

April 2020
Positionspapier

VORSCHLÄGE ZUR EEG-NOVELLE 2020

Landesverband
Erneuerbare Energien
NRW e.V.

Marienstraße 14
40212 Düsseldorf

T 0211/93676060
F 0211/93676061

info@lee-nrw.de
www.lee-nrw.de

Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss in Anbetracht der aktuellen klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung angepasst werden. Die im EEG 2017 verankerten Ausbaupfade sind nicht ausreichend, um die Herausforderungen der Energiewende und des Klimaschutzes zu bewältigen. Daher ist es dringend notwendig, entsprechende Korrekturen vorzunehmen und die Ausbaupfade nach oben anzupassen.

Der Energie- und Wirtschaftsstandort Nordrhein-Westfalen ist vom sukzessiven Ausstieg aus der traditionellen Kohleverstromung und dem damit einhergehenden Strukturwandel in besonderem Maße betroffen. Um mit der Energiewende neue Wertschöpfungsperspektiven zu eröffnen, benötigt es im EEG Regelungen, die den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien stärken und die Vielfalt der Akteure bewahren. Gerade die Stärkung der Akteursvielfalt bietet den von Umstrukturierungen besonders betroffenen Braunkohlerevieren die Chance im Wettbewerb neue Innovationen hervorzubringen und dadurch neue Jobperspektiven zu eröffnen. Ein starker und schneller Ausbau der Windenergie und Photovoltaik muss das Ziel sein. Gleichzeitig gilt es Planungssicherheit für die regenerativen Energieträger Biomasse, Wasserkraft und Geothermie herzustellen, die um die zwei Lastenträger Wind- und Solarenergie in einem zukünftigen Energiesystem als notwendige Ergänzungen in einem breiten regenerativen Energiemix wirken werden. Vor dem Hintergrund der besonderen Implikationen einer EEG-Novelle für das Energieland NRW fordern wir daher die Berücksichtigung der nachfolgenden Punkte.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	1
1. Allgemeines	3
1.1. Zielformulierungen anpassen	3
1.2. Ausbauleistung erhöhen	3
1.3. Korrekturen bei den Regelungen zur Eigenversorgung vornehmen	4
1.4. 6-Stunden-Regel bei negativen Strompreisen streichen	5
1.5. Bürokratie abbauen	6
2. Windenergie an Land	6
2.1. Bundesrechtliche Verpflichtung zur Flächenbereitstellung	6
2.2. Repowering auf Bestandsflächen erleichtern	7
2.3. Stärkere kommunale und regionale Wertschöpfung für akzeptanzfördernden Windenergieausbau	8
2.4. Überarbeitung der Fördersystematik von Bürgerenergiegesellschaften	8
2.5. Verlängerung des „Moratoriums“ der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften	9
2.6. Angleich von Förderdauer an verlängerte Realisierungsfrist	10
2.7. Konkretisierung des Begriffs der „geänderten Genehmigung“	10
3. Solarenergie	10
3.1. Solar-Deckel abschaffen	10
3.2. Degression stoppen	11
3.3. Anschlussregelung für Post-EEG-Anlagen schaffen	11
3.4. Net Metering für PV-Anlagen in regionalen Feldversuchen ermöglichen	12
3.5. EEG-Umlage für PV-Eigenverbrauch und solare Mieterstrommodelle abschaffen	12
4. Wasserkraft	13
4.1. Neue Anlagenklasse <100 kW einführen und Vergütung an Stromgestehungskosten anpassen	13
4.2. Erforderliche Erhöhung des Leistungsvermögens für Anlagen >5 MW absenken	14
4.3. Degression streichen	14
5. Bioenergie	15
5.1. Ausschreibevolumina ab 2023 verlängern	15
5.2. Ausschreibeverfahren weiterentwickeln	15
5.3. Sondervergütungsklasse für Wirtschaftsdüngervergärung entwickeln	16
5.4. Deckelung der Flexibilitätsprämie abschaffen	16
6. Geothermie	17
6.1. Gesetzliche Verankerung beibehalten	17
6.2. Degression streichen oder anpassen	17
6.3. Kraftwerkseigenverbrauch von der EEG-Umlage befreien	17
6.4. Befreiung von Steuern und Abgaben auf den Strombedarf von Wärmepumpen	17

1. Allgemeines

1.1. Zielformulierungen anpassen

Die Bundesregierung hat sich klimapolitisch darauf verständigt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen. Der LEE NRW fordert daher, diese Zielvorgabe als verlässliches Zeit-Mengen-Gerüst in einer Novellierung des EEG aufzugreifen und weiterzuentwickeln. Wir schlagen somit folgende Änderung des § 1 Abs. 2 EEG 2017 vor:

- § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 wird wie folgt gefasst: 65 Prozent bis zum Jahr 2030
- Das Ziel für 2050 sollte demnach zudem nach oben hin korrigiert werden. Für § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 schlagen wir daher vor: 100 Prozent bis spätestens zum Jahr 2050.

