszeitreihen ggf. noch auftretende Veränderungen der Einspeisezeitreihen laut Mitteilung Nr. 8 zu MaBiS /16/ (siehe auch

Anhang 1) im aufnehmenden Bilanzkreis verbleiben in diesem und führen zu einer entsprechenden Bilanzabweichung dieses Bilanzkreises im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung. In die EEG-Abwicklung des laufenden Jahres gehen diese Bilanzabweichungen und die daraus resultierenden Differenzmengen nicht mit ein.

- (12) In Anlehnung an die Fristenkette zur Bilanzkreisabrechnung ist in Ausnahmefällen nach vorheriger Abstimmung zwischen avNB und rÜNB bis zum 29. Werktag nach Einspeisemonat eine Modifizierung der Überführungszeitreihen auf Basis von durch den avNB neu vorgelegten Einspeisezeitreihen und entsprechender Lieferscheine möglich. Nach dem 29. Werktag nach dem EEG-Liefermonat ist eine Anpassung ausgeschlossen.

### **8.1.3 Vergütung an den avNB durch den rÜNB**

- (1) Gemäß § 57 Abs. 1 EEG erstattet der rÜNB dem avNB die nach § 19 EEG oder § 50 EEG geleisteten Förder- und Zuschlagszahlungen. Die Erstattung erfolgt hierbei nach Maßgabe der §§ 19 bis 55 EEG. Hiervon sind die Rückzahlungen aufgrund der Standortüberprüfung der Windenergieanlagen an Land nach den §§ 36h Abs. 2, 46 Abs. 3 und 46b Abs. 1 EEG sowie die damit korrespondierenden Zinsansprüche des avNB gegenüber dem Anlagenbetreiber entsprechend abzuziehen. Die Höhe der durch den rÜNB an den avNB für die gemäß Abschnitt 8.1.2 gelieferten EEG-Strommengen zu leistenden Förder- und Zuschlagszahlungen sowie der nach § 21b Abs. 1 Nr. 1, 2 und 3 veräußerten Strommengen lässt sich durch die Zuordnung der EEG-Strommengen zu den einzelnen EEG-Vergütungskategorien errechnen (vgl. Abschnitt 4 ff.).
- (2) Die vermiedenen Netzentgelte durch die dezentrale EEG-Einspeisung der Anlagen, die nicht an Anlagenbetreiber ausgezahlt wurden, sind hingegen gemäß § 57 Abs. 3 EEG vom avNB an den rÜNB gutzuschreiben. Deren Berechnung erfolgt gemäß den Vorgaben von § 120 EnWG i. V. m. § 18 und Anlage 4a StromNEV (zur Bestimmung der unterjährigen Abschläge sind hierbei auch pauschale Ansätze möglich). Bei der Berechnung der vermiedenen Netzentgelte sind nur die Anlagen mit volatiler Erzeugung (Wind und PV) und Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2018 und sonstige Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 zu berücksichtigen.
- (3) Bei der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen, die für den Zeitraum ab dem 1. Januar 2018 gezahlt werden, sind als Obergrenze diejenigen Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (nicht die des vorgelagerten Netzbetreibers)

zugrunde zu legen, die für diese Netz- oder Umspannebene am 31. Dezember 2016 nach Maßgabe von § 120 EnWG i. V. m. § 18 und Anlage 4a StromNEV anzuwenden waren. Dies gilt auch für Erzeugungsanlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind oder werden. Anlagen, die am 31. Dezember 2016 allein an die Höchstspannungsebene angeschlossen waren, erhalten ab 22. Juli 2017 auch dann keine vNE, wenn sie nach dem 31. Dezember 2016 an eine nachgelagerte Netz- oder Umspannebene angeschlossen worden sind oder werden.

- (4) Die vermiedenen Netzentgelte werden für Anlagen mit volatiler Erzeugung und Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2018 ab dem 1. Januar 2018 schrittweise jährlich, jeweils zum 1. Januar des Jahres, um ein Drittel des Ausgangswertes abgesenkt. Ab dem 1. Januar 2020 werden bei diesen keine vermiedenen Netzentgelte mehr gewährt (§ 120 EnWG i. V. m. § 18 Abs. 5 StromNEV).
- (5) Eine detaillierte Anleitung zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte enthält der VDN-Leitfaden /96/. Zur Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung siehe Kapitel 7. Das Beiblatt zum BDEW/VKU-Leitfaden /97/ zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung ist ggf. zu berücksichtigen.
- (6) Ferner werden gemäß § 57 Abs. 2 EEG 50 Prozent der Kosten der Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß den Vorgaben der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) von dem rÜNB an den avNB erstattet (vgl. Abschnitt 6.1.2). Die Kostenwälzung für die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der SysStabV sowie der Report gegenüber dem rÜNB wird im entsprechenden BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber /98/ beschrieben.
- (7) Zahlt ein rÜNB dem avNB eine höhere als im Gesetz vorgesehene finanzielle Förderung, muss er den Mehrbetrag zurückfordern (s. hierzu Abschnitt 8.1.1).

## **8.2 Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB**

- (1) Auf Basis der Prognosewerte der voll umlagepflichtigen sowie der privilegierten und eigenerzeugten Letztverbräuche wird der für das jeweilige Kalenderjahr gültige Verteilungsschlüssel der ÜNB berechnet und für den unterjährigen Horizontalausgleich zugrunde gelegt.
- (2) Der unterjährige Horizontalausgleich erfolgt derzeit in drei Teilprozessen:

### 1. Unverzögerlicher Ausgleich

Wind: Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle Windeinspeisung in der Regelzone eines jeden ÜNB wird anhand des Verteilungsschlüssels in einen Selbstbehalt und für die nächste Viertelstunde gültige Lieferungen an die anderen ÜNB aufgeteilt. Die in einem Monat nach diesem System ausgetauschten Energiemengen stellen sich die ÜNB, bewertet mit dem prognostizierten Wind-Durchschnittspreis, gegenseitig in Rechnung.

PV: Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle PV-Einspeisung in der Regelzone eines jeden ÜNB wird auf Basis einer Kurzfristprognose für die nächste Viertelstunde extrapoliert und anhand des Verteilungsschlüssels in einen Selbstbehalt und gültige Lieferungen an die anderen ÜNB aufgeteilt. Die in einem Monat nach diesem System ausgetauschten Energiemengen stellen sich die ÜNB, bewertet mit den prognostizierten regelzonenspezifischen PV-Durchschnittspreisen, gegenseitig in Rechnung.

Im Ergebnis erfolgt ein „quasi-online“-Horizontalausgleich der bundesweiten Wind- und PV-Einspeisung.

Das System zur Ermittlung der Ist-Einspeisung und des unverzüglichen Horizontalausgleichs wird konsequent weiterentwickelt.

### 2. Ausgleich über Fahrpläne (betrifft Energiearten, für die derzeit noch kein Ausgleich des fluktuierenden ¼-h-Anteils erfolgt)

Entsprechend den im Vormonat ermittelten Prognosewerten werden für den Fördermonat Energielieferungen in Bandform als Fahrplan und Zahlungen zwischen den ÜNB vereinbart, so dass im Ergebnis jeder ÜNB einen energetischen und finanziellen Anteil nach dem Verteilungsschlüssel erhält.

### 3. Finanzieller Belastungsausgleich

Die rÜNB erfassen nach Ablauf eines Kalendermonats die Kontostände der EEG-Konten und gleichen diese entsprechend dem Verteilungsschlüssel untereinander aus. Der Saldo der EEG-Konten wird differenziert nach den Einnahmen- oder Ausgabepositionen der EEV bzw. der EEAV spätestens am 10. Werktag des Folge-monats im Internet veröffentlicht (§ 3 Abs. 2 EEAV). Ferner gleichen die rÜNB untereinander ebenfalls die unterschiedlichen Belastungen aus den Zahlungen der Marktprämie sowie aus der Erstattung der vermiedenen Netzentgelte untereinander aus.

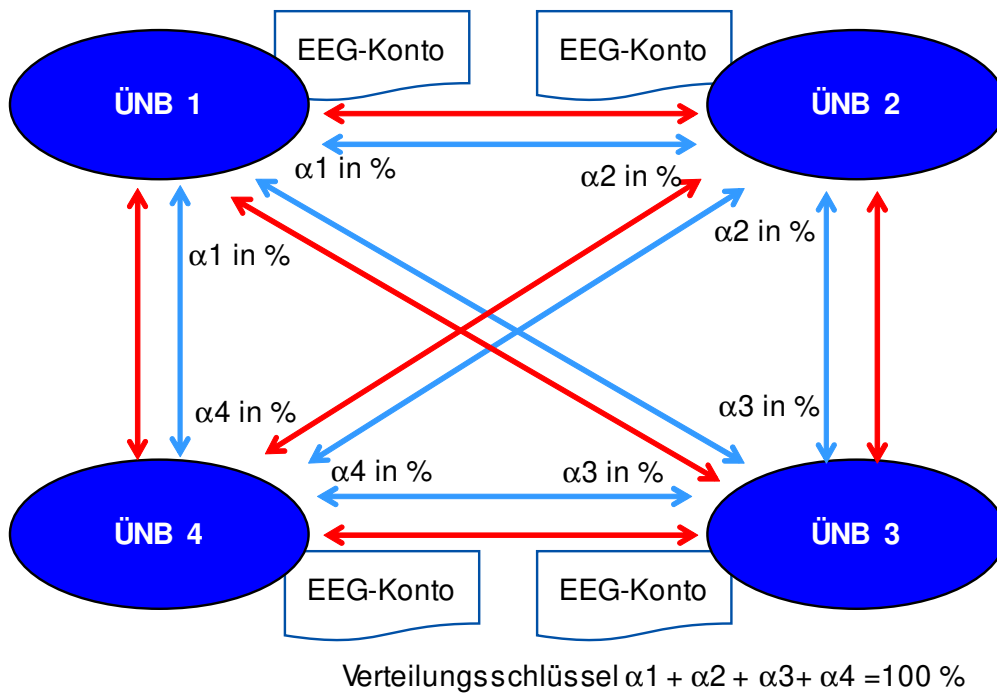


Abbildung 7: Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den ÜNB

### 8.3

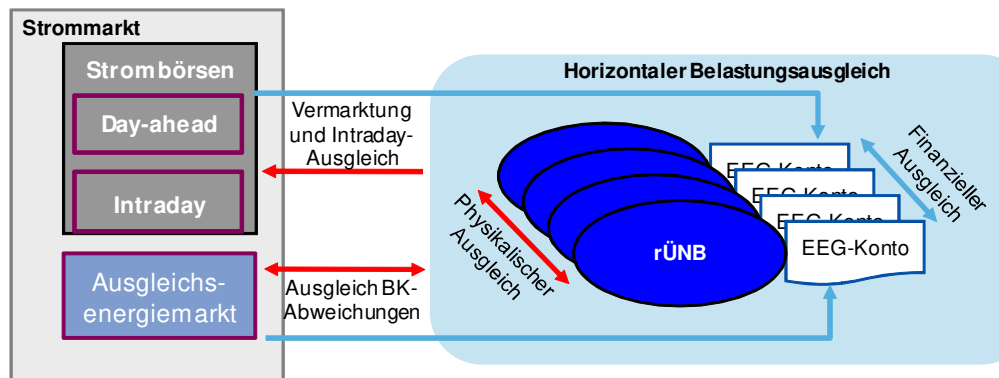


Abbildung 8: Vermarktung des EEG-Stroms durch ÜNB

- (1) Die Vorschriften zur Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber sind in § 59 EEG, § 2 EEV sowie in §§ 1 und 8 EEA V geregelt.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (2) Grundsätzlich wird der von den ÜNB für den Folgetag prognostizierte aufzunehmende EEG-Strom unter Berücksichtigung des physikalischen Horizontalausgleichs am Day-Ahead-Markt einer Strombörse über eine marktgekoppelte Auktion mit stündlichen Handelsprodukten zu preisunabhängigen Geboten vermarktet. Für Stunden des Folgetages, für die im Fall von negativen Preisen an der Strombörse ein Aufruf zur zweiten Auktion ergeht, kann der ÜNB nach bestimmten Vorschriften (beschrieben in § 8 EEA-V, vgl. auch Abschnitt 9.4.4.1) den aufgenommenen EEG-Strom über preisabhängige Gebote vermarkten. Die dabei nicht day-ahead vermarkteten Mengen müssen intraday von den ÜNB vermarktet bzw. ausgeglichen werden.
- (3) Abweichungen zwischen der gemäß jeweils aktueller Prognose vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisung und der über stündliche Handelsprodukte vermarkteten bzw. zu vermarktender Einspeisung können bereits am Vortag am Spotmarkt einer Strombörse mit viertelstündlichen Handelsprodukten ausgeglichen werden. Gebote können hierbei auch preislimitiert eingestellt werden.
- (4) Weitere Abweichungen zwischen den bereits vermarkteten Mengen und den laufend aktualisierten untertägigen Einspeiseprognosen werden durch Zu- oder Verkäufe im kontinuierlichen Handel am Intraday-Markt einer Strombörse ausgeglichen. Verbleibende Abweichungen führen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung finanziell bewertet.
- (5) Die für die Vermarktung in einem Kalenderjahr relevante Strombörse ist diejenige, die im ersten Quartal des vorangegangenen Kalenderjahres das höchste Handelsvolumen für Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt aufgewiesen hat (§ 3 Nummer 43a EEG). Die Bundesnetzagentur macht die etwaige Änderung der für das Folgejahr relevanten Strombörse bis zum 31. Oktober des vorangegangenen Kalenderjahres auf ihrer Internetseite bekannt (§ 85 Abs. 5 EEG).

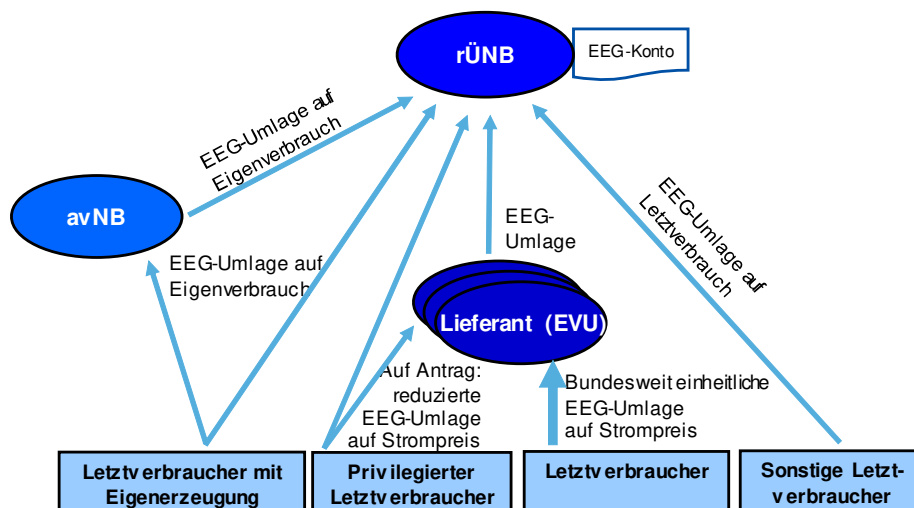


Abbildung 9: Erhebung der EEG-Umlage

- (1) Die nicht über die in der EEG genannten Erlöse, v. a. die Vermarktungserlöse, gedeckten Kosten der Umsetzung des EEG sowie Zinserlöse werden nach §§ 60 bis 61 EEG über eine Umlage erhoben.<sup>60</sup> Die Höhe der Umlage wird von den ÜNB gemäß den Vorgaben des EEG, der EEG und EEGAV sowie in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur auf der Basis von prognostizierten Kosten und Erlösen für das Folgejahr ermittelt und bis zum 15. Oktober jedes Jahres unter <http://www.netztransparenz.de> veröffentlicht (vgl. Abschnitt 9.4.3.1). Mehr- oder Mindereinnahmen aus Vorjahren und dem laufenden Jahr werden dabei berücksichtigt. Die Festlegung der Umlage erfolgt für ein Kalenderjahr.
- (2) Die notwendige beihilferechtliche Genehmigung der Eigenversorgungsregeln des EEG 2017 wurde am 19. Dezember 2017 neu erteilt bzw. über den 31. Dezember 2017 hinaus auf 10 Jahre verlängert.<sup>61</sup> Hiervon ausgenommen war die Genehmigung des § 61b Nr. 2 EEG 2017 (Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Anlagen). Die Bestimmungen des § 61b Nr. 2 EEG 2017 wurden daher im Rahmen des Energiesammelgesetzes durch die §§ 61b bis 61d EEG 2017 neu ersetzt, welche sodann rückwirkend

<sup>60</sup> Diese Umlage ist in der Regel umsatzsteuerfrei. Liefert das EVU an einen Endkunden, unterliegt die EEG-Umlage allerdings der Umsatzsteuer. Zur umsatzsteuerrechtlichen Behandlung von EEG-Sachverhalten, insbesondere bei Eigenversorgung siehe die BDEW-Anwendungshilfe „Umsatzsteuer und EEG“, [Link](#).

