

Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Ener- gien-Gesetzes und weite- rer energierechtlicher Vorschriften („EEG 2021“)

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der
Bunderegierung vom 23. September 2020
(Drucksache 19/23482)

Berlin, Oktober 2020. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) plädiert für ein höheres Ambitionsniveau in der EEG-Novelle. Wir erachten Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis spätestens 2040 als nötig für die gesamte THG-Neutralität im Jahr 2050 und sowohl technisch als auch ökonomisch für möglich. Erfolgreicher Klimaschutz bedeutet eine deutliche Erhöhung der erneuerbaren Stromerzeugung, auch um ein Verfehlen der Ziele zu verhindern. Ein „Weiter So“ impliziert nur das Scheitern, denn aufgrund der zur THG-Neutralität notwendigen Sektorenkopplung ist ein deutlich höherer Stromverbrauch zu erwarten. Das Erneuerbare Energien-Ziel im Jahr 2030 soll daher auf mindestens 75 % angepasst werden.

- Nötig für die Absicherung des Ausbaus ist auch eine offene Akzeptanzstärkungsstrategie: Kommunen sollen an der Wertschöpfung des Betriebs von Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen teilhaben können. Eine gute Regelung soll für Anlagen in den Ausschreibungen des EEGs genauso anwendbar sein, wie für förderfrei errichtete Anlagen außerhalb der Ausschreibungen (PPA).
- Der Ausbau der immer günstiger werdenden Photovoltaik sollte stark beschleunigt werden. Es muss bereits in der nächsten Legislaturperiode ein zweistelliger GW-Zubau pro Jahr bei der Photovoltaik erreicht werden,

wobei insbesondere beim Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik (förderfrei und gefördert) die heutige Kostenrealität anerkannt werden soll.

- Eine EEG-Novelle ohne die Stärkung von Rahmenbedingungen und Rechtssicherheit für den förderfreien Betrieb in Form von Power-Purchase-Agreements (PPA) scheint aus der Zeit gefallen.
- Auch das Ausschreibungsvolumen von PV-Freiflächenanlagen sollte deutlich erhöht werden und die Grundausrichtung des EEG (zunächst im Bereich der Photovoltaik) stärker auf Innovationen und Resilienz ausgerichtet werden.
- Maßnahmen hierfür sind die stärkere markt- und systemdienstleistungsorientierte Auslegung von PV-Batterie-Systemen in der Innovationsausschreibung, aber auch die strukturelle Stärkung von Photovoltaik-Innovationen (Agri-PV, Floating-PV, „Top-Runner“-Programme).
- Die Ausschreibungen für PV-Dachanlagen sollen für Anlagen oberhalb von 750 kW erfolgen und mit einem Volumen ausgestattet werden, dass den effektiven Zubau erhöht. Die im Entwurf vorgesehene Ausschreibung von PV-Dachanlagen ab einer Leistung von 500 kW hingegen führt zu erheblichen Problemen und würde – wenn der Entwurf umgesetzt wird – ohne eine Übergangsregelung zu einem temporären Ausbaustopp von PV-Dachanlagen über 500 Kilowatt führen.
- Für PV-Anlagen auf/an Gebäuden außerhalb der Ausschreibung sollten wirksame Maßnahmen ergänzt werden, die den Ausbau in diesem wichtigen Segment erhöhen, insbesondere beim in den letzten Jahren ausgefallenen Segment der Anlagen über 10 kW. Mit einer einfach umzusetzenden fließenden Freigrenze für EEG-Umlage-befreiten Eigenverbrauch würde vermieden, dass hier neue „Anreizschranken“ oder „psychologische Schwellwerte“ bzgl. der Anlagengröße entstehen.
- Die im Entwurf enthaltenen komplizierten Regeln zum Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und die Anforderungen an die Anlagensteuerung sind nicht praxistauglich und kaum vermittelbar. Dies wird insbesondere im PV-Dachanlagensegment die Akzeptanzdebatte zur Sinnhaftigkeit von iMSys weiter festigen, anstatt sie aufzulösen. Praxisnah hingegen wäre die Beibehaltung der im Messstellenbetriebsgesetz definierte Mindestleistung von 7 kW für den Pflichteinbau von iMSys, sowie eine Differenzierung der Bereiche Messen und Steuern, ergänzt durch Übergangsfristen, die sowohl überzogene Umrüstungskosten als auch Fehlinvestitionen vermeiden. Auch der Zugang zur optionalen Direktvermarktung für kleine Anlagen und der Zugang zu Herkunftsnachweisen sollte erleichtert werden.
- Die Windenergie muss wieder zurück geführt werden zu den erfolgreichen Zubauraten der Jahre 2014 bis 2017. Dafür müssen die Gründe für die strukturelle Unterzeichnung der Ausschreibung aufgelöst werden (insb. Genehmigungsfragen), damit einerseits der Anlagenzubau

hochlaufen und andererseits die Kostenreduktion wieder über den Wettbewerb in der Ausschreibung stattfinden kann.

- Der Weiterbetrieb für Windenergie-Bestandsanlagen (Ü20) sollte marktwirtschaftlich gesichert werden, ohne den hier entstehenden PPA-Markt zu schwächen, da dieser den notwendigen Übergang in den bestehenden Markt vorbereitet. Mit einer Übergangsregelung, der Nutzung von bekannten Referenzertragswerten und einer geeigneten Ausschreibung für Anlagen, für die der PPA-Markt heute ausreichende Konditionen anbietet, kann dies mit im EEG bereits bekannten Mitteln umgesetzt werden.
- Für direktvermarktete Neuanlagen sollte der Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise möglichst kurzfristig finanziell kompensiert werden, um die Anlagenfinanzierung nicht zu verteuern.

Von den heute in Deutschland jährlich an Endenergie verbrauchten 2.500 Terawattstunden (TWh) kann durch Systemeffizienz und durch Elektrifizierung von bisher verbrennungsbasierten Prozessen im besten Fall gut ein Drittel eingespart werden. Dieser Systemumbau geht mit einem höheren Strombedarf einher und bedeutet, dass wir für die verbleibenden mehr als 1.600 TWh eine deutlich höhere Anzahl an Wind- und Solarkraftwerken als heute benötigen. Die Potenziale der Windkraft (an Land und auf See) und der Bioenergie dürften bei rund 600 bis 700 TWh im Jahr 2050 liegen. Daraus abgeleitet ist der bne zu dem Ergebnis gekommen, dass wir langfristig in Deutschland eine installierte Leistung in Höhe von 1000 GW Photovoltaik benötigen werden, um den Energiebedarf sektorengreifend mit erneuerbaren Energien abdecken zu können. Hiervon sind aktuell gerade 5 % umgesetzt.

Inhalt

Ziele / Ausbau / Korridore / Grundausrichtung des EEG	4
Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien	7
Photovoltaik Freiflächenanlagen im EEG (erstes Segment)	10
Photovoltaik Freiflächenanlagen außerhalb der Marktprämie (PPA)	12
Photovoltaik-Dachanlagen in der Ausschreibung (zweites Segment)	13
Photovoltaik-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung	16
Windenergie an Land (Neuanlagen und Weiterbetrieb)	19
Innovation im EEG	23
Maßnahmen mit Wirkung auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien	25
Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung	29
Maßnahmen zur weiteren Digitalisierung der Energiewende	31
Maßnahmen zum Markthochlauf der Wasserstoff-Elektrolyse	36

Ziele / Ausbau / Korridore / Grundausrichtung des EEG

- Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 – ein überfälliger Schritt: Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis spätestens 2040 vorsehen.
- Der 2030-Zielpfad ist zu schwach, insbesondere bei der Fehlannahme, dass der Bruttostromverbrauch verglichen zu heute gleichbleiben oder gar sinken wird. Ein steigender Bruttostromverbrauch ist sicher zu erwarten.
- EE-Ziel im Jahr 2030 soll daher auf mindestens 75 % angepasst werden.
- Das EEG soll sich stärker auf Innovation ausrichten, insbesondere bei der Photovoltaik als heute kostengünstig verfügbare Technologie.

Zu § 1 (3)

Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 – ein überfälliger Schritt bne für THG-Neutralität des Stromsektors bis spätestens 2040

Die Festschreibung des Ziels der Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 im EEG, auch bzgl. der Importe, ist ein überfälliger Schritt. Dies ist bereits seit der Unterzeichnung des Pariser Klimaschutzabkommens, spätestens aber seit Beschluss des Bundes-Klimaschutzgesetzes der Fall. Der Strombereich soll nicht nur früher dekarbonisiert werden als andere Sektoren, er muss es sein. Anders ist eine Treibhausgasneutralität in allen Sektoren im Jahr 2050, wie sie auch im Bundes-Klimaschutzgesetz als langfristiges Ziel niedergeschrieben ist, nicht zu erreichen. Wir erachten daher die **THG-Neutralität des Stromsektors bis spätestens 2040** als nötig für die gesamte THG-Neutralität im Jahr 2050 und sowohl technisch als auch ökonomisch für möglich. Das Ambitionsniveau des Entwurfs zur Novellierung des EEGs und in Teilen auch die Grundausrichtung des EEGs müssen darauf angepasst werden.

Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier hat in seinem Pressestatement¹ zum EEG-Kabinettsentwurf vom 23.9.2020 hervorgehoben, dass die Ausbauziele des EEGs angepasst werden müssen:

Zitat: „Wir sind uns einig im Bundeswirtschaftsministerium und auch in der großen Koalition, dass wir all das, was in Brüssel in den nächsten Monaten entschieden wird, dann auch in der notwendigen Weise ins Gesetz übernehmen werden; entweder im Gesetzgebungsverfahren, wenn die Entscheidungen schnell zusammen kommen, oder aber im Laufe der daran anschließenden Arbeiten.“

Ebenfalls hat Minister Altmaier hervorgehoben, dass die 65 Prozent in diesem Zusammenhang als Mindestziel zu betrachten sind. Des Weiteren betont Minister Altmaier, dass die Ziele der Bundesregierung so zu verstehen sind, dass sie spätestens zu dem genannten Zeitpunkt erreicht werden und, wenn dies möglich sei früher erreicht werden sollen.

¹ Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier in dessen Pressestatement zum EEG-Kabinettsentwurf vom 23. September 2020 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Videos/2020/20200923-pressestatement.html>

Die Bundesumweltministerin Svenja Schulze verwies am 16. Oktober folgerichtig darauf, dass das 65%-Ziel des Koalitionsvertrages überholt ist und auf mindestens 75% - vielleicht sogar 80% erhöht werden muss.²

Die EU-Kommission hat inzwischen in ihrem Impact Assessment zu dem von ihr vorgeschlagenen neuen Klimaschutzziel in Höhe von mindestens 55 Prozent im Jahr 2030 eine deutliche Erhöhung des Ziels für erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch vorgeschlagen. Dieses soll künftig 38 bis 40 Prozent statt - wie bislang vorgesehen - 32 Prozent betragen. Es ist daher bereits absehbar, dass damit die nationalen Zielsetzungen und damit auch der deutsche NECP deutlich angepasst werden müssen. Je früher dies erfolgt, desto größer sind die Chancen, dass die Ziele auch eingehalten werden können.

Unabhängig vom Zeitpunkt der neuen Zielfestlegung liegt damit auf der Hand, dass die Ausbaukorridore nach oben geöffnet werden sollten, damit ein Übertreffen der im Gesetzentwurf für die einzelnen Jahre anvisierten Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen möglich ist. Folgerichtig schlägt der bne für einzelne Segmente auch höhere Mengen vor.

Zu §1 (2) und §4, §4a

2030-Zielpfad ist zu schwach, insbesondere bei der Fehlannahme eines geringen Bruttostromverbrauchs

Das im Entwurf des EEG 2021 formulierte 2030-Ziel von 65% bezieht sich auf den geringen Wert von 580 TWh Bruttostromverbrauch. Mit der im Bundes-Klimaschutzgesetz bereits festgeschriebenen Treibhausgasminde rung in allen Energiesektoren, einer beschlossenen Wasserstoffstrategie und einer sehr deutlich erkennbaren Umstellung der PKW-Flotte auf Elektroantriebe in diesem Jahrzehnt ist weder die %-Zahl, noch die Annahme für den Bruttostromverbrauch realistisch. **Das EE-Ziel im Jahr 2030 soll daher auf *mindestens 75 % angepasst werden.*** Diese Neufestlegung ist unabdingbar zur Erreichung der künftigen Energie- und Klimaziele. Sie ist politisch definierbar und wird durch ein ebenfalls im EEG angelegtes Monitoring der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs begleitet. Die Zielanpassung dient auch der Ausrichtung des EE-Ausbaus auf die höhere Ambition europäischer Ziele³ im Zuge des Green-Deal und des in der Folge anzupassenden NECP. Das „mindestens“ drückt aus, dass der Wert möglichst überschritten werden soll, was sich auch in den abgeleiteten Ausbaukorridoren widerspiegeln sollte.

