

Aufbruchssignal für Wirtschaft und Energiewende senden

Positionspapier

der Erneuerbaren-Energien-Branche im Rahmen der
anstehenden EEG-Novelle

Berlin, 28. August 2020



Investitionen auslösen, Wertschöpfung vor Ort erhalten und Potenziale für Klimaschutz nutzen

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 sind.

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 zuungunsten Erneuerbarer Energien enthalten, bleibt das EEG für die Energiewende von entscheidender Bedeutung.

In seiner aktuellen Form ist das EEG jedoch nicht adäquat, um den bevorstehenden Herausforderungen im Klimaschutz und für die Energiewende gerecht zu werden. Auch werden die ökonomischen Potenziale der Branche hinsichtlich Arbeitsplätze, Wertschöpfung im Inland und Entwicklung technologischer Innovationen für den Export nicht ausgeschöpft.

Der Ersatz fossiler Brennstoffe nicht nur im Stromsektor, sondern zunehmend auch im Wärme- und Verkehrsbereich durch Erneuerbare Energien, erfordert jetzt einen deutlich schnelleren Ausbau. Nur so können die steigenden Bedarfe an Ökostrom im Kontext von Power-to-X-Anwendungen gedeckt werden. Eine Reform des EEG mit Blick auf den notwendigen Zubau aller Technologien ist umso dringender, weil der steigende Ausbau der Erneuerbaren Energien die Basis für eine zukunftsorientierte Wirtschaftsweise bildet.

Besonders vor dem Hintergrund notwendiger Impulse für eine schnelle Wiederbelebung der Wirtschaft, muss der Kritik von Mittelstand und Industrie an einer zu niedrigen Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden. Das entschiedene Vorantreiben der Energiewende ist de facto ein Konjunkturprogramm für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Ein kostengünstiges noch dazu, denn es entlastet die jüngere Generation von teuren Klimawandelanpassungsmaßnahmen. Bereits durch den Abbau administrativer Hürden lassen sich Investitionen auslösen und die Wirtschaft ankurbeln. Tatsächlich ist die Wirtschaftskraft der Erneuerbare-Energien-Branche aktuell jedoch gefährdet.

Die Stromgestehungskosten aller Erneuerbaren Energien sind massiv gesunken, sie sind bereits heute die günstigste Form der Stromerzeugung. Sie könnten also eine kostengünstige Alternative zu dem heutigen Energiesystem darstellen.

Die niedrigen Kosten der Stromerzeugung der Erneuerbaren kommen jedoch auf Grund der aktuellen Systematik von Abgaben und Umlagen beim Endkunden nicht an. Heutige Rahmenbedingungen verhindern deshalb den Einsatz Erneuerbarer Energien zur

Dekarbonisierung der Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie. Dabei sind die Erneuerbaren Energien die zentrale Säule der Energiewende.

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung werden unter diesen Gegebenheiten nicht erreicht werden. Auch das Klimaschutzprogramm 2030 stellt dies nicht sicher. Angesichts des nun beschlossenen Kohleausstiegs und bis 2022 zu vollziehenden Ausstiegs aus der Kernenergie ist es zusätzlich dringend nötig Korrekturen vorzunehmen, um Strom-Erzeugungslücken zu vermeiden und das Energiesystem der Zukunft auf den Weg zu bringen. Je länger wir warten, desto umfangreicher und teurer wird die Umstellung unserer Energiesysteme auf Erneuerbare Energien.

Eine überwältigende Mehrheit der Bevölkerung trägt die Ziele der Energiewende mit. Es liegt nun in der Verantwortung der Bundesregierung den rechtlichen Rahmen zur Behebung des Ausbaus Erneuerbarer Energien anzupassen und die Vielfalt der Akteure zu stärken, um den Herausforderungen unserer Zeit angemessen zu begegnen. Die Erneuerbaren-Energien-Branche legt mit diesem Papier seine Handlungsempfehlungen für eine umfassende Novellierung des EEG vor, das den entscheidenden gesetzlichen Rahmen für die Energiewende bildet.

Inhalt

Investitionen auslösen, Wertschöpfung vor Ort erhalten und Potenziale für Klimaschutz nutzen.....	2
1. Ausbaupfade anpassen.....	5
2. Zusagen einhalten, Blockaden lösen, Flexibilitäten nutzen.....	7
2.1 Windenergie an Land.....	7
2.1.1 Ausschreibungsverfahren und Realisierungsfristen an notwendigem Zubau ausrichten	7
2.1.2 Potenziale für den Ausbau der Windenergie an Land bundesweit nutzen	8
2.1.3 Regionale Wertschöpfung schaffen und Teilhabe ermöglichen	8
2.2 Photovoltaik	10
2.2.1 Kapazitäten erhöhen und Flächenkulisse anpassen	10
2.2.2 Prosuming erleichtern – Quartierskonzepte ermöglichen	11
2.3 Biomasse	13
2.3.1 Ausschreibungsverfahren weiterentwickeln und Fristen anpassen.....	13
2.3.2 Systemdienliche Flexibilitäten nutzen	14
2.3.3 Weiterentwicklung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung.....	14
2.4 Windenergie auf See	15
2.5 Wasserkraft.....	15
2.6 Geothermie	15
3. Technologieübergreifende Hürden beseitigen	16
4. Weiterbetrieb von EE-Anlagen ermöglichen.....	18
4.1 Windenergie.....	18
4.2 Photovoltaik	18
4.3 Bioenergie	19
5. Stromkosten senken, Beihilfefreiheit erhalten	20



1. Ausbaupfade anpassen

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird beim Erreichen der nationalen Energie- und Klimaziele eine zentrale Rolle spielen. In Anbetracht des im Jahr 2022 vollzogenen Ausstiegs aus der Kernenergie und des bis spätestens 2038 zu vollziehenden Kohleausstiegs ist der schnellstmögliche Ausbau der Erneuerbaren Energien die bedeutendste Determinante für das Gelingen der Energiewende. Auch ist ein solcher Ausbau die Grundlage, um europäischen Verpflichtungen Rechnung zu tragen. Nicht erst durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie wird der Betrieb von Kohlekraftwerken in Deutschland zunehmend unwirtschaftlicher. Schon 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 der anstehenden EEG-Novelle zu berücksichtigen. Dies muss sich vor allem in ehrgeizigen Zielpfaden widerspiegeln, welche den Umbau unseres Energiesystems frühzeitig verwirklichen und damit Stromerzeugungslücken sowie hohe Folgekosten vermeiden.

