

Berlin, 26. September 2023

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Gesetzentwurf zum „Solarpaket“

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Stromerzeugung (BRats-Drs. 383/23)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Vorbemerkung	5
Executive Summary	5
1 Einleitung	10
2 Änderungen bei Solarstromanlagen	11
2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung	12
2.2 Steckersolargeräte.....	14
2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023.....	21
2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023	22
2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind	23
2.6 PV-Modulaustauschregelung	24
2.7 Änderungen bei den besonderen Solaranlagen und Einführung der Biodiversitäts-PV.....	25
2.7.1 Einführung eines Untersegments für besondere Solaranlagen	27
2.7.2 Einführung eines Sonderbonus (0,3 ct/kWh) für extensivere Agri- Photovoltaikanlagen.....	30
3 Änderungen bei der Direktvermarktung: Technische Anforderungen	37
4 Mieter- und Gebäudestrom	38
4.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells	38
4.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung	39
5 Änderungen beim Netzanschluss	45
5.1 Änderungen bei der Datenabfrage.....	45
5.2 Netzanschlussverfahren für Anlagen bis 30 kW.....	46

5.3	Verzahnung EEG und MsbG für technische Einrichtungen klarstellen (§§ 9 und 10b EEG 2023)	47
5.4	Verordnungsermächtigung für Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung	48
6	Änderungen bei Windenergieanlagen	49
6.1	Verlängerung der BNK-Frist	49
6.2	Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023	50
6.3	Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b EEG 2023:	52
6.4	Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023)	53
6.5	Änderungen in § 55 EEG 2023	54
7	Änderungen bei den Fördergrundlagen	55
7.1	Kommunale Beteiligung	55
7.2	Änderungen bei den sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023	57
7.3	Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“	59
7.3.1	Im Gesetzentwurf vorgesehene Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“	59
7.3.2	Automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW zur Einspeisevergütung	60
7.4	Änderungen bei der „Ausfallvergütung“	62
7.5	Ausgeförderte Anlagen	62
8	Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung	63
8.1	Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV	64
8.2	Erfassung von Wärmedaten	64
9	Weitere Themen	65
9.1	Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate	65

9.2	Messstellenbetriebsgesetz	66
9.3	Umlageprivilegierungen nach dem EnFG – Anpassung von Meldepflichten und Sanktionen	66
9.3.1	Unverzögliche Mitteilungspflichten nach § 52 Abs. 1 EnFG und Sanktionen	66
9.3.2	Mitteilungspflichten im Belastungsausgleich zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern	68
9.4	Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen.....	69
10	Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten	70
10.1	Klarstellung der sanktionsweisen Zahlungspflichten bei Pflichtverstößen in § 52 EEG 2023	70
10.1.1	Sanktionsweise Zahlungen bei Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023.....	70
10.1.2	Sanktionsweise Zahlungspflichten wegen längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung	71
10.1.3	Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage.....	72
10.2	Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz.....	73
10.3	Weitere notwendige Änderungen im EnFG	75
10.3.1	Änderungen der Anlage 1 des EnFG.....	75
10.3.2	Gesetzliche Regelung des nachträglichen „Naturausgleichs“ im EnFG	76
10.4	Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen.....	77

Vorbemerkung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Mai 2023 eine Photovoltaik-Strategie (PV-Strategie) mit Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik (PV) vorgelegt. Der BDEW hat zur [PV-Strategie umfassend Stellung genommen](#). Der BDEW begrüßt, dass mit dem vorliegenden Regierungsentwurf für ein „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Stromerzeugung“ nun die rechtliche Umsetzung der angekündigten Maßnahmen mit wichtigen Schritten vorangebracht wird. Dieser Entwurf enthält im Vergleich zum Referentenentwurf eine Reihe zusätzlicher Punkte, die in dieser überarbeiteten Stellungnahme aus Sicht der Energiewirtschaft bewertet werden.

Executive Summary

Über 20 Gigawatt (GW) PV-Zubau pro Jahr bedeuten, dass das Ausbautempo im Vergleich zu 2022 mindestens verdreifacht werden muss. Damit das gelingt, müssen die Rahmenbedingungen stimmen, um schnell mehr Anlagen in allen Segmenten zu errichten und diese effizient in das Energiesystem zu integrieren. Gleichzeitig gilt es die hohe Akzeptanz, die die PV in der Bevölkerung genießt, zu erhalten.

Der BDEW begrüßt, dass zusätzliche Punkte in den Regierungsentwurf eingeflossen sind, die die Branche im Rahmen der Verbändebeteiligung zum Referentenentwurf eingefordert hatte. Hervorzuheben sind dabei insbesondere folgende **Verbesserungen**, die der BDEW vorgeschlagen hat und mindestens im finalen Gesetzestext Bestand haben müssen bzw. idealerweise an der ein oder anderen Stelle im Sinne des schnelleren Ausbaus der Erneuerbaren Energien noch Verbesserungen erfahren sollten:

- › **Öffnung benachteiligter Gebiete für Photovoltaik-Freiflächenanlagen¹** (PV-FFA): Die Flächen werden für die EEG-Ausschreibung grundsätzlich vollumfänglich geöffnet, solange die Länder diese Flächen nicht ausschließen („Opt.-Out“ statt „Opt.-In“).
- › **Neues eigenes Untersegment für „besondere Solaranlagen“²**, wie Agri-, Floating-, Moor- und Parkplatz-PV, innerhalb der Ausschreibung für PV-FFA mit verbesserten EEG-Konditionen (9,5 Cent/kWh statt 7,37 Cent/kWh).
- › **Bonus für extensivere Agri-PV:** Extensivere Agri-PV-Anlagen auf bestimmten Flächen, erhalten einen Bonus, wenn die Bewirtschaftung der darunter befindlichen bzw. angrenzenden Flächen die Kriterien zur weniger intensiven Nutzung erfüllt.

¹ BDEW-Forderung in: <https://www.bdew.de/service/publikationen/30-vorschlaege-fuer-einen-pv-turbo/>

² BDEW-Forderung in: <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/12-impulse-um-die-potenziale-von-agri-pv-zu-heben/>

- › Aus dem Referentenentwurf wurde die sehr wichtige **Duldungspflicht für Leitungen zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie für die Überfahrt und Überschwenkung zur Errichtung von Windenergieanlagen** übernommen: Die Regelung ist zu begrüßen, sie ist aber um eine Duldungspflicht auch für Batteriespeicher und um den Rückbau von EE-Anlagen zu ergänzen.
- › Auch die nötige **Verschiebung des Stichtags für die Einhaltung der Anforderungen für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) vom 1. Januar 2024 auf den 1. Januar 2025 wurde im Regierungsentwurf beibehalten.**

Dennoch bleiben weiterhin Punkte offen, die in der PV-Strategie aufgeführt waren und nicht in den Gesetzesentwurf eingeflossen sind, so z. B. die Ermöglichung der Zuordnung von PV-Anlagen zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen (in Grundsteuer A, analog zu Windenergieanlagen an Land). Zudem besteht aus Sicht der Branche Nachbesserungsbedarf an den vorgeschlagenen Regelungen. Diese Aspekte sollten im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens nachgebessert werden.

Über die oben bereits aufgeführten wichtigen Aspekte hinaus, sind aus Sicht des BDEW aus der Vielzahl an geplanten Neuregelungen auch folgende Punkte hervorzuheben:

- › **Flexibilisierung bei der Direktvermarktung:** Es ist zu begrüßen, dass die technischen Anforderungen der Direktvermarktung für die Steuerbarkeit von Kleinanlagen abgesenkt werden sollen. Hierfür hatte sich der BDEW schon lange eingesetzt.
- › Vereinfachtes **Meldeverfahren für Steckersolargeräte:** Der BDEW begrüßt jede Vereinfachung und Entbürokratisierung von Meldeverfahren. Das im Entwurf vorgeschlagene Meldeverfahren wird aber nur mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen in der Praxis annähernd umsetzbar sein. Der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung ist zwar im Ausgangspunkt erkennbar entlastend gemeint – sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen. Hauptanliegen des BDEW ist es, dass alle Steckersolargeräte tatsächlich gemeldet werden und Hersteller und Verkäufer Hinweispflichten in Bezug auf technische Anforderungen und Meldepflichten erfüllen müssen. Nichtsdestotrotz sieht der BDEW die positiven Aspekte von Balkon-PV-Anlagen für die Akzeptanz der Energiewende bei Bürgerinnen und Bürgern.
- › **Vereinfachtes Meldeverfahren** für Biomasseanlagen: Der BDEW begrüßt, dass für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie künftig nur noch die Meldung an den Netzbetreiber und nicht mehr die Meldung an das Marktstammdatenregister (MaStR) erforderlich ist.
- › Errichtung eines **zentralen Registers** zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen: Es dürfen keine neuen bürokratischen Belastungen für die Unternehmen entstehen. Der BDEW fordert hier insbesondere die Begrenzung auf Einheiten- und

Komponentenzertifikate. Ohne konkreten Anlass sollte das Register nicht von vornherein auf alle Energieanlagen erstreckt werden.

- › Verbesserungen beim bestehenden **Mieterstrommodell** und Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen **Gebäudestromversorgung**: Der BDEW begrüßt die Verbesserungen beim Mieterstrommodell, hat jedoch weitere Verbesserungsvorschläge. Hierzu gehört die Befreiung von Mieterstrom auch in der Umsetzungsoption mit dem Lieferkettenmodell. Hier ist nach aktueller Regelung die Stromsteuer zu erheben, während sie im Falle der Selbstbewirtschaftung nicht zum Tragen kommt. Damit sind Lieferkettenmodelle – also das Hauptinstrument zur Umsetzung der Mieterstrommodelle - kaum mehr wettbewerbsfähig.
- › **Gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung**: Das vorgesehene Modell im Gesetzentwurf ist aus Sicht des BDEW ein in die richtige Richtung weisender Vorschlag, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere, zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststromlieferanten, Messstellen- und Netzbetreiber mit sich. Die Abwicklung dieses Modells muss praxisnäher ausgestaltet werden und mit der Branche ausführlich besprochen werden, bevor es gesetzlich festgeschrieben wird. Der BDEW schlägt ein in der Abwicklung deutlich einfacheres Gebäudestrommodell vor, bei dem nicht in die Stromlieferverträge eingegriffen wird und stattdessen lediglich eine virtuelle Zuweisung des PV-Stroms und eine finanzielle Weitergabe der Erträge vorgesehen ist.
- › Änderungen an den **EEG-Fördergrundlagen**: Diese bewertet der BDEW überwiegend positiv, sieht jedoch Nachbesserungsbedarf im Detail, z. B. bei der Ausweitung der kommunalen Beteiligung.
- › **Anpassung des Naturalausgleichs** der in der Testierung festgestellten energetischen und finanziellen **EEG-Differenzmengen** aus dem Vorjahr zwischen VNB und ÜNB: Der bisher nicht gesetzlich geregelte, finanzielle und physikalische Jahresausgleich in Form eines Septemberbandes zwischen VNB und ÜNB in Bezug auf EEG-Mengen (vornehmlich aus der Integration von PV-Anlagen) erzeugt einen erheblichen Abwicklungsaufwand, ein künstliches Aufblähen der Handelsvolumina sowie steigende finanzielle Risiken bei den Netzbetreibern, ohne dass das Entstehen dieser Differenzmengen im Wesentlichen in der Verantwortlichkeit der NB liegt. Eine entsprechende Regelung in § 13 Abs. 5 des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) im Sinne einer Ausgleichszahlung erscheint dem BDEW konsensfähig und daher schnell umsetzbar (s. Kap. 10.4).

Wichtiger Anpassungsbedarf

- › Den Betrieb von **Steckersolargeräten** ohne Zweirichtungszähler lehnt der BDEW im Grundsatz ab. Durch mögliche Einspeisungen werden Steckersolargeräte Teil des Energiesystems und eingespeiste Mengen müssen erfasst werden können, weil ansonsten wichtige Informationen, u. a. für den Ausgleich von Bilanzkreisen, fehlen. Bereits die vorgesehene Anmeldung von Steckersolargeräten wird voraussichtlich nur eine geringe Anzahl wahrnehmen, zumal keinerlei Anreiz dafür - wie auch für den Einbau eines modernen Messgerätes - gesetzt wird. Aktuell gehen die Netzbetreiber von Dunkelziffern zwischen 50 und 75 % aus. Hier muss dringend Abhilfe geschaffen werden. Gleichzeitig sieht der BDEW die praktische Notwendigkeit, für eine begrenzte Zeit auch rückwärtslaufende Zähler zu dulden, um zügige Netzanschlüsse dieser Kleinstanlagen zu erreichen und gleichzeitig dem Messstellenbetreiber mit Blick auf den begonnenen oder bevorstehenden Rollout intelligenter Messsysteme eine flexiblere Handhabung zu ermöglichen. Dabei müssen jederzeit die Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers und vertriebsrechtliche Interessen im Blick behalten werden (**s. Kap. 2.2**).
- › Ein noch dringend zu klärender Punkt ist die **Begrenzung von Geboten** und Zahlungsberechtigungen. Für das Jahr 2023 wurden diese bereits vorübergehend von 20 MWp auf 100 MWp angehoben. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse in diesem Jahr verdeutlichen, dass Anlagen über 20 MWp erheblich zu einem beschleunigten und kosteneffizienten PV-Ausbau beitragen können. Ein Rückfall auf die 20 MWp Obergrenze würden im Zusammenspiel mit der Zusammenrechnungsvorschrift für Freiflächenanlagen innerhalb eines 24 Monatszeitraums gemäß § 24 Abs. 2 EEG wieder ein erhebliches Risiko einer Entschleunigung des Zubaus mit sich bringen. Aus Gründen einer raumverträglichen Flächensteuerung ist die Deckelung zudem unnötig, da diese auch über das Planungs- und Genehmigungsrecht erfolgen kann. **Die Obergrenze für Gebote und Zahlungsberechtigungen sollte daher permanent auf 100 MWp angehoben werden (s. Kap. 2)**.
- › Der BDEW hält es zusätzlich zu den vorliegenden Inhalten für schnell umsetzbar und besonders wirksam, die Zuordnung von Freiflächen mit PV-Anlagen zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zu ermöglichen. Dieses **steuerrechtliche Hemmnis** sollte möglichst zeitnah angegangen werden, da es sich in der Praxis negativ bei der Zurverfügungstellung von Flächen auswirkt (**s. Kap. 10.4**). Für eine langfristige Planungs- und Finanzierungssicherheit ist zudem eine klare Zuordnung aller Formen von Photovoltaikanlagen zur Grundsteuer A vorzunehmen. Lediglich Bayern ist hier aktuell vorangegangen. Andere Länder wie z. B. Nordrhein-Westfalen praktizieren jedoch eine Zuordnung zur Grundsteuer B. Dies kann zu einer deutlichen Steigerung der Grundsteuer führen (1.000 Euro und mehr pro Hektar), die damit kontraproduktiv auf den PV-Zubau wirkt.

- › Der BDEW begrüßt, dass Forderungen der Branche nach einem besseren Rahmen für **Agri-PV** und andere **besondere Solaranlagen** Eingang in den Gesetzentwurf gefunden haben und die Weichen zur Einführung der sogenannten **Biodiversitäts-PV** gestellt worden sind. Weiterhin bestehende Hürden, wie zu häufige Berichtspflichten und Überprüfung der Projekte, sollten nun ebenfalls angegangen werden. Außerdem ist es wünschenswert, die Gestaltung von **praxisgerechten Kriterien für extensivere Agri-PV** schon in dem Gesetzestext festzulegen, sodass mit einer Verordnung nach § 94a ggf. nur noch nachjustiert werden muss. Hier sollte die nachweisliche Reduzierung des Einsatzes von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln, mindestens um einen zweistelligen Prozentbetrag, ausgehend von den für die jeweiligen Flächen geltenden Vorgaben (AVV GeA), ausreichend und langwierige/teure Gutachten sollten nicht gefordert sein (**s. Kap. 2.7.2**).
- › Die **Ausschreibungsvolumina** für PV-Freiflächenanlagen (erstes Segment) in § 28a Abs. 2 EEG 2023 sollten um die für „besondere Solaranlagen“ reservierten und bis 2029 ansteigenden Volumina in § 37d Abs. 1 EEG-E **erhöht werden**. Kommt es bei der Ausschreibung im Untersegment für besondere Solaranlagen zu einer Unterzeichnung, so sollten die nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen verfallen und nicht der Ausschreibung für Freiflächenanlagen gutgeschrieben werden (**s. Kap. 2**).
- › Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der **Innovationsausschreibungen** von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die **Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte** kurzfristig erforderlich, wie für die Solar-Ausschreibungen zum 1. Januar 2023. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen (**s. Kap. 9.4**).
- › Für den zügigen PV-Ausbau sind der **Netzanschluss und der Netzausbau** enorm wichtig. Die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren kann durch **Fortschritte bei Standardisierungs- und Digitalisierungsprozessen** erheblich beschleunigt werden. Infolge der Komplexität und Vielzahl der beteiligten Akteure sollten in Bezug auf diese Thematik zeitnah weitere gemeinsame Lösungsansätze zwischen Politik, Behörden und Energiewirtschaft erarbeitet werden. Mit Blick auf die Niederspannung konnten hier in der praktischen Zusammenarbeit bereits beschleunigende Ergebnisse vorgelegt werden. Eine ausgewogene Berücksichtigung dieser Belange ermöglicht eine wirtschaftlich nachhaltige Integration des Stroms aus Photovoltaikanlagen ins Netz, fördert die Effizienz der Energieverteilung und trägt zur Beschleunigung der Energiewende bei. Die angedachten ambitionierten Ziele werden umgekehrt nicht umsetzbar sein, wenn die **Netzintegration** nicht gelingt, weil personelle Ressourcen oder ein geeigneter Rechts- und Finanzierungsrahmen beim Netzbetreiber fehlen (**s. Kap. 5**).

- › Angekündigte **Entbürokratisierungsmaßnahmen** aus der PV-Strategie sollten ins Solarpaket I aufgenommen werden. So sollte etwa die Pflicht zu einer Umsatzsteuererklärung für PV-Kleinunternehmen als Maßnahme zur weiteren Entbürokratisierung entfallen. Als weitere Maßnahme der **Bürokratievermeidung** sollte die Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln bei Korrekturen im Belastungsausgleich nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) gestrichen werden. Die zugrundeliegenden Sachverhalte sind allermeist zwischen den Beteiligten unstrittig, aber nicht auf die im Gesetzentwurf vorgesehenen „unstrittige Korrektur fehlerhafter oder unvollständiger Angaben“ beschränkt (**s. Kap. 2.2**)
- › Darüber hinaus sollten die kalenderjährlichen **Mitteilungspflichten der Verteilnetzbetreiber** (VNB) an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in § 50 Nr. 2 b) EnFG im Sinne der Bürokratievermeidung dahingehend angepasst werden, dass nur noch aggregierte Datensätze und nicht mehr netznutzerbezogene Einzeldaten mitgeteilt werden müssen. Bereits mittelgroße Netzbetreiber müssten ansonsten jedes Jahr Zehntausende von Daten an den ÜNB mitteilen, deren Validität allerdings bereits vorher durch einen entsprechenden Wirtschaftsprüfer testiert worden ist. Eine so hohe Granularität der Daten ist daher gar nicht erforderlich (**s. Kap 9.3.1**).

1 Einleitung

Ein beschleunigter Ausbau der Photovoltaik ist eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende auf dem Weg zur Klimaneutralität. Der Zuwachs bei der PV verläuft positiv. Um diese Entwicklung weiter zu steigern und auf hohem Niveau zu halten, müssen die Rahmenbedingungen, etwa mit Blick auf Netzausbau und Netzintegration, weiter verbessert werden. Es bedarf einer Vielzahl an passgenauen Maßnahmen für die unterschiedlichen Segmente, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Der BDEW hatte bereits 2021 mit einer eigenen PV-Strategie „[Die Energiewende braucht einen PV-Boom](#)“ eine umfassende Sammlung mit rund 70 Handlungsempfehlungen vorgelegt, um den notwendigen PV-Boom auszulösen. 2022 hat der BDEW mit dem Positionspapier „30 Vorschläge für einen PV-Turbo“ ([PV-Turbo-Papier](#)) weitere Maßnahmen aufgezeigt, um den PV-Ausbau in allen Bereichen voranzubringen. Im Frühjahr 2023 kamen Papiere mit [12 Vorschlägen für die bessere Nutzung von Agri-PV und anderen besonderen Solaranlagen](#) sowie [Vorschläge zum Mieterstrom und einem neuen Gebäudestrommodell](#) hinzu. Einen Teil der Vorschläge hat die Bundesregierung bzw. der Gesetzgeber bereits durch das „Osterpaket“ und andere Initiativen aufgegriffen und umgesetzt. Das Solarpaket greift weitere Aspekte auf, die im Detail aus Sicht des BDEW noch verbessert werden können.

Wichtig für das Erreichen der Zubauziele ist auch, dass die verschiedenen Akteure der Energiebranche, über die Ministerien und Behörden bis hin zu Landwirtschaft, Handel und

Immobilienwirtschaft sowie Umweltverbände, hinsichtlich der Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau an einem Strang ziehen. Der BDEW wird sich weiterhin konstruktiv in Gespräche mit unterschiedlichen Stakeholdern einbringen, um gemeinsam weitere Potenziale für den PV-Zubau und die Netzintegration der Anlagen zu heben.

Im Einzelnen nimmt der BDEW zum Gesetzentwurf wie folgt Stellung:

2 Änderungen bei Solarstromanlagen

Im Jahr 2026 soll der jährliche Leistungszubau auf 22 GW gesteigert und für die Folgejahre auf diesem hohen Niveau stabilisiert werden. Dabei soll sich der Zubau jeweils hälftig auf Dach- und Freiflächenanlagen aufteilen. Der Gesetzentwurf sieht einen stärkeren Zubau von Freiflächenanlagen, eine Erleichterung des Zubaus von PV-Dachanlagen sowie eine Vereinfachung des aktuellen Mieterstrommodells und die Errichtung eines Modells der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vor. Zudem soll die Nutzung von Steckersolargeräten erleichtert und die Netzanschlüsse beschleunigt werden.

Neben dem Ausbau regenerativer Stromerzeugung sieht der BDEW eine besondere Herausforderung bei der notwendigen **Netzintegration der PV-Anlagen**. Bereits heute geraten auch die Verteilnetze, an die nahezu 100 % der PV-Anlagen angeschlossen sind, zunehmend an ihre technischen Grenzen und stehen vor fundamentalen Herausforderungen. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen auch PV-Anlagen immer häufiger durch Netzbetreiber abgeregelt werden (Redispatch), was zu massiv steigenden Kosten führt, ohne dass dadurch mehr regenerativ erzeugter Strom genutzt werden kann. Für das Gelingen und die Akzeptanz der Energiewende ist der beschleunigte Netzausbau deshalb zentral. Hierfür sind insbesondere wirksame Maßnahmen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Sicherstellung der ausreichenden Finanzierung des Netzaus- und -umbaus unerlässlich.

Um den Anteil des nutzbaren erneuerbaren Stroms weiter zu erhöhen, ist eine wirksame Synchronisierung von Erneuerbare-Energien-Zubau und Netzkapazitäten erforderlich. Um mehr Erneuerbare-Energien-Strom aus Stromerzeugungsanlagen nutzen zu können, sollten Anreize geschaffen werden, neue Stromerzeugungsanlagen bevorzugt in Netzregionen zu realisieren und anzuschließen, die nicht bereits aufgrund laufender Netzausbaumaßnahmen stark netzengpassbehaftet sind.

Zudem ist zu erwarten, dass die nächsten **PV-Auktionen** deutlich überzeichnet sein werden, anders als bei Wind an Land. So war die letzte Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments zum 1. Juli 2023 dreifach überzeichnet. Die Ausschreibungsvolumina für das erste Segment (Freiflächenanlagen) in § 28a Abs. 2 EEG 2023 sollten um die für „besondere Solaranlagen“ reservierten und bis 2029 ansteigenden Volumina in § 37d Abs. 1 EEG-E erhöht werden. Kommt es bei der Ausschreibung im Untersegment für besondere Solaranlagen zu einer

Unterzeichnung, so sollten die nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen verfallen und nicht der Ausschreibung für Freiflächenanlagen gutgeschrieben werden.

Darüber hinaus sieht der BDEW eine Verlängerung der derzeit nur befristet für 2023 angehebenen Höchstgrenze für Gebotsgrößen von 20 auf 100 MW auch im Jahr 2024 als erforderlich an, um die Zubauziele für PV-Freiflächenanlagen zu erreichen. Darüber hinaus würde der Fortbestand zulässigen Gebotsgröße von bis zu 100 MW installierter Leistung pro Gebot die Zuschlagung von größeren Projekten mit geringerem Förderbedarf durch Skaleneffekte ermöglichen.

2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung

Aktuell können Anlagen, deren Vergütung nach dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert bestimmt wird, nicht in „benachteiligten Gebieten“ errichtet werden, die Acker- oder Grünland sind (§ 48 Abs. 1 EEG 2023). Insbesondere bei Gebieten mit unterdurchschnittlicher Bodengüte trägt aber eine solarenergetische Nutzung regelmäßig zu einer Verbesserung der Biodiversität bei.

Der Regierungsentwurf sieht hingegen vor, dass anstelle der bisherigen „Opt-In-Regel“ der Länder eine „Opt-Out-Regel“ eingeführt werden soll, sowohl für die ausschreibungsbasierte als auch für die gesetzliche Förderung. Länder sollen daher nicht mehr durch entsprechende Länderverordnung ermächtigt werden, „benachteiligte Gebiete“ der Flächenkulisse zuzuführen. Vielmehr sollen diese Gebiete durch Bundesrecht generell geöffnet werden und die Bundesländer durch entsprechende Landesverordnung hiervon abweichen können, wenn die im Gesetz definierten Bedingungen vorliegen.

