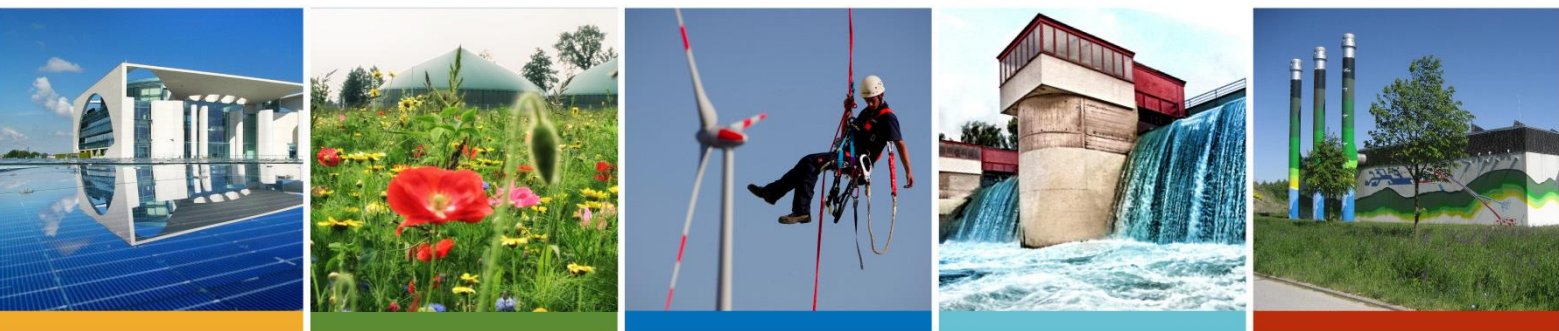


BEE-Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer
energierechtlicher Vorschriften des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie vom 14.09.2020

Berlin, 17. September 2020



Inhaltsverzeichnis

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Vorbemerkungen | 4 |
| Politische Einordnung | 5 |
| Wichtigste BEE-Empfehlungen auf einen Blick | 6 |
| Technologieübergreifende Anmerkungen | 7 |
| Zu § 1 Absatz 3 Klimaziel | 7 |
| Zu § 1 Absatz 5 Ausbau Erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse | 7 |
| Zu § 4 Ausbaupfad | 8 |
| Zu § 97 Erfahrungsbericht | 10 |
| Zu § 51 Absatz 1 Verringerung der Zahlungen bei negativen Preisen | 11 |
| Zu § 3 Nummer 34 Umstellung auf Jahresmarktwert | 13 |
| Zu § 3 Nummer 42a Definition Spotmarktpreis | 14 |
| Zu § 15 Absatz 1 Anpassung EinsMan-Entschädigung | 15 |
| Zu § 20 Absatz 3 Anspruch auf Zahlung der Marktprämie | 15 |
| Zu § 21 Absatz 1 § 23 Weiterbetrieb | 15 |
| Zu § 9 Absatz 1 Ausrüstungsverpflichtung Intelligente Messsysteme | 17 |
| Technologiespezifische Anmerkungen | 18 |
| Windenergie | 18 |
| Zu § 99 Berichte der Länder | 18 |
| Zu § 28 Ausschreibungsvolumen | 19 |
| Zu § 36c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugesamt | 19 |
| Zu § 36d Zuschlagsverfahren Windenergie an Land Instrument zur regionalen Steuerung | 19 |
| Zu § 36e Verlängerung der Umsetzungsfrist bei Herstellerinsolvenz | 20 |
| Zu § 36j Zusatzgebote bei Leistungserhöhung | 20 |
| Zu § 36k Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife | 20 |
| Zu § 36h Referenzertragsmodell | 21 |
| Photovoltaik | 23 |
| Zu § 9 Smart-Meter-Pflicht und Fernsteuerbarkeit auf Kleinstanlagen | 23 |
| Zu § 22 Absatz 3 Satz 2 Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie | 23 |
| Zu § 37 Flächenkulisse Freiflächen-PV | 25 |
| Zu § 37 Ausschreibungen Freiflächen-PV | 26 |
| Zu § 48a Mieterstrom | 26 |
| Zu § 49 Anpassungen der Degression der anzulegenden Werte | 27 |
| Bioenergie | 28 |
| Zu Nummer I.5 der Anlage 3 Deckelung der Flexibilitätsprämie | 28 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Zu § 50a Absatz 1 | 28 |
| Zu § 39d Einführung einer „Südquote“ | 28 |
| Zu § 39i Unterabschnitt 6 Ausschreibungen für Biomethananlagen in der Südregion | 28 |
| Zu § 39b, § 39h Höhe der Gebotshöchstwerte für Bioenergie an notwendigen Zubau anpassen | 29 |
| Zu § 44, § 50a Weiterentwicklung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung | 30 |
| Geothermie | 31 |
| Zu § 45 Anpassung der Degression für Geothermie | 31 |
| Wasserkraft | 31 |
| Zu § 40 Anzulegender Werte für Wasserkraft – Neue Vergütungsklasse für Anlagen < 100 kW | 31 |
| Zu § 40 Degression für Wasserkraft streichen | 32 |
| Weitere Vorschläge für eine verantwortungsvolle Weiterentwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien | 33 |
| Umsetzung der RED II in nationales Recht zur Stärkung von Bürgerenergie und Eigenverbrauch | 33 |
| Flexibilitäten bei energiewendedenlichem Betrieb von der EEG-Umlage befreien | 33 |
| EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff | 34 |
| Nutzen statt Abschalten | 36 |
| Genehmigungen und Flächenbereitstellung ermöglichen | 36 |
| Abschaffung EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und für den Betrieb notwendiger Strommengen | 36 |
| Personenidentität als Eigenverbrauchskriterium abschaffen | 37 |
| Begriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ weiten | 37 |
| Stromkosten senken, Flexibilitäten anreizen | 37 |
| Zusammenfassung und Gesamtbewertung | 39 |



Vorbemerkungen

Am Montag, den 14. September 2020 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer energierechtlicher Vorschriften an den Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und gab Frist zur Stellungnahme bis Donnerstag, den 17. September 2020, 17:00 Uhr.

Grundsätzlich begrüßt der BEE die Bemühungen der Bundesregierung zu einer Fortschreibung des EEG, um Lösungen für die stark steigende Nachfrage an Strom aus erneuerbaren Energien und zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele zu finden.

Der BEE merkt jedoch an, dass für die Länder- und Verbändeanhörung zum vorliegenden Gesetzentwurf eine Frist zur Prüfung von 72 Stunden erneut sehr knapp bemessen ist. Dies entspricht in keiner Weise den zeitlichen Maßgaben, die für die Beteiligung von Ländern, kommunalen Spitzenverbänden, Fachkreisen und Verbänden in einem geordneten demokratischen Verfahren notwendig wären und erschwert eine ausführliche Stellungnahme. Dies wird der komplexen Materie nicht gerecht und stellt einen vermeidbaren Fehler dar.

Folgend bewertet der BEE mit dieser Stellungnahme den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften und benennt den notwendigen Anpassungsbedarf.

Zudem verweist der BEE für vertiefende technologiespezifische Ausführungen auch auf die im Rahmen der Verbändeanhörung eingereichten Stellungnahmen seiner Mitgliedsverbände.

Politische Einordnung

Durch das Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) am 1. April 2000 wurde mit der Jahrtausendwende der Ausstieg aus dem atomaren und fossilen Zeitalter in Deutschland eingeläutet und der Einstieg in die CO₂-freie Ära geebnet. Als Innovationstreiber hat das EEG die Energieversorgung weltweit revolutioniert und durch Skaleneffekte in Deutschland dazu geführt, dass die Erneuerbaren Energien mit einem Anteil von aktuell über 50 Prozent an der Stromerzeugung zur tragenden Säule geworden sind. Die im EEG enthaltenen Investitions-Anreizmechanismen hatten zur Folge, dass heute mehr als 300.000 Arbeitsplätze in der Erneuerbaren-Energien-Branche als Teil einer starken industriellen Wertschöpfungskette vor Ort entstanden sind.

Über die vergangenen 20 Jahre wurde vor allem der Stromsektor nachhaltig umstrukturiert. Das EEG stand dabei stets im Zentrum dieser Entwicklung und hat dazu beigetragen, dass die Erneuerbaren Energien heute die wichtigste Stromquelle in Deutschland mit einer stetig wachsenden Bedeutung für die Energieversorgung ist.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Corona-Krise in Deutschland werden noch lange Zeit spürbar nachwirken. Gleichzeitig manifestieren sich die Herausforderungen des Klimawandels und erhöhen den politischen Handlungsbedarf. So lange die Rahmenbedingungen im Energiemarkt weiterhin erhebliche Marktverzerrungen zu Ungunsten Erneuerbarer Energien enthalten, bleibt das EEG für die Energiewende von entscheidender Bedeutung. Eine Reform des EEG mit Blick auf den notwendigen Zubau aller Technologien ist richtig, weil der steigende Ausbau der Erneuerbaren Energien die Basis für eine zukunftsorientierte Wirtschaftsweise bildet.

Gemäß Zielformulierung sollen mit dem vorliegenden Entwurf einer EEG-Reform vor allem drei vorrangige Ziele verfolgt werden:

1. die weitere Einsparung von THG-Emissionen, u.a. durch eine Umsetzung der im Klimaschutzprogramm 2030 beschlossenen Maßnahmen,
2. die Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wodurch auch Systemkosten eingespart werden sollen, sowie
3. ein Einstieg in eine "Post-EEG"-Ära.

Der vorliegende Entwurf einer Novellierung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften ist jedoch in der vorliegenden Fassung nicht angemessen, um den derzeitigen Herausforderungen für Wirtschaft, Energiewende und Klimaschutz gerecht zu werden. Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und damit verbundene notwendige Deckung der Nachfrage nach Strom aus Erneuerbaren Energien wird insbesondere unter den im Entwurf getroffenen Annahmen und vorgesehenen Maßnahmen deutlich verfehlt werden. Auch vor dem Hintergrund der im Rahmen des Green Deals anstehende Verschärfung europäischer Klimaschutzziele sind die zu Grunde gelegten Voraussetzungen längst überholt. Darüber hinaus bietet der Referentenentwurf keine angemessene Perspektive für den Weiterbetrieb wertvoller Erneuerbaren-Energien-Anlagen, verkennt eine Vielzahl von Chancen im Feld der Prosumer und Bürgerenergie und lässt erhebliche Flexibilisierungspotenziale zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien außer Acht.

Wichtigste BEE-Empfehlungen auf einen Blick

- I. Die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen im vorliegenden Entwurf basieren auf den Annahmen des Klimaschutzprogramms, welche einen sinkenden Stromverbrauch auf rund 580 TWh zur Berechnung des 65%-Ziels im Jahr 2030 prognostizieren. Steigende Bedarfe an Ökostrom im Kontext von Power-to-X-Anwendungen zum Erreichen der im Bundesklimaschutz definierten Minderungsziele werden aus Sicht des BEE und weiteren Marktforschern jedoch zu einem Anstieg des Stromverbrauchs auf mind. 740 TWh führen. Dies sollte sich auch in den im Rahmen einer Novellierung des EEG angepassten Ausbaupfaden und Ausschreibungsmengen widerspiegeln.
- II. Die bisherige „Sechs-Stunden-Regel“ (§ 51 Absatz 1) hat die gewünschte Wirkung verfehlt und gefährdet die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs erheblich. Mit dem neuen Vorschlag nach 15 Minuten negativen Preisen schon keine Marktprämie mehr zu gewähren, verschärft sich die Situation noch einmal zusätzlich. Auch über die Direktvermarktung lässt sich das Problem der negativen Preise nicht lösen, da Prognosen zum Eintreffen negativer Preise zwar verlässlich, die Dauer von Phasen mit negativen Strompreisen aber nur schwer abzuschätzen sind. Der BEE fordert stattdessen die vollständige Streichung des § 51 im EEG.
- III. Für Neuanlagen soll ab dem Jahr 2023 die Marktprämie anhand des technologiespezifischen Jahresmarktwertes berechnet werden. Dadurch erfolgt die Umstellung von einer monatlichen auf eine jährliche Referenzperiode bei der gleitenden Marktprämie. Die vorgesehene Umstellung hat weitreichende Folgen in unterschiedlichem Ausmaß für die einzelnen EE-Technologien. Der BEE empfiehlt dringend eine Differenzierung zwischen den versch. Technologien bei der Umstellung auf eine jährliche Referenzperiode vorzunehmen.
- IV. Die Selbstversorgung und Belieferung mit Solarstrom darf nicht länger durch die Belastung mit der „Sonnensteuer“ (EEG-Umlage) sowie zahlreiche neue administrative Hürden ausgebremst werden. Aus Sicht des BEE ist die Verschärfung der Smart-Meter-Pflicht sowie der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit von PV-Kleinstanlagen bereits ab 1kWp abzulehnen, denn diese führen zu hohen Zusatzkosten bei den Anlagenbetreibern ohne einen energiewirtschaftlichen Nutzen zu verursachen. Der BEE kritisiert zudem, dass der Referentenentwurf die notwendige Umsetzung der europäischen EE-Richtlinie nicht vorsieht. Das Beibehalten der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch verstößt damit gegen Europäisches Recht und blockiert eine bürgernahe Energiewende.
- V. Die kleinteiligen Verbesserungen für die Windenergie an Land können nicht darüber hinwegtäuschen, dass im vorliegenden Referentenentwurf konkrete Lösungsvorschläge zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und weiterer Flächenbereitstellung durch die Bundesländer fehlen. Auch aus der EEG-Vergütung fallende Kapazitäten werden durch die vorgesehene Anschlussregelung nicht ausreichend adressiert was darüber hinaus durch eine fehlende Strategie zur Sicherung der Bestandsflächen und des Repowerings zugespitzt wird.
- VI. Die bestehenden schlechten Rahmenbedingungen für die Bioenergie werden mit dem vorliegenden Entwurf nicht ausreichend beseitigt. Kleine Verbesserungen, wie etwa eine Stärkung der Flexibilisierung werden durch den weiterhin zu niedrigen Gebotshöchstwert keine nennenswerte Auswirkung haben. Die Ausschreibungen werden nach Einschätzung des BEE voraussichtlich weiterhin deutlich unterdeckt sein.

Technologieübergreifende Anmerkungen

Zu § 1 Absatz 3 Klimaziel

Unter § 1 Absatz 3 wird das bisherige Ziel, einen Anteil Erneuerbare Energien von mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 zu erreichen, aktualisiert. Der vorliegende Entwurf sieht vor, dass im Jahr 2050 „der gesamte Strom, der im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt wird“.