Dabei gilt es in der Gesetzesbegründung festzuhalten, dass sich die 65 Prozent Erneuerbare Energien auf einen prognostizierten Bruttostromverbrauch von rund 740 Terrawattstunden (TWh) entsprechend den Berechnungen des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) beziehen und nicht auf rund 580 TWh, wie im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung, da diese von einem sinkenden Strombedarf ausgeht und dies nicht den Erwartungen der meisten Akteure und Studien entspricht. 740-750 TWh für 2030 finden sich sowohl im BEE-Szenario 2030 als auch in der dena-Leitstudie 2018 (Szenario TM80), der EWI-Analyse (65 Prozent im Jahr 2030) und einer BMVI Studie. Dieser Wert geht von rund 7 Mio. Wärmepumpen, 12 Mio. E-Fahrzeugen und einer Elektrolyse-Leistung von 12,5 GW im Jahr 2030 aus, was angesichts der durchaus disruptiven Entwicklung in den jeweiligen Bereichen als sehr viel wahrscheinlicher eingeschätzt werden kann als von einem sinkenden Strombedarf auszugehen.¹

1.2. Ausbauleistung erhöhen

Die bislang in § 4 EEG 2017 verankerten Ausbaupfade ab dem Jahr 2020 sind nicht ausreichend, um die Herausforderungen der Energiewende und die oben genannten Ziele des Klimaschutzes zu bewältigen. Insbesondere in Anbetracht der hohen Anzahl von Bestandsanlagen, die zum 31.12.2020 sukzessive aus der EEG-Förderung fallen und durch die Steigerung des Bruttostromverbrauchs durch eine zunehmende Kopplung von den Sektoren Mobilität und Wärme/Kälte droht eine Versorgungslücke, wenn die Ausbauleistung nicht an die vorherrschenden Bedingungen angepasst wird. Aus Sicht des

¹ Vgl.: Das „BEE-Szenario 2030“ Berlin, Mai 2019 (Aktualisierung März 2020): https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf

LEE NRW sind daher entsprechende Korrekturen vorzunehmen und die Ausbaupfade nach oben anzupassen:

- Für Windenergieanlagen an Land fordern wir unter § 4 Nr. 1 eine Erhöhung der installierten Leistung auf jährlich mindestens 4.300 Megawatt (MW) ab dem Jahr 2021.
- Für Solaranlagen fordern wir unter § 4 Nr. 3 eine Anpassung der Ausbauleistung auf mindestens 5.000 MW pro Jahr.
- Für Biomasseanlagen fordern wir unter § 4 Nr. 4 einen Ausbaupfad, welcher bis zum Jahr 2030 eine installierte Brutto-Leistung von mindestens 8,4 GW (in Anlehnung an das Klimaschutzprogramm) garantiert.

1.3. Korrekturen bei den Regelungen zur Eigenversorgung vornehmen

Das Interesse von Unternehmen und Privatpersonen, den produzierten Erneuerbare-Energien-Strom selbst zu verbrauchen, nimmt stetig zu. Allerdings führen schwierige gesetzliche Rahmenbedingungen und fehlende Planungssicherheit zu Investitionshemmnissen. Daher sollten die aktuell geltenden Definitionen und Regelungen zur Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2017 sowie § 61 EEG 2017 dringend angepasst werden. Artikel 21 und 22 der EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (kurz: RL-EU EE) zeigen Wege auf, wie die Eigenversorgung zielführend und EU-rechtskonform gestaltet werden kann. Daher sollten die Vorgaben der Richtlinie ins deutsche Recht umgesetzt werden.

Eigenversorgung nur für Erneuerbare Energien

Wie in Art. 21, 22 der RL-EU EE vorgesehen, sollte die Eigenversorgung auf Erneuerbare Energien beschränkt werden. Das bedeutet, dass konventionelle Eigenversorger zukünftig die volle EEG-Umlage zahlen müssten. Die Befreiung von der EEG-Umlagepflicht für konventionelle Eigenversorger ist bereits seit dem EEG 2014 eine von der EU genehmigte Beihilfe, die im Interesse der anderen Letztverbraucher nicht fortgeführt werden sollte.

Eigenversorgung von Personenidentität lösen

Die Eigenversorgung setzt seit jeher Personenidentität voraus. Art. 21, 22 der RL-EU EE stellen dagegen auf einen Verbrauch an Ort und Stelle ab oder fordern einen Zusammenhang mit „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“. Diese Möglichkeit der Öffnung sollte aufgegriffen werden, um vermehrt PV-Projekte und „Mieterstrommodelle“ zu ermöglichen.

Unmittelbaren räumlichen Zusammenhang bei Eigenversorgung streichen

Die Legaldefinition der Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2017 setzt einen „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ zwischen Stromerzeugung und -verbrauch voraus. Bei der Auslegung dieses Tatbestandsmerkmals kann nicht auf eine in Metern/Kilometern ausgedrückte Distanz zurückgegriffen werden, sondern lediglich auf Indizien/Kriterien wie Belegenheit auf identischem Grundstück, keine trennenden Elemente wie Straßen, Wasserwege etc. Es bleibt jedoch eine gewisse Rechtsunsicherheit, die durch Streichung des Tatbestandsmerkmals des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ entfielen. Dass die Eigenversorgung nicht über „ausufernde“ Distanzen praktiziert wird, ist dadurch sichergestellt, dass § 3 Nr. 19 EEG 2017 ergänzend für die Eigenversorgung verlangt, dass der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Schon dieses Erfordernis der Direktleitung wird die räumliche Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch aus praktischen Gründen und Kostengründen begrenzen.

Unmittelbare räumliche Nähe bei Direktbelieferung ohne Netz streichen

Ein ähnliches Problem stellt sich, wenn innerhalb eines Netzanschlusses einer EEG-Anlage, gleichgültig ob Kundenanlage, Direktleitung oder geschlossenes Verteilnetz, Dritte mit Strom beliefert werden. Das ist nach dem EEG nur zulässig, wenn die Dritten den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen (§ 21b Abs. 4 Nr. 2 lit. a) EEG 2017). Was das bedeutet, ist bestenfalls unklar, im Zweifel aber sehr eng auszulegen. Diese Regelung muss ersatzlos gestrichen werden.