<sup>61</sup> C (2017) 8482 final.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

zum 1. Januar 2018 in Kraft traten. Nach marginalen Änderungen durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes („NABEG 2.0“) haben die EEG-Änderungen durch das Gesetz zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen („EDLG“) die EEG-Umlagepflicht für die Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Neuanlagen wieder auf einheitlich 40 Prozent der EEG-Umlage rückwirkend zum 1. Januar 2019 zurückgeführt. Spezielle Anforderungen an die Einsatzstoffe für diese EEG-Umlage-Reduzierung durch NABEG und EDLG finden sich aktuell in § 61c Abs. 1 EEG 2017.

- (3) Für eine ausführliche Darstellung der EEG-Umlagepflicht im Rahmen von §§ 60 bis 61l EEG wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (3. Auflage) /90/ verwiesen. Die Clearingstelle EEG/KWKG hat zu verschiedenen Fragen der Eigenversorgung, u. a. zur messtechnischen Abbildung die Empfehlung 2014/31 /48/, zu Anwendungsfragen zu Speichern im EEG 2014 die Empfehlung 2016/12 /50/ sowie zur Anwendung des § 61k EEG (EEG-Umlage bei Stromspeichern) die Empfehlung 2017/29 /52/ veröffentlicht. Zudem hat die Bundesnetzagentur einen Leitfaden zur Eigenversorgung /22/ bereitgestellt.
- (4) Jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), das im Geltungsbereich des EEG Letztverbraucher mit Strom beliefert, ist verpflichtet, für jede an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom die jeweils gültige EEG-Umlage an den rÜNB zu entrichten. Dies gilt auch für außerhalb von Netzen für die allgemeine Versorgung an Dritte gelieferte Strommengen.<sup>62</sup> Die unterjährigen Abschlagszahlungen basieren auf monatlichen bilanzkreisscharfen Prognosemeldungen der Lieferanten an den rÜNB. Es wird widerleglich vermutet, dass Energiemengen, die aus einem beim ÜNB geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden und für die keine bilanzkreisscharfe Meldung eines EVU nach § 74 EEG vorliegt, von dem Inhaber des Bilanzkreises an Letztverbraucher geliefert wurden (§ 60 Abs. 1 Satz 5 EEG).
- (5) Für Belieferungen von nicht privilegierten Letztverbrauchern hat der Lieferant an den rÜNB die jeweils gültige EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten. Dies gilt auch für die Belieferung von Mietern mit Mieterstrom.
- (6) Für Lieferungen an privilegierte Letztverbraucher nach §§ 63 bis 69a sowie § 103 EEG (Besondere Ausgleichsregelung, „Härtefallkunden“) reduziert sich die EEG-Umlage für

---

<sup>62</sup> Dies wurde durch Urteile des Bundesgerichtshofs /33/ /34/ bestätigt. Entsprechend galt auch die Pflicht zur Abnahme von EEG-Strom nach dem bis 31. Dezember 2009 gültigen Wälzungsmechanismus für Strommengen, die in Objektnetzen an Dritte geliefert wurden.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

den Strom, der von dem Letztverbraucher selbst verbraucht wird (§§ 64 und 65 EEG). Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Privilegierung ist ein Bescheid des BAFA. Die Abrechnungen gemäß § 64 sowie § 103 EEG erfolgen direkt zwischen dem ÜNB und dem privilegierten Letztverbraucher. Die Abrechnungen für Schienenbahnen nach § 65 EEG erfolgt, wie bisher, über das EVU.

- (7) Auch für sonstigen Verbrauch von Strom durch Letztverbraucher, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird und nicht Eigenversorgung darstellt (§ 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG), kann der rÜNB von dem Letztverbraucher 100 Prozent der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG verlangen, sofern der Anspruch nicht nach den §§ 61a bis 61g und § 61l EEG entfällt oder sich verringert. Darunter fallen u. a. direkte Belieferungen des Letztverbrauchers über die Strombörse, Auslandssachverhalte<sup>63</sup> sowie Eigenverbräuche bei Personenidentität, die aber die weiteren Voraussetzungen einer Eigenversorgung nicht erfüllen.<sup>64</sup>
- (8) Für die Zwischenspeicherung von Strom enthält § 61l Abs. 1 bis 1b EEG 2017 eine spezielle Regelung. Hiernach kann die EEG-Umlage für den von einem Speicher bezogenen Strom in der Höhe und in dem Umfang verringert werden, in der für den entnommenen Strom EEG-Umlage gezahlt wird (im Einzelnen hierzu unten Abschnitt 8.4.2).
- (9) Die Umlagepflicht entfällt für die zur Erzeugung von Speichergas benötigten Strommengen in der Höhe, in der das Speichergas ggf. nach Zwischenspeicherung im Erdgasnetz zur Stromerzeugung eingesetzt, ins Netz eingespeist wird und für diesen die EEG-Umlage gezahlt wird (§ 61l Abs. 2 Satz 2 EEG).
- (10) Ferner sind die an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 StromNEV gelieferten Mengen von der Umlagepflicht befreit (§ 61l Abs. 3 EEG). Die im EEG 2017 eingeführte Sanktion, dass bei Nichtmeldung der Basisangabe dieses Sachverhalts der Anspruch auf EEG-Umlage sich um 20 Prozent erhöht, wurde mit dem EDLG-Änderungsgesetz rückwirkend zum 1. Januar 2017 (nur) für die Kalenderjahre 2017 und 2018 aufgehoben (§ 61l Abs. 4 Satz 4 EEG (neu)). Für 2019 muss daher die Meldung über die von den ÜNB geführten Meldeportale angegeben werden.

---

<sup>63</sup> Soweit diese nicht bereits unter die EltVU-Umlagepflicht nach § 60 Abs.1 Satz 1 EEG fallen.

<sup>64</sup> Dies sind bspw. Neuanlagen, wenn der Strom über das Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (11) Im Grundsatz sind auch alle Eigenversorgungen<sup>65</sup> EEG-umlagepflichtig, sofern für den jeweiligen Anwendungsfall im EEG oder anderen Gesetzen (z. B. § 8d KWKG) keine ausdrückliche Ausnahme oder Verringerung geregelt ist.
- (12) Eine verringerte EEG-Umlage kann für die Eigenversorgung aus EEG-Anlagen geltend gemacht werden (§ 61b EEG), sofern der Eigenversorger seiner Meldepflicht der endabrechnungsrelevanten Daten fristgerecht nachgekommen ist (§ 61i Abs. 1 i. V. m. § 74a Abs. 2 Satz 2 bis 4 EEG).
- (13) Für das Kalenderjahr 2017 konnte entsprechend der beihilferechtlichen Genehmigung<sup>66</sup> für die Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Anlagen ebenfalls noch eine verringerte EEG-Umlage geltend gemacht werden entsprechend § 61b Nr. 2 EEG 2017 (alt). Für den Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2018 und 31. Dezember 2018 waren für die Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Anlagen die im Rahmen des Energiesammelgesetzes eingeführten Regelungen gemäß §§ 61c und 61d EEG 2017 (neu) anzuwenden. Rückwirkend zum 1. Januar 2019 gelten die §§ 61c und 61d EEG 2017 (neu) in der Fassung durch das EDLG. Die EEG-Umlagepflicht für die Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Neuanlagen unter den in § 61c Abs. 1 EEG genannten Voraussetzungen wurde damit einheitlich und unabhängig von der Leistungsgröße auf 40 Prozent der EEG-Umlage zurückgeführt. Für die Endabrechnung des Kalenderjahres 2018 ändert sich nichts. Für eine ausführliche Darstellung der EEG-Umlagepflicht wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (3. Auflage) /90/ verwiesen.<sup>67</sup>
- (14) Von der EEG-Umlage vollständig befreit ist der Strom bei Eigenversorgungen in folgenden Fällen gemäß § 61a EEG:
- a. Kraftwerkseigenverbrauch
  - b. Inselversorgung (weder unmittelbarer noch mittelbarer Anschluss an ein Netz)

---

<sup>65</sup> Eigenversorgung gemäß § 3 Nr. 19 EEG: Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

<sup>66</sup> Siehe den [Beschlusstext](#) der beihilferechtlichen Genehmigung C (2017) 8482 final.

<sup>67</sup> In der Fassung durch das Energiesammelgesetz. Die Anwendungshilfe wird derzeit überarbeitet und aktualisiert.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- c. Vollständige Selbstversorgung aus EE-Anlagen, wobei für den nicht selbstverbrauchten EE-Strom keine finanzielle Förderung nach EEG in Anspruch genommen wird.<sup>68</sup>
- d. Stromeigenverbrauch aus Anlagen mit installierter Leistung von höchstens 10 kW; dies gilt für maximal 10 MWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr und für die Dauer von 20 Kalenderjahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage. Bei der Bestimmung der Leistungsgrenze ist § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG entsprechend anzuwenden.<sup>69</sup>
- e. Stromeigenversorgung aus Bestandsanlagen nach §§ 61e und 61f EEG, wenn
  - i. der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt,
  - ii. der Letztverbraucher den Strom selbst verbraucht und
  - iii. der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage verbraucht (die Prämisse iii gilt nicht für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1. September 2011).

Eine Bestandsanlage ist u. a. eine Stromerzeugungsanlage, die der Letztverbraucher bereits vor dem 1. August 2014 unter Einhaltung der oben genannten Anforderungen als Eigenerzeuger, betrieben hat oder eine Stromerzeugungsanlage, die vor dem 1. Januar 2018 eine andere Bestandsanlage an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt, es sei denn die installierte Leistung ist durch diese Maßnahme um mehr als 30 Prozent erhöht worden.<sup>70</sup>

Soweit der Letztverbraucher, der die Stromerzeugungsanlage betreibt, nicht personenidentisch mit dem ursprünglichen Letztverbraucher ist, kann sich

---

<sup>68</sup> Ein weiterer Strombezug aus dem Netz scheidet damit aus, siehe zu dieser Ausnahme die Auslegung durch die Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 (Leitsätze 1 und 2) /48/ und in der BDEW-Stellungnahme zu diesem Verfahren.

<sup>69</sup> Siehe zu dieser Ausnahme die Auslegung durch die Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 (Leitsätze 3 bis 5) und in der BDEW-Stellungnahme zu diesem Verfahren.

<sup>70</sup> Siehe § 61c Abs. 2 EEG für alle Fälle von Bestandsanlagen sowie für die Nutzungseinschränkungen im Falle von Anlagenerneuerungen.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

unter den Voraussetzungen des § 61h EEG auch der Rechtsnachfolger auf Bestandsschutz berufen. Aufgrund der Ende 2017 abgelaufenen Mitteilungsfristen und der noch früheren Fristen für die Rechtsnachfolge ist aktuell nur die Fallgruppe des Erben des ursprünglichen Letztverbrauchers relevant (§ 61h Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 a) EEG).<sup>71</sup>

Für die übrigen Fälle der Eigenversorgung werden die Strommengen mit einer Umlage in einer Höhe von bis zu 100 Prozent der im jeweiligen Jahr gültigen EEG-Umlage nach Maßgabe von §§ 61b (bei neuen EEG- Anlagen) und 61g EEG (bei Ersetzung von Bestandsanlagen) belegt.<sup>72</sup> Für das Zwischenspeichern von Strom in einem Stromspeicher gilt die Spezialregelung in § 61i EEG.

Für die Überprüfung der Umlagepflicht von Eigenversorgern können sich die rÜNB nach § 73 Abs. 5 EEG vom BAFA, den Hauptzollämtern und den Netzbetreibern erforderliche Daten übermitteln lassen. Die gilt entsprechend, wenn für die Erhebung der EEG-Umlage der Verteilnetzbetreiber zuständig ist (§ 72 Abs. 3 EEG).

- (15) Wenn der Letztverbraucher oder Eigenversorger für das jeweilige Kalenderjahr seine Mitteilungspflichten nach § 74a Abs. 2 Satz 2 bis 4 EEG (endabrechnungsrelevante Daten, insbesondere EEG-umlagepflichtige Strommengen) nicht fristgerecht erfüllt hat, erhöht sich die nach §§ 61b bis 61g EEG verringerte Umlage auf 100 Prozent (§ 61i Abs. 1 EEG).
- (16) Der nach § 61a EEG entfallene oder nach den §§ 61b bis 61g EEG verringerte Anspruch der Netzbetreiber erhöht sich für das jeweilige Kalenderjahr um 20 Prozentpunkte, wenn der Letztverbraucher oder der Eigenversorger seine Mitteilungspflichten nach § 74a Abs. 1 EEG („Basisangaben“) nicht spätestens bis zum 28. Februar des Jahres erfüllt, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflichten unverzüglich zu erfüllen gewesen wären. Wenn die Mitteilung nach § 74a Abs. 1 EEG gegenüber einem Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen hat, so gilt abweichend hierzu der Fristablauf zum 31. Mai des Jahres (vgl. § 61i Abs. 2 EEG)
- (17) Kommen EVU ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht rechtzeitig nach, so müssen sie diese Geldschuld nach § 352 Abs. 2 Handelsgesetzbuch (HGB) ab Eintritt der Fälligkeit verzinsen. Diese Regelung gilt entsprechend, wenn die Fälligkeit nicht

---

<sup>71</sup> Siehe ausführlich zu den verschiedenen Fallgruppen die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (2. Auflage).

<sup>72</sup> Für eine ausführliche Darstellung der Regelungen der §§ 61e bis 61g EEG wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (2. Auflage) verwiesen.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

eintreten konnte, weil das EVU die von ihm gelieferten Strommengen entgegen § 74 Abs. 2 EEG nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat; ausschließlich zum Zweck der Verzinsung gilt in diesem Fall die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die nach § 74 Abs. 2 EEG mitzuteilende Strommenge eines Jahres spätestens am 1. Januar des Folgejahres als fällig (§ 60 Abs. 3 EEG). Einwände gegen Forderungen der ÜNB auf Zahlungen der EEG-Umlage berechtigen zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung nur, soweit die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers besteht (vgl. § 60 Abs. 2 Satz 1 EEG). Diese Regelungen gelten für die Letztverbraucher mit Eigenversorgung bzw. sonstigen Verbrauch von Strom, der nicht von einem EVU geliefert wurde, entsprechend (§ 61j Abs. 4 EEG).

- (18) Im Fall von Zahlungsrückständen des EVU von mehr als einer Abschlagsforderung dürfen die ÜNB den Bilanzkreisvertrag gegenüber dem EVU kündigen, wenn die Zahlung der Rückstände trotz Mahnung und Androhung einer Kündigung nicht innerhalb von drei Wochen nach Androhung der Kündigung erfolgt ist. (§ 60 Abs. 2 Satz 3 EEG). Die gleiche Regelung gilt auch für die Datenmeldungen der EVU an ÜNB nach § 74 Abs. 2 EEG, mit der Maßgabe, dass die Frist für die Meldung der Daten nach Androhung der Kündigung sechs Wochen beträgt. ÜNB, die von diesem Kündigungsrecht Gebrauch machen, informieren alle betroffenen Netzbetreiber, in deren Netz der Bilanzkreis physische Entnahmestellen hat, über die Kündigung des Bilanzkreisvertrages.

#### **8.4.1 Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern durch Netzbetreiber**

- (1) Die Erhebung der EEG-Umlage bei Eigenversorgung erfolgt im Grundsatz durch den Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist (§ 61j EEG). Für eine ausführliche Darstellung der Abwicklung der Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (3. Auflage) /91/ sowie den von der BNetzA veröffentlichten Leitfaden zur Eigenversorgung /22/ verwiesen. Die Übertragungsnetzbetreiber erheben die EEG-Umlage bei Eigenversorgern nur in folgenden Fällen (§ 61j Abs. 1 EEG):
- a. Bei Stromerzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- b. Bei Stromerzeugungsanlagen an Abnahmestellen, an denen die EEG-Umlage nach der besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 63 bis 69 EEG oder nach § 103 EEG begrenzt ist.
  - c. Bei Stromerzeugungsanlagen, deren Strom zum Teil unmittelbar an Letztverbraucher geliefert wird, die nicht mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage personenidentisch sind (Belieferung an Dritte). Dies gilt auch nach Beendigung der Lieferbeziehung weiter, wobei in diesem Fall der Betreiber der Stromerzeugungsanlage dem Anschlussnetzbetreiber die Beendigung des Lieferverhältnisses mitteilen muss (§ 61j Abs. 1 Satz 4 EEG).
  - d. In Fällen des § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG (sonstiger Verbrauch von Strom, der nicht von einem EVU geliefert wird).
- (2) Der Netzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber können untereinander auch eine abweichende Zuständigkeit für die Erhebung der EEG-Umlage bei Eigenversorgern vertraglich vereinbaren, sofern dies volkswirtschaftlich angemessen ist. Dies könnte bspw. der Fall sein, wenn vormalige privilegierte Letztverbraucher weiterhin vom rÜNB abgewickelt werden, obwohl die Pflicht nach § 61j Abs. 2 EEG beim avNB läge. Darüber hinaus kann es in Konstellationen sinnvoll sein, in denen ein Eigenversorger auf seinem Grundstück zwei Stromerzeugungsanlagen betreibt und eine der Anlagen allein zur Eigenversorgung verwendet, aus der anderen Anlage aber auch einen dritten Letztverbraucher beliefert. Möglicherweise ist es ineffizient, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlagen für die erste Anlage die EEG-Umlage nach § 61 EEG an den Verteilernetzbetreiber nach § 61j Abs. 2 Satz 1 EEG zahlen müsste, für die andere Anlage hingegen nach § 61j Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG an den Übertragungsnetzbetreiber. Ob die beteiligten Netzbetreiber nach § 61j Abs. 2 Satz 1 EEG in den genannten Fällen vereinbaren können, dass der Betreiber der Stromerzeugungsanlagen die EEG-Umlage nach § 61 EEG insgesamt an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hat, bedarf jeweils einer Einzelfallprüfung.
- (3) Im Fall der Umlageerhebung durch den rÜNB ist jeweils der rÜNB zuständig, in dessen Regelzone der Strom verbraucht wird. Sofern zweckmäßig können die Übertragungsnetzbetreiber untereinander auch eine abweichende örtliche Zuständigkeit vertraglich vereinbaren (§ 61j Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG).
- (4) Die Netzbetreiber müssen nach § 61k Abs. 1 EEG bei der Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

anwenden. Die Netzbetreiber sind gemäß den Gesetzesmaterialien zur Vorgängerregelung des § 8 Abs. 1 AusglMechV explizit zu einem gründlichen Vorgehen bei der Erhebung der EEG-Umlage verpflichtet.