Außerdem sollen die „benachteiligten Gebiete“ nun auch in die Flächenkulisse für die gesetzliche Förderung integriert werden.

Schließlich sollen nach § 37 Abs. 4 EEG-E abweichend von § 37 Abs. 1 EEG keine Gebote für Freiflächenanlagen abgegeben werden dürfen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden sollen, wenn drei Monate vor dem jeweiligen Gebotstermin Freiflächenanlagen, die nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurden, mit einer installierten Leistung von mehr als 80 Gigawatt auf landwirtschaftlich genutzten Flächen betrieben werden und im Marktstammdatenregister als in Betrieb genommen registriert wurden. Nach dem Ablauf des 31. Dezember 2030 soll vorstehender Satz mit der Maßgabe anzuwenden sein, dass die Leistungsschwelle 177,5 Gigawatt beträgt.

Parallel hierzu soll ein neuer § 48 Abs. 5 EEG festlegen, dass abweichend von § 48 Abs. 1 bis 1c EEG der anzulegende Wert für Freiflächenanlagen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden, null betragen soll, wenn die Bundesnetzagentur in der letzten

mindestens einen Monat vor der Inbetriebnahme liegenden Bekanntmachung nach § 29 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4a EEG angegeben hat, dass nach § 37 Abs. 4 EEG keine Gebote für Freiflächenanlagen abgegeben werden dürfen, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden sollen.

Bewertung

Der BDEW begrüßt diese Maßnahmen ausdrücklich. Er hatte diese bereits in der Vergangenheit vorgeschlagen, insbesondere die Umwandlung der bisherigen "Opt-In-Regel" in eine "Opt-Out-Regel" (s. "[BDEW-Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK](#)"). Für den Ausbau sehr positiv ist, dass der „Opt-out“ nur möglich ist, wenn und solange mindestens 1 % bzw. 1,5 % (ab 2031) der landwirtschaftlichen Nutzfläche des Bundeslandes für Freiflächenanlagen genutzt werden. Wichtig ist nun die tatsächliche Abschaffung der bisherigen "Opt-in"-Verordnungen, sodass diese auch tatsächlich ungültig und als "Opt-Out-Regelungen" neu gefasst werden. Nichtsdestotrotz fordert der BDEW mittel- bis langfristig weiterhin die Abschaffung sowohl der "Opt-In-" als auch der "Opt-Out-Regel" und plädiert für eine generelle Öffnung der benachteiligten Gebiete in allen Bundesländern für PV-Freiflächenanlagen.

Auch wenn die mit § 37 Abs. 4 EEG-E eingeführten Deckel nicht unmittelbar restriktiv wirken mögen, ist die Verankerung eines solchen fixen Deckels unnötig. Einem etwaigen als überschießend empfundenen Zubau kann bereits über die Nutzung der nun eingeführten „Opt-out“-Klausel durch die Bundesländer wirksam begegnet werden. Die Erfahrung mit dem früheren 52-GW Deckel zeigt ebenfalls, dass ein solcher Deckel – wenn sich die politische Einschätzung ändern sollte – durchaus schwierig wieder zu entfernen ist bzw. zumindest Verzögerungen und Unsicherheit mit sich bringt. In jedem Fall muss klargestellt werden, dass nur der Netozubau für den Deckel zählen darf, also im Falle von Repowering von Flächen nur die zusätzlich installierte Leistung. Außerdem muss der Zubau um stillgelegte Kapazität bereinigt werden (z. B. bei Rückgabe in die landwirtschaftliche Nutzung).

Die im Entwurf enthaltenen weiteren Regelungen, wie die Unzulässigkeit der Gebote ab 80 GW PV auf landwirtschaftlichen Flächen sowie die Möglichkeit der Bundesländer zusätzliche Anforderungen festzulegen, schaffen Marktunsicherheiten und führen höchstwahrscheinlich zu einem Flickenteppich an unterschiedlichen Anforderungen je nach Bundesland.

Darüber hinaus ist die in § 48 Abs. 5 des Gesetzentwurfs vorgesehene Bezugnahme auf eine Bekanntmachung im Rahmen der Ausschreibungen nach § 29 Abs. 1 EEG für die Netzbetreiber nicht zielführend, da diese nicht an EEG-Ausschreibungen teilnehmen. Es muss daher sichergestellt sein, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) den anzulegenden Wert von null rechtzeitig - sobald dieser Fall eintritt - auf ihrer Homepage unter der Rubrik „Fördersätze für Solaranlagen und Mieterstromzuschlag“ veröffentlicht.

2.2 Steckersolargeräte

Das hohe Antragsvolumen von Erneuerbare-Energien-Anschlussbegehren stellt Verteilnetz- und Messstellenbetreiber bereits heute vor erhebliche Herausforderungen. Tausende von PV-Anlagen beantragen den Netzanschluss in das Verteilnetz aufgrund verschiedener Anreize - hinzu kommen exponentiell steigende Anschlussbegehren von Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen.

Parallel dazu hat die Novelle des Messstellenbetriebesgesetzes (MsbG) die Pflichten des Messstellenbetreibers nochmals deutlich ausgedehnt (u. a. Pflicht zur Ausstattung bislang nicht abrechnungs- oder bilanzierungsrelevanter Zählpunkte) und den zeitlichen Druck auf die Ausstattungspflichten erhöht (Ausstattung auf Kundenwunsch, „Selbstvornahme“).

Mit dem vorliegenden Regierungsentwurf zum Solarpaket soll die Nutzung von Steckersolargeräten erleichtert werden. Dies betrifft Geräte mit einer installierten Modulleistung von bis zu 2000 Watt und einer Wechselrichtungsleistung von bis zu 800 Voltampere. Sie werden im Gesetzentwurf als niedrighschwellige Möglichkeit für alle Bürgerinnen und Bürger gesehen, sich an der Energiewende zu beteiligen. Mit den neuen Regelungen im EEG für Steckersolargeräte, für die keine Einspeisevergütung begehrt wird, soll ein sofortiger Anschluss dieser Geräte ermöglicht werden. Die Meldepflicht beim Netzbetreiber soll dann entfallen.

Bewertung

Der BDEW fordert eine für alle Netzbetreiber einheitliche Vereinfachung und die Ermöglichung eines möglichst großen Anwendungsbereichs von Steckersolargeräten. Dabei weist der BDEW nachdrücklich darauf hin, dass rückwärtslaufende Zähler nicht ins energiewirtschaftliche System passen, die Bilanzkreisbewirtschaftung erschweren und zu einer Schieflage der Bilanzkreise, insbesondere des Differenzbilanzkreises des Netzbetreibers gemäß § 12 Abs. 3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) führen, weil die eingespeisten Strommengen nicht erfasst werden und es zu erheblichen Abweichungen im Vergleich zu den Jahresverbrauchsprognosen kommen kann. Ergebnis sind in vielen Fällen beträchtliche und ungewollte Risikoposten bei den Netzbetreibern durch den Zeitverzug zwischen Ausgleich und Vergütung (samt Preisänderungen). Die Folgen rückwärtslaufender Zähler sind außerdem eine Verringerung der Stromlieferung, der Netznutzungsentgelte sowie aller mit dem Strombezug verbundenen Umlagen, Abgaben und nicht zuletzt von zu zahlenden Steuern. Wir bitten um eine Überprüfung des Sachverhalts durch die BNetzA und die zuständigen Steuerbehörden. Zudem führen rückwärtslaufende Zähler zu Abweichungen bei der Beschaffung von Energiemengen bei Lieferanten.

Der BDEW sieht nichtsdestotrotz die Notwendigkeit, für dieses spezielle Kleinanlagensegment, das den Kunden eine zeitnahe Beteiligung an der Energiewende ermöglichen soll, rückwärtslaufende Zähler zu akzeptieren. Dabei ist diese Zeit möglichst kurz zu halten und sicherzustellen, dass der Kunde die Anlage im Marktstammdatenregister meldet und den Einbau der

neuen Messeinrichtung unterstützt. Dem wird der Gesetzesentwurf im Grundsatz gerecht, da der Messstellenbetreiber eine mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung **unverzögliche** Ausstattung mit einer modernen Messeinrichtung als Zweirichtungszähler oder einem intelligenten Messsystem gewährleisten muss, ohne dass es einer gesonderten Beauftragung bedarf.

Wichtig sind dabei einfache Verfahren für alle Marktteilnehmer, d.h. nicht ausschließlich nur für die Betreiber der Steckersolargeräte. Gerade in Konstellationen mit mehreren Erzeugungsanlagen in einer Kundenanlage bleibt die messtechnische Abgrenzung, Erfassung und Bilanzierung weiter Aufgabe des Netzbetreibers/ Messstellenbetreibers. Richtig ist, dass vom Netzanschlussbegehren über Vergütungsverzicht und Anpassungen bei den technischen Vorgaben nach § 9 EEG 2023 die Verantwortung für den Anschluss und Betrieb von Steckersolargeräten sowie der Meldung beim Marktstammdatenregister beim Kunden verortet wird. Es ist aber zwingend sicherzustellen, dass im Marktstammdatenregister sämtliche Daten, die für spätere Prozesse notwendig sind (z. B. Kontaktdaten des Kunden für Zählersetzung), korrekt erfasst und über automatisierte Schnittstellen sowie mit ausreichender Datenqualität an die Netzbetreiber übermittelt werden. Um einen zeitnahen Einbau einer Zweirichtungszählung überhaupt veranlassen zu können, muss der Netzbetreiber sehr zeitnah über in seinem Netzgebiet angemeldete Anlagen aus dem Marktstammdatenregister informiert werden. Ungeachtet der verbauten Qualität der Steckersolaranlage kann es zu sicherheitskritischen Mängeln an Wechselrichtern kommen, die ein Risiko für Personen- oder Anlagenschäden beim Kunden oder Netzbetreiber bedeuten (z. B. Einfluss auf die Spannungsqualität, mangelnder Netz- und Anlagenschutz etc.).

Der BDEW weist darauf hin, dass der Anschluss der Steckersolargeräte im EEG nicht geregelt wird. In § 10 Abs. 5a EEG 2023 wird vielmehr auf die Einhaltung der für den Netzanschluss maßgebliche Regelungen verwiesen. Der Anschluss über einfache Schukostecker ist nach den Vorgaben der DIN VDE 0100-551 / DIN VDE V 0628-1 bis zu Änderungen durch die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik (DKE) weiter nicht zulässig.

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Positiv hervorzuheben ist mit Blick auf den vorliegenden Gesetzentwurf, dass die unentgeltliche Abnahme für die ausschließliche Anmeldung im Marktstammdatenregister (MaStR) vorausgesetzt wird, sodass keine Vergütungsabrechnung erfolgen muss. Zudem werden erstmals Modul- und Wechselrichterleistung für Steckersolargeräte im EEG klar definiert, Sanktionen des Anlagenbetreibers aufgrund möglicher Pflichtverstöße nach § 52 EEG sollen grundsätzlich entfallen.

Dass Steckersolaranlagen nach § 9 Abs. 3 EEG 2023 nicht für die Bestimmung der Leistungsgrenzen zusammengefasst werden sollen, ist allerdings nur dann sachgerecht, wenn sie insignifikant bleiben. Da hinter einem Netzanschluss mehrere Steckersolargeräte verbaut sein

können und es im Gesetzentwurf nur auf die Entnahmestelle eines Letztverbrauchers ankommt, müsste ein – technisch noch zu bestimmender – Grenzwert für die Nicht-Zusammenfassung gefunden werden.

Damit werden für Anlagen- und Netzbetreiber im Sinne der Beschleunigung von insbesondere größeren Erneuerbare-Energien-Netzanschlussbegehren allerdings nur auf den ersten Blick dringend benötigte Kapazitäten frei: Zwar ist der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung im Ausgangspunkt entlastend gemeint. Sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen.

› **Anmeldung im MaStR oder beim Netzbetreiber?**

Im Zusammenspiel von § 10a Abs. 2 und 3 EEG-RegE sowie § 13 Abs. 1 MaStRV wird deutlich, dass der Netzbetreiber als „Weiterleitender“ für die Informationen fungieren soll, die der Messstellenbetreiber für die Setzung eines Zweirichtungszählers benötigt. Statt des bislang vorgesehenen Vorgehens *Anschlussbegehren – Zählersetzung – Inbetriebnahme und Anschluss* wird das Verfahren umgekehrt, sodass die Folgen einer nicht ordnungsgemäßen Messeinrichtung, insbesondere von ggf. vorübergehend rückwärtslaufenden Zählern, die der BDEW im Grundsatz ohnehin ablehnt, auf den Netzbetreiber/Messstellenbetreiber abgewälzt werden. Somit müssen VNB künftig zwei Prozesse für steckerfertige Anlagen vorhalten: einerseits den Prozess ohne Vergütung (Startpunkt MaStR), andererseits den Prozess mit Vergütung mit Startpunkt beim VNB. In Summe führt das nur bedingt zu einer Entbürokratisierung.

Die Netzbetreiber, die entsprechende Portale aufgebaut haben, erheben in diesen bereits alle vom Kunden notwendigen Daten, die für verschiedene Folgeprozesse notwendig sind, und können im Zweifelsfall auch für ihre Kunden die Datenqualität prüfen. Falls das Markstammdatenregister (MaStR) diese Aufgabe für Steckersolaranlagen übernehmen soll, müsste der Betreiber des Markstammdatenregisters dies ebenfalls leisten. § 13 MaStRV müsste dies klarstellen und für diese Fälle entsprechend angepasst werden.

Der Netzbetreiber muss zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes angeschlossene Steckersolargeräte kennen, um ggf. auftretende schädliche Netzurückwirkungen erkennen und die Belastung des Netzes einschätzen zu können, um die Netz- und Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Denn unabhängig von der verbauten Qualität der Steckersolargeräte kann es zu technischen, sicherheitskritischen Mängeln an Wechselrichtern kommen, die das Risiko für Personen- oder Anlagenschäden bei Kunden / des Netzbetreibers beinhalten (z. B. Einfluss auf die Spannungsqualität / mangelnder Netz- und Anlagenschutz etc.). Ohne eine Anmeldepflicht beim Netzbetreiber ist eine Identifikation der betreffenden Anlagen kaum möglich. Wir erachten die Erfassung der technischen Daten von Steckersolargeräten beim Netzbetreiber (Datenumfang des bisherigen, vereinfachten Anmeldeverfahrens) für sinnvoll.

Zusammenfassend: Sicherheit und die damit verbundene Datentransparenz im Versorgungsnetz sollten im Vordergrund stehen und lassen eine Anmeldung beim Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sinnvoll erscheinen.

Da die Verteilnetzbetreiber keinerlei Einfluss auf die angeschlossenen Anlagen haben, liegt auch die Verantwortung für deren Netz- und Unfallverträglichkeit allein beim Anlagenbetreiber. Für die Sicherheit innerhalb der Kundenanlage trägt der Kunde ohnehin die Verantwortung. Daher muss der Hersteller und auch der Verkäufer der Anlagen ausdrücklich verpflichtet werden, den Kunden auf die korrekte Anmeldung, Anschluss und die Nichtverantwortlichkeit des Netzbetreibers hinzuweisen.

Vor dem Hintergrund sich häufender technischer Probleme bei Wechselrichtern in Steckersolargeräten bestimmter Hersteller regt der BDEW ferner die Einführung einer von der BNetzA zu führenden Negativliste an. Vielfach ist in den Wechselrichtern von Steckersolargeräten kein funktionierender Netz- und Anlagen-Schutz (NA-Schutz) eingesetzt worden. Der NA-Schutz ist nach den technischen Vorschriften (v. a. VDE-AR-N 4105) zwingend erforderlich und wird bei der Zertifizierung der Wechselrichter geprüft. Ohne NA-Schutz dürfen Wechselrichter nicht am Netz betrieben werden.

Bisher allerdings liegen keine genauen Informationen darüber vor, welche Typen welches Herstellers und ggf. welche Chargen konkret betroffen sind. Den Betrieb aller Anlagen als Netzbetreiber pauschal zu untersagen, die einen Wechselrichter eines bestimmten Herstellers einsetzen, wäre sachlich nicht gerechtfertigt. Der Kunde selbst kann andererseits selbst kaum prüfen, ob der NA-Schutz in seinem Wechselrichter ordnungsgemäß funktioniert.

Der BDEW schlägt daher die Einrichtung einer **Negativliste** vor – also einer konkreten Auflistung, welche Typen welcher Hersteller (ggf. sogar welche Chargen) von benanntem Problem betroffen sind. Diese Liste ist durch die Bundesnetzagentur zu führen. Netzbetreiber könnten den Kunden bei der Anmeldung von neuen Steckersolargeräten (sofern diese noch gefordert ist) darauf hinweisen, dass ein Gerät nicht ordnungsgemäß betrieben werden kann. Kundenanfragen zu Bestandsanlagen könnten dann vom Netzbetreiber mit Verweis auf eine solche Liste der BNetzA beantwortet werden.

Der BDEW geht von einer erheblichen Dunkelziffer von nicht im **Marktstammdatenregister** gemeldeten Steckersolaranlagen aus. Dies resultiert auch und vor allem daraus, dass den entsprechenden Anlagenbetreibern die MaStR-Registrierungspflicht und die korrespondierenden Sanktionen nach § 52 EEG 2023 gar nicht bekannt sind. Um zu erreichen, dass diese Anlagen überhaupt angemeldet werden und für Bilanzierungs- und ggf. Abrechnungszwecke sichtbar sind, sollen die Hersteller und gleichzeitig auch die Verkäufer verpflichtet werden, auf die Anmeldung und Folgen bei der Nichtmeldung im Marktstammdatenregister hinzuweisen.

Unklar ist auch die Sanktionslage bei der Meldepflicht beim Marktstammdatenregister:

Die Registrierungspflicht von Steckersolaranlagen wird in § 5 MaStRV beibehalten und durch die neu gefasste Anlage zur MaStRV nur erleichtert.³ Die Sanktionierung der Nichtregistrierung in § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 wird nicht entsprechend eingeschränkt, wenn der Anlagenbetreiber kumulativ zur Nichtregistrierung auch keine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG abgibt. Außerdem ist der Betreiber von (Steckersolar-) Anlagen, die den Strom via „unentgeltliche Abnahme“ an den Netzbetreiber verkaufen, nach Art. 1 Nr. 42 und 43 des Gesetzentwurfs verpflichtet zur „Mitteilung der erforderlichen Daten für die kaufmännische Abnahme der einspeisevergüteten Strommengen durch den Netzbetreiber“ nach §§ 70 und 71 EEG, also zur Vornahme der Kalenderjahresendmeldung (s. auch Begründung hierzu). Dies bedeutet demnach, dass diese Anlagen bei Nichtregistrierung im Marktstammdatenregister und parallel unterlassener Kalenderjahresendmeldung weiterhin nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 sanktioniert werden müssen. Meinungen, wonach die Nichtregistrierung von Steckersolaranlagen im Marktstammdatenregister aufgrund dieses Gesetzentwurfs nicht mehr nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 sanktioniert werden, lassen sich demnach nicht mit dem Gesetzeswortlaut vereinbaren.

Nichtanmeldungen werden außerdem über die MaStRV bereits sanktioniert. Allerdings wird dies förderseitig durch einen entsprechenden Fälligkeitsschub nur dann wirksam, wenn überhaupt eine EEG-Förderung in Anspruch genommen wird (§ 23 MaStRV). Aus diesem Grunde muss die förderunabhängige Bußgeldpflicht der Anlagenbetreiber bei Nichtregistrierung von Steckersolaranlagen im MaStR nach § 21 MaStRV auch bei diesen Anlagen weiterhin bestehen bleiben, und die Hersteller und Verkäufer der Anlagen müssen die Anlagenbetreiber hierüber informieren. Ohne eine entsprechende Bußgeldpflicht ist gar nicht mehr gewährleistet, dass diese Anlagen überhaupt im MaStR registriert werden und damit über diesen Informationskanal dem Netzbetreiber bekannt werden.

Für Steckersolargeräte, die nach dem Regierungsentwurf nur über das Marktstammdatenregister angemeldet werden müssen, entfallen hingegen die Sanktionen nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 und 4 EEG 2023, weil es für diese Anlagen keine korrespondierenden Pflichten mehr gibt. Für andere Steckersolargeräte (bspw. mit höheren Leistungsgrenzen oder für die der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung begehrt), bleibt es bei den in § 52 EEG 2023 vorgesehenen Sanktionen, sofern die Pflichten nicht ausdrücklich entfallen (etwa bei § 9 EEG). Der BDEW weist an dieser Stelle darauf hin, dass auch der zusätzliche Aufwand, der den Netzbetreibern durch die Sanktionierungen von Betreibern entsteht, deren Steckersolargeräte die im Entwurf genannten Modul- bzw. Wechselrichterleistungen übersteigen, möglichst geringgehalten werden muss.

³ Vgl. Begründung in BRats-Drs. 383/23, S. 92.

Wenn die Sanktion nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 bei Nichtanmeldung der Steckersolaranlagen im Marktstammdatenregister nach Auffassung des Gesetzgebers hingegen entfallen soll, muss dies entweder im § 52 Abs. 1 Nr. 11 EG 2023 festgelegt werden, z.B. durch den Zusatz

„, wobei von dieser Sanktionierung Steckersolaranlagen nach § 8 Absatz 5a ausgeschlossen sind“,

oder die in Art. 1 Nr. 42 und 43 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Einschübe hinsichtlich der Kalenderjahresendmeldung müssen wie folgt eingeschränkt werden:

„, wenn es sich nicht um Steckersolaranlagen nach § 8 Absatz 5a handelt“.

Der neue § 10a EEG-RegE sollte zudem folgende neue Informationspflichten der Hersteller und Verkäufer enthalten:

› **BDEW-Vorschlag für einen neuen § 10a Abs. 2 Satz 3 EEG-E**

„Hersteller und Verkäufer von Steckersolargeräten werden verpflichtet, auf die Pflicht zur Anmeldung des Steckersolargeräts im Marktstammdatenregister sowie auf deren Rechtsfolgen bei Nichteinhaltung, auf die Notwendigkeit der Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik bei Anschluss der Anlage, auf die Erforderlichkeit eines Zweirichtungszählers sowie darauf hinzuweisen, dass der Netzbetreiber nicht für die Überprüfung oder Einhaltung des ordnungsgemäßen Anschlusses oder Betriebs von Steckersolargeräten verantwortlich ist.“

Der BDEW schlägt zudem vor, eine korrespondierende Pflicht zur Anmeldung von Steckersolargeräten für Wohnungsgesellschaften und -genossenschaften festzulegen. Zum einen hat die Wohnungswirtschaft (zumeist über eigene Regelungen oder auch kommunal über Gestaltungssatzungen) einen tiefen Einblick in die Vorhaben und Möglichkeiten der Mieter:innen zur Nutzung von Steckersolargeräten. Zum anderen ist davon auszugehen, dass die Wohnungswirtschaft einen erheblichen Beitrag dazu leisten kann, Klarheit und Transparenz über mögliche Anschlüsse in deren Mietobjekten zu bringen.

› **Die Rolle des Messstellenbetreibers**

Der BDEW begrüßt, dass die Forderung nach größerer Flexibilität für den Messstellenbetreiber berücksichtigt und die starre Viermonatsfrist für die Ausstattung mit entsprechenden Zählern gefallen ist. Der Messstellenbetreiber erhält zugleich eine größere Flexibilität mit Rücksicht auf seine Rolloutplanung, sodass mehrere Einbautfälle gebündelt werden können. Der BDEW geht zudem davon aus, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber die zeitliche Planung des Einbaus von Zweirichtungszählern mit den Anforderungen des Netzbetreibers abstimmen wird.

Allerdings ist die Formulierung in § 10a Abs. 2 EEG-RegE „(...) mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung unverzüglich nach der Aufforderung durch die Bundesnetzagentur (...)“ widersprüchlich und führt zu Rechtsunsicherheiten. Um die Verzahnung zwischen dem Rollout und der unverzüglichen Ausstattung deutlicher zu regeln, schlägt der BDEW folgende rein redaktionelle Anpassung von § 10 Abs. 2a EEG-E vor:

*„Der Messstellenbetreiber hat Messstellen an Zählpunkten von Steckersolargeräten im Sinne von § 8 Absatz 5a Satz 1 abweichend von § 3 Absatz 3a des Messstellenbetriebsgesetzes ~~mit Rücksicht auf seine Rollout-Planung nach dem Messstellenbetriebsgesetz unverzüglich~~ nach der Aufforderung durch die Bundesnetzagentur an den Netzbetreiber zur Prüfung der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten nach § 13 Absatz 1 der Marktstammdatenregisterverordnung **im Rahmen seiner Rollout-Planung** mit einer modernen Messeinrichtung als Zweirichtungszähler oder einem intelligenten Messsystem entsprechend den Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes auszustatten, ohne dass es einer gesonderten Beauftragung durch den Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer bedarf. Die Rechte nach § 34 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes bleiben unberührt. (...)“*

Betreiber von Steckersolargeräten dürfen überdies zu keinem Zeitpunkt förderseitige Ansprüche gegenüber Netzbetreibern oder Zahlungsansprüche gegenüber Vertrieben erheben können. Der BDEW geht davon aus, dass dies in § 10a Abs. 3 Satz 2 EEG-E bereits berücksichtigt ist: Mit Fiktion der abgebildeten Messwerte, die keine Einspeisung abbilden, kann der Betreiber der Steckersolargeräte bspw. keine EEG-Förderung beanspruchen. Um hier Rechtsklarheit zu schaffen, sollte dieses Beispiel zumindest in der Gesetzesbegründung aufgenommen werden. Jegliche Probleme, die dem Netzbetreiber und Lieferanten im Nachgang mit ungemessenen und unbilanzierten Einspeisungen sowie ggf. rückwärtsdrehenden Zählern entstehen, müssen mit Verweis auf die mit diesem Gesetz angepassten Regelungen unbürokratisch gelöst werden können. Sofern nach Anschluss eines Steckersolargerätes an einen Netzanschluss der vorhandene Zähler rückwärtsläuft, sollte daher bei Ablesung eines negativen Wertes dieser als null angesetzt werden.