² Statement der Bundesumweltministerin Svenja Schulze vom 16.10.2020
<https://twitter.com/SvenjaSchulze68/status/1317036321953677312?s=09>

³ Die von der EU-Kommission am 17.09.2020 im Impact Assessment vorgeschlagene Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Ziels für 2030 auf 38-40% hätte zur Folge, dass sich die 2030-Zielsetzung Deutschlands im Vergleich zu 2020 mindestens verdoppeln würde: von 18% auf 36% oder 38%. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/com_2030_ctp_en.pdf

Wir schlagen daher folgende Änderung vor:

- § 1 (2): Ziel dieses Gesetzes ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf **mindestens 75 Prozent im Jahr 2030** zu steigern ...
- § 4 Nummer 1: ...eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land auf **mindestens** ...
- § 4 Nummer 3: ...eine Steigerung der installierten Leistung von Solaranlagen auf **mindestens** ...
- § 4a: **Ergänzung der Worte „als Mindestmengen“** nach dem Wort „Zwischenziele“

Zu §1 (5) | Nutzung erneuerbarer Energien liegt im öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit

Die Feststellung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient ist positiv. Diese nun im EEG getroffene Feststellung verbessert die Abwägungsgrundlage, wenn zwischen verschiedenen politischen Zielen Entscheidungen getroffen werden müssen. Als kurzfristiges Beispiel sind Ausnahmeregeln im Artenschutz im Bereich der Windenergie an Land zu nennen.

Indem dieselbe Terminologie verwendet wird wie in § 45 Abs. 7 BNatSchG ist erkennbar, dass eine artenschutzrechtliche Ausnahme denkbar ist, wenn naturschutzrechtliche Bedenken durch Kompensations- oder Vermeidungsmaßnahmen nicht vollständig ausgeräumt werden können. Dennoch heißt dies nicht zwangsläufig, dass mit dem § 1 Abs. 5 EEG 2021 nunmehr für Windprojekte die Ausnahmeregelungen häufiger angewendet werden. Die Anwendung einer Ausnahme liegt weiter im Ermessen der Behörde.

Stetigkeit des Ausbaus von Erneuerbaren Energien gewährleisten (Nichtbezuschlagte Mengen nachholen, Fehlmengen umschichten)

Die in §1 (2) geforderte Stetigkeit des Ausbaus wird durch den Entwurf nicht gewährleistet. Wenn erneuerbare Energien-Ausschreibung unterzeichnet wurden (Windkraft an Land im EEG 2017) oder werden, gefährdet dies die Erreichung der Ausbauziele. Grundsätzlich sind diese Mengen für die jeweils unterzeichneten Technologien nachzuholen, was auch im Entwurf für die neu definierten Volumen vorgesehen ist. Die Nachholung von ausgefallenen oder nicht realisierten Volumen der Ausschreibungen für Windenergie an Land nach dem EEG 2017 werden hingegen trotz der Änderung des §28 (2) und (3) nicht nachgeholt. Dies könnte durch eine Volumenerhöhung in anderen Ausschreibungen kurzfristig ausgeglichen werden.

Nicht-bezuschlagte Mengen von technologiespezifischen Ausschreibungen sollen grundsätzlich auch auf technologieneutrale Ausschreibungsvolumina übertragen werden können, z.B. denen der Innovationsausschreibung. Dies sollte auch im Rahmen der Verordnungsermächtigung § 88c ermöglicht werden.

Grundausrichtung: EEG stärker auf Innovationen und Resilienz ausrichten

Der Entwurf des EEG 2021 sieht vor, dass der Photovoltaik-Ausbau im Jahr 2030 nur 100 GW beträgt, was gerade einmal zwei Gigawatt über die Zielmarke des Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung hinausgeht. Dies verkennet, dass wir mit der Photovoltaik heute über eine Technologie verfügen, die derart günstig im EEG und auch außerhalb des EEGs realisiert werden kann, dass keine Zusatzkosten mehr entstehen. Den Zubau der PV weiter zu beschränken, wie dies im EEG 2017 der Fall war (jede Ausschreibungsrunde überzeichnet, Gemeinsame Ausschreibung und Innovationsausschreibung von der PV dominiert), ist nicht mehr zeitgemäß. Mit den im folgenden enthaltenen Vorschlägen soll daher der **Innovationscharakter des EEGs** (§ 1 (1): „... die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“) bei der heute günstigen PV gestärkt werden, indem

- **in der Innovationsausschreibung und perspektivisch auch der regulären PV-Ausschreibungen strukturell Kurzfristspeicherkapazität in Form von Batterien aufbauen.** Dies senkt Kosten beim Speicherausbau und erhöht die Netzverträglichkeit der Photovoltaik. Als erster Schritt kann dazu die Innovationsausschreibung optimiert werden. Perspektivisch sollte ein jährlich steigender Anteil der PV-Ausschreibungen in Form von PV-Speicherkombination ausgeschrieben werden.
- **„Top-Runner“ – Gesonderte Ausschreibungen für besondere technische Innovationen:** In Top-Runner Projekten sollen Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen einen Zuschlag erhalten. Diese würden mehr Energie pro Megawatt produzieren, bzw. weniger Fläche pro Megawatt beanspruchen. Solche Hochleistungsmodule könnten über ein eigenes Ausschreibungssegment Skaleneffekte erzielen, was zu Kostensenkungen führen würde. Dies könnte auch ein wichtiger industriepolitischer Ansatz sein, um die europäische Solarindustrie wieder zu stärken. Auch hier bietet sich die Innovationsausschreibung an.

Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

- Das EEG 2021 verfolgt eine zu begrenzte Akzeptanzstärkungs-Strategie und wird damit dem Koalitionsvertrag nicht gerecht, der die Akzeptanzstärkung für alle Erneuerbaren Energien vorsieht – nicht nur für die Windenergie. Für Photovoltaikfreiflächenanlagen ist eine hohe Akzeptanz vor Ort ebenfalls sehr wichtig.
- Kommunen sollen an der Wertschöpfung des Betriebs von **Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen** teilhaben können. Eine gute Regelung soll für **Anlagen in den Ausschreibungen des EEGs** genauso anwendbar sein, wie für **Anlagen außerhalb der Ausschreibungen (PPA)**.
- Die Regelung zur Beteiligung von Kommunen sollte nicht Windkraft-spezifisch im § 36k, sondern technologieneutral in einem allgemeinen Teil des EEGs geregelt werden. Die Beteiligungsregel soll anwendbar sein für Windkraft an Land, PV, Innovationsausschreibung und PPA-Projekte.

Zu § 36k⁴ | Akzeptanzstärkung auch für Photovoltaikfreiflächenanlagen

Es ist positiv, dass dem Akzeptanzerhalt des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Entwurf des EEG 2021 eine hohe Priorität eingeräumt wird. Allerdings wird der Entwurf dem Koalitionsvertrag nicht gerecht, der die Akzeptanzstärkung für alle Erneuerbaren Energien vorsieht – nicht nur für die Windenergie. Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, ist festgehalten, „*durch eine bundeseinheitliche Regelung beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) die Standortgemeinden stärker an der Wertschöpfung von EE-Anlagen [zu] beteiligen und die Möglichkeiten einer Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern [zu] verbessern, ohne dass dies insgesamt zu Kostensteigerungen beim EE-Ausbau führt.*“

Kommunen sollen an der Wertschöpfung des Betriebs von Windenergieanlagen *und* Photovoltaik-Freiflächenanlagen teilhaben können. Eine gute Regelung soll für Anlagen in den Ausschreibungen des EEGs genauso anwendbar sein, wie für Anlagen außerhalb der Ausschreibungen. Die Regelung zur Beteiligung von Kommunen sollte daher nicht Windkraft-spezifisch im § 36k, sondern technologieneutral geregelt werden. Die Beteiligungsregel soll anwendbar sein für Windkraft an Land, PV, Innovationsausschreibung und PPA-Projekte.

Unser Vorschlag:

Betreiber in folgenden Konstellationen sollen **berechtigt** sein, **Beträge von insgesamt bis zu 0,2 Cent/kWh** durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung an eine oder mehrere Gemeinden zu leisten:

- **Windenergieanlagen an Land**, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten,
- **Photovoltaik-Freiflächenanlagen**, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten,
- **Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibung**,
- **Neu in Betrieb genommene Erneuerbare-Energie-Anlagen ohne einen Zahlungsanspruch nach §19 EEG** (Technologieoffene Formulierung, die alle förderfrei errichteten Anlagen abdeckt)

Anlagen mit einem Zuschlag für ihre Anlage in einer Ausschreibung des EEGs sollten berechtigt sein, eine Erstattung der geleisteten Beiträge beim Netzbetreiber zu beantragen. PPA-Anlagen sollen nicht berechtigt sein, eine Erstattung der geleisteten Beiträge beim Netzbetreiber zu beantragen. Diese Anlagen werden außerhalb des EEG-Umlagen-Mechanismus errichtet. Eine Rückerstattung würde hier der Systematik widersprechen.

Eine zusätzliche Aufwandsentschädigung, wie sie im Entwurf des EEG 2021 vorgesehen ist, wird kritisch gesehen. Einerseits geht es nur um verhältnismäßig geringe Geldbeträge (5% von max. 0,2ct/kWh * kWh/Jahr), andererseits

⁴ Die Regelung zur Beteiligung von Kommunen sollte nicht Windkraft-spezifisch im § 36k, sondern technologieneutral in einem allgemeinen Teil des EEGs geregelt werden.

birgt sie die Gefahr einer Angriffsflanke gegen das kommunale Beteiligungssystem. Unternehmen geht es nicht um die Erstattung von Aufwänden im Rahmen der kommunalen Beteiligung, sondern um die Akzeptanz ihres Projektes.

Vorgeschlagene Anpassung:

(in einem allgemeinen Teil des EEGs, nicht im windspezifischen §36k):

~~§ 36k~~ *Finanzielle Beteiligung der Kommunen*

- (1) **Betreiber von Windenergieanlagen an Land, und Solaranlagen des ersten Segments und von Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibung, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten, sowie Betreiber von neu in Betrieb genommenen Anlagen ohne einen Zahlungsanspruch nach §19 EEG dürfen den Gemeinden, die von der Errichtung der Anlage ~~Windenergieanlage~~ betroffen sind, Beträge durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung von insgesamt bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde anbieten. Die Zuwendung nach Satz 1 darf angeboten werden für die tatsächliche eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nummer 7.2 anbieten.**

 - a) Strommengen, die auf eine technische Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 Prozent des Bruttostromertrags zurückgehen,**
 - b) Strommengen, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erzeugt wurden, und**
 - c) Strommengen, die wegen sonstigen Abschaltungen oder Drosselungen, zum Beispiel der optimierten Vermarktung des Stroms, der Eigenversorgung oder der Stromlieferungen unmittelbar an Dritte, nicht eingespeist wurden.**

Entsprechende Vereinbarungen bedürfen der Schriftform.
- (2) **Sofern Betreiber einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten haben und Zahlungen nach Absatz 1 leisten, können sie die Erstattung des im Vorjahr geleisteten Betrages, einschließlich einer Aufwandspauschale von 5 Prozent des geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.“**

Photovoltaik Freiflächenanlagen im EEG (erstes Segment)

- Kostenrealität anerkennen: Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind die kostengünstigste Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im EEG. Aus Gründen der Kosteneffizienz sollte das PV-Ausschreibungsvolumen deutlich erhöht werden.
- Die erhöhte Gebotsgröße von 20 MW und die ausgeweitete Flächenkulisse ist grundsätzlich positiv. Beides darf aber nicht zu Folgeproblemen führen (z.B. einer Akzeptanzgefährdung bei PV Freiflächenanlagen).
- Keine Größenbegrenzung bei baulichen Anlagen auf 20 Megawatt

Zu § 28a | Kostenrealität anerkennen: PV-Ausschreibungsvolumen erhöhen
Kosten sind kein Grund mehr, den PV-Ausbau zu drosseln. Daher sollte das Ausschreibungsvolumen zunächst um weitere 1000 MW pro Jahr, schrittweise um 2000 MW gegenüber dem Entwurf aufgestockt werden. Um Innovationspotenziale dieser Technologie über das EEG strukturiert zu aktivieren, sollen Batteriespeicher schrittweise zum Bestandteil von Photovoltaik-Ausschreibungen werden, wobei zunächst die Innovationsausschreibung gestärkt werden kann.

Zu § 37 | Erhöhte Gebotsgröße bei PV-Freiflächenanlagen und ausgeweitete Flächenkulisse darf nicht zu einer Akzeptanzgefährdung führen

Die erhöhte Gebotsgröße von 20 MW und ausgeweitete Flächenkulisse an Verkehrswegen auf 200 Meter ist grundsätzlich positiv, wobei die Korridorvorhaltung von „mindestens 15 Metern“ entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu Planungsunsicherheiten oder langen Genehmigungsprozessen führen können. Korridore, die „auf der Grundlage der Vorgaben des Bundesfernstraßengesetzes vorgesehen werden“ können, übersetzen sich in der Praxis zu Prozessverzögerungen. Zudem ist die Begründung fragwürdig, diese Korridore seien „aus Gründen des Naturschutzes (...) für die Wanderung von Tieren, insbesondere von größeren Säugetieren freizuhalten“. Zudem wird durch die Mindestangabe der Korridorbreite unnötig eine zusätzlich Planungsunsicherheit vorgesehen, da unklar ist, wie weit der Mindestwert überschritten werden kann und was Gründe dafür sein könnten. Auf die Vorgabe einer Mindestbreite von freizuhaltenden Korridoren innerhalb der EEG-Flächenkulisse sollte verzichtet werden.