- (5) Auf die Zahlung der EEG-Umlage kann der zuständige Netzbetreiber vom Eigenversorger monatlich jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang verlangen. Die Erhebung dieser monatlichen Abschläge ist gemäß § 61j Abs. 3 Satz 2 EEG insbesondere nicht angemessen
1. bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt und
  2. bei anderen Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt.

Bei der Ermittlung der installierten Leistung sind die Regelungen zur Förderung von Strom aus mehreren Anlagen (§ 24 Abs. 1 Satz 1 EEG) entsprechend anzuwenden.

- (6) Einwände des Eigenversorgers gegen die Forderungen auf Umlagezahlung berechtigen nur dann zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung, wenn die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers vorliegt. Eigenversorger, die ihrer Pflicht zur Umlagezahlung nicht rechtzeitig nachgekommen sind, müssen diese Geldschuld entsprechend § 60 Abs. 3 EEG verzinsen (§ 61j Abs. 4 EEG).
- (7) Abweichend vom eingeschränkten Aufrechnungsverbot nach § 27 Abs. 1 EEG können Netzbetreiber Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage gegen Letztverbraucher, die zugleich Anlagenbetreiber sind, mit den Förderansprüchen dieses Anlagenbetreibers aufrechnen (§ 61j Abs. 5 EEG). Häufig dürften die Ansprüche auf EEG-Förderungszahlungen zur Finanzierung der Anlage aber abgetreten und im Falle der Offenlegung der Abtretung daher eine Aufrechnung nicht möglich sein.
- (8) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen die von den Eigenversorgern erhaltenen Umlagezahlungen und etwaige Zinsen an den regelverantwortlichen ÜNB weiterleiten. Dies gilt auch für Abschlagszahlungen auf die EEG-Umlage. Als erhaltene Zahlungen gelten auch Forderungen, die durch Aufrechnung nach § 61j Abs. 5 EEG erloschen sind. Auf die an rÜNB weiterzuleitenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.<sup>73</sup>

---

<sup>73</sup> Vgl. § 61k Abs. 2 und 3 EEG; siehe auch „Leitfaden zur Eigenversorgung“ der BNetzA.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (9) Die Weiterleitung vom Netzbetreiber zum rÜNB erfolgt in der Regel im Rahmen der Abrechnung der EEG-Förderzahlungen. Der Netzbetreiber übermittelt in den monatlichen und jährlichen Datenmeldungen die abgerechneten Eigenverbrauchsmengen über separate Umlagekategorien. Analog zu den EEG-Vergütungskategorien werden diese Kategorien in der monatlichen Datenmeldung abgefragt und als separate Rechnungsposition mit dem rÜNB abgerechnet. Es findet eine Aufrechnung der gegenseitigen finanziellen Belastungsausgleichsansprüche statt.
- (10) Für EEG-umlagepflichtige Strommengen besteht die Pflicht nach § 62b Abs. 1 Satz 1 EEG diese durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen. Unterliegen nicht alle Strommengen innerhalb einer Gesamtstrommenge demselben EEG-Umlagesatz (bzw. sind nur zum Teil EEG-umlagepflichtig), sind die jeweiligen Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen (§ 62b Abs. 1 Satz 2 EEG).
- (11) Einer Abgrenzung von Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen bedarf es gemäß § 62b Abs 2 EEG nicht, wenn a) für die gesamte Strommenge der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz geltend gemacht wird oder b) die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist und die Abrechnung des höchsten Umlagesatzes wirtschaftlich nicht zumutbar wäre. Im Fall b) sind die jeweiligen Strommengen durch eine Schätzung nach § 62b Abs. 3 und 4 EEG voneinander abzugrenzen.
- (12) Handelt es sich bei bestimmten Drittverbräuchen um „Bagatellverbräuche“ nach § 62a EEG, so sind diese dem Letztverbrauch des eigentlichen Letztverbrauchers zuzuordnen und daher nicht separat zu erfassen oder abzurechnen.
- (13) Bei der Berechnung der selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommenge ist Strom nur bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall zu berücksichtigen (sog. Zeitgleichheit), § 62b Abs. 5 Satz 1 EEG 2017. Dazu sind ggf. weitere Zähler – insbesondere Erzeugungszähler – durch den Letztverbraucher auf dessen Kosten zu installieren. Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom höchstens bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird. Ist die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden und die Abrechnung des höchsten Umlagesatzes wirtschaftlich nicht zumutbar, so auch eine Schätzung nach § 62b Abs. 3 und 4 EEG vorgenommen werden.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (14) Zu beachten ist, dass für die Kalenderjahre 2019 und 2020 eine Schätzung der Strommengen nach den Maßgaben von § 62b Abs. 3 bis 5 EEG auch dann erfolgen darf, wenn eine Schätzbefugnis nach § 62b Abs. 2 EEG nicht vorliegt (vgl. § 104 Abs. 10 EEG).
- Für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2020 abgegrenzt werden, ist dafür aber nachzuweisen, wie seit dem 1. Januar 2021 § 62b EEG eingehalten wird. Damit muss der EEG-Umlageschuldner entweder ein entsprechendes Messkonzept ab dem 1. Januar 2021 oder die Voraussetzungen für eine Schätzbefugnis nach § 62b Abs. 2 EEG nachweisen.
- (15) Für Strommengen, die vor dem 1. Januar 2018 verbraucht wurden, kann der EEG-Umlageschuldner bei mangelnder messtechnischer Abgrenzung die Zahlung der EEG-Umlage verweigern, wenn er (ggf. nachträglich) für geschätzte Strommengen die EEG-Umlage gezahlt hat. Für die weiteren Voraussetzungen siehe § 104 Abs. 11 EEG.
- (16) Entsprechend der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/5523, S. 78) darf der Netzbetreiber bei Nichtvorlage von Messwerten von verbrauchten Strommengen, auf die die EEG-Umlage anfällt, diese Strommengen für die Zwecke des Belastungsausgleichs schätzen.
- (17) Die BNetzA hat einen Hinweis zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten<sup>74</sup> veröffentlicht, der bis zum 15. September 2019 konsultiert wurde. Die finale Fassung steht noch aus.<sup>75</sup>
- (18) Für eine ausführliche Darstellung der messtechnischen Anforderungen in der Fassung durch das Energiesammelgesetz wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (3. Auflage) /77/, den Leitfaden der BNetzA zur Eigenversorgung /22/ sowie auf die Empfehlung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 Leitsätze 6 bis 9 /48/ verwiesen.
- (19) Die Folgen bei Verstoß gegen Mitteilungspflichten sind in Kapitel 8.4 dargestellt.

---

<sup>74</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Hinweispapiere/Messen\\_Schaetzen\\_Konsultationsfassung.pdf;jsessionid=7115D030093AE41E6F084676BFE088B9?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Hinweispapiere/Messen_Schaetzen_Konsultationsfassung.pdf;jsessionid=7115D030093AE41E6F084676BFE088B9?__blob=publicationFile&v=1)

<sup>75</sup> Vgl. die [BDEW-Stellungnahme zur Konsultationsfassung](#).

**8.4.2 Erhebung der EEG-Umlage bei Stromspeichern (§ 61l EEG 2017)**

- (1) Wird Strom zwischengespeichert, verringert sich die EEG-Umlage für den vom Stromspeicher in einer Saldierungsperiode bezogenen Strom in dem Umfang und in der Höhe, in der für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird, höchstens allerdings auf null. Für Speicherverluste entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage unabhängig von der anschließenden Verwendung des wieder ausgespeicherten Stroms.
- (2) Zur Ermittlung der für den eingespeicherten Strom zu zahlenden EEG-Umlage sind die für die ein- und ausgespeicherten Strommengen zu zahlende EEG-Umlage jeweils für eine "Saldierungsperiode" gegenüberzustellen und zu saldieren. Hierbei sind jeweils – soweit einschlägig – etwaige Verringerungen bzw. ein Wegfall der EEG-Umlagepflicht nach den §§ 61a bis 61g EEG zu berücksichtigen.
- (3) Die Anforderungen an die messtechnische Erfassung der bilanzierungsrelevanten Strommengen sowie die Mitteilungspflichten (§ 61l Abs. 1b, § 74 Abs. 2 Satz 3 und § 74a Abs. 2 Satz 5 EEG) sind zu beachten.
- (4) Ein Nachweis darüber, dass und in welcher Höhe für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage tatsächlich gezahlt wurde, ist von dem- bzw. denjenigen (gemeinsam) zu erbringen, der bzw. die zur Zahlung der EEG-Umlage für den eingespeicherten Strom verpflichtet sind (§ 61l Abs. 1b Satz 2 und 3 EEG 2017). Erforderlich ist ein solcher Nachweis allerdings nur für Strommengen, die nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und in einen Bilanzkreis eingestellt wurden. Denn für Letztere wird vermutet, dass die volle EEG-Umlage gezahlt wurde (§ 61l Abs. 1 Satz 2 EEG 2017).
- (5) Für Speicherverluste ist gemäß § 61l Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 keine EEG-Umlage zu zahlen. Bei der Saldierung ist also die eingespeiste Strommenge, der keine Entnahme aus dem Speicher gegenübersteht, von vornherein als nicht umlagepflichtig einzustellen.
- (6) Maßgebliche Saldierungsperiode ist nach § 61l Abs. 1a Satz 1 EEG 2017 grundsätzlich das Kalenderjahr. Etwas anderes gilt für bivalente Speicher; für diese ordnet § 61l Abs. 1a Satz 2 EEG 2017 den Kalendermonat als maßgebliche Saldierungsperiode an.
- (7) Für eine ausführliche Erläuterung zur Umsetzung des § 61l EEG 2017 kann auf die BDEW-Anwendungshilfe „EEG-Umlage bei Stromspeichern (§ 61k EEG 2017)“ /78/ verwiesen werden. Zur Abwicklung der EEG-Umlage nach § 61l Abs. 1 EEG 2017 ha-

ben die Übertragungsnetzbetreiber außerdem ein Excel-basiertes Berechnungstool erstellt; dieses sowie ausführliche Erläuterung zu seiner Anwendung finden sich unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Umlageprivileg-fuer-Stromspeicher>. Weiterhin kann auf die Empfehlung 2017/29 der Clearingstelle EEG/KWKG /52/ verwiesen werden, die sich mit zahlreichen Fragen zur Anwendung des § 61k EEG 2017 bei EEG-Anlagen befasst und eine Reihe von Messkonzepten zur Umsetzung der messtechnischen Anforderungen der Regelung enthält.

## 8.5 Jahresabrechnung

### 8.5.1 Datenübermittlung der avNB an den rÜNB

- (1) Zur Jahresabrechnung haben avNB, die Strom von EEG-Anlagenbetreibern aufgenommen und finanzielle Förderung nach §§ 22 bis 55 EEG gezahlt haben, dem vorgelagerten rÜNB bis zum 31. Mai des Folgejahres die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen.
- (2) Die Abrechnung umfasst die Auflistung der Stammdaten zu jeder Anlage sowie der von jeder einzelnen Anlage erzeugten Energiemenge differenziert nach den jeweiligen Vergütungskategorien sowie die Angabe der pro Anlage verrechneten vermiedenen Netzentgelte. Die von den Anlagen erzeugten Strommengen sind getrennt nach den verschiedenen Veräußerungsformen gemäß § 21b Abs. 1 EEG gemäß den Vorgaben des rÜNB darzustellen. Ebenso sind sämtliche für die Berechnung von Flexibilitätsprämie/-zuschlag erforderlichen Angaben (siehe Abschnitt 7.1.2) vorzunehmen. Die von den Anlagen erzeugten aber nicht nach EEG vergüteten Strommengen (z. B. Einsatz von Biomasse, die nicht den Anforderungen der BiomasseV entspricht oder nicht vergütungspflichtiger, messtechnisch erfasster Selbstverbrauch beim „PV-Marktintegrationsmodell“ nach § 33 Abs. 1 EEG 2012 (neu)), sind gesondert auszuweisen. Ebenfalls sind Angaben zu den tatsächlich entstandenen Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG vorzunehmen (weiteres hierzu im entsprechenden BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber /98/).<sup>76</sup> Anzugeben sind auch die aus der Überprüfung nach §§ 36h Abs. 2, 46 Abs. 3 und 46b Abs. 1 EEG resultierenden Zahlungen sowie die entsprechenden Zinsansprüche des avNB.

---

<sup>76</sup> Nachrüstung aufgrund der Systemstabilitätsverordnung.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Zur eindeutigen Identifizierung der EEG-Anlagen ist der Anlagenschlüssel zu verwenden. Ab dem Jahr 2018 müssen die Endabrechnungen für einzelne Stromerzeugungsanlagen auch unter Angabe der eindeutigen Nummer des Marktstammdatenregisters erfolgen, soweit diese im Marktstammdatenregister bereits registriert sind.
- (4) Nach § 72 Abs.1 Nr. 1 e) und f) EEG umfasst die Abrechnung auch die Angaben zu den Strommengen der Eigenversorger, für die der Netzbetreiber die EEG-Umlage nach § 61 EEG erheben muss, sowie die Höhe der von den Eigenversorgern erhaltenen Umlagezahlungen. Als erhaltene Zahlungen gelten auch Forderungen, die durch Aufrechnung mit den Ansprüchen des Anlagenbetreibers auf EEG-Förderung erloschen sind.
- (5) Die Abrechnung hat in elektronischer Form zu erfolgen. Für die Übermittlung der Daten sind die von den rÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen bzw. Meldeportale zu nutzen.
- (6) Nach § 75 Satz 1 EEG i. V. m. § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG obliegt dem avNB die Pflicht, die jeweiligen Jahresabrechnungen von einem Wirtschaftsprüfer, einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einem genossenschaftlichen Prüfungsverband, einem vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft bescheinigen zu lassen und die Prüfungsvermerke dem vorgelagerten rÜNB bis zum 31. Mai des Folgejahres, auf das sich die Abrechnung bezieht, vorzulegen. Diese Prüfungsvermerke enthalten in der Anlage die aggregierten, energieartenscharfen Werte zu Einspeisemengen, Direktvermarktungs- und Mieterstrommengen, Förder- und Zuschlagszahlungen und verrechneten vermiedenen Netzentgelten, umlagepflichtigen Strommengen der Eigenversorger sowie die dazu korrespondierenden Umlagezahlungen als auch Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG passend zu den elektronisch übermittelten Werten. Bei der Erstellung der Prüfungsvermerke ist darauf zu achten, dass die jeweils aktuellen Prüfungsvorgaben des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) eingehalten werden. Neben inhaltlichen Vorgaben (Mustervorlage) umfassen diese auch formelle Vorschriften (Bindung, Stempel, Unterschriften).
- (7) Nachträgliche Korrekturen der Jahresabrechnung können nach Ablauf der o. g. Frist auf der Basis und nach den Vorgaben von § 62 EEG in der jeweils nächsten Jahresabrechnung geltend gemacht werden. Grundsätzlich sind bei Korrekturen von Vorjahren Änderungen zu Gunsten und zu Ungunsten der Allgemeinheit zu unterscheiden. In der Branche herrscht Konsens, dass für Korrekturen zu Gunsten der Allgemeinheit keine der im § 62 Abs. 1 EEG genannten Voraussetzungen vorliegen müssen (bei

Rückforderungen aufgrund von § 57 Abs. 5 EEG handelt es sich im Übrigen immer um Korrekturen zu Gunsten der Allgemeinheit). Solche Korrekturen sind z. B. eine geringere EEG-Förderzahlung oder ein höherer Letztverbraucherabsatz (LVA), als zunächst in der Jahresabrechnung angesetzt, sowie der Wegfall der Privilegierung von LVA, nachträglich zur Jahresabrechnung. Bei Änderungen zu Ungunsten der Allgemeinheit (z. B. höhere EEG-Förderzahlung, niedrigerer LVA oder nachträgliche Privilegierung von LVA) muss immer eine der Voraussetzungen des § 62 Abs. 1 EEG erfüllt sein. Unabhängig von der Art der Korrektur muss in jedem Fall ein Prüfungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers über die Differenzwerte oder alternativ über die korrigierten Saldowerte vom avNB bzw. EVU beim rÜNB mit getrenntem Ausweis je Kalenderjahr vorgelegt werden. Im Fall von Änderungen nach § 62 Abs. 1 EEG, die bereits in der Sphäre Anlagenbetreiber – avNB durchgeführt wurden, müssen die Änderungen in der Anlage zum aktuellen Prüfungsvermerk ausgewiesen und vom Wirtschaftsprüfer bestätigt werden. Ein Korrekturprüfungsvermerk ist in diesen Fällen nicht erforderlich. Sofern zwischen rÜNB und avNB bzw. EVU Verfahren oder vollstreckbare Titel rechtzeitig erwirkt wurden, die dem § 62 Abs. 1 EEG genügen, können die Differenzwerte oder alternativ die korrigierten Differenzwerte mit getrenntem Ausweis je Kalenderjahr in der jeweiligen Jahresabrechnung im Prüfungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers bestätigt werden. In den Korrekturprüfungsvermerken sollte mit Nennung des Erstellungsdatums Bezug auf den zu korrigierenden Prüfungsvermerk genommen und ggf. die Aktenzeichen der Verfahren gemäß § 62 Abs. 1 EEG genannt werden.