Trotz anzunehmender Effizienzerfolge und einem sinkenden Gesamtenergieverbrauch ist 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. Die notwendige Transformation der Sektoren Verkehr und Wärme sowie die Umsetzung der in der nationalen Wasserstoffstrategie formulierten Ziele für den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft kann nur mit einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung realisiert werden. Allein aus der 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 im 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.

Die Bundesregierung hat sich klimapolitisch darauf verständigt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen und dieses Ziel in § 1 EEG 2017 bereits verbindlich festgeschrieben. Nun gilt es klarzustellen, dass sich ein Anteil von 65 Prozent Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 durch genannte Mehrverbräuche auf einen steigenden Stromverbrauch von mindestens 740 TWh beziehen muss. Die Annahmen der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm, welche einen sinkenden Stromverbrauch auf 580 TWh im Jahr prognostizieren, entsprechen nicht den Schätzungen der meisten MarktforscherInnen². Schon die Finanzmarktkrise hat gezeigt, dass bei einer Betrachtung des zu erwartenden Stromverbrauchs kurzfristige Einflussfaktoren, wie die Auswirkungen der Maßnahmen zur Bekämpfung der COVID-19-Pandemie, insofern einzuordnen sind, als dass diese nicht zu einem langfristigen Rückgang der Verbräuche führen werden³.

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

² vgl. unter anderem Dena Leitstudie 2018 Szenario TM80, BMVI IEK 2050, Enervis 2017

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

Dementsprechend sind hierbei jahresgenaue Ausbaupfade wichtig, anhand dessen sich die Zielerreichung überprüfen lässt, und die Anhebung der Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien, um das 65 Prozent-Ziel überhaupt erreichen zu können. **Außerdem müssen sich die Länder im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung zu verbindlichen Ausbauzielen bekennen. Hierzu sollte eine feste Institution eines Kooperationsausschusses die Erfüllung der Ziele immer wieder überprüfen, um Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit zu erreichen.** Auch dies sollte im EEG verankert werden. Daraus ergibt sich für die in § 4 EEG 2017 verankerten Ausbaupfade und daraus folgenden Ausschreibungsmengen sowie den Zielkorridor gemäß §48 EEG ein notwendiger Anpassungsbedarf. Die Erneuerbaren-Energien-Branche fordert daher Korrekturen im Rahmen einer umfassenden EEG-Novelle vorzunehmen.

Die in § 4 EEG 2017 verankerten Ausbaupfade sind für die Jahre 2021 bis 2030 anzupassen auf eine jährlich zu installierende Leistung auf:

- **4.700 MW Windenergie Onshore**
- **2.000 MW Windenergie Offshore⁴**
- **10.000 MW Photovoltaik**
- **600 MW Bioenergie**

Für die Geothermie und die Wasserkraft sind die Rahmenbedingungen so zu ändern (s. 2.5 und 2.6), dass ein jährlicher Zubau von jeweils 50 MW ermöglicht wird.

⁴ Berücksichtigung Vorlaufzeiten der Projekte, jährliche installierte Leistung 2025-2030, um nach der Übergangsphase 2021-2025 eine Verstetigung des Ausbaus zu ermöglichen

2. Zusagen einhalten, Blockaden lösen, Flexibilitäten nutzen

Für die Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien benötigt die Branche verlässliche politische Rahmenbedingungen für anstehende Investitionen. Die Umstellung auf Erneuerbare Energien in allen Sektoren wird durch den aktuellen Rechtsrahmen nicht ausreichend ermöglicht. Eine umfassende Novellierung des EEG muss daher den gesamten Technologiemarkt in den Blick nehmen.

Im Folgenden werden daher für die verschiedenen Technologien Handlungsempfehlungen im Rahmen der anstehenden Novellierung des EEG unterbreitet. Um den erheblichen Ausbaueinbruch bei der Windenergie an Land zu adressieren, im erforderlichen Umfang einen Zuwachs bei der Photovoltaik (PV) zu erreichen und die für das Energiesystem der Zukunft wichtige Rolle der Biomasse, Wasserkraft und Geothermie zu sichern, gilt es die genannten Maßnahmen umzusetzen.

2.1 Windenergie an Land

Die wesentliche Ursache für die unzureichende Ausbaudynamik bei der Windenergie an Land liegt meist nicht an der fehlenden Akzeptanz der BürgerInnen für die Energiewende, sondern ist vornehmlich durch die bestehenden administrativen Hürden begründet. Der BEE fordert daher die dringend notwendige Umsetzung des 18-Punkte-Plans des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verbesserung der Genehmigungssituation für Windenergie an Land (ausgenommen Punkt 1) im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle.

2.1.1 Ausschreibungsverfahren und Realisierungsfristen an notwendigem Zubau ausrichten

Mit den aktuell niedrigen Zubauraten ist das Erreichen der Ausbauziele bis zum Jahr 2030 nicht möglich. Um dieses Ziel jedoch nicht zu verfehlen, muss der fehlende Zubau in den Folgejahren bei den Ausschreibungsmengen kompensiert werden. In der heutigen Ausschreibungssystematik geschieht dies bereits bei noch nicht bezuschlagten Mengen. Um eine Zielerreichung für das Jahr 2030 zu ermöglichen, ist es jedoch unerlässlich auch eine erneute Ausschreibung der bezuschlagten, aber nicht realisierten Mengen zu ermöglichen.

Der § 28 EEG 2017 sollte daher insofern angepasst werden, dass das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die Mengen erhöht wird, die erloschen und entwertet wurden.

Die alleinige Neuausschreibung des nicht bezuschlagten Volumens nach drei Jahren erschwert das Erreichen der Ausbauziele und ist für eine zuverlässige Steuerung der Ausschreibungsmengen nicht ausreichend.