Weil durch die Ausweitung der Flächenkulisse „große“ Anlagen⁵ auf u.U. hochwertigen landwirtschaftlichen Flächen errichtet werden (weil innerhalb der EEG-Flächenkulisse zu errichten), oder weil die Integration von PV-Freiflächenanlagen in der EEG-Flächenkulisse herausfordernd sein kann (optische Wirkung im Geländeprofil, Sichtbarkeit der Anlagen, da sie i.d.R. nahe von Verkehrswegen errichtet werden müssen), muss diese Maßnahme mit einer Akzeptanzstärkung verbunden werden (z.B. einer Wertschöpfungsbeteiligung, siehe oben).

⁵ Zurzeit werden wesentlich größere Anlagen außerhalb der EEG-Flächenkulisse förderfrei geplant. Ein Großteil der Akteure, die derartige Anlagen errichten, hat sich zu Grundsätzen „Gute Planung“ selbstverpflichtet. Weitere Informationen unter: <https://www.bne-online.de/de/verband/gute-planung-pv>

Darüber hinaus sollten weitere Anpassungen der zugelassenen Anlagengrößen bei EEG-Anlagen ergänzt werden, um aktivierbares Potenzial zu aktivieren:

- a. In Strukturstärkungsgebieten gemäß Strukturstärkungsgesetz wird die Größenbegrenzung für EEG-Anlagen abgeschafft. Im Gegenzug sollte die Anforderung erfüllt werden, marktlich beschaffte, nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen erbringen können.
- b. Erhöhung der Anlagengröße auf landwirtschaftlichen Flächen (benachteiligte Gebiete) auf 25 MW
- c. Die Anlagengröße von Agri-Photovoltaikanlagen (Flächen werden sowohl landwirtschaftlich als auch zur Stromerzeugung genutzt) wird auf 50 MW erhöht
- d. Bauliche Anlagen: weiterhin keine Begrenzung aber die Schärfung des Begriffs „bauliche Anlage“ ist notwendig (auch in Bezug auf bestehende Anlagen und bezüglich der Übergangsfristen §100⁶)
- e. Auf Konversionsflächen wird die Größenbegrenzung abgeschafft. So kann die Abgrenzung zu baulichen Anlagen geschärft werden. (§ 37 EEG 2021 sieht sachgrundlose Begrenzung auf 20 MW vor).
- f. Photovoltaik bietet bei Anlagengrößen oberhalb 20 MW zusätzliche Systemdienstleistungen an. Beispiel: Ab Anlagengrößen von 50 MW wird zusätzlich Schwarzstartfähigkeit erforderlich (Bei ausgeschriebenen PV-Speicherkombinationen sollte dies Bestandteil der Ausschreibungsanforderungen sein).

Zu §37 (3) | Keine Größenbegrenzung bei baulichen Anlagen auf 20 Megawatt

Durch die Änderung des Wortes „Freiflächenanlagen“ in „Solaranlagen“ im §37 (3) wird eine Größenbegrenzung von PV-Anlagen der Kategorie „Sonstige bauliche Anlagen“ auf 20 MW vorgenommen. Begründet wird diese Änderung mit einer niedrigen Realisierungsrate. Die Anlagengröße ist nicht der primäre Parameter hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit. Diese hängt von den Genehmigungsanforderungen stärker ab als von der Anlagengröße. Weil bauliche Anlagen gleichzeitig flächensparend und größer als 20 MW sein können (z.B. schwimmende PV-Anlagen), ist die pauschale Größenbegrenzung auf 20 MW hier abzulehnen, bzw. durch eine Klarstellung auf Anlagen innerhalb der Flächenkulisse entlang von Verkehrswegen zu beschränken.

§37 (3) sollte entsprechend so formuliert werden, dass die Größengrenze von 20 MW nur gilt für Solaranlagen auf einer Fläche nach §37 (1) Nummer 2c.

⁶ Nach § 100 Abs. 1 ist das EEG 2021 für alle Anlagen und Zuschläge anwendbar, die nach dem 30.12.2020 in Betrieb genommen werden. Die alten Regeln des EEG 2017 finden für Anlagen und Zuschläge Anwendung, die vor dem 1.1.2021 in Betrieb genommen bzw. erteilt wurden (siehe auch Begründung S. 161). Die Sonderregelung in § 100 Abs. 2 Nr. 7. , wonach im Rahmen der Beantragung der Zahlungsberechtigung (§ 38a EEG) die 20 MW-Grenze für "Freiflächenanlagen" gilt führt zu Klarstellungsbedarfen, ob in § 38a neu nicht Solaranlagen gemeint ist, weil es künftig ja auch eine andere Größenbegrenzung für sonstige bauliche Anlagen gibt (§ 37).

Photovoltaik Freiflächenanlagen außerhalb der Marktprämie (PPA)

- Auch PPA-Anlagen sind Anlagen im Sinne des EEG. Daher sollte es in einer umfassenden EEG-Novelle auch Verbesserungen für das PPA-Segment geben (Rechtssicherheit bei Vertragslaufzeiten, AGB-Recht, staatliche Absicherung durch Bürgschaften, Benachteiligung von Solarstrom bei der Strompreiskompensation auflösen)

Zubau auch außerhalb der Marktprämie zu erwarten (Verbesserungen PPA)

Weil PV-Zubau auch außerhalb der Marktprämie zu erwarten ist (PPA-Anlagen) und auch **PPA-Anlagen ebenfalls Anlagen im Sinne des EEGs** sind, sollten in einer umfassenden EEG-Novelle auch Verbesserungen für das PPA-Segment vorgesehen werden. Insbesondere die Rechtssicherheit für langfristige PPA sollte geschaffen werden, damit langfristige PPA-Verträge (10+ Jahre) unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten möglich sind.

- a. Rechtssicherheit etwa durch eine rechtliche Klarstellung, welche Vertragslaufzeiten von PPA noch als zulässig angesehen werden können. Beispielhaft kann hierfür die gesetzlich festgelegte Laufzeit für Fernwärme-Versorgungsverträge herangezogen werden (§ 32 Abs. 1 S. 1 AVBFernwärmeV).
- b. Klarstellung inwiefern sich Vertragspartner bei langfristigen PPA auf das AGB-Recht und somit auf eine Schutzbedürftigkeit im Sinne des AGB-Rechts berufen können.
- c. Stärkung der Projektfinanzierung: Finanzierungabsicherung von PPA mit staatlicher Bürgschaft in Analogie zu Hermesbürgschaften, um die Anlaufschwierigkeiten von PPA in Deutschland zu beseitigen. Eine derartige staatliche Absicherung kann als Instrument auf wenige Jahre (maximal 5 Jahre) begrenzt sein, bis sich PPA als Finanzierungs- und Betreibermodell für erneuerbare Energien etabliert haben. Vergleichbare Bürgschaften für PPAs gibt es z.B. bereits in Norwegen.

Benachteiligung bei der Strompreiskompensation auflösen (für PPA)

Für stromintensive Unternehmen, welche im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems indirekte CO₂-Kosten kompensieren können, besteht derzeit kein Anreiz, ein PPA abzuschließen. Denn die europäische Regelung sieht eine Strompreiskompensation nur dann vor, wenn die Unternehmen starkem internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind und Strom beziehen, der bei der Erzeugung CO₂ freigesetzt hat. Mit einem CO₂-freien Strombezug aus einem erneuerbaren PPA geht das Privileg somit verloren und macht den Strombezug aus erneuerbaren Energien für das stromintensive Unternehmen unwirtschaftlich. Es muss beihilferechtskonform sichergestellt werden, dass die Strompreiskompensation auch im Falle des Bezugs von EE-Strom weiterhin in Anspruch genommen werden kann, wenn nicht-geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bezogen wird.

Zu § 8 | Klarstellungsbedarf zum Netzanschluss von Mischprojekten (PPA- und Marktprämienanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt)

Der Netzanschluss von Mischprojekten (PPA und Marktprämienanlagen) wird von Verteilungsnetzbetreibern nicht einheitlich abgewickelt, obgleich Netzbetreiber die Anlage (bzw. Anlagen) unverzüglich anzuschließen haben. In der Praxis kommt es z.B. vor, dass Netzbetreiber bei Mischprojekten die sortenreine Zählung von Strommengen verlangen was in der Folge zu zwei separaten zwei Netzzuführungen führen kann, da der Zählpunkt immer die Eigentumsgrenze zum Verteilnetzbetreiber darstellt. Beide dieser Leitungen verlaufen parallel und enden in der Regel im selben Umspannwerk, allerdings in jeweils eigenen Schaltfeldern oder Übergabestationen. Dies ist volkswirtschaftlich ineffizient. Eine ausreichend groß dimensionierte Zuleitung und die messtechnische Aufteilung der eingespeisten Strommengen verursachen insgesamt weniger Kosten, sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Anlagenbetreiber.

Es sollte im EEG klargestellt werden, dass der Anschluss von Mischprojekten (PPA und Marktprämienanlagen) in der Regel an einem Netzverknüpfungspunkt und über eine ausreichend groß dimensionierte Leitung auszuführen ist, sofern andere Lösungen im Vergleich nicht günstiger sind.

Photovoltaik-Dachanlagen in der Ausschreibung (zweites Segment)

- Ein eigenes Ausschreibungssegment für Dachanlagen ist sinnvoll. Das im Entwurf vorgesehene Volumen für ausgeschriebene PV-Dachanlagen ist jedoch zu gering und der Prozess zu bürokratisch.
- **Ausschreibungen für PV-Dachanlagen sollen für Anlagen oberhalb von 750 kW erfolgen**, mit monatlichen Gebotsterminen über ein Online-Portal.
- Die im Entwurf vorgesehene Ausschreibung von PV-Dachanlagen ab einer Leistung von 500 kW führt zu erheblichen Problemen und wird nicht unterstützt. Bezüglich des Entwurfes ist zudem eine Übergangsregelung nötig: Für Dachanlagen größer 500 Kilowatt definiert der Gesetzentwurf ab 01.01.2021 keinen anzulegenden Wert. Ein vollständiger Ausbaustopp von künftig auszuschreibenden PV-Dachanlagen ist daher ab 01.01.2021 bis ca. Herbst zu erwarten, mindestens bis zur Realisierung der ersten in der Ausschreibung bezuschlagten Projekte.
- Zudem sollen Freigrenzen im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch vorsehen werden. Der anzulegende Wert für vermarktete Energiemengen kann dazu in Abhängigkeit der Eigenstromproduktion verringert werden.

Zu § 38c ff. | Ein eigenes Ausschreibungssegment für Dachanlagen ist sinnvoll

Bisher werden PV-Dachanlagen ab einer Größe von 750 kW gemeinsam mit PV-Freiflächenanlagen ausgeschrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Systemkosten wurden bisher PV-Dachanlagen nicht bezuschlagt.

Eine differenzierte PV-Dachanlagenausschreibung kann einerseits eine bessere Erschließung des Segments großer PV-Dachanlagen ermöglichen, andererseits die Rahmenbedingungen für das Verhältnis von Netzeinspeisung und Eigenstromproduktion kosteneffizient steuern.

- a. **Einführung einer eigenen Ausschreibung für PV-Dachanlagen oberhalb 750 kW** mit monatlichen Gebotsterminen über ein Online-Portal.
- b. **Freigrenzen im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch.** Der anzulegende Wert für vermarktete Energiemengen wird in Abhängigkeit der Eigenstromproduktion verringert.
- c. Langfristiges Ziel des Ausbaus von großen PV-Dachanlagen ist auch deren förderfreier Betrieb. Hierfür kann die Ausschreibung von PV-Dachanlagen den Weg bereiten und den Übergang zu marktlichen Produkten erleichtern.

Der Entwurf des EEG 2021 sollte daher entsprechend angepasst werden, um diese Punkte schrittweise zu erreichen. Hierbei sollten die Ausschreibungsrunden als Pilotausschreibung mit **Anlagen über 750 kW** gehandhabt werden, jedoch durchaus mit einem hohen Volumen ausgestattet sein. Für Anlagen unter 750 kW soll der anzulegende Wert vorerst weiter gesetzlich ermittelt werden (Entwurf: Ausschreibung ab 500 kW) und auch der Eigenverbrauch zulässig sein, da ein Entfallen der Möglichkeit des Eigenverbrauchs aus solchen Anlagen die Bereitschaft mittelständischer Unternehmen reduzieren würde, in große PV-Dachanlagen sowie in Maßnahmen der dezentralen Sektorenkoppelung zu investieren.

Zu § 22 (3) Nummer 1, §48 (2) und §100

Übergangsregelung nötig, sonst vollständiger Ausbaustopp von künftig auszuschreibenden PV-Dachanlagen (ab Inkrafttreten des EEG 2021: 01.01.2021)

Das Inkrafttreten des EEG 2021 ist spätestens zum 01.01.2021 vorgesehen. Ab Inkrafttreten des EEG 2021 wird definiert, welche PV-Dachanlagen ihren anzulegenden Wert in einer Ausschreibung ermitteln müssen (lt. Entwurf: Anlagen größer 500 Kilowatt). Weil die erste Ausschreibung erst im Juni 2021 geplant ist, ergibt sich ein **Zeitraum, in dem kein anzulegender Wert gesetzlich definiert ist. Ohne eine geeignete Übergangsregel würde sich defacto ein Ausbaustopp für PV-Dachanlagen größer 500 kW einstellen, ab dem 01.01.2021.**

Eine Übergangslösung sollte einen anzulegenden Wert für die betroffenen Anlagen (PV-Dachanlagen größer 500 kW, kleiner 750 kW) gesetzlich definieren, mindestens bis die künftig ausgeschriebenen PV-Dachanlagen in einer Ausschreibung bezuschlagt werden können, inklusive eines angemessenen Übergangszeitraumes, bis bezuschlagte Anlagen errichtet werden können. Auch das bisherige Ausbauvolumen in diesem Segment ist zu beachten (siehe unten).

