

Stellungnahme

EEG-Novelle 2021

WICHTIGSTE BSW-EMPFEHLUNGEN AUF EINEN BLICK

1. **Nur eine deutlich stärkere Beschleunigung des PV-Ausbaus sichert Klimaziele und Versorgungssicherheit** ... Seite 3

Um die Klimaziele 2030 zu erreichen und eine Strom-Erzeugungslücke infolge des Atom- und Kohleausstiegs zu vermeiden, bedarf es mindestens einer Verdreifachung der installierten Photovoltaik-Kapazität bis 2030 in Deutschland. Die jährlichen PV-Ausbauziele im EEG müssen dafür im Rahmen der kommenden EEG-Novelle von derzeit regulär 2,5 Gigawatt (GW) auf mindestens 10 GW angehoben werden.

- ➔ **PV-Ausbaupfad im EEG zeitnah auf jährlich mindestens 10 GW erhöhen**
- ➔ **Künftigen PV-Ausbau ausgewogen zwischen den Marktsegmenten verteilen**
- ➔ **Verkleinerung einzelner PV-Marktsegmente verhindern**

2. **Neuinvestitionen in PV-Gewerbedächer nicht durch Systemwechsel hin zu Ausschreibungen ausbremsen** ... Seite 6

Das Photovoltaik-Marktsegment großer Gewerbedächer war bislang einer der wichtigsten Treiber der Energiewende. Der von der Bundesregierung geplante Systemwechsel bei der Vergabe von Marktprämien hin zu Ausschreibungen würde den Zubau von Solardächern stark reduzieren. Anders als bei der Förderung von ebenerdig errichteten Solarparks sind Ausschreibungen mit Bauplanungsprozessen und „Einmal“-Investoren nicht kompatibel, was das Beispiel Frankreich zeigt, das sich nach sehr negativen Erfahrungen von Solardach-Auktionen wieder verabschieden wird.

- ➔ **Kein Systemwechsel hin zu Ausschreibungen bei der Vergabe von Marktprämien für PV-Gebäude**
- ➔ **Ausschreibungsgrenze von 0,75 MW auf 1 MW anheben**
- ➔ **Solaren Eigenverbrauch im gesamten PV-Gewerbesegment weiter zulassen**
- ➔ **Degressionsmechanismus beidseitig atmend gestalten**
- ➔ **Neue Vergütungsklasse für Solardächer > 1 MW schaffen**
- ➔ **Übergangsregelung schaffen und Realisierungsfristen verlängern**

3. **Degressionsmechanismus nachschärfen („Atmender Deckel“)** ... Seite 7

Die Solarbranche hält den Degressionsmechanismus im Grundsatz für ein geeignetes Instrument der Mengensteuerung und Kosteneffizienz. Der „Atmende Deckel“ muss so angepasst werden, dass der Degressionsmechanismus auch im Falle eines Markteinbruchs zeitnah wirken und ausreichend gegensteuern kann. Andernfalls ist das Risiko hoch, dass der politisch angestrebte Ausbaupfad für eine längere Zeitspanne unterschritten wird.

4. **Prosumer stärken, anstatt sie zu entmündigen** ... Seite 9

Die Selbstversorgung und Belieferung mit Solarstrom darf nicht länger durch die Belastung mit der „Sonnensteuer“ (EEG-Umlage) und durch zahlreiche administrative Hürden ausgebremst werden. Dies verstößt gegen Europäisches Recht, blockiert Milliardeninvestitionen mittelständischer Unternehmen sowie die Energiewende in deutschen Innenstädten, erschwert das Prosuming und den Umstieg auf die Elektromobilität sowie die Sektorenkopplung und verlängert künstlich die PV-Förderabhängigkeit.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

- EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Solarstrom abschaffen
- PV-Eigenverbrauch in allem Marktsegmenten ermöglichen
- PV-Prosuming europarechtskonform ausgestalten
- Neuen EU-Rechtsrahmen für Speicher umsetzen
- Eigenversorgung von der Eigentümerstruktur entkoppeln
- Rechtsbegriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ weiten
- Überzogene regulatorische Barrieren abbauen
- Wirksame Anreize für PV-Mieterstromprojekte schaffen

5. **Steuerung und Digitalisierung: Keine unnötigen Hürden für kleine PV-Anlagen schaffen**

... Seite 17

Eine weitere Absenkung der Bagatellgrenze für den Einbau intelligenter Messsysteme auf 1 kWp ist weder für den Erhalt der Systemstabilität noch für eine höhere Systemeffizienz erforderlich. Für Anlagenbetreiber entstehen aus den Einbaupflichten unverhältnismäßig hohe Kosten, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gefährden. Auch der geplante Pflichteinbau einer stufenweisen Fernsteuerbarkeit für PV-Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 30 kWp ist nicht nachvollziehbar und eine Investitionsbremse.

- **Pflichteinbau von Smart-Metern für Neu- und Bestandsanlagen unterhalb von 7 kWp sowie für Ü20-Anlagen streichen**
- **Beibehaltung der 70 %-Regel für Anlagen bis 30 kWp**
- **Einführung von Prosumer-Standardlastprofilen**
- **Rechtssichere Abgrenzung von Drittlieferungen**

6. **Ü 20-Anlagen barrierefreien Weiterbetrieb ermöglichen**

... Seite 28

Um einen technisch sinnvollen und kostendeckenden Weiterbetrieb von Solarstromanlagen zu ermöglichen, die ab 2021 nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen, müssen die derzeit bestehenden Marktbarrieren umgehend beseitigt werden.

- **Anteilige EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Solarstrom abschaffen**
- **Direktvermarktung für kleine Anlagen vereinfachen**

7. **PV-Freifläche: Ausbau voranbringen**

... Seite 30

Mit der notwendigen Ausweitung der PV-Auktionsvolumina droht eine Verknappung geeigneter Standorte für ebenerdig errichtete Solarparks, die Solarstrom bereits für rund 5 Cent je Kilowattsunde produzieren können. Die gegenwärtig sehr restriktive Standortkulisse kann und muss unter Berücksichtigung anderer Nutzungsinteressen gelockert und neu strukturiert werden.

- **Auktionsvolumina stärker anheben**
- **Flächenkulisse auf landwirtschaftlichen Eigentumsflächen ausweiten**
- **Opt-Out- anstelle der Opt-In-Regelung für die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten einführen**
- **Randstreifen an Verkehrswegen konsequent ausweiten**
- **Verordnungsermächtigung zur Förderung von innovativen Agri-PV und Floating-PV schaffen**
- **Mengenanrechnungen bei Ausschreibungen nach § 28a Abs. 1 abschaffen**
- **Freiwillige Kommunalabgabe auf PV-Freiflächenanlagen ausweiten**

8. **Negative Preise: Zahlungsanspruch behalten**

... Seite 34

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Einleitung

Der Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde am 23. September 2020 vom Bundeskabinett mit wenigen Änderungen beschlossen. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) als Vertretung der Photovoltaik- und Solarstromspeicherbranche bewertet mit dieser Stellungnahme den Gesetzesentwurf und benennt den notwendigen Anpassungsbedarf.

Der BSW begrüßt die geplante Aufstockung der Auktionsvolumina für ebenerdig errichtete Photovoltaik-Solarparks als einen Schritt in die richtige Richtung. Insgesamt bleibt der Gesetzesentwurf allerdings weit hinter den klima- und energiepolitischen Erfordernissen zurück. Stark ausgebremst wird im Falle einer Umsetzung des Gesetzesentwurfes der bislang wichtigste Wachstumstreiber der Photovoltaik (PV), die Installation von Solarstromanlagen auf Gebäuden. Die jährlich installierte Solardachleistung könnte sich in der Folge bereits im kommenden Jahr nahezu halbieren.

Ohne erhebliche Nachbesserungen bei den angestrebten PV-Ausbautempi und ohne den Abbau zahlreicher Marktbarrieren sowie den Verzicht auf gravierende neue bürokratische Hemmnisse wird die Photovoltaik weder den notwendigen Beitrag zur Umsetzung der Klimaziele leisten, noch eine Stromlücke infolge des Atom- und Kohleausstiegs im Konzert mit anderen Erneuerbaren Energien verhindern können.

1. Nur deutlich stärkere Beschleunigung des PV-Ausbautempos sichern Klimaziele und Versorgungssicherheit

Die installierte PV-Leistung soll laut Gesetzesentwurf (GE) bis 2030 von derzeit rd. 52 Gigawatt (GW) auf 100 GW steigen (§ 4 GE). Dafür soll der jährliche PV-Ausbaupfad von aktuell 2,5 GW auf 4,6 GW in 2021 und dann bis 2029 langsam steigend auf 5,6 GW angehoben werden. Dieser Zielkorridor bleibt weit hinter den klima- und energiepolitischen Erfordernissen zurück und entspricht in etwa lediglich dem Niveau gegenwärtig jährlich geförderter und bezuschlagter Solarprojekte. 2019 wurden bereits knapp 4 GW PV-Zubau erreicht, für 2020 werden rd. 4,5-5 GW erwartet.

Der vorgeschlagene PV-Ausbaupfad ist nicht nachvollziehbar, da der Bedarf an Ökostrom im Zusammenhang mit dem Atom- und Kohleausstieg, der zunehmenden Verstromung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der geplanten Produktion von grünem Wasserstoff in den 20er Jahren massiv wachsen wird. Die Annahme der Bundesregierung von einem nahezu konstanten Bruttostromverbrauch in Höhe von 580 TWh entspricht nicht der Studienlage.¹ So liegen aktuelle Studien von EWI, dena oder BEE um fast 30% höher. Die Ausbaumengen berücksichtigen zudem die von der EU-Kommission geplante Verschärfung der Klimaziele nicht, die eine Anhebung der Treibhausgasreduktionsziele von 40% auf 55% vorsieht. Gleichzeitig bietet die Photovoltaik inzwischen nach einer beispiellosen Kostensenkung das beste Preis-Leistungsverhältnis unter allen Energieformen, trifft auf die höchsten Akzeptanzwerte bei Wirtschaft und Verbrauchern, kann vergleichsweise schnell ausgebaut werden und dadurch zur Erreichung der Klimaziele beitragen.

Statt den Ausbau der Photovoltaik im klimapolitisch erforderlichen Umfang zu beschleunigen, würde es im bislang größten Marktsegment der Gebäude-Photovoltaik im Falle einer Realisierung der BMWi-

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

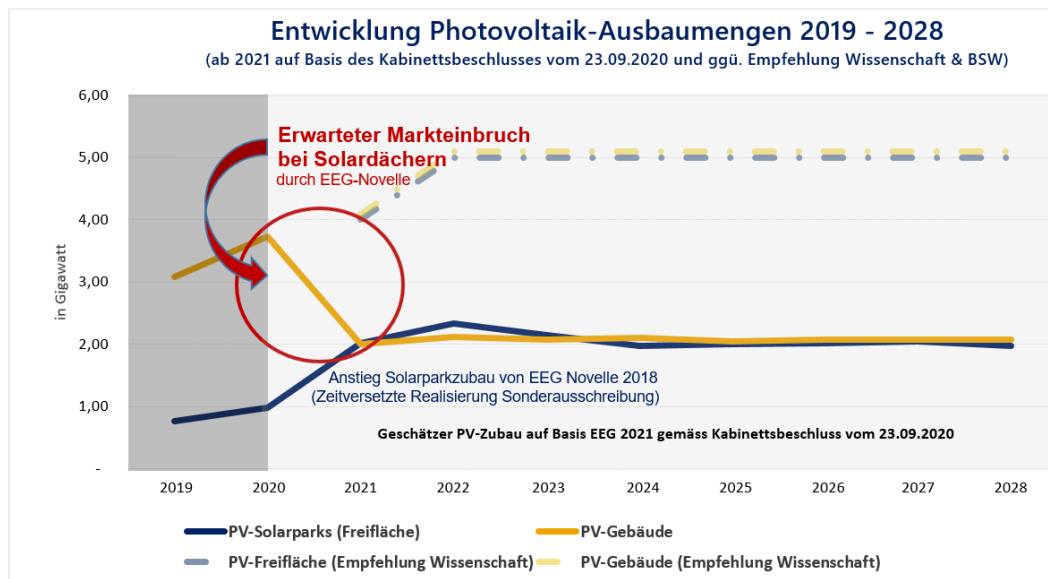
¹ Vgl. EWI 2020: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/ee-ziel-2030/>, EuPD 2020: <https://bsw.li/3gMyVvV>
Agora Energiewende 2020: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/die-oekostromluecke-ihre-strommarkteffekte-und-wie-die-luecke-gestopft-werden-kann/>, BEE 2019: <https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor>