Verbot der Eigenversorgung streichen

Des Weiteren ist die wenig praxistaugliche Vorschrift des § 27a EEG 2017, wonach die Förderung durch die Marktprämie entfällt, wenn Strom aus der Anlage teilweise zur Eigenversorgung genutzt wird, ersatzlos zu streichen.

1.4. 6-Stunden-Regel bei negativen Strompreisen streichen

§ 51 Abs. 1 EEG 2017 bestimmt, dass die Förderung insbesondere größerer EEG-geförderter Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Marktprämienmodell ausgesetzt wird, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel der Strombörse im Verlauf von sechs Stunden oder mehr negativ ist (negative Strompreise). Tritt dieser Fall ein, erhalten die Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktprämie mehr. Das Aussetzen der Förderung in Stunden mit negativen Preisen erschwert die Planbarkeit bzw. Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Anlagenbetreiber tragen zudem mit der 6-Stunden-Regel ein höheres Preisrisiko. Die

Tendenz der Zeiträume mit negativen Preisen ist steigend. Daher sollte diese „6-Stunden-Regel“ gestrichen werden.

1.5. Bürokratie abbauen

Neben den bereits genannten und noch folgenden Ergänzungs- und Änderungsvorschlägen des LEE NRW zum EEG, bietet die Novellierung des Gesetzes auch die Möglichkeit, unnötige Bürokratie abzubauen. So gibt es im EEG und für Stromerzeugungsanlagen zahlreiche Vorgaben technischer Art, die überflüssige Bürokratie für Verwaltung und Betreiber darstellen. Diese sollten daher ersatzlos gestrichen werden. Zur Vermeidung von aufkommendem Bürokratismus sind eindeutige gesetzliche Regelungen erforderlich. Die sind zum Beispiel:

Stromverbrauch im Windpark

§ 61l EEG 2017 sollte um einen Absatz ergänzt werden, in dem eindeutig geregelt ist, dass der Stromverbrauch innerhalb eines Windparks oder innerhalb eines Netzanschlusses von der EEG-Umlage befreit ist.

Messung und Schätzung

In § 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 ist geregelt, dass eine Schätzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen nicht erforderlich ist, wenn eine solche Messung „technisch unmöglich oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist“. Die Regelung sollte umgekehrt werden. Eine Schätzung sollte immer dann zulässig sein, wenn die Kosten der Messung genauso teuer oder teurer sind als die zu erwartende Schätzungsungenauigkeit.

2. Windenergie an Land

2.1. Bundesrechtliche Verpflichtung zur Flächenbereitstellung

Das EEG muss einen deutschlandweit ausgewogenen Windenergieausbau garantieren. Ein einseitig konzentrierter Ausbau auf die windstarken norddeutschen Bundesländer ist insofern nicht zweckmäßig, da im Zuge der technischen Fortschritte von Windenergieanlagen die Standortqualität und die Stromgestehungskosten heute nicht mehr allein durch die Windverhältnisse bestimmt werden. Zudem

bietet ein bundesweiter Ausbau den Vorteil einer höheren Systemstabilität bei gleichzeitig reduziertem Netzausbau und eine konstantere Einspeisung.

Der LEE NRW fordert daher, dass alle Bundesländer bundesrechtlich auf eine 2 %-ige Nutzung ihrer Landesfläche für die Windenergie verpflichtet werden sollten, um die Lasten und den Nutzen des Ausbaus bundesweit zu verteilen. Die 2 %-ige Nutzung der Landesfläche für die Windenergie würde, im Zusammenspiel mit den anderen Energieträgern (PV, Windenergie Offshore, Bioenergie, Wasserkraft, Geothermie) sowie mit Speichern, weiteren Flexibilitäten und synthetischen Gasen genügen, um den Energiebedarf Deutschlands, auch bei einer steigenden Sektorenkopplung, zu decken.

2.2. Repowering auf Bestandsflächen erleichtern

Für die ersten Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2000 in Betrieb genommen wurden, läuft Ende 2020 die EEG-Förderung aus. Allein zum Beginn des Jahres 2021 werden schätzungsweise 4.000 Megawatt an derzeit installierter Windenergieleistung keine EEG-Vergütung mehr erhalten. Diese Altanlagen können aber bei den aus derzeitiger Sicht erzielbaren Vergütungen am Markt nur so lange betrieben werden, wie keine größeren Reparaturen anfallen. Aus diesem Grunde ist neben dem stagnierenden Zubau der Windenergie an Land auch das Repowering verstärkt in den Fokus zu nehmen. Moderne Anlagen haben neben einer deutlich höheren Volllaststundenzahl von mittlerweile über 3.000 den weiteren Vorteil, dass diese die höchsten Anforderungen der Netzstabilität und Systemdienlichkeit erfüllen. Ferner befinden sich Bestandsanlagen oftmals an günstigen und bereits akzeptierten Standorten, weswegen gerade dort vereinfachte Genehmigungsverfahren angebracht wären. Besonders in Bezug auf den Artenschutz – einem der zeitaufwändigsten und kritischsten Prüfungen überhaupt – sollte es geringerer Untersuchungstiefen bedürfen. So können Verfahren deutlich beschleunigt und der Energieertrag, bezogen auf die Flächengröße mit modernsten Anlagen, vervielfacht werden. Weiterhin sollte darauf gedrungen werden, dass die in manchen Gemeinden immer noch bestehenden Höhenbeschränkungen aufgehoben werden, um ein effizientes Repowering zu ermöglichen. Positiver Effekt der höheren Anlagen ist die konstantere Einspeisung und auch deutlich höhere Volllaststundenzahl der Anlagen.