Treibhausgasneutralität kann auch durch Technologien zur Abscheidung und/oder Einlagerung von Treibhausgasemissionen erreicht werden. Diese befinden sich jedoch noch im Entwicklungs- und Pilotstadium und ihre Wirtschaftlichkeit ist im Vergleich zum Ausbau Erneuerbarer Energien fraglich. Für das Erreichen der nationalen und europäischen Klimaziele ist es aus Sicht des BEE jedoch grundsätzlich nicht zielführend, Maßnahmen zur Förderung von Technologien zur Abscheidung, Speicherung oder Verarbeitung und Nutzung von Treibhausgasen (CCS, CCU) zu ergreifen. Diese sollten lediglich zur Kompensation unvermeidbarer CO₂-Emissionen und im Bereich der Bioenergie getroffen werden, denn andernfalls tragen sie zum Erhalt einer auf fossilen Brennstoffen basierenden Energieversorgung bei und verstärken in der Folge die Abhängigkeit von Importen. Insbesondere im Stromsektor sollte die Vermeidung von CO₂-Emissionen auch aus Kostengründen stets prioritär sein. Eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien zu 100 Prozent im Jahr 2050 ist möglich und sollte im Zuge einer Novellierung des EEG das alte Ziel von 80 Prozent ablösen.

Aus diesem Grund regt der BEE eine Änderung des § 1 Absatz 3 wie folgt an.

„Ziel dieses Gesetzes ist es ferner, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 100 Prozent im Jahr 2050 zu steigern.“

Zu § 1 Absatz 5 Ausbau Erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse

Der BEE begrüßt, dass der Bundesgesetzgeber mit einem neuen Absatz (5) bestimmt, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung fortan im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird damit in der Abwägung verschiedene Rechtsgüter gegeneinander gestärkt. Wir weisen jedoch auch darauf hin, dass diese Festschreibung auch in der Anwendung einzelner Fachgesetze außerhalb des EEG und in der Realität Anwendung finden, sowie mit weiteren Maßnahmen flankierend begleitet werden muss.

Zu § 4 Ausbaupfad

Aus Perspektive des BEE ist der schnellstmögliche Ausbau der Erneuerbaren Energien in Anbetracht des im Jahr 2022 vollzogenen Ausstiegs aus der Kernenergie und des bis spätestens 2038 zu vollziehenden Kohleausstiegs die bedeutendste Determinante für das Gelingen der Energiewende und der Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Auch ist ein solcher Ausbau die Grundlage, um europäischen Verpflichtungen Rechnung zu tragen.

Bereits im Jahr 2019 konnten rund 90 Prozent der deutschen Kohlekraftwerke ihre Kosten nicht decken¹. Ein deutlich früherer Ausstieg aus der Kohleverstromung ist daher wahrscheinlich und in einer Novellierung des EEG zu berücksichtigen. In Anbetracht dieser Tatsache ist es dringend notwendig Strom-Erzeugungslücken zu vermeiden und eine Energieversorgung basierend auf erneuerbaren Energien auf den Weg zu bringen. Je langsamer der Ausbau erfolgt, desto höher werden die Folgekosten sein.

Der vorliegende Entwurf basiert auf den Annahmen des Klimaschutzprogramms, welche einen sinkenden Stromverbrauch auf rund 580 TWh zur Berechnung des bereits verankerten 65%-Ziels im Jahr 2030 prognostizieren. Trotz anzunehmender Effizienzerfolge und einem sinkenden Gesamtenergieverbrauch ist jedoch ein deutlich steigender Stromverbrauch im Kontext der Sektorenkopplung zu erwarten. Dieser ergibt sich aus den im Bundes-Klimaschutzgesetz definierten Emissionszielen und einer stark steigenden Nachfrage im industriellen Bereich. Dass die im vorliegenden Entwurf getroffenen Annahmen zum Stromverbrauch nicht zutreffen, zeigen auch die Annahmen einer Vielzahl von Marktforschern und Experten, welche einen steigenden Stromverbrauch im Jahr 2030 prognostizieren. Dies wird auch durch einen Szenarienvergleich der sich in der Diskussion befindenden Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs deutlich.

Vergleich von Erwartungen zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 und zur jeweils nötigen Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (65% Ziel):

572 - 582 TWh → 372 - 378 TWh EE Klimaschutzplan 2030 der Bundesregierung

| | | |
|----------------|---------------------|---------------------------------------------------------------|
| 575 TWh | | Bruttostromverbrauch 2019 (vorläufig) |
| 595 TWh | | Bruttostromverbrauch 2018 |
| 583 TWh | → 388 TWh EE | Szenario B, Szenariorahmens 2030, (Version 2019) ⁸ |
| 617 TWh | → 401 TWh EE | Szenario C, Szenariorahmens 2030, (Version 2019) ⁹ |
| 650 TWh | → 423 TWh EE | Agora Energiewende, Ökostromlücke ¹⁰ |
| 740 TWh | → 481 TWh EE | BEE-Szenario 2030 |
| 745 TWh | → 484 TWh EE | dena Leitstudie 2018, Szenario TM80 |
| 748 TWh | → 486 TWh EE | EWI-Analyse, 65% im Jahr 2030 ¹¹ |
| 750 - 790 TWh | → 488 - 514 TWh EE | BMVI Studie IEK 2050, Spannbreite ¹² |
| 886 TWh | → 484 TWh EE | dena Leitstudie 2018, Szenario EL80 |

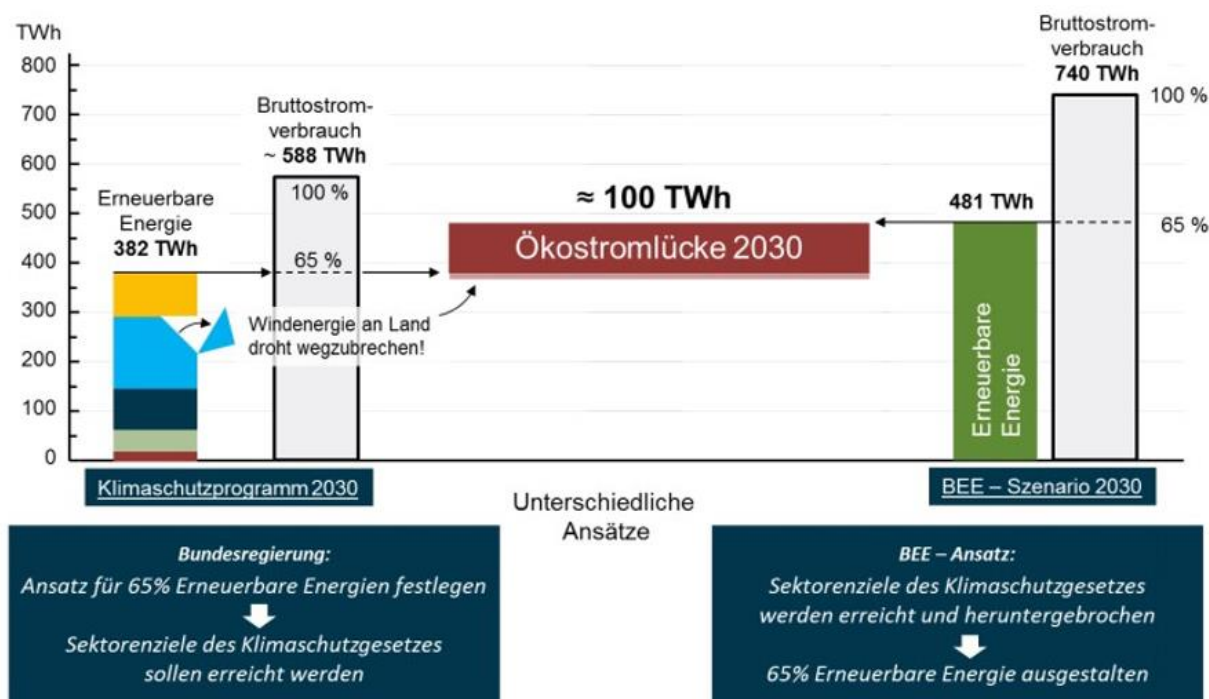
Allein aus der in der nationalen Strategie Wasserstoff geplanten Errichtung von fünf Gigawatt (GW) Elektrolyse-Leistung in Deutschland ergibt sich ein Strombedarf aus Erneuerbaren Energien in Höhe von ca. 20 Terawattstunden (TWh), der in den Annahmen des

¹ vgl. Carbon Tracker Initiative (2020): Political decisions, economic realities: The underlying operating cashflows of coal power during COVID-19, online verfügbar unter <https://bit.ly/2PQxcKQ>, zuletzt aufgerufen am 13.08.2020

Klimaschutzprogramm 2030 noch nicht berücksichtigt ist. Nach Berechnungen des BEE müsste der Aufbau einer nationalen Wasserstoffproduktion sowie der dazu notwendigen Ökostromerzeugung deutlich ambitionierter ausfallen, um die Klimaschutzziele für das Jahr 2030 zu erreichen und damit verbundene industriepolitische Potenziale zu heben.

Der Ersatz fossiler Brennstoffe nicht nur im Stromsektor, sondern zunehmend auch im Wärme- und Verkehrsbereich durch Erneuerbare Energien wird aus Sicht des BEE zu einem deutlich höheren Stromverbrauch führen. Dieser beläuft sich nach eigenen Berechnungen² bei Einhaltung der im Bundesklimaschutz definierten THG-Minderungsziele auf 740 TWh im Jahr 2030. Diese steigenden Bedarfe an Ökostrom im Kontext von Power-to-X-Anwendungen müssen sich auch in den Ausbaupfaden und daraus abgeleiteten Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien widerspiegeln. Die dem aktuellen Entwurf zu Grunde liegenden Annahmen und Ausbaupfade werden nicht ausreichen, um die im Bundesklimaschutz definierten THG-Minderungsziele zu erreichen. Berechnungen zeigen, dass diese vielmehr zu einer Ökostromlücke im Umfang ca. 100 TWh im Jahr 2030 führen werden.

Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung weist gegenüber dem BEE-Szenario 2030 eine Ökostromlücke von rund 100 Terawattstunden auf.



² vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2020): Das BEE-Szenario 2030, online verfügbar unter <https://bit.ly/3eQwTtQ>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

Um diese Stromlücke zu vermeiden empfiehlt der BEE die im Entwurf unter § 4 verankerten Ausbaupfade stark nach oben zu korrigieren. Um das Erreichen der im Bundesklimaschutzgesetz definierten Ziele zu ermöglichen ist eine Anpassung der jährlich zu installierenden Leistung zwingend geboten. Aus Sicht des BEE sollte diese für die Jahre 2021 bis 2030 wie folgt angepasst werden:

§ 4

Das Ziel nach § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 soll erreicht werden durch eine jährlich zu installierende Leistung in den Jahren 2021 bis 2030 von

1. 4.700 MW Windenergie Onshore
2. 2.000 MW Windenergie Offshore³
3. 10.000 MW Photovoltaik
4. 600 MW Bioenergie

Für die Geothermie und die Wasserkraft empfehlen wir die Rahmenbedingungen so anzupassen, dass ein jährlicher Zubau von jeweils 50 MW ermöglicht wird, um sämtliche Potenziale dieser grundlastfähigen Technologien zu heben.

Durch die Anhebung der jährlich zu installierenden Leistung sind in der Folge auch die Ausschreibungsvolumina in den § 28, §28a, §28b im vorliegenden Entwurf an die genannten Ausbaupfade anzupassen.

Zu § 97 Erfahrungsbericht

Der neugefasste § 97 sieht unter anderem eine Evaluation der angenommenen Entwicklung zum Bruttostromverbrauch bis 31.12.2023 im Rahmen des Erfahrungsberichts vor. Aus Sicht des BEE sollte der Gesetzgeber jedoch bereits in der jetzt anstehenden Novellierung des EEG einen ehrlichen, auf wissenschaftlichen Erkenntnissen basierenden Stromverbrauch als Grundlage für die in § 4 verankerten Ausbaupfade zu Grunde legen. Auf Basis wissenschaftlicher Berechnungen empfiehlt der BEE eine Novellierung des EEG auf Basis eines steigenden Bruttostromverbrauchs auf 740 TWh im Jahr 2030 vorzunehmen, um die im Klimaschutzprogramm definierten Ziele zu erreichen und damit den Zielen einer Novellierung des EEG Rechnung zu tragen.

³ Berücksichtigung Vorlaufzeiten der Projekte, jährliche installierte Leistung 2025-2030, um nach der Übergangsphase 2021-2025 eine Verstetigung des Ausbaus zu ermöglichen

Zu § 51 Absatz 1 Verringerung der Zahlungen bei negativen Preisen

Der bisherige § 51 EEG 2017 regelt, dass in ausgewählten Stunden an davon umfassten Anlagen keine Marktprämie ausgezahlt wird. Dieser Fall tritt immer dann ein, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für diese mindestens sechs Stunden langen Preisblöcke sinkt der anzulegende Wert auf Null, es wird somit keine Förderung gewährt.

Diese Regelung gilt für alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2016, es sei denn, es sind Pilotwindenergieanlagen oder sie haben eine installierte Leistung kleiner 3 MW bei Wind. Sofern Windenergieanlagen in direkter räumlicher Nähe zueinander und innerhalb von 12 aufeinanderfolgenden Monaten errichtet wurden, fallen sie zudem unabhängig von der Eigentümerstruktur auch bei einer Leistung kleiner 3 MW unter die § 51-Regelung (Verklammerung nach § 24 EEG 2017). Für andere EEG-Anlagen gilt eine Leistungsgrenze von > 500 kW für die Anwendung des § 51.