Pläne bereits im kommenden Jahr sogar zu einem deutlichen Marktrückgang kommen: **Die jährlich installierte Solardachleistung dürfte sich gegenüber 2020 nahezu halbieren!**

Zwar ist im Gesetzesentwurf für die Gebäude-Photovoltaik eine marginale Erhöhung des Ausbaupfads von 1,9 GW auf 2,3 GW jährlich vorgesehen (§ 28a Abs. 2 GE). Dieser Wert liegt jedoch deutlich unterhalb der im letzten Jahr tatsächlich installierten PV-Leistung in Höhe von rd. 3 GW in diesem Marktsegment, der auch in diesem Jahr mindestens erreicht werden dürfte. **Der durch den Gesetzesentwurf erwartete Marktrückgang bei der Installation von Solarstromanlagen auf Gebäuden dürfte den Abbau von Solar-Arbeitsplätzen im Elektrohandwerk und bei wichtigen Zulieferern zur Folge haben.**

Noch deutlich verstärken dürfte sich der Marktrückgang infolge des vom BMWi geplanten, nicht funktionierenden Systemwechsels bei der Vergabe von Marktprämien für PV-Dächer hin zu Auktionen (vgl. nachfolgender Punkt 2). Weitere Bremsspuren dürfte die systematische Unterbindung und europarechtswidrige Behinderung der Eigenversorgung mit Solarstrom (vgl. Punkt 3) hinterlassen.

Bei den Förder-Auktionen für Solarparks auf Freiflächen sollen gemäß Gesetzesentwurf die Auktionsvolumina der Jahre 2019–2021 lediglich in etwa verstetigt werden, die mit der Verabschiedung von Sonderauktionen in diesen drei Jahren bereits mit dem Energiesammelgesetz 2018/2019 heraufgesetzt wurden.



RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Grafik 1: Entwicklung PV-Ausbau 2019–2028

Annahmen: PV-Solarparks (Freifläche): 2019 Zubau entspricht 771 MW gemäß Zubau-Datei der Bundesnetzagentur Stand Juni/2020. 2020 Zubau entspricht 494 MW für das 1. Halbjahr 2020 gemäß genannter Zubau-Datei der Bundesnetzagentur und auf das Jahr hochgerechnet 988 MW. Ab 2021 ergibt sich der jeweilige Zubau unter Berücksichtigung der geplanten Verrechnungsmechanismen und Realisierung innerhalb der genannten Fristen, eines geschätzten Zubaus von 300 MW Freifläche < 750 kWp (Wert des Jahres 2019), zzgl. der Hälfte der Innovationsausschreibungen und für 2021 abzüglich bereits realisierter Projekte aus Ausschreibungen der vorherigen Jahre gemäß Marktstammdatenregister. Es finden keine Abzüge aus grenzüberschreitenden Ausschreibungen Berücksichtigung. Gebäude PV:

2019 Zubau entspricht 3,09 GW. 2020 Zubau entspricht 1,87 GW und aufs Jahr hochgerechnet 3,74 GW. Ab 2021 ergibt sich der Zubau gemäß Ausbaupfad des Gesetzesentwurfs inkl. Dachausschreibungen unter Berücksichtigung der geplanten Verrechnungsmechanismen und Realisierung innerhalb der genannten Fristen.

Der Gesetzesentwurf sieht in §88c die Einführung einer Verordnungsermächtigung vor, die es der Bundesregierung erlauben würde ohne Zustimmung des Bundesrats,

- den in §4 vorgesehenen Ausbaupfad
- die Ausschreibungsvolumina in den §§ 28 bis 28c sowie
- die Höchstwerte der Ausschreibungen neu festzulegen.

Damit würde der Bundestag zentrale Entscheidungsbefugnisse für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien abgeben und auf die Exekutive übertragen. Der BSW kritisiert, dass dadurch eine Absenkung der Ausschreibungsmengen oder eine unverhältnismäßige Absenkung der Höchstwerte ermöglicht werden. Zudem könnte der Ausbaupfad nach §48 indirekt durch eine Mengenerhöhung der Dachausschreibungen und im Kontext der Verrechnungsmethode im §49 signifikant verkleinert werden (vgl. Kapitel 3 – Degressionsmechanismus).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Um die Klimaziele 2030 zu erreichen und eine Strom-Erzeugungslücke infolge des Atom- und Kohleausstiegs und der erwarteten Strommehrbedarfe durch Sektorenkopplung und E-Mobilität zu vermeiden, bedarf es mindestens einer Verdreifachung der bislang installierten Photovoltaik-Kapazität bis 2030 in Deutschland. **Die jährlichen PV-Ausbauziele im EEG müssen dafür im Rahmen der EEG-Novelle von derzeit regulär 2,5 Gigawatt (GW) auf mindestens 10 GW angehoben werden.** Das 100 GW-Ausbauziel der Bundesregierung kann damit bereits 2025 erreicht werden, wie es von der Wissenschaft für erforderlich gehalten wird.²

Das derart anzuhebende jährliche PV-Ausbauziel sollte in etwa hälftig auf die Marktsegmente der Gebäude-PV und ebenerdig errichtete Solarparks entfallen.

Eine weitere Anhebung der PV-Ausbauziele dürfte erforderlich werden, wenn es zu der sich abzeichnenden Verschärfung der europäischen Klimaziele für 2030 kommen sollte.

In diesem Kontext darf es durch den Gesetzesentwurf unter keinen Umständen zu einer Verkleinerung einzelner Solartechnik-Marktsegmente und zum Abwürgen des wichtigsten Investitionsmotors für die Photovoltaik kommen: Gewerblichen PV-Dächern und dem solaren Eigenverbrauch (vgl. Punkt 2 ff).

Die geplante Einführung einer Verordnungsermächtigung in §88c GE, die es der Bundesregierung erlaubt ohne politischen Beschluss des Bundesrats die Ausschreibungsmengen sowie die Höchstwerte zu ändern lehnt der BSW ab. Insbesondere darf eine mögliche Erhöhung der Ausschreibungsmengen im geplanten Dachausschreibungssegment nicht zu einer Verringerung des Ausbaupfads nach §48 und §49 führen (vgl. Verrechnungsmethode in Kapitel 3).

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

² Vgl. EuPD 2020 <https://bsw.li/3gMyVv>, Fraunhofer ISE 2020 (REMod): <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/leistungselektronik-netze-und-intelligente-systeme/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/remod.html>, Agora Energiewende (2020): <https://www.agora-energiawende.de/veroeffentlichungen/die-oekostromluecke-ihre-strommarkteffekte-und-wie-die-luecke-gestopft-werden-kann/> (Fokus Solar)

2. Neuinvestitionen in PV-Gewerbedächer nicht durch Systemwechsel hin zu Ausschreibungen ausbremsen

Der Gesetzesentwurf sieht aus nicht nachvollziehbaren Gründen die Einführung eines Ausschreibungssystems für Gebäude-PV-Anlagen vor. Die Ausschreibungsgrenze soll dabei nach § 22 Abs. 3 Satz 2 GE von heute 750 kWp auf 500 kWp im nächsten Jahr gesenkt werden.

Der BSW lehnt eine Absenkung der Ausschreibungsgrenze strikt ab. Sie würde eines der wichtigsten Photovoltaik-Marktsegmente weitgehend ausbremsen. Marktforscher rechnen dadurch mit einem Schaden für Wirtschaft und Klima von 8 Milliarden Euro sowie mit einem verringerten PV-Zubau von 4,2 GW bis 2030 (Kurzgutachten: <https://bsw.li/3psWdMs>).

Das Marktsegment der Gebäude-Photovoltaik unterscheidet sich grundlegend von dem Marktsegment der Freiflächen-Photovoltaik. In den wenigen Fällen, in denen die Teilnahme an Ausschreibungen mit Bau-Planungsprozessen zeitlich überhaupt in Deckung zu bringen wäre, wären der bürokratische Aufwand und die notwendigen Vorlaufinvestitionen, die mit Ausschreibungen einhergehen, so hoch, dass gewerbliche („Einmal“) Investoren und Mittelständler von einer Investition auf ihrem PV-Dach Abstand nehmen dürften. Frankreich plant derzeit nach desaströsen Erfahrungen mit Solardach-Auktionen (regelmäßige Unterzeichnungen und deutlich höhere Fördersätze als in Deutschland), diese wieder weitgehend abzuschaffen. Eine Unterzeichnung der ausgeschriebenen Auktionsmengen droht. Vor diesem Hintergrund wurde das ausgeschriebene Marktvolumen (von 250 Megawatt auf 350 MW aufwachsend) offensichtlich auch sehr limitiert angesetzt. Zum Vergleich: **Allein im Jahr 2019 wurden im PV-Marktsegment 500-750 kWp rund 850 Megawatt und damit drei Mal so viele PV-Leistung neu installiert!** Eine Aufstockung der geplanten Auktionsvolumen wäre gleich aus zwei Gründen allerdings keine Lösung: Neben dem Risiko der Unterzeichnung aufgrund der mangelnden Eignung des Förderinstruments würden höhere Auktionsvolumen zudem vom Zielkorridor der nach §48 EEG gewährten Marktprämien in Abzug gebracht.

Europarechtswidrig ist in diesem Zusammenhang, dass mit der vom BMWi geplanten Einführung eines Ausschreibungssystems für Gebäude-PV auch der Eigenverbrauch von Solarstrom unterbunden werden soll. Gem. Artikel 21, Abs. 6 lit. e der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Folgenden: „RED II“) muss Eigenversorgern ein diskriminierungsfreier Zugang zu bestehenden Förderregelungen gewährt werden. Das ist nicht der Fall, wenn sie von Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Ein großer Teil der heute installierten Gebäude-PV-Anlagen wird mit der Intention gebaut, den eigenerzeugten Solarstrom auch im Unternehmen anteilig nutzen und somit unmittelbar an der Energiewende partizipieren zu können.

Bei einem Entfallen des solaren Eigenverbrauchs-Anreizes würde zudem die Bereitschaft mittelständischer Unternehmen deutlich erlahmen, in die solare Elektrifizierung ihrer Dächer sowie in Maßnahmen der dezentralen Sektorenkopplung zu investieren (z. B. Elektrifizierung von Fuhrparks u. Wärmeversorgung sowie Speicher-Einsatz). Durch den bereits für 2021 geplanten Systemwechsel bei der EEG-Förderung größerer Solardächer wird schließlich gravierend in laufende Planungsprozesse eingegriffen und der **Vertrauensschutz verletzt**. Bei Projekten dieser Größenordnung ist mit einer Planungs- und Bauzeit von mindestens einem Jahr zu rechnen.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Nach BSW-Schätzungen werden bis zu 1.000 PV-Projekte mit einem Projektvolumen von über einem halben Gigawatt von der geplanten Umstellung auf das Auktionsverfahren betroffen sein, die sich bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden!

Zahlreiche weitere Argumente gegen eine Absenkung der Ausschreibungsgrenze und Infos zu den negativen Erfahrungen in Frankreich finden Sie hier: bsw.li/3irRwyJ

→ BSW-EMPFEHLUNG

Anstatt die Ausschreibungsgrenze für die Teilnahme an Auktionen abzusenken, sollte diese von derzeit 0,75 Megawatt auf 1 Megawatt angehoben werden.

Der § 22 Abs. 3 Satz 2 GE (zzgl. Folgeänderungen in §48) sollte folgendermaßen geändert werden:

„1. Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich ~~500~~ 1.000 Kilowatt, die auf, an oder in einem Gebäude oder Lärmschutzwand errichtet werden, ...“

Um Solardächern der Megawattklasse im Gebäudebestand künftig eine Realisierungschance zu geben, sollten diese gemäß der niedrigsten Vergütungsklasse nach § 48 EEG vergütet und nicht länger im für sie chancenlosen Wettbewerb mit ebenerdig errichteten Solarparks ausgeschrieben werden. Zusätzlich würde dadurch Eigenversorgern der europarechtskonforme Zugang zu dieser Förderung gewährt.