Damit Altanlagen, die nicht repowert werden können, so lange wie möglich am Netz gehalten werden können, sollte zukünftig die Direktbelieferungsmöglichkeit an den Endkunden (Anwohner, Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft) aber auch die Abgabe in den Wärme- und Speichersektor barrierefrei ermöglicht werden.

2.3. Stärkere kommunale und regionale Wertschöpfung für akzeptanzfördernden Windenergieausbau

Die Akzeptanz für die Windenergie in der Bevölkerung ist ein maßgeblicher Baustein für den erfolgreichen Windenergieausbau und das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele. Nur wenn die Bevölkerung den Vorteil der Nutzung Erneuerbarer Energien direkt vor Ort spüren kann, wird die Energiewende partizipativ gelingen. Zentrale Themen der Branche sind daher seit Langem sowohl die direkte finanzielle Teilhabe an Windenergieprojekten als auch der individuelle praktische Nutzen durch die Windenergie und die Steigerung der regionalen Wertschöpfung.

Um dies weiterzuverfolgen und auszubauen sollten aus unserer Sicht folgende Hauptelemente umgesetzt werden:

- Betreiber von Windenergieanlagen zahlen eine jährliche Abgabe bezogen auf den Umsatz der Anlage in Höhe von ein bis zwei Prozent an örtliche Institutionen (z.B. bürgernahe Stiftungen), welche die finanziellen Mittel zweckgebunden innerhalb der Standortgemeinde zur Förderung lokaler Strukturen oder sozialer oder gemeinschaftlicher Projekte verwenden.
- Die Aufteilung des Gewerbesteueraufkommens sollte zukünftig zu 95 Prozent (statt bisher 70) an die Standortgemeinde und zu fünf Prozent an die Gemeinde erfolgen, in der die Betreibergesellschaft ihren Geschäftssitz hat. Zudem soll die Abschreibung von Windkraftanlagen auf 1 EUR Erinnerungswert statt 0 EUR verpflichtend werden, damit auch nach der Abschreibungsdauer der Großteil der Gewerbesteuer in der Standortkommune verbleibt.
- Anwohner im Nahbereich der Windenergieanlage sollten den direkten Vorteil der Windenergieanlage durch vergünstigte Stromtarife erfahren. Da der Strom insbesondere auch durch die Elektromobilität einen immer stärkeren Stellenwert erfährt, besteht hier eine sehr wirksame Möglichkeit die Akzeptanz vor Ort zu steigern. Das EEG bietet hier genügend Gestaltungsspielraum, um bspw. durch die Reduzierung der EEG-Umlage oder aber auch der Stromsteuer spürbare und darüber hinaus einfach umzusetzende Regelungen zu implementieren.

2.4. Überarbeitung der Fördersystematik von Bürgerenergiegesellschaften

Kleine Akteure, insbesondere akzeptanzstarke Bürgerenergieprojekte, sind in einem Ausschreibungsregime hinsichtlich Kosten- und Preisrisiken gegenüber größeren Unternehmen im Nachteil. An diesem Umstand hat sich auch mit der Modifizierung der Ausschreibungsbedingungen für lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften in §36g EEG 2017 wenig verändert. Die Regelungen für

Bürgerenergiegesellschaften sind nicht hinreichend geeignet, um die Beteiligung der Bürger vor Ort zu steigern und die politischen und wirtschaftlichen Risiken für die Bürgerenergie zu senken.

Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union vom 11. Dezember 2018 wurde mit der „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft“ ein neuer Rechtsrahmen definiert. Entsprechend der Richtlinie wird es Mitgliedsstaaten gestattet, für kleinere Bürgerenergie-Anlagen Ausnahmen von der Ausschreibungspflicht zu schaffen.² Diese von der EU eingeräumten Möglichkeiten hat der deutsche Gesetzgeber bislang ungenutzt gelassen. Aus Sicht des LEE NRW könnten jedoch genau hier wichtige Impulse für die Energiewende und die Menschen vor Ort geschaffen werden. Daher fordern wir eine grundsätzliche Befreiung von Windenergieprojekten mit einer Höchstgrenze von insgesamt 18 Megawatt installierter Leistung (De-Minimis-Regelung), wie sie bereits nach den EU-Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen gelten.

2.5. Verlängerung des „Moratoriums“ der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Sofern Punkt 2.4 vom Gesetzgeber nicht zeitnah umgesetzt werden kann, ist es zwingend notwendig die aktuellen Regelungen der besonderen Ausschreibungsbedingungen von Bürgerenergiegesellschaften vorzeitig anzupassen. Um die anfänglichen Fehlentwicklungen bei der Ausschreibung von Windenergieprojekten an Land zu beheben, wurden die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften des § 36g Abs. 1, 3 und 4 EEG 2017, die die Ausnahme von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht sowie die Verlängerung der Realisierungspflicht regeln, am 01.01.2018 ausgesetzt. Seit Aussetzen dieser Regelung wurde das Moratorium vom Gesetzgeber mehrmalig verlängert – die aktuelle Verlängerung gilt bis einschließlich den 01.06.2020 (vgl. § 104 Abs. 8 EEG 2017).