Ziel der § 51-Regelung ist es, in Zeiten negativer Preise im Spotmarkt keine Förderung für EE-Stromerzeugung auszus zahlen. Dies ist eine Vorgabe der EU-Beihilfeleitlinie. Der § 51 hat jedoch im Hinblick auf die kosteneffiziente Zielerreichung der übergeordneten EE-Ausbauziele problematische Rückwirkungen und eine fragliche energiewirtschaftliche Anreizwirkung. Im Einzelnen sind diese problematischen Punkte:

1. § 51 verringert den möglichen Zielbeitrag bestehender EE-Anlagen zur Erreichung der übergeordneten EE-Ausbauziele: Durch die regulatorisch erzwungene Abregelung von verfügbarer EE-Stromerzeugung wird weniger Grünstrom genutzt, als eigentlich im System möglich wäre. § 51 entwertet somit regulatorisch einen Teil des Zielbeitrags bestehender EE-Anlagen, der eigentlich politisch gewünscht und notwendig für die Zielerreichung ist. Die erzwungene Abregelung ist dabei nicht kosteneffizient, da der abgeregelte EE-Strom für die Zielerreichung (zu anderer Zeit und an anderer Stelle) wieder zusätzlich erzeugt werden muss. Zudem macht §51 die EE-Zielerreichung schwerer steuerbar, da Ausschreibungsmengen in direktem Verhältnis zu den für das EE-Ziel notwendigen Erzeugungsmengen stehen.
2. § 51 führt zu Erlösabschlägen und (unproduktiven) Finanzierungsrisiken für EEG-Anlagen. Die Regelung schafft ein Erlösrisiko, welches während der gesamten 20-jährigen Vergütungsdauer besteht und durch die Investoren bei der Vergütungshöhe eingepreist werden muss. Damit liegen die Förderkosten höher als ohne die § 51-Erlösabschläge. Weiterhin sind die Erlösverluste durch § 51 für die Zukunft unsicher, was sich in nicht unerheblichen Risikoaufschlägen für EE-Projekte niederschlägt. Dies führt ebenfalls zu höheren Finanzierungs- und damit Förderkosten, ohne zugleich die Effizienz des EE-Ausbaus zu verbessern (unproduktives Risiko).
3. § 51 verzerrt die längerfristig wirkenden Preissignale des Strommarktes durch die regulatorisch vorgegebene (vorrangige) Anpassung des Gebots- und Einspeiseverhalten von EE-Anlagen. So reduziert die vorgegebene vorrangige Reduktion der von § 51 betroffenen EE-Einspeisung den marktlichen Anreiz für eine umfassende(re) Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage im Strommarkt. Kurzfristig kann es zudem zu einer Verzerrung der Preissignale zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt kommen.
4. Die Anreize des § 51 im Bereich der Direktvermarktung sind nicht eindeutig und führen daher nicht zum gewünschten Effekt. Dies betrifft einerseits das strategische Dilemma des Direktvermarkters, dass eine am Vortag in Erwartung von § 51-Stunden geplante

Abregelung von EE-Produktion das Auftreten dieser negativen Stunden im Spotmarkt dann tatsächlich vermeiden könnte. In diesem Fall wäre die vorgesehene Abregelung durch den Direktvermarkter trotzdem durchzuführen und an den Anlagenbetreiber mit der vollen EEG-Vergütung zu kompensieren, also mit hohen betriebswirtschaftlichen Kosten behaftet. Aufgrund dieser gegenläufigen Anreize und Kostenrisiken wirkt § 51 in der Umsetzung nicht wie regulatorisch gewünscht. Entscheiden sich Direktvermarkter andererseits für eine aktive Bewirtschaftung (Optimierung) von § 51-Stunden, so birgt dies für Vermarkter weitere Unsicherheiten: Bei Gebotsabgabe im Day-Ahead-Handel besteht aufgrund der zugelassenen Gebotsstrukturen eine Unsicherheit bzgl. des tatsächlichen Auftretens von § 51-Fällen (6-h-Regel), so dass hierfür keine optimale (d.h. risikofreie) Bewirtschaftung möglich ist.

Im vorliegenden Entwurf ist durch eine Änderung des Absatz 1 § 51 eine Verschärfung der bestehenden Regelung zur Verringerung der Zahlungen bei negativen Preisen vorgesehen:

„(1) Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.“

Vor dem Hintergrund der vorangegangenen Ausführungen ist es aus Sicht des BEE nicht sachdienlich, negativen Strompreisen mit der Aussetzung der Marktprämie für EE-Anlagen nach 6 Stunden oder sogar wie nun vorgesehen nach 15 Minuten zu begegnen. Eine solche Anpassung der „6-h-Regel“ und daraus resultierende stärkere Pönalisierung der Betreiber von EE-Anlagen trägt aus genannten Gründen nicht dazu bei, die Problematik der zunehmenden Zeitfenster mit negativen Strompreisen zu lösen und ist aus unserer Sicht volks- und energiewirtschaftlich der falsche Ansatz.

Vielmehr wälzt sie den Umstand, dass auch konventionelle unflexible Kraftwerke in den betroffenen Zeitfenstern weiter einspeisen auf die Betreiber von EE-Anlagen ab. Im Jahr 2019 durchliefen durchschnittlich über 20.000 MW an konventioneller Kraftwerksleistung Zeitfenster mit negativen Strompreisen, dies verursachte einen volkswirtschaftlichen Schaden in Höhe mehrerer hundert Millionen Euro. Im Zweifel wird hierdurch also lediglich das tatsächliche Angebot des erneuerbaren Stroms am Markt verringert und die Finanzierungsgrundlage der Erneuerbaren Energien erodiert.

Die Stärkung der Sektorenkopplung ist aus unserer Sicht die deutlich bessere und zukunftsweisendere Antwort auf niedrige und negative Strompreise. Durch den Einsatz von PtX-Technologien kann Strom dann flexibel verbraucht werden, wenn durch ein Stromüberangebot die Marktpreise in den negativen Bereich sinken würden. Dazu müssten die Umlagen- und Abgabenregelungen für Anlagen, die systemdienliche Flexibilitäten bereitstellen können, angepasst werden.

Vor dem Hintergrund der aufgeführten Kosten, Risiken und Ineffizienzen des § 51 und insbesondere aufgrund des Primats der EE-Ausbauziele, welche sich direkt aus den Klimaschutzzielen der Bundesregierung und der EU ableiten, ist daher aus Sicht des BEE die ersatzlose Streichung des § 51 für das EEG 2021 vorzunehmen. Die Wirkung einer ersatzlosen Streichung des § 51 für alle EEG-Anlagen vermeidet dessen problematische Effekte umfänglich und führt zu folgenden Vorteilen:

1. Es wird so viel EE-Strom genutzt, wie technisch möglich wäre (keine regulatorisch vorgegebene Abregelung mehr, schnellere Zielerreichung).
2. Es treten keine Erlösabschläge und zugehörige Finanzierungsrisiken auf (Stabilisierungseffekt für Anlagenbetreiber und Investoren sowie kosteneffizientere Zielerreichung).
3. Flexibilitätsrelevante Preissignale des Strommarktes werden nicht verzerrt, was Flexibilisierung an anderen Stellen gezielt anreizt.
4. Es bestehen keine strategischen Anreize zur Produktion bzw. Abregelung im Feld der Direktvermarktung mehr. Unsicherheiten bei der Bewirtschaftung treten nicht mehr auf.

Sollte vor dem Hintergrund des europäischen Beihilferechts eine vollständige Streichung des § 51 nicht möglich sein, sollte zumindest von einer Verschärfung der bestehenden „6-h-Regelung“ abgesehen werden, um sicherzustellen, dass der politisch gewollte Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht auf Grund künstliche geschaffener Finanzierungsrisiken behindert wird.

Zu § 3 Nummer 34 Umstellung auf Jahresmarktwert

Mit der Änderung in § 3 Nummer 34 EEG 2021 erfolgt unter anderem die Neueinführung der Definition des Jahresmarktwertes. Für Neuanlagen soll ab dem Jahr 2023 unter den Voraussetzungen der Nummer 2 der Anlage 1 EEG 2021 die Marktprämie anhand des technologiespezifischen Jahresmarktwertes berechnet werden. Dadurch erfolgt die Umstellung von einer monatlichen auf eine jährliche Referenzperiode bei der gleitenden Marktprämie. Begründet wird dies damit, dass ein Anreiz geschaffen werden soll zu möglichst sinnvollen Zeiten Strom zu erzeugen und die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben.

Eine solche Umstellung führt aus Sicht des BEE zu einer Vielzahl von Herausforderungen für unterschiedliche Akteure der Energiewirtschaft, welche im Folgenden dargelegt werden:

1. **Liquiditätsengpässe:** Wenn der Jahresmarktwert im laufenden Jahr auf dem Jahresmarktwert des vorangegangenen Jahres zu Grunde gelegt wird, so führt dies in der Regel zu einer Überschätzung des Jahresmarktwertes und in der Folge zu einer zu geringen Marktprämie. Für Anlagenbetreiber entsteht hierbei ein Liquiditätsengpass der je nach Ausprägung der Differenz zu einer Insolvenz führen kann.

Wurde beispielsweise im Jahr 2019 ein Jahresmarktwert von 3 Cent/kWh für das Jahr 2020 angenommen und liegt der reale Marktwert dann jedoch bei 1,5 Cent/kWh würde die Marktprämie zu niedrig ausfallen und es entstehen Liquiditätsengpässe im Umfang von ca. 25% der EEG-Vergütung.

2. **Probleme bei der Abregelung vs. Entschädigung:** Der vom Direktvermarkter angesetzte Jahresmarktwert im laufenden Jahr hätte erhebliche Auswirkungen auf das Verhalten eines Direktvermarkters bei der Frage, ob abgeregelt wird oder nicht.

Wird beispielsweise der Jahresmarktwert zu hoch angesetzt (wie z.B. in 2019/2020), so wird der Direktvermarkter seltener abregeln, als er es auf Basis der realen Marktwerte tun würde, was dem eigentlichen Ansinnen des Gesetzes diametral gegenübersteht, den Strom anhand von Preissignalen in den Markt zu bringen. Ist der Jahresmarktwert allerdings zu niedrig angesetzt, würde es hingegen zu einem massiven Anstieg der Abregelung kommen und im Jahr darauf zu einer Nachforderung zur Rückzahlung zu viel gezahlter Marktprämie. Die Anlagenbetreiber könnten daraufhin dem Direktvermarkter gegenüber einfordern, dass er den höheren realen Jahresmarktwert nun entschädigt. Das wiederum kann der Direktvermarkter nicht, da er mit der Annahme eines niedrigeren Jahresmarktwertes (bzw. einer niedrigeren Entschädigung) abgeregelt hatte.

Darüber hinaus ergeben sich weitere zu beachtende Konsequenzen, wie ein erhöhter bürokratischer Aufwand in der Abrechnungsführung, Auswirkungen auf die Geschäftsbeziehungen zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern und Unklarheit darüber wie in Mischparks (Parks in denen sowohl Anlagen mit Monatsmarktwert als auch Jahresmarktwert enthalten sind) eine Abgrenzung vorgenommen werden soll, sodass in der Folge keine Benachteiligung für einzelne Anlagen entsteht.

Auf der anderen Seite ist für Biogasanlagen eine jährlich berechnete Marktprämie jedoch auch eine Chance, da sie verstärkt eine saisonale Verschiebung der Stromerzeugung aus Biogas darstellt. So würde Betreiber von Biogasanlagen noch stärker als heute angereizt, durch unterjährige Umstellungen in der Fütterung ihrer Anlagen oder durch eine Zwischenspeicherung im Gasnetz die Stromerzeugung auf jene Monate zu verlagern, in denen der Börsenstrompreis überdurchschnittlich hoch ist, der Strom also am meisten gebraucht wird. Typischerweise sind dies die Wintermonate, so dass eine saisonale Verschiebung der Stromerzeugung auch eine Verlagerung der Wärmeproduktion auf die Monate mit dem höchsten Wärmebedarf mit sich brächte. Die Vor- und Nachteile einer jährlichen Berechnung der Marktprämie für Holzheizkraftwerke hängen stark von jeweiligen Anlagenkonzept ab.

Auf Grund der unterschiedlich stark ausgeprägten Konsequenzen innerhalb der verschiedenen EE-Technologien, welche sich aus der Umstellung des Monatsmarktwerts auf den Jahresmarktwert ergeben, empfiehlt der BEE bei der Einführung des Jahresmarktwerts eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Technologien vorzunehmen

Die möglichen Auswirkungen einer Umstellung der Marktprämie von einer monatlichen auf eine jährliche Berechnung sollten darüber hinaus noch stärker evaluiert und nach Technologien differenziert bewertet werden.

Für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien ist die Fortführung des Monatsmarktwerts auf Grund der genannten Risiken zu empfehlen. Bei steuerbaren Anlagen sollte dem Anlagenbetreiber aus Sicht des BEE die Möglichkeit eingeräumt werden, zwischen einer jährlichen und monatlichen Berechnung des Marktwerts zu wählen

[Zu § 3 Nummer 42a Definition Spotmarktpreis](#)

Aus Sicht des BEE bedarf es hier einer Klarstellung ob hier die Auktion von Stundenkontrakten (und nicht die ID-Eröffnungsauktion, bei der Viertelstunden gehandelt werden) gemeint ist.

Zu § 15 Absatz 1 Anpassung EinsMan-Entschädigung

Bereits in der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ist für EinsMan-Abschaltungen nach §15 Absatz 1 eine vollständige Entschädigung für alle Erzeugungsanlage vorgesehen. Mit dem vorliegenden Entwurf folgt das BMWi der EU-Vorgabe und führt die Entschädigung zu 100 Prozent bei Einspeisemanagement Maßnahmen ein, was der BEE ausdrücklich begrüßt.

Zu § 20 Absatz 3 Anspruch auf Zahlung der Marktprämie

Der neugefasste § 20 Marktprämie bestimmt unter 3., dass der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nur in Kalendermonaten besteht, wenn der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich bilanziert wird: „Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.“

Die im vorliegenden Entwurf getroffenen Änderungen des § 20 sind aus Sicht des BEE kritisch zu bewerten. Begründet liegt dies in der Tatsache, dass dadurch EE-Anlagen und installierte Mengen, welche sich außerhalb der Marktprämie als Vermarktungsoption bewegen einen gesamten Bilanzkreis verunreinigen könnten. Die vorgesehene Änderung birgt das Risiko, dass mehrere Gigawatt installierte Leistung dringend benötigten Grünstroms durch eine Kleinanlage in Sippenhaftung genommen werden.

Da durch Wegfall des Grünstromprivilegs die Notwendigkeit eines sortenreinen Bilanzkreises aus unserer Sicht nicht mehr gegeben ist, fordert der BEE auch aus klima- und energiepolitischen Erwägungen die ersatzlose Streichung des § 20 Absatz 3.

Zu § 21 Absatz 1 § 23 Weiterbetrieb

Mit Ablauf des Jahres 2020 verlieren alle Erneuerbare-Energien-Anlagen, die bis einschließlich 31.12.2000 installiert wurden, ihren Vergütungsanspruch nach dem EEG. Ohne Anschlusslösungen zum Weiterbetrieb dieser Anlagen wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien jedoch massiv an Dynamik verlieren. Es drohen im großen Stil Stilllegungen wertvoller Solar- und Windenergieanlagen. Ein Rückgang der installierten Kapazität ist sowohl mit Blick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands als auch hinsichtlich der Klimaschutzziele der Bundesregierung jedoch absolut zu vermeiden. Der BEE begrüßt daher grundsätzlich, dass der Gesetzgeber diese Problematik mit dem vorliegenden Entwurf bedacht hat, weist jedoch auch darauf hin, dass er mit dem vorliegenden Entwurf nicht allen Aspekten des Weiterbetrieb gerecht wird.