Zu §28a (2) | Erhöhung des Ausschreibungsvolumen für Dachanlagen, mehr Ausschreibungsrunden

Die Ausschreibung für Dachanlagen oberhalb 750 kW sollte bereits ab dem ersten Jahr mit einem Volumen ausgestattet werden, dass den Zubau der Vorjahre in der Größenklasse zwischen 500 kW bis 750 kW übersteigt.

- Im Jahr 2019 lag der Zubau PV-Dachanlagen mit einer Leistung zwischen 500 kW bis 750 kW bei **974 MW** (Quelle: Auswertung des Marktstammdatenregisters)
- davon wurden 656 Anlagen mit „knapp unter 750 kW“ errichtet, mit Leistungen zwischen 745 kW und 750 kW: Zubau von 491 MW
- von diesen Anlagen waren 73 % Volleinspeise-Anlagen (ca. 360 MW)

Es ist zu erwarten, dass die Anlagen „knapp unter 750 kW“ nicht durch die Dachfläche begrenzt waren, und viele in einer PV-Dachanlagen-Ausschreibung größer gebaut worden wären. Daher sollte in jedem Fall ein zusätzliches Volumen vorgesehen werden, um der besseren Dachflächenausnutzung Rechnung zu tragen (z.B. zzgl. 250 MW).

Bezugnehmend auf den Entwurf des EEG 2021:

- Da der Entwurf des EEG eine **PV-Dachanlagenausschreibung für Anlagen ab 500 kW** vorsieht leitet sich ein **Volumen von 1200 MW / Jahr** ab.

Die Anzahl der Gebotstermine sollten daher erhöht werden, z.B. auf 100 MW pro Monat oder 300 MW pro Quartal.

Um den Wettbewerb zu sichern können besondere Zuschlagsregeln vorgesehen werden, wobei jedoch kein Volumen ausfallen soll (Übertrag zwischen den Runden).

Unsere abweichende Empfehlung (Ausschreibungspflicht >750 kW):

- Um auf den Zubau des Jahres 2019 von volleinspeisenden Anlagen „knapp unter 750 kW“ im Rahmen der Ausschreibung zu kommen und zugleich eine besseren Dachflächenausnutzung anzureizen, sollten **auszuschreibende PV-Dachanlagen mit einer Leistung über 750 kW** mit einem **Volumen von mindestens 600 MW / Jahr** vorgesehen werden. (Anstiegspfad in den Folgejahren: 100 bis 200 MW)
- Eine Ausschreibungspflicht für Anlagen >750 kW entschärft auch die oben genannte Übergangsproblematik, da diese Anlagen auch heute bereits ihnen anzulegenden Wert in einer Ausschreibung ermitteln, jedoch in der Konkurrenz zu günstigeren PV-Freiflächenanlagen keine Zuschläge bekommen.

Pilotausschreibung für Anlagen mit Eigenverbrauch

Wie ausgeführt, ist das Volumen der PV-Dachausschreibung gegenüber dem Entwurf deutlich zu erhöhen und geeignete Übergangsregeln für Anlagen kleiner 750 kW vorzusehen, um einen Zubaueinbruch zu vermeiden. Weil gerade bei diesen Anlagen der Eigenverbrauch oft ein maßgeblicher Wirtschaftlichkeitsparameter ist, sollte zumindest für einen Teil des Ausschreibungsvolumens der anteilige Eigenverbrauch zulässig sein. In geeigneten Pilotausschreibungen sollte daher der Eigenverbrauch zugelassen werden, indem für diese Anlagen eine Ausnahme bzgl. § 27a vorgesehen wird.

Zu 38e | Keine höhere Sicherheit bei PV-Dachanlagen nötig

Anders als bei Freiflächenanlagen wird in der PV-Dachanlagenausschreibung nur eine Sicherheit vorgesehen. Die stellt zwar eine gewisse Bürokratievereinfachung dar, führt aber mit einer Höhe von 70 Euro pro kW zu erheblichen Zusatzkosten (bei einer 750 kW Anlage: 52.500 Euro). Eine derartig hohe Sicherheit wird als nicht gerechtfertigt angesehen. Es ist zudem nicht ersichtlich, warum im § 38e eine in Summe höhere Sicherheit gefordert wird, verglichen mit PV-Freiflächenanlagen.

Generell sollte in der Dachanlagenausschreibung ein möglichst unbürokratischer Weg zu einem Zuschlag gefunden werden (z.B. ein Online-Portal), da es sich bei den investitionswilligen Unternehmen oft um Einmal-Investoren handelt und auch die Planungs- und Genehmigungsprozesse deutlich unterschiedlich zu denen von Freiflächenanlagen sind. Der Entwurf des EEG 2021 lehnt jedoch die Dachanlagenausschreibung unserer Ansicht nach zu stark an die Methodik der Freiflächenausschreibung an.

Photovoltaik-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung

- Im Entwurf sind keine wirksamen Maßnahmen enthalten, die den Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen signifikant erhöhen. Insbesondere fehlen Maßnahmen die dafür sorgen, dass Dachflächen optimal ausgenutzt werden oder Maßnahmen, die den Eigenverbrauch nach den Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) stärken.
- **Um neue „psychologische Schwellwerte“ zu vermeiden, sollte die Freigrenze für den Eigenverbrauch aus PV-Dachanlagen fließend ausgestaltet werden.**
- Kurzfristig besteht weiterer Anpassungsbedarf im Degressionsmechanismus der Vergütungen von PV-Anlagen (Atmender Deckel). Hier sollte nicht die Vergütung erhöht, sondern die Degression für einen hohen PV-Ausbau richtig eingestellt werden.

Im Entwurf des EEG 2021 sind keine wirksamen Maßnahmen enthalten, die den Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen signifikant erhöhen. Insbesondere fehlen Maßnahmen, die dafür sorgen, dass Dachflächen optimal ausgenutzt

werden oder solche, die den Eigenverbrauch nach den Vorgaben der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II) stärken. Hingegen werden grundlegende technische Anforderungen durch die Ausweitung der Einbauverpflichtung von intelligenten Messsystemen (iMSys) neu definiert. Die komplizierten Regeln bzgl. der iMSys-Einbaupflicht sind jedoch nicht praxistauglich und kaum vermittelbar. Dies wird die andauernde Akzeptanzdebatte zur Sinnhaftigkeit von iMSys weiter festigen, anstatt sie aufzulösen (Detailkritik und Lösungsansätze: Siehe Abschnitt zur weiteren Digitalisierung der Energiewende). Es ist essenziell, dass die Kosten für Prosumer klar definiert und verhältnismäßig sind und bleiben. Prosumer dürfen nicht durch unklare Regelungen und Kosten abgeschreckt werden, was sowohl für Post EEG-Anlagen als auch für Neuanlagen gilt. Insbesondere das Hochsetzen technischer Anforderungen und die damit verbundenen Kosten erschweren Erlösmodelle für „aktive Kunden“.

Zu § 61b | Fließende Freigrenze statt harter Bagatellgrenze

Die Bagatellgrenze für die EEG-Umlagenbefreiung auf eigenverbrauchte Strommengen sollte fließend gestaltet werden, d.h. nur die Leistung oberhalb der im Gesetz verankerte kW-Grenze für Kleinanlagen wird angerechnet. Die Bagatellgrenze würde damit zur Freigrenze, wofür es eine Vielzahl von Vorbildern u.a. im Steuerrecht gibt.

Eine fließende Ausgestaltung ist unabhängig von der Höhe von Bagatellgrenzen wichtig, da bei einer Fortschreibung der bisher starren Bagatellgrenze (vgl. § 61a) der Zubau im darüberliegenden Segment beschädigt wird. So wäre absehbar, dass die Schädigung, die es in den letzten Jahren im Anlagensegment oberhalb 10 kW gegeben hat, bei der im Kabinettsentwurf im § 61b vorgesehenen Bagatellgrenze oberhalb von 20 kW geben würde. Gleiches gälte bei einer Anhebung auf 30 kW, bei der mindestens das Segment zwischen 30 und 40 kW negativ betroffen wäre.

Mit einer fließenden Freigrenze für den EEG-Umlagebefreiten Eigenverbrauch würde vermieden, dass neue „Anreizschranken“ bzgl. der Anlagengröße entstehen. Die Lösung dieses Problems stellt die Flexibilisierung der Grenze von XX MWh für die Anlagen mit einer Leistung von mehr als YY kW dar. Die Freigrenze in MWh/Jahr für die vollständige Befreiung des Eigenverbrauchs von der EEG-Umlage soll im Segment über den Kleinanlagen einer gleichmäßigen Systematik folgen: Mit jedem kW an Anlagenleistung erhöht sich die Freigrenze um einen definierten Betrag in MWh/Jahr. Grundsätzlich und unabhängig von der Anlagenleistung soll eine Freigrenze für den Eigenverbrauch vorgesehen werden, unter der keine EEG-Umlage zu zahlen ist (für Kleinanlagen, für Nebenverbräuche). Sofern die fließende Freigrenze technisch überschritten werden kann, fällt EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom an und zwar lediglich für die Kilowattstunden oberhalb der fließenden Freigrenze.

Wir möchten anregen, den § 61b wie folgt zu formulieren:

§ 61b Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen

(1) Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 verringert sich in einem Kalenderjahr auf 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.

(2) Unbeschadet von Absatz 1 entfällt der Anspruch nach § 61 Absatz 1 bei Eigenversorgungen aus Anlagen für [xx] **Megawattstunden [Kabinettsentwurf: 10 Megawattstunden] selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr zuzüglich** höchstens [x] **Megawattstunden** pro Kalenderjahr selbst verbrauchten Stroms **pro installiertem Kilowatt**, wenn

1. **die Anlage eine installierte Leistung von mindestens [xx] Kilowatt hat,**
2. die Anlage eine installierte Leistung von höchstens [xx] Kilowatt [Kabinettsentwurf 20 kW] hat,
3. in der Anlage in dem Kalenderjahr ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind, und
4. seit Inbetriebnahme der Anlage nicht mehr als 20 Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres vergangen sind.

§ 24 Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.

Ergänzungsoption: Wenn ein iMSys eingebaut ist und aktiv für die Bilanzierung genutzt wird, könnte der regelhaft zur Verfügung stehende EEG-Umlagenbefreite Freibetrag von [xx] MWh (im Kabinettsentwurf 10 Megawattstunden) selbst verbrauchten Stroms pro Jahr angehoben werden. Hierdurch würde die Installation und Nutzung eines iMSys für den Prosumer einen sichtbaren Vorteil (z.B. für die Anschaffung eines Elektroautos) darstellen, da der EEG-Umlagenbefreite Freibetrag ansteigt aber eben nur, wenn die Energiemengen sauber bilanziert sind.

Zu §49 | Weiterentwicklung des atmenden Deckels

Sofern der aktuelle Mechanismus des atmenden Deckels, der die Degression der anzulegenden Werte für nicht ausgeschriebene PV-Anlagen bestimmt unverändert bleibt, ist eine weitere deutliche Degression der anzulegenden Werte zu erwarten. Ein schwacher Ausbau von nicht ausgeschriebenen PV-Anlagen wäre die Folge. Für Details wird auf das Papier Anpassungsbedarf im Degressionsmechanismus der Vergütungen von PV (Atmender Deckel) verwiesen.

Daher sollten folgende Änderungen vorgenommen werden:

- a. Der Korridor des atmenden Deckels muss in Folge der erforderlichen Zielanpassung deutlich erweitert werden
- b. Auf Degression nur das anrechnen, was vergütungsberechtigt ins Netz eingespeist werden kann (annuisierter *vergütungsberechtigter* Brutto-Zubau)

- c. Anpassung der Sonderdegression an heutige Kostensituation
- d. Nettoförderkapazität als Grundlage des atmenden Deckels

Windenergie an Land (Neuanlagen und Weiterbetrieb)

- Positive Ansätze zur Situationsverbesserung bei der Windenergie an Land sind enthalten (Abschaffung des Netzausbaubereichs, Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60%-Standorte, Zuschlagssteuerung mit einer Südquote, Kooperationsausschuss).
- In Summe ist jedoch fraglich, wie der Entwurf des EEG 2021 den nötigen Ausbau der Windenergie an Land sicherstellen soll. Benötigter Netto-Zubau aufgrund von Stilllegungen deutlich größer: Die Zahlen bzgl. Ausbauziel und Ausschreibungsvolumen passen nicht zueinander
- Ausschreibungstermine für Windenergie an Land pro Jahr anpassen
- Im Referenzertragsmodell sollte ein Parkwirkungsgrad verwendet werden
- Regelung für ausgeforderte Windkraftanlagen sind nur für Anlagen an besseren Standorten tragbar, für die der PPA-Markt ausreichende Konditionen anbietet. Für einen Übergangszeitraum sollte es daher für Anlagen an Standorten, für die die Marktwerte aktuell nicht ausreichen eine Zahlung geben, die den Weiterbetrieb ermöglicht. Diese Zahlung sollte vergleichbar den Regelungen beim Biogas und KWK-Anlagen in Form von Ausschreibungen ermittelt werden. Weitere Spezifikationen des bne-Vorschlags sind abrufbar unter [„bne-Vorschlag für marktwirtschaftliche Ausgestaltung einer Übergangsregelung für Windenergie-Bestandsanlagen \(Ü20\)“](#)
- Umgang mit gemischten Windparks (EEG und Ü20-Anlagen) klären

Positive Ansätze zur Situationsverbesserung bei der Windenergie an Land sind enthalten (Abschaffung des Netzausbaubereichs, Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60 %-Standorte, Zuschlagssteuerung mit einer Südquote, Kooperationsausschuss). Ein ambitionierter Ausbaupfad von durchschnittlich 4 GW pro Jahr bis 2028 ist begrüßenswert. Dennoch ist festzuhalten, dass es auch in der jüngsten Vergangenheit nicht an politischen Bekenntnissen zu den Ausschreibungsmengen mangelte. In Summe ist daher fraglich, wie der Entwurf des EEG 2021 den nötigen Ausbau der Windenergie an Land sicherstellen soll. Windenergie muss zunächst wieder zurück zu den erfolgreichen Zubauraten der Jahre 2014 bis 2017.