3. Degressionsmechanismus nachschärfen („Atmender Deckel“)

Der Degressionsmechanismus gemäß § 49 GE verfolgt die Zielsetzung, mittels einer Nachjustierung der EEG-Vergütungssätze/Marktprämien die Ausbaumengen von PV-Anlagen mit festen Vergütungssätzen (gemäß § 48 EEG) an den Ausbauzielen der Bundesregierung auszurichten. Die Solarbranche hält den Degressionsmechanismus im Grundsatz für ein geeignetes Instrument der Mengensteuerung und Kosteneffizienz. Während in Frankreich im Zusammenhang mit der Einführung von Auktionen die PV-Systemkosten gestiegen sind, wurden mit Hilfe des „Atmenden Deckels“ in Deutschland die Erzeugungskosten von Solarstrom aus neuen gewerblichen Solardächern allein in den vergangenen drei Jahren um mehr als ein Drittel, in den letzten zehn Jahren sogar um drei Viertel gesenkt.

Die deutlich zu niedrigen Ausbaukorridore in § 48 GE führen in Verknüpfung mit dem Degressionsmechanismus des „atmenden Deckels“ dazu, dass die anzulegenden Werte zur Ermittlung der EEG-Marktprämien weiterhin von Monat zu Monat zu stark sinken werden. Zusammen mit den erwartbaren Unterzeichnungen bei den Solardach-Auktionen dürfte sich der jährliche Zubau von PV-Dächern von rd. 3 GW im vergangenen Jahr und über 3,5 GW in diesem Jahr auf gut 2 GW/a verringern. Wie bereits zu Punkt 1 ausgeführt, steht dies in keinem Verhältnis zu den energie- und klimapolitischen Erfordernissen.

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

Während es im Falle einer Zielüberschreitung zu einer sehr starken Verringerung der anzulegenden Werte kommt, reagiert das EEG bereits heute zu schwach im Falle eines Unterschreitens der

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

angestrebten Zielkorridore. Anstatt hier nach zu justieren, erfolgt die Nachsteuerung im Falle eines Markteinbruchs weiterhin zu spät und zu zaghaft – das Erreichen der PV-Ausbau und Klimaziele der Bundesregierung wäre massiv gefährdet. So soll laut § 49 Abs. 3 GE der Ausbaupfad bei einem zu niedrigen Zubau beim heutigen Wert von 1.900 MW gedeckelt und die Degressionsstufen in der heutigen Form erhalten bleiben. Eine minimale Erhöhung der Vergütungssätze um 1,5% im Quartal wäre dadurch, z. B. im Jahr 2025, erst bei einem Marktzubau mit fester Vergütung von weniger als 1.000 MW im Jahr möglich. Dies ergibt sich aus der neuen Berechnungsweise in § 49 Abs. 3 GE:

Ausbaupfad GE zur Degressionsberechnung bei einem zu niedrigen Zubau	1.900 MW
Abzug der Gebäude-Ausschreibungen in 2025*	100 MW
Verbleibender Ausbaupfad zur Berechnung der Degression	1.800 MW (1.900 MW- 100MW)
Erhöhung der Vergütung bei einem Zubau, der mehr als 800 MW unterhalb des Zubaukorridors liegt	1000 MW (1.800 MW- 800MW)

* Die gesamte Ausschreibungsmenge abzgl. 250 MW wird vom Ausbaupfad für die Festvergütung abgezogen.

Der Degressionsmechanismus wird somit im Falle eines Markteinbruchs beinahe wirkungslos. Denn eine Erhöhung der Degression greift erst, wenn der Zubau weniger als die Hälfte des Ausbaupfads beträgt (Zubau <1.000 MW, bei einem Ausbaupfad von 2.300 MW). Bei einem Markteinbruch auf die Hälfte des anvisierten Zubaus (96 anstatt 192 MW/Monat bzw. 1.150 von 2.300 MW/Jahr) würde dauerhaft eine Nulldegression herrschen. Eine Markterholung wäre damit nur noch mit einer deutlichen Senkung der Systemkosten von neuen PV-Anlagen und mit sehr großem Zeitverzug wahrscheinlich. Denn ab einem Zubau von mehr als 65% des anvisierten Zubaus (125 von 192 MW/Monat bzw. 1.500 von 2.300 MW/Jahr) setzt bereits wieder eine Degression von 0,25%/Monat ein. Schon bei einem Zubau der ein Viertel unterhalb der Ausbaukorridors liegt (142 von 192 MW/Monat bzw. 1.700 von 2.300 MW/Jahr) setzt die Basisdegression von 0,5% ein. Eine Markterholung wird damit entsprechend schwierig.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Zwar soll nach dem Willen der Bundesregierung der Ausbaupfad für PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kWp von derzeit 1.900 Megawatt jährlich auf 2.300 Megawatt angehoben werden. Es wurde allerdings vergessen, auch den Degressionsmechanismus an den neuen Ausbauzielen zu orientieren. Es ist nicht nachvollziehbar, dass laut Gesetzesentwurf weiterhin eine Anpassung der Fördersätze erst bei Unterschreitung einer jährlich zu erwartenden PV-Zubaus in Höhe von 1.700 Megawatt erfolgt, obwohl gleichzeitig das Ausbauziel von 1.900 MW auf 2.300 MW im Jahr angehoben wurde.

Die Degressionsstufen bei einer Unterschreitung des Ausbaupfads sind entsprechend dem neuen Ausbaupfad so anzupassen, so dass der Degressionsmechanismus auch im Falle eines Markteinbruchs zeitnah wirken und ausreichend gegensteuern kann. Andernfalls ist das Risiko hoch, dass der politisch angestrebte Ausbaupfad für eine längere Zeitspanne unterschritten wird. Die Degressionsstufen sollten entsprechend der Logik eines beidseitig atmenden Deckels überwiegend symmetrisch aufgebaut werden.

Der BSW schlägt deshalb die folgende Änderung bzgl. §49 Abs. 3 EEG vor (zzgl. ggf. Folgeänderungen):

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

„Die monatliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 Satz 2 verringert sich, wenn der annualisierte Brutto-Zubau von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, den Wert von ~~1.900~~ **2.300** Megawatt

1. um mehr als 200 Megawatt unterschreitet, auf ~~0,25 Prozent~~ **null**, die anzulegenden Werte nach § 48 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um **3,00 Prozent**,

~~2. um mehr als 400 Megawatt unterschreitet, auf null,~~

~~3. 2. um mehr als 800 1.000 Megawatt unterschreitet, auf null; die anzulegenden Werte nach § 48 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um ~~1,50~~ **4,25** Prozent, oder~~

~~4. 3. um mehr als 1.200 2.000 Megawatt unterschreitet, auf null; die anzulegenden Werte nach § 48 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um ~~3,00~~ **5,50** Prozent.“~~

Im Sinne der **symmetrischen Ausgestaltung des Atmenden Deckels** entsprechen die oben genannten quartalsweisen Erhöhungsschritte den auf drei Monate hochgerechneten Degressionsstufen bei einer Zielüberschreitung:

- 3,00%/Quartal entspricht ca. 1,00%/Monat
- 4,25%/Quartal entspricht ca. 1,40%/Monat
- 5,50%/Quartal entspricht ca. 1,80%/Monat

Die derzeit mit 0,5 % monatlich festgelegte Basisdegression bestraft eine Zielerreichung bzw. sogar eine leichte Unterschreitung des Zielpfads und widerspricht damit dem Konzept eines beidseitig atmenden Deckels. Für das Erreichen der Ausbauziele der Bundesregierung ist deshalb die **Streichung der Basisdegression** notwendig. Der BSW fordert entsprechend die ersatzlose Streichung der Basisdegression und eine ausschließliche Steuerung auf Basis der Zubauzahlen. Der BSW Solar hat hierzu einen ausformulierten Regelungsvorschlag erstellt.

Eine Umsetzung der BSW-Vorschläge schafft einen funktionierenden beidseitig atmenden Deckel der sowohl eine Unter- als auch Überführung verhindert und eine Zielerreichung zeitnah sicherstellt.

Davon unbenommen fordert der BSW eine Erhöhung des Ausbaupfads für Gebäude-PV-Anlagen gemäß §48 EEG auf jährlich 5 Gigawatt (vgl. Abschnitt 1). Für den Fall einer Erhöhung des Ausbaupfads muss der Degressionsmechanismus entsprechend angepasst werden.

4. Prosumer stärken, anstatt sie zu entmündigen

Besonders großen Handlungsbedarf sieht der BSW auch bei der Verbesserung der Rahmenbedingungen für Prosumer. Dieser Bedarf ergibt sich auch aus der erforderlichen Umsetzung der RED II spätestens zum 30. Juni 2021.

Eine dezentrale und verbrauchsnahe Stromerzeugung ist ein wesentlicher Treiber der Energiewende. Sie mobilisiert Milliardeninvestitionen von Unternehmen und privaten Verbrauchern, ermöglicht zugleich die Partizipation der Bevölkerung und sichert eine breite öffentliche Akzeptanz der Energiewende.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Der Hochlauf der E-Mobilität und eine breite Umsetzung der Sektorenkopplung sind nur in Verbindung mit dezentralem PV-Eigenverbrauch und Heimspeichern sinnvoll möglich!

Durch eine sinnvolle Ausgestaltung können Lastspitzen und Netzengpässe vermieden und Netzausbaukosten verringert werden.

Der Gesetzesentwurf sieht gravierende Einschränkungen für den solaren Eigenverbrauch vor. Dies gefährdet die Akzeptanz in der Bevölkerung sowie den PV-Ausbau im Gebäudebereich und verstößt gegen europäisches Recht. Während große PV-Dachanlagen über 500 kWp zukünftig durch Teilnahme an dem neuen Ausschreibungssystem für Gebäude-PV keine Kilowattstunde selbst verbrauchen dürfen (siehe Punkt 2), soll der solare Eigenverbrauch von kleinen PV-Dachanlagen durch weitere überzogene regulatorische Hemmnisse, wie die Ausweitung der Smart-Meter-Pflicht sowie der Fernsteuerbarkeit von Kleinstanlagen in § 9 GE, massiv behindert (siehe Punkt 5) sowie der Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen durch die Einführung der anteiligen EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch erschwert werden (siehe Punkt 6). Zudem nimmt die Komplexität des Betriebs gerade kleiner PV-Anlagen mit jeder EEG-Novelle zu und erschwert insbesondere privaten Anlagenbetreibern und KMU den Betrieb von PV-Anlagen.

Die geplanten Einschränkungen beim Eigenverbrauch gefährden den weiteren Ausbau der Photovoltaik und damit auch das Erreichen der Klimaziele 2030.

4.1. Eigenversorgung Europarechtskonform ausgestalten

Ausweislich der dritten Fußnote zum Titel des Gesetzesentwurfs soll das Gesetz der Umsetzung der RED II dienen. Die Umsetzungsfrist für die Mitgliedstaaten läuft zum 30. Juni 2021 ab. Die Förderung erneuerbarer Energiequellen soll durch die Stärkung der Eigenversorgung erreicht werden. Zu diesem Ziel soll unter anderem die Abschaffung diskriminierender, unverhältnismäßiger oder ungerechtfertigter Lasten, Kosten und Umlagen beitragen.

Die Freiheit der Eigenversorgung von Abgaben und Umlagen stellt nach der RED II die Regel dar. Nur bei Vorliegen der Voraussetzungen bestimmter Ausnahmebestimmungen darf eine Belastung der Eigenversorgung mit Abgaben oder Umlagen erfolgen. Ausnahmebestimmungen sind nach den geltenden allgemeinen Rechtsgrundsätzen eng auszulegen. Legt man diesen Maßstab an das geltende EEG 2017 und den Gesetzesentwurf an, so sind mehrere Verstöße gegen die RED II zu verzeichnen.