Der Entwurf sieht vor, Anlagen bis höchstens 100 kW eine zweite Anschlussperspektive zu eröffnen, die aus einer speziellen, auf sie zugeschnittenen Einspeisevergütung besteht. Für Betreiber ausgeförderter Anlagen wird gewährleistet, dass der Netzbetreiber die Abnahme und Vermarktung des erzeugten Stroms übernimmt und damit der Einspeisevorrang bestehen bleibt. Diesen Anlagen wird eine Anschlussförderung in Höhe des Marktwerts abzüglich einer Vermarktungspauschale von 0,4ct/kWh gewährt.

Das eine Abnahme des Stroms durch diese Regelung weiterhin gewährleistet und damit im Ansatz eine Auffangregelung geschaffen wird ist zunächst zu begrüßen. Bedauerlicherweise ist diese Regelung bis zum Jahr 2027 befristet und kann nur in Anspruch genommen werden, wenn der Strom entweder vollständig eingespeist wird oder wenn die Eigenverbrauchsanlage über ein intelligentes Messsystem verfügt (§21 Absatz 2 EEG 2021). Aus Sicht des BEE ist es sehr kritisch zu sehen, dass Anlagenbetreiber, die auf Eigenversorgung umstellen wollen, diese

Anschlussregelung für ihren überschüssigen Strom nur dann nutzen dürfen, wenn sie ein mit erheblichen Zusatzkosten verbundenes intelligentes Messsystem verbauen. Vor dem Hintergrund vorangegangener Ausführungen kommt dies insbesondere bei den betroffenen PV-Kleinstanlagen einer erheblichen Diskriminierung von Ü20-Anlagen gegenüber anderen Anlagen gleich, die weder gerechtfertigt noch in der Sache begründet ist.

In der vorliegenden Fassung ist der Weiterbetrieb so formuliert, dass Eigenverbrauch und Energiemanagement im bzw. am Gebäude (auch in Verknüpfung mit § 9 Absatz 1a) diskriminiert wird. Eine dezentrale ist und verbrauchsnahe Stromerzeugung, beispielsweise auch in Verknüpfung mit einem Speicher, ist jedoch ein wesentlicher Treiber der Energiewende ermöglicht zugleich die Partizipation der Bevölkerung und sichert dadurch eine breite öffentliche Akzeptanz.

Aus Sicht des BEE sollte Prosuming daher auch im Kontext des Weiterbetriebs zwingend ermöglicht werden.

Eine Einschränkung dieser Anschlussregelung auf Anlagen mit einer Größe bis zu 100 kW hat darüber hinaus in der Realität zur Folge, dass sie für die betroffenen Post-EEG-Windenergieanlagen keine Perspektive bietet. Für Windenergie an Land bedeutet dies in Deutschland, dass eine Gesamtleistung von rund 3.800 Megawatt (MW) aus der Förderung fällt. Bis Ende 2025 folgen durchschnittlich jährlich rund 2.400 MW, also insgesamt rund 16.000 MW Leistung⁴. Damit verlässt ein Viertel der bundesweit installierten Leistung zwischen 2021 und 2025 das Förderregime.

Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten Flächen hat für den BEE grundsätzlich Priorität. Denn Ziel ist ein moderner Anlagenpark mit hoch effizienten Windenergieanlagen. Dafür braucht es erleichterte und flexiblere Regelungen für das Repowering. Einfache und deutlich verkürzte Genehmigungsverfahren sind auf diesen Flächen unumgänglich. Dem vorliegenden Entwurf fehlt es jedoch an einer Repowering-Strategie, die eine Sicherstellung bereits bestehender Flächen gewährleistet.

Umfragen unter Anlagenbetreibern durch die Fachagentur Windenergie an Land haben gezeigt, dass Windenergieanlagen der betroffenen Leistungsklassen Weiterbetriebskosten im Median von 4,5 Cent/kWh aufweisen.⁵ Vor dem Hintergrund der Entwicklung der Marktwertniveaus, der Auswirkungen der Covid-19-Pandemie und des in Folge dieser gesunkenen Börsenstrompreises am Spotmarkt ist anders als noch Ende des vergangenen Jahres angenommen, für viele Betreiber ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht sicher darstellbar. Daher ist es als sehr wahrscheinlich anzunehmen, dass Anlagen, die nicht repowert werden und deren wirtschaftlicher Weiterbetrieb nicht darstellbar ist, in den kommenden zwei bis drei Jahren sukzessive ersatzlos abgebaut werden.

In der Folge steigert sich das zum Erreichen der nationalen energie- und klimapolitischen Ziele notwendige Zubauvolumen. Die Realisierung eines solchen Anstiegs ist jedoch vor dem

⁴ Deutsche Windguard (2017): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf> unter, zuletzt aufgerufen am 17.08.2020

⁵ Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, online verfügbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf, zuletzt aufgerufen am 17.08.2020

Hintergrund aktueller Entwicklungen im Bereich Windenergie an Land nicht absehbar. Um zu verhindern, dass durch die Corona-Folgen auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen, schlägt der BEE daher als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für diese Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen.

Zu § 9 Absatz 1 Ausrüstungsverpflichtung Intelligente Messsysteme

Durch § 9 Absatz 1 EEG 2021 wird die Pflicht für Anlagenbetreiber aufgestellt, Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen ab einer installierten Leistung von 1 kW mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber oder ein anderer Berechtigter jederzeit über ein intelligentes Messsystem die Ist-Einspeisung abrufen kann und die Einspeiseleistung, sobald die Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI vorliegt, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann (Smart-Meter Rollout). Der BEE begrüßt in der Sache die Digitalisierung der Energiewende mithilfe von iMSys – jedoch ergibt dies nur dort Sinn, wo es auch einen energiepolitischen und wirtschaftlichen Mehrwert ergibt.

Grundsätzlich weisen wir auch darauf hin, dass wir es für fragwürdig halten im Rahmen einer Novellierung des EEG bereits Tatsachen zu schaffen, obwohl der Stakeholder-Prozess zum Smart-Meter-Rollout mit betroffenen Akteuren noch nicht zum Abschluss gekommen ist. Die geplante Ausrüstungsverpflichtung für Anlagen bereits ab einer Größe von 1 kW ist für den BEE nicht nachvollziehbar und erscheint willkürlich. Insbesondere für Betreiber von PV-Kleinstanlagen steht diese Ausrüstungspflicht in keinem Verhältnis zu den aufzubringenden Kosten. Betroffen wären durch die vorgesehene Verpflichtung beispielsweise aber auch kleine Wasserkraftanlagen, für die eine stufenweise Steuerbarkeit immer einen Eingriff in die Mechanik der Gesamtanlage bedeutet, was einen wirtschaftlichen Betrieb massiv gefährdet.

Vor allem in Zusammenhang mit den vorangegangenen Ausführungen der geplanten Regelungen zum Weiterbetrieb ausgeförderter EE-Anlagen ist eine solche Ausrüstungspflicht nicht nachvollziehbar. Die Kosten betragen aktuell 100 Euro pro Jahr für das iMSys, bei nur zu erwartenden Einnahmen für den eingespeisten Strom von 50 Euro pro Jahr für eine typische 4 kW post-EEG-Anlage, bei der die Hälfte der Erzeugung selbst verbraucht und die andere Hälfte eingespeist wird. Das ist ein unverhältnismäßiges Verfahren und stellt eine Diskriminierung von Eigenverbrauchern gegenüber den Volleinspeisern dar.

Aus Sicht des BEE sollte eine verpflichtende Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung von EEG- und KWK-Anlagen über intelligente Messsysteme differenziert und nur unter Beachtung der Rahmenbedingungen für verschiedenen Anlagenklassen vorgenommen werden. Die jetzt vorgesehene Verpflichtung zum Einbau eines intelligenten Messsystems für Anlagen bereits ab einer Leistung von lediglich 1 kWp ist ein Kostentreiber und wird auch von Energieversorgern und Netzbetreibern unterhalb von 10 kWp i.d.R. als überflüssig oder gar kontraproduktiv angesehen.

Technologiespezifische Anmerkungen

Folgend nimmt der BEE Stellung zu den im Entwurf vorgesehenen technologiespezifischen Änderungen im Rahmen der Novellierung des EEG.

Windenergie

Der BEE verweist grundsätzlich auch auf die Stellungnahme des Bundesverband Windenergie e.V. (BWE)

Zu § 99 Berichte der Länder

Der neugefasste § 99 bestimmt, dass die Länder dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie jährlich spätestens bis zum 31. Oktober über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien berichten. Gegenstand des Monitorings sollen beispielsweise die Verfügbarkeit von Flächen, Planungen im Bereich der Regional- und Bauleitplanung sowie Stand der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land sein. Mit Blick auf den dringend notwendigen Ausbau der Windenergie an Land ist dies ein erster Schritt in die richtige Richtung. Aus Sicht des BEE ist dieser Mechanismus nicht ausreichend, um den Ausbau in den Ländern voran zu bringen. Auf der einen Seite wird der notwendige Ersatz alter durch neuer Windenergieanlagen (Repowering) auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten Flächen nicht ausreichend erfasst.

Auf der anderen Seite sollten sich die Länder jedoch vielmehr im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung zu verbindlichen Ausbauzielen bekennen. Zur Überprüfung der Erfüllung dieser länderspezifischen Ausbaupfade ist es aus Sicht des BEE notwendig eine feste Institution in Form eines ständigen Bund-Länder-Kooperationsausschusses zu etablieren, welche die Erfüllung der Ziele immer wieder überprüft, und Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit erreichen kann.

Aus diesem Grund empfiehlt der BEE, entsprechende länderspezifische Ausbaupfade unter § 4 aufzunehmen und in § 1 einen solchen festen Kooperationsausschuss zwischen Bund und Ländern, welche die Einhaltung dieser Pfade garantiert, zu verankern:

§ 1 Abs. 4 wird wie folgt neu gefasst:

„Der für die Erreichung der Ziele nach den Absätzen 2 und 3 erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen Die zuständigen Staatssekretärinnen und Staatssekretäre der Länder und des Bundes bilden einen Koordinierungsausschuss. Der Ausschuss koordiniert die Erfassung der Ziele der Länder zur Erreichung eines zielstrebigem, effizienten und netzsynchronen Anteils von 65 Prozent des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch und deren Umsetzungsstand (Monitoring). Grundlage bilden die sich aus §99 EEG 2021 RefE ergebenden Berichte. Gibt es eine Lücke zwischen den Zielen der Länder und dem Ziel der Ausweisung von mindestens 2 Prozent tatsächlich bebaubarer Flächen je Bundesland für Windenergie an Land und dem Bundesziel nach § 1 Abs. 2 und 3 sowie §4, so erörtert der Koordinierungsausschuss Lösungsmöglichkeiten und legt konkrete Handlungsvorschläge fest, um den intendierten Zubau zu erreichen. Der Ausschuss legt einmal im Jahr einen dementsprechenden Bericht vor und leitet diesen der Bundesregierung, den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder und

dem Deutschen Bundestag zu. Der Koordinierungsausschuss wird vom zuständigen Staatssekretär des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geleitet. Der Ausschuss tagt mindestens zweimal im Jahr, vorzugsweise im März und September eines jeden Jahres. Die Mitglieder des Ausschusses können sich vertreten lassen. Der Ausschuss trifft sich zum ersten Mal im März 2021. Der erste Bericht wird im Oktober 2021 vorgelegt. Der Ausschuss wird von einem beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einzurichtenden Sekretariat unterstützt.“

Zu § 28 Ausschreibungsvolumen

Die zu niedrigen Zubauzahlen seit 2018 gefährden die Zielerreichung beim Ausbau der Windenergie für das Jahr 2030. Aus dieser Sicht ist es aus Sicht des BEE unerlässlich diese fehlenden Mengen in den Folgejahren auszugleichen. Der vorliegende Entwurf sieht vor, dass sich das Ausschreibungsvolumen jeweils um die Mengen erhöht, für die in dem jeweils dritten vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land keine Zuschläge erteilt werden konnten. Dieser Ansatz berücksichtigt jedoch immer noch nicht bezuschlagte, aber nicht realisierte Mengen.

An dieser Stelle regt der BEE daher eine Anpassung an, welche es ermöglicht auch bezuschlagte jedoch nicht realisierte Mengen für die Folgejahre nachzuholen.

Zu § 36c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugbiet

Der Bundesverband Erneuerbare Energie begrüßt ausdrücklich die Abschaffung des Netzausbaugbiets. Jegliche Begrenzung des Ausbaus für Onshore-Windenergieanlagen widerspricht den Zielen der Bundesregierung und ist kontraproduktiv für die Energiewende.

Zu § 36d Zuschlagsverfahren Windenergie an Land Instrument zur regionalen Steuerung

Projekte in südlichen Bundesländern sollen durch die Änderungen im vorliegenden Entwurf bis zu einer Zuschlagsmenge von 15 % in der Reihung berücksichtigt werden (Südquote).

Dies ist aus Sicht des BEE ein erster Schritt in die richtige Richtung. Darüber hinaus regt der BEE jedoch einen Abschlag von dem Gebotswert in Höhe von 0,5 Cent/kWh in Ausschreibungen, um ihre Chance in der Bezuschlagung zu erhöhen. Dies würde den deutschlandweiten Ausbau besser unterstützen und zu einer stärkeren Reduzierung des Nord-Süd-Gefälles beitragen.

Auch weisen wir daraufhin, dass in der entsprechenden Anlage 5 zur Definition der „Südregion“ nicht alle kreisfreien Städte, Stadtkreise, Kreise und Landkreise in den südlichen Bundesländern Bayern, Rheinland-Pfalz und Hessen aufgeführt sind. Die Definition "Südregion" im EEG-Entwurf erfolgt offensichtlich auf der Basis der südlichen Landkreise im KWK-Gesetz. Hier sind jedoch nicht alle Landkreise in Bayern und Hessen enthalten. Insbesondere im Fall von Bayern erscheint dies besonders fragwürdig, da es mit Einführung eines solchen Instruments nur darum gehen kann den Ausbau vor allem in denjenigen Ländern mit dem geringsten Zubau voranzubringen. Die entsprechenden Landkreise sollten aus Sicht des BEE ergänzt werden.