### **8.5.2 Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen**

*Abrechnung der Förderzahlungen für die geförderte Direktvermarktung und Mieterstrom (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 und 3 EEG), der PV-Nachrüstkosten gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie der EEG-Umlage bei Eigenversorgern nach § 61 EEG*

Auf Basis der Abrechnungen nach Abschnitt 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den „Sollwerten“ laut Prüfungsvermerk und den „Istwerten“ als Summe der unterjährig geleisteten bzw. erhaltenen Förder- und Zuschlagszahlungen bzw. Zahlungen für Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie den Umlagezahlungen der Eigenversorger nach § 61 EEG ermittelt und im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

*Abrechnung der nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG veräußerten und nach § 21 EEG vergüteten Strommengen*

Auf Basis der Abrechnungen nach Abschnitt 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den „Sollwerten“ laut Prüfungsvermerk und den „Istwerten“ als Summe der unterjährig gelieferten bzw. abgenommenen Strommengen und geleisteten bzw. erhaltenen Zahlungen ermittelt. Der Ausgleich dieser Differenzen erfolgt Zug um Zug im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres. Die Stromlieferung erfolgt als Fahrplan in Monatsbandform. Für die nachträgliche Ausgleichslieferung ist nicht der EEG-Bilanzkreis des avNB zu nutzen. Der Liefer-Bilanzkreis ist dem vorgelagerten rÜNB rechtzeitig vor Beginn der Ausgleichslieferung zu benennen. Die finanziellen Ausgleichszahlungen sind mit Fälligkeit 15. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres zu begleichen.

## 9 Transparenz

### 9.1 Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

- (1) Mit dem EEG 2017 sind die Veröffentlichungspflichten der Verteilnetzbetreiber entfallen (vgl. § 77 EEG 2017), so dass im Folgenden für diese lediglich die Mitteilungspflichten dargestellt werden.
- (2) Anlagenbetreiber, Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, Netzbetreiber, Letztverbraucher<sup>77</sup> und EVU sind gemäß § 70 EEG verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Diese Verpflichtung umfasst die in §§ 56 bis 62 und §§ 71 bis 74a EEG genannten Daten. Ergänzende Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten für die ÜNB finden sich in den §§ 5 und 6 EEV und §§ 2 bis 4 EEAU.
- (3) Die Mitteilungspflichten nach §§ 56 bis 62 EEG betreffen den bundesweiten Ausgleich und werden entsprechend im Kapitel 8 dieser Umsetzungshilfe behandelt.
- (4) Die Mitteilungspflichten der §§ 71 und 72 EEG sehen einen durchgängigen Fluss abrechnungsrelevanter Daten von den Anlagenbetreibern über den avNB bis zum rÜNB vor. §§ 74 und 74a definieren zudem die Mitteilungspflichten der zur Entrichtung der EEG-Umlage verpflichteten EVU, Eigenversorger und Letztverbraucher<sup>78</sup> gegenüber dem zur Abrechnung berechtigten Netzbetreiber bzw. rÜNB. Dies beinhaltet auch die Mitteilung der für die Saldierung nach § 61k EEG bei Stromspeichern relevanten Strommengen. Weitgehend parallel zu den Mitteilungen sind die Daten gemäß § 77 EEG, §§ 5 und 6 EEV sowie §§ 2 und 3 EEAU im Internet zu veröffentlichen. Ein Teil der Daten nach §§ 71 bis 74a EEG ist darüber hinaus gemäß § 76 EEG und § 4 EEAU und den dort genannten Vorgaben an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Zu beachten ist, dass die ÜNB nach § 77 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG zwar verpflichtet sind, die Angaben nach den §§ 70 bis 74a EEG einschließlich der Angaben zu den unmittelbar an das Netz des Übertragungsnetzbetreibers angeschlossenen Anlagen unverzüglich nach ihrer Übermittlung auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Der Standort von Anlagen

---

<sup>77</sup> Dies umfasst Eigenversorger und sonstige Letztverbraucher, die nicht von einem EVU beliefert werden, vgl. § 61 Abs. 1 EEG 2017.

<sup>78</sup> Die nicht von einem EVU beliefert werden, § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ist aber nur mit der Postleitzahl und dem Gemeindeschlüssel anzugeben.

- (5) Ferner definiert § 72 Abs. 1 Nr. 1 d) EEG weitere Mitteilungspflichten in Verbindung mit der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung (SysStabV). Nähere Informationen zur Umsetzung dieser Pflichten finden sich in dem betreffenden BDEW-Prozessleitfaden /98/.
- (6) Drei Gruppen von Daten, für die verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 71 bis 73 EEG gelten, können unterschieden werden:
1. Daten zu Standort und Leistung der Anlage, Angaben zur Direktvermarktung sowie bei Biomasseanlagen zusätzlich die Art der Einsatzstoffe und eingesetzten Technologien, im folgenden „Anlagenstammdaten“ genannt; diese Daten müssen von Anlagenbetreibern an avNB gemeldet werden und von diesen unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, den rÜNB mitgeteilt werden. Speist die Anlage in das Netz eines ÜNB ein, so meldet der Anlagenbetreiber die Anlagenstammdaten direkt an den rÜNB. Diese Daten sind für den bundesweiten Ausgleich unbedingt erforderlich.
  2. Daten zu tatsächlich geleisteten finanziellen Förderungen sowie sonstige für den bundesweiten Ausgleich erforderliche Angaben, im folgenden „unterjährig verfügbare Bewegungsdaten“ genannt, müssen unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, von den avNB aggregiert den rÜNB mitgeteilt werden.
  3. Daten für die Jahresabrechnung, im folgenden „Jahresabrechnungsdaten“ genannt; diese Daten müssen von den Anlagenbetreibern (ggf. als Eigenversorger) an die avNB und von den avNB an die rÜNB sowie an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Speist die Anlage in das Netz eines ÜNB ein<sup>79</sup>, so meldet der Anlagenbetreiber die Jahresabrechnungsdaten direkt an den rÜNB. Dieser führt wiederum die Meldung an die Bundesnetzagentur durch.
- (7) Gemäß § 77 Abs. 1 EEG und den dortigen Vorgaben werden die Angaben nach §§ 70 bis 74a EEG von den rÜNB auf ihren Internetseiten veröffentlicht, einschließlich der Angaben zu den unmittelbar an das Netz des rÜNB angeschlossenen Anlagen. Der

---

<sup>79</sup> Oder ist der ÜNB für die Erhebung der EEG-Umlage nach § 61i Abs. 1 EEG zuständig.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Standort von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ist aber nur mit der Postleitzahl und dem Gemeindeschlüssel anzugeben.

- (8) Die §§ 2 und 3 EEA V regeln Transparenz- und Veröffentlichungspflichten im Zusammenhang mit den Einnahmen und Ausgaben bzw. der Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Pflichten werden im Abschnitt 9.4 ausführlicher beschrieben. Meldepflichten im Rahmen der Direktvermarktung sind im Kapitel 7 erläutert.
- (9) Soweit die Netzbetreiber in der Rolle eines EVU, eines EEG-umlagepflichtigen Eigenversorgers oder eines sonstigen Stromverbrauchers auftreten<sup>80</sup>, sind auch die Mitteilungspflichten der EVU gemäß § 74 EEG bzw. § 74a EEG zu erfüllen. Über die Vorschriften für EVU informiert der BDEW in separaten Veröffentlichungen. Diesbezügliche rechtliche Fragestellungen werden in der BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017 (3. Auflage) /77/ behandelt, die im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.
- (10) Mitteilungspflichten von Anlagenbetreibern, deren Einhaltung Voraussetzung für den Förderanspruch nach EEG sind, z. B. Meldung an das Marktstammdatenregister, werden in dem jeweiligen Abschnitt des Kapitels 5 und 6 beschrieben. Im Übrigen gilt der Wortlaut von §§ 70 und 71 EEG.
- (11) Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die Vorschriften für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

---

<sup>80</sup> Möglich bei vertikal integrierten de-minimis-Unternehmen.

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

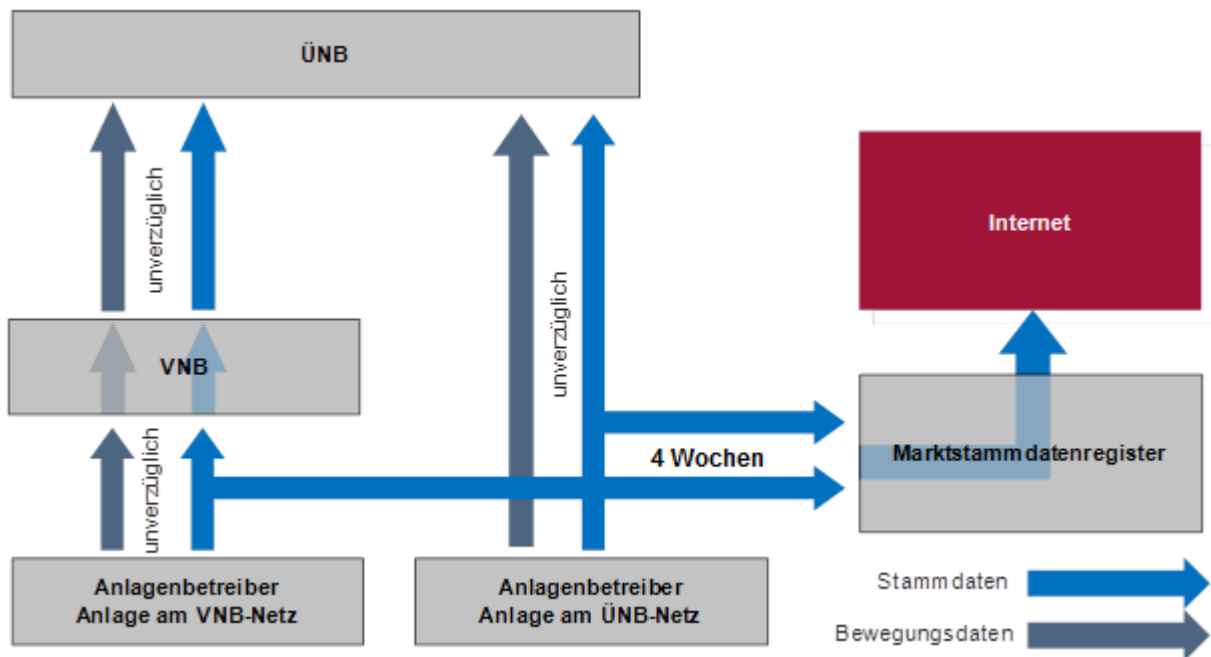


Abbildung 10: Datenfluss der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick

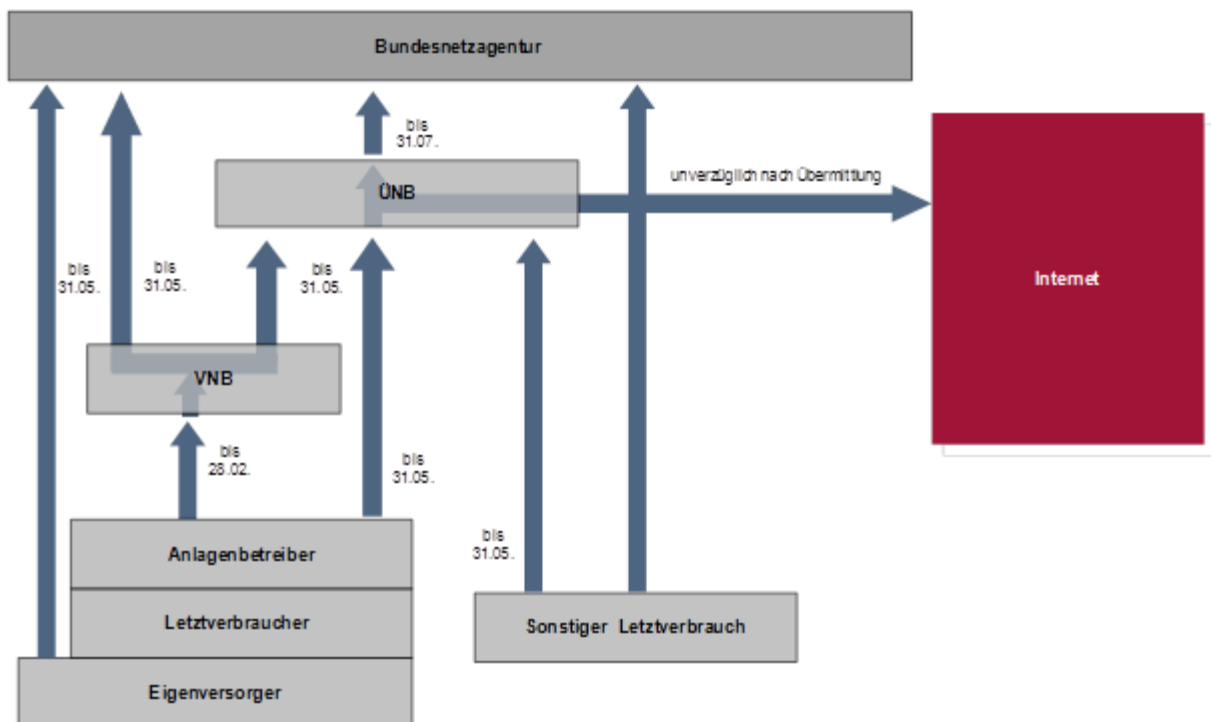


Abbildung 11: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick

## 9.2 Mitteilungen vom Anlagenbetreiber, Letztverbraucher und Eigenversorger zum Netzbetreiber

### 9.2.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Den Anlagenbetreibern obliegt gemäß § 70 EEG die Pflicht, dem avNB die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten (u. a. Stamm- und Bewegungsdaten) unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Dies gilt auch für Letztverbraucher, die § 61 Abs. 1 EEG unterfallen und weder Eigenversorger sind noch von einem EVU beliefert werden („sonstiger Letztverbrauch“).
- (2) Des Weiteren ist an den avNB mitzuteilen, wenn und in welchem Umfang im vorangegangenen Kalenderjahr für den in der Anlage erzeugten und durch ein Netz durchgeleiteten Strom
  - a. eine Stromsteuerbefreiung vorgelegen hat bzw. sich diesbezügliche Änderungen ergeben haben,
  - b. Regionalnachweise ausgestellt worden sind, wenn der anzulegende Wert der Anlage gesetzlich bestimmt ist.
- (3) Bei Nutzung der Eigenverbrauchsregelung nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, EEG 2010 sowie der bis 31. März 2012 geltenden Fassung des EEG 2012 sind zusätzlich die erzeugten und nicht in das Netz eingespeisten, sondern eigenverbrauchten Strommengen dem Netzbetreiber zu übermitteln.
- (4) Für die korrekte Abrechnung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG sind auch die erzeugten und nicht in das Netz eingespeisten Strommengen an den Netzbetreiber zu übermitteln.
- (5) Letztverbraucher und Eigenversorger, die Strom verbrauchen, der ihnen nicht von einem EVU geliefert worden ist, müssen dem Netzbetreiber, der von ihnen nach § 61i EEG die EEG-Umlage verlangen kann, bis zum 28. Februar eines Kalenderjahres alle Angaben zur Verfügung stellen, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage nach § 61 EEG für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind (§ 74a EEG). Ist der für die Erhebung der EEG-Umlage zuständige Netzbetreiber ein Übertragungsnetzbetreiber, verschiebt sich diese Frist auf den 31. Mai (§ 74a Abs. 2 Satz 4). Sofern Netzbetreiber Formularvolagen zu Form und Inhalt der Übermittlung der Angaben nach § 74a Abs. 1 und 2 bereitstellen, müssen die Angaben unter Verwendung dieser Formularvorgaben

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

übermittelt werden. Auf Basis dieser Daten, legen die Netzbetreiber den Eigenversorgern die Jahresabrechnung für das Vorjahr vor. Nach § 72 Abs. 3 EEG können die VNB für die Überprüfung einer möglichen Zahlungsverpflichtung von den in § 73 Abs. 5 EEG genannten Informationsbefugnissen Gebrauch machen.