Der BDEW weist dabei darauf hin, dass das vorgesehene Verfahren, wonach der Netzbetreiber nach Datenabgleich mit dem Marktstammdatenregister den Messstellenbetreiber informiert, allenfalls dann praxistauglich ist, wenn der Steckersolargerätebetreiber – also in der Regel eine Privatperson – alle Daten im MaStR auch wirklich hinterlegt. Dies müsste ggf. durch Anpassung der Pflichtfeldlogik im MaStR ergänzt werden. Fehlt hier eine Information, muss der Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber doch wieder in die Kundenkommunikation gehen und es ergibt sich keine Vereinfachung gegenüber dem derzeitigen Verfahren. Dazu muss das MaStR die Möglichkeit bieten, den Netzbetreiber zu ermitteln, nach Eingabe Zählernummer und aktuelle Zählerstände festzustellen, ob es sich um einen Zweierenergieerichtungszähler oder einen ggf. zu tauschenden Einrichtungszähler handelt. In beiden Fällen muss online während der

Kundeneingabe zwischen MaStR und Netzbetreiber geprüft werden, ob die Zählernummer korrekt ist, um danach dem zuständigen Messstellenbetreiber die Daten zur Prüfung des Anpassungsbedarfes an der Messeinrichtung übermitteln zu können. Die Onlineprüfung beim Messstellenbetreiber ermittelt, ob keine Aktivität notwendig ist (Zweirichtungszähler, beide Zählwerke aktiviert), ein Zweirichtungszähler vorhanden ist und zum aktuellen Datum mit dem vom Kunden mitgeteilten Zählerstand die Aktivierung erfolgt oder ein Austauschtermin zur Erächtigung der Messeinrichtung erforderlich ist. Mitunter sind nicht nur Zählerwechsel, sondern je Konstellation vor Ort weitere Ein- und Umbauvorgänge notwendig (z. B. Wärmepumpenkaskade). Zur Organisation dieser Abläufe bräuchte es eine maschinelle Lösung, die das MaStR mit Netz- und Messstellenbetreiber online verknüpft, damit die Kundeneingaben geprüft, der notwendige Handlungsablauf daraus abgeleitet und dem Partner Netzbetreiber/Messstellenbetreiber als Auftrag zur Verfügung gestellt wird. Die Lösung ist derzeit nicht vorhanden und angesichts der aktuell verschiedenen Anforderungen auch nicht ohne Weiteres zu implementieren.

Jedenfalls ist eine angemessene Übergangsfrist inklusive Testphase erforderlich, damit die Netz- und Messstellenbetreiber ihre IT-Systeme und internen Prozesse umstellen können. Die nach der Bestätigung des Messstellenbetreibers erforderlichen Meldungen für die Marktkommunikation können dagegen über die bereits etablierten Prozesse abgebildet werden. Insgesamt sollte der Gesetzgeber berücksichtigen, dass der Messstellenbetrieb bei Steckersolargeräten erhebliche Ressourcen bindet.

Der BDEW weist ferner darauf hin, dass die im weiteren definierten Steckersolargeräte nach dem EU Network Code zwar als insignifikant angesehen werden. Das BMWK selbst geht im vorliegenden Entwurf von einem jährlichen Zubau von 200.000 Steckersolargeräten aus. Diese Datenmengen korrekt zu erfassen und deren Aktualität im Marktstammdatenregister nachzuhalten ist – vorsichtig formuliert – eine Herausforderung.

2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023

Anlagenbetreiber, die die Volleinspeisungsvergütung nach § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021-4 bzw. nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 „für die Zukunft“ gewählt hatten, sollen durch den Regierungsentwurf berechtigt werden, die Erklärung zu Beginn des folgenden Kalenderjahres wieder durch einseitige Erklärung zurückzunehmen, wenn die Erklärung vor dem 1. Dezember des Vorjahres abgegeben worden ist. Außerdem soll die Möglichkeit, dass PV-Anlagen mit Volleinspeisungsvergütung nicht mit solchen ohne Wahl der Volleinspeisungsvergütung leistungsseitig zusammengefasst werden, nicht mehr auf Anlagen auf demselben Gebäude beschränkt sein, d. h. nun auch bei Anlagen auf demselben Grundstück, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zulässig sein (geltend nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024, § 100 Abs. 21 EEG-E).

Bewertung

Der BDEW begrüßt beide Änderungen grundsätzlich, speziell aufgrund der größeren Flexibilisierung bei der Errichtung der Anlagen. Allerdings sollte die Rücknahmeerklärung dieselben Anforderungen erfüllen müssen, wie die Initial-Erklärung des Anlagenbetreibers:

*„Der Anlagenbetreiber kann die Entscheidung nach Satz 2 Nummer 2, für welche der beiden Anlagen er den erhöhten anzulegenden Wert in Anspruch nehmen möchte, mit Wirkung zum 1. Januar des Folgejahres ändern, indem er dies dem Netzbetreiber vor dem 1. Dezember eines Jahres **in Textform** mitteilt.“*

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass die Berechtigung für die Rücknahmebefugnis der einseitigen Erklärung zur Volleinspeisungsvergütung auch für Bestandsanlagen gilt, da eine Ausnahme hiervon für Bestandsanlagen im § 100 EEG-E nicht erwähnt ist.

2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023

Der Gesetzentwurf regelt neue Ausnahmen zur Zusammenfassung von PV-Dachanlagen: Bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024 gelten Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, nicht nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 als eine Anlage. Werden Dach-Solaranlagen hinter verschiedenen Netzverknüpfungspunkten betrieben, darf folglich zukünftig keine Anlagenzusammenfassung für Neuanlagen mehr stattfinden. Außerdem werden Steckersolargeräte bis 2 kWp Modulleistung und mit einer Wechselrichterleistung insgesamt bis 800 Voltampere und Betrieb hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers für die Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG nicht mehr berücksichtigt.

Bewertung

Der BDEW sieht dies als grundsätzlich positiv an und geht davon aus, dass diese Ausnahme sowohl für den Mieterstromzuschlag als auch für die reguläre Förderung nach § 48 Abs. 2 und 2a EEG 2023, aber auch hinsichtlich sonstiger Schwellenwerte wie diejenigen für die Ausschreibungs- und Direktvermarktungspflicht sowie für die „negativen Preise“ nach § 51 EEG 2023 anzuwenden ist. Dies sollte ggf. im Gesetzeswortlaut klargestellt werden.

Von der förderseitigen Zusammenfassung zu trennen ist die technische Zulässigkeit für den Parallelanschluss von Steckersolar- und anderen Solaranlagen: Es gilt deshalb zu beachten, dass der Anlagenbetreiber aus dieser Sonderregelung nicht zusätzlich ableitet, dass er sein Steckersolargerät ohne Beachtung der geltenden technischen Regelwerke neben anderen Erzeugungsanlagen betreiben darf.

2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind

Im EEG 2023 ist eine Verordnungsermächtigung für solche Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Gebäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Im aktuellen Gesetzentwurf ist nun vorgesehen, dass für Solaranlagen, die vor Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen werden, die Voraussetzung unberücksichtigt bleiben soll, dass das auf dem Grundstück bestehende Wohngebäude nicht dazu geeignet ist, dass auf, an oder in ihm eine Solaranlage errichtet werden kann (§ 100 Abs. 19 EEG-E).

Bewertung

Der BDEW sieht die vorgesehene Regelung grundsätzlich als positiv an, da insoweit unabhängig von der Verordnung bereits entsprechende Solaranlagen in Betrieb genommen werden können. Allerdings sieht der BDEW die Gefahr, dass diese Regelung nun dafür genutzt werden könnte, Solaranlagen, ohne jegliche sachliche Begründung in Gärten neben Wohngebäuden zu errichten. Der BDEW hält es daher für sinnvoll, dass § 100 Abs. 19 EEG-E zumindest die Grundfälle für entsprechende Gebäude festlegt, die noch in der Begründung zum „Sofortmaßnahmengesetz“ genannt worden waren, nämlich denkmalgeschützte Gebäude sowie Gebäude mit Reetdächern. Auch die Bundesländer sind gefragt, ihre Spielräume zu nutzen, indem sie zum Beispiel denkmalschutzrechtliche Regelungen und Anforderungen in den Bauordnungen PV-freundlich ausgestalten.

Darüber hinaus muss der Anlagenbetreiber die Verantwortung für etwaige Rückzahlungen vollständig tragen, falls sein Gebäude trotz angeblich fehlender Eignung doch dazu geeignet ist, eine PV-Anlage zu errichten. Der BDEW sieht hier die Gefahr der missbräuchlichen Nutzung.

Formulierungsvorschlag:

*„(19) Für Solaranlagen, die vor Inkrafttreten der auf Grundlage von § 95 Nummer 3 dieses Gesetzes durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erlassenen Verordnung in Betrieb genommen werden, bleibt die Voraussetzung des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a, dass das auf dem Grundstück bestehende Wohngebäude nicht dazu geeignet ist, dass auf, an oder in ihm eine Solaranlage errichtet werden kann, **dann** unberücksichtigt, wenn die Errichtung von Solaranlagen in, an oder auf dem Wohngebäude zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlagen denkmalschutzrechtlich unzulässig ist oder das Gebäude zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlagen reetgedeckt ist; der Anlagenbetreiber trägt hierfür die Darlegungs- und gegebenenfalls die Beweislast.“*

2.6 PV-Modulaustauschregelung

Durch das EEG 2023 wurde bereits bei Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments sowie bei gesetzlich geförderten Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 eingeführt, dass ein Modulaustausch unter Erhaltung des bisherigen Inbetriebnahmezeitpunktes nicht mehr von einem technischen Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module abhängig ist. Im Gegenzug war das Leistungsdelta zwischen ersetzten und ersetzenden Modulen aber nicht mehr wie bislang als neu in Betrieb genommen und damit als entsprechende Neuanlagen förderfähig anzusehen, sondern als gar nicht mehr nach dem EEG förderfähig festgelegt. Bei gesetzlich geförderten Aufdach-Anlagen hingegen blieb es bei der bisherigen Rechtslage, d. h. der Abhängigkeit von einem technischen Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module und der Neuinbetriebnahme des Leistungsdeltas. Demgegenüber soll die neue Rechtslage des EEG 2023 nun auch für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen gelten, jedoch mit dem Unterschied, dass die Förderung für Solaranlagen des zweiten Segments (EEG-Ausschreibungen) wie für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen für das Leistungsdelta weiterhin möglich ist, d. h. über einen entsprechenden ergänzenden Zuschlag oder als gesetzliche Förderung. Die neue Rechtslage soll zudem nur für Austauschvorgänge ab Inkrafttreten des Gesetzes gelten, aber auch für Bestandsanlagen (§ 100 Abs. 23 EEG-E). Diese Änderung steht allerdings unter beihilferechtlichem Vorbehalt.

Bewertung

Der BDEW sieht die Änderung prinzipiell als positiv an. Nichtsdestotrotz sollte die fehlende Fördermöglichkeit für das Leistungsdelta bei Solaranlagen des ersten Segments und Solaranlagen nach § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 1 EEG 2023

- entweder durch die Wiedereinführung einer Förderung nach den zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Ersatzmodule geltenden Parametern
- oder durch eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null ersetzt werden.

Für die Wiedereinführung eines förderfähigen Leistungsdeltas spricht der größere Anreiz zum Ausbau der Stromerzeugung aus Solarstrom. Für eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null anstelle eines Wegfalls der Förderung spricht hingegen, dass dies für Anlagen- und Netzbetreiber deutlich leichter abwickelbar ist, da ansonsten Solaranlagen des ersten Segments und Anlagen in der gesetzlichen Förderung nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 mit dem entsprechenden Leistungsdelta anteilig in die sonstige Direktvermarktung gehen müssten. Dies gilt umso mehr für Anlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023, die teilweise unter der Schwelle der Direktvermarktungspflicht liegen. Dafür sollte nicht nur in § 38h EEG 2023 sondern auch in § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 klargestellt werden, dass die überschießende Leistung dann wie nach dem EEG 2021 als neu in Betrieb genommen gilt und insoweit als fiktive Neuanlage gefördert werden kann.

2.7 Änderungen bei den besonderen Solaranlagen und Einführung der Biodiversitäts-PV

Gemäß dem Gesetzentwurf ergibt sich auf Basis des geltenden EEG 2023 folgende Reihung der „einfachen“ und der „besonderen“ Solaranlagen des ersten Segments (= PV-Freiflächenanlagen [PV-FFA], im Gegensatz zu Aufdachanlagen = 2. Segment):

„einfache“ PV-Anlagen des 1. Segments sind folgende:

Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ (z. B. Mülldeponien) sowie Solaranlagen auf einer Fläche, die kein entwässerter, landwirtschaftlich genutzter Moorboden ist und

- a. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits **versiegelt** war,
- b. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans eine **Konversionsfläche** aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,
- c. die in § 35 Absatz 1 Nummer 8b des BGB genannten Voraussetzungen erfüllt, oder, soweit diese Voraussetzungen nicht vorliegen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans **längs von Autobahnen oder Schienenwegen** lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung von bis zu 500 Metern - gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn errichtet werden soll,
- d. die sich im Bereich eines **beschlossenen Bebauungsplans** nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
- e. die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als **Gewerbe- oder Industriegebiet** im Sinne des § 8 oder § 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
- f. für die ein **Planfeststellungsverfahren**, ein sonstiges Verfahren mit den Rechtswirkungen der Planfeststellung für Vorhaben von überörtlicher Bedeutung oder ein Verfahren auf Grund des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für die Errichtung und den Betrieb öffentlich zugänglicher Abfallbeseitigungsanlagen durchgeführt worden ist, an dem die Gemeinde beteiligt wurde,
- g. die **im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben** stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,
- h. deren **Flurstücke** zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als **Ackerland** genutzt worden sind und in einem benachteiligten

Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.07.1992, S. 7), die zuletzt durch die Richtlinie 2006/105/EG (ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368) geändert worden ist, aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist,

- i. deren **Flurstücke** zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als **Grünland** genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen, die nicht unter eine der in den Buchstaben a bis g oder j genannten Flächen fällt, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt, kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG aufgeführt ist, kein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes darstellt und die nicht als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes, als Nationalpark oder als nationales Naturmonument im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten im Sinn des § 25 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist, oder
- j. auf der **Biodiversitätssolaranlagen**, die den Anforderungen entsprechen, die in der Verordnung nach § 94 an sie gestellt werden, betrieben werden sollen.

Laut dem aktuellen Gesetzentwurf gehören **Biodiversitätssolaranlagen** somit zu den „einfachen“ Solaranlagen des ersten Segments und nicht zu den „besonderen Solaranlagen“. Im Gegensatz zu den unten aufgeführten besonderen Solaranlagen müssen diese einfachen Solaranlagen des ersten Segments **keine Anforderungen an Aufständigung** erfüllen. Dies gilt dann auch für die Biodiversitätsanlagen, wenn die Verordnung nach § 94 EEG-E nicht noch entsprechende Anforderungen aufstellt. Danach läge der **Höchstwert** für Biodiversitätsanlagen, wie für die „einfachen“ Solaranlagen des ersten Segments, bei **7,37 Cent/kWh**. Eine Erhöhung des Höchstwertes für diese Biodiversitätssolaranlagen sowie genauere ökologische und technische Anforderungen an diese Anlagen werden erst nach Maßgabe der **Verordnung nach § 94 EEG-E spätestens bis zum 31. März 2023** bekannt gegeben.

Besondere Solaranlagen des 1. Segments⁴ sind folgende Anlagen, die errichtet werden sollen

- a) auf **Ackerflächen**, die kein Moorboden sind, mit **gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau** auf derselben Fläche,
- b) auf Flächen, die kein Moorboden sind, mit **gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung** in Form eines **Anbaus von Dauerkulturen** oder mehrjährigen Kulturen auf derselben Fläche,
- c) auf **Grünland**, das kein Moorboden ist, bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung als **Dauergrünland**, wenn das Grünland nicht in einem Natura 2000-Gebiet im Sinne des § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt und kein Lebensraumtyp ist, der in Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.07.1992, S. 7), die zuletzt durch die Richtlinie 2006/105/EG (ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368) geändert worden ist, aufgeführt ist,
- d) auf **Parkplatzflächen**,
- e) auf **Moorböden**, die entwässert und landwirtschaftlich genutzt worden sind, wenn die Flächen mit der Errichtung der Solaranlage **dauerhaft wiedervernässt** werden, oder
- f) auf **Flächen**, die ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinne des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes sind (**floating PV**).

2.7.1 Einführung eines Untersegments für besondere Solaranlagen

Für besondere Solaranlagen, die nicht in, an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht werden, soll sich der anzulegende Wert in der **gesetzlichen Förderung** (d. h. nicht Ausschreibung) nach § 48 Abs. 1 und 1a EEG für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 a) bis c) EEG, die insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert sind und für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 d) bis f) um die Differenz zwischen dem jeweils im vorangegangenen Kalenderjahr im Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37b Abs. 2 EEG geltenden Höchstwert und dem anzulegenden Wert nach § 48 Abs. 1 EEG **erhöhen**. Im Kalenderjahr 2024 soll sich der anzulegende Wert nach den Absätzen 1 und 1a abweichend von vorstehendem Satz um 2,5 auf 9,5 Cent pro Kilowattstunde erhöhen (§ 48 Abs. 1b EEG-E).

Für **Ausschreibungsanlagen** wiederum sollen die besonderen Solaranlagen zu einem Untersegment der Ausschreibungen des ersten Segmentes werden (§ 37d EEG-E). Außerdem soll abweichend von § 37b Abs. 1 EEG für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG unter

⁴ Als besondere Solaranlagen, die den Anforderungen entsprechen, die in einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85c EEG 2023 an sie gestellt werden.

entsprechender Anwendung des § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG ein abweichender Höchstwert anzuwenden sein. Dieser beträgt im Jahr 2024 9,5 Cent pro Kilowattstunde. Der Höchstwert soll sich ab dem Jahr 2025 aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten im Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d Abs. 1 Nr. 1 EEG im Verfahren nach § 37d Abs. 2 noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine ergeben, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 bereits nach § 35 Abs. 1 EEG bekanntgegeben waren, dabei beträgt er jedoch höchstens 9,5 Cent pro Kilowattstunde.

Werden die ökologischen und technischen Extensivierungskriterien nach § 38b Abs. 1a EEG-E erfüllt, erhöht sich dieser Höchstwert um 0,3 Cent/kWh (§ 38b Abs. 1a EEG-E). Dies schließt die Anforderung ein, dass die Solaranlage bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,8 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern aufgeständert ist. Diese Anforderungen dürfen durch die Verordnung nach § 94a EEG-E geändert werden.

Bewertung:

Der BDEW begrüßt die **Schaffung eines Untersegments für „besondere Solaranlagen“** innerhalb der „Solaranlagen des ersten Segments“ und die vorgesehene Anhebung der EEG-Vergütung. Hierdurch wird das Risiko verringert, dass diese „besonderen Solaranlagen“ bei der Bezuschlagung durch andere Solaranlagen des ersten Segments verdrängt werden. In seinem Positionspapier zum Potenzial von Agri-PV [und anderen besonderen Solaranlagen](#) hatte der BDEW für die Einführung eines Sondersegments neben dem ersten (PV-FFA) und dem zweiten (Aufdach-PV) Segment gefordert.

Problematisch ist, dass im Kontext der für das Untersegment erforderlichen Aufständigung auf 2,10 m in Verbindung mit der DIN SPEC 91434 Kategorisierung I und II, Anlagen mit verstellbaren, nachführenden Modulen ("Tracker") offenbar nicht umfasst sind, obwohl sich durch technische oder betriebliche Vorkehrungen sicherstellen lässt, dass an der Unterkante der Module jederzeit eine lichte Höhe von 2,10 m eingehalten wird.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass die Anforderung im neu gefassten § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E, wonach besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) bis c) EEG nur dann als „besondere Solaranlagen“ bevorzugt bezuschlagt werden dürfen, wenn sie insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern aufgeständert werden, gegen den neuen § 38b Abs. 1a EEG-E verstößt: Hiernach dürfen genau diese Anlagen zur Erlangung des Bonus auch als *senkrecht ausgerichtete Anlagen* insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,8 Metern aufgeständert werden. Dementsprechend muss § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E an die neue Option in § 38b Abs. 1a Nr. 1 b) EEG-E begrifflich angepasst werden. Wenn § 37d Abs. 1 Satz 2 EEG-E nicht entsprechend korrigiert wird, würden senkrechte besondere Solaranlagen nicht

nach § 37d Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG-E unter den „besonderen Solaranlagen“ bevorzugt bezuschlagt werden können, sondern nur noch nach § 37d Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-E zusammen mit den „einfachen Solaranlagen des ersten Segments“, obwohl sie offensichtlich höhere Stromgestehungskosten als diese Anlagen haben und dadurch mit diesen einfachen Solaranlagen des ersten Segments gar nicht konkurrieren können.

Selbiges gilt für den neuen § 48 Abs. 1b und 1c EEG-E, wonach die Erhöhung der gesetzlichen Förderung nach Absatz 1b nur bei einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Metern möglich ist, aber die lichte Höhe nach dem neuen Absatz 1c durch Verweis auf die Anforderungen nach § 38b Abs. 1a EEG-E für senkrecht aufgeständerte Solaranlagen auch nur mindestens 0,8 Meter betragen darf.

Der BDEW begrüßt, dass auch künstliche Gewässer für „besondere Solaranlagen“ für die Erzeugung von Solarstrom nutzbar gemacht werden sollen. Hierbei sind jedoch die Belange des Trinkwasserschutzes insoweit zu berücksichtigen, dass Gewässer ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen.

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Festinstallierte sowie bewegliche, der Sonne nachgeführte Anlagen, welche zu jedem Zeitpunkt eine lichte Höhe von 2,1 m ab Unterkante Modul gewährleisten, sollten zum neuen Untersegment der besonderen Solaranlagen zählen. Es sollte möglich sein, die 2,1 m Grenze durch mechanische Vorrichtungen aber auch computergesteuerte Systeme zu ermöglichen. Mit Blick auf den Bonus sollte klargestellt werden, dass auch bei nachgeführten Tracker-Systemen eine Aufständigung von 0,8 Meter ausreichend ist. Andernfalls würde man ein System (vertikale PV-Anlagen) einseitig fördern.

Grundsätzlich birgt die aktuelle Vorgehensweise mit der Festlegung von Detailanforderungen im Rahmen einer Festlegung durch die BNetzA das Risiko von Verzögerungen. Aktuell wird eine weitere DIN SPEC für die Tierhaltung erstellt. Diese müsste dann wiederum in neue Anforderungen im Rahmen eines Festlegungsverfahrens überführt werden, wobei in vielen Punkten wiederum auf die DIN SPEC verwiesen wird. Der Zeitbedarf der BNetzA-Verfahren in Relation zum Regelungsgehalt sollte daher evaluiert werden.

Der BDEW begrüßt, dass auch Floating-PV-Anlagen zur Erzeugung von Solarstrom genutzt wird. Hierbei müssen jedoch die Belange des Trinkwasserschutzes insoweit berücksichtigt werden, dass Gewässer ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen.

Im Hinblick auf die Floating-PV ist es nach BDEW-Ansicht erforderlich, dass potenzielle Gefahren für die Trinkwasserqualität vermieden werden. Daher sollten solche Gewässer nach § 3 Nummer 4 und 5 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) für die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen ausgeschlossen werden, die der Trinkwassergewinnung dienen. Dafür ist folgende Änderung des Gesetzestextes erforderlich:

f. auf Flächen, die ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinne des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes sind (Floating-PV), **die nicht der Trinkwassergewinnung dienen.**

Entsprechende Anpassungen müssten dann auch in § 3 Nr. 4 und 5 WHG vorgenommen werden.