Zu § 36e Verlängerung der Umsetzungsfrist bei Herstellerinsolvenz

Der BEE begrüßt grundsätzlich die im Entwurf vorgesehene Verlängerung der Realisierungsfrist nach Erhalt des Zuschlags im Falle der Insolvenz eines Anlagenherstellers. Wir merken jedoch an, dass neben der Verlängerung der Realisierungsfrist sichergestellt werden muss, dass anschließend auch der Förderzeitraum von 20 Jahren erhalten bleibt. Die Fristverlängerung sollte somit keine Auswirkung auf den Förderzeitraum haben. Es könnte jedoch dazu kommen, dass ein Projekt noch nicht realisiert ist, noch kein Strom eingespeist wird und die Vergütungsdauer trotzdem bereits beginnt und sich dadurch praktisch verkürzt. Eine Fristverlängerung darf daher keine Verkürzung des Förderzeitraums nach sich ziehen. Andernfalls würde eine Teilentwertung des Zuschlags stattfinden und der Bieter würde für die von ihm nicht zu vertretende Fristverlängerung bestraft. Die Möglichkeit, bei Klagen oder Insolvenz und damit verbundener Notwendigkeit einer Neugenehmigung, den Zuschlag auf Antrag zurückgeben zu können, ist dadurch in der Praxis weiterhin nicht gegeben.

Darüber hinaus gilt es eindeutig klarzustellen, dass eine Verlängerung der Realisierungsfrist auf Antrag auch dann ermöglicht werden kann, wenn die Einhaltung der Fristen durch den Eintritt von Ereignissen oder Umständen höherer Gewalt erschwert wird. Die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie haben gezeigt, dass es auf Grund von Umständen höherer Gewalt zu Verzögerungen innerhalb kritischer Lieferketten und der Verfügbarkeit von Personal kommen kann. Diese Entwicklungen machen deutlich, dass es zwingend erforderlich ist, flexiblere Fristverlängerungsmöglichkeiten im Gesetz zu verankern. Damit wäre nicht bei jedem unvorhergesehenen Ereignis eine Gesetzesänderung erforderlich, um ein Scheitern der Windenergieprojekte zu verhindern, die zwingend benötigt werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Der BEE regt daher an, eine ausdrückliche Ermächtigung der BNetzA im EEG umzusetzen, welche ein flexibles Reagieren auf Krisen oder bestimmte Ereignisse zulässt.

Zu § 36j Zusatzgebote bei Leistungserhöhung

Durch den neuen § 36j EEG 2021 wird die Teilnahmemöglichkeit von Anlagen, deren Leistung nach der Inbetriebnahme erhöht wird geregelt. Sofern Leistungserhöhungen an den Anlagen vorgenommen werden, die mehr als 15 Prozent der installierten Leistung betragen, soll es fortan möglich sein eine Förderung für diese Erhöhungen zu erlangen.

Aus Sicht des BEE stellt die installierte Leistung jedoch die falsche Bezugsgröße dar. Dadurch würden Projekte, die aktuell bereits eine höhere Leistung errichten, als in einer ersten Auktion bezuschlagt bekommen (zum Beispiel durch notwendige Umplanung im Zuge der Senvion-Insolvenz) unangemessen benachteiligt werden.

Der BEE regt daher folgende Anpassung des § 36j EEG 2021 an:

Bieter können einmalig Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land abweichend von § 36c nach deren Inbetriebnahme abgeben, wenn die bezuschlagte Gebotsmenge der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote).

Zu § 36k Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

Der vorliegende Entwurf sieht eine feste Zahlung in Form einer Schenkung der Betreiber von Windenergieanlagen an Kommunen von 0,2 ct/kWh um mehr kommunale Beteiligung und Akzeptanz zu erreichen. Durch Bürgerstrommodelle können diese 0,2 ct/kWh auf 0,1 ct/kWh gesenkt werden. Mit diesem Modell schlägt das BMWi einen Weg vor, der gerade im Detail viele

Fragen aufwirft. Insbesondere die Möglichkeit des Bürgerstromtarifs bewertet der BEE als kompliziert in der Umsetzung und fragwürdig ob damit wirkliche Akzeptanz in der Bevölkerung geschaffen werden kann. Schwierigkeiten ergeben sich vor allem aus den enormen Aufwänden, einen Bürgerstromtarif zu entwickeln und zu vertreiben. In dünn besiedelten Gemeinden mit hohem Anlagenpotenzial wird deshalb der Bürgerstromtarif unseres Erachtens nicht angewandt. Wir verweisen darauf hin, dass beispielsweise Gemeinden existieren, die als Standort zur Errichtung von Windenergieanlagen in Frage kommen, aber weniger als 80 Einwohner oder Haushalte umfassen. Auch ist die Höhe der Verringerung der kommunalen Abgabe nicht Anreiz genug um in der Praxis tatsächlich auf die Option des Bürgerstromtarifs zurück zu kommen.

Fraglich ist darüber hinaus, ob mit dem vorliegenden Entwurf sichergestellt werden kann, dass die Verwendung der Mittel, welche sich aus der Schenkung der Betreiber von Windenergieanlagen an die kommunalen Haushalten ergeben, auch tatsächlich für akzeptanzfördernde Maßnahmen aufgewandt werden.

Deshalb sieht der BEE das Modell des BMWi skeptisch und schlägt vor, 1–2 Prozent des jährlichen Umsatzes von Windenergieanlagen für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung im Gebiet der Standort- und/oder der angrenzenden Gemeinden zu verwenden. Dabei handelt es sich um eine knappe Regelung im EEG, die an die Teilnahme in Ausschreibungen geknüpft ist, und für die gesamte Förderungsdauer gilt. Der BEE weist auch darauf hin, dass bereits konkrete Vorschläge, zu Teilhabe an regionaler Wertschöpfung⁶ für Standortkommunen sowie die direkte Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern⁷ vorliegen, die dem im vorliegenden Entwurf vorgeschlagenen Modell vorgezogen werden sollten.

Ferner weisen wir daraufhin, dass die geplante Regelung im Entwurf eine erhebliche Beeinträchtigung für bereits bestehende „echte“ Bürgerwindparks darstellt, wenn diese Projekte aufgrund ihrer lokalen Verankerung nicht von der Abgabepflicht ausgenommen werden. Bürgerenergieprojekte erbringen durch ihre lokale Teilhabestruktur und die Minderung von Energieimporten bereits eine hohe Wertschöpfung für die Region, die auch den Kommunen zu Gute kommt. Sie sorgen dafür, dass die Erträge vor Ort verbleiben und leisten auf diesem Wege bereits einen fundamentalen Beitrag zur Akzeptanz. Deshalb sollte für die Bürgerenergie die Zahlung der Kommunalabgabe nicht angewandt oder zumindest substanzial reduziert werden.

Der BEE regt daher an, umfassend örtlich verankerte Bürgerenergiegesellschaften vom Anwendungsbereich des § 36k auszunehmen, wenn sie schon durch ihre Struktur ein sehr hohes Maß an örtlicher Wertschöpfung generieren.

Zu § 36h Referenzertragsmodell

Der BEE begrüßt, dass im Sinne eines dezentralen Ausbaus der Windenergie und des Ausgleichs zwischen sehr guten, guten und weniger guten Standorten in Deutschland mit einer Differenzierung des Referenzertragsmodells auch auf 60%-Standorte im vorliegenden Entwurf weiteres Potenzial an genehmigungsfähigen Projekten geschaffen wird. Wir weisen jedoch gleichzeitig daraufhin, dass eine Neujustierung der Korrekturfaktoren mit Blick auf die aktuelle Kostensituation der Windenergie an Land wichtig wäre. Der Korrekturfaktor für die 60%

⁶ vgl. Bundesverband Windenergie (2020): Aktionsplan Teilhabe und regionale Wertschöpfung, online verfügbar unter <https://bit.ly/2Y7ZP9S>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

⁷ vgl. Bundesverband Windenergie (2020): Stärkere Beteiligung der Standortkommunen und der Bürger, online verfügbar unter <https://bit.ly/3gZx2Ng>, zuletzt abgerufen am 05.06.2020

Standorte kompensiert die geringeren Erträge nach unseren Berechnungen allerdings nur zu einem Bruchteil und müsste entsprechend erhöht werden.

Der BEE regt daher eine entsprechende Nachjustierung des Korrekturfaktors an.

Photovoltaik

Der BEE verweist grundsätzlich auch auf die weitergehenden Themen in der Stellungnahme⁸ des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW)

Zu § 9 Smart-Meter-Pflicht und Fernsteuerbarkeit auf Kleinanlagen

Wie bereits in den allgemeinen Anmerkungen zur Smart-Meter-Pflicht und Weiterbetrieb adressiert ist eine Ausweitung der Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen (iMSys) auf Kleinanlagen bereits ab 1 kWp sowohl bei Neuanlagen als auch bei Bestandsanlagen aus Sicht des BEE gänzlich unverhältnismäßig. Aufgrund eines negativen Kosten-Nutzen-Verhältnisses sind Bestands- und Neuanlagen kleiner 7 kWp bisher aus gutem Grund von einem Pflichteinbau mit einem iMSys ausgenommen. Eine weitere Absenkung der Bagatellgrenze ist weder für den Erhalt der Systemstabilität, noch für eine höhere Systemeffizienz erforderlich. Für Anlagenbetreiber bestehen aus den Einbaupflichten unverhältnismäßig hohe Kosten, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gefährden. Eine Absenkung der Bagatellgrenze im Zusammenhang mit einer SmartMeter-Pflicht ist gänzlich unverhältnismäßig. Nicht zuletzt dürfte sie datenschutzrechtlich nicht tragbar sein, da nicht erforderlich.

Um zur Vermeidung von Netzüberlastungen beizutragen, hatten insbesondere Anlagenbetreiber kleiner PV-Anlagen bisher die sinnvolle und inzwischen bewährte Option, die Einspeiseleistung ihrer Anlage pauschal auf 70 % zu reduzieren. Diese einfache, effektive und kostengünstige Lösung für einen netzverträglichen Betrieb von kleinen PV-Anlagen macht den Einbau kostspieliger Steuerungstechnik überflüssig.

Der BEE empfiehlt daher eine Ausweitung der Pflichteinbaufälle für Neu- und Bestandsanlagen unterhalb von 7 kWp sowie für Ü20-Anlagen unbedingt zu streichen.

Als Alternative zu der im Artikel 3 des Referentenentwurfs (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung) für Prosumer vorgesehene Zählerstandsbilanzierung fordert der BEE die Einführung von Standardlastprofilen für Prosumer.

Zu § 22 Absatz 3 Satz 2 Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

Der Referentenentwurf sieht unter § 22 Absatz 3 Satz 2 die Einführung eines Ausschreibungssystems für Gebäude-PV-Anlagen vor. Die Ausschreibungsgrenze soll dabei von heute 750 kWp schrittweise gesenkt werden; zuerst auf 500 kWp für die Jahre 2021 und 2022, dann auf 300 kWp ab 2023 und schließlich auf 100 kWp für Anlagen, die ab 2025 in Betrieb genommen werden. Die Möglichkeit, auch außerhalb von Auktionen eine Förderberechtigung zu erlangen, reduziert sich gleichzeitig von 2,3 auf lediglich 1,3 Gigawatt im Jahr 2028.

Der BEE sieht eine solche Absenkung der Ausschreibungsgrenze aus mehreren Gründen sehr kritisch und lehnt diese strikt ab. Sie würde eines der wichtigsten Photovoltaik-Marktsegmente weitgehend ausbremsen. Nicht nachvollziehbar erscheint in diesem Zusammenhang auch, dass mit der im Entwurf vorgesehenen Einführung eines Ausschreibungssystems für Gebäude-PV gleichzeitig der Eigenverbrauch von Solarstrom unterbunden werden soll. Der überwiegende Teil der heute installierten Gebäude-PV-Anlagen wird jedoch genau mit der Intention gebaut, den eigenerzeugten Solarstrom auch im Unternehmen anteilig nutzen und damit an der Energiewende partizipieren zu können.

⁸ <https://bsw.li/31sUoWu>

Das Marktsegment der Gebäude-Photovoltaik unterscheidet sich grundlegend von dem Marktsegment der Freiflächen-Photovoltaik, unter anderem durch eine höhere Komplexität, deutlich längere Vorlaufzeiten im Planungsprozess und eine gänzlich andere Investorenstruktur mit einer deutlich geringeren Risikobereitschaft und erheblichen Finanzierungsproblemen.

Insbesondere die folgenden Gründe sprechen aus Sicht des BEE grundsätzlich gegen die Einführung von Ausschreibungen bei PV-Anlagen auf oder an Gebäuden:

1. Bei einem typischen PV-Dachanlagen-Investor handelt es sich in der Regel um kleine und mittlere Unternehmen (KMU), die sich an Ausschreibungen nicht beteiligen würden, da sie zusätzliche Risiken und Vorlaufkosten im Zusammenhang mit einer PV-Investition scheuen und diese – anders als viele Projektierer von Solarparks – nicht primär als betriebswirtschaftliches Investment in ihrem Kerngeschäftsbereich betrachten.
2. Der Degressionsmechanismus sorgt bereits heute für Kosteneffizienz. Der im § 49 EEG geregelte Degressionsmechanismus stellt bereits heute sicher, dass der anzulegende Wert bzw. die Marktprämie weiter sinken, die Ausbauziele der Bundesregierung aber zugleich erreicht werden. Damit existiert beim Ausbau der PV-Dachanlagen bereits ein Mechanismus, welcher flexibel auf Ausbaukosten reagiert und einen zunehmend marktwirtschaftlich orientierten Ausbau forciert. Dadurch hat sich allein in den letzten drei Jahren die Marktprämie für neue PV-Gewerbedächer um 35 Prozent gesenkt und seit 2010 sogar um 77 Prozent.
3. Frankreich hat in den letzten Jahren sehr negative Erfahrungen mit PV-Auktionen auf Gebäuden gemacht: Die Auktionen waren wiederholt deutlich unterzeichnet und die Zuschläge lagen sogar über den vergleichbaren Werten der Festvergütung gem. §48 EEG in Deutschland.
4. Der bürokratische Aufwand, der mit Ausschreibungen einhergeht, wäre unverhältnismäßig hoch, insbesondere für gewerbliche („Einmal-“)Investoren und Mittelständler. Er stünde in keinem vernünftigen Verhältnis zur erwarteten Einsparung bzw. Rendite.
5. Gerade Investitionen im Marktsegment der PV-Dachanlagen zeichnen sich zudem durch sehr unterschiedliche Randbedingungen aus, die sich z. B. im Hinblick auf Stromtarife, Nutzerverhalten und bauliche Beschaffenheit stark voneinander unterscheiden. Vergleichbare und faire Wettbewerbsbedingungen lassen sich hier mit vertretbarem Aufwand im Rahmen eines Auktionsverfahrens nicht schaffen.
6. Finanzierungsinstitute und Solarbranche betrachten Finanzierungsprobleme als eine gravierende Hürde für die Einführung von Auktionsmodellen bei der Gebäude-Photovoltaik. Die Komplexität und der hohe administrative Aufwand bei Ausschreibungen machen i. d. R. eine professionelle Bieterstruktur durch Dritte erforderlich. Daraus folgt, dass die PV-Dachanlage von Dritten finanziert wird und dies u. U. die Eintragung einer persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch (idealerweise in erstem Rang) erforderlich macht. In den meisten Fällen besteht jedoch im Grundbuch meist schon eine Eintragung zu Gunsten der finanzierenden Bank. Dies bedeutet in jedem Fall, dass die Bank, die das Dach/Gebäude finanziert hat, zustimmen und ggf. ihre Forderung im Rang herabstufen müsste. Dies zu verhandeln kann insbesondere dann zum Problem werden, wenn der Kreditnehmer der Immobilienfinanzierung nicht identisch mit dem Kreditnehmer der Aufdachfinanzierung ist, wie es durch Ausschreibungen der Fall wäre, indem etwa Drittgesellschaften, wie z. B. Bietergemeinschaften, auftreten.