Die Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW darf nicht mit der EEG-Umlage – egal in welcher Höhe – belastet werden, wenn für den Strom aus der Anlage aktuell keine Förderung (mehr) in Anspruch genommen wird. Dabei ist es unerheblich, ob ein Förderanspruch grundsätzlich besteht, sondern lediglich entscheidend, ob eine Förderung tatsächlich in Anspruch genommen wird. Eine Begrenzung der von der EEG-Umlagepflicht befreiten Strommenge sowie eine zeitliche Beschränkung der Befreiung von der EEG-Umlagepflicht sind bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW, die nicht gefördert werden, ebenfalls unzulässig.

Wird für den in das Netz eingespeisten Strom aus einer Anlage – egal welcher Größe – eine Förderung in Anspruch genommen, so darf der zur Eigenversorgung genutzte Strom aus der Anlage nach den Vorgaben der RED II grundsätzlich mit einer (anteiligen) EEG-Umlage belastet werden, soweit „die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben werden“. Soweit der Gesetzgeber solche Fälle der Eigenversorgung ausnahmsweise entgegen der

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

durch die RED II vorgesehenen Regel der Freiheit von Abgaben und Umlage mit einer (anteiligen) EEG-Umlage belasten will, muss er darlegen, dass diese Voraussetzungen eingehalten sind. Dabei verbietet sich eine pauschale Betrachtung. Gegen diesen Grundsatz verstoßen sowohl das EEG 2017 als auch der Gesetzesentwurf.

Nach aktueller Gesetzeslage ist der Eigenverbrauch von PV-Anlagen bis zu einer Größe von 10 kWp sowie bis zu einem Eigenverbrauch von 10 MWh von der EEG-Umlage befreit. Der Gesetzesentwurf sieht nun eine Umlagenbefreiung auch für Anlagen bis 20 kWp vor. Diese im Rahmen der Ressortabstimmung vorgenommene Aufstockung wird jedoch durch die Beibehaltung der 10 MWh-Grenze für den umlagebefreiten Eigenverbrauch konterkariert. In der Folge würden bereits solare Prosumer-Haushalte EEG-Umlagepflichtig, wenn sie z.B. eine Wärmepumpe und eine Stromtankstelle für ihr E-Auto mit Solarstrom vom eigenen Dach versorgen wollen und so auf über 10 MWh Eigenverbrauch jährlich kommen. In der Folge würden PV-Anlagen kleiner ausgelegt, als dies klimapolitisch geboten ist.

Der § 27a EEG 2017 („Eigenversorgungsverbot“) regelt, dass Betreiber von Anlagen, deren Zahlungsanspruch im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt wird, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen dürfen. Diese Regelung widerspricht in ihrer aktuellen, durch den Gesetzesentwurf inhaltlich unveränderten Fassung den Regelungen des Artikels 21 Absatz 6 lit e der RED II, wonach EE-Eigenversorger ein Recht zum diskriminierungsfreien Zugang zu bestehenden Förderregelungen zusteht. Daher ist die Streichung der Regelung in § 27a EEG 2017 europarechtlich geboten.

Die in der RED II vorgeschriebenen Rechte für gemeinsam handelnde Eigenversorger werden weder im EEG 2017 noch im Gesetzesentwurf gewährt. Der deutsche Gesetzgeber muss durch die Einführung entsprechender Vorschriften beziehungsweise durch die Anpassung bestehender Vorschriften im EEG sicherstellen, dass für gemeinsam handelnde Eigenversorger grundsätzlich dieselben Regelungen bei der Vermarktung, der Speicherung und dem Verbrauch des erzeugten Stroms einschließlich der dabei anfallenden Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern gelten, wie für einzelne Eigenversorger (Artikel 21 Absatz 4 der RED II).

Neben den Bestimmungen der RED II sieht auch die Strommarktinnenverordnung (Richtlinie EU 2019/944 vom 5. Juni 2019) ein Schutz der Prosumer als „aktiven Kunden“ vor.

Die Einbaupflichten für ein iMSys (siehe unter 4.) schaffen erhebliche Markteintrittsbarrieren für Prosumer und Prosumerinnen, wodurch jene in der RED II beschriebenen Prosumer-Geschäftsmodelle wie Peer-to-Peer-Handel und Energy Sharing gerade für kleinere Akteure erschwert werden. Die im Gesetzesentwurf beschriebene Digitalisierungsstrategie würde damit zu einer Verhinderungsstrategie der Digitalisierung werden und der Blockchain-Strategie der Bundesregierung widersprechen, weil das Innovationspotential neuer digitaler Technologien für Prosumer-Geschäftsmodelle nicht gehoben werden könnte.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Das EEG ist umfassend an die Vorschriften der RED II anzupassen. Das gilt insbesondere für die Streichung der anteiligen EEG-Umlage für Anlagen bis 30 kWp, für die Aufhebung des Eigenverbrauchsverbotes in Ausschreibungen, für die Anpassung der Förderung von Anlagen größer

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

30 kWp, deren Rentabilität durch anteilige Umlagen beeinträchtigt werden sowie für die Ermöglichung des Eigenverbrauchs ohne EEG-Umlage bei Ü20-Anlagen.

Der BSW schlägt deshalb die ersatzlose Streichung von § 27a EEG vor.

Nach Ansicht des BSW ist darüber hinaus – auch vor dem Hintergrund der europarechtlichen Vorgaben – eine effektive und konsequente Förderung der Eigenversorgung aus EE-Anlagen geboten. Diese kann nur durch eine vollständige Abschaffung der EEG-Umlage auf die Eigenversorgung erreicht werden (siehe hierzu gleich Punkt 4.2.).

In jedem Fall aber ist der Gesetzgeber verpflichtet, die **Mindestanforderungen der RED II einzuhalten** und somit den neuen § 61b wie folgt zu formulieren:

„(2) Unbeschadet von Absatz 1 entfällt der Anspruch nach § 61 Absatz 1 bei Eigenversorgungen aus Anlagen, wenn
1. die Anlage eine installierte Leistung von höchstens 30 Kilowatt hat und
2. in der Anlage in dem Kalenderjahr ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.“

Zur Absicherung der Rechte gemeinsam handelnder Eigenversorger, wie diese in Artikel 21 Absatz 4 EE-RL abgesichert werden, schlägt der BSW weiterhin folgende Ergänzungen im neuen EEG vor:

Neue Begriffsbestimmung zur Eigenversorgung (§ 3 Nummer 19):

„der Verbrauch einer natürlichen oder juristischen Person von Strom aus einer Stromerzeugungsanlage, wenn diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst oder als Mitglieder oder Anteilseigner einer Eigenversorgungsgemeinschaft betreibt und der Verbrauch im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage erfolgt und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird“

Einführung des Begriffs der Eigenversorgungsgemeinschaft (§ 3 Nummer 19a):

„jede Gesellschaft von zumindest zwei natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern, deren Zweck zumindest auch die Versorgung ihrer stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner mit Strom aus einer von der Gesellschaft betriebenen Stromerzeugungsanlage ist“

In diesem Zusammenhang wäre zur Absicherung der Rechte der Eigenversorgungsgemeinschaften und zur Vereinfachung der administrativen Prozesse eine Änderung der Vorgaben für Energieversorgungsunternehmen im EnWG wünschenswert, mit der sichergestellt wird, dass Eigenversorgungsgemeinschaften nicht als solche gelten:

„18. Energieversorgungsunternehmen

natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetzbetreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen; der Betrieb einer Kundenanlage oder einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung macht den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen; weiterhin sind Eigenversorgungsgemeinschaften im Sinne des § 3 Nummer 19a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes keine Energieversorgungsunternehmen.“

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

4.2. Abschaffung EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Die EEG-Umlage auf vor Ort verbrauchten Strom aus Erneuerbaren Energien muss abgeschafft werden. Von rd. 80 % der Marktteilnehmer wird dies als vorrangig erachtet.

Das ergab eine BSW-Branchenbefragung im Frühsommer 2020. Die „Sonnensteuer“ behindert erheblich den Ausbau von Solarstromanlagen auf Gebäuden und konterkariert damit ihr eigenes Ziel: die Förderung des Ausbaus von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Außerdem ist sie nicht sachgerecht. Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Eigen- und Direktversorgung sollten im Rahmen der Umsetzung der RED II dauerhaft von der EEG-Umlage und jeglichen unsachgemäßen Abgaben befreit werden. Daraus würde keine signifikante Belastung der EEG-Umlage resultieren, da die Einnahmen aus der reduzierten Umlagepflicht auf Eigenverbrauch sehr überschaubar sind und bleiben werden (nach § 61b EEG 2017 beliefen sie sich in 2018 auf lediglich 22 Millionen Euro).³

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch sollte bei EEG-Anlagen durch entsprechende Anpassungen von § 61a und § 61b vollständig abgeschafft werden:

Der BSW schlägt deshalb vor § 61a Nummer 3 EEG durch folgende Regelung zu ersetzen:

*„ Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 entfällt bei Eigenversorgungen,
[...]
3. wenn in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden.“*

Die §§ 61a Nummer 3 (alt) sowie 61b können in der Folge entfallen,

Allein um die europäischen Vorgaben der RED II fristgerecht umzusetzen, wäre noch in dieser Legislaturperiode eine Abschaffung der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch von PV-Anlagen bis 30 kWp erforderlich (siehe Punkt 4.1).

4.3. Neuen EU-Rechtsrahmen für Speicher umsetzen

Mit dem Clean Energy Package (CEP) hat die EU einen neuen Rahmen für die Rechte zur Nutzung von PV-Anlagen und Speichern für Haushaltskunden erlassen. Unter anderem sieht die EU vor, dass gespeicherter Strom in Zukunft nicht mehr mehrfach mit Abgaben und Umlagen belastet werden darf. Da das deutsche Energierecht keine Speicherung, sondern nur die Erzeugung und den Verbrauch von Strom kennt, werden Speicher bei der Einspeicherung von Strom als Endverbraucher behandelt. In der Folge müssen in der Praxis oft alle Abgaben und Umlagen einmal bei der Einspeicherung des Stroms und einmal bei dem anschließenden tatsächlichen Verbrauch der Strommenge gezahlt werden. Die existierenden Ausnahmen für Speicher in §61l EEG erfordern eine oft derart komplexe und aufwändige Umsetzung, dass sie so gut wie keine praktische Anwendung finden.

Darüber hinaus besteht die Problematik, dass den aktuellen Regelungen des deutschen Energierechts zufolge sämtlicher Grünstrom, nachdem er einen Speicher betritt, in welchem z.B. für Flexibilitätsdienstleistungen, auch kurzzeitig Netzstrom eingespeichert wird, ergaucht.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

³ EEG in Zahlen 2018, Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, zuletzt aufgerufen am 25. Mai 2020

Die geplante Verbesserung des Netzzugangs von kleinen Anlagen bis 10,8 kWp in § 8 Abs. 5 GE, und damit die nationale Umsetzung von europäischen Vorgaben, ist zu begrüßen. Allerdings ist hier zu beachten, dass sich die 10,8 kWp einzeln sowohl auf die PV-Anlage als auch auf den Speicher beziehen sollten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die überhöhten Anforderungen an der Messung und der Nachweiserbringung sowie die unnötigen Zusatzanforderungen an Multi-Use-Speicher in § 61l Absatz 1a und Absatz 1b EEG führen de facto dazu, dass die EEG-Umlage doppelt gezahlt wird, weil die gesetzlichen Anforderungen nicht bzw. nicht mit zumutbarem Aufwand erfüllbar sind. Damit wird die Entwicklung für die Energiewende sinnvoller Geschäftsmodelle gehindert.

Der BSW fordert, die aktuelle EEG-Novelle zu nutzen, die Doppelbelastung von Speichern mit Abgaben und Umlagen praxisgerecht und effektiv abzuschaffen. Grundsätzlich sollten Speicher dazu gemäß der Vorgaben aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (auch „MDD“ genannt) und entsprechend ihrer Bedeutung für das Energiesystem als Speicher und nicht mehr als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden. Das Ziel einer **Abschaffung der Doppelbelastung** kann aber auch innerhalb der aktuellen Betrachtungsweise durch eine Vereinfachung von § 61l erreicht werden:

(1) Unverändert

(1a) Saldierungsperiode im Sinne des Absatzes 1 ist das Kalenderjahr.