- (6) Bei Biomasseanlagen sind gemäß § 71 Nr. 3 EEG die
1. Art und Menge der Einsatzstoffe sowie
  2. Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 39h, § 43 Abs. 2 oder § 44b Abs. 2 Satz 1 EEG oder
  3. Angaben zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 44 Nr. 3 EEG
- in der für die Nachweisführung nach § 39h Abs. 4, § 44b und § 44c EEG vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres zu den besonderen Nachweispflichten der Biomasseanlagen siehe Abschnitt 6.4.7. Hierneben gelten die Mitteilungspflichten der Betreiber von Biomasseanlagen, die sich aus den jeweiligen energieträgerspezifischen Regelungen des EEG 2000 bis EEG 2017 ergeben.
- (7) Gemäß Gesetzesbegründung zum EEG 2009 /1/ ist der Standort einer Anlage „der Ort, an dem die Anlage sich befindet“. Er wird insbesondere gekennzeichnet durch die genaue Angabe der Adresse bzw. des Flurstücks, des Bundeslandes, des Ortsnamens und der Postleitzahl. Zur Präzisierung der Ortsangabe sollten idealerweise auch die geografischen Positionsdaten in Form von Längen- und Breitengraden mitgeteilt werden. Der Begriff der installierten Leistung einer Anlage ist in § 3 Nr. 31 EEG definiert.
- (8) Die Anlagenstammdaten müssen gemäß der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 „bei der erstmaligen Geltendmachung der Anspruchsvoraussetzungen und danach nur noch bei anspruchsrelevanten Änderungen mitgeteilt werden“.
- (9) § 71 Nr. 1 EEG regelt die Meldung der Jahresabrechnungsdaten. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten anlagenscharf zur Verfügung zu stellen. Erst mit der Erfüllung dieser Meldepflicht wird entsprechend § 26 Abs. 2 EEG der Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG fällig. Ist der 28. Februar eines Kalenderjahres überschritten, ohne dass die Daten nach §§ 70 und 71 EEG dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber vorgelegt worden sind, besteht demnach die Möglichkeit, die laufenden Förderzahlungen sowie -abschlagszahlungen auszusetzen, bis der Anlagenbetrei-

ber dem Netzbetreiber die entsprechenden Daten geliefert hat. Bezogen auf den Anspruch des Anlagenbetreibers auf monatliche Abschläge ist diese Regelung erst ab März des auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres anzuwenden.

## 9.2.2 Hinweise für Netzbetreiber

### Anlagenschlüssel:

- (1) Der Anlagenschlüssel wird vom Anschlussnetzbetreiber vergeben und dient der eindeutigen Bezeichnung einer EEG-Anlage und ist in allen Datenaustauschprozessen zu verwenden. Er hat folgenden Aufbau:
  - Stelle 1: E (Kennzeichen für Erneuerbare Energien)
  - Stelle 2: Kennzeichnung der Regelzone: 1 = TransnetBW, 2 = TenneT TSO, 3 = Amprion, 4 = 50Hertz Transmission
  - Stellen 3-6: Stellen 5-8 der von der BNetzA vergebenen Betriebsnummer des Netzbetreibers zum Zeitpunkt der Vergabe des Anlagenschlüssels; die ersten vier Stellen der Betriebsnummer werden gestrichen (z. B. Betriebsnummer lautet 10000047, dann werden für die Stellen 3-6 des Anlagenschlüssels die Ziffern 0047 verwendet);
  - Stellen 7-8: von der BNetzA vergebene Netznummer des Netzes, an das die Anlage zum Zeitpunkt der Vergabe des Anlagenschlüssels angeschlossen ist; soweit die Netznummer einstellig ist, wird die Stelle 7 des Anlagenschlüssels mit einer Null aufgefüllt (z. B. 01);
  - Stellen 9-28: netzbetreiberindividuelle, alphanumerische Bezeichnung der Anlage (z. B. entsprechend 20-stelliger vnb-individueller Teil der schon vorhandenen Zählpunktbezeichnung);
  - Stellen 29-33: netzbetreiberindividuelle Nummer (alphanumerisch), z. B. zur Unterscheidung von mehreren Anlagen hinter einem Zählpunkt.
- (2) Der Anlagenschlüssel dient der eindeutigen Zuordnung der mit der Jahresabrechnung übermittelten Bewegungsdaten (vgl. Abschnitt 9.3.3.1) zu der über die Anlagenstammdaten (vgl. Abschnitt 9.3.2.1) erfassten EEG-Anlage.
- (3) Der Anlagenschlüssel ist für die gesamte Betriebsdauer der EEG-Anlage unveränderlich. Auch beim Wechsel des Bilanzierungsgebietes bzw. Netzbetreibers, zum Beispiel bei der Vergabe der Konzession an einen neuen Betreiber, bleiben alle Stellen des

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Anlagenschlüssels unverändert. Der Anlagenschlüssel kann gleichermaßen in den Meldungen an die rÜNB (§ 72 EEG) und in den Meldungen an die BNetzA (§ 76 EEG, vgl. Abschnitt 9.3.3.3) verwendet werden.

- (4) Für die Stellen 9-28 wird empfohlen, einen Teil der Zählpunktbezeichnung zu verwenden. Damit wird den Anlagen keine neue Zählpunktbezeichnung zugewiesen! Durch die Verwendung einer Zahl an 2. Stelle des EEG-Anlagenschlüssels werden Verwechslungen mit Zählpunktbezeichnungen, die stets mit zwei Buchstaben beginnen, vermieden.
- (5) Mit den Stellen 29-33 wird ermöglicht, dass bei Verwendung der Zählpunktbezeichnung an den Stellen 9-28 auch bei Anschluss mehrerer EEG-Anlagen an einen Zählpunkt jede Anlage einen eigenen Anlagenschlüssel erhält.
- (6) Eine Zusammenfassung von gleichzeitig in Betrieb genommenen PV-Anlagen unter einem Anlagenschlüssel ist erlaubt und wird den Netzbetreibern empfohlen. Dies gilt auch dann, wenn dadurch für einen Anlagenschlüssel die Vergütungssätze mehrerer Vergütungszonen anzuwenden sind.
- (7) Die Zusammenfassung verschiedener Anlagen nach § 24 Abs. 1 EEG zur Festlegung der Förderung dient ausschließlich der Ermittlung der Förderung und führt in der Regel nicht zu einer gemeinsamen Anlage mit nur einem Anlagenschlüssel.

## 9.3 Mitteilungen der Netzbetreiber

### 9.3.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Nach § 72 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, verpflichtet, dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber folgende Daten mitzuteilen:

1. **Unverzüglich nach Verfügbarkeit**, in aggregierter Form

- die tatsächlich an Anlagenbetreiber geleisteten finanziellen Förderungen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas oder für die Bereitstellung installierter Leistung (§ 50 EEG) nach den Förderbestimmungen des EEG in der für die jeweilige Anlage anzuwendenden Gesetzesfassung (§ 72 Abs. 1 Nr. 1 EEG)
- die von den Anlagenbetreibern gemäß § 21c Abs. 1 EEG erhaltenen Angaben eines Wechsels zwischen den Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 EEG.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Bei Wechsel in die Ausfallvergütung sind zusätzlich der Energieträger, die installierte Leistung der Anlage, die Veräußerungsform sowie die Dauer, in der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform bereits nutzt, mitzuteilen.

- die Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 57 Abs. 2 EEG i. V. m. der SysStabV, die Anzahl nachgerüsteter Anlagen sowie die von den Anlagenbetreibern nach § 71 EEG übermittelten Anlagen- und Erzeugungsdaten
  - die Strommengen der Eigenversorger, für die der Netzbetreiber nach § 61i Abs. 2 EEG die EEG-Umlage erheben muss, sowie die Höhe der von den Eigenversorgern erhaltenen Zahlungen, wobei die durch Aufrechnung erloschenen Forderungen ebenfalls als erhaltene Zahlungen gelten
  - die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben.
2. Bis zum 31. Mai eines Jahres ist mittels der Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen. Dies umfasst auch die Angaben zu den EEG-umlagepflichtigen Eigenversorgungs-Mengen sowie die für diese Mengen erhaltenen Zahlungen. Diese Pflicht zur Vorlage der Endabrechnungen gilt auch für die eigenverbrauchten Strommengen aus KWK- und sonstigen Anlagen. Die Regelungen des § 24 Abs. 3 EEG bezüglich Anlagenzusammenfassung gelten für diese Meldung entsprechend. Außerdem ist dem vorgelagerten ÜNB ein Nachweis über die nach dem § 57 Abs. 2 EEG zu ersetzenden Kosten der PV-Nachrüstung gemäß SysStabV vorzulegen, wobei spätere Änderungen der Ansätze dem ÜNB unverzüglich mitzuteilen sind (nähere Informationen finden sich in dem betreffenden BDEW-Prozessleitfaden /98/).
- (2) Soweit der Netzbetreiber in der Rolle eines EVU auftritt,<sup>81</sup> sind auch Mitteilungspflichten der EVU gemäß § 74 EEG zu erfüllen.

### 9.3.2 Mitteilungen von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten

---

<sup>81</sup> Möglich bei vertikal integrierten de minimis-Unternehmen.

**9.3.2.1 Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB**

- (1) In § 72 Abs. 2 EEG werden ergänzende Angaben zum Umfang der Datenmitteilungen nach § 72 Abs. 1 EEG gemacht. Eine schlüssige Auslegung von § 72 Abs. 2 Nr. 4 EEG konnte wie auch bei § 47 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012 bislang nicht gefunden werden.
- (2) Als Anlagenstammdaten sollten mindestens folgende Angaben an den rÜNB übermittelt werden:
1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 9.2.2)
  2. Nummer des Marktstammdatenregisters
  3. Zuordnung zu Energieart
  4. Standort [bestehend aus: PLZ, Bundesland, Ort (und Adresse bzw. Flurstück)]. Zur Präzisierung der Ortsangabe sollten idealerweise auch die geografischen Positionsdaten in Form von Längen- und Breitengraden mitgeteilt werden.
  5. Installierte Leistung (bei Flexibilitätsprämie inkl. Zusatzleistung vgl. Abschnitte 7.2 und 7.4)
  6. Angaben zur direkt vermarkteten Leistung: Anteile in den einzelnen Formen bzw. Mieterstrom sowie bei Wechseln in die Ausfallvergütung die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform nutzt
  7. Inbetriebnahme- und Außerbetriebnahmedatum
  8. Netzzugangs- und Netzabgangsdatum
  9. Spannungsebene
  10. Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags
  11. Bei Biomasseanlagen:
    - Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 39h, § 43 und § 44 EEG sowie
    - Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 43 Abs. 2 EEG oder § 44b Abs. 2 Satz 1 EEG, oder
    - Angaben zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 44 Nr. 3 EEG

Die Angaben sind in der für die Nachweisführung nach § 39h Abs. 4, § 44b und § 44c EEG vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres hierzu ist in Abschnitt 6.4 beschrieben worden.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Die Datenabfrage durch den rÜNB kann ggf. über diese Angaben hinausgehen. Die ÜNB streben eine Angleichung ihrer Datenabfrage an die Formularvorlagen der BNetzA nach § 76 Abs. 2 EEG (vgl. Abschnitt 9.3.3.3) an.

- (3) Für die Meldungen von Anlagenstammdaten zu Photovoltaikanlagen fordert die Bundesnetzagentur in ihren Konkretisierungen vom 7. Januar 2011 zum Positionspapier zur Verbesserung der Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen die Verteilnetzbetreiber dazu auf, die aktuell installierte Kapazität an Solarstromanlagen monatlich bis zum 5. Werktag an den rÜNB zu übermitteln. Sind zu diesem Zeitpunkt nicht alle gemeldeten Anlagen in den Systemen des avNB erfasst, so hat dieser gleichzeitig eine sorgfältige Abschätzung der bereits installierten, aber noch nicht erfassten Kapazität an den rÜNB zu melden. /18/
- (4) Ist die EEG-Anlage nicht unmittelbar an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen, z. B. bei Einspeisung in ein Werks- oder Objektnetz („kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ nach § 11 Abs. 2 EEG), so ist die Spannungsebene anzugeben, an der das Werks- oder Objektnetz an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist.
- (5) Die **unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten** sollten wie folgt gemeldet werden (vgl. Lieferschein nach Abschnitt 8.1.2):
1. aggregierte Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
    - Bei PV-Eigenverbrauch mit Inbetriebnahmedatum vor 1. April 2012<sup>82</sup> die nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, 2010 und 2012 (alt) und bei Mieterstrom nach § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG erzeugten und nicht in das Netz eingespeisten sondern verbrauchten Mengen
  2. entsprechende finanzielle Förderungen nach § 19 bis § 55 EEG
  3. vermiedene Netzentgelte
  4. aggregierte Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
- (6) Nach § 72 EEG sind Angaben zu den Strommengen der Eigenversorger, für die der Netzbetreiber nach § 61i EEG die EEG-Umlage erheben muss sowie zu der Höhe

---

<sup>82</sup> Bei späterer Inbetriebnahme sind auch die Übergangsregelungen in § 66 Abs. 18, 18a und 19 EEG 2012 (neu) zu beachten.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

der von den Eigenversorgern erhaltenen Zahlungen (einschließlich der durch Aufrechnung erloschenen Forderungen, da diese ebenfalls als erhaltene Zahlungen gelten) ebenfalls an den rÜNB unverzüglich nach Verfügbarkeit zu übermitteln.

- (7) Die definierten EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB als Excel-Datei auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlicht.

### **9.3.2.2 Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB**

§ 72 Abs. 1 Nr. 1 EEG fordert eine unverzügliche Übermittlung der Daten des avNB an den rÜNB, nachdem sie verfügbar sind. Die Häufigkeit dieser Meldungen sollte so bemessen sein, dass der Nutzen den zusätzlichen Aufwand für die avNB und rÜNB rechtfertigt. In Anlehnung an den monatlichen Rhythmus der Abschlagsrechnungs- bzw. Gutschriftlegung wird davon ausgegangen, dass mit einer monatlichen Datenübermittlung der Forderung des Gesetzgebers Genüge getan wird. Ob in bestimmten Fällen für die unterjährige Datenübermittlung auf den monatlichen Rhythmus verzichtet werden kann, muss mit dem rÜNB abgestimmt werden. Ein nur jährlicher Rhythmus ist unzulässig, da er der gesetzlichen Forderung nach unverzüglicher Datenlieferung nicht genügt. Insbesondere für die Übermittlung von Einspeisezeitreihen können auch Vereinbarungen über kurzfristigere Datenlieferungen (Online-Bereitstellung) getroffen werden.

### **9.3.3 Jahresabrechnungen der avNB**

#### **9.3.3.1 Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB**

- (1) Nach § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG sind die avNB verpflichtet, bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das Vorjahr für jede einzelne Anlage und aggregiert mittels der durch die rÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form an den rÜNB zu übermitteln.
- (2) Die Jahresrechnung setzt sich mindestens aus einer Anlagenstammdatenmeldung, entsprechenden anlagenscharfen Jahresabrechnungsdaten sowie einer aggregierten Endabrechnung zusammen. Die Endabrechnungen müssen auch die Angaben zu den EEG-umlagepflichtigen Eigenversorgungs-Mengen sowie zu den vom Eigenversorger an den avNB für diese Mengen geleisteten Zahlungen der EEG-Umlage enthalten.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- (3) Die Anlagenstammdatenmeldung bildet den Stand vom 31. Dezember des Abrechnungsjahres ab und kann dem in Abschnitt 9.3.2.1 beschriebenen Aufbau entsprechen.
- (4) Die **Jahresabrechnungsdaten** sollten für jede einzelne Anlage mindestens folgende Angaben enthalten:
1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 9.2.2)
  2. Nummer des Marktstammdatenregisters
  3. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien und Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG (Einspeisevergütung, Ausfallvergütung)
  4. tatsächlich geleistete Förder- und Zuschlagszahlungen
  5. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen für die Bereitstellung installierter Leistung (Flexibilitätsprämien, Flexibilitätszuschläge)
  6. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
  7. aus der Überprüfung nach §§ 36h Abs. 2, 46 Abs. 3 und 46b Abs. 1 EEG resultierenden Zahlungen sowie die entsprechenden Zinsansprüche des avNB
  8. direkt vermarktete Strommengen, getrennt nach den Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG (Marktprämie und sonstige Direktvermarktung)
  9. vom Anlagenbetreiber nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, EEG 2010 sowie der bis 31. März 2012 geltenden Fassung des EEG 2012 (alt) und bei Mieterstrom nach § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG nicht in das Netz eingespeiste, sondern verbrauchte Strommengen aus Solarenergie und hierfür gezahlte Förderungen.
  10. umlagepflichtige eigenverbrauchte Strommengen sowie die zu diesen Mengen korrespondierenden EEG-Umlagezahlungen.
- (5) Die in den Formularvorlagen der rÜNB verwendeten EEG-Vergütungskategorien werden stets an die jeweils gültige Gesetzesfassung angepasst.
- (6) Die aggregierte Endabrechnung sollte folgende Angaben enthalten:
1. Fördermengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien bzw. Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 bis 4 EEG
  2. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen (Einspeisevergütung, Prämien, Zuschläge)
  3. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

4. aus der Überprüfung nach §§ 36h Abs. 2, 46 Abs. 3 und 46b Abs. 1 EEG resultierenden Zahlungen sowie die entsprechenden Zinsansprüche des avNB
5. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
6. EEG-umlagepflichtige eigenverbrauchte Mengen
7. die für eigenerzeugte Mengen erhaltenen EEG-Umlagezahlungen.