Benötigter Netto-Zubau ist deutlich größer

Der benötigte Netto-Zubau von Windenergie an Land ist aufgrund von zu erwartenden Stilllegungen deutlich größer. Die Zahlen für das Ausbauziel und die Ausschreibungsmengen passen nicht zueinander. Es bleibt unklar, welche Annahmen bzgl. Rückbau / Repowering hier zugrunde liegen. Hierzu ist eine Klarstellung erforderlich.

Zu §28 | Vier Ausschreibungstermine für Windenergie an Land pro Jahr

Im Entwurf wird in § 28 EEG 2021 vorgesehen, dass Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land jedes Jahr jeweils im Februar, Mai und September stattfinden sollen. Bei einer Genehmigung nach dem 10.8. eines Jahres könnte man somit erst im Februar des Folgejahres wieder an einer Ausschreibung teilnehmen. Daher sollte man **bevorzugt vier Ausschreibungen pro Jahr im Februar, Mai, August, November** vorsehen, mindestens aber eine Korrektur auf Februar, Juni, Oktober vornehmen.

Zu §36 | Im Referenzertragsmodell einen Parkwirkungsgrad verwenden

Im Entwurf des EEG ist vorgesehen, dass Referenzertragsmodell von bisher 70 % Standortertrag auf 60 % auszudehnen, um auch an weniger ertragreichen Standorten noch einen wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen zu ermöglichen. Das bedeutet für diese Standorte, dass auf den Zuschlag in der Ausschreibung (zum Beispiel 6,2 ct/kWh) am 60 % Standort ein Aufschlag von 35 % in der Vergütung hinzukommt. Bei der bisherigen Grenze von 70 % beträgt der maximale Aufschlag 29 %. Die maximale Vergütung beträgt heute $6,2 \text{ ct} * 1,29 = 8,0 \text{ ct/kWh}$. Bei der Ausweitung auf 60 %-Standorte beträgt die maximale Vergütung $6,2 \text{ ct} * 1,35 = 8,37 \text{ ct/kWh}$. Insoweit ist diese Anpassung an 60 % Standorte zielführend und notwendig.

Allerdings hat das Referenzertragsmodell schon in der Vergangenheit zu teuren Fehlentwicklungen geführt: Bei der Berechnung der Standortqualität zählen nicht nur die Windbedingungen bei freier Anströmung an dem jeweiligen geografischen Standort, sondern viele andere einschränkende Bedingungen, die den Ertrag mindern, gehen mit in die Berechnung ein. Der wichtigste und häufigste Faktor für eine Ertragsminderung ist der Abstand zu benachbarten Anlagen im Windpark. Benachbarte Anlagen führen zu einer Ertragsminderung der Einzelanlage, sodass sich immer die Aufgabe stellt, eine Optimierung zu finden zwischen einer möglichst intensiven Nutzung der vorhandenen Windparkfläche einerseits und dem maximalen Ertrag jeder Anlage im Windpark andererseits.

Mit dem Begriff „Parkwirkungsgrad“ wird bezeichnet, wieviel Prozent des Ertrages beim Betrieb einer Anlage im Windpark übrig bliebe gegenüber dem Betrieb dieser Anlage bei freier Anströmung ohne benachbarte Anlagen. Ein Parkwirkungsgrad von 85 % erweist sich dabei als ein praktikabler Kompromiss bei der Auslegung von Windparks im Hinblick auf den notwendigen Abstand von Anlagen untereinander. Das Referenzertragsmodell hat bereits in der Vergangenheit die Planer von Windparks angereizt, die Abstände von Anlagen untereinander soweit zu verringern, um mehr Anlagen im Park unterbringen zu können, dass ein üblicher Parkwirkungsgrad von 85 % deutlich unterschritten wird bis hin zu einem Wirkungsgrad von nur noch 70 %. Denn die Ertragsminderung der einzelnen Anlagen wird durch das Referenzertragsmodell weitgehend über eine höhere Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde ausgeglichen. Damit wird die ursprüngliche Absicht des Gesetzgebers, auch an Grenzstandorten den Betrieb von Windenergieanlagen zu ermöglichen, konterkariert, weil

deutschlandweit die Tendenz zu beobachten ist, Windparks immer dichter zu bestücken mit der Folgewirkung, dass die Vergütungspreise für Windstrom nicht mit dem technischen Fortschritt absinken, sondern durch die zu dichte Bebauung künstlich hoch gehalten werden.

Diese Fehlentwicklung im Referenzertragsmodell kann dadurch gestoppt werden, dass Parkwirkungsgrade unter 85 % nicht mehr über eine höhere Vergütung nach dem Referenzertragsmodell ausgeglichen werden. Die dafür notwendigen Berechnungsschritte finden sich in einer FGW-Richtlinie, die zwischenzeitlich für eine Novellierungsperiode im EGG angehängt war. Anhand dieser Berechnung wurde seiner Zeit die Vergütung für Windparks unter 60 % Referenzertrag ausgeschlossen.

Zu § 36b | Wettbewerb in der Ausschreibung für Windenergie an Land

Laut § 36b Abs. 2 soll sich der Höchstwert für Windenergie an Land von 6,00 ct/kWh im Jahr 2021 ab dem 1. Januar 2022 jährlich um 2 Prozent verringern, wodurch ein Anreiz geschaffen werden soll, dass sich Bieter schnellstmöglich mit ihren Projekten an den Ausschreibungen beteiligen. Unserer Ansicht nach ist dies eine nur Notlösung, da das Grundproblem – die massive Unterdeckung der Ausschreibungsvolumina nicht auflöst wird.

Es müssen die Gründe für die strukturellen Unterzeichnung der Ausschreibung aufgelöst werden, damit die Kostenreduktion wieder über den Wettbewerb in der Ausschreibung stattfinden kann. Für das Marktversagen maßgeblich sind u.a. fehlende Flächen für Windenergie an Land, die sich infolge von pauschalen Mindestabständen ergeben und durch Ausnutzung der neuen Länderöffnungsklausel in § 249 Abs. 3 BauGB womöglich sogar noch weiter verringern können. Auch unverhältnismäßig lang andauernde Genehmigungsverfahren und – im Vergleich zu anderen Infrastrukturmaßnahmen – unangemessene hohe Auflagen blockieren Projekte. Erst wenn diese Blockaden gelöst werden, sichert der Wettbewerb wieder effektiv die Kostendegression.

Zu § 36e und 36f | Verlängerung Umsetzungsfrist nach Zuschlag

Ein Thema von großer Bedeutung, nämlich der Vergütungsbeginn ab Inbetriebnahme, und nicht, wenn die ursprünglichen 30 Monate abgelaufen sind, wurde im Referentenentwurf nicht aufgenommen. Die Verlängerung ist damit in der Praxis de facto keine Option und die Möglichkeit, bei Klagen oder Insolvenz und damit verbundener Notwendigkeit einer Neugenehmigung, den Zuschlag auf Antrag zurückgeben zu können, weiterhin nicht gegeben. Daher bitten wir um die Ergänzung folgender zwei Optionen:

1. Antrag auf Verlängerung
2. Antrag auf Entwertung des Zuschlags und Neuteilnahme Ausschreibung

Zu § 36e | Erlöschen von Zuschlägen

Verlängerungsoptionen sind generell nicht sinnvoll bzw. in der Regel keine Option, solange der Vergütungszeitraum nach den ursprünglichen 30 Monaten beginnt – dies wurde jedoch nicht geändert. Ein Entwickler muss optional das

Recht haben, bei Klagen oder Insolvenz eines WEA-Herstellers den Zuschlag zurückzugeben / entwerten zu lassen (bei Zahlung der Pönalen) und erneut an einer Ausschreibung teilzunehmen. Der Vergütungszeitraum muss auch bei Verlängerungen immer mit der tatsächlichen Inbetriebnahme beginnen.

Zu § 36f | Zuschlagsgarantie

Eine Neugenehmigung und die Errichtung eines Windparks in weniger als 30 Monaten zu schaffen, erscheint uns unrealistisch.

Zu § 36k | Finanzielle Beteiligung der Kommunen

Verbesserungsbedarfe zum § 36k werden im Abschnitt *Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien* dieser Stellungnahme ausgeführt, (siehe oben).

Vorschlag für marktwirtschaftliche Ausgestaltung einer Übergangsregelung für Windenergie-Bestandsanlagen (Ü20)

Grundsätzlich sollen und können sich ausgeförderte EE-Anlagen im Markt, z.B. mittels PPAs finanzieren. Ob sich Windenergieanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen aktuell so weiterbetreiben lassen, hängt allerdings vor allem von der Standortqualität ab. Diese wurde während der Dauer der EEG-Förderung über das Referenzertragsmodell abgebildet. Der Markt kennt kein Referenzertragsmodell. Dies hat zur Folge, dass für bessere Standorte die bei PPA-Verträgen angebotenen Preise zum Weiterbetrieb ausreichen, bei Standorten mit niedrigeren Referenzerträgen hingegen nicht mehr. Letztere werden dann mangels Rentabilität absehbar stillgelegt werden.

Für einen Übergangszeitraum sollte es daher für Anlagen **an Standorten, für die die Marktwerte aktuell nicht ausreichen** eine Zahlung geben, die den Weiterbetrieb ermöglicht. Diese Zahlung sollte vergleichbar den Regelungen beim Biogas und KWK-Anlagen **in Form von Ausschreibungen ermittelt** werden. Dabei können im Vergleich zu Ausschreibungen von Windenergie-Neuanlagen deutlich niedrigere Höchstwerte festgelegt werden. Das **Referenzertragsmodell muss auch hier gelten**, damit auch Standorte in Süddeutschland erhalten werden können, für die es bei Neuanlagen gemäß Referentenentwurf eine Südquote geben soll. Durch einen Berechnungsmodus soll festgelegt werden, dass zum Ausschreibungszeitpunkt lediglich Standorte für Ausschreibungen präqualifiziert sind, für die PPA-Zahlungen derzeit nicht ausreichen. Bei einer künftigen Erhöhung des Marktwertes würde diese Teilnahmebegrenzung ausgeweitet werden. Bis bei diesen Ausschreibungen Zuschläge erteilt werden, wird es einen Übergangszeitraum geben müssen, da das EEG2021 am 1. Januar 2021 in Kraft treten wird, d.h. vor der ersten Ausschreibung. Dieser Übergangszeitraum könnte ein Jahr dauern. In diesem Zeitraum könnte sich auch die Stromnachfrage im Nachgang zur Corona-Krise wieder einigermaßen normalisiert haben. Während des Übergangszeitraum sollte ein anzulegender Wert gezahlt werden, der deutlich unterhalb der letzten Vergütung liegt, aber einen Weiterbetrieb der Anlagen ermöglicht und daher an weniger windstarken

Standorten – in der Höhe abhängig von der Standortqualität – oberhalb des Marktwertes liegt. Es sollten nur Anlagen zahlungsberechtigt sein, für deren Standortgüte PPA-Zahlungen nicht auskömmlich sind.