Aus Sicht des LEE NRW ist eine Verlängerung dieses Moratoriums dringend erforderlich um erneute Verwerfungen, wie in den Ausschreibungsrunden im Jahr 2017, zu vermeiden. Dieser Vorgang ist insofern zeitnah umzusetzen, da die Änderung spätestens sechs Wochen vor Gebotsbeginn von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bekannt gegeben werden muss und für eine Änderung zum Gebotstermin am 01.10.2020 die Änderung bis Mitte August in Kraft getreten sein müsste. Noch zielführender wäre eine dauerhafte Regelung, wie sie beispielsweise im ersten Referentenentwurf zum Kohleausstiegsgesetz mit der Änderung des § 36g Abs. 1 S.1 enthalten war.

² Vgl. Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, https://www.clearingstelle-eeq-kwkg.de/sites/default/files/Richtlinie%20EU%202018_2001.pdf.

2.6. Angleich von Förderdauer an verlängerte Realisierungsfrist

Das aktuelle EEG 2017 stellt mit § 85 Abs. 2 EEG eine spezifische Ermächtigungsnorm für die Bundesnetzagentur dar, sodass diese in einigen Bereichen des Gesetzes eigene Festlegungen treffen kann. § 36e Abs. 2 EEG 2017 sieht die Möglichkeit vor, die Realisierungsfrist für einen erlangten Zuschlag zu verlängern. Die Verlängerung der Realisierungsfrist, bspw. für Windenergieanlagen an Land, wie sie derzeit aufgrund der Corona-Krise gewährt wird, ist hierin nicht explizit angeführt. Daher regen wir eine entsprechende gesetzliche Ermächtigungsgrundlage für eine Verlängerung der Frist in Ausnahmesituationen an, damit sich die Anlagenbetreiber im sicheren Rechtsrahmen bewegen.

Darüber hinaus beginnt gem. § 36i EEG 2017 der 20-jährige Förderzeitraum spätestens 30 Monate nach der Bekanntgabe des Zuschlags auch dann, wenn die Inbetriebnahme der WEA aufgrund einer Fristverlängerung nach § 36e Abs. 2 erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt. Dadurch verkürzt sich jedoch die Dauer des Förderanspruchs um die in Anspruch genommene Fristverlängerung. Wir regen daher eine entsprechende Korrektur an, so dass ein Gleichlauf von Fristverlängerung und Förderdauer besteht.

2.7. Konkretisierung des Begriffs der „geänderten Genehmigung“

Gemäß § 36f Abs. 2 EEG 2017 ist auch nach Erteilung des Zuschlags noch eine Änderung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung möglich. Der Zuschlag bleibt in diesem Fall auf die „geänderte Genehmigung bezogen“. Da das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) für die Veränderungen einer Anlage jedoch ein gestuftes Regime vorsieht, sollte im EEG klargestellt werden, dass die Gewährung des Zuschlags auf alle Änderungstatbestände bezogen ist. Wir schlagen daher vor, dass der Zuschlag „auf eine mit Änderungsanzeige gem. § 15 BImSchG modifizierte Genehmigung sowie auf eine Änderungsgenehmigung gem. § 16 BImSchG bezogen bleibt“. Noch zielführender wäre es, auch eine Neugenehmigung als unschädlich mitaufzunehmen.

3. Solarenergie

3.1. Solar-Deckel abschaffen

§ 49 Abs. 5 EEG 2017 regelt, dass sich bei einer Überschreitung der Summe der installierten Solarleistung von 52 GW, die Vergütung für Solaranlagen im Segment bis 750 kWp auf null reduziert. Diese Grenze wird laut Brancheninformationen bis zum Sommer erreicht. Die aktuelle Unsicherheit

gefährdet bereits begonnene Planungen, sowie das Geschäftsmodell von zahlreichen, vor allem mittelständischen Solar-Installateuren und Projektentwicklern sowie die damit verbundenen Arbeitsplätze. Die Aufhebung des PV-Deckels wurde bereits von der Bundesregierung versprochen, vom Bundesrat beantragt und wird von den Landesregierungen seit Monaten verlangt. Die erhebliche Dringlichkeit macht die sofortige Abschaffung des Solar-Deckels erforderlich.

3.2. Degression stoppen

Der in § 49 EEG 2017 verankerte „atmende Deckel“ für PV-Anlagen führt zu einer starken Degression der Einspeisevergütung. Es ist absehbar, dass in der Folge auch bei ertragsstarken Dachanlagen die Einspeisevergütung unter die Stromgestehungskosten fallen wird, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb solcher PV-Anlagen bald nicht mehr möglich ist. Die Beibehaltung des „atmenden Deckels“ wird in den nächsten Jahren ein schleichendes Vergütungsende zur Folge haben, das den weiteren PV-Zubau stark gefährden wird, da andere Geschäftsmodelle durch die regulatorischen Vorgaben systematisch verhindert werden. Vor dem Hintergrund der Pariser Klimaschutzziele und dem Ausbauziel der Bundesregierung von 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030, ist die vor Jahren eingeführte zubauabhängige Degression der Einspeisevergütung nicht mehr zeitgemäß. Die Degression der Einspeisevergütung sollte daher zumindest für einen gewissen Zeitraum ausgesetzt werden.