7. Bei Sanierung, Bau und Planung größerer Gebäude spielen Photovoltaik-Dachanlagen heute bereits in der frühen Bauphase eine wichtige Rolle. Die Gebäudetechnik legt hier schon während der Planungsphase konkrete Energiekonzepte zu Grunde. Das GEG sieht hier sogar die konkrete Anrechnung des erzeugten Solarstroms vor, was für Planer und Banken von erheblicher Bedeutung sein kann. Die Unwägbarkeit einer Ausschreibung wäre eine massive Planungsunsicherheit. Sie dürfte die notwendige Berücksichtigung der Photovoltaik bereits in einem frühen und kleinen Zeitfenster des Planungsprozesses zumeist verhindern und damit unmöglich machen oder andernfalls zu erheblichen Ineffizienzen und Mehrkosten führen.
8. Bereits in dem kurzen Zeitfenster der Bau-Beauftragung wird die „energetische Zukunft“ des Gebäudes festgelegt. Die Statik kann später mit vertretbarem Aufwand nicht mehr ertüchtigt werden. Wenn eine PV-Anlage vom Kunden gewünscht ist, muss immer die Elektrotechnik vorbereitet und der Dachaufbau mit erhöhten statischen Lasten berücksichtigt werden. Dies erfolgt in einem kurzen Zeitfenster der Bauakquise bis zur Beauftragung (ca. 2 Monate). Sollten neben bereits bestehenden Unsicherheiten weitere Planungsrisiken hinzukommen, wird der Kunde sein Gebäude nicht mehr für eine PV-Anlage vorrüsten und somit dauerhaft keine PV-Anlage mehr installieren können.
9. Auch das Kaufverhalten privater PV-Investoren ließ sich mit den Vorgaben eines Auktionsverfahrens nicht in Einklang bringen. Wird die Attraktivität des Investments von der Unwägbarkeit eines Auktionszuschlags abhängig gemacht, so ist ein schneller Kaufabschluss für das Handwerk unmöglich, was den Vertriebsaufwand deutlich erhöhen und die Abschlussrate unverträglich weiter verschlechtern würde. Für viele Investoren stellen potentielle Investitionsrisiken einen Anlass dar, sich aus einer geplanten Investition zurückzuziehen oder diese auf unbestimmte Zeit zu verschieben. Dies gilt umso mehr, als mit der absehbaren Einführung einer Gebühr für die Teilnahme an einer Ausschreibung eine weitere psychologische Hürde für die Teilnahme an einer Ausschreibung in das Verfahren eingezogen wird.
10. Für die ausführende Behörde – im vorliegenden Fall die Bundesnetzagentur – wäre eine Ausschreibung von PV-Dachanlagen aufgrund der Heterogenität und Kleinteiligkeit mit einem hohen Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden. Ein zusätzlicher komplexer Aufwand entsteht durch den notwendigen Einbezug von Eigenverbrauchsanlagen in eine solche Ausschreibung.

Neben den aufgeführten Problemen würde die vorgesehene Änderung zudem den Eigenverbrauch bei Gewerbe- und Industrieaufdachanlagen vollständig ausbremsen. Bei einem Entfallen des solaren Eigenverbrauchs-Anreizes würde die Bereitschaft mittelständischer Unternehmen deutlich erlahmen, in die Aufdachanlagen sowie in Maßnahmen der dezentralen Sektorenkopplung zu investieren.

Aus den genannten Gründen empfiehlt der BEE von einer schrittweisen Absenkung der Ausschreibungsgrenze auf 100 kWp abzusehen.

Stattdessen wird eine Anhebung der Ausschreibungsgrenze auf 1 Megawatt angeregt.

Zu § 37 Flächenkulisse Freiflächen-PV

Zunächst weist der BEE darauf hin, dass wir die Anhebung der Größenbeschränkung für förderfähige PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen begrüßen. Auch begrüßen wir die

im Referentenentwurf vorgesehenen Verdoppelung, des bestehenden 110-Meter-Korridors für die Installation von PV-Freiflächenanlagen neben Autobahnen und Schienenwegen auf 220 Meter. Diese marginale Ausweitung der Flächenkulisse reicht jedoch nicht aus.

Eine große Hürde im Bereich der Flächenkulisse liegt jedoch in der Beschränkung der landwirtschaftlichen Flächen zur Erschließung von PV-Freiflächenanlagen.

Nach Ansicht des BEE sollte es den Landwirten zukünftig freier gestellt werden, welche ihrer Flächen sie für die Erzeugung von Agrargütern oder die Erzeugung von Solarstrom nutzen wollen. Zur Vermeidung einer ungewollten Preisspirale bei den Pachtpreisen sollten diese Option auf bislang landwirtschaftlich genutzte Flächen begrenzt werden, die in den vorangegangenen drei Jahren nicht verpachtet wurden.

Falls sich die Politik nicht zu einer solchen Regelung entschließen, regt der BEE an die gegenwärtige Opt-in-Regelung für die Länder zumindest in eine Opt-out-Regel umzuwandeln (Möglichkeit für Bundesländer eine generelle Öffnung der PV-Standortkulisse für benachteiligte Gebiete mittels Landesverordnung zu limitieren).

Nach aktuellem Stand haben die Länder Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen bislang noch keinen Gebrauch von der Länder-Öffnungsklausel für „benachteiligte Gebiete“ gemäß § 37c EEG 2017 gemacht. Durch diesen Umstand wird die notwendige Erweiterung der Flächenkulisse zum Erreichen der Ausbauziele für die Photovoltaik massiv erschwert. Vor dem Hintergrund des aktuellen Rechtsrahmens ist die Beschränkung der landwirtschaftlichen Flächen zur Erschließung für große PV-Freiflächenanlagen auf benachteiligte Gebiete nicht sachgerecht, um die oben genannten Ziele zu erreichen.

Zu § 37 Ausschreibungen Freiflächen-PV

Neben einer Ausweitung der Flächenkulisse hat der BEE auch eine Anhebung der Größenbeschränkung für förderfähige PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen von 10 MW auf 20 MW empfohlen. Wir begrüßen daher, dass mit dem vorliegenden Entwurf dieser Forderung nachgekommen wurde. Allerdings wird durch die Umbenennung des Wortes Freiflächenanlagen“ in „Solaranlagen über 750 kWp“ in §37 Ref., vermutlich unbeabsichtigt, auch die Obergrenze für baulichen Anlagen auf 20 MW gesenkt. Grundsätzlich möchten wir jedoch darauf hinweisen, dass signifikante Kosteneinsparungen durch weitere Anhebungen der Beschränkung ermöglicht werden.

Zu § 48a Mieterstrom

Der vorliegende Referentenentwurf ersetzt mit der Einführung des § 48a EEG 2021 und der Aufhebung des § 23b Abs. 1 EEG 2017 den bestehenden Mieterstromzuschlag durch einen neuen anzulegenden Wert für Mieterstrom für Anlagen

- bis 10 kWp: 2,66 ct/kWh
- bis 40 kWp: 2,40 ct/kWh
- bis 750 kWp: 1,42 ct/kWh.

Aus Sicht des BEE werden damit nur die groben Fehler des alten Mieterstromzuschlags behoben, aber die wesentlichen Hürden zur Umsetzung von Mieterstromkonzepten nicht gelöst. Der BEE empfiehlt zur Unterstützung neuer Mieterstromprojekte, die EEG-Umlage auf den Mieterstrom abzuschaffen, zumindest aber mit der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

gleichzusetzen. Die verursachten Anreize wären allein dadurch größer als die Schaffung eines neuen anzulegenden Werts. Zudem stellen die im Abschnitt Prosumer beschriebenen Begriffe des „unmittelbaren“ räumlichen Zusammenhangs sowie für den Eigenverbrauch notwendige Personenidentität signifikante Hürden für die Umsetzung von Mieterstromprojekten dar.

Zu § 49 Anpassungen der Degression der anzulegenden Werte

Der Degressionsmechanismus gemäß § 49 EEG 2021 verfolgt die Zielsetzung, mittels einer Nachjustierung der EEG-Vergütungssätze die Ausbaumengen von PV-Anlagen mit festen Vergütungssätzen an den Ausbauzielen der Bundesregierung auszurichten. Der BEE hält den Degressionsmechanismus im Grundsatz für ein geeignetes Instrument der Mengensteuerung.

Die im Referentenentwurf vorgesehene geringfügige Anhebung des PV-Ausbaupfads für PV-Anlagen bis 750 kWp von 1.900 auf 2.300 MW ist in Anbetracht der notwendigen Ausbaumenge zum Erreichen der Klimaziele wie schon zu § 4 ausgeführt deutlich zu niedrig. Das führt gegenwärtig dazu, dass die anzulegenden Werte zur Ermittlung der EEG-Marktprämien weiterhin von Monat zu Monat derart stark sinken, dass der jährliche PV-Zubau von Anlagen bis 750 kWp von ca. 3 GW im vergangenen Jahr absehbar deutlich abnehmen und sich bei lediglich rd. 2,3 Gigawatt im Jahr einpendeln dürfte. Zwar werden auch die Preise von Solarmodulen absehbar weiter sinken, gleichzeitig sind aber zuletzt die Nebenkosten, etwa für Zähler, stark gestiegen.

Die Verringerung des Bezugszeitraums für die Berechnung der Degression soll laut §49 Abs. 1 Satz 4 EEG 2021 von sechs auf drei Monate reduziert werden. Diese Absenkung ist grundsätzlich begrüßenswert, solange es einen funktionierenden, d.h. beidseitig atmenden, Degressionsmechanismus gibt, da dadurch deutlich schneller auf eine Über- oder Unterförderung reagiert werden kann.

Der Referentenentwurf schafft damit allerdings faktisch die Möglichkeit des atmenden Deckels ab auf eine Unterförderung reagieren zu können ab. So soll laut §49 Abs. 3 EEG 2021 der Ausbaupfad bei einem zu niedrigen Zubau beim heutigen Wert von 1.900 MW bleiben. Zudem sollen die geplanten Ausschreibungsmengen für Gebäude-PV größtenteils von der Berechnungsgrundlage des Degressionsmechanismus abgezogen werden, während die Degressionsstufen in der heutigen Form erhalten bleiben. Eine Erhöhung der Vergütungssätze wäre dadurch, z.B. im Jahr 2028 erst bei einem Marktzubau von Anlagen bis 100 kWp von weniger als 100 MW im Jahr möglich.

Bioenergie

Der BEE verweist grundsätzlich auch auf die Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie

Zu Nummer I.5 der Anlage 3 Deckelung der Flexibilitätsprämie

Der BEE begrüßt, dass durch die vorgesehene Änderung in Anlage 3 Nr. I.5 der sogenannte Flexibilitätsprämienendeckel abgeschafft und damit der Forderung der Branche nachgekommen werden soll. Diese hat bereits in der Vergangenheit zu erheblichen Verzögerungen bei Investitionen geführt.

Zu § 50a Absatz 1

Die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags ist zu begrüßen.

Zu § 39d Einführung einer „Südquote“

Ab 2021 soll mindestens die Hälfte der in der regulären Biomasse-Ausschreibung vergebenen Leistung an Gebote aus „Südregionen“ vergeben werden. Der BEE lehnt diese geplante Südquote als fachlich unbegründet ab. Auch in den übrigen Landesteilen wird die Systemdienlichkeit der Biomasse, insbesondere ihre Flexibilität, benötigt. Gerade auch in Norddeutschland ist es besonders wichtig, Ausgleichskapazitäten zu schaffen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich der Bioenergie im Kontext des EEG kein Netto-Zubau angestrebt wird, sondern eine Stabilisierung, also ein Erhalt der bestehenden Leistung. Der von der Sache her grundsätzlich nachvollziehbare Wunsch, im Süden in besonderem Maße gesicherte Bioenergie-Leistung anzusiedeln, ist zudem mit entsprechenden Anreizen zu erreichen, nicht aber mit einem pauschalen Ausschluss des Nordens.

Im Gegensatz zur Südquote bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land wird in dem Fall, dass nicht genügend Gebote aus den so genannten Südregionen eingereicht werden, um die Quote zu füllen, das übrige Volumen der Quote nicht mit Geboten aus anderen Landkreisen aufgefüllt, sondern die Leistung schlicht nicht vergeben, sondern auf die Folgejahre übertragen. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass in einer überzeichneten Ausschreibung, für die keine Gebote aus südlichen Landkreisen eingereicht werden, nur die Hälfte des ausgeschriebenen Volumens überhaupt vergeben wird. Die Folge wäre ein Abbau der gesicherten Leistung im Norden.

Aus Sicht des BEE ist aus diesem Grund die im vorliegenden Entwurf vorgesehene Südquote für die Bioenergie zu streichen. Zumindest sind diejenigen Volumina, die nicht an Gebote aus südlichen Landkreisen vergeben wurden, im Zuge derselben Ausschreibungsrunde auch an Gebote aus nicht-südlichen Landkreisen zu übertragen.