2.7.2 Einführung eines Sonderbonus (0,3 ct/kWh) für extensivere Agri-Photovoltaikanlagen

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass „besondere Solaranlagen“ auch extensivere Agri-Photovoltaikanlagen durch Ausschreibungen oder im Wege der **gesetzlichen Förderung** gefördert werden sollen, wenn sie die Anforderungen nach § 38b Abs. 1a Nr. 1 und 2 bzw. nach einer noch zu implementierenden Verordnung nach § 94a EEG-E erfüllen. Bei der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung der Flächen unter diesen **„extensiveren“** Agri-PV-Anlagen handelt es sich grundsätzlich nicht um eine extensive, weil ansonsten die Zahlungen nach GAP nicht mehr möglich wären. Durch die Einhaltung der o. g. Kriterien wird die üblicherweise intensive Bewirtschaftung lediglich etwas „extensiver“, aber nicht „extensiv“. Nach dem neuen § 38b Abs. 1a EEG-E soll sich der anzulegende Wert für extensivere Agri-PV nach § 38b Abs. 1 EEG um 0,3 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus einer *besonderen Solaranlage* nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) bis c) EEG erhöhen, wenn

1. die Solaranlage

- a) den landwirtschaftlich nutzbaren Anteil der Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, um höchstens 15 Prozent verringert und
- b) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist, und

2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Satz 2 nachweist, dass

- a) bei der Stickstoffdüngung der nach § 3 Absatz 2 der Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, in Verbindung mit § 4 der Düngeverordnung ermittelte Stickstoffdüngbedarf auf der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, schlagspezifisch um 20 Prozent unterschritten wurde; ausgenommen sind Fälle nach § 10 Absatz 3 der Düngeverordnung,
- b) auf den Einsatz von Herbiziden auf der Fläche verzichtet wurde,

- c) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3a) und b) Blühstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei einjährige oder mehrjährige Blühstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen:
 - aa) aktive Begrünung mit einer standortangepassten Blümmischung mit mindestens zehn verschiedenen Mischungspartnern, die auf die Standzeit des Blühstreifens ausgerichtet sind,
 - bb) im Ansaatjahr erfolgte Aussaat bis zum Ablauf des 15. Mai,
 - cc) eine Standzeit der Blühstreifen von mindestens 1,5 Jahren und
 - dd) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln, und
- d) bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3c) Altgrasstreifen im Umfang von 5 Prozent der Gesamtfläche vorhanden sind, wobei Altgrasstreifen folgende Anforderungen erfüllen müssen:
 - aa) keine Anwendung von Düngern und Pflanzenschutzmitteln und
 - bb) eine Beweidung oder Schnittnutzung jeweils nicht vor dem 1. September.

Der Nachweis, dass die Voraussetzungen nach Satz 1 für jedes Kalenderjahr eingehalten wurden, ist durch die Bestätigung eines Gutachters zu führen, die erstmals mit dem Ablauf von drei Jahren nach der Inbetriebnahme der Anlage und in der Folge in dreijährigen Intervallen erbracht werden muss.

Durch eine Verordnung nach dem neuen § 94a EEG-E kann von den Kriterien für extensivere Agri-Photovoltaikanlagen nach § 38b Abs. 1a EEG 2023 abgewichen werden.

Bewertung

Der BDEW begrüßt die Aufnahme der Fördermöglichkeit der extensiveren Agri-PV-Anlagen durch eine Bonusregelung.

Zuallererst weist der BDEW aber darauf hin, dass die Regelung einen gesetzestechnischen Bruch beinhaltet: der Bonus soll gemäß § 38b Abs. 1a Nr. 1, Einleitungsteilsatz, EEG-E, nur für „besondere Solaranlagen“ gewährt werden. Gemäß den beiden Festlegungen der BNetzA für Besondere Solaranlagen⁵, die nach dem Gesetzentwurf weiterhin gelten sollen, müssen diese Anlagen aber jeweils eine Aufständigung von mindestens 2,10 m lichter Höhe haben.

⁵ BNetzA-Festlegungen für besondere Anlagen auf Ackerflächen, landwirtschaftlichen Flächen mit Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen und auf Parkplatzflächen vom 1. Oktober 2021 (Az. 8175-07-00-21/1) und für besondere Solaranlagen auf Grünland und auf entwässerten Moorböden: BNetzA-Festlegung vom 1. Juli 2023 (Az. 4.08.01.01/1#4).

Demgegenüber soll aber der Kreis der zum Bonus berechtigten Anlagen nach Absatz 1a Nr. 1 b) auch senkrecht ausgerichtete Anlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern umfassen. Dementsprechend muss hier klargestellt werden, dass die Charakteristik der Mindesthöhen in den BNetzA-Festlegungen durch § 38b Abs. 1a Nr. 1 b) EEG-E neu definiert bzw. festgelegt wird.

Außerdem hält der BDEW die detaillierte Festlegung zahlreicher **Anforderungen** im Gesetzestext für einen Bonus i. H. v. 0,3 ct/kWh für **zu weitreichend**. Der Höchstwert für besondere Solaranlagen liegt gemäß dem Gesetzentwurf (§ 38b Abs. 1a EEG-E) bei 9,5 Cent/kWh. Werden die ökologischen und technischen Extensivierungskriterien nach § 38b Abs. 1a EEG-E erfüllt, erhöht sich dieser Höchstwert um 0,3 Cent/kWh. Dies schließt die Anforderung ein, dass die Solaranlage bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist. Diese Anforderungen dürfen durch die Verordnung nach § 94a EEG-E geändert werden. Eine Verordnungsermächtigung in § 94 EEG-E zur Festlegung weiterer Anforderungen an die Biodiversitäts-PV hält der BDEW für überflüssig und praxisfremd. Biodiversitäts-PV-Anlagen können parallel zu extensiveren Agri-PV-Anlagen existieren und einen noch stärkeren Fokus auf die Biodiversität legen. Der BDEW sieht insbesondere die extensivere Agri-PV als große Chance an, um den PV-Ausbau mit Biodiversität zu verknüpfen und die Landwirtschaft mit einzubeziehen.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass auch „einfache“ PV-Freiflächen - je nach vorheriger Nutzung - bereits deutlich biodiversitätsfördernd wirken können. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der kommunalen Beteiligung nach § 6 Abs. 4 EEG auch ein zusätzliches Konzept zur „naturverträglichen Gestaltung“ vereinbart werden kann. Hier wird also eine klare Abgrenzung der Anforderungen zu den bereits bestehenden Konzepten erforderlich, um einen qualitativen Mehrwert eines solchen Segments zu gewährleisten und einen entsprechenden Akzeptanzgewinn zu erzielen. Perspektivisch könnte sich die Komplexität noch durch die sich abzeichnenden Anforderungen aus dem EUNet-Zero Industry Act erhöhen, wonach auch für die Solar Ausschreibungen allgemein in gewissem Umfang biodiversitätsbezogene Gebotskriterien eingeführt werden könnten. Auf weitere Kriterien im Wege einer zusätzlichen Verordnung sollte nach Ansicht des BDEW verzichtet werden. Ansonsten könnte ein guter Ansatz durch überfrachtete Anforderungen im Keim erstickt werden und in der Praxis wirkungslos bleiben.

Es ergibt sich im nächsten Schritt auch die Frage, ob solche Standorte realistischerweise nach einer erfolgten Nutzung für die extensivere Agri-PV wieder einer ggf. intensiven landwirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung stehen können, ohne die hoffentlich erzielten hochwertigen Biodiversitätsgewinne wieder in Frage zu stellen. Eine dauerhafte Herausnahme aus der landwirtschaftlichen Nutzung wäre sicherlich im Sinne der Biodiversitäts- und Naturschutzziele, würde jedoch die landwirtschaftlichen Eigentümer/Pächter vor große

Herausforderungen stellen. Eine dauerhafte Herausnahme wäre faktisch eine „Entwertung“ der Flächen, weil mit dem perspektivischen Ausschluss der landwirtschaftlichen Anschlussnutzung zukünftige Erträge entfallen und/oder, weil Bodenwertverluste eintreten würden. Ferner sollte aus folgenden Gründen nicht mit der extensiveren Agri-PV vermischt werden:

Zum einen verfolgen sie von Grund auf unterschiedliche Zwecke. Die klassische Agri-PV ist auf eine Kombination von hochproduktiver Landwirtschaft und Photovoltaik ausgelegt. Bei der extensiveren Agri-PV hingegen werden explizit keine oder in nur geringfügigem Umfang landwirtschaftliche Erzeugnisse produziert. Vielmehr soll auf der gesamten Fläche gezielt die Biodiversität durch eine extensivere Bewirtschaftung durch einen landwirtschaftlichen Betrieb gefördert werden.

Darüber hinaus würde bei einer Vermischung beider Konzepte die extensivere Agri-PV Nischenprodukt bleiben. Denn bei klassischen Agri-PV-Anlagen stellt die Erreichung des 66 %-Mindestertragsziels (gemäß DIN SPEC) bereits bei intensiver Bewirtschaftung eine große Herausforderung dar. Mit extensiverer Bewirtschaftung ist die Erreichung des Mindestertrags für die allermeisten Betriebe nicht umsetzbar, sodass diese Art von extensivierten Agri-PV-Anlagen, wenn überhaupt ein reines Nischenprodukt bleiben würde. Stattdessen sollte das Ziel sein, die extensivere Agri-PV zum neuen Standard der PV-Freiflächenanlagen zu erheben, so dass künftig so viele Anlagen wie möglich biodiversitätsfördernd gebaut werden.

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Der BDEW sieht die **extensivere Agri-PV** als Chance an, um den PV-Ausbau bei gleichzeitig weiterer landwirtschaftlicher Nutzung (Doppelnutzen) voranzutreiben und gleichzeitig durch geringeren Einsatz von Pflanzenschutz- und Düngemitteln einen Beitrag zum Grundwasserschutz zu leisten. Im Hinblick auf den Einsatz von Düngemitteln sollten die Vorgaben der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Ausweisung von mit Nitrat belasteten und eutrophierten Gebieten (AVV GeA) eingehalten werden und Maßstab für die Bewertung der Stickstoffminderung nach dieser Regelung sein. Dafür und damit keine Schwierigkeiten in Bezug auf eine mögliche Doppelförderung auftreten, ist folgende Änderung des Gesetzestextes erforderlich:

§ 38b Abs. 1a Nr. 2 a) EEG-E wird wie folgt geändert:

„2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nach Satz 2 nachweist, dass

a) bei der Stickstoffdüngung der nach § 3 Absatz 2 der Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, in Verbindung mit § 4 der Düngeverordnung ermittelte Stickstoffdüngbedarf auf der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche, auf der die Anlage betrieben wird, schlagspezifisch um 20 Prozent unterschritten wurde, **die Unterschreitungen müssen dabei jeweils über die in der AVV-GeA vom 16. August 2022 bzw. der entsprechenden**

Länderumsetzung festgelegten Grenzwerten hinausgehen; ausgenommen sind Fälle nach § 10 Absatz 3 der Düngeverordnung“.

Die Kriterien in § 38b Abs. 1a sind nach Ansicht des BDEW zu weitreichend. Konkret schlägt der BDEW vor, dass in § 38b Abs. 1a die **Nummern 2 c) und d) ersatzlos gestrichen werden**. Einerseits bewirkt das Verbot des Einsatzes von Herbiziden bereits die Ansiedelung von Wildkräutern auf Ackerflächen und sowieso handelt es sich bei 2d um Dauergrünlandflächen, was „Altgrasstreifen“ überflüssig macht, andererseits wird damit ungerechtfertigter Mehraufwand in der Praxis und in der Nachweisführung (**unnötige Bürokratie**) vermieden.

Nach Auffassung des BDEW sollte kein **Gutachter** für die Nachweisführung zur Erfüllung der Kriterien zum Erhalt des Bonus für extensive Agri-PV beauftragt werden müssen. Vielmehr sollte aus Gründen der Bürokratievermeidung auf bereits vorhandene Daten zum Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln auf der entsprechenden Fläche zurückgegriffen werden. Deshalb fordert der BDEW konkret, in § 38b Abs. 1a den Satz nach Nr. 2 d) – beginnend mit „Der Nachweis, dass...“ – ersatzlos zu streichen. Bei berechtigten Bedenken sollte die Dokumentation auf Nachfrage einer qualifizierten Person vorgelegt werden müssen (Stichprobenkontrolle).

Sollen die Kriterien zum Erhalt des Bonus nach Auffassung des Gesetzgebers unbedingt von einem Gutachter geprüft werden, muss § 38b Abs. 1a EEG-E zur Vermeidung von Streitigkeiten die Qualifikation der „Gutachter“ definieren, z. B. in Form eines „Umweltgutachters“ im Sinne von § 3 Nr. 46 EEG. Anderenfalls kann jedwede Person ein entsprechendes Gutachten erstellen, was einen Missbrauch dieser Regelung eröffnet. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass der Netzbetreiber nicht die notwendige Fachkenntnis für eine inhaltliche Prüfung des Gutachtens hat und haben kann. Um Missbrauch zu vermeiden, ist die gesetzliche Vorgabe einer hinreichenden Qualifikation des entsprechenden Gutachters von erheblicher Relevanz. Da die Kosten eines solchen qualifizierten Gutachters wahrscheinlich höher liegen als die bei der Bonus-Berechnung eingepreisten Kosten, spricht sich der BDEW hier für eine entsprechende Anhebung des Bonus aus. Der BDEW sieht eine solche Maßnahme allerdings grundsätzlich sehr kritisch, da die Finanzierung von Gutachtenden für die Erstellung von entsprechenden Dokumenten eigentlich nicht die Aufgabe des EEG ist.

Zur nachhaltigen Versorgung mit Erneuerbarer Energie sollte in jedem Fall das Repowering dieser Flächen rechtsicher in dem Sinne ermöglicht werden, dass eine temporäre Beeinträchtigung der Biodiversität durch die Repoweringaktivitäten unschädlich bzw. von zu restriktiven Auflagen und Ausgleichsverpflichtungen freigestellt sind.

Neue Sanktionen bei Nichterbringung von Nachweisen für bestimmte besondere Solaranlagen

Nach § 53 Abs. 5 EEG-E soll sich der anzulegende Wert um 2,5 Cent/kWh verringern, wenn für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 a) EEG-E der Nachweis über den gleichzeitigen Nutzpflanzenanbau gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird. Dies soll für die Zukunft aufgehoben werden, wenn im darauffolgenden Jahr der erforderliche Nachweis für das jeweils zurückliegende Jahr erbracht wird. Diese beiden Sätze sollen entsprechend anzuwenden sein, wenn für besondere Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 b), c) und e) EEG der Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird.

Außerdem soll sich nach dem neuen § 54 Abs. 3 EEG-E der anzulegende Wert um 2,5 Cent pro Kilowattstunde verringern, wenn für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) EEG der Nachweis über den gleichzeitigen Nutzpflanzenanbau gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Absatz 1 Satz 4 nicht erbracht wird. Dies soll für die Zukunft aufgehoben werden, wenn im darauffolgenden Jahr der erforderliche Nachweis für das jeweils zurückliegende Jahr erbracht wird. Diese beiden Sätze sollen entsprechend anzuwenden sein, wenn für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 b), c) und e) EEG der Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85c Abs. 1 Satz 4 EEG nicht erbracht wird.

Schließlich soll sich der anzulegende Wert auf null verringern, soweit Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 h) und i) EEG, deren Berücksichtigung im Zuschlagsverfahren nach § 37c Abs. 1 EEG von der Einhaltung einer Verordnung abhängt, die die jeweilige Landesregierung nach § 37c Abs. 2 EEG erlassen hat, die Vorgaben dieser Verordnung nicht erfüllen.

Bewertung:

Insbesondere vor dem Hintergrund der problematischen Nachweisführung über den gesamten Förderzeitraum sieht der BDEW diese Neuregelungen bezüglich der Agri-PV zunächst kritisch.

Zwar besteht grundsätzlich ein berechtigtes Interesse des Gesetzgebers, dass die konstitutiven Merkmale der Agri-PV auch tatsächlich über die Nutzungsdauer vorliegen, um die spezifischen Förderrahmenbedingungen zu rechtfertigen. Insbesondere um möglichen Missbrauch (z. B. in Form einer Umgehung der Flächenkulisse) zu vermeiden, sind entsprechende Sanktionen bei Nichterfüllung grundsätzlich sinnvoll. Auch ist die vom Gesetzgeber intendierte klare Regelung der Sanktion wichtig für die Rechtsicherheit, da bislang die möglichen Konsequenzen eines (ggf. trotz bestmöglicher Bemühungen unvermeidlichen) Verstoßes unklar waren und damit zu erheblicher Investitionsunsicherheit geführt haben.

Die Ausgestaltung einer angemessenen und praktikablen Sanktion ist jedoch im Falle der Agri-PV nicht einfach:

Die Anforderung in jedem dritten Jahr die Weiterführung der landwirtschaftlichen Tätigkeit in den vergangenen drei Jahren durch eine gutachterliche Bestätigung nachweisen zu müssen, stellt schon jetzt ein erhebliches Investitionshemmnis dar. Dabei besteht nicht nur Unsicherheit im Hinblick auf die tatsächliche Fortführung der landwirtschaftlichen Tätigkeit, sondern auch im Hinblick auf den Nachweis, für den es keine Standards und Praxis gibt. Auch wenn der beteiligte Landwirt zu Beginn eines Projekts beabsichtigt, die landwirtschaftliche Tätigkeit im Sinne der DIN SPEC Anforderungen fortzusetzen, kann dies weder über die Laufzeit der Förderung durch das EEG noch über die Laufzeit der Kredite mit der notwendigen Sicherheit garantiert werden.

Die Gründe einer Abweichung (insbesondere vom gemäß DIN SPEC erforderlichen 66 % des Referenzertrags) können innerhalb der langen Laufzeit vielfältig sein (jährliche Schwankungen, Wechsel auf extensiveren bzw. biologischen Landbau, Pächter- und Eigentümerwechsel, unzureichende Datenbereitstellung/Datenschutz) sein und sind vom Betreiber der Solaranlage auch nicht abschließend vertraglich kontrollierbar. Eine tatsächliche Überwälzbarkeit einer etwaigen Pönalisierung ist zum einen wirtschaftlich unsicher und kann vorab den Landwirt abschrecken. Gerade mit Blick auf die Agri-PV-Anlagen, die den „Extensivierungsbonus“ nach § 38b Abs. 1a EEG-E in Anspruch nehmen, dürfen keine neuen Unsicherheiten bzgl. der Erfüllung der Anforderungen der BNetzA (insbesondere anzulegender Referenzertrag) entstehen, da ansonsten ein investitionshemmendes Pönalisierungsrisiko droht.

Schließlich ist auch unklar, wie der geforderte „Nachweis über die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur“ für PV auf Moorflächen (Buchstabe e) Anwendung finden soll. Hier bestimmt die Festlegung der BNetzA als Anforderung lediglich, dass die Fläche *vorher* landwirtschaftlich genutzt wurde. Eine *gleichzeitige* Nutzung i. S. e. Paludikultur ist dagegen lediglich zulässig, aber nicht verpflichtend. Hier sollten zusätzliche Unsicherheiten dringend vermieden werden.

Die vorgeschlagenen Pönale von 2,5 ct/kWh erscheint zunächst rechtsicher und ausreichend, um Missbräuche abzuschrecken. Es sollte jedoch bedacht werden, dass die Pönale auf den anlegbaren Wert - insbesondere für größere Projekte - nur eingeschränkt wirken könnte, da die Möglichkeit besteht, in die sonstige Direktvermarktung mit Power-Purchase-Agreements (PPA) auszuweichen.

Andererseits würde der Verzicht auf jegliche Nachweisführung und ggf. Sanktionierung dem Grundgedanken eines qualitativ „höherwertigen Ausschreibungsgegenstandes“ ebenfalls nicht gerecht und könnte etwaige Missbräuche begünstigen.

Der BDEW begrüßt jedoch, dass der Förderanspruch bei Moor-PV nicht mehr komplett entfällt, sofern Anforderungen zeitweise nicht eingehalten werden. Dies schafft Investitions- und Finanzierungssicherheit für Vorhabenträger.

Der BDEW plädiert daher dafür, die Anforderung der wiederkehrenden Nachweisführung für Agri-PV-Anlagen auf Grünland zu streichen. Aus der bestehenden Festlegung für Agri-PV-Anlagen auf Ackerland und auf Flächen mit Dauerkulturen sollte die Anforderung der wiederkehrenden Prüfung ebenfalls gestrichen werden.

Es ist schnellstmöglich zu prüfen, wie ein praxistauglicheres Instrument der Nachweisführung aussehen könnte, das einen Missbrauch von Förderung vermeiden kann, ohne die Projekte allgemein mit investitionshemmenden Nachweisrisiken sowie Bürokratie zu belasten.

Zu beachten ist außerdem, dass eine Absenkung der Förderung um einen spezifischen Wert netzbetreiberseitig mit zusätzlichen systemtechnischen Aufwänden verbunden und daher abzulehnen ist.

3 Änderungen bei der Direktvermarktung: Technische Anforderungen

Dass Anlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung keine Anforderungen für die marktorientierte Steuerung mehr erfüllen müssen, begrüßt der BDEW ausdrücklich. Wir hatten uns für diese Änderung bereits im letzten Jahr eingesetzt (siehe [BDEW-Positionspapier vom 8. September 2022](#)). Folgende weitere Änderungen sind aus Sicht des BDEW darüber hinaus erforderlich, um die Direktvermarktung und insbesondere Nachweise für die Direktvermarktung zu erleichtern.

BDEW-Formulierungsvorschlag für § 10b Abs. 1 EEG 2023-E

"(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen

- 1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit*
 - a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und*
 - b) die Einspeiseleistung **mindestens per Fernsteuerung auf null reduzieren kann, soweit die technische Möglichkeit besteht**, stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und*
- 2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit*
 - a) die Ist-Einspeisung abzurufen und*

- b) *die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.*

*Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllen kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmers oder der anderen Person wahrnimmt. Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage oder folgenden Kalendermonats erfüllt werden. **Satz 4 gilt entsprechend, wenn das Direktvermarktungsunternehmen gewechselt hat.***

Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1b EEG 2023:

Ältere PV-Anlagen verfügen regelmäßig nicht über die Möglichkeit zur stufenweisen (oder gar stufenlosen) Regelung. Alte Wechselrichter haben in der Regel nur einen An-/Aus-Schalter. Erst seit Einführung der Vorgängerregelungen des § 10b EEG 2021 wurde die Möglichkeit der stufenweisen Regelung in die Wechselrichter integriert. Entsprechend wurde für die technischen Einrichtungen vom Gesetzgeber für die netzdienliche Steuerung eine Amnestieregelung bereits in § 100 Abs. 4 EEG 2021 integriert. Gerade ausgeförderte Anlagen sollten nicht deshalb von der Direktvermarktung ausgeschlossen werden, weil der vorhandene Wechselrichter eine stufenweise Regelung nicht umsetzen kann. Der BDEW-Vorschlag stellt klar, dass für diese Anlagen eine Ein-/Ausschaltung ausreichend ist.

Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 4:

Der Nachweis der marktorientierten technischen Einrichtungen kann auch bei Wechsel eines Direktvermarktungsunternehmens nicht sofort geführt werden. Unnötige Sanktionierungen und in der Praxis zeitlich nicht umsetzbare technische Anforderungen müssen vermieden werden.

4 Mieter- und Gebäudestrom

4.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells

Der Regierungsentwurf sieht für das bestehende Mieterstrommodell eine Reihe von Verbesserungen vor: So können künftig auch Nicht-Wohngebäude für Mieterstrom-Projekte genutzt werden und den Mieterstrom-Zuschlag erhalten. Zudem wird das Modell nun auch für die

Belieferung gewerblicher Stromverbraucher geöffnet, sodass die Gruppe der möglichen Nutzer wesentlich erweitert wird.

Mit dem neuen § 21 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 wird allerdings klargestellt, dass ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag aus Anlagen auf Nicht-Wohngebäuden nur besteht, wenn es sich bei den beteiligten Akteuren nicht um verbundene Unternehmen im Sinne der EU-Gruppenfreistellungsverordnung handelt. Dadurch soll eine missbräuchliche Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags verhindert werden. Der BDEW geht davon aus, dass der Mieterstromanbieter diese Negativvoraussetzungen vor Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags nachweisen muss, im Zweifel durch Eigenerklärung.

Bewertung

Der BDEW begrüßt die Erweiterung des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag auf Nicht-Wohngebäude. Dadurch wird die Dachflächenkulisse für Mieterstromprojekte wesentlich verbessert. Der BDEW hatte für das bestehende Mieterstrommodell allerdings noch weitere Verbesserungen vorgeschlagen. So hat z. B. der BDEW-Vorschlag einer Anhebung des Mieterstrom-Zuschlags leider keinen Niederschlag gefunden. Für Mieterstromkonzepte mit Anlagen über 100 kW stellte sich zudem die Direktvermarkungspflicht für die (gewöhnlich geringen) Überschussstrommengen als ein Hemmschuh dar. Dieses Problem wird nur teilweise durch die neue Vermarktungsform der „unentgeltlichen Abnahme“ adressiert (siehe unter 7.3). Zudem sollte auch die Rolle von Speichern in Mieterstrommodellen noch konsequenter mitgedacht werden, um die durch den gewünschten erheblichen Zubau von Erneuerbaren Energien gerade in bereits stark ausgelasteten Netzen auftretenden Kapazitätsengpässe adressieren zu können. Beim virtuellen Summenzählermodell müssen Speicher und Energiefluss-Richtungssensor (EnFluRi) gemeinsam hinter dem Erzeugungszähler installiert werden, da keine Summenmessung vorhanden ist.

Der BDEW schlägt darüber hinaus die Korrektur einer in der aktuellen Regelung noch bestehenden Ungleichbehandlung vor, nämlich die Befreiung von Mieterstrom auch in der Umsetzungsoption mit dem Lieferkettenmodell. Derzeit ist nach aktueller Regelung die Stromsteuer zu erheben, während sie im Falle der Selbstbewirtschaftung nicht zum Tragen kommt. Damit sind Lieferkettenmodelle – also das Hauptinstrument zur Umsetzung der Mieterstrommodelle – kaum mehr wettbewerbsfähig.

4.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

Die gemäß dem Regierungsentwurf vorgesehene gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG-RegE) besteht als eigenständiges Modell neben dem nach EEG geförderten Mieterstrom, für das § 42a EnWG weitere vertriebsseitige Anforderungen enthält. Beide Modelle sind insbesondere dadurch abzugrenzen, dass bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vom Vermieter, von der Eigentümergemeinschaft bzw. einem Dritten, der Betreiber der

Anlage ist, ausschließlich der durch die gebäudeeigene Solaranlage erzeugte Strom bereitgestellt wird. Die an der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung teilnehmenden natürlichen oder juristischen Personen müssen ihren Reststrombedarf selbst decken. Neben dem Gebäudestromnutzungsvertrag mit dem Betreiber der PV-Anlage, über den sie den Solarstrom anteilig verbrauchen können, ist ein weiterer regulärer Stromliefervertrag erforderlich. Auch die Pflichten eines Lieferanten im Sinne des EnWG, welche mit einem hohen Maß an Aufwand in Bezug auf Informationspflichten einhergehen, treffen den PV-Anlagenbetreiber nicht.