3.3. Anschlussregelung für Post-EEG-Anlagen schaffen

Ab 2021 fallen die ersten PV-Anlagen aus der EEG-Förderung. Der Gesetzgeber sollte den entsprechenden Rahmen schaffen, dass diese Anlagen nicht massenhaft abgebaut werden. Gerade die kleineren Anlagen unter 30 kW sind gefährdet, da die aktuell möglichen Lösungen wie Direktvermarktung oder Eigenverbrauch mit erheblichen Zusatzinvestitionen, erhöhten jährlichen Betriebskosten und damit zunehmenden Risiken verbunden sind.

Um den Rückbau der Post-EEG-Anlagen zu verhindern, sollten die Netzbetreiber daher weiter dazu verpflichtet werden, den Strom dieser Solaranlagen abzunehmen. Zudem muss der regulatorische Rahmen für den Weiterbetrieb der Post-EEG-Anlagen so einfach und kostengünstig wie möglich gestaltet werden. Die Umsetzung der "EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung Erneuerbarer Energien" bis spätestens Ende dieses Jahres ist dafür essenziell. So können die Betreiber der Post-EEG-Anlagen für ins Netz eingespeisten Strom "mindestens den Börsenstrompreis" vergütet bekommen und zudem die Zahlung der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch entfallen. Insgesamt sollten die Regelungen

dazu führen, dass die Altanlagen für mindestens zehn weitere Jahre kostendeckend und barrierearm als Volleinspeiser oder Eigenverbraucher weiter betrieben werden können.

3.4. Net Metering für PV-Anlagen in regionalen Feldversuchen ermöglichen

Betreiber von Solaranlagen, die den produzierten Strom selbst verbrauchen, sollten die Möglichkeit haben, alternativ zur EEG-Förderung auch das Modell des Net-Meterings zu nutzen. Demnach sollten die PV-Anlagen für Eigenstromnutzung keine Vergütung mehr aus dem EEG erhalten. Stattdessen sollte der Strombezug aus dem Netz und die Einspeisung von nicht selbstverbrauchtem PV-Strom in das Netz über einen saldierenden Zähler ohne Rücklaufsperrung erfasst und gegeneinander aufgerechnet werden (Net-Metering). Hierfür muss der Betreiber die Anlage vor Errichtung beim Netzbetreiber mit Höhe der installierten Leistung anmelden. Außerdem zahlt der Betreiber neben der üblichen Jahresgrundgebühr ein monatliches PV-Netzentgelt von ca. 4 EUR pro kWp. Soweit er im Abrechnungsjahr mehr Strom aus dem Netz bezieht als er einspeist, zahlt er dafür neben dem Strompreis die üblichen Netzentgelte und Umlagen an seinen Versorger. Überschüssige Netzzurückspeisungen im Abrechnungszeitraum werden vom Netzbetreiber nicht vergütet. Zudem sollte die Möglichkeit bestehen, dass sich Hauseigentümer und Mieter zu einer Net-Metering-Einheit zusammenschließen (keine Vorgaben, volle Vertragsfreiheit). Um die Chancen aber auch Herausforderungen des Net Meterings zu erörtern, sollte der Gesetzgeber daher ein entsprechendes Modell ergebnisoffen in regionalen Feldversuchen ermöglichen und erproben. Vorteil des Konzeptes ist, dass das EEG durch den weiteren Ausbau von Prosumer-Photovoltaik nicht mehr belastet wird, da weder eine EEG-Vergütung für den PV-Strom erfolgt noch die EEG-Umlage auf den Strombezug gezahlt wird.

3.5. EEG-Umlage für PV-Eigenverbrauch und solare Mieterstrommodelle abschaffen

Die Belastung für selbst genutzten EEG-Strom nach § 61 EEG 2017 muss abgeschafft werden. Diese Regelung hat starke negative Folgen, insbesondere für die Energiewende im unternehmerischen Bereich. Sie führt dazu, dass viele mittelständische Unternehmen Planungen – z.B. in die Versorgung mit Solarstrom von eigenen Gewerbedächern – zurückstellen oder nicht umsetzen.

Ferner muss Mieterstrom nach § 23b EEG 2017 dem Eigenverbrauch gleichgestellt und auch hier die Belastung der Eigenversorgung mit der EEG-Umlage abgeschafft werden. Aktuell werden Mieterstromprojekte, obwohl sie technisch keinen Unterschied zu Eigenstromversorgung aufweisen und

nicht das öffentliche Netz benutzen, wesentlich stärker mit der EEG-Umlage belastet als Eigenstromlösungen. Unter diese Problematik fallen nicht nur Vermieter, sondern dies betrifft genauso auch Wohnungseigentümergeinschaften und Wohnungsgenossenschaften, die sich entschließen, auf dem Gemeinschaftseigentum eine PV-Anlage zum Eigenverbrauch zu errichten. Wichtig ist zudem die Öffnung des Mieterstroms für Quartierskonzepte und weitere Erneuerbare Energien.

4. Wasserkraft

4.1. Neue Anlagenklasse <100 kW einführen und Vergütung an Stromgestehungskosten anpassen

Der aktuelle EEG-Erfahrungsbericht zur Wasserkraft (Mai 2019) stellt fest, dass „für sehr kleine Anlagen (< 100-200 kW) [...] die EEG-Förderung bei Weitem nicht auskömmlich [ist]“. Die Gutachter kommen 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.

Circa 75 % der knapp 7.200 EEG-geförderten Wasserkraftanlagen in Deutschland zählen zu den kleinen Anlagen mit einer Leistung von unter 100 kW. Gerade für diese Anlagen sind die notwendigen und von den Wasserbehörden geforderten Investitionen in Fischauf- und Fischabstiegsanlagen und den Fischschutz aus den Erträgen der Anlagen nicht zu refinanzieren. Durch höhere Mindestwasserabgaben ins Mutterbett geht zudem Wasser für die energetische Nutzung verloren.