Nach aktuellem Stand ist eine Verlängerung der Realisierungsfrist von 30 Monaten für bezuschlagte Projekte nach § 36e Abs. 2 EEG 2017 möglich. Diese kann jedoch lediglich bei Einlegung von Rechtsmitteln Dritter nach Zuschlagserteilung einmalig und höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung von der Bundesnetzagentur (BNetzA) verlängert werden. Grundsätzlich besteht durch die lange Verfahrensdauern beklagter Projekte bei den Verwaltungsgerichten ein hohes Risiko, dass der erteilte Zuschlag für den Vorhabenträger verloren geht. Auch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie haben gezeigt, dass es zu Verzögerungen innerhalb kritischer Lieferketten und der Verfügbarkeit von Personal kommen kann. Diese Entwicklungen machen deutlich, dass die Verankerung flexiblere Fristverlängerungsmöglichkeiten im EEG zwingend erforderlich ist. Diese sollte durch eine offene

Regelung ermöglicht werden, welche auch in Zukunft ein flexibles Reagieren auf Krisen oder bestimmte Ereignisse ohne entsprechende Gesetzesänderung zulässt.

Wir fordern daher, dass die Bundesnetzagentur ermächtigt wird, für bestimmte Anlagen-Gruppen auf Antrag mehrfache Fristverlängerungen insbesondere dann zu erteilen, wenn die Einhaltung der Fristen durch den Eintritt von Ereignissen oder Umständen höherer Gewalt erschwert wird.

Unabhängig von einer möglichen Verlängerung der Realisierungsfrist beginnt gem. § 36i EEG 2017 der 20-jährige Förderzeitraum spätestens 30 Monate nach der Bekanntgabe des Zuschlags. In Anbetracht vorangegangener Ausführungen könnte es also dazu führen, dass ein nicht realisiertes / finalisiertes Projekt keinen Strom einspeist, aber dennoch die Vergütungsdauer beginnt und sich dadurch verkürzt. Da Wirtschaftlichkeitsberechnungen jedoch mit der gesetzlichen Vergütungsdauer vorgenommen werden wirken sich diese finanziellen Einbußen projektgefährdend aus.

Aus Sicht der Erneuerbaren-Energien-Branche sollte daher § 36i EEG und § 39g Abs. 1 letzter Halbsatz sowie Abs. 2 Nr. 1 gestrichen werden, sodass zumindest ein Gleichlauf von Fristverlängerung und Förderdauer besteht.

2.1.2 Potenziale für den Ausbau der Windenergie an Land bundesweit nutzen

Der Ausbau von Windenergie an Land muss deutschlandweit forciert werden. Eine einseitige Konzentration auf bestimmte Bundesländer ist nicht zweckmäßig. Auch in Zukunft muss die Windkraft an Land ihren Beitrag zur Energiewende in Norddeutschland leisten. Sofern nicht alle Möglichkeiten einer effizienten Auslastung der Netze ergriffen wurden ist eine Begrenzung und Deckelung des Ausbaus von Windkraftanlagen an Land daher nicht angemessen.

Aus diesem Grund ist die Streichung des Netzausbaugebiets (§ 36c) aus unserer Perspektive unerlässlich.

Mit Blick auf die Verteilung des Zubaus Erneuerbarer Energien muss gestellt sein, dass der Zubau von Wind an Land in ganz Deutschland weitervorangetrieben wird. Ebenso müssen die Länder entsprechende Flächen ausweisen und Standorte mit weniger guten Bedingungen dürfen nicht benachteiligt werden. Die Einführung eines Instruments zur regionalen Steuerung (Regionalbonus bzw. Südbonus) wird daher durch den BEE unterstützt.

Wir schlagen zur Ausgestaltung vor, dass für Projekte in südlichen Bundesländern (Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen) ein Abschlag von dem Gebotswert in Höhe von 0,5 Cent/kWh in Ausschreibungen gewährt wird, um ihre Chance auf eine Bezuschlagung zu erhöhen.

Darüber hinaus spricht sich der BEE dafür aus, das Referenzertragsmodell anzupassen. Eine Differenzierung des Referenzertragsmodells auf 60-Prozent-Standorte kann das Volumen wettbewerbsfähiger Projekte erhöhen und dazu beitragen, Wettbewerb bei zusätzlichen Ausschreibungsmengen zu sichern.

Durch diese Maßnahmen können weitere Flächen, die von AnwohnerInnen akzeptiert werden und naturschutzrechtlich unbedenklich sind, wirtschaftlich nutzbar gemacht werden und zugleich zur Wertschöpfung beitragen.

2.1.3 Regionale Wertschöpfung schaffen und Teilhabe ermöglichen

Pauschalabstände führen zu einem faktischen Ausbaustopp für die Windenergie als wichtige Säule der Energiewende. Wir begrüßen, dass Abstände zu Wohnbebauung weiterhin den

Ländern überlassen sind. Die Länder sollten weiter die Planungshoheiten in ihren einzelnen Körperschaften beibehalten und keine pauschalen Abstände vorgeben.

Abstandsregelungen fördern nicht die Akzeptanz; eine stärkere Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Standorten von Windkraftanlagen kann hingegen zur Akzeptanzförderung beitragen. Der BEE begrüßt daher grundsätzlich den Vorstoß des BMWi zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und BürgerInnen am Betrieb von Windenergieanlagen an Land. Es ist ebenso ein Anliegen des BEE, Bürgerinnen und Bürger weiterhin an der Energiewende teilhaben zu lassen.

Die kommende EEG-Novelle sollte daher bereits bestehende Vorschläge zu Teilhabe an regionaler Wertschöpfung⁵ für Standortkommunen sowie die direkte Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern⁶ berücksichtigen und einen solchen Mechanismus im EEG verankern.

⁵ vgl. Bundesverband Windenergie (2020): Aktionsplan Teilhabe und regionale Wertschöpfung, online verfügbar unter <https://bit.ly/2Y7ZP9S>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

⁶ vgl. Bundesverband Windenergie (2020): Stärkere Beteiligung der Standortkommunen und der Bürger, online verfügbar unter <https://bit.ly/3gZx2Ng>, zuletzt abgerufen am 05.06.2020

2.2 Photovoltaik

Nicht nur das BEE-Szenario 2030 zeigt, dass der jährlich erforderliche Photovoltaikausbau auf 10 GW erhöht werden muss. Auch andere Studien (z. B. EuPD-Studie 2019, Agora Energiewende 2020, Fraunhofer ISE) gehen unter Berücksichtigung von Effizienzerfolgen und neuen Stromverbrauchern, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, von einer solchen notwendigen Größenordnung aus, um einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien bis 2030 zu erreichen.