(1b) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich nach Absatz 1 nur, wenn derjenige, der die EEG-Umlage für den in dem Stromspeicher verbrauchten Strom zahlen muss, 1. sicherstellt, dass die Voraussetzungen des Absatzes 1 jederzeit durch Messeinrichtungen und eine nachvollziehbare Abrechnung eingehalten werden; hierzu ist insbesondere erforderlich, dass a) sämtliche Strommengen durch Messeinrichtungen gesondert erfasst mitgeteilt werden; insbesondere sind Strommengen, für die unterschiedlich hohe Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage bestehen, gesondert zu erfassen; § 62b [Messung und Schätzung] ist entsprechend anzuwenden,

b) sämtliche sonstige Energieentnahmen durch Messeinrichtungen gesondert erfasst und mitgeteilt werden,

c) im Rahmen der Abrechnung jeweils innerhalb der einzelnen Saldierungsperioden die Energiemenge, die sich im Stromspeicher befindet, erfasst wird und 2. seine Mitteilungspflichten nach § 74 Absatz 2 und § 74a Absatz 2 Satz 2 bis 5 erfüllt hat.“

(ansonsten § 61l unverändert)

(1c) Unverändert

(1d) Soweit aufgrund der technischen oder physikalischen Gegebenheiten die gesetzlich gesondert zu erfassenden Strommengen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand durch geeichte Messeinrichtungen separat erfasst werden können, so ist die Strommenge, für die sich die EEG-Umlage nach dieser Vorschrift verringert, auf Basis und gegebenenfalls Verrechnung der besten verfügbaren geeichten Messwerte zu schätzen.“

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Um die Vorgaben der EU zur Ermöglichung von Multi-Use (d.h. Mehrfachnutzung der Speicher in verschiedenen Energiemärkten) und der Erbringung von Flexibilität mit dezentralen Speichern umzusetzen, muss diese Regelung der „Ergrauung von Grünstrom“ (Ausschließlichkeitsprinzip)

abgeschafft werden, sodass Solarstrom auch bei Einsatz eines Speichers seine Grünstrom-Eigenschaft behält. Dabei ist zu beachten, dass die Privilegien in der RED II zur Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien sich auf die „Elektrizität“ und nicht etwa auf „die Anlage“ oder „den Speicher“ beziehen. Der EE-Strom, der in einen Speicher eingespeichert wird, darf seine Privilegien nicht verlieren, wenn dort auch Graustrom eingespeichert wird. Es muss vielmehr eine bilanzielle Betrachtung des gespeicherten Stroms erfolgen.

Nach Ansicht des BSW ist grundsätzlich zielführend, die Speicherung von Grünstrom eigenständig im EEG zu definieren und entsprechende speicherspezifische Regelungen in das EEG aufzunehmen. Es wäre allerdings ebenfalls vorstellbar, durch eine minimale Abweichung vom Ausschließlichkeitsprinzip die „Ergrauung von Grünstrom“ abzuwenden bzw. die teilweise Speicherung von Grünstrom in Batteriespeichern faktisch zu ermöglichen. Hierzu schlägt der BSW folgende Ergänzungen vor:

§ 3 Nummer 1 EEG:

*„Anlage“ [ist] jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die **zumindest teilweise** zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.*

§ 19 Absatz 3 EEG:

*Der Anspruch besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die **aus erneuerbaren Energien** erzeugt und aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. [...]*

Es sollte rechtlich klargestellt werden, dass der vereinfachte Netzzugang auch gilt, wenn die PV-Anlage und der Speicher gemeinsam den Wert von 10,8 kWp überschreiten, solange die PV-Anlage alleine maximal 10,8 kWp umfasst. Die neu eingefügte Regelung in § 8 Satz 3 GE ist demnach wie folgt zu formulieren:

*„Übermitteln Netzbetreiber Anschlussbegehrenden im Fall von Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10,8 Kilowatt **oder von Einrichtungen, die zumindest teilweise zwischengespeicherte Energie aus einer Anlage aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, soweit sowohl die installierte Leistung der Anlage als auch die installierte Leistung der Einrichtung dabei jeweils bis zu 10,8 Kilowatt beträgt**, den Zeitplan nach Satz 1 nicht innerhalb von einem Monat nach Eingang des Netzanschlussbegehrens, können die Anlagen angeschlossen werden.“*

4.4. Begriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ weiten

Solarer Eigenverbrauch muss laut EEG im „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ erfolgen. Dieser Begriff sorgt in der Praxis immer wieder zu offenen Rechtsfragen und schränkt bei enger Auslegung den Eigenverbrauch unnötig ein. Der vorliegende Gesetzesentwurf geht nicht auf diese Problematik ein.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

→ BSW-EMPFEHLUNG

Durch die Streichung des Wortes „unmittelbar“ in § 3 Nr. 19 EEG 2017 (sowie den daraus resultierenden Folgeänderungen) und einer rechtssicheren Bestimmung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ sollte ein praxisgerechter räumlicher Verbrauchsradius lokal erzeugten Solarstroms geschaffen werden, der sich an tatsächlicher Netzinfrastruktur (z. B. Netzanschlusspunkt, Netzstrang) ausrichtet.

4.5. Personenidentität als Eigenverbrauchskriterium abschaffen

Ein wesentliches Hemmnis für eine Versorgung von Wohn- und Gewerbequartierskonzepten mit lokal erzeugten Solarstrom liegt darin, dass Vor-Ort-Verbrauch nicht als solcher gewertet wird, wenn PV-Anlagenbetreiber und Stromnutzer zwei verschiedene Rechtspersonen sind.

Wohnungseigentumsgemeinschaften, Firmen, bei denen Anlagenbetrieb und Stromverbrauch durch zwei Gesellschaften erfolgt, sowie Anlagenbetreibern, die den erzeugten Strom mit benachbarten Nutzern teilen möchten, droht zunächst in dieser Konstellation die rechtliche Einordnung als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Gerade für kleinere PV-Anlagenbetreiber folgen daraus völlig überdimensionierte, Investitionen abwägende bürokratische Anforderungen und Verpflichtungen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Einstufung als Elektrizitäts- bzw. Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG bzw. des EEG sollte grundsätzlich entfallen, um die bestehenden Barrieren für sinnvolle Wohn- und Gewerbequartierskonzepten für Solarstromversorgung abzubauen. Im gleichen Zuge sollte die Ungleichbehandlung von Eigenversorgung und Lieferung in dezentralen Energiekonzepten ohne Nutzung des Netzes beendet und in beiden Sachverhalten gleichermaßen keine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage bestehen.

4.6. Wirksame Anreize für PV-Mieterstromprojekte schaffen

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

- Bis 10 kWp: 3,79 ct/kWh
- Bis 40 kWp: 3,52 ct/kWh
- Bis 750 kWp: 2,37 ct/kWh.

Damit werden wesentlichen Hürden zur Umsetzung von Mieterstromkonzepten nicht beseitigt und bleibt die Rentabilität unzureichend.

So bleiben die Anreize zur Initiierung komplexer Mieterstromprojekte weiter zu gering. Der Gesetzesentwurf dürfte jährlich bestenfalls Mieterstromprojekte im unteren zweistelligen Megawattbereich anreizen.

Zudem stellen die im bereits unter den Punkten 4.4 und 4.5 beschriebenen Begriffe des „unmittelbaren“ räumlichen Zusammenhangs sowie die notwendige Personenidentität zur Einstufung als Eigenverbrauch signifikante Hürden für die Umsetzung von Mieterstromprojekten dar.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Die im Gesetzesentwurf vorgenommenen Detailänderungen bzgl. der Anlagenzusammenfassung von Solaranlagen verschiedener Betreiber in § 24 Abs. 1 GE sind nicht ausreichend, um Impulse für einen stärkeren Zubau von Mieterstromprojekten zu schaffen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Nennenswerte Markimpulse für solare Mieterstromprojekte sind nur zu erwarten, wenn die EEG-Umlage auf Mieterstrom endlich abgeschafft wird.

Der BSW fordert darüber hinaus, den in § 3 Nr. 16 definierten Begriff des „unmittelbaren“ räumlichen Zusammenhangs durch die Streichung des Wortes „unmittelbar“ zu weiten. Zudem sollte die Personenidentität in § 61j Absatz 1 Nummer 3 EEG 2017 als Kriterium zur Erhebung der vollen EEG-Umlage abgeschafft werden. Schließlich ist die Personenidentität als Kriterium für den Eigenverbrauch abzuschaffen und durch ein praktikableres Kriterium, z. B. den Netzanschlusspunkt, zu ersetzen.

5. Steuerung und Digitalisierung: Keine unnötigen Hürden für kleine PV-Anlagen schaffen

5.1. Keine Ausweitung der Smart-Meter-Pflicht auf Kleinstanlagen

Die geplante Einbeziehung solarer Kleinstanlagen in die Smart Meter Pflicht bringt nach Aussage zentraler Marktakteure und nach dem Stand der Wissenschaft keinen netztechnischen Vorteil, erzeugt dafür aber unverhältnismäßige Kosten, die den wirtschaftlichen Betrieb der betroffenen Neu- und Bestandsanlagen massiv gefährden würden.

Der BSW lehnt daher – in voller Übereinstimmung mit dem BDEW und VKU – die in § 9 GE geplante Ausweitung der Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen (iMSys) auf Kleinstanlagen bereits ab 1 kWp sowohl bei Neuanlagen als auch bei Bestandsanlagen ab. In diesem Zusammenhang kritisiert der BSW auch die geplanten Änderungen bei der Direktvermarktung in § 10b GE, dessen Umsetzung nicht praktikabel ist und zu einem nicht vertretbaren Aufwand bei den Direktvermarktern führen würde.

Bestands- und Neuanlagen kleiner 7 kWp sind aufgrund eines negativen Kosten-Nutzen-Verhältnisses und eines negativen Effekts auf den wirtschaftlichen Betrieb bisher aus gutem Grund von einem Pflichteinbau mit einem intelligenten Messsystem ausgenommen. Die Branche hatte sich im Zusammenhang mit dem Digitalisierungsgesetz 2016 ursprünglich für eine Bagatellgrenze in Höhe von 30 kWp ausgesprochen. Diese Grenze halten wir nach wie vor für sinnvoll.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König

Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke

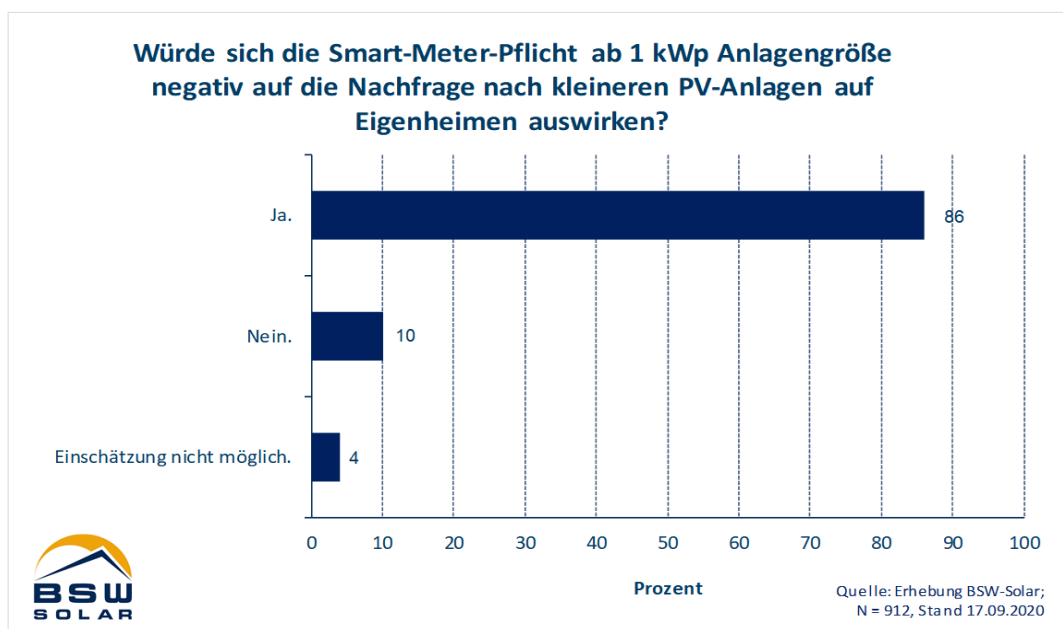
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Exkurs: Begriffsdefinition	
Smart Meter	digitaler Stromzähler (Funktion: Messung des Stromverbrauchs)
Smart-Meter-Gateway (SMGW)	Kommunikationsplattform (Funktion: sichere Kommunikation zwischen PV-Anlage und Netzbetreiber/Marktakteuren)
Intelligentes Messsystem (iMSys)	Kombination von einem Smart Meter (Messung) und einem SMGW (sichere Kommunikation)
Smart-Meter-Rollout	Verpflichtender Einbau von intelligenten Messsystemen