Zu § 39i Unterabschnitt 6 Ausschreibungen für Biomethananlagen in der Südregion

Der BEE begrüßt das Bekenntnis zu den Vorzügen von Biomethan als Ergänzung zu den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien Sonne und Wind durch das im Entwurf vorgesehene Instrument der Ausschreibungen für Biomethananlagen in der Südregion. Allerdings sollte sich das Ansinnen, zusätzliche gesicherte Leistung in den südlichen Landkreisen anzusiedeln, nicht zu Lasten des Gesamtausschreibungsvolumens niederschlagen. Zudem ist bedauerlich, dass diese „Südausschreibung“ das Potenzial von Vor-Ort-

Verstromungs-Anlagen zum Ausgleich fluktuierender Energieträger ignoriert. Eine Anreizsetzung wäre auch in diesem Segment aus Systemsicht wünschenswert. Des Weiteren sind die Anforderungen an die neu zu errichtenden Biomethan-BHKW nachzubessern. Der Entwurf sieht vor, dass die Biomethan-BHKW nur an ca. 1.300 Stunden pro Jahr laufen sollen. Dies ist jedoch in der Praxis wirtschaftlich nicht darstellbar und konterkariert zudem die eigentliche Intention der Regelung. Ziel ist es, dass die Biomethan-BHKW insbesondere im Winter zur Verfügung stehen, wenn in der so genannten kalten Dunkelflaute in einem System mit immer weiter steigenden dargebotsabhängigen Energieträgern einmal kein Wind weht, die Sonne nicht scheint und gleichzeitiger Wärmebedarf entsteht. Da aber die Witterungsverhältnisse der Winter ebenfalls Schwankungen unterliegen, sind mindestens 2.500 Stunden erforderlich, um einen sinnvollen Lastgang fahren zu können und im Bedarfsfall dann auch entsprechend zur Verfügung stehen zu können.

Aus Sicht des BEE sollte daher die Begrenzung der jährlichen Volllaststundenzahl, mit der im Rahmen der Biomethan-Ausschreibung bezuschlagte Biomethan-BHKW zu betreiben sind, auf 2.500 Std./a angehoben werden.

Zu § 39b, § 39h Höhe der Gebotshöchstwerte für Bioenergie an notwendigen Zubau anpassen

Alle fünf der bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden haben gezeigt, dass die Rahmenbedingungen im EEG 2017 nicht ausreichen, um die Ausschreibungsvolumina auszufüllen (Stand: September 2020). Dies liegt insbesondere an den sehr niedrigen Gebotshöchstwerten von 14,44 ct/kWh (Neuanlagen) bzw. 16,40 ct/kWh (Bestandsanlagen). Diese erlauben im Biogasbereich nur in Ausnahmefällen einen Anlagenneubau und auch nur für wenigen Anlagen den Weiterbetrieb nach Auslaufen des ersten EEG-Vergütungszeitraums. Eine Untersuchung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) an 50 Bestandsanlagen kam zu dem Ergebnis, dass der Gebotshöchstwert aus 2019 nur bei acht der untersuchten Anlagen über den Gestehungskosten lag. Laut § 85a EEG 2017 wäre die Bundesnetzagentur eigentlich verpflichtet gewesen, die Höchstwerte nach den drei ersten, sämtlich unterdeckten Ausschreibungen zum 1.12.2019 anzuheben. Trotz der Vorgabe im Gesetzestext ist dies nicht geschehen. Dies sollte mit der laufenden EEG-Reform korrigiert werden. Eine gesetzliche Erhöhung der Höchstwerte ist umso dringender, weil mit dem vorliegenden Entwurf die Möglichkeit der BNetzA, die Höchstwerte zu erhöhen, gestrichen werden soll.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass eine Erhöhung der Gebotshöchstwerte nicht nur notwendig ist, um die 2030er-Ziele für die Stromerzeugung aus Biomasse im Klimaschutzprogramm 2030 zu erreichen. Vielmehr ist sie auch notwendig, um die im KSP 2030 enthaltene Maßnahme umzusetzen, die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen zu steigern. Denn der weitaus überwiegende Teil der Gülle wird heute in Anlagen vergoren, die dem Ausschreibungsregime unterliegen – nicht in den Anlagen der Sondervergütungsklasse, die davon ausgenommen sind.

Aus Sicht des BEE sollten die Gebotshöchstwerte nach oben angepasst werden bis ausreichend Projekte realisiert werden können, um die Ausschreibungsvolumina zu füllen (Änderung von §§ 39b, 39g EEG 2021). Für Bestandsanlagen ist eine Anhebung um 3 ct/kWh gerechtfertigt. Davon abgesehen sollte die Degression für die Gebotshöchstwerte ausgesetzt werden (ebd.).

Zu § 44, § 50a Weiterentwicklung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung

Die Vergärung von Gülle ist eine sehr effiziente Form der Vermeidung von Methanemissionen aus der Landwirtschaft, weshalb sie von der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 als Klimaschutzmaßnahme beschlossen wurde. Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist an sich sinnvoll, ihre Ausgestaltung jedoch nicht ausreichend, um das Potenzial der Güllevergärung vollständig zu erschließen bzw. die bestehende Güllevergärung zukünftig zu erhalten. Um bereits in Anlagen klimaschonend vergorene Gülle zu erhalten, ist es unerlässlich die Sondervergütungsklasse als Anschlussregelung für Bestandsanlagen zu öffnen.

Aus Sicht des BEE sollte die Begrenzung daher auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht und die Begrenzung der installierten Leistung gestrichen werden (Änderung von § 44 EEG 2021). Bestandsanlagen, deren erster EEG-Vergütungszeitraum ausgelaufen ist, sollten die Möglichkeit erhalten, durch einen Wechsel in die Sondervergütungsklasse für Gülleanlagen einen zweiten Vergütungszeitraum zu erlangen (z.B. durch Änderung von § 44 2021). Auch Anlagen in der Sondervergütungsklasse sollte der Flexibilitätszuschlag gewährt werden (Änderung von § 50a Abs. 2 EEG 2021). Die Degression sollte bis auf weiteres ausgesetzt werden. (Änderung von § 44 EEG 2021).

Geothermie

Der BEE verweist grundsätzlich auch auf die Stellungnahme des Bundesverband Geothermie e.V. (BVG)

Zu § 45 Anpassung der Degression für Geothermie

Mit der vorgesehenen Änderung in § 45 EEG wird die Degression von fünf auf zwei Prozent gesenkt und beginnt erst ab 2022. Grundsätzlich begrüßen wir, dass der Gesetzgeber hier für mehr Investitionssicherheit, für die bisher am wenigsten genutzte Erneuerbare Energie sorgen und ihr Potential als grundlastfähige Technologie nutzen will. Die Regelung geht in die richtige Richtung, sollte jedoch aus Sicht des BEE in zweifacher Hinsicht angepasst werden:

Das Einsetzen einer Degression sollte nicht an den Ablauf eines Jahres, sondern wie auch durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie⁹ vorgeschlagen, an eine Ausbaustufe von beispielsweise 120 MW installierte elektrische Leistung gekoppelt werden. Zum anderen regen wir an, die Degression nach Erreichung dieser Ausbaustufe von 2% auf 0,5 % entsprechend der Stellungnahme zu reduzieren.

Wasserkraft

Der BEE verweist grundsätzlich auch auf die Stellungnahme des Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW)

Zu § 40 Anzulegender Werte für Wasserkraft – Neue Vergütungskategorie für Anlagen < 100 kW

Die anzulegenden Werte für die Wasserkraft werden im Referentenentwurf entsprechend der Degression reduziert fortgeschrieben.

Damit werden die Ergebnisse der aktuellen Untersuchung zur Wasserkraft im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts¹⁰ vollständig ignoriert. Darin wird für die Wasserkraft festgestellt, dass „für sehr kleine Anlagen (< 100 – 200 kW) [...] die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich [ist]“. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass die Vergütung für die Anlagen < 100 kW mindestens zwischen 13,7 und 22,5 ct/kWh betragen sollte und zwar für den Neubau und die Modernisierung gleichermaßen. Dabei sind die erhöhten Mindestwasserabgaben nach der neuen LAWA-Empfehlung¹¹ nicht in die Berechnung einbezogen worden.

Mit einer neuen Vergütungskategorie für Anlagen mit einer Leistung kleiner 100 kW mit einer Vergütungshöhe von 19,5 ct/kWh könnte eine lokale saubere Stromerzeugung wirtschaftlich möglich, die Querbauwerke durch Fischauf- und abstiegsanlagen ökologisch modernisiert und die Kommunen und Entwässerungsverbände finanziell entlastet werden.

Die finanzielle Belastung der EEG-Umlage wäre marginal. Nach Berechnungen des BEE würde sich die EEG-Umlage um maximal 0,02 ct/kWh erhöhen. Damit würde sich selbst eine deutliche

⁹ vgl. Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2019): Bayerisches Aktionsprogramm Energie, online verfügbar unter <https://bit.ly/3iy4U4z>, zuletzt aufgerufen am 15.09.2020.

¹⁰ Vgl. Untersuchung im Rahmen des Fachloses 5 zu Wasserkraft

¹¹ Empfehlung zur Ermittlung einer ökologisch begründeten Mindestwasserführung in Ausleitungsstrecken von Wasserkraftanlagen, Entwurf LAWA, 18.06.2019

Erhöhung der Vergütung für Anlagen unter 100 kW nicht erkennbar im Endverbraucherstrompreis widerspiegeln.

Zu § 40 Degression für Wasserkraft streichen

Die Kleine Wasserkraft ist in ihren Grundzügen eine ausgereifte Technologie.

Investitionen im Wasserbau sind aufgrund der erforderlichen Wasserhaltung und dem anspruchsvollen Tiefbau grundsätzlich sehr kostenintensiv. Der Neubau von Wasserkraftanlagen und auch die ökologische Modernisierung mit Fischaufstiegs- und -abstiegsanlagen bedingen sehr hohe Anfangsinvestitionen.

Folgerichtig wird im EEG-Erfahrungsbericht empfohlen, „die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen, da hier auch langfristig keine Lerneffekte und Kostendegressionen mehr zu erwarten sind, [...]. Durch Baupreissteigerungen und erhöhte Anforderungen an die Gewässerökologie sind hingegen Preissteigerungen zu verzeichnen.“

Der BEE schließt sich der Empfehlung an, die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen.

Weitere Vorschläge für eine verantwortungsvolle Weiterentwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Umsetzung der RED II in nationales Recht zur Stärkung von Bürgerenergie und Eigenverbrauch

Eine dezentrale und verbrauchsnahe Stromerzeugung ist ein wesentlicher Treiber der Energiewende. Sie mobilisiert Milliardeninvestitionen, ermöglicht zugleich die Partizipation der Bevölkerung und sichert eine breite öffentliche Akzeptanz. Aus Sicht des BEE enthält der Entwurf in der vorliegenden Fassung bedauerlicherweise nicht nur Einschränkungen für den Eigenverbrauch, sondern vermag es auch nicht das erhebliche Potenzial der Bürgerenergie und Chancen des Eigenverbrauchs für die Energiewende an weiteren Stellen auszuschöpfen.

Gemäß der Artikel 22 Abs. 2 b) Erneuerbare-Energien-Richtlinie, 16 Abs. 3 e) Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie hat Deutschland sicherzustellen, dass Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaft) bzw. Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaft) die mit eigenen EE-Anlagen erzeugte Energie gemeinsam nutzen können (im Englischen: to share the energy). Hierzu finden sich trotz der europarechtlichen Vorgaben keine Regelungen im Referentenentwurf. Zur Umsetzung des Energy Sharing wurde von Energy Brainpool ein Diskussionsvorschlag¹² erarbeitet, den der BEE unterstützt.

Auch sieht das europäische Energierecht in Artikel 21 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zwingend die Etablierung eines Rechts auf Eigenversorgung vor. Die Eigenversorgung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird in Deutschland bislang sehr eng definiert – sie darf nur von einzelnen natürlichen oder juristischen Personen erfolgen, die den Strom auch selbst verbrauchen und die Erzeugungsanlage selbst betreiben. Dies führt zu erheblichen Ungleichheiten auf dem Markt, da es dadurch einem großen Teil der Bevölkerung verwehrt wird, im Rahmen einer Eigenversorgung Verantwortung für die Energiewende zu übernehmen.

Der BEE fordert vor dem Hintergrund der europäischen Verpflichtungen Bürgerinnen und Bürgern das Recht einzuräumen von einer Eigenversorgung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu profitieren. Dieses Recht auf Eigenversorgung kann nach Artikel 21 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie nur vorsehen, dass weder individuell noch gemeinsam handelnde Energieversorger für den an Ort und Stelle selbst genutzten Strom mit der EEG-Umlage belastet werden. Die Bundesregierung sollte ihrer Verpflichtung, dieses neue Verständnis von Eigenversorgung schon jetzt im Rahmen einer Novellierung des EEG nachkommen. Der Referentenentwurf unterlässt dies jedoch. Er sieht keinerlei Umsetzung dieses erweiterten Rechtes auf Eigenversorgung vor. Die Europarechtlich zwingend gebotene Weiterentwicklung der Eigenversorgung wird aus nicht nachvollziehbaren Gründen unterlassen. Aus Sicht des BEE wird hier eine Chance vertan die ohnehin bis zur Mitte nächsten Jahres Umsetzung der europäischen Vorgabe schon jetzt umzusetzen.

Flexibilitäten bei energiewendedenlichem Betrieb von der EEG-Umlage befreien

Erneuerbare Energien können durch netzdienlichen Einsatz von flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z.B. Speicher, Wärmepumpen, Elektrolyseure) besser in das Energiesystem integriert und unsere Versorgungssicherheit dadurch verbessert werden.

¹² <https://bit.ly/32BOanc>

Elektrolyseure und Wärmepumpen spielen hier eine besondere Rolle. Allerdings verursacht beispielsweise die Produktion von Wasserstoff einen hohen Stromverbrauch. Diesen Stromverbrauch können Elektrolyseure jedoch flexibel gestalten.

Damit der erhöhte Stromverbrauch nicht zu einer Belastung des Energiesystems führt, muss der flexible Einsatz von Verbrauchseinrichtungen im Sinne des Klimaschutzes und der Energiewende gefördert und bestärkt werden. Die Bundesregierung muss im Rahmen der EEG-Novelle die Chance nutzen, akute Hemmnisse für flexible Verbrauchseinheiten zu beseitigen und so die Vorteile der Sektorenkopplung zur Erreichung des 1,5-Grad-Ziels nutzen. Damit einhergehen sollte zwar eine Senkung der finanziellen Belastung von Sektorenkopplungs-Anlagen, doch sollte diese Senkung so ausgestaltet sein, dass eine sinnvolle Fahrweise der Sektorenkopplungs-Anlagen angereizt wird. Das bedeutet, dass flexible Verbrauchseinheiten von einer Befreiung der EEG-Umlage profitieren sollten, solange sie Energiewende-dienlich betrieben werden – also bevorzugt zu jenen Zeiten Strom verbrauchen, in denen ein hoher Anteil EE im Strommix vorhanden ist. Denn nur dann leisten flexible Einrichtungen einen echten Beitrag auf dem Weg in eine klimaneutrale Zukunft. Eine pauschale Befreiung für alle Stunden im Jahr ohne Ansprüche an die Qualität und den Zeitpunkt des Strombezugs zu stellen, ist nicht sachgemäß und führt schlimmstenfalls zu einer Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen.

EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht vor, dass ausschließlich grüner Wasserstoff von der EEG-Umlage befreit wird. Für die wettbewerbsfähige Produktion von grünem Wasserstoff in großem Maßstab ist die vollständige Entlastung von der EEG-Umlage notwendig. Der Referentenentwurf verweist auf den laufenden Stakeholderdialog im BMWi, in dem die Frage geklärt werden soll, wie und unter welchen Bedingungen PtX-Anwendungen bzw. grüner Wasserstoff von der EEG-Umlage befreit werden kann. Folgende Aspekte sollten in der Diskussion dabei nicht vernachlässigt werden:

Wenn Strom zur Herstellung von Wasserstoff von der EEG-Umlage entlastet wird, darf dies nicht zu einer Verschlechterung der CO₂-Bilanz im Strommarkt führen. Deshalb muss die Wasserstoffproduktion netz- und systemdienlich erfolgen. Bedingungen dafür sind:

- a) Das öffentliche Netz wird zwischen Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur nicht genutzt.
- b) Die Wasserstoffproduktion wirkt der Fluktuation erneuerbarer Energien entgegen und verstetigt die Stromeinspeisung.

Diese Bedingungen reizen den betriebswirtschaftlich optimierten und zugleich systemdienlichen Betrieb der PtX-Anlagen in Phasen mit hoher EE-Erzeugung und niedrigen Strompreisen an. Der Einsatz von Elektrolyseuren unter bestimmten Bedingungen wirkt somit starken Preisschwankungen und negativen Preisen entgegen.

Die Wasserstoffdebatte wird aktuell stark aus der Perspektive der industriellen Nachfrage geführt. Wasserstoff ist jedoch nicht nur ein wichtiger Grundstoff in der Industrie. Da wo aus Effizienzgründen sinnvoll und für nicht direkt elektrifizierbare Anwendungen in den Sektoren Mobilität und Wärme lassen sich durch den Einsatz von grünem Wasserstoff verhältnismäßig höhere CO₂-Reduktionen als in der Industrie erreichen, da die Hebelwirkung pro eingesetztem kg Wasserstoff größer ist als im Industriesektor. Deshalb dürfen mit Blick auf eine effiziente CO₂-Reduktion Anwendungsfelder von Wasserstoff in anderen Sektoren nicht vernachlässigt werden.

Bereits heute wäre mit den bestehenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen die Herstellung von 10 GW grünen Wasserstoff in Deutschland möglich, ohne dabei den EE-Anteil im Stromsektor zu verringern. Entscheidend dabei ist, dass im EEG die richtigen Weichen gestellt werden, Erzeugungskapazitäten besser auszunutzen und Energiespitzen nicht zu vergeuden.

Unsere Praxiserfahrung zeigt, dass von den beiden im Rahmen des Stakeholder-Prozesses aufgezeigten 2 Optionen zur EEG-Umlagebefreiung von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff aus unserer Sicht die 1. Option, direkte gesetzliche Komplettbefreiung für grünen Wasserstoff (Einsatz in allen Sektoren), deutlich zu favorisieren ist, um einen Markthochlauf zu unterstützen.

Die 2. Option, Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) (Anwendung nur für den Industriesektor), ist aus unserer Sicht als das deutlich nachrangig geeignetere Instrument zu beurteilen. Eine solche Lösung würde Industrieteilnehmer, die bereits BesAR in Anspruch nehmen deutlich bevorzugen und den Markthochlauf wettbewerbsseitig verzerren. Im übrigen muss die BesAR im Rahmen der Einführung einer CO₂-Bepreisung ohnehin abgeschafft werden. Ausnahmen wie die BesAR dürfen nicht von Dauer sein.

Die Komplettbefreiung (Option 1) bietet unter bestimmten Voraussetzungen wie

- (1) dem Einsatz von erneuerbarem Strom,
- (2) einer erzeugungsnahen Produktion des grünen Wasserstoffs,
- (3) der Gleichzeitigkeit von Strom- und Wasserstoffherzeugung (Viertelstunden),
- (4) dem systemdienlichen und netzverträglichen Einsatz der Elektrolyse,

deutliche Vorteile für eine nachhaltige marktliche Dynamik und rechtliche Stabilität und unterstützt gesamtsystemisch die Energiewende.

Wenn die 2. Option bzw. die Besondere Ausgleichsregelung Basis einer EEG-Umlagebefreiung in Betracht gezogen wird, so sind vor einer Implementierung substantielle Änderungen bzw. Bedingungen erforderlich, zumal eine Verringerung der EEG-Umlage über die BesAR würde zu zusätzlichen erheblichen administrativen Hürden führen. Hier wäre zudem relevant, dass

- eine Befreiung vor Inbetriebnahme beantragt werden kann,
- kein Selbstbehalt für die erste GWh besteht,
- die Befreiung für mehrere Jahre gewährt werden kann,
- eine Befreiung auf Null möglich ist.

Zusammenfassung der Änderungsvorschläge:

1. Die EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff ist in die EEG-Novelle 2021 zu regeln.
2. Die EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff ist netz- und systemdienlich anzureizen und sollte daher an die oben genannten Bedingungen geknüpft werden.
3. Die Anwendung von grünem Wasserstoff ist nicht nur auf den Industriesektor zu beschränken, da ansonsten das CO₂-Reduktionpotential per eingesetztem kg Wasserstoff nicht effizient erschöpft wird.
4. Falls eine EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff auf Grundlage der BesAR als Ansatz weiterverfolgt wird, so sind wesentliche Bedingungen zu erfüllen, damit die administrativen und wettbewerbsrelevanten Hürden vertretbar würden.

Nutzen statt Abschalten

Im Referentenentwurf werden die zunehmenden Abregelungen von erneuerbare Energien Anlagen nicht adressiert. Physikalisch entstehen bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien Energiespitzen, die nicht ins Stromnetz eingespeist werden können. Allein im Jahr 2018 wurden 5,4 Milliarden kWh Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland abgeregelt. Die Abregelungen führen zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten und Akzeptanzproblemen. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien werden auch bei erfolgreichem Netzausbau Abregelungen und Phasen negativer Marktpreise zunehmen. Statt abzuregeln kann die CO₂-frei erzeugte Energie jedoch sehr sinnvoll zum Beispiel zur lokalen Wärmeversorgung durch PtH-Anlagen¹³ genutzt werden. „Nutzen statt Abschalten“ reduziert CO₂-Emissionen, verursacht volkswirtschaftlich keine zusätzlichen Kosten und wirkt sich positiv auf die lokale Akzeptanz von erneuerbaren Energien aus.

An dieser Stelle sollte der Entwurf aus Sicht des BEE insofern nachgebessert werden, als dass Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Konzepte der Nutzung von Energiespitzen, beispielsweise im Rahmen von PtH-Projekten die nicht ins Stromnetz eingespeist werden können, unterstützen.

Genehmigungen und Flächenbereitstellung ermöglichen

Eine reine Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit im EEG ist aus Sicht des BEE nicht ausreichend um den Ausbau bei der Windenergie an Land wieder voranzubringen und bestehenden Hürden in Prozessen der Genehmigung zu beseitigen. Auch führt eine reine Berichtspflicht der Länder wie bereits zu § 99 ausgeführt wird aus Sicht des BEE nicht zwangsläufig zu einer Umsetzung notwendiger Maßnahmen zur Bereitstellung von Flächen führen. Über die bereits vorgeschlagenen Anpassungen im Entwurf müssen weitere Maßnahmen auf Basis der einzelnen Fachgesetze ergriffen werden, mit denen Rechtssicherheit geschaffen wird, um die bestehenden Hemmnisse tatsächlich abzubauen und Flächen verfügbar zu machen. Dabei erachten wir vor allem eine umfassende Repowering-Strategie und die Klärung wichtiger Fragen im artenschutzrechtlichen Bereich als elementar.

Abschaffung EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und für den Betrieb notwendiger Strommengen

Die EEG-Umlage auf vor Ort verbrauchten Strom aus Erneuerbaren Energien muss abgeschafft werden. Sie behindert insbesondere den Ausbau von Prosumeranlagen und konterkariert damit ihr eigenes Ziel: die Förderung des Ausbaus von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Bereich der Photovoltaik und Wasserkraft. Außerdem ist sie nicht sachgerecht. Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Eigen- und Direktversorgung sollten in Anlehnung an die Beschlüsse im Rahmen der nationalen Umsetzung der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED II) dauerhaft von der EEG-Umlage und jeglichen unsachgemäßen Abgaben befreit werden (vgl. Artikel 21, RED II). Daraus würde keine signifikante Belastung der EEG-Umlage resultieren, da die Einnahmen aus der reduzierten Umlagepflicht auf Eigenverbrauch sehr überschaubar sind und bleiben werden (nach § 61b EEG 2017 beliefen sie sich in 2018 auf lediglich 22 Millionen Euro).

Der BEE regt daher auch vor dem Hintergrund der notwendigen Umsetzung Erneuerbare-Energien-Richtlinie dringend die Abschaffung EEG-Umlage auf Eigenverbrauch an.

¹³ <https://bit.ly/2RzikBt>

Darüber hinaus fordert der BEE, dass der Anspruch nach § 60 und 61 EEG 2017 für alle Strommengen entfällt, der

1. *Verbraucht wird durch andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,*
2. *Verbraucht wird in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, oder*
3. *In Anlagen nach Nummer 1 erzeugt und vor dem Verknüpfungspunkt mit dem Netz durch physikalisch bedingte Netz- und Umspannverluste verloren ist.*

Personenidentität als Eigenverbrauchskriterium abschaffen

Ein wesentliches Hemmnis für eine Versorgung von Wohn- und Gewerbequartierskonzepten mit lokal erzeugten Solar- und Wasserkraftstrom liegt darin, dass Vor-Ort-Verbrauch nicht als solcher gewertet wird, wenn Anlagenbetreiber und Stromnutzer zwei verschiedene Rechtspersonen sind. Wohnungseigentumsgemeinschaften, Firmen, bei denen Anlagenbetrieb und Stromverbrauch durch zwei Gesellschaften erfolgt und Anlagenbetreiber, die den erzeugten Strom mit benachbarten Nutzern teilen möchten droht zunächst in dieser Konstellation die rechtliche Einordnung als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Gerade für kleinere Anlagenbetreiber folgen daraus völlig überdimensionierte, Investitionen abwürgende bürokratische Anforderungen und Verpflichtungen.

Die Einstufung als Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG oder im Sinne des EEG sollte aus Sicht des BEE grundsätzlich entfallen. Die Personenidentität als Eigenverbrauchskriterium ist aus Sicht des BEE daher abzuschaffen.

Begriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ weiten

Eigenverbrauch muss laut EEG im „unmittelbarem räumlichen Zusammenhang“ erfolgen. Dieser Begriff sorgt in der Praxis immer wieder zu offenen Rechtsfragen und schränkt bei enger Auslegung den Eigenverbrauch unnötig ein. Der räumliche Verbrauchsradius lokal erzeugten Solar- und Wasserkraftstroms sollte praxismäßig gewählt sein. Der BEE regt daher an diesen an der tatsächlichen Netzinfrastruktur (z. B. Netzanschlusspunkt, Netzstrang) ausrichten.

Stromkosten senken, Flexibilitäten anreizen

Energieintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, werden mit der besonderen Ausgleichsregelung von den deutschen Stromkosten entlastet. Das Instrument ist industriepolitisch nachvollziehbar. Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, weshalb eine industriepolitische Maßnahme über die Stromkosten der privaten Verbraucher und des Mittelstands finanziert wird.

Der BEE fordert daher, die besondere Ausgleichsregelung für die stromintensive Industrie zukünftig aus Haushaltsmitteln zu finanzieren. Dies entspricht einer Entlastung der EEG-Umlage von ca. 1,5 ct/kWh.

Neben einer Reform des EEG sollten die Rahmenbedingungen auch außerhalb des EEG verbessert werden, damit EEG-Anlagen Zusatzerlöse generieren und so ihren Vergütungsbedarf senken können. Dies gilt insbesondere für die Festlegung ambitionierter CO₂-Preise für fossile Brennstoffe. Die Einführung einer Stromsteuer, die weit oberhalb des europäischen

Mindestniveaus liegt, sollte durch eine Erhöhung des Strompreises zu mehr Energieeffizienz führen und damit einen Beitrag zum Klimaschutz liefern. Mit Blick auf die zunehmende Bedeutung von Stromanwendungen im Mobilitäts- und Wärmesektor werden ohne Senkung der Stromsteuer Anreize zur Sektorenkopplung gehemmt und sogar ausgehebelt. Denn speziell diese Anwendungen konkurrieren mit Energiepreisen aus anderen Energiesektoren, welche einer grundsätzlich geringeren Besteuerung unterliegen. Der BEE fordert daher, die Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau zu senken. Dies entspricht einer Entlastung der EEG-Umlage von ca. 2 ct/kWh.

Zusammenfassung und Gesamtbewertung

Mit dem vorliegenden umfassenden Entwurf für ein EEG 2021 hat der Bundesgesetzgeber an einigen Stellen positive Impulse senden und kleinteilige Hürden beseitigen können. Dem gegenüber stehen jedoch ebenso negative Ansätze und Leerstellen, wodurch für die Energiewende begrüßenswerte Passagen entwertet werden.

Insgesamt bleibt der vorliegende Gesetzesentwurf damit weit hinter den klima- und energiepolitischen Erfordernissen zurück. Ohne erhebliche Nachbesserungen, insbesondere bei den angestrebten Ausbaupfaden und ohne den Abbau zahlreicher Marktbarrieren im weiteren Gesetzgebungsprozess werden die Erneuerbaren Energien nicht den notwendigen Beitrag zur Vermeidung einer sich anbahnenden Stromlücke infolge des Atom- und Kohleausstiegs und Umsetzung der nationalen und europäischen Klimaziele leisten können.

Eine überwältigende Mehrheit der Bevölkerung trägt das Fortschreiten der Energiewende und den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien mit. Die Erneuerbaren Energien tragen zur regionalen Wertschöpfung bei, schaffen neue Arbeitsplätze und stärken den Wirtschaftsstandort Deutschland nachhaltig. Es liegt nun in der Verantwortung der Bundesregierung den vorliegenden Entwurf nachzubessern, um einen geeigneten rechtlichen Rahmen zur Belegung des Ausbaus Erneuerbarer Energien zu schaffen, die Vielfalt der Akteure zu stärken und den Herausforderungen unserer Zeit angemessen zu begegnen.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Lars Oppermann
Referent für Politik und Europa
lars.oppermann@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche bündelt der BEE die Interessen von 55 Verbänden und Unternehmen mit 30.000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5.000 Unternehmen.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie.