Weitere Spezifikationen des bne-Vorschlages sind abrufbar unter „[bne-Vorschlag für marktwirtschaftliche Ausgestaltung einer Übergangsregelung für Windenergie-Bestandsanlagen \(Ü20\)](#)“

Umgang mit gemischten Windparks (EEG und Ü20) klären: Ertragsmengenabschätzung ermöglichen (Anpassung von § 21b (2) und § 24 (3) EEG 2017)
In Parkkonstellationen mit Anlagen unterschiedlicher Vergütungsklassen, aber insbesondere auch bei Konstellationen mit ausgeförderten Anlagen und Anlagen mit Förderanspruch, die über eine gemeinsame Messeinrichtung einspeisen, ist derzeit keine Klarheit bzgl. der Möglichkeit zur anlagenscharfen Bilanzierung und Vermarktung gegeben. Rechtlich wird dies unterschiedlich beurteilt, prozessual ist es derzeit nicht möglich. In gemischten Parks (EEG und Ü20) muss eine Abschätzung der Ertragsmengen möglich werden, da eine jeweilige Einzelbilanzierung der Anlagen erhebliche Umbaukosten zur Folge hätte und damit Altanlagen abgeschaltet würden. **Es fehlt eine Klarstellung, dass die Aufteilung anhand der Referenzerträge nicht nur zu Abrechnungs-, sondern auch zu Bilanzierungszwecken genutzt werden kann.**

Anderenfalls ist die Aufteilung nur durch die Installation aufwendiger Untermessungen und Umsetzung entsprechender Messkonzepte möglich. Alternativ zur Aufteilung gem. Referenzertrag wäre die Aufteilung anhand von Scada-Werten - diese ist im Markt jedoch hoch umstritten und prozessual aufwändig. **Sofern eine Aufteilung nach Referenzertrag nicht umsetzbar ist, wäre zumindest klarzustellen, dass die Vermarktung von ausgeförderten Anlagen mit Anlagen mit Förderanspruch gemeinsam im Marktprämienmodell möglich ist und hierbei der anzulegende Wert für die ausgeförderten Anlagen entsprechend null wäre.** Somit würden die Herkunftsnachweise für diese Anlagen verloren gehen, aber zumindest würde überhaupt eine Möglichkeit zur Vermarktung bestehen. Auch hierzu gibt es unterschiedliche Rechtsauffassungen, überwiegend wird es aber derzeit abgelehnt.

Innovation im EEG

- Ausweitung der Innovationsausschreibung ist grundsätzlich sinnvoll. Jedoch sollte der Innovations-Charakter innerhalb der Innovationsausschreibung (InnAusV) weiter gestärkt werden.
- Verbesserung der Anforderungen für Anlagenkombinationen: Anreize für die marktorientierte Auslegung von PV-Batterie-Systemen stärken und SDL-Anforderungen schärfen
- Photovoltaik-Innovationen strukturiert stärken: Gesonderte Ausschreibungen für PV-Toprunner (Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen), sowie für Seen-PV- und Agri-PV-Anlagen im Rahmen der InnAusV

Innovations-Charakter innerhalb der Innovationsausschreibung stärken

In der ersten Innovationsausschreibung wurde deutlich, dass diese durch PV-Batterien-Anlagenkombinationen dominiert ist. Mit exakteren Vorgaben für PV-Batterie-Systemen und verbessertem Marktzugang kann deren marktorientierte Auslegung verbessert werden. Darüber hinaus sollten Photovoltaik-Innovationen strukturiert auch in der InnAusV angereizt werden, weshalb die Einschränkung auf Anlagenkombinationen nicht vorgenommen werden soll.

Zu Artikel 14 | Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Der Gesetzentwurf ändert im Artikel 14 die Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV). Es erfolgt eine Reduktion auf Anlagenkombinationen. Die „mono-technischen“ Anlagen, die einen Teil der ersten Innovationsausschreibungsrunde ausgemacht haben, sind künftig nicht mehr vorgesehen. Weil es mit der InnAusV eine bestehende Verordnung gibt, die grundsätzlich so weiterentwickelt werden kann, dass sowohl Anlagenkombinationen als auch besondere PV-Innovationen („Top-Runner“, Argi-PV, Seen-PV, ...) bezuschlagt werden können, sollte die Verordnung entsprechend umstrukturiert werden.

Für **Anlagenkombinationen**: Sofern eine Anlagenkombination einen Speicher enthält, sollte über Mindestvorgaben gewährleistet werden, dass die Kapazität von über die InnAusV geförderten Speichern nicht in einem marktuntauglichen Missverhältnis zur Leistung des Speichers steht (Speichern mit hohem Kapazitäts-zu-Leistungs-Verhältnis sind hier wünschenswert). Diesen sollte auch der Zugang zu Kurzfrist-Strommärkten gewährt werden, um markt-basiert innerhalb einer Viertelstunde Schwankungen im System auszugleichen. Dies sollte möglich sein, wenn die selbst erzeugten Strommengen aus den anderen Anlagenteilen klar abgegrenzt werden können. Im Gegenzug für den Marktzugang können auch Vorgaben für die Erbringung heute nicht effizient beschaffbarer nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen⁷ vorgesehen werden (Kurzschlussstrom, Dynamische Blindleistungsstützung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Inselbetriebsfähigkeit). Hiermit würden die Innovationsausschreibungen auch mit dazu beitragen, dass mit Erneuerbare Energien-Anlagen in Kombination mit Speichern passgenaue Lösungen für die Stärkung der Resilienz der Energieversorgung in besonders herausfordernden Bereichen entwickelt werden.

Für **PV-Innovationen**: Das bisherige Segment der „monotechnischen Fixprämienanlagen“ wird zurecht in seiner bisherigen Form nicht weitergeführt. Anstatt es abzuschaffen, sollte es auf PV-Innovationen umgebaut werden, da derartige Innovationen in den stark überzeichneten regulären PV-Ausschreibungen keine Zuschläge erhalten oder nicht zuschlagsberechtig sind. Ermöglicht werden sollen (kombiniert oder getrennt voneinander):

⁷ Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“ i.A. des BMWi | 08_2020 | Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)

- **„Top-Runner“** – Gesonderte Ausschreibungen für besondere technische Innovationen: In Top-Runner Projekten sollen Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen einen Zuschlag erhalten. Diese würden mehr Energie pro Megawatt produzieren, bzw. weniger Fläche pro Megawatt beanspruchen. Solche Hochleistungsmodule könnten über das Innovationsausschreibungssegment Skaleneffekte erzielen, was zu Kostensenkungen führen würde. Dies könnte auch ein wichtiger industriepolitischer Ansatz sein, um die europäische Solarindustrie wieder zu stärken.
- **PV- Ausschreibungen mit Doppelnutzung von Flächen**
Gesonderte Bezuschlagung von Anlagen mit Doppelnutzung von Flächen (u.a. für Floating-PV, Landwirtschafts-Photovoltaik)

Innovations-Charakter über Innovationsausschreibung hinaus stärken

Eine Ausweitung der Innovationsausschreibung soll dazu beitragen, das EEG auf die Zukunft auszurichten. Daher sollte der Innovations-Charakter des EEG über die Innovationsausschreibung hinaus gestärkt werden, z.B. dadurch, dass perspektivisch in regulären PV-Ausschreibungen Speicher vorgesehen werden.

Mehr Experimentierräume: Reallabore für Bürokratieabbau im EEG

Um in begrenztem Umfang abweichende regulatorische Wege erproben zu können, regen wir die Schaffung von Reallaboren im EEG an. Die Umsetzung soll dabei für die Beteiligten freiwillig sein. Förderbudgets sind dafür nicht notwendig. Vielmehr ermöglichen Reallabore die Identifikation von Wegen, das EEG von Bürokratie zu entlasten. Spielräume für solche Reallabore sollten in einem geeigneten Prozess zeitnah identifiziert werden.

Schwierig aktivierbare Potenziale erschließen

Das Potenzial von PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden und Lärmschutzwällen ist aufgrund der komplexen Zuständigkeitsstruktur schwierig zu erschließen. Eine Zielvorgabe für die Ausrüstung von Lärmschutzwänden und -wällen mit Photovoltaik und eine Ausschreibung im Rahmen der Innovationsausschreibung würde dies auflösen.

Maßnahmen mit Wirkung auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien

- Der Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise kommt einer Marktprämienkürzung gleich. Ohne kurzfristigen finanziellen Ausgleich verteuert dies die Zuschläge, da sich die Finanzierung verteuert. Eine Verrechnung nach 20 Jahren löst dieses Problem nicht.
- Die 1-h-Regel passt im Vergleich zur 6-h-Regel grundsätzlich besser zur Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien.
- Die Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert soll einen Anreiz bieten, die Stromerzeugung im Jahresverlauf zu optimieren, was bei Wind- und Solaranlagen wirkungslos ist, aber zu erheblichem Zusatzaufwand führt (z.B. 13. Monatsabrechnung), zusätzlichem Liquiditätsbedarf auflöst und zusätzlichen Risiken auf den Anlagenbetreiber abwälzt.

Außerdem stellt ein Jahresmarktwert ein erhebliches Hemmnis dar, den Direktvermarkter unterjährig zu wechseln. Wir schlagen daher vor, die Wahl eines Jahresmarktwerts als freiwillige Option für Bioenergieanlagen einzuführen, damit insbesondere KWK-Anlagen die Möglichkeit bekommen, Stromerzeugung im Jahresverlauf zu verschieben.

- Bedingungen für Speicher werden nicht verbessert, jedoch als Lösung für die Änderung des §51 angeführt. Unabhängig von der Änderung des §51 EEG können Verbesserungen für Speicher im §611 umgesetzt werden.

Zu §51 | Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise kurzfristig finanziell kompensieren, um Anlagenfinanzierung nicht zu verteuern

Der Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise kommt einer Marktprämienkürzung gleich. Eine Flexibilisierung des Stromsystems wie in der Begründung angegeben wird durch diese Änderung nicht erreicht, weil im Gegenteil durch die frühere Abschaltung von EE-Anlagen Flexibilisierungsdruck von konventionellen Erzeugern genommen wird.

Grundsätzlich passt die im Entwurf enthaltene 1-Stunden-Regel im Vergleich zur 6-Stunden-Regel besser zur Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien. Jedoch ist ein Marktprämienentfall bei negativen Preisen bereits nach einer Stunde ebenfalls nicht die Lösung, die Intention der dahinterstehenden EU-Richtlinie umzusetzen. Nach der EU-Richtlinie sollte es „keine Anreize zur Einspeisung bei negativen Preisen geben“. Eine 1-Stunden-Regel ohne kurzfristig wirksame finanzielle Kompensation der ausgefallenen Marktprämienzahlung kommt hingegen einer Pönalisierung dieser Einspeisung gleich. Der vorgeschlagene Ansatz ohne eine Kompensation würde alleinig höhere Preisrisiken bedeuten, damit die Finanzierung und so die Stromerzeugung verteuern. Die Änderung widerspricht somit dem Ziel 3 des EEG 2021, der „Weitere Dämpfung der Kostenentwicklung“ (Seite 2 des Entwurfs).

Optionen einer kurzfristigen Kompensation

Das BMWi hatte in Aussicht gestellt, eine Kompensation des Entfalls der Marktprämie bei negativen Preisen nach 20 Jahren zu ermöglichen. Eine Kompensation im Anschluss an den Vergütungszeitraum ist unwirksam für die Anlagenfinanzierung und wäre auch prozessual schwierig umzusetzen (hoher Bürokratieaufwand). Je nach Zeitpunkt im Lebenszyklus einer Anlage müsste eine Verrechnung für bis zu zwanzig Jahre stattfinden – energiemengenkorrigiert und aufgrund der langen Zeitspanne auch barwertkompensiert. Zudem ist die Schätzung der Anzahl der Stunden mit negativen Preisen umso schwieriger, je größer die Zeitspanne ist, die man als Anlagenbetreiber/Projektentwickler/Vermarkter/Finanzierer in die Kalkulation einbeziehen muss.

Weil der §51 bereits den Anreiz enthält, bei negativen Preisen die Einspeisung zu reduzieren (EU-Anforderung ist erfüllt), ist die kluge und volkswirtschaftlich günstige Kompensation des Volumenrisikos entscheidend. Eine kurzfristige Kompensation mit ähnlicher Methode wie im Redispatch (bzw. EinsMan) mit monatlicher Abrechnung sollte daher in Erwägung gezogen

werden. Das französische Marktprämienmodell sieht keine Auszahlung der Marktprämie bei negativen Preisen vor. Betreiber können eine Prämie erhalten, wenn sie in Zeiten negativer Strompreise keinen Strom erzeugen. Die Prämie wird allerdings nur dann ausgezahlt, wenn an der Strombörse über das gesamte Jahr mehr als eine bestimmte Anzahl von Stunden negative Preise aufgetreten sind und die Anlagenbetreiber nachweisen können, die Produktion in den betreffenden Stunden reduziert zu haben. Für Photovoltaik beträgt diese Zahl 15 Stunden; bei Windkraft an Land sind es 20 Stunden.

Bedingungen für Sektorenkopplung und Speicher werden nicht verbessert, jedoch als Lösung für die Änderung des §51 EEG angeführt

Laut der Begründung der vorgeschlagenen Änderung des §51 Abs. 1 müssen Anlagenbetreiber *„künftig eigene Wege finden, sich gegen Negativpreisphasen abzusichern, indem sie z.B. Kooperationen mit Speicherbetreibern eingehen, neue Anlagentechnik einsetzen, die eine stetigere Stromproduktion ermöglicht, oder Absicherungsgeschäfte am Stromterminmarkt tätigen.“*. Diese Aussage ist mit dem § 51 unvereinbar, da der Wegfall der Marktprämie in Zeiten negativer Preise den Deckungsbeitrag bei Anlagenbetreiber auf einen Wert von Null (oder weniger) reduziert. Ein Einspeichern von Energie mit Netznutzung ist somit nicht wirtschaftlich attraktiv. Ein Einspeichern ohne Netznutzung ist in der Regel nicht möglich, da keine Speicher oder Sektorenkoppler am selben Netzanschlusspunkt vorhanden sind.