Steuerbox	Technisches Gerät zur Fernsteuerung der PV-Anlage über das SMGW
Ist-Einspeisung	Übertragung von 15-Minutenwerten der aktuellen Einspeisung. Technische Voraussetzung: iMSys oder Zähler mit Fernübertragung (z. B. RLM-Zähler) und Lastgangmessung
Steuerbarkeit	Steuerung von PV- oder Prosumer-Anlagen. Technische Anforderung: iMSys mit Steuerbox bzw. CLS-Kanal oder Funkrundsteuertechnik

Der Gesetzesentwurf schlägt eine Ausweitung der Pflichteinbaufälle für Anlagen ab 1 kWp vor, ohne eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieser Anlagen zu berücksichtigen die ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis für diese kleinen Anlagengrößen belegen würde und ohne einen Nachweis der technischen Notwendigkeit für Netz- und Marktintegration zu erbringen. Die ursprüngliche Anforderung einer positiven Kosten-Nutzen-Analyse im Sinne der Kunden scheint zugunsten einer schnellen und tiefen Penetration des Markts durch intelligente Messsysteme geopfert worden zu sein.

Für Anlagenbetreiber entstehen aus diesen Einbaupflichten unverhältnismäßig hohe Kosten, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gefährden. Eine aktuelle Umfrage in der PV-Branche zeigt, dass die Nachfragerückgang in diesem Marktsegment (ca. 45.000 Anlagen für 2020) erwartet wird (Grafik 2).



RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Grafik 2: Ergebnisse einer Befragung unter deutschen Solarunternehmen im Zeitraum 15-16.09.2020

Eine Umsetzung der im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Regelung dürfte i. d. R. mindestens folgende **Kosten für betroffene PV-Anlagenbetreiber** nach sich ziehen:

	Euro/einmalig	Euro/Jahr
Betrieb iMSys 1 kWp bis 15 kWp		100 EUR*
Ggf. Ertüchtigung Zählerschrank, Elektroanlage/ Telekommunikation	Individuell unterschiedlich, deutlich > 1.000 EUR für Zählerschrank	
Einbau Fernsteuerbarkeit (z. B. Steuerbox) bei Neuanlagen*	ca. 500 EUR	
Gebühren für die Steuerung und Übertragung der IST-Einspeisung		Unbekannt* (bis 150 EUR)**
Gebühren für die Direktvermarktung		Unbekannt*
Summe	500 - >1.500 EUR	min. 100 EUR
Erlöse aus EEG-Vergütung (Bsp.: 4 kWp, 30% Eigenverbrauch, Vergütungssatz bei Inbetriebnahme 01/21 (geschätzt): 8,27ct/kWh, Stromproduktion 910 kWh/kWp)		211 EUR

* Die im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) angegeben Preisobergrenze (POG) umfasst nur die sogenannten Standardleistungen. Der Einbau von Steuerungseinrichtungen mit Anbindungen an das SMGW sowie und der laufende Betrieb stellen Zusatzleistungen dar und werden gesondert in Rechnung gestellt werden. Abweichend von der im MsbG festgelegten POG von 60 Euro für die Einbaugruppe der Leistungsklasse 1 bis 7 kW wird im EEG in der Begründung angekündigt, dass auch für diese Gruppe eine POG von 100 Euro vorgesehen wird.

** Über diese Kosten liegt bisher keine Klarheit vor. Mehrere Netzbetreiber haben die angenommenen Kosten bestätigt

Die dargestellten Kosten würden bei vielen PV-Kleinstanlagen bereits den wirtschaftlichen Weiterbetrieb gefährden bzw. eine Neuinvestition unrentabel machen (siehe Beispiel in der obigen Tabelle). Zudem führt die fehlende verbindliche Definition einer Preisobergrenze für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystem zwischen 1 und 7 kWp zu einer erheblichen Verunsicherung der Anlagenbetreiber.

Kostenerhöhung über Laufzeit von 20 Jahren Beispiel: neue 4 kWp-Anlage		Kostenanstieg in %
Investitionskosten nach bisheriger Regel (Annahme 1.300 € pro kWp)	5.200 Euro	
Investitionskosten mit Steuerbox (ohne Zählerschrank u. ä.)	5.700 Euro	10 %
Betriebskosten Zähler bisher (20 Euro pro Jahr)	400 Euro	
Betriebskosten mit iMSys (100 Euro pro Jahr)	2.000 Euro	400 %

Diese Kosten werden im Gesetzesentwurf bei der Erläuterung des Erfüllungsaufwands vollkommen unzureichend genannt. So wird bei den Bürgerinnen und Bürgern kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand gesehen, obwohl ein Großteil der betroffenen Anlagen von privaten Bürgerinnen und Bürgern

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

betrieben wird. Beim Erfüllungsaufwand bei der Wirtschaft wird davon ausgegangen, dass lediglich 6.000 Anlagen zusätzlich mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden müssen (§ 94 ff.). Dem gegenüber stehen jedoch über 675.000 gemeldete Anlagen zwischen 1 und 7 kWp mit Inbetriebnahme zwischen 1990 und 1. Halbjahr 2020. Allein im letzten Jahr sind über 30.000 neue Anlagen zwischen 1 und 7 kWp gemeldet worden. Bei angenommenen Zusatzkosten von 80€ im Jahr (POG: 100€ abzgl. der sonst anfallenden Gebühr von 20€ für eine moderne Messeinrichtung) entstehen alleine durch die geplante Ausweitung des Smart Meter Rollouts auf die 675.000 bestehenden Anlagen zusätzliche Betriebskosten von bis zu 54 Millionen Euro vor allem bei den Bürgerinnen und Bürger. Dazu kommen noch nicht abschätzbare Kosten für die Ausweitung der Fernsteuerbarkeit.

Ein Bedarf, selbst kleinste Solarstromanlagen mit intelligenten Messsystemen auszurüsten, existiert nicht. Darauf weisen auch Verbände hin, denen Netzbetreiber organisiert sind.

So schreibt der **bdeu** in seiner Stellungnahme:

„Eine faktische Ausdehnung von Einbauverpflichtungen intelligenter Messsysteme bei Nutzung von Eigenversorgungsmöglichkeiten auf Anlagen unter 7 kWp lehnt der BDEW dagegen ab. (...) Aufwand und Kosten stehen nicht im Verhältnis zum Stromertrag, so dass die Ausdehnung der Einbauverpflichtung für Intelligente Mess-Systeme jedenfalls in bestimmten Fallkonstellationen einem faktischen Eigenverbrauchs-Verbot gleichkommt.“ S.7

Der **VKU** schreibt in seiner Stellungnahme:

„Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW lehnt der VKU ab.“ S.6

„Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie, unverhältnismäßig und aus netztechnischer Sicht nicht erforderlich.“ S.4

Der Begründungstext zu § 9 in der Herleitung der Ausweitung der Pflicht von intelligenten Messsystemen für Kleinstanlagen überzeugt nicht. Dieser sieht eine Ausweitung der iMSys-Pflicht auf Kleinstanlagen als „zwingende Voraussetzung für die Umsetzung einer umfassenden Digitalisierungsstrategie“ und als Notwendigkeit für eine sichere Integration dieser Anlagen im Energiesystem an. Dies wird von den Marktakteuren anders beurteilt. So wurde der Nutzen einer Ausweitung der Pflichteinbaufälle für den Netzbetrieb noch von keinem Netzbetreiber bestätigt. Kleinstanlagen werden als nicht netzrelevant eingestuft. So ergibt sich durch die Ausweitung der Pflichtausbaufälle ein erheblicher Mehraufwand, dem kein Mehrwert gegenübersteht. Zudem existiert nach unserer Kenntnis keine Studie, die eine Ausweitung der Smart-Meter-Rollouts sowie einer Fernsteuerbarkeit auf Anlagen kleiner 7 kWp für notwendig erachtet.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW fordert, die Ausweitung der Pflichteinbaufälle für Neu- und Bestandsanlagen unterhalb von 7 kWp sowie für Ü20-Anlagen unbedingt zu streichen.

Hierfür ist zum einen der relevante Schwellenwert von 1 kW auf 7 kW anzuheben:

§9 GE: „(1) Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als **7 Kilowatt** (...)“

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

„(1b) Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt (...).“

„(1c) Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 kW und höchstens 7 kW müssen ihre Anlagen mit technischen Ausrüstungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann oder
2. am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

§100 Abs.4 GE: „Betreiber von Anlagen nach Absatz 1 und KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, müssen ihre Anlagen, sofern diese eine installierte Leistung von mehr als ~~1~~ 7 Kilowatt (...).“

Die weitergehende Kritik an den §9 und §100 in diesem Kapitel bleiben auch mit der Änderung bestehen.

Für eine Befreiung von Ü20-Anlagen schlägt der BSW folgende Ergänzung des § 100 Absatz 4 GE am Ende vor:

„Ausgenommen von den Bestimmungen in den Sätzen 1 und 2 sind ausgeführte Anlagen, deren Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beendet ist, bevor die Pflichten nach Satz 1 und 2 entstehen.“

Grundsätzlich müssen Kosten, die nach Ansicht des Gesetzgebers für den stabilen Netzbetrieb notwendig sind, in die Preisobergrenze eingebunden oder über die Netzentgelte finanziert werden. Unterschiedliche Gebühren je nach Einschätzung des jeweiligen Netzbetreibers bzw. Messstellenbetreibers dürfen nicht erlaubt werden.

5.2. Smart-Meter-Rollout: Erst die technische Funktionalität sicherstellen

Der Rollout-Prozess von intelligenten Messsystemen war bisher von erheblichen Verzögerungen geprägt. Die bestehenden Erfahrungen über die Komplexität dieses Vorhabens sollte auch im Gesetzesentwurf beachtet und weitere (technische) Verzögerungen antizipiert werden. Diese dürfen nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber gehen. Eine gesetzliche Festlegung auf technische Anforderungen, deren Erfüllbarkeit auf absehbare Zeit noch nicht sichergestellt ist, ist nicht sinnvoll und greift dem Ergebnis des laufenden Brancheninput-Prozesses im Rahmen der AG Gateway-standardisierung vorweg.

Darüber hinaus besteht durch die überaus komplizierten Regelungen zur Ausstattung von technischen Zwischenlösungen bis zur Nachrüstungsverpflichtung für den Einbau eines iMSys, deren Zeitpunkt unklar ist, die große **Gefahr, dass über viele Monate hinweg keine Anlagen in Betrieb genommen werden**, weil die Vorgaben nicht umgesetzt werden können, nicht verstanden werden oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen.

Für die Praxis in diesem Anlagensegment werden einfache Regeln benötigt, die es auch einem Installateur ermöglichen, die richtige Anlage zu verkaufen, ohne den Kunden und sich selbst extremen Haftungs- und Kostenrisiken auszusetzen (siehe Sanktionen). Bei Fehlern drohen Rück- bzw. Nachzahlungen.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

→ BSW-EMPFEHLUNG

Solange für intelligente Messsysteme die Funktionalität für die Steuerung von PV-Anlagen nicht gewährleistet ist, müssen die bisherigen Regeln des EEG 2017 weiter Bestand haben. Anlagenbetreiber dürfen bei Störungen außerhalb ihres Einflussbereichs nicht sanktioniert werden.