Die Erhöhung des jährlichen PV-Ausbaupfads auf 10 GW ist daher unbedingt in der kommenden EEG-Novelle umzusetzen.

2.2.1 Kapazitäten erhöhen und Flächenkulisse anpassen

Der Nutzung von vorhandenen Dachflächenpotenzialen auf Wohngebäuden, Gewerbe- und Industrieanlagen sollten im Sinne der sparsamen Flächennutzung, verbrauchsnahe Erzeugung sowie der Beteiligung möglichst vieler Akteure an der Energiewende, wie Bürger und Unternehmen, eine besondere Stellung zukommen. Das Marktsegment der Gebäude-Photovoltaik unterscheidet sich grundlegend von dem Marktsegment der Freiflächen-Photovoltaik. Dies ist vor allem auf deutlich längere Vorlaufzeiten im Planungsprozess und eine gänzlich andere Investorenstruktur mit einer deutlich geringeren Risikobereitschaft und erheblichen Finanzierungsproblemen zurückzuführen.

In den wenigen Fällen, in denen die Teilnahme an Ausschreibungen mit Bau-Planungsprozessen zeitlich überhaupt synchronisierbar wäre, wäre der bürokratische Aufwand und die notwendigen Vorlaufinvestitionen, die mit Ausschreibungen einhergehen, so hoch, dass gewerbliche („Einmal“) Investoren und Mittelständler von einer Investition Abstand nehmen dürften. Das Fallbeispiel Frankreich belegt eindrucksvoll, dass PV-Auktionen zur Festlegung von Marktprämien auf Gebäuden gänzlich ungeeignet sind. Die Auktionen waren wiederholt deutlich unterzeichnet und die Zuschläge lagen sogar deutlich über den vergleichbaren Werten der Festvergütung gem. §48 EEG in Deutschland.

Wir sprechen uns daher ausdrücklich gegen einen Systemwechsel bei der Förderung von Photovoltaik-Anlagen durch eine Einführung von Ausschreibungen für Anlagen an oder auf Gebäuden aus.

Gleichwohl ist es notwendig, dass PV-Freiflächenanlagen, die inzwischen Strom zu günstigeren Kosten produzieren als neue konventionelle Kraftwerke, in den nächsten Jahrzehnten verstärkt in Deutschland errichtet werden, um den steigenden Bedarf Erneuerbarer Energien nicht nur im Stromsektor, sondern zunehmend auch im Wärme- und Verkehrsbereich zu decken.

Aus diesem Grund ist die sinnvolle Aufteilung der Marktsegmente, insbesondere zwischen Anlagen bis 1000 Kilowatt Peak (kWp) mit fester Vergütung und den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen, von entscheidender Bedeutung für die Akzeptanz der Energiewende.

Wir schlagen daher vor, die jährlichen Ausbaupfade hälftig auf

- 5 GW für Anlagen im Segment bis 1000 kWp sowie
- 5 GW für Freiflächenanlagen ab 1000 kWp zu erhöhen.

Die notwendige Erhöhung der Ausbaumenge für Freiflächenanlagen kann ohne eine Vergrößerung der Flächenkulisse nicht erreicht werden. Die bestehenden Öffnungsklauseln für PV-Anlagen auf benachteiligten landwirtschaftlichen Flächen reichen nicht aus, um die

notwendige Ausbaumenge zu erzielen. Neben den dringend notwendigen Maßnahmen zur Stärkung von PV-Dachanlagen sollte daher die Flächenkulisse für Standorte von PV-Freiflächenanlagen deutlich erweitert werden.

In ihrer aktuellen Form ist die Beschränkung der landwirtschaftlichen Flächen zur Erschließung für große PV-Freiflächenanlagen auf benachteiligte Gebiete nicht sachgerecht, um die oben genannten Ziele zu erreichen. Die seit 2017 im EEG enthaltene Länderöffnungsklausel ermöglicht den Ländern grundsätzlich auch landwirtschaftliche Flächen in benachteiligten Gebieten nutzbar zu machen. In den Ländern, die von der Klausel nicht Gebrauch machen, ist ein durch das EEG geförderter Betrieb von PV-Freiflächenanlagen nur auf Randstreifen an Verkehrswegen oder Konversionsflächen möglich.

Die gegenwärtige Opt-in-Regelung für die Länder sollte daher aus Sicht der Erneuerbaren-Energien-Branche zumindest in eine Opt-out-Regel umgewandelt werden (Möglichkeit für Bundesländer eine generelle Öffnung der PV-Standortkulisse für benachteiligte Gebiete mittels Landesverordnung zu limitieren).

Zudem ist es nach unserer Auffassung energie- und agrarpolitisch geboten, LandwirtInnen in Zukunft freizustellen, welche ihrer Flächen sie für die Erzeugung von Agrargütern oder die Erzeugung von Solarstrom nutzen wollen, sofern diese in den vergangenen drei Jahren nicht verpachtet wurden.

Auch sollten weitere Potenziale bei den für Ausschreibungen zur Verfügung stehenden Randstreifen an Verkehrswegen und Konversionsflächen erschlossen werden. Aus diesem Grund fordern wir darüber hinaus:

- **Ausweitung der stehenden Randstreifen an Verkehrswegen von derzeit 110 Meter auf 220 Meter**
- **Anhebung der Obergrenze in Ausschreibungen für PV- Anlagen auf Konversionsflächen von 10 MW auf 20 MW**

Zum Erreichen der Ausbaupfade ist es zudem notwendig den atmenden Deckel anzupassen. Derzeit reduziert sich der anzulegende Wert für PV-Neuanlagen durch den in § 49 Absatz 1 bis 4 EEG 2017 verankerten Degressionsmechanismus monatlich um 1,4 Prozentpunkte. Damit verschlechtert sich die Rentabilität für neue Projekte deutlich und wird trotz der erfolgten Beseitigung des 52-GW-Deckels vermutlich in wenigen Monaten zu einem Einbruch der PV-Nachfrage führen. Dies konterkariert die Zielsetzung des Klimaschutzprogramms 2030, die Photovoltaik in den nächsten Jahren deutlich stärker auszubauen.