**9.3.3.2 Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur**

Nach § 76 Abs. 1 EEG sind die avNB verpflichtet, die Jahresabrechnung sowie die Angaben zu den Jahresabrechnungen der Eigenversorger einschließlich der zu ihrer Überprüfung erforderlichen Daten zum 31. Mai des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen (§ 76 Abs. 2 EEG) in elektronischer Form vorzulegen.

**9.3.3.3 Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer zu den Jahresabrechnungen der avNB**

- (1) Nach § 75 EEG müssen alle Netzbetreiber die zusammengefassten Endabrechnungen nach § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG durch einen Wirtschaftsprüfer, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband oder einen vereidigten Buchprüfer bzw. eine Wirtschaftsprüfer- oder Buchprüfergesellschaft testieren lassen. Der Prüfungsvermerk enthält die nach Energieart und Veräußerungsform differenzierten Strommengen, die finanzielle Förderung sowie die Höhe der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte. Ebenso sind die Kosten der Nachrüstung für PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 Satz 1 EEG, die von den Eigenversorgern erhaltenen EEG-Umlagezahlungen sowie die entsprechenden eigenverbrauchten Mengen nachzuweisen. Desweiteren sind die aus der Überprüfung nach §§ 36h Abs. 2, 46 Abs. 3 und 46b Abs. 1 EEG resultierenden Zahlungen sowie die entsprechenden Zinsansprüche des avNB mitzutestieren.
- (2) Es ist darauf zu achten, dass die an den rÜNB und an die BNetzA gemeldeten Jahresabrechnungsdaten den bescheinigten Werten entsprechen. Bei Differenzen ist eine Korrektur der gemeldeten Jahresabrechnungsdaten erforderlich.

## 9.4 Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB

### 9.4.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Für ÜNB gilt § 72 EEG mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 72 Abs. 1 EEG für die Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 11 Abs. 2 EEG an ihr Netz angeschlossen sind, unbeschadet des § 77 Abs. 4 EEG auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind (§ 73 Abs. 1 EEG).
- (2) Wie für avNB gelten auch für rÜNB die Testierungspflicht nach § 75 Satz 1 EEG, die Mitteilungspflicht an die BNetzA nach § 76 Abs. 1 EEG. Ebenso kann gemäß § 75 Satz 2 EEG von den rÜNB die Erstellung eines Prüfungsvermerkes durch einen Wirtschaftsprüfer über die Endabrechnungen nach §§ 73 und 74 EEG verlangt werden.
- (3) Darüber hinaus verpflichtet § 73 Abs. 2 EEG die rÜNB den EVU bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für die EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres vorzulegen. Zudem obliegt gemäß § 78 Abs. 3 EEG den ÜNB die Veröffentlichung eines EEG-Quotienten, welcher von den EVU im Rahmen der Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage nach § 78 EEG 2014 verwendet wird.
- (4) Im Rahmen ihrer Vermarktungstätigkeit sind die ÜNB verpflichtet, die Transparenzvorschriften nach §§ 2 bis 3 EEAU einzuhalten.
- (5) Des Weiteren obliegen den rÜNB Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Direktvermarktung und des Marktintegrationsmodells nach § 73 Abs. 3 EEG sowie zur Information der Öffentlichkeit nach § 77 Abs. 1 und 2 EEG. Die nach § 77 Abs. 1 und 2 EEG veröffentlichten Angaben dürfen zu kommerziellen und nichtkommerziellen Zwecken verwendet werden.
- (6) ÜNB, die von dem Recht nach § 60 Abs. 2 Satz 3 EEG Gebrauch machen (Kündigung BK-Vertrag bei Zahlungsrückständen bei EVUs), sollten alle Netzbetreiber, in deren Netz der Bilanzkreis physische Entnahmestellen hat, über die Kündigung des Bilanzkreises informieren.

## 9.4.2 Unterjährige Veröffentlichungen

### Veröffentlichung der Bewegungsdaten

- (1) Die rÜNB sind gemäß § 77 EEG i. V. m. § 73 EEG verpflichtet, die Bewegungsdaten der mittelbar (im Sinne von § 11 Abs. 2 EEG) oder unmittelbar an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zu veröffentlichen.
- (2) Als unterjährig verfügbare Bewegungsdaten sollten veröffentlicht werden:
  1. Fördermengen nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG in aggregierter Form
  2. entsprechende finanzielle Förderung nach EEG
  3. Direkt vermarktete Mengen nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG in aggregierter Form
  4. entsprechende Marktprämien- und Zuschlagszahlungen
  5. vermiedene Netzentgelte (entfällt bei Einspeisungen im Höchstspannungsnetz)
  6. EEG-Umlagepflichtige Eigenversorgungsmengen und erhaltene Zahlungen, sofern unterjährig verfügbar.

#### 9.4.2.1 Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung

- (1) Gemäß § 73 Abs. 3 i. V. m. der Anlage 1 EEG („Höhe der Marktprämie“) obliegt den ÜNB die Veröffentlichung der für die Berechnung der Marktprämie erforderlichen Daten. Die Veröffentlichung erfolgt in einem einheitlichen Format auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB <http://www.netztransparenz.de> :
  1. Täglich: die auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Anlagen erstellte Online-Hochrechnung der Wind- (onshore/an Land, ab 1. Januar 2013 auch offshore/auf See) und PV-Mengen regelzonenscharf und in mindestens stündlicher Auflösung. Hierbei werden die Reduzierungen der Einspeiseleistung der Anlagen durch den Netzbetreiber oder im Rahmen der Direktvermarktung nicht berücksichtigt. Bis zur Veröffentlichung der energieträgerspezifischen Marktwerte für den jeweiligen Monat handelt es sich bei den veröffentlichten Zeitreihen um vorläufige Daten. Im Zuge der Marktwertberechnung wird die Hochrechnung erneut geprüft und ggf. korrigiert.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

2. Monatlich: bis zum Ablauf des 10. Werktags des Folgemonats bzw. sobald verfügbar für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat in einheitlichem Format und auf drei Nachkommastellen gerundet:
  - der Wert des Stundenkontraktes am Spotmarkt der für das jeweilige Jahr gültigen Strombörse für die Preiszone für Deutschland als tatsächlicher Monatsmittelwert „MW<sub>EPEX</sub>“ sowie als Zeitreihe in stündlicher Auflösung
  - die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Marktwerte für Strom aus Wind (onshore/an Land, ab 1. Januar 2013 auch offshore/auf See) und PV-Erzeugung.
- (2) Jährlich: der tatsächliche Jahresmittelwert MW<sub>Solar(a)</sub> der monatlichen Marktwertfaktoren für Strom aus Solarenergie für das jeweils vorangegangene Jahr.

**9.4.2.2 Transparenz der Vermarktungstätigkeit**

- (1) Gemäß § 2 EEAV sind die ÜNB verpflichtet, folgende Daten auf einer gemeinsamen Internetseite in einem einheitlichen Format in nicht personenbezogener Form getrennt nach Regelzonen zu veröffentlichen:
  1. Täglich:
    - Bis spätestens 18 Uhr desselben Tages die am vortägigen Spotmarkt veräußerte Einspeisung nach § 1 Abs. 1 EEAV, aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Windenergie, Solarenergie Sonstige in mindestens stündlicher Auflösung.
    - Bis spätestens 18 Uhr desselben Tages die für den Folgetag am Spotmarkt einer Strombörse erworbenen oder veräußerten Differenzen zwischen der aktuellen Prognose viertelstündlicher Einspeisung und der nach § 1 Abs. 2 EEAV vermarkteten Einspeisung, aufgeschlüsselt nach Handelsplätzen.
    - Bis spätestens 18 Uhr des Folgetages die im Intraday-Handel am Spotmarkt einer Strombörse erworbenen und veräußerten Differenzen nach § 1 Abs. 3 EEAV in viertelstündlicher Auflösung.
    - Bis spätestens 18 Uhr des Folgetages, die Differenz zwischen der jeweils aktuellsten vor Handelsschluss vorliegenden Prognose über die zu veräußernden Strommengen und der gemäß nach § 1 Abs. 1 bis 3 EEAV veräußerten und erworbenen Strommengen in viertelstündlicher Auflösung.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

### 2. Monatlich:

- Bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats die nach § 1 Abs. 1 EEA V veräußerte monatliche Einspeisung, aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solarenergie, Biomasse und Sonstige.
  - Unverzüglich nach Vorlage der Bilanzkreisabrechnung die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie des EEG-Bilanzkreises in viertelstündlicher Auflösung.
  - Bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats den Wechsel in der Veräußerungsform Ausfallvergütung.
- (2) Der rÜNB ist verpflichtet, zwei Werktage nach Ende der Auktion am vortägigen Spotmarkt auf seiner Internetseite folgendes bekannt zu geben (§ 8 Abs. 2 Satz 7 EEA V):
1. Stunden, für die er ein preislimitiertes Gebot abgegeben hat
  2. Höhe der Preislimits jeder Tranche
  3. am vortägigen Spotmarkt unverkaufte Energiemenge gemäß § 1 Abs. 1 EEA V.
- (3) Im Falle, dass am vortägigen Spotmarkt die Veräußerung nicht vollständig erfolgt und eine anderweitige Veräußerung der unverkauften Menge vorgenommen wird, ist der rÜNB verpflichtet, gleichzeitig mit der vorgenannten Bekanntgabe auf seiner Internetseite zusätzlich die folgenden Angaben zu veröffentlichen (§ 8 Abs. 3 EEA V):
1. Stunden, für welche Energie nach § 1 Abs. 2 und 3 EEA V am untertägigen Spotmarkt unverkauft geblieben ist;
  2. die Menge der in der jeweiligen Stunde unverkauften Energie.
- (4) § 3 EEA V verpflichtet die ÜNB, ihre monatlichen und jährlichen Einnahmen und Ausgaben nach § 3 EEV sowie § 6 EEA V aufzuschlüsseln und auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format zu veröffentlichen und vorzuhalten. Dies geschieht derzeit auf der gemeinsamen Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de). Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach Spotmarktprodukten gemäß § 1 EEA V aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen.
- (5) Die aufgeschlüsselten monatlichen Einnahmen und Ausgaben sind in Form der tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben laut dem am letzten Tag des Monats aktuellen



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Kontostand zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung muss unverzüglich nach Verfügbarkeit, spätestens jedoch bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats erfolgen. Die Veröffentlichung kann auch in Form zusammengefasster Werte mehrerer ÜNB erfolgen. Derzeit erfolgt die Veröffentlichung auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de). Die Einnahme- und Ausgabenpositionen auf dem EEG-Konto sind in § 3 Abs. 3 und 4 EEV sowie § 6 Abs. 1 und 3 EEAV definiert.

- (6) Die einzelnen Einnahmen- und Ausgabenpositionen sind ihrer Art nach abstrakt zu erläutern. Wenn Sondereffekte aufgetreten sind, die einen bedeutenden Einfluss auf die Einnahmen oder Ausgaben haben, sind diese konkret zu erläutern (§ 3 Abs. 3 EEAV).

### 9.4.3 Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB

#### 9.4.3.1 Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten i. V. m. der EEG-Umlage

- (1) Nach § 5 EEV sind die rÜNB verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das Folgejahr zu ermitteln und transparent zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung umfasst insbesondere die zugrunde gelegten Daten, Prämissen, Berechnungen und Ergebnisse, die in die Kalkulation eingeflossen sind. Die Veröffentlichung muss es einem sachkundigen Dritten ermöglichen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der EEG-Umlage vollständig nachzuvollziehen.
- (2) Gemäß § 6 EEV veröffentlichen die ÜNB bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres eine Vorausschau für die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien für die folgenden fünf Kalenderjahre. Zu veröffentlichen ist jeweils getrennt für die Energieträger nach § 6 Abs. 2 EEV die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen, der Volllaststunden, der erzeugten Jahresarbeit, der an die Anlagenbetreiber auszahlenden EEG-Förderungen, der Aufteilung der eingespeisten Strommengen auf die Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 EEG und der vermiedenen Netzentgelte sowie die Entwicklung des Letztverbraucherabsatzes in den Kategorien nach § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEV. Die voraussichtlich direkt vermarkteten Strommengen sind zu berücksichtigen. Die Prognose ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Die verwendeten Datengrundlagen und Annahmen sind anzugeben.
- (3) Die o. g. Veröffentlichungen erfolgen in einem einheitlichen Format auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)).

**9.4.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG-Anlagen**

- (1) § 73 Abs. 1 EEG verpflichtet die rÜNB, die von den Betreibern der unmittelbar oder mittelbar nach § 11 Abs. 2 EEG an das Übertragungsnetz angeschlossenen EEG-Anlagen erhaltenen Angaben für das Vorjahr für jede einzelne Anlage und aggregiert bis zum 31. Mai des Folgejahres auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und mindestens bis zum Ende des Folgejahres vorzuhalten. Angaben, die in dem Marktstammdatenregister im Internet veröffentlicht werden, müssen nicht veröffentlicht werden, wenn die Veröffentlichung der Anlagendaten unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers erfolgt. Sofern die Marktstammdatenregisternummer verfügbar ist, müssen spätestens ab 2018 die verbleibenden anlagenbezogenen Angaben in Verbindung mit der Nummer des Registers veröffentlicht werden.
- (2) Die Endabrechnung für jede einzelne Anlage sollte mindestens folgende Angaben enthalten:
1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 9.2.2)
  2. Nummer des Marktstammdatenregisters
  3. Fördermengen in Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien (Einspeisevergütung, Ausfallvergütung, Mieterstromzuschlag)
  4. tatsächlich geleistete Förderzahlungen
  5. vermiedene Netzentgelte
  6. direkt vermarktete Strommengen getrennt nach Veräußerungsformen gemäß § 21b Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG
  7. tatsächlich geleistete Prämienzahlungen
  8. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen für die Bereitstellung installierter Leistung nach §§ 50 bis 50b EEG
  9. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
  10. umlagepflichtige eigenverbrauchte Mengen
  11. die für eigenverbrauchte Mengen erhaltenen Umlagezahlungen.

**9.4.3.3 Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der rÜNB**

- (1) § 3 EEA V verpflichtet die ÜNB, ihre jährlichen Einnahmen und Ausgaben nach § 3 Abs. 3 und 4 EEV sowie § 6 Abs. 1 und 3 EEA V aufzuschlüsseln und auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format unverzüglich zu veröffentlichen und vorzuhalten. Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach Spotmarktprodukten gemäß § 1 EEA V aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen. Eine Veröffentlichung der zusammengefassten Werte mehrerer ÜNB ist zulässig.
- (2) Da die Angaben zu Einnahmen und Ausgaben den rÜNB erst zu Beginn des neuen Jahres für das Vorjahr zur Verfügung stehen, verzichtet die Regelung auf einen Stichtag. Eine unverzügliche Veröffentlichung ist im Sinne der Begründung zur EEV in der Regel dann gegeben, wenn die entsprechenden Daten zeitnah zu Jahresbeginn veröffentlicht werden.

**9.4.3.4 Prüfungsvermerk des Wirtschaftsprüfers des rÜNB zur Jahresabrechnung**

Nach § 75 Satz 2 EEG i. V. m. § 73 Abs. 2 EEG kann vom rÜNB verlangt werden, die Abrechnung gegenüber den EVU bis zum 31. Juli des Folgejahres durch einen Wirtschaftsprüfer, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband oder vereidigten Buchprüfer bzw. eine Wirtschaftsprüfer- oder Buchprüfergesellschaft bescheinigen zu lassen. Für den horizontalen Ausgleich zwischen den ÜNB sowie die Endabrechnung mit den EVU muss der Prüfungsvermerk folgende Angaben enthalten:

1. EEG-Einspeisungen in der Regelzone (energieartenscharf und getrennt nach Veräußerungsform)
2. Förderzahlungen (energieartenscharf und getrennt nach Veräußerungsform)
3. Finanzielle Förderung für die Bereitstellung installierter Leistung (Biogas)
4. Vermiedene Netzentgelte (energieartenscharf)
5. EEG-umlagepflichtiger privilegierter und nicht privilegierter Letztverbrauch in der Regelzone sowie die geleisteten Umlagezahlungen
6. Umlagepflichtige Eigenversorgungsmengen sowie die für Eigenversorgungsmengen erhaltenen Umlagezahlungen
7. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG.

**9.4.3.5 Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten, Eigenversorgern und Letztverbrauchern**

- (1) Nach § 73 Abs. 2 EEG sind rÜNB verpflichtet, den Lieferanten, für die sie regelverantwortlich sind, die Jahresabrechnung bis zum 31. Juli des Folgejahres vorzulegen. Ebenso legen die ÜNB gemäß § 61 Abs. 3 i. V. m. § 73 Abs. 2 EEG den Letztverbrauchern, die zur Zahlung der vollen oder anteiligen EEG-Umlage verpflichtet sind, die Jahresabrechnung vor.
- (2) Diese Abrechnung basiert auf dem Prüfungsvermerk der Lieferanten/Eigenversorger/sonstigen Letztverbraucher über die voll umlagepflichtigen und die privilegierten Letztverbräuche sowie der von den ÜNB für das Vorjahr ermittelten EEG-Umlage. Sie beinhaltet eine Differenzabrechnung zwischen den von den Lieferanten/zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichteten Letztverbrauchern unterjährig gezahlten Umlagebeträgen und den entsprechend der testierten Letztverbrauchsabgabe resultierenden Umlagebeträgen.
- (3) Diese Differenzen werden gemäß § 3 Abs. 7 EEV bis 30. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

**9.4.3.6 Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung**

ÜNB sind nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, unverzüglich nach dem 30. September des Folgejahres einen Bericht über die Ermittlung der nach §§ 70 bis 74a EEG mitgeteilten Daten des Vorjahres zu veröffentlichen. Für die Erstellung des Berichts wird empfohlen, sich an dem in Anhang 2.2 dargestellten Muster zu orientieren. Der Bericht ist mindestens bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Der Standort von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ist in dem Bericht nur mit der Postleitzahl und dem Gemeindegemeinschaftsschlüssel anzugeben.