Die durch die Gebäudestromanlage erzeugte elektrische Energie wird rechnerisch gemäß einem zwischen Anlagenbetreiber und teilnehmenden LetztverbraucherInnen zu vereinbarenden Verteilungsschlüssel auf alle teilnehmenden LetztverbraucherInnen aufgeteilt, begrenzt auf die Strommenge, die innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls in der Solaranlage erzeugt oder von allen teilnehmenden LetztverbraucherInnen verbraucht wird. Der Regierungsentwurf enthält neu eine Informationspflicht des Betreibers der Gebäudestromanlage gegenüber dem Letztverbraucher, wenn die Anlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen über einen erheblichen Zeitraum keinen Strom erzeugt und wenn die Anlage ihren Betrieb wieder aufnimmt. Ausdrücklich aufgenommen wurde der Verweis auf § 41 Abs. 5 EnWG (Information über Preisänderungen). § 42b Abs. 6 RegE enthält nun eine Anpassung für Konstellationen in Gebäuden mit Wohnungs- oder Teileigentum.

Bewertung

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung eines Modells zur Teilhabe aller BewohnerInnen eines Gebäudes an der PV-Anlage auf dem Gebäudedach, unabhängig von ihrem Status als Mietender oder Vermietender an Strom aus der PV-Anlage des eigenen Gebäudedaches. Das vorgesehene Modell für die gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung im Gesetzentwurf weist damit in die richtige Richtung, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststrom-Lieferanten, Messstellen- und Netzbetreiber mit sich, da es in der Umsetzung höchst komplex ist und erheblichen Aufwand für Messstellenbetreiber und bei der Abrechnung bedeutet. Im Sinne einer massengeschäftstauglichen Umsetzung ist insbesondere ein willkürlich vereinbarter Verteilungsschlüssel für eine automatisiert und nachvollziehbare Energiezuordnung ungeeignet. Stattdessen sollte die Energieverteilung nach dem tatsächlichen Verbrauch aufgeteilt und nicht für jedes Gebäudestrommodell eine andere Aufteilung zugelassen werden. Dabei ist ein statischer Verteilungsschlüssel (unter Berücksichtigung des tatsächlichen Verbrauchs im Sinne einer einfachen Abwicklung) vorzugswürdig. Darüber hinaus ist sicher zu stellen, dass die erforderliche Zählerstandsgangmessung (sowie die komplexe Datenaufarbeitung) zwingend für den Messstellenbetreiber zu wirtschaftlichen Konditionen erfolgt. Im Übrigen weist der BDEW daraufhin, dass § 42b Abs. 5 EnWG-E Fragen des Netzzugangs

regelt und in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen dürfte. Die Komplexität wird insbesondere dann noch weiter ansteigen, wenn einzelne Teilnehmer zusätzliche Steckersolargeräte innerhalb der Kundenanlage betreiben. Der BDEW hat selbst einen Vorschlag entwickelt, der energiewirtschaftlich deutlich einfacher zu realisieren ist. Dieser sieht eine Volleinspeisung und nur virtuelle Zuweisung in Form einer finanziellen Beteiligung der Bewohner des Gebäudes vor. Es unterscheidet sich daher erheblich vom im Gesetzentwurf vorgesehenen Modell (siehe im Folgenden).

Das BDEW-Modell

Im BDEW-Gebäudestrommodell sollte der Strom eines Gebäudedaches voll eingespeist und regulär vergütet werden (PV-Aufdachanlagenvergütung). Zusätzlich wird ein Aufschlag gezahlt, der allen Bewohnerinnen und Bewohnern des Gebäudes über eine festgelegte Ermäßigung der Nebenkosten in der Nebenkostenabrechnung aufgeschlüsselt nach Grundfläche der Wohnung weitergegeben wird. Es kommt also nur zu einer virtuellen Zurechnung des Stromertrags vom Gebäudedach. Dadurch könnten die Hausbewohnerinnen und Hausbewohner am Ertrag der PV-Anlage auf ihrem Dach teilhaben, es würden aber komplexe Mess- und Abgrenzungsanforderungen und abzuwickelnde Einzelverträge entfallen, die künftig bei dem im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung anfallen würden.

Der Aufschlag auf die EEG-Vergütung für volleinspeisende PV-Aufdachanlagen schafft im BDEW-Modell einen wirtschaftlichen Anreiz für den Gebäudeeigentümer: Einen Teil dieses Aufschlages kann der Eigentümer oder Betreiber der PV-Dachanlage behalten und so seine durch die Umsetzung des Modells entstehenden Mehrkosten decken.

Um den Einsatz von PV-Anlagen auf neuen Gebäuden stärker anzureizen, schlägt der BDEW eine verbesserte Anrechnung der energetischen Bilanzierung in § 23 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vor: Künftig sollte neben den Strombedarfen der technischen Gebäudeausrüstung auch der Nutzerstrom – also echter „Haushaltsstrom“ – im GEG abzugsfähig bzw. anrechenbar sein. Damit würden größere Vorteile in der energetischen Bilanzierung einhergehen und die Anrechnung wäre praxisnäher. Die Anrechnung auf den Erneuerbare-Energien-Anteil im Gebäude nach GEG sollte künftig für alle Mieter- und Gebäudestrommodelle möglich werden, auch für bereits bestehende Modelle. Durch die rein finanzielle Weitergabe des Ertrags aus der PV-Aufdachanlage würden komplexe energiewirtschaftliche Mess- und Abrechnungsmodelle entfallen.

Bewertung des im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Modells

Das im Gesetzentwurf vorgeschlagene Modell einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bedarf in jedem Fall weiterer Klarstellungen und Anpassungen und ist in der vorliegenden Form abzulehnen. Die bislang im Mieterstrommodell kritisierte Komplexität und die daraus entstehenden negativen Auswirkungen werden einseitig auf den Netz- und

Messstellenbetreiber verlagert. Wird dieses Modell bspw. kombiniert mit dem durch das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) neu eingeführten virtuellen Summenzählermodell, mit Modell 3 des laufenden Festlegungsverfahrens zu § 14a EnWG, der heute zur Verfügung stehenden Messtechnik sowie der freien Wahl des Messstellenbetreibers je Messlokation, erscheint das Modell energiewirtschaftlich nur schwer abbildbar.

- › Exkurs: Virtuelles Summenzählermodell und Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber

Grundsätzlich vereinfacht das virtuelle Summenzählermodell nach § 20 Abs. 1d EnWG die Prozesse, vor allem bzgl. der Ab- und Berechnung des Mieter- oder Gebäudestromobjekts. Gerade in Kombination mit dem vorgesehenen Gebäudestrommodell stellen sich allerdings noch viele Umsetzungsfragen hinsichtlich der Abbildung von Leitungsverlusten in der Kundenanlage, der Behandlung nicht technischer Stromverluste sowie der Berücksichtigung der erheblichen Messabweichungen, die durch Verrechnung der zahlreichen kleinen Messwerte auftreten:

Das im Rahmen des GNDEW aufgenommene virtuelle Summenzählermodell gemäß § 20 Abs. 1d Satz 3 EnWG wirft in der praktischen Umsetzung verschiedene Fragen auf. In diesem Modell entfällt der physische Summenzähler. Messtechnisch erfasst werden lediglich Erzeugung und sämtliche einzelnen Verbräuche (Einzelbezüge). Basierend auf all diesen Messwerten kann der VNB entsprechende Marktlokationen über einen virtuellen Summenzähler aufbauen und Bezug und Einspeisung der Kundenanlage bilanzieren. Aus Sicht des BDEW erscheint die Umsetzung des virtuellen Summenzählermodells in der Praxis nur in Fällen mit wenigen Letztverbrauchern, einer kleinen Erzeugungsleistung (bis 30 kW) und mit nur einem zuständigen Messstellenbetreiber für alle Messlokationen möglich und sachgerecht. Entsprechend sollte das Solarpaket, in dem auch EnWG-Anpassungen zu finden sind, für eine Korrektur genutzt werden.

- Die **Kommunikationsverbindung** muss stabil sein, da die Verteilnetzbetreiber fortlaufend die zum jeweiligen Zeitpunkt gültigen Daten vom Messstellenbetreiber erhalten müssen.
- Fraglich ist, **was mit Abschnitten im Objekt passieren** soll, in denen beim Wegfall des physischen Summenzählers **nicht mehr gemessen** wird. Dies wären in einem großen Haus mit vielen Mietparteien wesentliche Mengen, wenn der Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung nicht mehr an der Übergabestelle gemessen wird. Auch „untechnische“ Leitungsverluste wären kaum feststell- oder überprüfbar.
- Zwar wäre über § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG der Messstellenbetreiber grundsätzlich auch zuständig für alle der Abrechnung und Bilanzierung zu Grunde liegenden Messlokationen. Offen ist allerdings, wie die **Kommunikation mit dem Messstellenbetreiber**,

die in der Regel über den Lieferantenvertrag mit dem über das Netz beliefernde EVU für die Messlokation (Unterschalter Verbraucher) jeweils zuständig sind, erfolgen soll.

- Die **Fehlergrenzen bei Verrechnung von Messwerten** (Verrechnung mehrerer, in großen Kundenanlagen sehr vieler Einzelzähler zur Errechnung der Werte für eine Marktlokation und der resultierenden Überschusseinspeisung am virtuellen Netzverknüpfungspunkt) wären deutlich höher als bei physischer Messung am Netzverknüpfungspunkt.
 - › Messstellenbetreiber und Messung

Kritisch sieht der BDEW die Ausgestaltung in Form einer physikalischen Nutzung mit 15-Minuten-Messung. Das Modell stellt damit einen neuen energiewirtschaftlichen Ansatz dar, bei welchem an einem Zählpunkt zwei Belieferungsverhältnisse unterschiedlicher Akteure abgewickelt werden. Die Abbildung zweier unterschiedlicher Lieferanten für einen Letztverbraucher mit rein virtuellen Messwerten ohne flankierende Mitteilungspflichten zwischen den Beteiligten wird die Energiewirtschaft vor sehr große Herausforderungen in der Praxis stellen. Insbesondere ist die Zuständigkeit verschiedener Messstellenbetreiber für dieselbe Marktlokation nicht abbildbar.

Dieser zusätzlich entstehende Aufwand wird vollständig auf den Messstellenbetreiber abgewälzt, obwohl dieser das Modell technisch noch nicht standardisiert und effizient abbilden kann. Insbesondere stellt die Umsetzung zum 1. Januar 2024 (Inkrafttreten) eine enorme Herausforderung dar, da die technischen Voraussetzungen und die hierfür erforderlichen Informationsaustauschprozesse nicht vollständig vorliegen werden.

Zudem ist es mit den derzeit festgelegten jährlichen Preisobergrenzen nach dem MsbG keinesfalls wirtschaftlich.

Auch ist unklar, welche Energielieferung (Gebäudestrom- oder Residuallieferung) die Auswahl des Messstellenbetreibers bestimmt oder eventuell Messstellenbetriebsentgelte zwischen den beiden Belieferungsformen aufgeteilt werden. Die Residuallieferungen werden in der Regel als all-inclusive Verträge, inkl. Messstellenbetriebs- und Netzentgelte, angeboten. Hierfür muss es eindeutige Regelungen geben. Die rein virtuelle Verrechnung führt dazu, dass sich die originären ¼-stündlichen Zählerwerte aus dem intelligenten Messsystem von den vom Messstellenbetreiber für den jeweiligen Lieferanten abgegrenzten und mitgeteilten Zählerstandsdaten unterscheiden und ggf. zu einem Informations- und Transparenzdefizit gegenüber dem Kunden mit erhöhtem Clearingaufwand führen werden. Der Messstellenbetreiber muss sowohl zum Anlagenbetreiber, den teilnehmenden Letztverbrauchern als auch den jeweiligen Lieferanten der einzelnen teilnehmenden Letztverbraucher einen Datenaustausch und ggf. einen Clearing-Prozess aufrechterhalten – für alle 35.000 Viertelstundenwerte des Jahres. Der Messstellenbetreiber sollte ebenso wie die teilnehmenden Letztverbraucher über Stillstände der Erzeugungsanlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen informiert werden.

Rolle des VNB

Bisher sieht § 42b Abs. 5 EnWG-RegE lediglich eine Informationspflicht des Aufteilungsschlüssels gegenüber dem Netzbetreiber vor. Die zusätzlichen Pflichten aus der Marktkommunikation führen auch hier zu deutlichen höheren Aufwänden des Netzbetreibers. U. a. müsste diese Information vom Netzbetreiber nicht nur dem Messstellenbetreiber, sondern auch dem Reststromlieferanten mitgeteilt werden.

› Nur mit deutlichen Verbesserungen für VNB, MSB und Lieferanten abbildbar

Jedenfalls bedürfte das vorliegende Modell einer klaren Begrenzung auf bestimmte Konstellationen, u. a. mit nur einem einzigen Messstellenbetreiber und aufgrund der Fehlerpotenzierung bei der Verrechnung von Messwerten auf eine begrenzte Anzahl von teilnehmenden Gebäudestromteilnehmern. Zur Verringerung der Komplexität dürfte eine Anpassung des Aufteilungsschlüssels nur mit einer festgelegten Frist, bspw. von mindestens drei Monaten zum nächsten Monatsersten kommuniziert werden bzw. eine Anpassung möglich sein. Essenzielle Voraussetzung für eine Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung wäre eine Informationspflicht gegenüber allen Beteiligten, dass an einer Abnahmestelle/Marktlage eine gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG-RegE vorliegt. Hierbei sind die (Reststrom-)Lieferanten unbedingt einzubeziehen, da diese Belieferungsform unmittelbare Auswirkungen auf die Energiebeschaffung und -mengenbilanzierung beim Reststromlieferanten hat. Eine Information wäre daher erforderlich bei einer Erstteilnahme oder Beendigung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sowie bei einem Lieferanten- und Kundenwechsel an der jeweiligen Abnahmestelle. Es müsste von vornherein klargestellt werden, dass lediglich die vom Messstellenbetreiber abgegrenzten und mitgeteilten Messwerte die abrechnungsrelevanten Werte für Netzbetreiber und Lieferanten darstellen.

Weiterhin sollte zumindest in der Begründung klargestellt werden, ob und in welcher Höhe der ins Netz eingespeiste Überschussstrom im Gebäudestrommodell nach EEG vergütet wird und ob hierfür bspw. auch die unentgeltliche Abnahme genutzt werden können soll. Zudem müsste die Nutzung von zwischengespeichertem PV-Strom vom Gebäudedach in diesem Modell möglich sein. Die Nutzung eines Speichers ist in der derzeitigen Fassung definitorisch ausgeschlossen, weil die Gebäudestromanlage nur „solare Strahlungsenergie“ einsetzen darf. Dies dürfte gegen Art. 21 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verstoßen, der laut Begründung hiermit umgesetzt werden soll. Allerdings dürfte die Einbindung von Speichern die Komplexität in diesem Modell nochmals deutlich erhöhen. Auch wird es dadurch noch deutlich schwieriger für den Endkunden, die Energiemengen des jeweiligen Lieferverhältnisses nachzuvollziehen.

Für den Lieferanten des Gebäudestrom entfallen Informationspflichten nach §§ 40, 41 Absatz 1 bis 4 und 6 und 7 sowie nach § 42 Absatz 1 EnWG. Der BDEW gibt zu bedenken, dass dies

den Gebäudestromlieferanten deutlich besser als die Reststrom-Lieferanten stellt. Grundsätzlich sollten für alle Lieferverhältnisse gleiche Grundvoraussetzung gelten.

Der BDEW befürwortet in jedem Fall das eigene vorgeschlagene Gebäudestrommodell als unkomplizierte und praxistaugliche Alternative. Das im Gesetzentwurf vorgeschlagene Gebäudestrommodell sollte in der Branche intensiv diskutiert und die Abwicklung insbesondere mit Blick auf die Rolle des Messstellenbetreibers klar durchdacht werden. Eine kurzfristige Umsetzung selbst mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen sehen wir nicht.

Ungeachtet der geäußerten Kritik weist der BDEW daraufhin, dass § 42b Abs. 5 EnWG Fragen des Netzzugangs regelt. Nach dem Urteil des EuGH vom 2. September 2021, Az. C 718/18, dürfte die Kompetenz für die detaillierte Regelung dieser Sachverhalte bei der Bundesnetzagentur liegen. Zumindest müsste die Bundesnetzagentur von den gesetzlichen Vorgaben abweichen können.

Daher erscheint es naheliegend an Stelle konkreter gesetzlicher Vorgaben eine Verordnungsermächtigung oder Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur zu schaffen, in der auch das Zusammenspiel mit dem neuen virtuellen Summenzählermodell berücksichtigt werden kann.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW ausdrücklich den vorgesehenen Fortbestand des bisherigen Mieterstrommodells und die Verbesserungen.

5 Änderungen beim Netzanschluss

Der BDEW setzt sich gemeinsam mit seinen Mitgliedsunternehmen dafür ein, dass Netzanschlussbegehren durch Fortschritte bei Standardisierungs- und Digitalisierungsprozessen erheblich beschleunigt werden. Die Vereinheitlichung der Netzanschlussbegehren für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird in enger Abstimmung mit der BNetzA aus der Branche selbst heraus erarbeitet. Wir arbeiten intensiv daran, dass der exponentielle Anstieg insbesondere bei Anschlussbegehren von PV-Anlagen auf diese Weise zügig abgearbeitet werden kann.

5.1 Änderungen bei der Datenabfrage

Die Beratungen mit Netzbetreibern und Projektierern haben dabei deutlich gemacht, dass eine Beschleunigung in der Praxis nur dann gelingen kann, wenn im Webportal auch Angaben abgefragt werden, die für die initiale Bearbeitung der Netzanschlussanfrage zwar nicht verpflichtend zu befüllen sind, den weiteren Prozess beim Netzbetreiber allerdings erheblich beschleunigen, weil sie ohnehin zu einem späteren Zeitpunkt erfragt werden müssten. Wenn tatsächlich einzig die Abfrage der Maximalvorgaben umgesetzt würde – nur für die Stellung des Netzanschlussbegehrens – wäre im Anschluss ein weiteres, zeitraubendes „Daten-Ping-Pong“ zwischen den Beteiligten zu erwarten.

Sehr positiv ist daher, dass der Regierungsentwurf die Anregung des BDEW aufgreift, im Sinne einer Beschleunigung alle relevanten Daten möglichst frühzeitig im Prozess abzurufen. Die ergänzenden Daten sollten sich allerdings nicht nur auf die Daten nach § 8 EEG, sondern auch auf die Pflichten hinsichtlich der technischen Vorgaben für die netzdienliche Steuerung sowie die Ausführung und Nutzung des Anschlusses nach § 10 EEG 2023 beziehen, die im weiteren Anschlussverfahren benötigt werden. Zudem sollten frühzeitig Daten u. a. für Veräußerungs-/Bilanzierungs- und Vergütungszwecke im Sinne einer maximalen Beschleunigung abgefragt werden. Dies ist derzeit nur in der Begründung des Regierungsentwurfs angedeutet, sollte aber gesetzlich verankert werden.

BDEW-Vorschlag zu Nr. 5a und d:

In § 8 Abs. 5 Satz 2 Nr. 2 und § 8 Abs. 7 Satz 2 Nr. 2 EEG-E wird die Formulierung „ihre Pflichten nach diesem Paragraphen erfüllen“ wie folgt angepasst:

*„ihre Pflichten nach ~~diesem Paragraphen~~ **den Paragraphen 8 bis 10a** erfüllen.“*

§ 8 Abs. 5 und § 8 Abs. 7 EEG 2023 wird folgender Satz angefügt:

„Daten, die für die Zwecke von Teil 3 für den Netzbetreiber relevant sind, können ebenfalls über das Verfahren nach diesem Paragraphen abgefragt werden.“

5.2 Netzanschlussverfahren für Anlagen bis 30 kW

Bereits in der [Stellungnahme](#) zur Umsetzung der EU-Notfallverordnung in § 100 Abs. 14 EEG 2023 hatte der BDEW darauf hingewiesen, dass die befristet strengeren Fristen für den Netzanschluss von PV-Anlagen bis 50 kWp und nun unbefristet strengere Regelungen für den Anschluss von Anlagen bis 30 kW weitere Fragen aufwerfen.

Die Änderungen in § 8 Abs. 6 S. 1 EEG-RegE, nach der der Netzbetreiber innerhalb von acht Wochen bereits für alle Anlagen die komplette Netzverträglichkeitsprüfung und deren Ergebnis dem Anlagenbetreiber vorlegen muss, stellt kein geeignetes Mittel dar, um Netzanschlussvorhaben zu beschleunigen. Obwohl Anlagen bis 30 kW, die auf einem Grundstück mit bestehendem Netzanschluss errichtet werden, an diesem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden können, ist dennoch eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich, da die verfügbare Netzkapazität nicht in allen Fällen für einen sofortigen Anschluss ausreicht. Ohne vorherigen Netzausbau bzw. Mitteilung, mit welcher Anschlussleistung eine sofortige Einspeisung ggf. möglich wäre, würde die Systemstabilität gefährdet. Der BDEW bittet in diesem Zusammenhang auch zu berücksichtigen, dass die Priorisierung von Anlagen bis 30 kW nicht nur Einfluss auf die Bearbeitung anderer Netzanschlussbegehren, insbesondere für größere Anlagen, haben wird, sondern auch Auswirkungen auf Leistungsreservierungsverfahren für Netzanschlussbegehren für Anlagen über 30 kW haben kann.

Der BDEW bittet hierzu außerdem um Klarstellung, inwiefern sich die Mitteilung des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung von der Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts unterscheidet. Nach dem Verständnis des BDEW wäre die Mitteilung des Ergebnisses ein „wo“ und „wann“ angeschlossen werden kann, der Verknüpfungspunkt selbst das „wo“. Der Einleitungssatz und die Nummer 2 des Absatzes 6 erscheint in der jetzigen Fassung gedoppelt. Positiv hervorzuheben ist redaktionell, dass in § 8 Abs. 6 Satz 3 EEG-RegE (neu) die Voraussetzungen für einen sofortigen Anschluss nun klarer benannt werden: Teilt der Netzbetreiber nicht rechtzeitig mit, dass der bestehende Verknüpfungspunkt „noch nicht“ als Verknüpfungspunkt geeignet ist, können die Anlagen angeschlossen werden. Für den Netzbetreiber wird damit ersichtlich, dass er innerhalb der Frist die temporäre Nichteignung des Verknüpfungspunkts für den Anlagenbetreiber deutlich machen muss.

5.3 Verzahnung EEG und MsbG für technische Einrichtungen klarstellen (§§ 9 und 10b EEG 2023)

Mit dem GNDEW wurde in § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 eine Regelung aufgenommen, wonach bei Neuanlagen bis zur Ausstattung von Anlagen mit intelligenten Messsystemen im Segment über 25 bis 100 kW für die Übergangszeit keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind, um stranded investments zu vermeiden. Der Gesetzgeber ging zu diesem Zeitpunkt davon aus, dass dem Auftrag innerhalb von 4 Monaten nach § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG entsprochen werden muss. Da der Messstellenbetreiber diese Pflicht nun erst ab 2025 aufgrund der notwendigen Priorisierung des Rollouts erfüllen muss, stellt sich die für die Praxis drängende Frage, ob ein Antrag des Anlagenbetreibers nach § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 bereits jetzt dazu führt, dass keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind. Ob Anlagen in diesem Leistungssegment tatsächlich gesteuert werden müssen, ist eine Frage des jeweiligen Netzgebiets. Um für Anlagenbetreiber stranded investments zu vermeiden, sollte die Exkulpation in den Netzgebieten möglich sein, in denen der Netzbetreiber absehbar auf eine Steuerung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems, über das die Steuerung in der Praxis möglich ist, verzichten kann.

BDEW-Vorschlag zu § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG:

„Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 2 ist nicht anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber den Messstellenbetreiber nach Absatz 1b Satz 2 beauftragt hat. **Dies gilt auch, wenn der Auftrag vor dem 1. Januar 2025 gestellt wurde, sofern der Netzbetreiber die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung bis zum Einbau des intelligenten Messsystems nicht als erforderlich erachtet.**“

Eine ähnliche Problematik besteht bei § 9 Abs. 1b EEG 2023, auf den auch § 10b EEG 2023 verweist (marktorientierte Steuerung durch den Direktvermarkter). Danach kann der Anlagenbetreiber seine Pflichten zur Ausstattung mit technischen Einrichtungen für die Sichtbarkeit und

Steuerbarkeit der Anlagen durch Antrag beim Messstellenbetreiber nach § 34 Abs. 2 MsbG erfüllen. Auch hier ist in der Praxis strittig, ob dieser Antrag bereits vor dem 1. Januar 2025 gestellt werden kann und der Anlagenbetreiber damit seine Pflichten erfüllt, wenn der Messstellenbetreiber die entsprechenden Anlagen noch nicht ausrüstet. Der BDEW schlägt eine Klarstellung dahingehend vor, dass der Auftrag der Zusatzleistung nur dann zu einer Exkulpation führt, wenn tatsächlich intelligente Messsysteme eingebaut werden.