Vorschläge wie insbesondere die Kooperationen von Erneuerbare Energien-Anlagenbetreibern und Speichern/Sektorenkopplern erleichtert werden sollen sind im Entwurf nicht enthalten. Hierfür bedarf es Klarstellungen zum Umgang mit Abgaben, Steuern und Umlagen, die in Negativpreisphasen diese Kooperationen erschweren oder unwirtschaftlich werden lassen, sowie Klarstellungen hinsichtlich der Netznutzung.

Vorschlag 1: Vereinfachte Belieferung von Power-to-Heat-Anlagen

Für Strom aus Erneuerbaren Energien-Anlagen, der messtechnisch gesondert erfasst wird und zu Zeiten negativer Preise in Power-to-Heat Anlagen verbraucht wird, die in einem sinnvollen netztechnischen Zusammenhang stehen (z.B. gleiches Verteilungsnetz) und mit Wärmespeichern für mehr als [3] Stunden bezogen auf die installierte Leistung ausgelegt sind, entfallen die EEG-Umlage und die Stromsteuer.

Vorschlag 2: Gemischte Geschäftsmodelle mit Speicher ermöglichen

Für die Wirtschaftlichkeit von Speicher ist es essenziell, dass gemischte Geschäftsmodelle mit Speicher möglich werden und das der Speicherinhalt nicht „ergraut“, wenn Strom aus den Netz bezogen wird, der in zeitgleich einspeisenden EE-Anlagen produziert wird, die in einem sinnvollen netztechnischen Zusammenhang stehen. Eine vom Gesetzgeber gewünschte *„Kooperationen mit Speicherbetreibern“* im Fall des § 51 würde hierdurch ebenso verbessert, wie die die Marktposition von Speichern im Allgemeinen.

Zu §611 | Vereinbarkeit der Kombination verschiedener Anwendungsfälle bei Batterie-Speichern

Heute besteht nur Rechtssicherheit bei der Kombination von Speicher-Anwendungsfällen bei denen sich die Zwischenspeicherung ausschließlich auf Entnahme und Rückspeisung in dasselbe Netz bezieht (Peak-Shaving, Hochlastzeitfenster, DA-/ID-Optimierung, MRL/SRL/PRL). Eine Kombination mit dem Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung ist heute und auch in der vorliegenden Novelle nicht vorgesehen. Da für den wirtschaftlichen Betrieb einer Batterie häufig die Kombination mehrerer Anwendungsfälle nötig ist, entfällt ein guter Teil des ansonsten wirtschaftlichen Potentials.

Vorschlag: Den Wechsel zwischen „Batterie als EE-Anlage“ (§3 (1)) und „sonstigem Stromspeicher“ innerhalb eines Kalenderjahres explizit ermöglichen, sowie – bei eindeutiger Mengenabgrenzung – auch die parallele Nutzung explizit zulassen. Zusätzlich für Stromspeicher eine technisch realisierbare und pragmatische Regelung für Mengenabgrenzung einführen.

Zu §611 | Auflösung der Ungleichbehandlung stationärer u. mobiler Speicher

Die Ungleichbehandlung stationärer und mobiler Speicher bei den Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ist ein Hemmnis auf dem Weg zu Vehicle-to-Grid – Technologien (z.B. bidirektionalen Ladestationen) und verhindert damit die Nutzung signifikanter vorhandener Speicherkapazitäten für das Energiesystem. Wir sehen daher die Notwendigkeit, die Saldierung für bidirektionale Ladestationen zu ermöglichen. Hierzu müsste folgende inhaltliche Änderung vorgenommen werden:

§611 (1b) x. Sonstige Energieentnahme kann auch durch Saldierung von Ein- und Ausspeisung geeicht messtechnisch gesondert erfasst werden, falls eine explizite Erfassung der sonstigen Entnahme nicht möglich ist. Dies ist insbesondere bei bidirektionalen Ladestationen der Fall. Bidirektionale Ladestationen sind zudem von der Erfassung des Speicherfüllstands pro Saldierungsperiode befreit.

Begründung: Die Ergänzung bewirkt, dass anders als bei expliziter Erfassung auch Speicher und Wechselrichterverluste als sonstige Entnahme nicht Umlagenbefreit werden können, ein Nachteil gegenüber stationären Speichern, der vor dem Hintergrund der messtechnischen Vereinfachung aber in Kauf genommen werden sollte. Bidirektionale Ladestationen von der Erfassung des Speicherfüllstands pro Saldierungsperiode zu befreien ist aufgrund geringer Mengen und ungelöster technischer Herausforderungen bei der Erfassung und Zuordnung notwendige Voraussetzung. Diese Regelung soll die wirtschaftliche Zwischenspeicherung in Fahrzeugen ermöglichen.

Keine pauschale Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert

Die Wirkung der Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert ist unklar und sollte nur in begründeten Fall angewendet werden, aber nicht

pauschal. Der positive Nutzen beschränkt sich auf wenige flexible Anlagen aus dem Bereich Biogas, Biomasse und Geothermie. Hierfür werden aber für eine große Menge von Anlagen etablierte und funktionierende Prozesse gestört. Eine Nutzung von Jahresmarktwerten entsprechend des Entwurfs würde in jedem Fall zu **mehr Bürokratie** führen und **Folgefragen bei der Vertragsgestaltung** allgemein und **Änderungsbedarfe in Direktvermarktungsverträgen** im Speziellen auslösen. Ein Jahresmarktwert stellt zudem ein **großes Hemmnis dar, unterjährig den Vermarkter zu wechseln**. Der administrative Aufwand zur Umsetzung verschiedener Referenzwerte bei Anlagen mit unterschiedlichen Inbetriebnahme-Zeitpunkten ist groß. Die Abrechnung der Direktvermarktung wird massiv verkompliziert und es drohen erhebliche Kredit- und Liquiditätsprobleme für Direktvermarkter und Betreiber. Hingegen ist ein energiewirtschaftlicher Mehrwert einer wie im Entwurf vorgeschlagenen Umstellung nicht zu erkennen, sofern keine deutlichen Verbesserungen in anderen Bereichen (z.B. des Einsatzes von Speichern, siehe Änderungsempfehlungen zum §61l) ausgeführt werden.

Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung

- Vorgeschlagene Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung sind positiv, aber Detailverbesserungen noch nötig.
- Regel zur räumlichen Ausweitung ist in der Praxis nicht geeignet.
- Praxistaugliche Anlagenzusammenfassung: Mieterstrom soll auch von nur einem Betreiber zulassen, was in der Praxis nötig ist, der Entwurf jedoch ausschließt.
- Fehlende Möglichkeit der Bilanzierung von Verbrauchern mit einem Standardlastprofil wird (vermutlich unbeabsichtigt) zum Problem für Mieterstrom

Vorgeschlagene Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung sind positiv, aber Detailverbesserungen noch nötig

Das Lieferkettenmodell stellt eine Verbesserung dar. Die Ergänzung um eine Stromsteuerbefreiung wäre jedoch sinnvoll. Auch eine eigene Vergütungskategorie ist im Entwurf enthalten und sinnvoll, deren Höhe aber zu knapp bemessen. Darüber hinaus finden sich im Entwurf keine Vereinfachungen der hochbürokratischen Prozesse. Personenidentität sollte bis mindestens 10kW abgeschafft werden, insb. mit Blick auf den Mieterstrom.

Regel zur Anlagenzusammenfassung ist in der Praxis nicht geeignet: Mieterstrom soll auch von nur einem Betreiber zugelassen werden, was in der Praxis nötig ist, der Entwurf jedoch ausschließt.

Im Mieterstrombericht wird die Anlagenzusammenfassung gemäß §24 (1) EEG sowie §9 EEG als Problem für den Mieterstrom beschrieben. Als Lösungsvorschlag ist im Referentenentwurf eine Änderung vorgeschlagen, welche eine „Zusammenfassung“ vermeidet, wenn die PV-Anlagen nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden. Die Gesetzesbegründung des

Lösungsvorschlag verweist korrekt auf den Mieterstrombericht, auch wenn der dort enthaltene Verweis auf §9 EEG nicht erwähnt wird (Mieterstrombericht, Seite 5). In der Gesetzesbegründung findet sich zudem ein abschließender, einschränkender Satz, welcher auf Basis des Mieterstromberichtes nicht nachvollziehbar ist: „Voraussetzung für eine separate Ermittlung ist ferner, dass die Anlagen von unterschiedlichen Anlagenbetreibern im Sinne des § 3 Nummer 2 EEG 2021 betrieben werden.“ Eine Bewertung aus der Praxis zeigt, dass der Lösungsansatz, solche PV-Anlagen zusammen zu fassen, welche an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, grundsätzlich sehr sinnvoll ist. Für eine sinnvolle Umsetzung der Erkenntnisse des Mieterstromberichtes sind aber zwei Probleme weiterhin nicht gelöst:

1. Der Änderungsvorschlag im §24 (1) EEG wird leider mit der **Einschränkung auf den Fall von „verschiedenen Anlagenbetreibern“** versehen. Dies **schließt in der Realität über 99% der Mieterstromprojekte aus**. Zwar kann man sich theoretische Konstellationen vorstellen, in denen zwei Mieterstromprojekte in direkter Nachbarschaft innerhalb von 12 Monaten in Betrieb gehen, für welche diese Lösung hilfreich wäre. In der Praxis wird die Anlagenzusammenfassung jedoch in mehr als 99% der Fälle in zusammenhängenden Siedlungsstrukturen angewandt. Solche Siedlungsstrukturen sind historisch bedingt meist in dem Eigentum von einer juristischen Person, welche entweder selber Betreiber wird oder einen Dienstleister als Betreiber beauftragt. Sofern die Einschränkung auf „verschiedene Anlagenbetreiber“ das Ziel hat, ein künstliches „Anlagensplitting“ durch einen Betreiber zu verhindern, so liegt dem eine mangelnde Einsicht in die Praxis zugrunde. Aufgrund der Kosten für Messtechnik von ca. 7.000 EUR pro Anschlusspunkt (typischerweise ca. 30% der Kosten des Projektes) wird auch ein einzelner Betreiber kein technisch nicht erforderliches Anlagensplitting vornehmen, wenn er es vermeiden kann.
2. Eine **Lösung für die technischen Anforderungen aus EEG §9** wird trotz dem Verweis aus dem Mieterstrombericht nicht vorgeschlagen.

Lösungsvorschläge:

Zu §24 (1) | Keine Einschränkung auf „verschiedenen Anlagenbetreibern“
 (...) Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen ~~verschiedener Anlagenbetreiber~~, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, (...)

Zu § 9 (3) | Erkenntnisse aus dem Mieterstrombericht umsetzen

Formulierung nach Absatz 3 ergänzen:

- (3) Mehrere Solaranlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn
1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
 2. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

[NEU] Abweichend von Satz 1 zählen Solaranlagen auf Gebäuden, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, nicht als eine Solaranlage.

Zu Artikel 3 (StromNZV-Änderung) | SLP-Bilanzierung in Mieterstromprojekten weiterhin zulassen

Die Änderung von § 12 Absatz 5 StromNZV schränkt die Verwendung von standardisierten Lastprofilen (SLP) in den Fällen ein, in denen der belieferte Verbraucher zugleich Strom erzeugt und diesen teilweise vor Ort selbst verbraucht und ein intelligentes Messsystem vorhanden ist. In bestimmten Mieterstromkonstellationen führt dies zu Klarstellungsbedarfen. Für eine Übergangszeit sollte daher die Bilanzierung anhand von Standardlastprofilen beim Mieterstrom möglich bleiben, da sie eine akzeptable und in der Praxis angewandte Lösung darstellt.

Maßnahmen zur weiteren Digitalisierung der Energiewende

- Eine weiter verbesserte Digitalisierung im Energiesektor ist sinnvoll. Lösungen müssen aber zügig leistungsfähig werden und auch den Anforderungen der Kunden und der Marktakteure genügen.
- Den Pflichteinbau intelligenter Messsysteme (iMSys) bei EE-Anlagen ab einer Leistung von 1 kW vorzusehen ist vollkommen überzogen. Auch die Anforderungen an die Steuerbarkeit und der Abruf der Ist-Einspeisung gehen in diesem Anlagensegment fehl. (Grenze von 7 kW verwenden, in Anlehnung an das MsbG)
- Die zusätzlich erforderliche Messtechnik darf die Erlöse der Anlage nicht wieder aufzehren. Messtechnische Anforderungen müssen außerdem dringend auf ihre Notwendigkeit überprüft werden.
- Es werden Übergangsregeln benötigt, damit keine im Verhältnis zur Anlagengröße überteuerte und ungeeignete Technik (z.B. RLM-Zähler, Tonrundsteuerempfänger) verbaut werden muss. (Lösung: Nichtanwendung der Einbaupflicht bis zur Markterklärung für den Abruf der Ist-Einspeisung und ferngesteuerter Regelbarkeit der Einspeiseleistung über ein intelligentes Messsystem).
- Findet der Einbau eines intelligenten Messsystems auf Betreiben des Anlagenbetreibers statt, dann gibt § 33 MsbG eine Ausstattung gegen ein angemessenes Entgelt vor. Das heißt, selbst wenn der Anlagenbetreiber hiermit den grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) beauftragt, greifen nicht die im Messstellenbetriebsgesetz geregelten Preisobergrenzen. Problematisch ist die mangelnde Transparenz über Einmalkosten und das jährliche Entgelt für das iMSys. Um das aufzulösen, sollte der gMSB verpflichtet werden, das Entgelt für den „von Anlagenbetreiber veranlassten Einbau eines iMSys“ auf seinem veröffentlichten Preisblatt explizit ausweisen. Gleiches gilt für Entgelte der Steuerungstechnik, die neben der Messung anfallen.
- Für alle EE-Anlagen, die durch ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) angebunden sind, sollte der Zugang zur optionalen Direktvermarktung und der Zugang zu Herkunftsnachweisen erleichtert werden.