**9.4.4 Meldungen an die Bundesnetzagentur****9.4.4.1 Unterjährige Meldungen**

- (1) § 8 EEA definiert eine Regelung, um die Auswirkungen eines Marktversagens der Börsen aufzufangen bzw. abzumildern. In diesen Zeiträumen ist es den ÜNB gestattet,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

in besonderen Marktsituationen die in § 8 EEA V genannten Maßnahmen u. a. zur Limitierung der Börsenpreise bzw. zur Verminderung der EEG-Einspeisung zu nutzen. Die Nutzung dieser Maßnahmen ist jedoch der BNetzA in folgender Form anzuzeigen:

1. Die Stunden, in welchen der ÜNB von der Verpflichtung, die vollständige Einspeisung gemäß der Vortagesprognose preisunabhängig an der vortäglichen Spotbörse zu veräußern, abzuweichen gedenkt, sind der BNetzA vorab und unverzüglich anzuzeigen (§ 8 Abs. 1 EEA V);
  2. Gedenkt der ÜNB, Vereinbarungen mit den Betreibern von konventionellen Erzeugungsanlagen oder von EEG-Anlagen zur freiwilligen Einspeisereduktion bzw. mit den Stromverbrauchern zur Verbrauchssteigerung zu nutzen, so ist die zur Einspeisereduktion bzw. Verbrauchssteigerung zu nutzende Verfahrensweisung sowie ihre etwaigen Änderungen der BNetzA vor ihrer ersten Anwendung anzuzeigen. Die Vertragsvereinbarungen sind auf Verlangen der BNetzA vorzulegen (§ 8 Abs. 4 EEA V).
- (2) Die ÜNB sind nach § 5 Abs. 3 EEA V verpflichtet, der BNetzA auf Aufforderung die Kontoauszüge und die Daten der internen Buchführung vorzulegen.

**9.4.4.2 Jährliche Meldungen**

- (1) Die ÜNB sind nach § 4 Abs. 3 EEA V verpflichtet, auf Aufforderung der BNetzA, jedenfalls aber bis spätestens zum 31. März für alle Viertelstunden des Vorjahres die Preise und Mengen des im börslichen Handel beschafften oder veräußerten Stroms zu übermitteln. Diese Übertragung muss gemäß § 4 Abs. 4 EEA V auf elektronischem Weg erfolgen.
- (2) Nach § 76 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, die Jahresabrechnung der an das Netz der ÜNB angeschlossenen EEG-Anlagen sowie die Angaben, die sie nach den §§ 71 und 72 Abs. 2 Nr. 1 EEG erhalten haben, zum 31. Juli des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen.
- (3) Nach § 76 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, die Jahresabrechnung gegenüber den Lieferanten, Eigenversorgern und sonstigen zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichteten Letztverbrauchern, sowie die Angaben, die sie nach den §§ 74 Abs. 1 und 74a Abs. 1 EEG erhalten haben, zum 31. Juli des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen.

- (4) Nach § 4 Abs. 1 EEA V sind die ÜNB verpflichtet, ihre Einnahmen und Ausgaben aus dem Vorjahr aufgeschlüsselt nach § 3 EEV und § 6 EEA V unverzüglich der BNetzA mitzuteilen. Diese Übertragung muss gemäß § 4 Abs. 4 EEA V auf elektronischem Weg erfolgen.
- (5) Die rÜNB sind verpflichtet, der BNetzA bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent mitzuteilen (§ 5 Abs. 3 EEV i. V. m. § 4 Abs. 4 EEA V). Die Mitteilungspflicht umfasst insbesondere die Datengrundlagen, Annahmen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte, die in die Ermittlung eingeflossen sind. Ebenso sind Prognosen, wie sich der Differenzbetrag nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEV auf Bestands- und Neuanlagen sowie auf verschiedenen LV-Gruppen verteilt, zu übermitteln. Die Angaben sind mindestens in einem Detaillierungsgrad zu übermitteln, dass sie einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung vollständig nachzuvollziehen.
- (6) Vor der Berechnung der EEG-Umlage sind nach § 6 Abs. 2 EEA V der BNetzA die Richtigkeit und Notwendigkeit der Kostenpositionen nachzuweisen. Der weitere Umfang der Nachweispflicht ist in § 6 Abs. 2 EEA V dargestellt.
- (7) ÜNB, die einen Bonus nach § 7 EEA V geltend machen möchten, sind nach § 7 Abs. 6 Satz 2 EEA V zur Anzeige und zum Nachweis der sachlichen Richtigkeit der Berechnung des Bonus gegenüber der BNetzA bis zum 31. März des auf das Jahr, für das der Bonus gewährt werden soll, folgenden Jahres verpflichtet.
- (8) Die der BNetzA nach den Absätzen (1), (5) und (6) mitzuteilenden Daten einschließlich der zu ihrer Überprüfung notwendigen Daten sind in elektronischer Form vorzulegen. Die Formularvorlagen der BNetzA sind, soweit bereitgestellt, für die Datenübermittlung zu nutzen.

## Literaturverzeichnis

### Gesetze, Verordnungen, Richtlinien der Europäischen Gemeinschaften und behördliche Veröffentlichungen:

- /1/ EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).
- /2/ Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) – Konsolidierte Fassung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008.
- /3/ EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 15 des Gesetzes vom 28. Juli 2015 (BGBl. I S. 1400).
- /4/ KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- /5/ BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- /6/ SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108).
- /7/ EEV: Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung – EEV) vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).
- /8/ EEAV: Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung – EEAV) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Februar 2017 (BGBl. I S. 294).
- /9/ AnlRegV: Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung – AnlRegV) vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).
- /10/ ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279).



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /11/ SysStabV: Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV) vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279).
- /12/ FFAV: Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung) vom 6. Februar 2015 (BGBl. I. S. 108).
- /13/ GPKE: Anlage zum Beschluss BK6-06-009 der Bundesnetzagentur: Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE) vom 11. Juli 2006, Bundesnetzagentur, geändert durch den Beschluss BK6-11-150 vom 28. Oktober 2011.
- /14/ BNetzA: Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juni 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“, [Link](#).
- /15/ BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 1. März 2011 zur Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juni 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“, [Link](#).
- /16/ BNetzA: Mitteilung Nr. 8 vom 4. Juni 2013 zur Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juni 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“, [Link](#).
- /17/ BNetzA: Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV, Stand: Mai 2011, [Link](#).
- /18/ BNetzA: Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstromspeisungen, Beschlusskammer 6, Aktenzeichen: BK6-10-164, November 2010, [Link](#), und Konkretisierung der im Positionspapier genannten Maßnahmen, 7. Januar 2011, beide Dokumente online unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) → Beschlusskammern → BK6 → Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstromspeisungen.
- /19/ BNetzA: [Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement](#) – Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 3.0, Juni 2018, mit ergänzendem [Hinweis](#) vom Oktober 2018.
- /20/ BNetzA: Festlegung zur Anpassung der Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom) an das EEG 2014, Beschlusskammer 6, BK6-14-110, 29. Januar 2015.
- /21/ BNetzA: Festlegung „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) – (MPES)“ (Anlage 3 zum Beschluss BK6-16-200, fehlerbereinigte Fassung gemäß Mitteilung Nr. 2 vom 2. Mai 2017), [Link](#).
- /22/ BNetzA: Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, [Link](#).



## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /23/ Die „Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung“ (HKNV) ist mittlerweile aufgehoben worden und in Abschnitt 3 (§§ 7 bis 12) der „Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes - Erneuerbare-Energien-Verordnung ([EEV](#))“ vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist, überführt worden; aufgrund verordnungsrechtlicher Subdelegation werden die wesentlichen Inhalte des Herkunfts- und Regionalnachweisregisters durch die „Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien - Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853) festgelegt
- /24/ BNetzA: Beschluss zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen nach § 9 Absatz 8 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2017) vom 22. Oktober 2019 (Az. [BK6-19-142](#))

**Urteile des Bundesgerichtshofes:**

- /25/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 262/12: Zur Definition des Begriffes „Anlage“ nach § 3 Nr. 1 EEG 2009, Urteil vom 23. Oktober 2013, [Link](#).
- /26/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 21/07: Zu EEG (2004) § 4 Abs. 2, § 13 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 Satz 1, Urteil vom 1. Oktober 2008, [Link](#).
- /27/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 288/05, RdE 2008 S. 18, 21 (Tz. 16): Zu den Voraussetzungen des Anspruchs des Einspeisewilligen gegen den Netzbetreiber aus § 4 Abs. 2 Satz 2 Halbs. 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 Halbs. 1 EEG (2004) auf Ausbau des Netzes, Urteil vom 18. Juli 2007, [Link](#).
- /28/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 42/06: Zu EEG 2004 § 5 Abs. 1 Satz 1, § 4 Abs. 1 und 5, Urteil vom 28. März 2007, [Link](#).
- /29/ Bundesgerichtshof: Az. EnVR 8/11: Zu StromNEV § 17; EEG 2004 § 4 Abs. 5 (EEG § 8 Abs. 2), Urteil vom 27. März 2012, [Link](#).
- /30/ Bundesgerichtshof: Az. EnZR 73/12, Beschluss vom 12. Juli 2013, [Link](#).
- /31/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 362/11: Zu EEG 2009 § 5; BGB § 242 Cd, Urteil vom 10. Oktober 2012, [Link](#).
- /32/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 79/14, Urteil vom 19. November 2014, [Link](#).
- /33/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 35/09: Zu EEG 2004 § 14 Abs. 3, Urteil vom 9. Dezember 2009, [Link](#).
- /34/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 56/14: Zu EEG 2004 § 14 Abs. 3 und 6; EEG 2006 § 14 Abs. 3, § 14a Abs. 5 und 7, Urteil vom 6. Mai 2015, [Link](#).

**Veröffentlichungen der Clearingstelle EEG:**

- /35/ Clearingstelle EEG: Votum 2008/14 vom 9. September 2008: Anspruch auf Netzausbau, wirtschaftliche Zumutbarkeit, [Link](#).
- /36/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2008/49 vom 14. April 2009: Anlagenzusammenfassung gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009, [Link](#).
- /36a/ Clearingstelle EEG/KWKG, Empfehlung 2017/11 vom 27. September 2018: Anlagenzusammenfassung gemäß § 24 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017, [Link](#).
- /37/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2010/2 vom 1. Juli 2010: Konversionsflächen, [Link](#).
- /38/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2011/2 vom 29. September 2011: Eigenverbrauch von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, [Link](#).
- /39/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2011/10 vom 16. Dezember 2011: „Gebäude“ und „Lärmschutzwand“ im EEG 2009 und EEG 2012, [Link](#).
- /40/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2011/11 vom 15. Juni 2011: Anlagenzubau bei Degressionsschritt, [Link](#).
- /41/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2011/23 vom 20. Dezember 2012: Grundstücksbegriff gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/EEG 2012, [Link](#).
- /42/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2012/7 vom 18. Dezember 2012: Zuständigkeit für Messstellenbetrieb und Messung nach § 7 Abs. 1 EEG 2012, [Link](#).
- /43/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2012/21 vom 31. Januar 2013: Versetzen von PV-Anlagen, [Link](#).
- /44/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2012/24 vom 22. März 2013: Anwendungsfragen des § 23 Abs. 2 EEG 2012 zur Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen, [Link](#).
- /45/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2013/19 vom 22. November 2013: Messung beim Marktintegrationsmodell (§ 33 Abs. 4 EEG 2012), [Link](#).
- /46/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2013/20 vom 15. Mai 2015: Auslegung und Anwendung von § 5 Abs. 5 und Abs. 6 EEG 2009/EEG 2012 sowie § 4 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2009/EEG 2012, [Link](#).
- /47/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2014/27 vom 30. April 2015: Zulassung der Anlage nach Bundesrecht, [Link](#).
- /48/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2014/31 vom 2. Juni 2015: Einzelfragen zur Anwendung des § 61 EEG 2014 bei EE-Anlagen, [Link](#).
- /49/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2016/26 vom 9. Mai 2017: Anwendungsfragen des MsbG für EEG-Anlagen (Teil 1), [Link](#).

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /50/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2016/12 vom 23. Januar 2017: Anwendungsfragen zu Speichern im EEG 2014, [Link](#).
- /51/ Clearingstelle EEG: Votum 2014/40 vom 23. März 2015: Verknüpfungspunkt und wirtschaftliche Unzumutbarkeit der Kapazitätserweiterung, [Link](#).
- /52/ Clearingstelle EEG/KWKG: Empfehlung 2017/29 vom 28. März 2018: Anwendungsfragen des § 61k EEG 2017 für EEG-Anlagen – Teil 1, [Link](#).

### **Technische Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen:**

#### Niederspannung:

- /53/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, August 2011, [Link](#).
- /54/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100, [Link](#).
- /55/ BDEW: TAB 2007: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand: Juli 2007, Ausgabe 2011, [Link](#).
- /56/ BDEW: Ergänzung zu den TAB 2007: Umsetzung des § 33 Abs. 2 EEG 2009 und des § 4 Abs. 3a KWKG 2009, Oktober 2009, [Link](#).

#### Mittelspannung:

- /57/ BDEW: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008, [Link](#).
- /58/ BDEW: Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen der Richtlinie für Photovoltaikanlagen, Brennstoffzellenanlagen und Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen, Januar 2009.
- /59/ BDEW: 2. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Juli 2010, [Link](#).
- /60/ BDEW: 3. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Februar 2011.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /61/ BDEW: 4. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Januar 2013, [Link](#).
- /62/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 „Technische Anschlussregel Hochspannung, [Link](#).

### Hoch- und Höchstspannung:

- /63/ VDN: „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien am Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes“, August 2004, [Link](#).
- /64/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 „Technische Anschlussregel Hochspannung, [Link](#).
- /65/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4130 „Technische Anschlussregel Höchstspannung, [Link](#).

### Technische Richtlinien für Windenergieanlagen

- /66/ Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. (FGW): Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, 30. Januar 2013, [Link](#).

### **BDEW-Materialien zum EEG:**

Die folgenden Materialien sind im Mitgliederbereich.

- /67/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2009 – Netzanschluss und Netzausbau, 2. Auflage, 28. Februar 2010, [Link](#).
- /68/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2017, Ausgabe „Biomasse“, Berlin, 18. Juni 2018, [Link](#).
- /69/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Direktvermarktung“, Berlin, 7. November 2012, [Link](#).
- /70/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Wasserkraft“, Berlin, 7. November 2012, [Link](#).
- /71/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“, 2. Auflage, Berlin, 16. Oktober 2013, [Link](#).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /72/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Einspeisemanagement“, 1. Auflage, Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).
- /73/ BDEW: Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen („Anwendungshilfe zum EEG 2014“), Berlin, 31. Juli 2014, [Link](#).
- /74/ BDEW: Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, 1. Auflage, Berlin, 11. Mai 2015, [Link](#).
- /75/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Anlagenregisterverordnung, Berlin, 12. Februar 2015, [Link](#).
- /76/ BDEW: Anwendungshilfe „Hinweise zur Anwendung des EEG-Anlagenbegriffs gemäß dem BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 (Az. VIII ZR 262/12)“, Berlin, 16. Dezember 2013, [Link](#).
- /77/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 (insbesondere zu Eigenversorgung, Umsetzung der Ausgleichsmechanismusverordnung), Berlin, 22. Mai 2015, [Link](#).
- /78/ BDEW: Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung – Teil 1“, [Link](#) und „Teil 2: Weitere Erzeugungsanlagen“, [Link](#), Berlin, 16. Oktober 2013 und 13. März 2015.
- /79/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Biomasse“, 1. Auflage, Berlin, 11. Mai 2015, [Link](#).
- /80/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Solarstrom“ (Freiflächenausschreibungsverordnung), 1. Auflage, Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).
- /81/ BDEW: Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014“, Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).
- /82/ BDEW: Anwendungshilfe „EEG-Umlage bei Stromspeichern (§ 61k EEG 2017)“, Berlin, 11. Juli 2017, [Link](#).
- /83/ BDEW: Anwendungshilfe „Das Mieterstromgesetz – Ein erster Überblick“, Berlin, 25. Juli 2017, [Link](#).
- /84/ BDEW: Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zum Mieterstromgesetz“, Berlin, 6. Dezember 2017, [Link](#).
- /85/ BDEW: Anwendungshilfe „Das Messstellenbetriebsgesetz 2016 - Überblick und Handlungspflichten“ (Kapitel 1 und 2, 5. Auflage, Oktober 2019), [Link](#).
- /86/ BDEW: „Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“, Berlin, 18. Juli 2017, [Link](#).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

- /87/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgabe „Die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 EEG 2014“, Berlin, 30. November 2015, [Link](#).
- /88/ BDEW: Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zum EEG 2017 und 2014, Ausgabe „Wasserkraft“, Kapitel E, Berlin, 9. Februar 2018 [Link](#).
- /89/ BDEW: Anwendungshilfe „Fragen und Antworten zum EEG 2017, Ausgabe „Solarstrom“, 2. Auflage, Berlin, 26. Juni 2019, [Link](#).
- /90/ BDEW: „Umsatzsteuer und EEG – Anwendungshilfe zu umsatzsteuerlichen Praxisfragen bei Einspeisevergütung, Marktprämie, EEG-Umlage und Co.“, [Link](#).
- /91/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017, 3. Auflage, Dezember 2018, [Link](#).
- /92/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2017, 1. März 2017, [Link](#).
- /93/ BDEW: Anwendungshilfe zur Marktstammdatenregisterverordnung, 3. Juli 2017, [Link](#).
- /94/ BDEW-Anwendungshilfe zur Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017, Berlin, 7. Juni 2019, [Link](#).
- /95/ BDEW-Anwendungshilfe zur „Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen“, Berlin, 11. Juni 2019, [Link](#).