Der Anteil der gesamten Wasserkraft an der EEG-Umlage beträgt nur marginale 0,08 ct/kWh von insgesamt 6,756 ct/kWh EEG-Umlage im Jahr 2020. Eine Erhöhung der Vergütung für Anlagen < 100 kW zur Erfüllung der gewässerökologischen Anforderungen entsprechend der europäischen Wasserrahmenrichtlinie würde sich im Endverbraucherstrompreis nicht widerspiegeln.

Ein im Vergleich zur Photovoltaik und Windenergie höherer Vergütungssatz ist auch deshalb zu rechtfertigen, weil es sich bei Wasserkraft um kontinuierliche und gut planbare und daher für den Netzbetreiber sehr hochwertige Einspeiseprofile handelt. Die day-ahead-Einspeiseprognosen sind bei Wasserkraftanlagen sehr zuverlässig.

Vor diesem Hintergrund sollte die Vergütungshöhe an den Stromgestehungskosten angepasst und eine neue Leitungsklasse für kleine Anlagen (< 100 kW) eingeführt werden:

§ 40 Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 100 Kilowatt 19,50 Cent pro Kilowattstunde,

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,7 Cent pro Kilowattstunde,

[...].

4.2. Erforderliche Erhöhung des Leistungsvermögens für Anlagen >5 MW absenken

Der Anreiz zur Modernisierung der Wasserkraftanlagen bzw. der Leistungsvermögenserhöhung nach § 40 Abs. 2 EEG 2017 durch die erhöhten spezifischen Vergütungen sollte beibehalten werden. Anlagen im Leistungsbereich > 5 MW sind jedoch technologisch ausgereift und in der Regel in einem guten Zustand, wenn sie regelmäßigen Revisionen unterzogen werden. Die im EEG 2017 formulierte Möglichkeit, das Leistungsvermögen um mindestens 10 % zu steigern, kann daher nur in seltenen Fällen erzielt werden. Daher sollte die erforderliche Erhöhung des Leistungsvermögens (10 %-Grenze) für die Anlagenklasse > 5 MW auf 3 % abgesenkt werden, um auch in diesem Leistungsbereich eine Leistungserhöhung zu ermöglichen. Im Vergleich zu kleineren Wasserkraftanlagen führen Modernisierungsmaßnahmen in diesem Leistungssegment auch bei geringer prozentualer Steigerung des Leistungsvermögens absolut zu einer großen Mehrerzeugung. Der Nachweis könnte sich am derzeitigen Verfahren für die 10 % Leistungsvermögenserhöhung orientieren.

4.3. Degression streichen

Aufgrund der ausgereiften Wasserkrafttechnologie sind zukünftig keine nennenswerten Kostensenkungspotenziale zu erwarten. Zudem erzeugen die steigenden ökologischen Anforderungen und die damit steigenden Kosten einen hohen Innovationsdruck. Die jährliche Degression von 0,5 Prozent auf die anzulegenden Werte (§ 40 Abs. 5 EEG 2017) ist für die weitere Entwicklung der Wasserkraft also rein wirtschaftlich nicht gerechtfertigt und darüber hinaus auch kontraproduktiv, da sie keinen zusätzlichen Innovationsschub erzeugen wird. Die Degression für die Wasserkraft sollte also gestrichen werden, da damit die gewünschten Kostensenkungspotenziale vor dem Hintergrund möglicher Lerneffekte nicht erreicht werden.

5. Bioenergie

Die Bioenergie ist ein wichtiger Faktor zur Defossilisierung und Dekarbonisierung des Energiesystems und liefert neben dem regenerativen Strom (25 Prozent der regenerativen Stromerzeugung) auch Wärme (fast 90 % der erneuerbaren Wärme). Wenn 2020 nicht die richtigen Weichenstellungen vorgenommen werden, ist dieser Beitrag akut gefährdet. Der Fokus muss dabei auf der Stabilisierung und Optimierung der bestehenden Anlagenparks liegen. Außerdem sollte die Güllevergärung zur Einsparung von Methanemissionen in der Landwirtschaft ausgebaut werden.

5.1. Ausschreibevolumina ab 2023 verlängern

Die Ausschreibevolumina sind derzeit nur bis inkl. 2022 festgelegt. Ab Ende 2024 fallen jedoch sehr viele Biogas und Holzanlagen aus dem EEG und können ohne anschließende EEG-Vergütung nicht weiterbetrieben werden. Um die Ziele des KSP zu erreichen, müssen die Ausschreibevolumina zu einem „Stabilisierungspfad“ weiterentwickelt werden. Dieser ist notwendig zur Realisierung der KSP-Ziele und zur Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse für die Folgejahre auf dem aktuellen Niveau. Als Maßnahme sollten eine Verlängerung der Ausschreibung wie folgt umgesetzt werden.

Tabelle 1: Stabilisierungspfad 2023 bis 2030

Zur Realisierung des KSP-Ziels						Zur Stabilisierung des Anlagenbestands		
Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
inst. Leistung [WM _{el}]	400	500	500	600	600	900	1.200	1.500

Jeweils zzgl. nicht beaufschlagter, nicht realisierbarer oder vorzeitig stillgelegter Leistungen aus dem Vorjahr

5.2. Ausschreibeverfahren weiterentwickeln

Die geringe Beteiligung an dem Ausschreibungsrunden zeigt, dass das aktuelle Ausschreibungsdesign zur Realisierung der KSP-Zielwerte nicht geeignet ist. Dies gilt vor allem für folgende Aspekte:

- Die aktuellen Gebotshöchstwerte liegen laut wissenschaftlichen Berechnungen für die allermeisten Biogasanlagenkonzepte deutlich unter den Stromgestehungskosten.