Aus diesem Grund fordern wir die in § 49 EEG 2017 verankerte Degression der Einspeisevergütung („atmender Deckel“) derart nachzjustieren, dass diese an die heraufzusetzenden PV-Ausbauziele angepasst wird sowie schneller und stärker im Falle einer Unterförderung gegensteuert, als dies gegenwärtig der Fall ist.

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) hat dazu detaillierte Vorschläge entwickelt.

2.2.2 Prosuming erleichtern – Quartierskonzepte ermöglichen

Die Regelung nach § 61 EEG 2017, welche den PV-Eigenverbrauch belastet, stellt eine große Marktbarriere für die Photovoltaik dar. Sie verhindert eine aktive Teilnahme an der Energiewende verschiedener Akteure und hat erhebliche negative Auswirkungen. So führt die Regelung

beispielsweise dazu, dass Unternehmen Planungen zur Nutzung von eigenen Gewerbedächern zur Versorgung mit Solarstrom aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht umsetzen. In der Folge wird auch der Einsatz von Elektrofahrzeugen in eigenen Fahrzeugflotten für das Gewerbe erschwert. Die Selbstversorgung und Belieferung mit Solarstrom darf nicht länger durch die Belastung mit der EEG-Umlage und durch zahlreiche administrative Hürden ausgebremst werden.

Die EEG-Umlage für Eigenverbrauch muss daher zwingend abgeschafft werden, damit die Photovoltaik ihren Beitrag zur Energiewende und Sektorenkopplung leisten kann. Vor diesem Hintergrund bedarf es ebenso der Abschaffung der EEG-Umlage für Eigenverbrauch im Bereich solarer Mieterstrommodelle.

Eine ergänzende Herleitung und weitere Kernforderungen zur Photovoltaik und zu Batteriespeichern finden sich im Positionspapier des Bundesverband Solarwirtschaft (BSW).

2.3 Biomasse

Der Beitrag der Stromerzeugung aus Biomasse zum Klimaschutz sowie zur Erreichung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien in allen Sektoren muss bewahrt und stabilisiert werden. Dies wurde bereits im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung beschlossen. Bioenergieanlagen werden künftig als Systemdienstleister im Stromsektor fungieren, die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonne flankierend unterstützen und so zur Versorgungssicherheit beitragen. Die Rahmenbedingungen im EEG müssen so ausgestaltet sein, dass bestehende und neue Anlagen hinsichtlich dieser Anforderungen optimiert werden können.

Aus diesem Grund ist es unerlässlich die Ausschreibungsvolumina für die Jahre 2023 bis 2030 im EEG weiter zu entwickeln und so einen „Stabilisierungspfad“ zu schaffen⁷, der die Nutzung der Biomasse im Stromsektor sicherstellt.

Nur so können die Ziele des Klimaschutzplans realisiert und die Stromerzeugung aus Biomasse für die Folgejahre sichergestellt werden.

2.3.1 Ausschreibungsverfahren weiterentwickeln und Fristen anpassen

Die weiterhin geringe Beteiligung an den Ausschreibungsverfahren der BNetzA für Biomasseanlagen zeigt die dringende Notwendigkeit der Weiterentwicklung. Aktuelle Gebotshöchstwerte liegen laut wissenschaftlichen Berechnungen für die allermeisten Biogasanlagenkonzepte deutlich unter den Stromgestehungskosten.

Daher sollten grundsätzlich die Gebotshöchstwerte auf ein notwendiges Niveau angehoben werden. Ebenso muss die Degression im Rahmen einer EEG-Novelle bis auf weiteres ausgesetzt werden. Für Bestandsanlagen sollte der Gebotshöchstwert um 3 ct/kWh erhöht werden.

Darüber hinaus verhindert die vorgegebene Realisierungsfrist von 24 Monaten für Biomasseanlagen die Teilnahme von Holzkraftwerken und kommunalen Abfallanlagen, da diese nicht einzuhalten ist.

Wir fordern daher eine Verlängerung der Realisierungsfristen für Neubauprojekte auf 36 Monate.

Aktuell darf eine Bestandsanlage frühestens 12 Monate nach dem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln (§39f Absatz 2). Es gibt jedoch keinen sachlichen Grund den Wechsel von bezuschlagten Anlagen hinauszuzögern. Vielmehr birgt diese Wartefrist das Risiko, dass beispielsweise Anlagen, deren Vergütungszeitraum Ende 2020 ausläuft, die jedoch im Jahr 2019 keinen Zuschlag erhalten können, mindestens vier Monate ohne EEG-Vergütung auskommen müssen. In den allermeisten Fällen wird diese Situation voraussichtlich zu Stilllegungen führen.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche fordert daher die Wartefrist für den Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (§39f Absatz 2) abzuschaffen.

⁷ Vgl. Hauptstadtbüro Bioenergie (2020): Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG, online verfügbar unter <https://bit.ly/3dCV3Yu>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

2.3.2 Systemdienliche Flexibilitäten nutzen

Die Umrüstung von Biogas-Bestandsanlagen auf eine flexible Fahrweise trägt dazu bei, auch in wind- und sonnenschwachen Zeiten flexibel und sicher die notwendige Leistung für die Strom- und Wärmeversorgung zu gewährleisten. So können gleichzeitig Kosten für fossile Kraftwerke reduziert werden. Die vorhandene Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017 ist jedoch gedeckelt und kann ab Mitte 2021 von keinen weiteren Anlagen in Anspruch genommen werden. Dadurch wird verhindert, dass Biogas-Anlagen im Nachgang auf eine flexible Fahrweise umgerüstet werden.

Um die Rolle als Partnertechnologie von Wind und Photovoltaik auszubauen, ist eine Streichung oder zumindest starke Erhöhung der Deckelung der Flexibilitätsprämie zwingend geboten.