BDEW-Vorschlag für eine Klarstellung des § 9 Abs. 1b Satz 2 EEG:

*„Beauftragt der Anlagenbetreiber den Messstellenbetreiber nach § 34 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes mit den erforderlichen Zusatzleistungen, so genügt er abweichend von Absatz 1 Satz 1 und Absatz 1a bereits mit der Auftragserteilung seinen dort genannten Verpflichtungen, **sofern der Einbau eines intelligenten Messsystems ab dem 1. Januar 2025 beauftragt wird oder der Messstellenbetreiber angekündigt hat, dass die Anlagen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden.**“*

Die unter 6.3. vorgeschlagenen Änderungen sollten rückwirkend zum 27. Mai 2023 (Inkrafttreten des GNDEW) in Kraft treten.

5.4 Verordnungsermächtigung für Regelungen zur Weitverkehrsnetzanbindung

§ 95 Nr. 2a EEG-RegE soll es der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrats ermöglichen, Cyber- und Versorgungssicherheitsbelange bei der Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen berücksichtigen zu lassen. Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass gerade bei Gefahr im Verzug entsprechende Anforderungen festgelegt werden müssen. Der BDEW gibt jedoch zu bedenken, dass aktuell unterschiedliche Akteure und Urheber in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen technische Anforderungen setzen und definieren: Derzeit wird der neue network code „requirements for generators“ konsultiert, das EnWG trifft bereits Regelungen zu technischen Anlagen, wobei es im Grundsatz der Branche (FNN) überlassen ist, diese Regelungen zu fassen. In weiteren Geszentwürfen soll es stärkere bzw. klar gefasstere Mitspracherechte der BNetzA bei Erarbeitung dieser Regelungen geben. Parallel definiert das MsbG bereits bestimmte Sicherheitsanforderungen, für die das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die Grundsätze aufstellt.

Da es im Kern in all diesen Regelungen um das gleiche Thema der Netzsicherheit geht, spricht sich der BDEW dafür aus, die Verordnungsermächtigung in § 95 Nr. 2a EEG-RegE ersatzlos zu streichen und im Rahmen eines einheitlichen Konzepts mit ausreichender Verbändekonsultation abzustimmen. Dabei sollte insbesondere beachtet werden, dass nachträgliche Anforderungen an ein etabliertes Geschäftsfeld oder sogar dessen vollständige Untersagung nicht ungeachtet der damit verbundenen Folgen für bestehende und künftige Geschäftsmodelle und ungeachtet bereits getätigter Investitionen für Anbieter und einer Vielzahl an Kunden aufgestellt werden dürfen.

6 Änderungen bei Windenergieanlagen

Nach dem Gesetzentwurf soll es für den Bereich Windenergieanlagen nachfolgende Änderungen im EEG 2023 geben:

6.1 Verlängerung der BNK-Frist

Durch die Änderungen in § 9 Abs. 8 Satz 3 EEG und die Einfügung des neuen Satz 4 soll die Pflicht der Betreiber von Windenergieanlagen zur Ausstattung der Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) um ein Jahr auf den 1. Januar 2025 verlängert werden. Durch den neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG sollen Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, verpflichtet werden, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde zu stellen.

Bewertung

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Verlängerung der Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit einem BNK-System um ein Jahr auf den 1. Januar 2025. Diese Fristverlängerung hatten wir bereits in unserer [Stellungnahme zur Wind-an-Land Strategie](#) als auch in der [Stellungnahme zur Änderung der AVV-Kennzeichnung](#) angeregt. Durch die Fristverlängerung wird folgerichtig auch die drohende unverschuldete Pönalisierung der Betreiber durch Strafzahlungen i. S. d. § 52 EEG abgewendet, die sich z. B. aus den neuen Anforderungen durch die laufende Novellierung der AVV-Kennzeichnung für Windenergieanlagen an Land sowie durch das Rundschreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie [“Rundschreiben an die OWPs mit Ausstattungsverpflichtung mit einer BNK und Baumusterprüfstellen”](#) für Windenergieanlagen in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone ergeben können. Es hat sich im laufenden Jahr gezeigt, dass die Umsetzung der BNK an Bestands- und Neuanlagen stockend verläuft. Obwohl sich die Betreiber frühzeitig um eine Ausstattung der Anlagen durch die Hersteller bemüht haben, ist aufgrund von Lieferengpässen durch die Corona-Pandemie sowie den Ukraine-Krieg und aufgrund von langwierigen behördlichen Genehmigungsprozessen eine fristgerechte Ausstattung nicht möglich gewesen.

› Weitere Anpassungen erforderlich

Der BDEW sieht allerdings die „unverzügliche“ Notwendigkeit der Antragstellung auf Zulassung einer BNK-Einrichtung insoweit kritisch, als unklar ist, an welchen Zeitpunkt die Unverzüglichkeit anknüpfen soll. Dies ist insoweit von Relevanz, als die Begründung des Regierungsentwurfs klarstellt, dass bei Verletzung der Unverzüglichkeit eine Pönalisierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 eintreten soll. Außerdem muss der Anlagenbetreiber verpflichtet sein, dem

Netzbetreiber die Antragstellung und die Unverzüglichkeit derselben nachzuweisen. Daher regt der BDEW zur Erleichterung der netzbetreiberseitigen Abwicklung des neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG-E folgende Ergänzung der Regelung an:

*„Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, sind verpflichtet, **bei Windenergieanlagen auf See unverzüglich nach Bekanntgabe der entsprechenden Vorgaben durch die jeweils zuständige Behörde und bei Windenergieanlagen an Land nach dem 31. Dezember 2023, aber vor dem 1. März 2024, einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde zu stellen; sie haben dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber diesen Antrag in Kopie unverzüglich nach Antragstellung im Rahmen der Mitteilung nach § 71 EEG bis zum 29. Februar 2024 zu übersenden.**“*

Wenn in dieser Regelung und in § 52 EEG nicht geklärt wird, an welchen Zeitpunkt die Unverzüglichkeit anknüpft, muss die Sanktionierung des Anlagenbetreibers bereits im Jahre 2024 wegen nicht fristgerechter Antragstellung gestrichen werden.

6.2 Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023

Der neue § 11a EEG 2023 sieht vor, dass sowohl der Grundstückseigentümer als auch der Nutzungsberechtigte dazu verpflichtet sind, die Verlegung, Errichtung, Instandsetzung und den Schutz und Betrieb von Leitungen und sonstigen Einrichtungen auf dem Grundstück zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen an den Netzverknüpfungspunkt zu dulden. Darüber hinaus wird eine Duldungspflicht von Direktleitungen gem. § 3 Nr. 12 EnWG statuiert. Der Verlauf der verlegten Leitungen wird durch einen Bestandplan ersichtlich. Zu diesem Zweck darf insbesondere der Betreiber das Grundstück betreten und befahren. Eingeschränkt wird das Recht des Betreibers dadurch, dass regelmäßig nur Grundstücke nutzbar sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu erreichen. Gemäß § 11a Abs. 2 EEG 2023 soll der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswerts der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche zahlen. Gem. § 11a Abs. 6 EEG besteht nunmehr die Pflicht, die Modalitäten der zu duldenden Nutzung vertraglich zu regeln. Neu aufgenommen wurde zudem, dass die Duldungspflicht nicht gilt, wenn das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient.

Bewertung

Der BDEW begrüßt die Einführung einer Duldungspflicht für die Verlegung einer Netzanschlussleitung. Dies hat das Potenzial, den Realisierungsprozess für Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich zu beschleunigen.

Zu begrüßen ist die Umsetzung einer BDEW-Forderung, wonach durch eine inhaltliche Klarstellung in § 11a Absatz 6 EEG neben Grundstücken explizit auch Verkehrswege aufgeführt werden. Damit greift die vom Gesetzgeber intendierte Klarstellung zur Verpflichtung der öffentlichen Hand umfassend. Dennoch ist zu erwarten, dass der vorgesehene Abschluss eines Gestattungsvertrages mit dem Straßenbaulastträger für die Ausgestaltung der Duldungspflicht auf öffentlichen Verkehrswegen einen unnötigen Verwaltungsaufwand verursacht.

Durch die Ergänzung des § 11a Abs. 5 EEG wurde der BDEW-Forderung dahingehend entsprochen, dass die Duldungspflicht die Rechte bestehender Infrastrukturen unberührt lässt und damit die Befahrung bzw. Nutzung der Grundstücke nur ohne Gefährdung der vorhandenen Versorgungsleitungen möglich ist und die Anschlussleitungen unter Beachtung der technischen Mindestabstände sowie unter Schonung der vorhandenen Rechte verlegt werden.

Die Ausnahme von der Duldungspflicht wegen der Landes- und Bündnisverteidigung ist zu weit gefasst. Es ist nicht möglich einzuschätzen, wie viele Grundstücke betroffen wären, dadurch drohen unsachgemäße Ergebnisse.

› Weitere Anpassungen erforderlich

Die Duldungspflicht sollte auch für Netzanschlussleitungen für Batteriespeicher gelten, da Erneuerbare-Energien-Anlagen zur besseren Systemintegration zunehmend in Kombination mit Batteriespeichern am gleichen oder einem abweichenden Netzanschlusspunkt geplant werden.

Darüber hinaus regen wir im Interesse einer langfristigen Planungssicherheit an, den Grundstückseigentümer per Gesetz dazu zu verpflichten, die dingliche Absicherung der Duldungspflicht innerhalb einer angemessenen Frist von sechs Monaten in Form einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch zu gewähren.

Der BDEW regt im Sinne der betroffenen Grundstückseigentümer zudem an, dass die Entschädigung nicht erst bei Inbetriebnahme, sondern bereits bei Baubeginn, also dem tatsächlichen Eingriff, entrichtet wird. Für die Ausgestaltung der Duldungspflicht auf öffentlichen Verkehrswegen regt der BDEW an, anstelle des Gestattungsvertrags mit dem Straßenbaulastträger eine Baudurchführungsvereinbarung (technische Abstimmung) zur Herstellung der Kreuzung ausreichen zu lassen.

Ergänzend könnte eine *Definition von Verkehrswegen* - analog der Regelung in § 125 Absatz 1 Satz 2 TKG – in den Begriffsbestimmungen des § 3 EEG aufgenommen werden:

„Als Verkehrswege gelten öffentliche Wege, Plätze, Brücken und Tunnel sowie die öffentlichen Gewässer.“

Der BDEW regt an, die sog. "Schutzstreifenfläche" als auch die "Unzumutbarkeit" genau zu definieren. In der Gesetzesbegründung sollte ergänzt werden, dass der Verkehrswert aufgrund der möglichen Vielzahl betroffener Grundstücke möglichst aufwandsarm (z. B. Anhand von Bodenrichtwerten) ermittelt werden soll, um unverhältnismäßigen Aufwand und Zeitbedarf für Einzelgutachten zu vermeiden. Sollte die Duldungspflicht ohne Eintragung im Grundbuch umgesetzt werden, schlagen wir zumindest die Einrichtung eines Registers vor, um Transparenz über verlegte Leitungen zu gewährleisten und Konflikten bei der Verlegung zusätzlicher, bspw. kreuzender Leitungen, vorzubeugen. Die Duldungspflicht sollte zudem auch für die Kabelverlegung innerhalb des Erneuerbare-Energien-Projekts gelten, wenn dieses z. B. von einer Straße oder Bahntrasse durchschnitten wird. Schließlich könnte in der Gesetzesbegründung ein Hinweis ergänzt werden, ab welcher Verlegetiefe z. B. nicht mehr von einer „Unzumutbarkeit“ im Sinne des Gesetzes auszugehen ist. Die Ausnahmeregelung sollte nur dann greifen, wenn der Zweck der Landes- und Bündnisverteidigung durch die fraglichen Leitungen gefährdet würde.

6.3 Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b EEG 2023:

In § 11b EEG 2023 soll die Duldungspflicht des Eigentümers oder Nutzungsberechtigten für die Überfahrt und Überschwenkungen während der Errichtung und des Rückbaus von Windenergieanlagen geregelt werden. Weiterhin hat der Betreiber das Recht, betreffende Grundstücke für eine Überfahrt zu ertüchtigen und die Pflicht, nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand wieder herzustellen. § 11b Abs. 2 EEG 2023 statuiert eine Zahlungspflicht des Betreibers an den Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung des Grundstücks eingeschränkt war. Nach Errichtung der Windenergieanlagen soll der Betreiber einen Betrag von 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar zahlen. Neu aufgenommen wurde, dass die Duldungspflicht nicht gilt, wenn das Grundstück der Landes- und Bündnisverteidigung einschließlich der Erfüllung internationaler Verpflichtungen dient.

Bewertung

Grundsätzlich ist die Einführung einer gesetzlichen Duldungspflicht für das Überfahren und für Überschwenkungen zur Errichtung und nunmehr auch zum Rückbau zu begrüßen.

› Weitere Anpassungen erforderlich

Die Thematik erforderlicher Überfahrten und Überschwenkungen kann sich auch während des Betriebs im Falle eines erforderlichen Austauschs von Großkomponenten, bei größeren Instandhaltungsmaßnahmen stellen. Der BDEW regt daher zusätzlich an, die Duldungspflicht auch auf den Betrieb zu erweitern.

§ 11b Abs. 1 Satz 3 muss zudem dahingehend ergänzt werden, dass die Duldungspflicht nicht nur dann nicht besteht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird, sondern auch dann, wenn die auf oder im Grundstück belegenen (Energie-)Infrastrukturen -, wie zum Beispiel Gasversorgungsleitungen - durch die Überfahrt unzumutbar beeinträchtigt werden. So wird gewährleistet, dass die Betreiber von Windenergieanlagen die erforderlichen Vorkehrungen treffen, um unzumutbare Auflasten auf die Versorgungsleitungen durch Ertüchtigungen des Grundstücks zu verhindern bzw. eine anderweitige Zuwegung vorzusehen, wo dies im Einzelfall nicht möglich ist. Nicht umfasst ist von § 11b EEG bislang das Recht zur Ertüchtigung und Verbreiterung der Wege/Wegeverbreiterung. Dies sollte ergänzt werden. Auch sollte § 11b EEG nicht nur für die Errichtung von Windenergieanlagen gelten, sondern gleichermaßen für alle Arten von PV, also für alle Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie es auch der Entwurf des § 11a EEG vorsieht. Zudem ist die Ausnahme von der Duldungspflicht wegen der Landes- und Bündnisverteidigung an dieser Stelle zu weit gefasst. Es ist nicht möglich einzuschätzen, wie viele Grundstücke betroffen wären, es drohen jedoch potenziell unsachgemäße Ergebnisse. Die Ausnahmeregelung sollte nur dann greifen, wenn der Zweck der Landes- und Bündnisverteidigung durch die fraglichen Leitungen gefährdet würde.

6.4 Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023)

Durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Änderung in § 36e Abs. 1 EEG 2023 sollen die Realisierungsfristen für Windenergie an Land von derzeit 30 Monaten um drei Monate auf insgesamt 33 Monate verlängert werden.

Bewertung

Die Verlängerung der Realisierungsfristen ist grundsätzlich zu begrüßen. Dennoch wird eine Verlängerung der Realisierungsfristen um lediglich drei Monate den tatsächlichen Marktumständen nicht gerecht. Während der Corona-Krise sowie im Zuge des russischen Überfalls auf die Ukraine haben sich Lieferzeiten für Anlagenkomponenten teilweise erheblich verlängert. Es gibt deshalb derzeit große Probleme, Komponenten für Erneuerbare-Energien-Anlagen zu bekommen. Das betrifft insbesondere Transformatoren, aber auch andere Komponenten. Dies wiederum führt dazu, dass es kaum mehr abzuschätzen ist, ob die Realisierungsfristen des EEG für Projekte eingehalten werden können. Planer laufen dadurch in die Gefahr, Bankgarantien zu verlieren.

› Weitere Anpassungen erforderlich

Der BDEW schlägt daher vor, die Realisierungsfristen für die anstehenden Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land auf Antrag von derzeit 30 Monaten um 12 Monate zu verlängern. Dies sollte befristet für zwei Jahre erfolgen, um insgesamt den Ausbau nicht zu weit zu verschieben. Durch diese Maßnahme wird die Gebotsabgabe für neue Projekte verbessert,

indem für Bieter der zeitliche Realisierungsdruck verringert wird. Durch eine solche an der Erforderlichkeit ausgerichtete und zudem für zwei Jahre befristete Verlängerung, besteht kein Risiko, den Ausbau der Windenergieanlagen zu weit zu verschieben.

Für die Verlängerung von Bestandszuschlägen und befristet auch bei künftigen Zuschlägen, die noch nicht durch Ablauf der Realisierungsfrist erloschen sind, sollte eine sog. "Opt-In-Lösung" - beispielsweise durch Antrag bei der Bundesnetzagentur - eingeführt werden. Dies hätte den Vorteil, dass Vorhabenträger frei wählen könnten, eine verlängerte Frist zur Projektrealisierung zu nutzen, aber nicht zwangsläufig an eine verlängerte Realisierungsfrist gebunden sind.

Der BDEW schlägt dazu folgende Korrekturen im EEG 2023 vor:

„§ 36e Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land

*(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. **Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Satz 1 gestellt hat, kann die Bundesnetzagentur die Frist nach Satz 1 auf 42 Monate verlängern; der Bieter kann in dem Antrag auch eine kürzere Verlängerung der Frist wählen. Satz 2 ist auf Zuschläge anwendbar, die nicht ab dem Gebotstermin des 1. Augustes 2025 erteilt worden sind.**“*

„§ 100 Übergangsbestimmung

(...)

***(13a) § 36e Abs. 1 Satz 2 und 3 ist entsprechend anwendbar auf Zuschläge, die in einem Gebotstermin für Windenergieanlagen an Land vor dem 1. August 2023 erteilt worden sind, soweit der Zuschlag nicht bereits zu diesem Zeitpunkt erloschen gewesen war.**“*

Aufgrund von Engpässen gerade bei der Lieferung von Umspannwerken ist auch eine Verlängerung der **Realisierungsfristen für neue Solaranlagen des ersten Segmentes** unbedingt erforderlich. Der BDEW schlägt deshalb vor, die Realisierungsfrist bis Inbetriebnahme grundsätzlich von 18 Monaten (§ 37d EEG 2023) auf 36 Monate zu erhöhen. Entsprechende gesetzliche Anpassungen müssten dann – wie vorstehend für Windenergieanlagen – auch für Solaranlagen des ersten Segmentes gemacht werden.

6.5 Änderungen in § 55 EEG 2023

In § 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 wurde die Pönalisierungsfrist für die verspätete Inbetriebnahme von Windenergieanlagen nach dem Zuschlag von 24 Monaten um drei Monate auf insgesamt 27 Monate verlängert.

Bewertung

Durch die Verlängerung der Realisierungsfrist gemäß § 36e Abs. 1 EEG 2023 wurde auch die Anpassung der Pönalisierungsfrist gemäß § 55 EEG 2023 erforderlich. Dennoch greift diese Fristverlängerung zu kurz (s. vorstehend unter Nr. 6.4.).

› Weitere Anpassungen erforderlich

Entsprechend der vorstehend vorgeschlagenen Anpassung des § 36e EEG 2023 sollte auch die Pönalefrist gemäß § 55 EEG 2023 um insgesamt maximal 12 Monate mit der vorstehend vorgeschlagenen "Opt-In-Lösung" der Bieter verlängert werden.

7 Änderungen bei den Fördergrundlagen

Der Gesetzesentwurf sieht mehrere Änderungen bei den EEG-Fördergrundlagen vor, die der BDEW teilweise begrüßt, aber teilweise auch für nachbesserungswürdig erachtet:

7.1 Kommunale Beteiligung

Die Anwendbarkeit von § 6 EEG 2023 wird von „Freiflächenanlagen“ (im Sinne von § 3 Nr. 22 EEG 2023) auf „Solaranlagen des ersten Segments“ erweitert. Damit kann die Regelung auch auf PV-Anlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ angewendet werden.

Zudem sollen Vereinbarungen über die Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 künftig auch in elektrischer Form abgeschlossen werden dürfen.

Schließlich soll der Abschluss von Vereinbarungen über Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 bei PV-Anlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB nun bereits vor der Genehmigung der Solaranlagen des ersten Segments, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Anlage, zulässig sein, wenn vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit beschlossen wird.

Bewertung

Der BDEW begrüßt die **Erweiterung des Anwendbarkeitsbereichs der kommunalen Beteiligung** auf „Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen“. Dies entspricht der BDEW-Forderung aus der [Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK](#). Allerdings fehlt in den im Regierungsentwurf vorgesehenen Änderungen in § 100 EEG eine Regelung, die klarstellt, ob diese Ausweitung auf Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ auch für Bestandsanlagen oder nur für Neuanlagen anzuwenden ist. Die Begründung des Regierungsentwurfs lässt keinen gesetzgeberischen Willen erkennen. Aus § 100 Abs. 2 EEG 2023 heraus wäre jedenfalls der insoweit geänderte § 6 Abs. 1, 3 und 5 EEG-RegE auch auf Bestandsanlagen anwendbar.

Wenn der Gesetzgeber dies nicht beabsichtigt, sollte dies durch eine klarstellende Regelung im Gesetz verankert werden.

Der BDEW begrüßt hingegen für **Solaranlagen** grundsätzlich die vorgesehene Änderung in § 6 Abs. 4 EEG 2023: Der Abschluss von Verträgen zur kommunalen Beteiligung bei Solaranlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB soll hiernach nun auch dann zulässig sein, wenn die Gemeinde beschließt, keinen Bebauungsplan aufzustellen, weil bauplanungsrechtlich ein solcher für dieses Vorhaben nicht erforderlich ist. Daneben soll auch dann der Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung vor dem Beschluss eines Bebauungsplans zulässig sein, wenn der Bebauungsplan nicht zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit erforderlich ist, d. h. im Falle der grundsätzlichen bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit der Anlage im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB. Der BDEW geht davon aus, dass dies auch dann gilt, wenn die zuständige Gemeinde zuerst eine Baugenehmigung für das Vorhaben erteilt und dann für die entsprechende Fläche nachträglich einen Bebauungsplan beschließt, wenn aber der Vertragsabschluss hier vor dem Satzungsbeschluss des Bebauungsplans erfolgte. Dies entspricht aktuell der Praxis, wenn Gemeinden trotz Privilegierung einen Bebauungsplan aufstellen möchten. Sollte diese Variante nicht vom Regierungsentwurf abgedeckt sein, sollte dieser im Bundestag entsprechend angepasst werden. Ansonsten droht ein entsprechender Vertragsabschluss aufgrund von § 6 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023 wegen Nichteinhaltung von § 6 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 nachträglich strafbar zu werden. Dann sollte die Regelung wie folgt klarstellend angepasst werden:

„(4) Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen bedürfen der schriftlichen oder der elektronischen Form und dürfen bereits geschlossen werden

- 1. vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder*
- 2. vor der Genehmigung der Solaranlagen des ersten Segments, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Anlage, **wenn soweit** vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit beschlossen wird; **die Vereinbarung darf auch dann vor der Genehmigung der Solaranlage des ersten Segments abgeschlossen werden, wenn die Gemeinde oder der Landkreis erst nach Erteilung einer Baugenehmigung beschließen sollte, einen zur Herstellung der bauplanungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit nicht erforderlichen Bebauungsplan aufzustellen**“.*

Darüber hinaus ist in § 6 EEG 2023 unklar, ob für „fiktive Strommengen“ nach Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2023 sowohl für Windenergieanlagen an Land als auch für Solaranlagen eine kommunale Beteiligung gezahlt werden darf. Nach § 6 Abs. 2 EEG 2023 ist diese Zahlung für „fiktive Strommengen“ nur für Windenergieanlagen zulässig. Der Wortlaut in § 6 Abs. 5 EEG 2023 ist aber

insoweit missverständlich, als dass anscheinend für beide Anlagen die an die Gemeinde oder den Landkreis geleisteten Zahlungen vom Netzbetreiber zurückerstattet werden dürfen.

Formulierungsvorschlag:

*„(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land ~~oder Freiflächenanlagen~~ eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Satz 1 ist für Solaranlagen des ersten Segments hinsichtlich der tatsächlich eingespeisten Strommenge entsprechend anzuwenden.**“*

7.2 Änderungen bei den sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023

Keine sanktionsweise Zahlungspflicht bei Defekt bestimmter technischer Einrichtungen

Nach § 52 Abs. 3 EEG-E soll bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach § 52 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 oder 8 EEG 2023, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat entfallen. Dies betrifft die Verstöße gegen die Verpflichtung

- zum Einbau und Betrieb technischer Einrichtungen nach § 9 EEG 2023 und Vorgängerregelungen (Nr. 1),
- zum Einbau und Betrieb von BNK-Einrichtungen nach § 9 Abs. 8 EEG (Nr. 3),
- zum Einbau und Betrieb von Einrichtungen zur Anlagensteuerung durch den Direktvermarkter nach § 10b EEG (Nr. 4) und
- wenn entgegen § 21b Abs. 3 EEG 2023 nicht die gesamte Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird (Nr. 8).

Für das Vorliegen eines Defektes wird außerdem die Darlegungs- und Beweislast gesetzlich geregelt.

Bewertung

Der BDEW sieht die Änderungen bei der Sanktionsregelung in § 52 EEG 2023 grundsätzlich als positiv an. Allerdings sollte der im Regierungsentwurf vorgesehene Satz aus gesetzessystematischen Gründen nicht an Absatz 3, sondern an Absatz 1 oder 2 angehängt werden, da diese Bestimmungen die Entstehung bzw. die Höhe der entsprechenden gesetzlichen Zahlungspflicht der Sanktion regeln.