- Die vorgegebene Realisierungsfrist von 24 Monaten ist insbesondere beim Neubau von Holzkraftwerken nicht einzuhalten. Aus diesem Grund verweigern Banken die Finanzierung aufgrund der hohen Fristenrisiken (Entfall der Vergütungsberechtigung).

Aus diesem Grund sollten die Gebotshöchstwerte auf ein notwendiges Niveau angehoben werden und die Degression bis auf weiteres aufgehoben werden. Des Weiteren sollte der Gebotshöchstwert für Bestandsanlage um 3 ct/kWh erhöht werden. Zudem ist eine Verlängerung der Realisierungsfristen für Neubauprojekte auf 36 Monate notwendig.

5.3. Sondervergütungsklasse für Wirtschaftsdüngervergärung entwickeln

Wie im KSP vorgesehen, soll die Güllevergärung zur Reduzierung von Methanemissionen ausgebaut werden. Dazu ist eine Stärkung der im EEG vorhandenen Sondervergütungsklasse notwendig. Derzeit ist die Sondervergütungsklasse auf sehr kleine Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 75 kW bzw. einer installierten elektrischen Leistung von max. 150 kW beschränkt. Um auch Wirtschaftsdüngervergärung in mittleren Viehhaltungsbetrieben anzureizen, sollte die Begrenzung der Bemessungsleistung erhöht und die Begrenzung der installierten Leistung abgeschafft werden.

Außerdem besteht die Gefahr, dass bestehende Anlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütung stillgelegt werden und so Gülle und Mist, die aktuell noch vergoren werden, wieder offen gelagert werden. Deshalb sollte die Sondervergütungsklasse auch für Bestandsanlagen geöffnet werden, die nach Auslaufen ihrer EEG-Vergütung ihren Wirtschaftsdüngeranteil auf mindestens 80 Prozent erhöhen. Des Weiteren sollte die Degression ausgesetzt werden.

5.4. Deckelung der Flexibilitätsprämie abschaffen

Mit dem Ausbau der volatilen Erneuerbaren Energien werden Technologien notwendig, die Versorgungssicherheit bei wind- und sonnenschwachen Zeiträumen bieten und flexibel und gesichert die notwendige Leistung erzeugen können. Dazu beitragen kann die Umrüstung von Biogasanlagen auf eine flexible Fahrweise. Dadurch können die Kosten für fossile Kraftwerke und den Stromausbau reduziert werden. Die vorhandene Flexibilitätsprämie im EEG, die diese Umrüstung für Bestandsanlagen finanziert, ist jedoch gedeckelt und kann ab Ende 2020 von keinen weiteren Anlagen in Anspruch genommen werden. Deswegen muss die Flexibilitätsprämienendeckelung abgeschafft und dadurch Anreize zur Flexibilisierung von Bestandsanlagen geschaffen werden.

6. Geothermie

6.1. Gesetzliche Verankerung beibehalten

Wenngleich die geothermische Stromerzeugung noch keine tragende Rolle in der Stromerzeugung spielt, so ist doch die gesetzliche Verankerung im EEG von elementarer Bedeutung für den weiteren Aufbau von Kapazitäten. Der anzulegende Wert von 25,20 ct/kWh in § 45 Absatz 1 sowie die garantierte Vergütung über 20 Jahre ist enorm wichtig für die Kapitalversorgung („Bankability“) der Projekte. In diesem Stadium wären die weitere Forschung, Entwicklung und Projektierung solcher Vorhaben gefährdet falls dies nicht beibehalten würde. Aus diesem Grund sollte diese Regelung auch in einem EEG 2020 Bestand haben.

6.2. Degression streichen oder anpassen

Die in § 45 Abs. 2 ab 2021 angelegte Degression sollte entweder ganz gestrichen oder von Jahreszahlen auf installierte Leistung umgestellt werden. Kostensenkungen stellen sich nur durch Skaleneffekte ein. Derzeit sind Projekte zur geothermischen Stromerzeugung keine Massenproduktion, sondern individuelle Projekte und benötigen begrenzte Ressourcen wie Bohrgeräte und Fachpersonal. Sollte in diesem Stadium die Degression einsetzen, wären in wenigen Jahren nicht einmal mehr wenige Projekte zu realisieren.

6.3. Kraftwerkseigenverbrauch von der EEG-Umlage befreien

Weiter sollte klargestellt werden, dass der Eigenstromanteil der Pumpen bei geothermischen Projekten als Eigenversorgung nach § 61a 1. behandelt wird, da der Strom in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch) und somit von der EEG-Umlage befreit ist.

6.4. Befreiung von Steuern und Abgaben auf den Strombedarf von Wärmepumpen

Um die Sektorkopplung weiter zu forcieren und die Energiewende endlich auch zu einer Wärmewende zu machen, benötigen wir dringend die Befreiung von Steuern und Abgaben (EEG-Umlage und Stromsteuer) für Wärmepumpen. Durch solche Maßnahmen wäre diese umweltfreundliche und effiziente Heizungstechnologie mehr als nur konkurrenzfähig zu fossilen Öl- und Erdgasheizungen.