2.3.3 Weiterentwicklung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung

Die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen stellt einen effizienten Weg dar, die Methanemissionen zu vermeiden, die bei einer offenen Lagerung von Gülle anfallen. Das Klimaschutzprogramm sieht deshalb zurecht einen Ausbau der Güllevergärung zur Erreichung der Klimaschutzziele im Landwirtschaftssektor vor. Dazu ist eine Stärkung der im EEG vorhandenen Sondervergütungsklasse notwendig.

Insbesondere muss die Begrenzung der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht und die Begrenzung der installierten Leistung gestrichen werden.

Weiterhin sollten Bestandsanlagen, deren Vergütungszeitraum ausläuft, durch einen Wechsel in die Sondervergütungsklasse einen zweiten Vergütungszeitraum erhalten können. Genauso wie andere flexible Anlagen müssen auch Biogasanlagen in der Sondervergütungsklasse Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag erhalten.

2.4 Windenergie auf See

Auf Grund der langen Projektzyklen von Offshore-Windparks kommt der Windkraft auf See hinsichtlich der notwendigen Planungssicherheit eine besondere Rolle zu. Vor dem Hintergrund des geringen Zubaus begrüßen wir, dass durch die Verankerung der Ausbauziele von 20 GW Offshore-Windenergie bis 2030 und 40 GW bis 2040 nun langfristige Planungssicherheit geschaffen wird.

Vor dem Hintergrund dieser langen Vorlaufzeiten sollte jedoch eine langfristige Ausbauplanung bis 2050 und eine Erhöhung des Ziels auf 57 GW vorgesehen werden. Als Sofortmaßnahme ist die Vergabe von freien Netzkapazitäten bis zu 2 GW notwendig, um Folgen einer sich aktuell einstellenden Ausbaulücke abzufedern.

2.5 Wasserkraft

Wasserkraft ist eine verlässliche, speicherbare und heimische Energiequelle, deren naturverträgliches Ausbaupotenzial in Deutschland aktuell jedoch nicht gehoben wurde. Da diese Anlagen sehr lange in Betrieb sind, ist eine Unterstützung für den Zubau über das EEG notwendig. Der aktuelle EEG-Erfahrungsbericht zur Wasserkraft⁸ stellt fest, dass „für sehr kleine Anlagen (<100-200 kW) [...] die EEG-Förderung bei Weitem nicht auskömmlich [ist]“. Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die Stromgestehungskosten für die Anlagenklasse <100 kW zwischen 13,7 und 22,5 ct/kWh liegt. Der aktuelle Vergütungssatz im Jahr 2020 liegt demgegenüber bei 12,01 ct/kWh. Vor diesem Hintergrund sollte die Vergütungshöhe an den Stromgestehungskosten angepasst und eine neue Leistungsklasse für kleine Anlagen eingeführt werden.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche fordert daher eine Anpassung des § 40 EEG 2017 hinsichtlich der Einführung einer neuen Vergütungsklasse <100 kW mit anzulegendem Wert von 19,5 ct/kWh. Die Degression bei der technisch weitgehend ausgereiften Technologie Wasserkraft muss in einem Umfeld mit laufend steigenden Preisen gestrichen werden.

2.6 Geothermie

Die Tiefengeothermie bietet eine hervorragende Möglichkeit Strom- und Wärmeproduktion zu koppeln. Eine kalendergesteuerte Degression macht die Planung neuer Projekte für Investoren jedoch weniger attraktiv. Die aktuell enthaltende 5-prozentige Degression ab 2021 entzöge der Tiefengeothermie die verlässliche Entwicklungsgrundlage als Stütze der Energiewende.

Daher ist ein Aussetzen der Degression in §45 EEG 2017 im Rahmen der anstehenden Novelle dringend geboten.

⁸ vgl. Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH (2019): EEG-Erfahrungsbericht Wasserkraft, online verfügbar unter <https://bit.ly/30bu7ve>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

3. Technologieübergreifende Hürden beseitigen

Neben den genannten Maßnahmen müssen allgemeine Hemmnisse für den Ausbau der Erneuerbaren Energien beseitigt werden.

Darunter fallen unter anderem Regelungen zur Eigenversorgung aus erneuerbaren Energiequellen. Der Hochlauf der Elektromobilität, eine flächendeckende Umsetzung der Sektorenkopplung und effektive Nutzung aller Dachflächenpotenziale ist nur in Verbindung mit einem dezentralem Eigenverbrauch möglich. Durch eine intelligente Ausgestaltung des Eigenverbrauchs können Lastspitzen und Netzengpässe vermieden sowie Netzausbaukosten verringert werden.

Allerdings führen die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und die fehlende Planungssicherheit zu Investitionshemmnissen bei Privatpersonen und Unternehmen, welche selbsterzeugten erneuerbaren Strom nutzen wollen. Diese resultieren im Wesentlichen aus den Definitionen und Regelungen zur Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2017 sowie der bereits adressierten Regelung in § 61 EEG 2017.

So ist es nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 nur dann möglich vor Ort-Verbrauch von lokal erzeugtem Strom als solchen zu werten, wenn Anlagenbetreiber und Stromnutzer dieselbe Rechtsperson sind. Darin liegt beispielsweise eine wesentliche Hürde für die Versorgung von Wohn- und Gewerbequartierskonzepten mit lokal erzeugtem Solar,- Wind oder Wasserkraftstrom. Anlagenbetreiber, die den erzeugten Strom mit benachbarten Nutzern teilen möchten, aber auch Wohnungseigentumsgemeinschaften droht nach aktueller Rechtslage die Einordnung als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Damit einher gehen bürokratische Anforderungen und Verpflichtungen, die für Betreiber von Prosumer-Anlagen unverhältnismäßig sind und zur Folge haben, dass solche Modelle der Eigenversorgung nicht angewandt werden können.

Wir fordern daher die Eigenversorgung von der Eigentümerstruktur („Personenidentität“) zu entkoppeln.

Die Artikel 21 und 22 der EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zeigen Wege auf, wie eine Eigenversorgung zielführend und EU-rechtskonform ausgestaltet werden kann. Daher sollten die Vorgaben der Richtlinie in deutsches Recht umgesetzt werden.