**Weitere Verbandsmaterialien:**

- /96/ VDN: Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV, Berlin, 3. März 2007, [Link](#).
- /97/ BDEW/VKU: Beiblatt zum Kalkulationsleitfaden nach § 18 StromNEV (Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen), Berlin, 9. Oktober 2009, [Link](#).
- /98/ BDEW: Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), Berlin, 7. Juni 2013, [Link](#).
- /99/ FNN: Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements, Juni 2012, [Link](#).
- /100/ BDEW, VKU, BEE, BWE, BDW, Fachverband Biogas, BSW-Solar, AGFW, IVG: Gemeinsame Verbändeempfehlung Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009, 13. Januar 2012, [Link](#).
- /101/ [BDEW-Handlungsempfehlung „Technische Anforderungen an Windenergieanlagen nach der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie ab 1. Juli 2017“](#), Berlin, 14. Juni 2017, [Link](#).

## Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung /10/
AnlRegV	Anlagenregisterverordnung /9/
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung /8/
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung /7/
avNB	abnahme- und vergütungspflichtiger Netzbetreiber
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung)
BIKO	Bilanzkoordinator
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
EAG EE	Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung

Umsetzungshilfe zum EEG 2017

EEG	EEG 2014
EEG 2000	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29.03.2000
EEG 2004	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25.10.2008
EEG 2012	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 01.04.2012
EEG 2017	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2014
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EFR	Europäische Funkrundsteuerung
EnSaG	Energiesammelgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz /3/
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung /12/
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V.
GPKE	Geschäftsprozesse für die Kundenbelieferung mit Elektrizität /13/
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz /4/
LVA	Letztverbraucherabsatz
MaBiS	Marktregeln für die Bilanzierung von Strom /14/
MaPrV	Managementprämienverordnung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
rLM	registrierende Leistungsmessung
rÜNB	regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber



Umsetzungshilfe zum EEG 2017

SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung /6/
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung /11/
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Wind-SeeG)

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Aufbau von Mess-/Zähleinrichtungen und Ermittlung der Strommengen bei gleichzeitigem Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss; speziell: KWK-Anlage (BHKW) und kleine EEG-Anlage (PV-Anlage).....</i>	<i>24</i>
<i>Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.....</i>	<i>40</i>
<i>Abbildung 3: EEG-Ausgleichsmechanismus ab August 2016 (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009 und Mieterstrom) .....</i>	<i>129</i>
<i>Abbildung 4: Vertikale Wälzung zwischen Anlagenbetreiber, avNB und dem rÜNB (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009 und Mieterstrom).....</i>	<i>130</i>
<i>Abbildung 5: Verfahren zur Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch.....</i>	<i>134</i>
<i>Abbildung 6: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein (Hinweis: Zeitreihen SOT und SO2 dürfen nicht mehr genutzt werden.).....</i>	<i>137</i>
<i>Abbildung 7: Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den ÜNB.....</i>	<i>141</i>
<i>Abbildung 8: Vermarktung des EEG-Stroms durch ÜNB .....</i>	<i>141</i>
<i>Abbildung 9: Erhebung der EEG-Umlage.....</i>	<i>143</i>
<i>Abbildung 10: Datenfluss der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick.....</i>	<i>162</i>
<i>Abbildung 11: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick..</i>	<i>162</i>

## Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2017

### Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe

#### Zeitreihentypen für die EEG-Abwicklung:

Quelle: BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 1.03.2011 zur MaBiS, siehe /15/

#### Anhang 1.1: Sorten- und energieartenscharfe EEG-Einspeisezeitreihen

zur Erfassung der EEG-Einspeisungen beim VNB ohne Direktvermarktungsmengen:

ZR-Typ	Inhalt
<b>B I L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>B I P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>B I T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>G A L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G A P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>G A T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>G E L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G E P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>G E T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>S O L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>S O P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>S O T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>W F L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W F P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W F T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

<b>W N L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W N P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W N T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>W A L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W A P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W A T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile

**Anhang 1.2: Sorten- und energieartenscharfe EEG-Überführungszeitreihen**

 zur **Überführung** der Energiemengen aus dem VNB-BK für EEG an den ÜNB-BK für EEG

<b>ZR- Typ</b>	<b>Inhalt</b>
<b>B I 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>B I 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>B I 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>G A A</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G A B</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>G A C</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>G E 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G E 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>G E 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>S O 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

<b>S O 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>S O 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Solarenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>W F 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W F 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W F 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>W N 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W N 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W N 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>W A A</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W A B</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W A C</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

Die EEG-Überführungszeitreihen erhalten eine eigene Zählpunktbezeichnung.

## Anhang 2: Bericht der ÜNB nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG

ÜNB wird empfohlen, sich bei der Erstellung des Berichts nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren. Dieser Bericht ist um Ausführungen zu den Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 52 Abs. 2 EEG zu ergänzen (siehe hierzu BDEW-Prozessleitfaden /98/).

### Bericht nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG (ÜNB)

Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, auf ihrer Internetseite einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen zur Jahresabrechnung nach § 70 bis 74a EEG mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Der Standort von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ist nur mit der Postleitzahl und dem Gemeindegemeinschaftsschlüssel anzugeben. Die Angaben und der Bericht müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können.

Mit diesem Bericht erfüllt [ÜNB AG/GmbH] ihre gesetzliche Verpflichtung nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG.

#### 1. Grundlagen

Die [ÜNB AG/GmbH] bekleidet im Rahmen des EEG sowohl die Rolle des abnahmepflichtigen Netzbetreibers im Sinne des § 11 EEG für mittelbar und unmittelbar an sein Netz angeschlossene EEG-Anlagen als auch die Rolle des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) im Sinne des § 3 Nr. 44 EEG. Als abnahmepflichtiger Netzbetreiber nimmt die [ÜNB AG/GmbH] von mittel- bzw. unmittelbar in das Netz einspeisenden Anlagen, die in den Geltungsbereich des EEG fallen, Strom ab und vergütet diesen nach §§ 19 bis 55 EEG. Als regelverantwortlicher ÜNB nimmt die [ÜNB AG/GmbH] von nachgelagerten Netzbetreibern in der Regelzone EEG-Strom ab und vergütet diesen gemäß EEG. Außerdem zahlt [ÜNB AG/GmbH] an mittel- bzw. unmittelbar an das Netz angeschlossene Anlagen sowie an unterlagerte VNB, die Förderungen für direktvermarktete Anlagen auszahlen.

Des Weiteren führt die [ÜNB AG/GmbH] den horizontalen Belastungsausgleich mit den drei anderen ÜNB durch. Der nach dem horizontalen Ausgleich bei [ÜNB AG/GmbH] verbleibende EEG-Strom wird an einer Strombörse vermarktet (gem. § 2 der Erneuerbare-Energien-Verordnung, EEV, i. V. m. § 1 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung, EEAV). Die Differenz zwischen den Ausgaben (z. B. Förderzahlungen an die nach §§ 11 und 19 EEG abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber (VNB), Börsenzugangskosten oder Ausgleichsenergiekosten) einerseits sowie den Einnahmen (z. B. den Börsenerlösen) andererseits, wird als EEG-Umlage an die Lieferanten von Letztverbrauchern, an Letztverbraucher und an die Eigenversorger umgelegt (vgl. §§ 60 und 61 EEG i. V. m. §§ 3 ff. EEV).

#### 2. Ermittlung der mittelbar bzw. unmittelbar ins Übertragungsnetz eingespeisten EEG-Strommengen

Von den EEG-Anlagenbetreibern, deren Anlagen mittelbar bzw. unmittelbar an das Netz der [ÜNB AG/GmbH] angeschlossen sind, wurden die für die finanziellen Förderungen und den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten gemäß §§ 70, 71 und 74 EEG angefordert, sofern sie der [ÜNB AG/GmbH] nicht bereits vorlagen. Die Angaben sind für jede Anlage unter [Internetseite der VNB AG/GmbH] ersichtlich.

*[Ggf. weitere Hinweise zu Form, Zeitpunkt etc. von Datenabfrage, Datenmeldungen, Datenprüfung]*

#### 3. Ermittlung der in der Regelzone eingespeisten und vergüteten EEG-Strommengen und Eigenversorgungsmengen

Zum \_\_\_\_\_ wurden die VNB aufgefordert, bis zum 31. Mai die in § 72 EEG vorgesehenen Daten bereitzustellen und durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen.

Nach dem 31. Mai wurden die Daten der VNB automatisiert und manuell plausibilisiert sowie mit den eingegangenen Prüfungsvermerken von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern abgeglichen.

Die elektronischen Meldungen sowie die Prüfungsvermerke enthalten die im jeweiligen Netz eingespeisten EEG-Strommengen separiert nach Vergütungsklassen/Energiearten. Außerdem wurden die durch die VNB die an Anla-

## Umsetzungshilfe zum EEG 2017

genbetreiber ausgezahlten finanziellen Förderungen sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 18 Abs. 2 StromNEV gemeldet und bescheinigt. Weiterhin enthielten die Meldungen und Prüfungsvermerke die Angaben über die Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern und Eigenversorgern.

Neben den aggregierten Werten wurden durch VNB anlagenspezifische Daten bereitgestellt. Diese beinhalten sowohl Anlagenstammdaten als auch die zugehörigen Strommengen, Förderzahlungen, Eigenversorgungsmengen sowie vermiedene Netzentgelte.

Durch Summation der bescheinigten Daten wird der dem VNB zustehende Anspruch auf Belastungsausgleich ermittelt.

In der Regelzone [ÜNB AG/GmbH] betrug die Einspeisung aus EEG-Anlagen nach § 21 und § 100 EEG im Betrachtungszeitraum xxx,xx GWh. Dafür wurden an Anlagenbetreiber Mindestvergütungen in Höhe von xxx,xx T€ ausgezahlt. Des Weiteren wurden xxx,xx GWh nach § 20 EEG direkt vermarktet. Die Prämienzahlungen beliefen sich auf xxx,xx T€. Vor der Weitergabe in den bundesweiten Ausgleich sind von den o. g. Förderungen xxx,xx T€ vermiedene Netzentgelte in Abzug gebracht worden. Im Weiteren wurden systementlastende Korrekturen sowie Korrekturen aufgrund rechtskräftiger Gerichtsentscheidungen bzw. entsprechender Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer aus Vorjahren berücksichtigt. In Summe führen diese in der Jahresabrechnung zu einer zu berücksichtigenden EEG-Strommenge in Höhe von xxx,xx GWh und zu einer monetären [Belastung/Entlastung] in Höhe von xxx,xx T€.

### 4. Ermittlung der in der Regelzone an Letztverbraucher gelieferten Strommengen

Die [ÜNB AG/GmbH] hat auf Basis der vorliegenden Kontaktdaten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) aus der unterjährigen EEG-Abwicklung unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Liste der ihr bekannten EVU alle für die Abnahme von EEG-Strom in Frage kommenden EVU in der Regelzone ermittelt.

Zum \_\_\_\_\_ wurden die EVU aufgefordert, bis zum 31. Mai die in § 74 EEG vorgesehenen Daten bereitzustellen und durch einen Wirtschaftsprüfer, einem genossenschaftlichen Prüfungsverband oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Bei einem Letztverbraucherabsatz unterhalb einer festgelegten Bagatellgrenze wurde ein anderer geeigneter Nachweis (z. B. Eigenmeldung der Geschäftsführung) erbracht.

Nach dem 31. Mai wurden die Daten der EVU automatisiert und manuell plausibilisiert sowie mit den eingegangenen Prüfungsvermerken von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern bzw. mit den Eigenmeldungen abgeglichen.

Die bescheinigten Letztverbrauchsmengen sowie die Angaben zu Kunden nach §§ 63 bis 65 EEG bilden die Grundlage für die Umlagepflicht der EVU nach § 60 Abs. 1 EEG. Für die nicht privilegierten Strommengen betrug die Höhe der EEG-Umlage gem. Veröffentlichung der ÜNB vom 15. Oktober 20xx ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)) x,xxx ct/kWh. Die privilegierten Strommengen werden dabei mit einer nach §§ 63 bis 65 EEG begrenzten Umlage belastet.

In der Regelzone der [ÜNB AG/GmbH] betrug der Letztverbrauch im Betrachtungszeitraum \_\_\_\_\_. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Aufteilung des Letztverbrauchsabsatzes auf verschiedene Letztverbrauchsgruppen. Diese Darstellung ist für die Endabrechnung 2015 erstmals gültig.

Letztverbrauch	Mengen in MWh	Umlagezahlungen in €
Letztverbrauch gesamt		
davon privilegierter LV		
davon 15 % Umlage		
davon 0,05 ct/kWh		
davon 0,1 ct/kWh		
davon 20 % Umlage		
davon indiv. Umlage		
davon Eigenverbrauch		
davon 100 % Umlage		
davon 40 % Umlage		
davon 20 % Umlage		
davon keine Umlage		

davon nicht-privil. LV		
------------------------	--	--

## 5. Ermittlung der bundesweiten EEG-Abrechnung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber aggregierten die eingespeisten EEG-Strommengen, die gezahlten finanziellen Förderungen sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 57 Abs. 2 EEG in Verbindung mit § 18 Abs. 2 StromNEV. Ebenso wurden die Einnahmen aus der EEG-Umlage sowie der Stromabsatz an privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher und die Strommengen der Eigenversorger, für die eine EEG-Umlage gezahlt worden ist, zusammengefasst.

[Ggf. weitere Hinweise]

### 5.1 Ermittlung des bundesweiten EEG-Quotienten

Zur Ermittlung des EEG-Quotienten 20xx gemäß § 78 Abs. 3 EEG wird die gesamte EEG-Strommenge durch die gesamten Einnahmen aus der EEG-Umlage dividiert. Daraus ergibt sich ein Wert von x,xx kWh/€ (siehe auch [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) -> Jahresabrechnungen -> Jahresabrechnung 20xx).

### 5.2 Hinweise zur EEG-Umlage

Im Rahmen der treuhänderischen Abwicklung des EEG und Bestimmung der EEG-Umlage hatte [ÜNB AG/GmbH], wie aus den vorherigen Abschnitten ersichtlich, sowohl Einnahmen als auch Ausgaben hatte. Die Einnahmen ergaben sich hauptsächlich aus der in Abschnitt 4 beschriebenen Bewertung der Absatzmengen an Letztverbraucher mit der EEG-Umlage sowie den Börsenerlösen aus der Vermarktung des an die [ÜNB AG/GmbH] gelieferten EEG-Stromes (vgl. Abschnitt 1). Die Ausgaben setzten sich aus mehreren Kategorien zusammen. Die größte Ausgabenposition bildete die unter Abschnitt 3 dargestellte finanzielle Förderung an die VNB. Daneben gab es noch weitere Ausgabenkategorien, wie z. B. Kosten für die Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises, die Börsenzulassungen und die Handelsanbindung oder Kosten für die Bereitstellungen der Kreditlinien. Detaillierte Informationen sind hierzu in dem § 3 EEV und § 6 Abs. 1 EEA V zu finden.

Da die Abwicklung des EEG durch die vier ÜNB als aufwandsneutraler Prozess zu sehen ist, wird der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben bei der Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Jahr berücksichtigt. Dazu fließen die Ausgaben- und Einnahmenpositionen aller ÜNB auf einem EEG-Konto zusammen, wodurch jederzeit eine Auswertung des Saldos möglich ist. So wird zur Berechnung der EEG-Umlage des Folgejahrs der Kontostand des EEG-Kontos vom 30. September des laufenden Jahres miteinbezogen. Mit dieser Vorgehensweise werden die Prognose-IST-Abweichungen 20xx (bis 30. September 20xx) mit der EEG-Umlage für das Jahr 20xx+1 ausgeglichen. Die Prognose-IST-Abweichungen für den Zeitraum 1. Oktober bis 31. Dezember 20xx fließen in den Kontostand vom 30. September 20xx+1 und somit in die Berechnung der EEG-Umlage 20xx+2 ein.



## **Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen**

EEG-Vergütungskategorientabellen mit allen Kategorien, Erläuterungen und Beispielen finden Sie auf der Seite [http://www.netztransparenz.de/de/EEG\\_Umsetzungshilfen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Umsetzungshilfen.htm)