- Es besteht Klarstellungsbedarf zu weiteren Datenaustauschprozessen, neben der reinen Steuerung von Anlagen über das SMGW (Updates, Messdaten, Wetter, SCADA-Systeme, ...)

In naher Zukunft wird durch den Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Smart Meter Gateways (SMGW) grundsätzlich die energiewirtschaftliche Kommunikation verbessert werden. Absehbar und kurzfristig werden dadurch auch neue PV-Anlagen obligatorisch an die energiewirtschaftliche Kommunikation angebunden sein. Dies bedeutet, dass sich die Möglichkeiten der Marktanbindung und Bilanzierung dieser Anlagen grundlegend ändert – sowohl für Volleinspeiser, als auch für Prosumer-Anlagen. Hierdurch können neuen Geschäftsmodelle entstehen, sofern Transaktionskosten und -aufwand gering bleibt und praxisnahe Übergangsregelungen vorgesehen werden.

Zu § 9, § 10b und § 100 (4) | Ausstattungs- und Nutzungspflicht von iMSys mit Maß und Ziel und sachlich definierten technischen Vorgaben

Die Neuregelung der Ausstattungspflicht mit iMSys entsprechen des vorliegenden Entwurfes des EEG 2021 erhöht die Anforderungen beim Bau neuer und Weiterbetrieb bestehender erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen. Eine solch grundlegende technologische Änderung - erfordert einfache, verständliche und nachvollziehbare Regeln auf Basis einer verfügbaren und ausgereiften Technologie. Die vorliegenden komplizierten Regeln sind aber nicht praxistauglich und kaum vermittelbar. Dies wird die andauernde Akzeptanzdebatte zur Sinnhaftigkeit von SMGW weiter festigen, anstatt sie aufzulösen.

Im EEG werden durch den vorliegenden Entwurf Anforderungen implementiert, deren Umsetzbarkeit noch nicht abgesehen werden kann. Gegenwärtig ist zudem noch völlig unklar, wann die Markterklärung für ein technisches Segment durch das BSI erfolgen wird und wie die technischen Segmente definiert werden. Es werden Übergangsregeln benötigt, damit keine im Verhältnis zur Anlagengröße überteuerte und ungeeignete Technik (z.B. RLM-Zähler, Tonrundsteuerempfänger) verbaut werden muss. Als Lösung bietet sich beispielsweise die Nichtanwendung der Einbaupflicht bis zur Markterklärung eines technischen Segmentes an.

Grundsätzlich ist eine weiter verbesserte Digitalisierung im Energiesektor sinnvoll. Die zusätzlich erforderliche Messtechnik, welche von Anlagenbetreibern und Prosumern zusätzlich verbaut werden muss, darf die Erlöse der Anlage nicht wieder aufzehren. Preisobergrenzen gemäß MsbG gelten beispielsweise nicht, wenn Anlagenbetreiber bzw. Kunde anstatt der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) den Einbau des iMSys beim gMSB veranlasst. Folge wäre ein jährliches Zusatzentgelt, z.T. höher als die geltende Preisobergrenze.

Messtechnische Anforderungen, sowie Anforderungen an die Steuerbarkeit müssen außerdem auf ihre Notwendigkeit überprüft werden, wozu

der EEG-Entwurf keinerlei Aussagen gibt. Lösungen für die Steuerbarkeit über das iMSys müssen hierfür zügig leistungsfähig werden und auch den Anforderungen der Kunden und der Marktakteure einer modernen Energiewirtschaft zu heute und in Zukunft genügen.

Kein Pflichteinbau intelligenter Messsysteme (iMSys) für EE-Anlagen ab 1kW (Grenze von 7 kW verwenden, in Anlehnung an das MsbG)

Die im Entwurf genannte pauschale Leistungsgrenze von 1 kW für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) bei Energieerzeugungsanlagen geht deutlich über die bisher im MsbG festgelegte Grenze von 7 kW hinaus, ohne dass eine technische Notwendigkeit belegt wäre. Im Gegenteil, auch Verbände der Netzbetreiber raten davon ab⁸. Die Absenkung der Einbaupflicht auf 1 kW ist daher entschieden abzulehnen.

Praxisnahe Umsetzung für die Bereiche Messen und Steuern

Im Rahmen einer wirtschaftlichen und praxisnahen Umsetzung schlagen wir vor, die Anforderungen in die Bereiche Messen und Steuern zu trennen und separate Vorgaben zu definieren.

- Für den Bereich Messen schlagen wir die im Messstellenbetriebsgesetz definierte Mindestleistung von 7 kW für den Pflichteinbau vor.
- Hinsichtlich der Anforderung an die Steuerbarkeit sollte aufgrund des unverhältnismäßigen technischen und wirtschaftlichen Aufwands eine Grenze von zunächst 30 kW vorgesehen werden. Eine Absenkung dieser Grenze kann erst erfolgen, wenn die technischen Anforderungen an die Steuerbarkeit technisch definiert sind und für die Steuerung ausreichend günstige Lösungen am Markt verfügbar sind. Wann dies sein wird, ist bislang nicht absehbar.

Bei Eingriffen in den Bestandsschutz, sowie bei den Ausstattungsverpflichtungen in der Übergangszeit von Inkrafttreten des EEG 2021 bis zu Markterklärung eines technischen Segmentes (Übergangsregeln) muss sorgfältig abgewogen werden, ob diese geeignet sind. Bis heute fehlen klare Vorgaben, ob und wie die Fernsteuerbarkeit von Altanlagen konkret technisch realisiert werden kann und zu welchen Kosten Anlagen nachgerüstet werden müssten. Die in § 10b und den Übergangsbestimmungen in § 100 geforderte Nachrüstung der Steuerbarkeit über ein iMSys und die Forderung einer „stufenlosen Regelung“ sollten deshalb unter dem Vorbehalt stehen, dass diese wirtschaftlich vertretbar und technisch umsetzbar ist.

In der derzeitigen Form lehnt der bne die Eingriffe in den Bestandsschutz ab. Insbesondere die verpflichtende Steuerbarkeit über ein iMSys für Anlagen unter 30kW, sowie der Nachrüstung von Messtechnik für Anlagen unter 7 kW

⁸ z.B. VDE FNN - Position zum EEG 2021: „Unnötigen Aufwand beim Übergang vermeiden (EEG 2021)“
<https://www.vde.com/resource/blob/1989564/d6ae9909eff89392015f44dc723bb05b/2020-09-17-position-ee-2021-download-position-data.pdf>

sollte nicht verpflichtend vorgesehen werden. Zudem hat die EEG/KWKG Clearingstelle für PV-Anlagen festgestellt, dass bei Anlagen unter 7,69 kWp keine Erzeugungsmessung vorzuhalten ist (Verweis auf Rechtsfrage 156), um beispielsweise eigenverbrauchte Strommengen abzugrenzen.

Die Forderung einer stufenlosen Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen in der derzeitigen Formulierung „stufenweise, oder sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln“ führt zu Schwierigkeiten in der Praxis. Technisch ist jede – auch dynamische – Regelung mit minimalsten Stufen verbunden. Zudem müssen technische Mindestleistungen mancher Anlagen berücksichtigt werden. Aus Sicht der des bne sollten technische Vorgaben nicht in Gesetzen definiert werden. Hier hat sich in der Praxis die Ausgestaltung über technische Regelwerke und Normen bewährt.

Außerdem gibt es Anlagentypen, bei denen eine „stufenlose“ Regelung physikalisch und/oder technisch nicht umsetzbar ist. Gerade bei manchen älteren Anlagen ist lediglich ein vollständiges Abschalten realisierbar. Daher müssen Anlagentypen, bei denen eine stufenlose oder stufenweise Regelung technisch und/oder physikalisch nicht umsetzbar ist, unbedingt von der Verpflichtung einer stufenlosen Regelung ausgenommen werden.

Zugang zur optionalen Direktvermarktung und Zugang zu Herkunftsnachweisen (auch für kleine Anlagen) erleichtern

Für alle Anlagen, die durch ein SMGW angebonden sind, sollte der Zugang zur optionalen Direktvermarktung erleichtert werden (betrifft die Anlagen zwischen 7 kWp und 100 kWp). Für den Zugang zur Direktvermarktung von Anlagen dieser Leistungsklasse sollen vereinfachte Regeln eingeführt werden, insbesondere hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit. Da in der ersten Generation des SMGW nicht alle Funktionalitäten zur Verfügung stehen werden, sollten Übergangsregeln für bestimmte Anwendungen vorgesehen werden. Diese ermöglichen die stabile Entwicklung von Geschäftsmodellen und werden obsolet, sobald durch Updates die Funktionalität vollumfänglich zur Verfügung steht. Auch der Zugang zu Herkunftsnachweisen erleichtert werden.

- Die optionale **Direktvermarktung** von PV-Kleinanlagen **bis 100 kW** ist mit zu hohem Aufwand (RLM-Zähler, Fernsteuerung) und damit Kosten verbunden. Direktvermarktete Strommengen aus Kleinanlagen sollen daher mit vereinfachten Anforderungen an Messung und Steuerbarkeit direkt in die Bilanzkreise der Direktvermarkter eingestellt werden können. Vermarkter sind zur Wahrung der Bilanzkreibtreue verpflichtet und haben daher den Anreiz, die Energiemengen aus gepoolten Kleinanlagen selbst exakt zu prognostizieren und mit anderen Anlagen ihres Portfolios auszugleichen.
- Viele private, gewerbliche und landwirtschaftliche Verbraucher möchten den in der eigenen Anlage erzeugten Solarstrom auch selbst nutzen. Der

Eigenverbrauch von erneuerbaren Energien sollte daher nicht unverhältnismäßig erschwert werden. Die Bagatellgrenze beim Eigenverbrauch sollte statt einer Erhöhung fließend gestaltet werden (siehe oben).

Zu § 10b Absatz 2 Satz 1 | Fernsteuerung für Direktvermarkter

Fernsteuerungstechnik für Direktvermarkter ist einzubauen bzw. nachzurüsten, wenn die Technik über alle notwendigen Funktionalitäten für die Direktvermarktung verfügt und gegen angemessenes Entgelt am Markt vorhanden ist. Notwendige weitere Funktionalitäten sollten auch Regelenergie erfassen, sonst ist der Einbau von zwei technischen Einrichtungen erforderlich.

Vorschlag: § 10b Absatz 2 Satz 1 sollte wie folgt geändert werden:

„Die Pflicht nach Absatz 1 muss bei Anlagen, die in Betrieb genommen wurden, nachdem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik bekanntgegeben hat, dass die technische Möglichkeit für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz für die entsprechende Einbaugruppe besteht und eine mit dem intelligenten Messsystem sichere und interoperable Fernsteuerungstechnik, die über die zur Direktvermarktung **und weitere Netzdienstleistungen wie z.B. Regelenergie** notwendigen Funktionalitäten verfügt, am Markt vorhanden ist, über ein intelligentes Messsystem erfüllt werden.“

Grundsätzlich sollte das EEG 2021 sicherstellen, dass keine ungeeignete Technik (z.B. aufgrund einer Inkompatibilität mit einem iMSys) in der Übergangszeit zwischen Inkrafttreten de EEG 2021 bis zur Markterklärung einer Einbaugruppe verbaut wird.

Klarstellungsbedarfe zu weiteren Datenaustauschprozessen

Die im EEG-Entwurf vorgesehene Einführung von intelligenten Messsystemen (iMSys) als ausschließliche Schnittstelle für Kommunikation und Steuerung sehen wir als ein großes Hindernis für die Energiewende und die Digitalisierung des Energiesystems selbst. Das gilt insbesondere, solange keine praxistauglichen Wege für die diskriminierungsfreie Kommunikation und effektive Steuerung von Anlagen vorgesehen und nutzbar sind, wenn ein iMSys verbaut ist. Deshalb müssen alternative Zugänge zu den Anlagen gewährleistet sein. Dies muss in der Begründung zum EEG klar herausgestellt werden.

Es besteht nach wie vor Klarstellungsbedarf zu weiteren Datenaustauschprozessen, neben der reinen Steuerung von Anlagen über das SMGW (Updates, Messdaten, Wetter, SCADA-Systeme, ...).

Maßnahmen zum Markthochlauf der Wasserstoff-Elektrolyse

Sollten Erleichterungen für die Wasserstoff-Elektrolyse über die besondere Ausgleichsregelung (BesAR) weitergegeben werden, würden diese auch bei einer Belieferung mit Graustrom in Anspruch genommen werden können. Im Rahmen der EEG-Novelle sind daher klare Regelungen erforderlich, dass der Bezug von „Grünstrom“ erforderlich ist, um beim Betrieb von Elektrolyseuren von der BesAR profitieren zu können.

Grundsätzlich sollte die Finanzierung dieser Technologieförderung aus dem Haushalt erfolgen (z.B. aus Einnahmen einer CO₂-Bepreisung), anstatt die Kosten durch die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher zu verteilen.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.