5.3 Beibehaltung der Option einer 70%-Wirkleistungsreduktion

Nach dem EEG 2021 sollen Netzbetreiber die IST-Einspeisung über intelligente Messsysteme abrufen können und mit Hilfe einer Steuerbox für die Fernsteuerbarkeit die Einspeiseleistung zunächst stufenweise, später stufenlos regeln können.

Bisher gab es für Anlagen < 30 kW zur Vermeidung von Netzüberlastungen die Option, die Einspeiseleistung ihrer Anlage pauschal auf 70 % zu reduzieren. Diese einfache, effektive und kostengünstige Lösung für einen netzverträglichen Betrieb von kleinen PV-Anlagen macht den Einbau kostspieliger Steuerungstechnik überflüssig. Zugleich erlaubt die 70 %-Regelung ein hervorragendes Zusammenspiel mit intelligenten Speichern, so dass eine Abregelung von Grünstrom minimiert wird. Der Speicher kann auf Basis von Wetterdaten das Erreichen des 70 %-Schwellenwertes im Lauf des Tages voraussehen und den Strom in diesem Fall einspeichern, statt ihn abzuregeln. Diese Möglichkeit besteht bei unvorhersehbaren Eingriffen durch den Netzbetreiber nicht.

Der Gesetzesentwurf streicht diese einfache Option und ersetzt sie durch ein kompliziertes Regelwerk. Für Neuanlagen besteht danach je nach Leistungsgruppe und Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine Einbau- bzw. Nachrüstpflicht eines intelligenten Messsystems sowie eine Pflicht zur Fernsteuerbarkeit bereits für PV-Anlagen ab einer Leistung von 1 kWp.

Die Notwendigkeit der Steuerbarkeit selbst kleinster Solarstromanlagen über ein intelligentes Messsystem existiert nicht. Darauf weisen auch Verbände hin, in denen Netzbetreiber organisiert sind.

So schreibt der **bdew** in seiner Stellungnahme:

„Aus Netz- und Anlagenbetreibersicht sollten Anlagen kleiner 7 kW (...) auch weiterhin die Option Wirkleistungsbegrenzung auswählen können. Für Anlagen bis 30 kW sollte die Wahlmöglichkeit zwischen Wirkleistungsbegrenzung und intelligenten Messsystem mit Steuerbox bestehen bleiben.“ S.44

Der **VKU** schreibt in seiner Stellungnahme:

„Die Absenkung der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme bei diesen Anlagen auf 1 kW ist jedoch aus netztechnischer Sicht nicht zwingend, zumal der Netzbetreiber die Möglichkeit hat, in kritischen Fällen entsprechende Technik einbauen zu können. Die Anforderung an eine zukünftige Steuerbarkeit dieser Anlagen erscheint aufgrund des geringen Potenzials an regelbarer Energie nicht sinnvoll.“ S.6

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Stufenlose Steuerung nicht sinnvoll

Nach § 9 GE muss über die intelligenten Messsysteme die IST-Einspeisung abgerufen werden können und die Einspeiseleistung ferngesteuert zunächst stufenweise, später stufenlos, gesteuert werden können.

Eine „stufenlose“ Steuerung der Anlagen ist technisch nicht immer möglich, insbesondere nicht im Bestand. Der Begriff sollte entfallen und eine stufenweise Steuerung in technische Gremien definiert werden.

Je nach Anlagentyp entstehen durch die neuen Anforderungen für die Anlagenbetreiber hohe finanzielle Aufwendungen. Neben den jährlichen Betriebskosten von 100 EUR für das iMSys für Anlagen größer 1 kW und kleiner 30 kW kommen noch Kosten für die Steuerbox in Höhe von ca. 500 EUR auf die Anlagenbetreiber zu. Die Kosten für die „Zusatzleistung“ Steuerung und Übertragung der IST-Einspeisung sind noch unbekannt und unterliegen bisher keiner Preisobergrenze. Je nach Situation vor Ort können insbesondere bei Bestandsanlagen weitere hohe Kosten im niedrigen vierstelligen Bereich für den Umbau des Zählerkastens hinzukommen.

Darüber hinaus ist besonders kritisch zu bewerten, dass Neuanlagen, die vor der BSI-Markterklärung in Betrieb genommen werden, zur Erfüllung des EEG-2021 mit technischen Zwischenlösungen ausgerüstet werden müssen, die später ersetzt werden müssen. Anlagen zwischen 1 und 15 kW müssen die IST-Einspeisung, Anlagen größer 15 kW zusätzlich die Fernsteuerbarkeit nach Stand der Technik gewährleisten. In der Folge müssten Neuanlagen kleiner 15 kWp mit einer aufwändigen und teuren Technik zur IST-Einspeisung (Kosten sind noch nicht absehbar) ausgerüstet werden, die später nicht mehr benötigt werden und zusätzlich auch auf Netzbetreiberseite eine entsprechende technische Anpassung erfordert. Für Anlagen größer 15 kW müsste eine Funkrundsteuertechnik (ca. 300 Euro) eingebaut werden, die nicht mit einem intelligenten Messsystem kompatibel ist. Nach der BSI-Markterklärung müssen dann Anlagen größer 15 kW auf Fernsteuerbarkeit über das intelligente Messsystem umgerüstet werden.

In der Konsequenz kommt es für Neuanlagen, die vor der Markterklärung in Betrieb genommen werden, zu doppelten Kosten. Erst Ausrüstung mit einer Zwischenlösung, dann nach der BSI-Markterklärung ein Austausch gegen eine SMGW-kompatible technische Einrichtung.

Diese zusätzlichen Kosten sind dem Anlagenbetreiber nicht zuzumuten, führen zu Stranded Investments und zur Entsorgung von „Altgeräten“. Noch wahrscheinlicher ist, dass diese Investitionen nicht getätigt werden und es zu einem Markteinbruch in diesem Sektor kommt.

Auch Bestandsanlagen, die vor dem 1.1.2021 in Betrieb genommen wurden, sind von den neuen Pflichten betroffen: Bestandsanlagen zwischen 1 und 15 kW müssen innerhalb von fünf Jahren nach der Markterklärung die Abrufung der Ist-Einspeisung über intelligente Messsysteme ermöglichen, Bestandsanlagen größer als 15 kW müssen zudem innerhalb von fünf Jahren nach der Markterklärung über intelligente Messsysteme fernsteuerbar sein.

Die Abhängigkeit der Nachrüstpfllichten von einer Markterklärung, von der weder der Zeitpunkt noch der Inhalt klar absehbar ist, führt zu einer deutlichen Marktverunsicherung!

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Exkurs: Bestandsanlagen und Neuanlagen



Außerdem kann mit einer Beibehaltung der 70 %-Regel (§ 9 Abs. 2 Nummer 2 lit. b) EEG 2017) von einer mit § 31 MsbG nicht konformen Verkürzung der Übergangsfrist von max. acht auf max. fünf Jahre in § 9 GE im Sinne des Vertrauensschutzes abgesehen werden, da sich die Verkürzung auf max. fünf Jahre lediglich mit der fünfjährigen Umrüstpflcht für die Steuerbarkeit begründet. Im Vertrauen auf die anhaltende Gültigkeit dieser Übergangsregelung von acht Jahren haben viele Anlagenbetreiber neue Messsysteme eingebaut. Deren Wirtschaftlichkeit ist durch den verkürzten Bestandsschutz gefährdet.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für Neuanlagen bis 7 kWp soll die Beibehaltung der Option der 70 %-Regel ohne Pflichteinbau eines intelligenten Messsystems ermöglicht werden. Hierfür wird in § 9 Absatz 1 GE folgender Satz 2 ergänzt:

„Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 7 Kilowatt können abweichend von Satz 1 am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

Für Neuanlagen zwischen 7 bis 30 kWp muss die Option der 70 %-Regel zumindest so lange erhalten bleiben, bis durch die Markterklärung BSI eine feinstufige Steuerbarkeit mit dem intelligenten Messsystem als technisch möglich erklärt wird. Hierzu wird der neue § 9 Absatz 1a GE um folgenden Satz 4 ergänzt:

„Abweichend von Satz 1 bis 3 können Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt und höchstens 30 Kilowatt bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

Von einer Ausrüstungspflicht für Neuanlagen mit Inbetriebnahme vor der Markterklärung als Zwischenlösung muss abgesehen werden, daher muss § 9 (1b) Satz 2 gestrichen werden. Eine technische Ausstattung zur IST-Einspeisung und Steuerbarkeit darf grundsätzlich vom Anlagenbetreiber nur gefordert werden, wenn der lokale Netzbetreiber entsprechend ausgerüstet ist.

Eine „stufenlose“ Steuerung der Anlagen ist technisch nicht möglich. Zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten sollte der Begriff deshalb vollständig entfallen. Die technische Regelsetzung für eine „feinstufige“ Regelung sollte durch technische Gremien erfolgen.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Dies wird ermöglicht, indem in § 9 Absatz 1 und Absatz 1a der Satz „die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann“ durch folgenden Satz ersetzt wird: „die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann“.

Bestandsanlagen, die sich bisher für die 70%-Regel entschieden hatten, müssen aus Vertrauensschutzgründen dauerhaft von der Nachrüstungspflicht ausgenommen werden. Der § 100 Absatz 4 GE ist demnach um folgenden Satz zu ergänzen:

„Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, können abweichend von Satz 1 bis 3 am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

Darüber hinaus ist der Satz in § 100 Absatz 4 Satz 2 „die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann“ durch folgenden Satz zu ersetzen: „die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann“.

5.4 Prosumer-Standardlastprofile für PV-Kleinanlagen anstelle eines aufwändigen Bilanzierungsverfahren einführen

Der Gesetzesentwurf sieht eine 1/4-Stunden-Messung von Prosumer-Anlagen unter 7 kWp als notwendig an und begründet dies mit Bilanzierungsungleichgewichten, die durch die Kombination von PV-Eigenverbrauch und Standardlastprofilen entstünden. Nach Auffassung von Netzexperten wird die Rolle von Kleinstanlagen unter 7 kWp dabei wesentlich überschätzt.

Als Alternative zu der im Artikel 3 GE (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung) für Prosumer vorgesehene Zählerstandsbilanzierung (ZSG) fordert der BSW die Einführung von Standardlastprofilen für Prosumer, die z. B. auf Basis von hochauflösenden Portaldaten von zehntausenden Anlagen erstellt werden können. Neben dem bekannten SLP für Haushalte (H0) gibt es etwa ein Dutzend weitere SLP (z. B. für Mobilfunkstationen), so dass ein optimiertes SLP für den Prosumer naheliegend ist. Dies erfüllt auch die europarechtliche Vorgabe der RED II eines möglichst unbürokratischen Zugangs zur Eigenversorgung.

Das Ziel der teuren und aufwändigen Zählerstandsbilanzierung, Ungenauigkeiten in der Bilanzierung von Bilanzkreisen zu begegnen, ließe sich mit Standardlastprofilen für Prosumer wesentlich ressourcen- und kosteneffektiver erreichen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Als Alternative zu der im Artikel 3 GE (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung) für Prosumer vorgesehene Zählerstandsbilanzierung fordert der BSW die Einführung von Standardlastprofilen für Prosumer durch folgender Ergänzung des § 12 Absatz 2 Satz 1 StromNZV:

„Standardisierte Lastprofile müssen sich am typischen Abnahmeprofil jeweils folgender Gruppen von Letztverbrauchern orientieren, wobei jeweils zwischen dem typischen Abnahmeprofil bei einer Vollversorgung aus dem Netz und einer Teilversorgung wegen des Betriebes von Eigenerzeugungsanlagen zu unterscheiden ist: [...]“

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

5.5 Keine Sanktionen bei Nichteinhalten der Anforderungen

Das Nichteinhalten der Anforderungen an die Steuerbarkeit oder der fehlende Einbau eines intelligenten Messsystems bei Ü20-Anlagen mit Eigenverbrauch ist mit erheblichen finanziellen Sanktionen für den Verbraucher verbunden. Störungen sind jedoch zum Teil (z. B. durch mangelhafte Mobilfunknetzabdeckung, Störungen im SMGW) vom Anlagenbetreiber nicht beeinflussbar.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Solange für intelligente Messsystemen die Funktionalität für die Steuerung von PV-Anlagen und die Abrufung von IST-Einspeisung nicht gewährleistet ist dürfen Anlagenbetreiber nicht sanktioniert werden. Wenn nach dem Einbau eines iMSys mit Steuerungsfunktion und IST-Einspeisung Störungen außerhalb des Einflussbereichs des Anlagenbetreibers auftreten, dürfen diese nicht sanktioniert werden.