Der BDEW begrüßt auch die Ergänzung im Regierungsentwurf hinsichtlich der Darlegungs- und Beweislast für den technischen Defekt und dass die Regelung nur für Verstöße ab dem 1. Januar 2024 anzuwenden ist. Der BDEW hatte beides gegenüber dem BMWK gefordert.

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass sich der **technische Defekt** nur auf die „**technische Einrichtung**“ als solche beschränkt und beschränken darf, nicht auf die Peripherieeinrichtungen wie die dazugehörige Datenfernübertragungs-Einrichtung einschließlich Kabel etc.

Der BDEW weist darüber hinaus auch darauf hin, dass ein solcher „technischer Defekt“ auch durch **Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit** herbeigeführt werden kann, mit dem Ziel, dass die Anlage für den VNB oder ÜNB nicht regelfähig ist. Dies entspricht leider gegenwärtig bereits dahingehend der Praxis, dass regelverpflichtete EEG-Anlagenbetreiber nicht auf Regelaufrufe von Netzbetreibern reagieren. Daher bietet die im Regierungsentwurf vorgesehene Regelung auch Missbrauchspotential zum Nachteil der Netz- und Systemsicherheit. Dies kann dadurch behoben werden, dass der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nicht nur die Vorlage eines technischen Defektes nachweisen muss, sondern auch, dass der Defekt unverschuldet eingetreten ist und die nötigen Maßnahmen zur Wiederherstellung der ordnungsgemäßen Funktionsfähigkeit zeitlich auf das absolut notwendige Maß begrenzt wurden.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass die **Inbezugnahme von technischen Einrichtungen nach „Nr. 8“** nicht in die Aufzählung passt und gestrichen werden muss: Die viertelstündliche Messung und Bilanzierung wird durch den Messstellenbetreiber realisiert und ist Teil der technischen Einrichtungen, für die der Anlagenbetreiber verantwortlich ist. Gleiches gilt für Verstöße des Anlagenbetreibers gegen die **BNK-Pflicht nach § 52 Abs. 1 Nr. 3 i. V. mit § 9 Abs. 8 EEG 2023**: Diese Verstöße wird der Netzbetreiber nicht bemerken, weshalb eine entsprechende Sanktionierung im laufenden Betrieb der Windenergieanlage wegen zwischenzeitlichen Defektes der Einrichtung kaum vorstellbar ist.

Daher sollte die neue Regelung aus BDEW-Sicht wie folgt ergänzt werden:

„Bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, ~~Nummer 3, Nummer 4~~ oder Nummer 4 ~~8~~, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat, wenn der Defekt ohne Verschulden des Anlagenbetreibers eingetreten ist; für das Vorliegen eines unverschuldeten Defektes trägt der Anlagenbetreiber gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber die Darlegungs- und Beweislast in Textform.“

Hinsichtlich sonstiger aus BDEW-Sicht notwendiger Änderungen in § 52 EEG 2023 wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter Nr. 10.1.3 verwiesen.

7.3 Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“

Hierbei muss zwischen

- der im Gesetzentwurf vorgesehenen Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“ (s. nachfolgend unter 7.3.1) und
- der nach BDEW-Ansicht neu zu schaffenden automatischen Zuordnung von Anlagen bis 100 kW, die keine Steckersolaranlagen sind, zur Einspeisevergütung (nachfolgend unter 7.3.2) unterschieden werden:

7.3.1 Im Gesetzentwurf vorgesehene Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“

Als weitere Vermarktungsform im Rahmen des Verkaufs des Stroms an den Netzbetreiber wird die „unentgeltliche Abnahme“ für Anlagen bis 200 kW (bei Inbetriebnahme bis Ende 2025 auch bis 400 kW, § 100 Abs. 14 EEG-E) eingeführt, wenn für diese Anlagen keine Zahlung geltend gemacht wird. Die Wahl dieser Abnahmeform gilt als fehlende Geltendmachung von Zahlungen. Dann verringert sich der Förderanspruch auf null.

Außerdem darf eine Anlage gemäß dem Gesetzentwurf der Ausfallvergütung nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

Parallel hierzu wird klargestellt, dass die Inanspruchnahme der „unentgeltlicher Abnahme“ nicht als Zahlung im Sinne von § 80a EEG 2023 gilt und dass dementsprechend auch keine „Anrechnung“ dieser Vermarktungsvariante auf Bundes- oder Landesförderungen nach dieser Regelung erfolgen muss. Dies hat Relevanz insbesondere für entsprechende Förderprogramme für Steckersolaranlagen sowie für größere PV-Anlagen.

Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten zudem der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet.

Bewertung

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass mit der neuen Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme eine Alternative zur Direktvermarktung geschaffen wird, um der Herausforderung zu begegnen, dass Anlagen > 100 kW mit hohen Eigenverbrauchsanteilen Schwierigkeiten haben, für die geringen Reststrommengen einen Vermarkter zu finden. Dieser Vorschlag stellt eine deutliche Verbesserung dar, da hierdurch tatsächlich ein Anreiz entstehen kann, die Anlage > 100 kW zu dimensionieren, obwohl für die eingespeiste Strommenge keine Vergütung gezahlt wird.

Die Einführung dieser Regelung erleichtert außerdem insbesondere die Abwicklung von Stromeinspeisungen aus Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber sonst auf eine Vergütung verzichten würde, z. B. bei Steckersolaranlagen und bei Anlagen, bei denen der Betreiber aus anderen Gründen keine Förderung in Anspruch nehmen möchte oder darf.

Der BDEW gibt allerdings zu bedenken, dass für Betreiber von größeren Anlagen, die **vorrangig in Eigenversorgung betrieben** werden, die Wahl dieser Förderform quasi alternativlos ist, weil bei der Wahl der „Ausfallvergütung“ nach dem vorliegenden Gesetzentwurf der 80 %-Förderung in den sechs förderfähigen Kalendermonaten pro Kalenderjahr gemäß dem Gesetzentwurf eine Förderung in Höhe von null i. V. mit einer Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 in den übrigen Monaten des Jahres gegenüberstehen würde. Es besteht das Risiko, dass dieser Umstand die Investition in entsprechende Anlagen unattraktiv macht, insbesondere dann, wenn die Sanktionierung nach § 52 EEG die übrige Förderung übersteigt. Außerdem ist dem Anlagenbetreiber bei erstmaliger Auswahl oder Zwangszuordnung zur „unentgeltlichen Abnahme“ erst einmal für die kommenden zwei Jahre der Zugang zur Ausfallvergütung versperrt. Sollte eine entsprechende Investitionshemmung eintreten, sieht der BDEW nur die Anhebung der Direktvermarktungsschwelle oder die auskömmlichere Förderung der in das Netz eingespeisten Strommenge für entsprechende Anlagen mit vorrangiger Eigenverbrauchsdeckung als Alternativen an, damit diese Investitionen überhaupt getätigt werden können.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der **Stichtag für die 400 kW-Schwelle** nach dem Wortlaut von § 100 Abs. 14 EEG-E auf die *Inbetriebnahme* der Anlage abstellt, während die Gesetzesbegründung zu dieser Regelung auch so gelesen werden kann, dass selbst für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2026 ab diesem Datum nur noch die 200 kW-Grenze gilt. Dies würde bedeuten, dass für entsprechende Bestandsanlagen ab dem 1. Januar 2026 in der Leistungszone größer 200 und bis zu 400 kW keine „unentgeltliche Abnahme“ mehr praktiziert werden darf. Hier ist zur Vermeidung von Missverständnissen eine Präzisierung im Gesetzeswortlaut erforderlich.

Schließlich sollte die neue Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme inhaltlich auf „Steckersolaranlagen“ und Anlagen oberhalb von 100 kW bis zur entsprechenden Leistungsgrenze (200 bzw. 400 kW) beschränkt werden. **Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW**, die keine Steckersolaranlagen sind, sollten hingegen automatisch der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage keine anderweitige Zuordnung getroffen hat (s. nachfolgender Abschnitt).

7.3.2 Automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW zur Einspeisevergütung

Neben der grundsätzlichen Befürwortung einer neu einzuführenden „unentgeltliche Abnahme“ im Rahmen der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante nach § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-E sieht der BDEW es als erforderlich an, dass EEG-Anlagen, die keine

Steckersolaranlagen sind, bis 100 kW automatisch der Vermarktungsform der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber bei Inbetriebnahme der Anlage keine andere Vermarktungsform gewählt hat. Das Zusammenspiel zwischen

- den auch gesetzlich stets im Fluss befindlichen kürzeren Fristen des Netzanschlusses gerade für Kleinanlagen und
- der Sanktionierung der fehlenden Zuordnung einer EEG-Anlage zu einer Vermarktungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2023 nach Maßgabe des § 21c EEG 2023 durch § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023

führt in vielen Fällen bereits jetzt regelmäßig dazu, dass der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme seiner Anlage die für die Anlage anzuwendende Vermarktungsform dem Netzbetreiber nicht oder nicht fristgerecht mitgeteilt hat. Obwohl der Anlagenbetreiber in den ganz überwiegenden Fällen hierbei den Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Wege der regulären Einspeisevergütung gewählt hätte, wird diese Nichtmeldung der Vermarktungsform dann nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 sanktioniert. Die Erklärung und Geltendmachung des daraus folgenden gesetzlichen Zahlungsanspruchs des Netzbetreibers gegen den Anlagenbetreiber führt bereits jetzt zu einem erheblichen manuellen Clearingaufwand bei den Netzbetreibern. Verständlicherweise kann der Kunde nicht nachvollziehen, dass ein schneller Netzanschluss nicht parallel zu einer kurzfristigen „korrekten“ Anmeldung der Veräußerungsform läuft.

Andererseits erscheint es dem BDEW auch unverhältnismäßig, diese größeren und vielfach für eine Volleinspeisung ausgelegten Anlagen dann der unentgeltlichen Abnahme zuzuordnen. Daher befürwortet der BDEW in diesen Fällen eine automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW (ausgenommen Steckersolaranlagen) zum Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Rahmen der „regulären“ Einspeisevergütung. Hatte der Anlagenbetreiber eine andere Vermarktungsform beabsichtigt, aber nicht dem Netzbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage mitgeteilt, kann der Anlagenbetreiber diese Zuordnung jederzeit mit Monatsfrist nach Inbetriebnahme ändern. Durch diese Änderung wird

- die Sanktionierung des Anlagenbetreibers vermieden,
- der Mehraufwand bei Netzbetreibern reduziert,
- die Abwickelbarkeit des Stroms im EEG-Netzbetreiberbilanzkreis sichergestellt und
- die Vermarktung automatisch der im ganz überwiegenden Regelfall verwendeten Einspeisevergütung zugeordnet.

§ 21c Abs. 1 Satz 3 ff. in der Fassung des Gesetzentwurfs sollte daher wie folgt angepasst werden:

*„Anlagen, **die Steckersolaranlagen sind, oder mit einer installierten Leistung oberhalb von 100 und mit weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der***

*unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. Abweichend von Satz 3 gilt eine ausgeförderte Anlage mit Beendigung des Anspruchs auf Zahlung nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante für ausgeförderte Anlagen nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 4 zugeordnet, soweit der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat. Die Zuordnung einer Anlage entspricht der Geltendmachung des entsprechenden Anspruchs. **Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die keine Steckersolaranlagen sind, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber für diese Anlagen keine andere Zuordnung getroffen hat. Für die Anwendbarkeit der Sätze 3 und 6 sind für die Bestimmung der installierten Leistung § 24 Absatz 1 oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden.***

7.4 Änderungen bei der „Ausfallvergütung“

Im Gesetzentwurf ist vorgesehen, dass anstelle des Marktwertes (Monats- bzw. Jahresmarktwert) als Höhe der Ausfallvergütung bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr nun die Förderung auf null gesetzt wird, um die dauerhafte Inanspruchnahme der Ausfallvergütung weniger lukrativ zu machen. Außerdem darf eine Anlage der Ausfallvergütung nach dem Gesetzentwurf nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

Bewertung

Für die Zeitfenster bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr ist trotz Absenkung der Förderung vom aktuellen Marktwert auf null weiterhin auch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 anzuwenden, da § 52 EEG nicht entsprechend geändert werden soll. Dementsprechend tritt neben einer Vergütungsreduzierung auf null noch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 ein. Der BDEW sieht diese Doppelbestrafung kritisch.

7.5 Ausgeförderte Anlagen

„Ausgeförderte Anlagen“, d. h. solche mit einer Leistung bis zu 100 kW, die keine Windenergieanlagen sind, werden gemäß dem Gesetzentwurf automatisch dem Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber mit Ende der eigentlichen EEG-Förderung keine andere Zuordnung getroffen hatte. Die Begrenzung auf 100 kW und auf Nicht-Windenergieanlagen ergibt sich aus der Legaldefinition der ausgeförderten Anlage in § 3 Nr. 3a EEG 2023.

Bewertung:

Der BDEW beurteilt diese Änderung grundsätzlich als positiv, da entsprechende Zuordnungsfehler bei ausgeförderten Anlagen in der Vergangenheit regelmäßig vorgekommen sind. Dieses Problem wird nun durch die vorgesehene Gesetzesänderung gelöst.

Für **ausgeförderte Anlagen über 100 kW** und generell bei **ausgeförderten Windenergieanlagen** bleibt allerdings weiterhin die derzeitige Rechtsunsicherheit, wie mit der faktischen Weiterbilanzierung im EEG-Netzbetreiber-Bilanzkreis umzugehen ist. Aktuell speisen solche Anlagen teilweise weiterhin ohne Benennung eines Direktvermarkters in das Netz des Netzbetreibers ein. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diese Anlagen bei nicht rechtzeitiger Zuordnung zur ungeförderten Direktvermarktung zwangsweise dem EEG-Netzbetreiberbilanzkreis zugeordnet werden können (siehe den [Hinweis](#) zur Zuordnung von ausgeförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen). Die damit verbundenen Fragen der korrekten Bilanzierung der Anlagen sowie möglichen Ausgleichsansprüchen sollten konsequenter Weise aber auch für ausgeförderte Anlagen über 100 kW im EEG 2023 geregelt werden (unentgeltliche Abnahme, Strom gilt für Bilanzierungszwecke als vergütet). Der BDEW sieht es daher als sinnvoll an, dass die automatische Zuordnung einer Einspeisung in das Netz zur „unentgeltlichen Abnahme“ auch dann anzuwenden ist, wenn eine „ausgeförderte Anlage“ mit einer Leistung oberhalb von 100 kW oder wenn eine ausgeförderte Windenergieanlagen jeweils ohne Benennung eines Direktvermarkters und seines Bilanzkreises Strom in das Netz des Netzbetreibers einspeisen. Der BDEW sieht hier keine beihilferechtliche Problematik, da die Anlagenbetreiber für den insoweit eingespeisten Strom keinerlei Förderung erhalten.

Daher sollte folgender neuer § 21c Abs. 1 Satz 4 aufgenommen und der neue Satz 5 wie folgt geändert werden:

*„³ Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. ⁴ **Satz 3 ist auch für Anlagen entsprechend anzuwenden, für die kein Förderanspruch nach diesem Gesetz oder einer früheren Fassung dieses Gesetzes mehr besteht.** ⁵ Abweichend von **Satz 2 und 3** gilt eine ausgeförderte Anlage (...).“*

8 Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung

Die

- › vom Anlagenbetreiber oder einem von ihm beauftragten Dritten im Rahmen der MaStR-Registrierung mitzuteilenden Daten und

- › die vom Netzbetreiber im Rahmen der BNetzA-Prüfaufforderung zu überprüfenden Daten sowie
- › die Daten zu Marktakteuren und Behörden, zu Stromverbrauchseinheiten, zu Gaserzeugungs- und Gasverbrauchseinheiten, zu Strom- und Gasspeichereinheiten und zu technischen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchslokalationen und technischen Gaserzeugungs- und Gasverbrauchslokalationen

sollen gemäß dem Gesetzentwurf in der Anlage zur Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) grundlegend geändert werden.

8.1 Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV

Hinsichtlich der Notwendigkeit der Mitteilung der Anlagendaten vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber verweist der BDEW auf die vorstehenden Ausführungen unter Nr. 2.2 und Nr. 6. Der BDEW befürwortet jedoch, dass die **Zählernummer** bei Steckersolaranlagen nach Nr. II.1.6.4.1 der Anlage der MaStRV künftig verpflichtend angegeben werden muss. Nur mit dieser Information ist die Zuordnung zwischen einem Steckersolargerät und einem Netzanschluss überhaupt möglich.

Darüber hinaus muss die BNetzA ebenfalls eine „**kommunikationsfähige Adresse**“ des Anlagenbetreibers über das MaStR abfragen. Dies gilt unabhängig von der Leistung der Anlage, also auch für Steckersolaranlagen. Der Hintergrund ist, dass den Netzbetreiber zwar häufig der Anlagenbetreiber mit Ort, Straße und Hausnummer bekannt ist, der Netzbetreiber allerdings keine Informationen über die Kontaktierbarkeit des Anlagenbetreibers (E-Mail-Adresse, Telefon) hat. Wenn insoweit datenschutzrechtliche Probleme angenommen werden, sollte diese Information zwar abgefragt werden, aber nur dem Netzbetreiber und nicht der Öffentlichkeit über das Register mitgeteilt werden.

8.2 Erfassung von Wärmedaten

Mit einer Ergänzung in § 111e EnWG soll das MaStR um Daten über Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze und -speicher sowie deren Betreiber erweitert werden.

Bewertung

Aus Sicht des BDEW ist die Erfassung dieser Daten im Sinne einer effizienten Sektorkopplung zwar nachvollziehbar, eine Regelung hierzu im EnWG und die Verwaltung der Daten durch die BNetzA als Betreiberin des MaStR wird jedoch kritisch gesehen und sollte gestrichen werden.

Die Wärmeversorgung ist nicht Regelungsgegenstand des EnWG. Als spezialgesetzliche Ausprägung enthält das EnWG kartellrechtliche Vorgaben zur Regulierung des Strom- und Gasbereichs. Der Gesetzgeber hat beim Erlass des EnWG eine bewusste Entscheidung getroffen, für weitere Sparten keine spezialgesetzlichen Vorgaben zu treffen. Das bedeutet, für den Bereich

der Wärmeversorgung gilt damit nach wie vor das allgemeine Kartellrecht. Eine Ausdehnung des Anwendungsbereichs des EnWG auf andere Energieträger kann daher nicht nachvollzogen werden.

Es bleibt darüber hinaus unklar, was der Gesetzgeber mit der Erhebung dieser Daten konkret bezweckt. Hier fehlt eine hinreichende Begründung, auch für die rechtliche Legitimation der Datenerfassung.

Eine im EnWG verankerte Registrierungs- bzw. Datenlieferverpflichtung für Wärme sollte zumindest im Zusammenhang mit der Gas- und Stromversorgung stehen, so etwa nur für solche Anlagen gelten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Sektorkopplung haben. Dazu gehören beispielsweise große Wärmeerzeugungsanlagen, die in einem wesentlichen Umfang Strom direkt zur Erzeugung von Wärme nutzen (Power-to-Heat, Großwärmepumpen), nicht aber Verbraucher, die für den reinen Netzbetrieb benötigt werden (also z. B. Pumpen im Wärmenetz). Auch Geothermieanlagen müssen wegen extrem flacher An- und Abfahrkurven von Maßnahmen zur stromseitigen Flexibilisierung und damit auch von der Registrierungspflicht ausgenommen bleiben. Grundsätzlich sollten nur Anlagen ab 1 Megawatt registrierungspflichtig sein, um den Aufwand für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber im angemessenen Rahmen zu halten.

9 Weitere Themen

9.1 Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate

§ 49d EnWG soll zunächst für den Bereich der Einheiten- und Komponentenzertifikate von Erzeugungseinheiten ein zentrales Register schaffen, wobei spätere Erweiterungen des Registers auf weiteren Gegenstände (bspw. Netzbetriebsmittel) möglich bleiben. Die Vorschrift enthält umfangreiche Regelungen für die Beleihung einer fachlich qualifizierten Stelle zur Errichtung und Betrieb eines Registers, das die Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie Energieanlageanteilen zum Zweck hat. Im Kontext der elektrotechnischen-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) ist insbesondere die zentrale Erfassung von Einheiten- und Komponentenzertifikaten relevant und gewünscht, siehe hierzu auch die [BDEW-Stellungnahme](#) zur Vereinfachung der Zertifizierungsanforderungen.

Der Anwendungsbereich für Energieanlagen und Energieanlageanteile generell erscheint allerdings als zu umfangreich, insbesondere, wenn dem Register auch Netzbetriebsmittel unterfallen sollen. **Der BDEW befürwortet daher eine Begrenzung auf die Einheiten- und Komponentenzertifikate, damit eine Erweiterung des Anwendungsbereichs angemessen geprüft werden kann und nicht ohne weitere Verbändeanhörung erfolgt.**

9.2 Messstellenbetriebsgesetz

Konsequenterweise erweitert der Regierungsentwurf den Anwendungsbereich der Selbstvornahme nach § 3 Abs. 3a Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) auch auf Konstellationen, in denen die Messstelle bei einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber liegt. Der BDEW weist allerdings - wie auch schon im GNDEW - darauf hin, dass wir die Selbstvornahme aus rechtlichen, wirtschaftlichen und prozessualen Gründen ablehnen.

9.3 Umlageprivilegierungen nach dem EnFG – Anpassung von Meldepflichten und Sanktionen

9.3.1 Unverzügliche Mitteilungspflichten nach § 52 Abs. 1 EnFG und Sanktionen

Das Zusammenspiel von Melde- und Sanktionsregelungen für die Inanspruchnahme von Privilegierungen nach dem EnFG wirft erhebliche Umsetzungsfragen für die Praxis auf. Insbesondere ist für den Netzbetreiber kaum nachvollziehbar, ob die Meldung der Kriterien „kein Unternehmen in Schwierigkeiten“ und „Nichtbestehen von beihilferechtlichen Rückforderungsansprüchen“ tatsächlich unverzüglich durch den Netznutzer erfolgte (vgl. §§ 52 und 53 EnFG).

Der BDEW unterstützt ausdrücklich, dass eine Umlagenprivilegierung nur dann gewährt werden soll, wenn der Letztverbraucher tatsächlich kein „Unternehmen in Schwierigkeiten“ ist bzw. gegen ihn keine beihilferechtlichen Rückzahlungsansprüche bestehen. Es ist aber nicht nachvollziehbar, dass eine spätere *Anmeldung* von Privilegierungen (etwa im Juni rückwirkend zum Januar desselben Jahres) nicht im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr berücksichtigt werden sollte oder könnte, weil dann die Mitteilung der Informationen, die der Privilegierung zugrunde liegen, eben nach §§ 52 und 53 EnFG nicht mehr „unverzüglich“ erfolgt wäre, sondern mit mehreren Monaten Verzug.

Dies bedeutet, dass lediglich für den *zwischenzeitlichen Wegfall der Umlagenberechtigung* (Letztverbraucher wird z. B. im Laufe eines Kalenderjahres zum „Unternehmen in Schwierigkeiten“) die Privilegierungen bei nicht rechtzeitiger Meldung im Rahmen der Endabrechnung für das gesamte Kalenderjahr entfallen sollten. Diese Fälle dürften eine rare Ausnahme in den Massenfällen - gerade der privaten Letztverbraucher - bilden, sodass eine einzelfallbezogene Auseinandersetzung mit dem unbestimmten Rechtsbegriff „unverzüglich“ vertretbar erscheint.

Auf diese Weise könnten insbesondere die Privilegierungen massengeschäftstauglich für die weit überwiegende Zahl der Letztverbraucher abgewickelt werden. Es bliebe dann bei einer Initialmeldung, dass der Letztverbraucher weder ein Unternehmen in Schwierigkeiten ist noch gegen ihn beihilferechtliche Rückforderungsansprüche bestehen. Ohne diese Meldung werden keine Umlageprivilegien gewährt. Erfolgt die Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres, können für das vorangegangene Kalenderjahr noch Umlageprivilegien ohne Sanktionierung in

Anspruch genommen werden. Wird der Letztverbraucher zu einem Unternehmen in Schwierigkeiten oder entstehen ihm gegenüber beihilferechtliche Rückforderungsansprüche, entfällt die Privilegierung für das gesamte Kalenderjahr, wenn die Meldung nicht unverzüglich nach Eintritt dieses Umstands erfolgt.

BDEW-Vorschlag für eine Änderung des § 53 EnFG:

„(1) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich auf 100 Prozent, soweit die folgenden Mitteilungspflichten nicht oder nicht rechtzeitig erfüllt worden sind:

1. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 **in Verbindung mit Nr. 4, sofern die Mitteilung eine Änderungsmitteilung ist, dass es sich bei dem Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, um ein Unternehmen in Schwierigkeiten handelt oder dass gegen den Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, offene Rückforderungsansprüche aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem Europäischen Binnenmarkt bestehen,**

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 bezieht, und~~

~~3. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 2 und 3.~~

(2) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich für das jeweilige Kalenderjahr um 20 Prozentpunkte, soweit die ~~folgenden~~ **übrigen** Mitteilungspflichten nach **§ 52 Absatz 1 Nummer 1 bis 4** nicht spätestens bis zum 28. Februar des Jahres erfüllt werden, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflicht unverzüglich zu erfüllen gewesen wäre.:

~~1. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 und~~

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 bezieht.“~~

In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass es sich insbesondere bei der Privilegierung für Wärmepumpen nach § 22 EnFG in der Regel um Standardlastprofil-Belieferungen mit rollierender Jahresabrechnung handelt. Kalenderscharfe Jahresmengen liegen damit zu Endabrechnungstermin nicht unbedingt vor.