Auch der Rechtsbegriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ in § 3 Nr. 19 EEG 2017 als Voraussetzung für Eigenverbrauch ist zu unbestimmt. Diese Legaldefinition führt in der Praxis häufig zu offenen Rechtsfragen und schränkt bei enger Auslegung den Eigenverbrauch genauso wie beispielsweise PtG-Projekte unter Inanspruchnahme der damit verbundenen Begünstigungen unnötig ein.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche regt daher eine großräumige Neudefinition des Begriffs der räumlichen Nähe bzw. des räumlichen Zusammenhangs an, welche sich beispielsweise an der tatsächlichen Netzinfrastruktur orientiert.

Nach § 51 Abs. 1 EEG 2017 ist geregelt, dass sich der anzulegende Wert für Anlagen im Marktprämienmodell auf null reduziert, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel der Strombörse im Verlauf von sechs Stunden oder mehr negativ ist (negative Preise). In so einem Fall, erhalten die Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktprämie mehr. Seitdem diese Regelung eingeführt wurde, haben die Zeiten, in denen der Preis am Strommarkt für mehr als sechs Stunden unter 0ct/kWh liegt, erheblich zugenommen und damit auch die Zeiträume, in denen Anlagenbetreiber keine Vergütung erhalten.

Direktvermarkter können negative Preise zwar prognostizieren, wie lange eine solche Phase jedoch anhält, ist vom Verhalten der Marktteilnehmer abhängig und lässt sich daher weniger gut vorhersagen. § 51 zeigt nicht die gewünschte Wirkung und die Zeitfenster mit negativen Strompreisen nehmen zu, weil es für Direktvermarkter keinen Anreiz gibt, den Strompreis über 0 €/MWh anzuheben. Kommt das §51-Zeitfensters nicht zustande, ist der Direktvermarkter zu einer vollständigen Entschädigung gegenüber dem Anlagenbetreiber verpflichtet. Aufgrund der bisherigen Entwicklung und dem fehlenden Interesse der Direktvermarkter, negative Preise zu verhindern, ist davon auszugehen, dass die Zeitfenster mit negativen Strompreisen weiter zunehmen werden.

Aus diesem Grund fordert die Erneuerbaren-Energien-Branche die vollständige Streichung des § 51 im EEG.

4. Weiterbetrieb von EE-Anlagen ermöglichen

4.1 Windenergie

Bei der Windenergie an Land fällt in Deutschland zunächst eine Gesamtleistung von rund 3.800 MW aus der Förderung. Bis Ende 2025 folgen durchschnittlich jährlich ca. 2.400 MW, also insgesamt rund 16.000 MW Leistung⁹. Damit verlässt ein Viertel der bundesweit installierten Leistung zwischen 2021 und 2025 das Förderregime. Dem gegenüber stehen aktuell Ausschreibungsmengen von 2.800 MW bzw. 2.900 MW pro Jahr. Folglich würde es im Falle eines unmittelbaren Rückbaus der betroffenen Altanlagen zu einem Netto-Rückbau der Windenergie in Deutschland kommen. Ende 2019 war noch davon auszugehen, dass sich ein Weiterbetrieb dieser Windenergieanlagen am Markt wirtschaftlich organisieren lässt. Für einige "post-EEG-Anlagen" dürfte sich die Situation aufgrund der mit der Corona-Krise eingebrochenen Strompreise und Marktwerte jedoch erheblich verschärft haben und so ein Weiterbetrieb kaum möglich sein. Die Fachagentur Wind an Land hat für die als erstes betroffenen Windenergie-Anlagen durchschnittliche Betriebskosten von 3,63 bis 4,6 Cent/kWh ermittelt¹⁰. Auch wenn sich die Terminpreise mit Stand Juli gegenüber dem Höhepunkt der Corona-Krise erholt haben, verharren diese auf niedrigem Niveau. Bedeutende Erzeugungskapazitäten erneuerbaren Stroms mit niedrigen CO₂-Vermeidungskosten drohen verloren zu gehen. Ein großer Teil der betroffenen Windenergieanlagen steht dabei auch noch auf Flächen, bei denen ein einfaches Repowering nicht möglich ist. Um zu verhindern, dass durch die Corona-Folgen auf dem Strommarkt viele Windenergieanlagen vom Markt gehen müssen, schlägt der BEE als kurzfristige Überbrückungsmaßnahme für diese Windenergieanlagen vor, einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen.

4.2 Photovoltaik

Ab dem 01. Januar 2021 haben rund 18.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 75 MW keinen Anspruch mehr auf eine Einspeisevergütung nach dem EEG (Ü20-Anlagen). In den ersten fünf Jahren erhöht sich diese Summe bis zum 01.01.2025 deutlich auf rund 128.000 Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1.100 MW¹¹. Für einen kostendeckenden und technisch umsetzbaren Weiterbetrieb dieser Solarstromanlagen müssen vor allem die Rahmenbedingungen der sonstigen Direktvermarktung für diese Kleinstanlagen angepasst und eine Auffanglösung für Betreiber geschaffen werden, die nicht in die Direktvermarktung wechseln können.

Der regulatorische Rahmen für den Weiterbetrieb von Ü20 PV-Systemen ist dabei so einfach, barrierearm und kostengünstig wie möglich zu gestalten. Die Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf PV-Eigenverbrauch im Rahmen der Umsetzung der europäischen EE-Richtlinie ist dabei besonders wichtig. Ein kostendeckender Betrieb sollte für Ü20-PV-Anlagen für mindestens zehn weitere Jahre gewährleistet werden. Eine Konkretisierung der Empfehlungen für die Photovoltaik findet sich im Positionspapier des Bundesverband Solarwirtschaft (BSW)

⁹ vgl. Deutsche Windguard (2017): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, online verfügbar unter <https://bit.ly/33X9Ds6>, zuletzt aufgerufen am 13.08.2020

¹⁰ vgl. Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, online verfügbar unter <https://bit.ly/33TQUNM>, zuletzt aufgerufen am 13.08.2020

¹¹ Eigene Erhebungen des Bundesverband Solarwirtschaft e.V., <https://bit.ly/3hkM4x1>

4.3 Bioenergie

Bioenergieanlagen müssen auch künftig als Systemdienstleister im Stromsektor fungieren, die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonne flankierend unterstützen und so zur Versorgungssicherheit beitragen. Die Bioenergie steht vor der Herausforderung, wie ein Weiterbetrieb nach Ablauf der EEG-Vergütung ab dem Jahr 2022 zukünftig erfolgen kann. Im Gegensatz zu den betroffenen Solar- und Windenergieanlagen müssen bei der Bioenergie auch nach Ablauf der EEG-Vergütung Grenzkosten für die Beschaffung von Brennstoffen und Vergärungsmaterial gedeckt sowie Betrachtungen für einen wirtschaftlichen Betrieb berücksichtigt werden. Es gilt sicherzustellen, dass diese weiterhin ihren Systembeitrag leisten können.