9.3.2 Mitteilungspflichten im Belastungsausgleich zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern

Darüber hinaus verpflichtet § 50 Nr. 2 b) EnFG jeden Verteilnetzbetreiber bis zum 31. Mai eines Jahres an den regelverantwortlichen ÜNB *einzel*n sowie *zusammengefasst* die Endabrechnungen für die Umlagen für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr *für jeden Netznutzer* vorzunehmen und mitzuteilen, unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,

- der Nummern im Register,
- der Netzentnahmen aus ihrem Netz insgesamt und
- im Fall von Netzentnahmen, für die eine Verringerung der Umlagen in Anspruch genommen wurde, der Netzentnahmen aufgeschlüsselt nach Entnahmestelle und Letztverbraucher.

Ein größerer Verteilnetzbetreiber muss danach für jeden Netznutzer eine entsprechende Einzelabrechnung der Umlagen an den ÜNB geben, und zwar unabhängig davon, ob dieser Netznutzer eine Umlageprivilegierung in Anspruch nimmt, oder nicht. Diese Mitteilungspflicht umfasst außerdem sowohl die Netznutzer, die ein separates Netznutzungsverhältnis mit dem Netzbetreiber haben, als auch sämtliche Stromlieferanten innerhalb des Netzgebietes, die dort Letztverbraucher über entsprechende integrierte Stromlieferungsverträge beliefern.

Eine solche nach den einzelnen Netznutzern aufgeteilte Abrechnung erachtet der BDEW als zu kleinteilig und zu bürokratisch. Bei einer Anzahl der Netznutzer (Stromlieferanten und separate Netznutzungsverhältnisse) im vierstelligen Bereich je Netzbetreiber und bei jeweils maximal zehn Umlagekategorien, zzgl. eventueller Sanktionierungssachverhalte, handelt es sich für diesen Netzbetreiber um ca. 40.000 Datensätze, zu denen dann noch die detaillierten Angaben für die privilegierten Letztverbraucher hinzukommen. Dieser Umstand würde die Meldung des VNB an den ÜNB dann noch zusätzlich um mehr als hunderttausende Datensätze je VNB erweitern. Die umfangreiche Datenermittlung, -aufbereitung und -weitergabe verursacht auf Seiten der VNB einen immensen Mehraufwand, dessen Mehrwert für die Allgemeinheit deutlich dahinter zurückbleibt. Hinzu kommt, dass die Korrektheit der Umlagepflichten ohnehin durch den Wirtschaftsprüfer nach § 55 EnFG bescheinigt wird.

Formulierungsvorschlag für eine Anpassung von § 50 EnFG:

„Verteilernetzbetreiber müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber übermitteln:

1. (...)

2. bis zum 31. Mai eines Jahres

a) einzeln sowie zusammengefasst die Endabrechnungen für die Zahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz für das jeweils

vorangegangene Kalenderjahr für jede Anlage im Sinn des § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wobei § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden ist, und jede KWK-Anlage im Sinn des § 2 Nummer 14 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,

aa) der Nummern im Register,

bb) der relevanten Strommengen,

cc) der vermiedenen Netzentgelte, soweit sie nach § 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 120 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, und

dd) der seit Aufnahme des Dauerbetriebs erreichten Anzahl an Vollbenutzungsstunden im Fall von Zahlungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,

*b) ~~einzelnsowie~~ zusammengefasst die Endabrechnungen für die Umlagen für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr **unter Angabe der gesamten Netzentnahmen aus ihrem Netz und der Netzentnahmen je Umlagekategorie für jeden Netznutzer, unter Angabe insbesondere, soweit einschlägig,***

~~aa) der Nummern im Register,~~

~~bb) der Netzentnahmen aus ihrem Netz insgesamt und~~

~~cc) im Fall von Netzentnahmen, für die eine Verringerung der Umlagen in Anspruch genommen wurde, der Netzentnahmen aufgeschlüsselt nach Entnahmestelle und Letztverbraucher,~~

c) die sonstigen für die Jahresendabrechnung des Belastungsausgleichs des vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Angaben,

3. (...)“.

9.4 Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen

Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der Innovationsausschreibungen von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte kurzfristig erforderlich. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen. Der BDEW verweist insoweit auf die Anhebung der Höchstwerte bei Ausschreibungen für

Solaranlagen des ersten und zweiten Segments, die jeweils zum 1. Januar 2023 erfolgt sind, aber bei Innovationsausschreibungen unverständlicherweise ausgeblieben sind.

9.5 Zuschläge für Pilotwind und Bürgerenergie analog zu Höchstwerten in Ausschreibungen anheben

Richtigerweise wurden die Höchstwerte in den Wind-, PV- und Innovationsausschreibungen zum Jahreswechsel angehoben. Dies war angesichts drastisch steigender Material- und Zinskosten ein erster, notwendiger Schritt für einen beschleunigten Zubau Erneuerbarer Energien. Offensichtlich wurde bei der Umsetzung jedoch vergessen, dass auch eine Anhebung der Werte der Anlagen, die von Ausschreibungen befreit sind, wie z. B. Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen (§ 46 und § 48 EEG) nötig ist. Die niedrigen gesetzlich bestimmten Werte gefährden aktuell die Wirtschaftlichkeit und damit den Ausbau von Pilotwindenergieanlagen und Bürgerenergiegesellschaften. Damit in Deutschland auch weiter die neuesten, innovativen Anlagen gebaut werden und Bürgerwindenergie zur Akzeptanzsteigerung vor Ort genutzt wird, müssen dringend auch hier die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte um 25 % angehoben werden.

10 Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten

Durch das EEG 2023 wurden zahlreiche neue Regelungskomplexe eingeführt, die in der Praxis zu juristisch nicht auflösbaren Rechtsfragen führen.

10.1 Klarstellung der sanktionsweisen Zahlungspflichten bei Pflichtverstößen in § 52 EEG 2023

Der gravierende Einschnitt der neuen sanktionsweisen Zahlungspflichten in § 52 EEG 2023 korreliert leider mit einer nicht hinreichend konkreten Abfassung der Pflichtverstöße und der Zahlungspflichten als solchen. Aufgrund der entsprechenden Risiken für Anlagen- und Netzbetreiber sind die nachstehenden gesetzlichen Präzisierungen erforderlich:

10.1.1 Sanktionsweise Zahlungen bei Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023

In § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 ist unklar, ob es für eine sanktionsweise Zahlungspflicht nach dieser Norm erforderlich ist, dass der Anlagenbetreiber sowohl eine Registrierung seiner Anlage im MaStR nicht vornimmt als auch eine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 nicht durchführt. Für die Annahme eines entsprechenden „Doppelpflichtverstoßes“ spricht die „Und-Verknüpfung“ in § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023, hiergegen aber, dass § 52 Abs. 3 EEG 2023 nur von „einer Pflicht“ spricht, und nicht von mehreren. Darüber hinaus wird in der Branche teilweise bezweifelt, dass bei Annahme eines Doppelpflichtverstoßes der Sanktionszweck, der in der Begründung des Regierungsentwurfs zum Sofortmaßnahmengesetz zudem nicht erläutert wird, verfehlt werden könnte.

Daher sollte in **§ 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023** klargestellt werden, ob die Nichtregistrierung der Anlage im MaStR für die Entstehung der Zahlungspflicht ausreicht oder ob ein „Doppelverstoß“ für die Anwendung der Regelung erforderlich ist. Letzteres hieße aber auch, dass es bis zum 28. Februar des Folgejahres der Inbetriebnahme nicht zur Anwendung der Regelung kommt, weil darauf gewartet werden muss, ob der Anlagenbetreiber seine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 vornimmt oder nicht. Gleiches würde dann auch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 gelten: Die sanktionsweise Zahlungspflicht bei einem Doppelverstoß müsste vom 1. Januar 2023 bis 28. Februar 2024 ausgesetzt werden, da für diese Zahlungspflicht insoweit auf die Vornahme der Kalenderjahresendmeldung gewartet werden müsste. In beiden Fällen könnte dann zudem erst ab dem 28. Februar des Folgejahres eine entsprechende Zahlungspflicht entstehen.

Korrespondieren hierzu sollte in **§ 52 Abs. 3 Satz 1 EEG 2023** klargestellt werden, ab welchem Zeitpunkt („sobald die entsprechende *Pflicht* erfüllt wird“) es zu einer rückwirkenden Reduzierung der Höhe der sanktionsweisen Zahlungspflicht kommen soll. Trotz Annahme der Notwendigkeit eines Doppelverstoßes für die ursprüngliche sanktionsweise Zahlungspflicht ist es auf Basis des Gesetzeswortlauts denkbar, dass allein die Nachholung der MaStR-Registrierung für eine Reduzierung dieser Zahlungspflicht ausreicht. Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass eine nachträgliche Abgabe der Kalenderjahresendmeldung nach § 71 Nr. 1 EEG 2023 eigentlich gar nicht möglich ist, weil die Abgabe der Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres der Einspeisung befristet ist. Bei einer später abgegebenen Meldung, insbesondere dann, wenn die notwendigen Daten erst mit der Folge-Kalenderjahresendmeldung abgegeben werden, liegt streng genommen gar keine Kalenderjahresendmeldung für das betreffende Kalenderjahr mehr vor.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten zudem **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten. Der BDEW sieht dies nicht als Verstoß gegen das Rückwirkungsverbot an, weil seit dem 1. Januar 2023 die Anwendung der Regelungen in der Praxis entsprechend umstritten gewesen ist. Auf Basis der ständigen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts konnte deshalb keiner der Beteiligten einen entsprechenden Vertrauensschutz aufbauen, der durch eine rückwirkende Geltung der Korrekturen gestört werden konnte.

10.1.2 Sanktionsweise Zahlungspflichten wegen längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung

Nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 entsteht ab dem 1. Januar 2023 eine sanktionsweise Zahlungspflicht, wenn ein Anlagenbetreiber *„die Ausfallvergütung in Anspruch nimmt und dabei eine der Höchstdauern nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 erster Halbsatz EEG 2023“* überschreitet. Hierbei ist unklar, ob diese Zahlungspflicht auch entsteht, wenn der Anlagenbetreiber jenseits der Höchstdauern Strom in das Netz des Netzbetreibers zum Ankauf durch diesen einspeist, aber

hierbei auf eine EEG-Förderung verzichtet. Im Streit ist, ob die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung auch dann greift, wenn der Anlagenbetreiber allein das Verkaufsrecht an den Netzbetreiber in Anspruch nimmt und wegen des Verzichts keine EEG-Förderung. Für eine enge Auslegung kann eine Betonung der Vergütungskomponente in § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 sprechen. Für eine weite Auslegung kann wiederum der im Regierungsentwurf zum „Sofortmaßnahmengesetz“ nicht weiter erläuterte Gesetzeszweck sprechen, dass eine dauerhafte Inanspruchnahme des Verkaufsrechts des Stroms an den Netzbetreiber durch die Sanktionierung vermieden werden sollte.

Dieses Problem wird durch die Änderung der Ausfallvergütung nach dem vorliegenden Gesetzentwurf nicht behoben, sondern nur noch verschärft, da der Gesetzentwurf für die Zeit jenseits der Höchstdauern eine Förderreduzierung auf null vorsieht (s. vorstehend unter 7.3).

Wie vorstehend zu Nr. 10.1.1, sollten auch hier entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

10.1.3 Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage

In der Praxis ist unklar, ob die sanktionsweisen Zahlungspflichten nach § 52 EEG 2023 auch dann anwendbar sind, wenn die Anlage z. B. mangels vorhandener Netzanschlussleitung noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist, die Anlagen aber bei trotzdem netzunabhängig in Betrieb genommen worden sind. Die Anwendbarkeit der Sanktionen bereits vor Netzanschluss der Anlage wird in der Begründung des Regierungsentwurfs des Sofortmaßnahmengesetzes als einer der Gründe für die strukturellen Änderungen in § 52 EEG 2023 dargestellt.

Teilweise ist die Anwendbarkeit von § 52 Abs. 1 EEG 2023 aber im Zweifel gar nicht möglich, z. B. bei § 52 Abs. 1 Nr. 4 bis 10 und 12 EEG 2023, da diese rein tatbestandlich eine Netzeinspeisung von Strom erfordern. Diese Fälle der sanktionsweisen Zahlungspflichten können also gar nicht anwendbar sein, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

In den Fällen von § 52 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 und 11 EEG 2023 ist eine Netzeinspeisung hingegen tatbestandlich für die sanktionsweisen Zahlungspflicht theoretisch nicht erforderlich: Eine Windenergieanlage, die bereits ohne Netzeinspeisung in Betrieb genommen worden ist, muss z. B. bereits aus luftverkehrsrechtlichen Gründen über eine dauerhaft funktionierende BNK-Einrichtung verfügen oder zumindest über eine entsprechende Nachtkennzeichnung. Der BDEW sieht daher insoweit eine gesetzliche Klarstellung als notwendig an, in welchen Fällen des § 52 Abs. 1 EEG 2023 es nach Auffassung des Gesetzgebers auch dann zu einer Sanktionierung kommen soll, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten wie vorstehend zu Nr. 10.1.1 und 10.1.2 dargestellt **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

10.2 Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz

Der bisherige § 62 EEG 2021 ist durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ gestrichen worden und für das Verhältnis der Netzbetreiber untereinander (auch VNB – ÜNB) in § 20 des EnFG übertragen worden. Die hierdurch geschaffene Regelungslücke zwischen Anlagen- und Netzbetreibern hat aber dazu geführt, dass EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber nun sanktionsfrei Nachmeldungen jenseits der Fristen für die Kalenderjahresendmeldung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber durchführen dürfen, und der VNB daraufhin – auf seine Kosten aber ohne seine Verursachung – ein entsprechendes Verfahren nach § 20 EnFG mit dem für ihn regelverantwortlichen ÜNB durchführen muss. Dies wird dadurch verschärft, dass nun rückwirkende Änderungen von sanktionsweisen Zahlungspflichten zugunsten der Anlagenbetreiber vorgesehen werden, die über einen Jahreswechsel und damit über eine entsprechende Kalenderjahresendmeldung des Anlagenbetreibers und Testierung des Netzbetreibers hinweg gehen können. Im Verhältnis des Anlagenbetreibers zum Netzbetreiber können diese Nachmeldungen wegen Streichung des § 62 Abs. 1 EEG 2021 ohne eine entsprechende „Korrektur der Abrechnung“ durchgeführt werden, aber wegen § 20 EnFG im Verhältnis des Verteilnetz- zum Übertragungsnetzbetreiber nur im Rahmen eines entsprechend kostenträchtigen Korrekturverfahrens.

Der Regierungsentwurf sieht nun im neuen § 20 Abs. 1 Nr. 7 EnFG-E vor, dass Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche im Verhältnis des Verteilnetz- zum Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden können, wenn sie aus der unstreitigen Korrektur fehlerhafter oder unvollständiger Angaben resultieren. Dies ist zwar schon ein Schritt in die richtige Richtung, beseitigt aber die vorstehend dargestellte Problematik nicht, weil nicht alle von Anlagenbetreibern vorgetragenen verspäteten Datenmeldungen auf Korrekturen fehlerhafter oder unvollständiger Angaben resultieren. Verspätet vorgelegte Umweltgutachten können z. B. durch die Streichung von § 62 Abs. 1 EEG 2021 im Verhältnis des Anlagenbetreibers zum Netzbetreiber nun berücksichtigt werden, aber nicht zwischen dem Verteilnetz- und dem Übertragungsnetzbetreiber, weil sie keine „fehlerhaften oder unvollständigen Angaben“ sind.

Dieses Problem kann nur dadurch behoben werden,

- dass entweder im Rahmen von § 20 EnFG die Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln im Verhältnis der VNB zu den ÜNB oder der ÜNB untereinander generell gestrichen wird,

- oder dass § 62 Abs. 1 EEG 2021 im EEG 2023 wieder eingeführt wird und parallel hierzu eine entsprechende Regelung in das KWKG 2023 integriert wird.

Die **Streichung der Notwendigkeit vollstreckbarer Titel** beseitigt unnötigen Aufwand für den Korrekturprozess. Durch die EnFG-Novellierung wurden teils schon zurückliegende Korrekturen im KWKG stark eingeschränkt auf zu erwirkende Korrekturgründe ohne Mehrwert für den Ausgleichsmechanismus. Insbesondere für KWKG-Förderungen gibt es analog der Wälzung später fälliger EEG-Zahlungen (§ 20 Abs. 1 Nr. 6 EnFG) keinen Korrekturgrund, spätere Nachzahlungen ohne erhebliche Kosten zum Erwirken von Korrekturgründen geltend zu machen.

Die allermeisten Korrekturen beruhen auf unstrittigen *Sachverhalten*, sie sind aber nicht auf „fehlerhafte oder unvollständige Angaben“ beschränkt, wie nun im Regierungsentwurf vorgesehen. Es gibt aber in diesen Fällen keinen nachvollziehbaren Grund, warum der Korrekturprozess im EEG zwischen VNB und ÜNB bei unstrittigen *Sachverhalten* einen sonstigen vollstreckbaren Titel erfordern soll:

- Die ursprüngliche Annahme des Gesetzgebers (Begründung zu § 38 EEG 2009), dass ansonsten unnötige und wiederholte Korrekturen zum gleichen Sachverhalt erfolgen, ist aus der Erfahrung der letzten 15 Jahre nicht zutreffend.
- Korrekturen werden im Prozess der Titelerwirkung nicht inhaltlich (durch ÜNB oder Anwälte) geprüft.
- Die mit der Erwirkung eines Titels verbundenen Kosten stellen einen nicht sinnvollen, zusätzlichen Erfüllungsaufwand für die Netzbetreiber dar.

Darüber hinaus fehlen in § 20 Abs. 2 EnFG nachträgliche Korrekturmöglichkeiten für die durch den ÜNB direkt abzurechnenden Letztverbraucher. Da es zudem Fälle gibt, in denen die Strommenge gleichbleibt, die Umlagehöhe jedoch korrigierend anzupassen ist (z. B. nachträgliche Erstellung/Korrektur eines Bescheides des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), sollte nicht ausschließlich auf Änderungen hinsichtlich der Strommengen verwiesen werden, um rechtliche Sicherheit zur Abwicklung der nachträglichen Korrekturen zu schaffen.

Zur Streichung der Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln sollte § 20 Abs. 1 und Abs. 2 EnFG wie folgt gefasst werden:

„(1) Bei der jeweils nächsten Abrechnung sind Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen., ~~die sich aus folgenden Gründen ergeben:~~

~~1. aus Rückforderungen auf Grund von § 18 Absatz 1,~~

~~2. aus einer rechtskräftigen Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,~~

~~3. aus dem Ergebnis eines zwischen den Verfahrensparteien durchgeführten~~

~~Verfahrens bei der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder § 32a Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,~~

~~4. aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 62 dieses Gesetzes, § 85 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder § 31b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,~~

~~5. aus einem vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 15 ergangen ist, oder~~

~~6. aus einer nach § 26 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem späteren Zeitpunkt fällig gewordenen Zahlung.~~

(2) ~~Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnungen der Netzbetreiber gegenüber den Nutzern oder der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Letztverbrauchern nach § 12 Absatz 2 und 3 Abweichungen gegenüber den Strommengen, die einer Endabrechnung nach § 19 zugrunde liegen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.“~~

10.3 Weitere notwendige Änderungen im EnFG

Darüber hinaus sind folgende, weitere Korrekturen in Anlage 1 des EnFG erforderlich:

10.3.1 Änderungen der Anlage 1 des EnFG

Anlage 1 Nr. 1.1.1 EnFG regelt, dass bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs die Einnahmen nach den Nummern 2.3, 4.1 und 4.3 und die Ausgaben nach den Nummern 3 und 5 für das jeweils folgende Kalenderjahr zu prognostizieren und zu berücksichtigen sind. In diesem Kontext sind folgende Korrekturen dringend notwendig:

- In Ziffer 1.1.1 sollte statt auf Nr. 2.3 auf Nr. 4.4 verwiesen werden, da hiermit die vermiedenen Netzentgelte umfasst werden sollten, welche mit der aktuellen Formulierung nicht berücksichtigt werden. Die Kosten gemäß Nr. 2.3 hingegen besitzen einen zufälligen und nicht prognostizierbaren Charakter und waren inhaltlich bis Ende 2022 in § 3 Abs. 3 Nr. 5 EEV verankert und nicht von Umlage-Einnahmepositionen umfasst,
- in Ziffer 5.7 sollte der Verweis auf § 4 EEV und nicht § 3 EEV gehen, da in diesem die relevante Bonus-Regelung enthalten ist, und
- in Ziffer 4.4 sollte der Bezug auf "Erneuerbare-Energien-Gesetz" hinter "§ 13 Absatz 3" gelöscht werden, da sich der zitierte Absatz auf das EnFG bezieht.

10.3.2 Gesetzliche Regelung des nachträglichen „Naturausgleichs“ im EnFG

Bisher ist der Jahresausgleich von EEG-Differenzen zwischen VNB und ÜNB gesetzlich nicht geregelt. Aufgrund der aktuellen Vorgaben im EnFG, die auf den bisherigen Vorgaben in §§ 56 und 57 EEG 2021 aufbauen, müssen die VNB und ÜNB den Jahresausgleich finanziell und physikalisch vornehmen. Die gegenläufige Börsenbeschaffung und Börsenvermarktung durch die ÜNB und VNB von typischerweise je deckungsgleichen Strommengen geht mit einem nicht unerheblichen Abwicklungsaufwand einher. Die erforderlichen Strommengen müssen in einem kurzen Zeitraum an der Strombörse zugekauft und zeitgleich veräußert werden, sodass es zum künstlichen Aufblähen der Handelsvolumina kommt. Auch ist ein zeitnahes und sachgerechtes Schließen von offenen EEG-Positionen und Risiken nicht möglich, sodass es systembedingt zu vermeidbaren Be-/Entlastungen sowohl der VNB als auch des EEG-Kontos führt.

Laut der BDEW-Umsetzungshilfe zum EEG 2017 sind VNB ggf. verpflichtet, die im Rahmen einer Testierung festgestellten energetischen und finanziellen EEG-Differenzen aus dem Vorjahr durch Lieferung eines Septemberbands an die ÜNB auszugleichen.

In dieser BDEW-Anwendungshilfe heißt es hierzu unter Punkt 8.5.2

"Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen" (S. 157f.):

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.

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."

Durch den oben beschriebenen Mechanismus und dem damit verbundenen zeitlichen Auseinanderfallen von Auftreten der Differenz und deren physikalischem Ausgleich entstehen im Zuge der nur schrittweise durchführbaren Mengenermittlung und durch marktbasierter Preisentwicklungen wesentliche finanzielle Effekte, die u. a. hohe Rückstellungsbildung und Bearbeitungsaufwände nach sich ziehen. Deren Auftreten haben VNB nicht zu verantworten, sodass sie dementsprechend durch diese auch nicht - wie derzeit vorliegend – entsprechende Risiken und Aufwände tragen sollten.

Sehr kurzfristig sollte geprüft werden, ob dieser Naturalausgleich im EEG überhaupt benötigt wird. Eine Anpassung des Rechtsrahmens scheint hier eine geeignete Möglichkeit darzustellen.

Der BDEW schlägt aus den vorstehend genannten Gründen folgenden neuen § 13 Abs. 5 EnFG vor:

"(5) Für Differenzen zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von Netzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Netzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen vorzunehmen. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nr. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Strommengendifferenz nach Satz 1 und des für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nr. 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu ermitteln."

10.4 Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen

Das Erbschaftsteuerrecht ist ein wesentliches Hemmnis für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen. Denn nach aktueller Rechtslage sind Landwirte mit einer für sie nachteiligen erbschaftsteuerrechtlichen Regelungen konfrontiert, wenn sie ihren Grundbesitz im Rahmen von Flächennutzungsverträgen für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung stellen.

Grundsätzlich ist die Besteuerung von land- und forstwirtschaftlichen Vermögen bei Schenkung und Erbschaft (bei der Bestimmung des Wertes des Vermögens sowie über eine Steuerbefreiung) privilegiert. Dies ändert sich allerdings, wenn die von einer Hofübertragung betroffene Fläche für die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage verwendet werden soll. Die Fläche ist dann nicht mehr dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zuzuordnen, sondern

dem Grundvermögen. Damit sind erbschaftsteuer- und schenkungssteuerrechtliche Erleichterungen nicht mehr möglich, was den wirtschaftlichen Anreiz zur Verpachtung solcher Flächen enorm reduziert.

Für Agri-Photovoltaikanlagen gibt es bereits eine Sonderregelung: Agri-Photovoltaikanlagen, also Flächen mit kombinierter Nutzung durch PV und intensiver Landwirtschaft, werden vollständig dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zugeordnet. Damit behalten diese Flächen die erbschaftsteuerlichen Begünstigungen für landwirtschaftliches Betriebsvermögen und verbleiben in der Grundsteuer A.

› **Weitere Anpassungen erforderlich**

Alle PV-Freiflächenanlagen (inklusive auch der Biodiversitäts-PV) sind beim Erbrecht analog zu Agri-PV zu begünstigen, denn die drohende Erbschaftsteuerlast ist ein wesentliches Hemmnis für den PV-Ausbau.

Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartner

Asma Rharmaoui-Claquin (Gesamtkoordination)
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
+49 30 300 199-1318
asma.rharmaoui-claquin@bdew.de

Constanze Hartmann
Abteilung Recht
+49 30 300 199-1527
constanze.hartmann@bdew.de

Christoph Weißenborn
Abteilung Recht
+49 30 300 199-1514
Christoph.weissenborn@bdew.de

Mira Schirrmeister
Geschäftsbereich Strategie und Politik
+49 30 300 199-1062
mira.schirrmeister@bdew.de

Maximilian Grey
Abteilung Energienetze, Regulierung und Mobilität
+49 30 300 199-1125
maximilian.grey@bdew.de