Mit der EEG-Reform 2016 wurde für Bioenergieanlagen die Möglichkeit geschaffen, durch die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nicht nur eine Vergütung für Neuanlagen zu erhalten, sondern nach Ablauf ihres EEG-Vergütungszeitraums weiterbetrieben zu werden. In seiner konkreten Umsetzung weist das Ausschreibungsdesign jedoch noch Defizite auf, die einer Stabilisierung und einem moderaten Ausbau der Bioenergie entgegenstehen. Alle bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden haben gezeigt, dass die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens für die Bioenergie überarbeitet werden muss. Um einen Rückbau des Bioenergieanlagenbestands zu verhindern, sind nicht nur die Rahmenbedingungen im Ausschreibungsverfahren von Bedeutung, sondern die Höhe des Ausschreibungsvolumens insgesamt. Die Ausschreibungsvolumina für Biomasse sind jedoch nur bis inkl. 2022 festgelegt und entsprechen einer Gesamtmenge von 1.050 MW installierter Leistung für die Jahre 2017 bis 2022. Selbst wenn die im EEG 2017 festgelegten Volumina vollständig ausgeschöpft würden, käme es in den nächsten Jahren zu einem massiven Rückgang¹².

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass in den kommenden Jahren eine große Anzahl dringend benötigter Erneuerbaren-Anlagen ihren EEG-Vergütungsanspruch verlieren. Ohne Anschlusslösungen zum Weiterbetrieb dieser Anlagen wird der Zuwachs der Erneuerbaren-Energien-Leistung jedoch massiv an Dynamik verlieren und es drohen vielzählige Stilllegungen. Ein Rückgang der installierten Kapazität muss sowohl mit Blick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands als auch hinsichtlich der Klimaschutzziele der Bundesregierung vermieden werden.

¹² DBFZ (2018): Stellungnahme zum EEG 2017, online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Stellungnahme_DBFZ_EEG_2017.pdf, zuletzt aufgerufen am 19.08.2020

5. Stromkosten senken, Beihilfefreiheit erhalten

Die Beihilfefreiheit des EEG ist ein hohes Gut. Bundesregierung und Bundestag müssen sich die Handlungshoheit über die Ausgestaltung des Rechtsrahmens für Erneuerbare Energien weiterhin erhalten.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche fordert daher im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle keine Maßnahmen zu treffen, die das EEG als Gesamtes bei der EU zur Beihilfe und damit notifizierungspflichtig macht.

In den vergangenen Jahren ist die EEG-Umlage durch Neuanlagen nur minimal zwischen 0,2 und 0,3 ct/kWh gewachsen. Der Anstieg durch den Zubau neuer Anlagen wird im Jahr 2021 mit rund 0,1 ct/kWh noch geringer ausfallen. Gleichzeitig fallen im nächsten Jahr Bestandsanlagen aus der Förderung heraus, die ungefähr 0,2 ct an der Umlage ausmachen, sodass der Nettoeffekt für die Umlage (Neubau-Rückbau) minus 0,1 ct/kWh betragen wird. Bei den reinen Förderkosten, d.h. ohne weitere Einflüsse der anderen Umlagefaktoren, wird es damit sogar einen Rückgang der Umlage geben. Dies ist die Erfolgsrendite des EEG, die aufgrund aktueller Verwerfungen an den Strommärkten jedoch nur unzureichend sichtbar wird¹³.

Die EEG-Umlage wäre im kommenden Jahr aufgrund der aktuellen Berechnungsgrundlage sowie des aktuell niedrigen Börsenstrompreises als Folge der COVID-19-Pandemie wahrscheinlich deutlich gestiegen. Diesen Effekten sollte deshalb durch eine Senkung der Strompreise begegnet werden. Die von der Großen Koalition im Rahmen des Corona-Konjunkturpakets beschlossene Deckelung der EEG-Umlage ist eine wichtige Entscheidung für die Bezahlbarkeit der Stromkosten und für die Energiewende.

Zudem ist es grundsätzlich zu begrüßen, dass künftig Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandel zur Senkung der Stromkosten verwendet werden sollen. Die beschlossene Änderung der Erneuerbaren-Energien-Verordnung, die Direktzahlungen an die Übertragungsnetzbetreiber vorsieht, um die EEG-Umlage mit Steuerzuschüssen zu senken, untergräbt jedoch das Ziel, eigene Kompetenzen und Handlungsmöglichkeiten zu erhalten.

Es gilt neben einer großen EEG-Novelle Möglichkeiten zu nutzen, welche die Beihilfefreiheit des EEG erhalten.

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.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche 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.

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

¹³ vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2020): BEE-Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2021, online verfügbar unter <https://bit.ly/2U8exN5>, zuletzt aufgerufen am 05.06.2020

Anwendungen konkurrieren mit Energiepreisen aus anderen Energiesektoren, welche einer grundsätzlich geringeren Besteuerung unterliegen.

Die Erneuerbaren-Energien-Branche fordert daher, die Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau zu senken. Dies entspricht einer Entlastung der EEG-Umlage von ca. 2 ct/kWh.

Neben einer Reform des EEG sollten die Rahmenbedingungen 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.

Weitere Vorschläge für eine Novellierung des EEG unter:

[Bundesverband Windenergie e.V. \(BWE\)](#)

[Bundesverband Solarwirtschaft e.V. \(BSW\)](#)

[Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. \(BDW\)](#)

[Bundesverband Geothermie e.V.](#)

[Hauptstadtbüro Bioenergie](#)

Kontakt:

Wolfram Axthelm

Geschäftsführer

wolfram.axthelm@bee-ev.de

Lars Oppermann

Referent für Politik und Europa

lars.oppermann@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.