Der BSW schlägt deshalb folgende Ergänzung in einem neuen § 52 Absatz 5 vor:

„Eine Verringerung des anzulegenden Wertes nach den Absätzen 1 bis 4 findet nicht statt, wenn der Anlagenbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Pflichterfüllung für den Anlagenbetreiber technisch unmöglich ist.“

5.6 Drittstrommengen bei EEG-Umlagepflichten rechtssicher gestalten

Der Gesetzgeber versäumt es im aktuellen Gesetzesentwurf, eine rechtssichere Festlegung und Vereinfachung der Abgrenzung von unterschiedlich belasteten Eigenstrommengen sowie Drittlieferungen in komplexen Prosumeranlagen und Anlagenparks vorzunehmen. Der Weg über rechtlich nicht verbindliche Hinweispapiere und Anwendungsleitfäden – das Hinweispapier der BNetzA zum „Messen und Schätzen“ ist seit langem überfällig – oder entsprechende Hinweise in der Gesetzesbegründung liefert zwar Hilfestellung für die Anwender, führt aber nicht zu Rechtssicherheit. Die Vergangenheit hat bereits mehrfach gezeigt, dass auch jahrelang geübte Branchenpraktiken durch die Rechtsprechung immer wieder „gekippt“ werden – teils mit enormen wirtschaftlichen Auswirkungen für die Betroffenen und entsprechenden Rückabwicklungsaufwänden auf Seiten der Netzbetreiber. Notwendig sind deshalb Nachbesserungen und insbesondere Vereinfachungen im Gesetzestext.

Insbesondere ist es derzeit für zahlreiche Rechtsanwender nur eingeschränkt möglich, aus dem Gesetzestext eindeutig zu entnehmen, welche Messungen, Meldungen und Zahlungen im Einzelfall nötig sind, um einerseits die ihnen vom Gesetzgeber zugedachten Privilegien nicht zu gefährden, andererseits aber auch nicht gezwungen zu sein, diese Privilegien „proaktiv“ weitgehend aufzugeben, um unverhältnismäßige Kosten und Aufwände zu vermeiden (Erleichterungen in Form von Schätzungen sind hier bislang nur in bestimmten Fällen für die Abgrenzung von EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen vorgesehen, nicht aber für deren Erfassung – beides kann aber in der Praxis gleichwertige Probleme erzeugen). Bei Verstößen können andererseits empfindliche Sanktionen drohen, weswegen das Thema für die Betroffenen enorm hohe – teilweise existenzielle – Bedeutung hat. Umso wichtiger wäre eine klare, eindeutige und praktisch beherrschbare Rechtslage. Die Regeln zum Messen, Abgrenzen und Melden von EEG-Umlage belasteten Strommengen werden dem – je nach betroffener Konstellation in unterschiedlichem Maße – aktuell nicht gerecht. Dieser (bereits in

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

verschiedenen Konsultations- und Stakeholderprozessen von verschiedenster Seite wiederholt geäußerte) Zustand sollte durch klarere, einfachere und praxistauglichere Nachbesserungen im Regelwerk beendet werden.

Die aktuelle Rechtslage, die in hohem Maße durch Komplexität, Risiken und Rechtsunsicherheiten gekennzeichnet ist, ist inzwischen ein reelles Hemmnis für dezentrale Energienutzungskonzepte geworden, gerade auch im unternehmerischen Bereich. Zudem stehen die erheblichen Anforderungen im Rahmen der Erhebung der EEG-Umlage gerade bei Anlagenparks im krassen Widerspruch zu der im Rahmen der EEG-Förderung geltenden Vorschrift zur Nutzung einer gemeinsamen Messung und Abrechnung (vgl. § 24 Absatz 3 EEG 2017). Das auch volkswirtschaftlich sinnvolle und in der Praxis seit vielen Jahren vielfach umgesetzte Prinzip, dass mehrere Anlagenbetreiber zur Abrechnung eine gemeinsame Messung nutzen können, wird durch die hoch komplexen Regelungen im Rahmen der EEG-Umlage in vielen betroffenen Fällen vollständig konterkariert.

Nach wie vor fehlen zudem Regelungen zu einem sinnvollen Umgang mit Fällen aus der Vergangenheit, die aber notwendig sind, nicht nur um Insolvenzen zu vermeiden, sondern auch um die Eigeninitiative von Unternehmen zur aktiven Gestaltung der Energiewende nicht zu bestrafen. Durch die Verknüpfung der Übergangsregelungen mit den aktuell geltenden Regelungen zur Nachrüstung aufwändiger Messkonzepte werden die geltenden Übergangsregelungen wiederum in ihrer Schutzwirkung abgeschwächt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Eine rechtssichere gesetzliche Festlegung und Vereinfachung der Abgrenzung von Drittlieferungen ist im Gesetzesentwurf einzuführen. Daher schlägt der BSW vor, den § 62b (Messung und Schätzung) durch folgenden Absatz 3a zu ergänzen:

„Anlagenbetreiber, die den Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen, können Strommengen, die verbraucht werden

- 1) durch andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind oder
- 2) in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind

zur Ermittlung der zahlbaren EEG-Umlage abweichend von Absatz 1 und Absatz 2 durch nicht mess- und eichrechtskonforme Mess- oder Erfassungseinrichtungen oder durch Schätzung erfasst und abgegrenzt werden. Die Anforderungen nach § 62b Absatz 3 gelten entsprechend.“

In diesem Fall wäre der § 62b Absatz 4 Satz 1 wie folgt zu ergänzen:

„Erfolgt eine Schätzung nach Absatz 3 **oder Absatz 3a**, ...“

Für den Umgang mit der Vergangenheit von Drittlieferungen empfehlen wir daher das Gestaltungsprinzip: Rechtssicherheit für die Zukunft geben, Rechtshilfe für die Vergangenheit schaffen.

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

5.7 Technische Details: Im technischen Regelwerk und nicht im Gesetz bestimmen

Der Gesetzesentwurf folgt einem neuen Verständnis über die Festlegung und Etablierung technischer Standards bei der stufenlosen Steuerung. Abweichend von einer seit vielen Jahrzehnten eingeübten und erprobten Praxis zur Erstellung von technischen Anforderungen und Detailregelungen durch Industrie- und Marktakteure sollen diese nun gesetzlich festgelegt werden. Der bisher privatwirtschaftlich organisierte Prozess ist ein Garant einer konsistenten und im internationalen Vergleich unübertroffenen Qualitätssicherung.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Technische Anforderungen und Detailregelungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements (Definition betrieblicher und technischer Größen und Prozesse) sollten im technischen Regelwerk verankert und weiterentwickelt werden.

5.8 Änderungen bezüglich des BGH-Urteils vom 14. Januar 2020

Der BGH hatte geurteilt, dass eine „Reduzierung“ der Einspeiseleistung eine stufenweise Steuerbarkeit der Anlage voraussetzt. Die Möglichkeit des Netzbetreibers die Anlage vollständig auszuschalten, reicht demnach nicht aus, auch wenn der jeweilige Netzbetreiber dies zuvor als ausreichend befunden hatte. Als Folge droht betroffenen Anlagenbetreibern die Rückzahlung der EEG-Vergütung für den betroffenen Zeitraum.

Der BSW begrüßt, dass der Gesetzgeber die Auswirkungen des BGH-Urteils rückwirkend auffangen will (§ 100 Absatz 4 Satz 2 und 3 GE). Es bleibt allerdings unklar, ob dies auch für PV-Anlagen < 15 kW gilt.

Hierfür schlägt der BSW folgende Ergänzung nach § 100 Absatz 4 Satz 4 GE vor: *„Auf Anlagen, für die die Verpflichtung nach Satz 2 nicht gilt, sind die Sätze 3 und 4 entsprechend anzuwenden.“*

6. Ü 20-Anlagen barrierefrei Weiterbetrieb ermöglichen

Die ersten PV-Anlagen fallen ab dem 1. Januar 2021 aus der 20-jährigen EEG-Vergütung (Ü20-Anlagen). In den ersten fünf Jahren sind 128.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von über einem Gigawatt betroffen – bis 2030 sogar fast 10 GW. Die Notwendigkeit, eine Weiterbetriebsperspektive für diese Anlagen zu schaffen, wird allgemein anerkannt. Der BSW fordert, Ü20-Anlagen in der Eigenversorgung nicht zu benachteiligen. Diese Diskriminierung verstößt eindeutig gegen Art. 21 RED II.

Für den Weiterbetrieb eines Großteils der Anlagen ist aus Sicht des BSW ein Dreiklang notwendig aus:

- Eigenverbrauch ohne EEG-Umlage
- rechtssicherer Auffanglösung und
- vereinfachter Direktvermarktung.

Mit dem EU-Recht unvereinbar und in keiner Weise sachgerecht ist die im Gesetzesentwurf vorgesehene Verpflichtung für Ü20-Anlagenbetreiber, für selbst genutzten Solarstrom die EEG-Umlage abzuführen (vgl. § 61a Satz 4 EEG 2017).

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

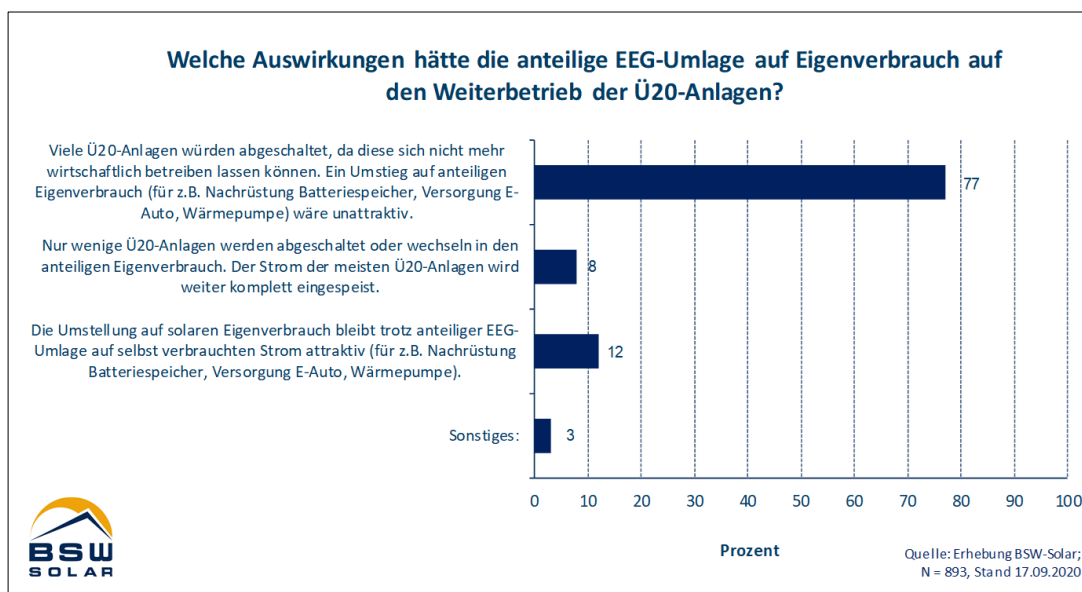
Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Der überwiegende Teil der Ü20-Betreiber wird die Solarstromanlagen nur dann weiterbetreiben, wenn dies zumindest kostendeckend möglich ist. Einer Anschlussförderung bedarf es dafür nicht, wohl aber eines ungehinderten Zugangs zu Vermarktungs- und Eigenverbrauchsmöglichkeiten.

Nach aktuellem Stand der Gesetzgebung müssen Ü20-Solarbetreiber für jede selbst genutzte Kilowattstunde Solarstrom künftig eine anteilige EEG-Umlage in Höhe von rund drei Cent zahlen. Das verstößt klar gegen die Bestimmungen der RED II. Es wäre zudem auch gar nicht vermittelbar, wenn tausende Solarpioniere der ersten Stunde mit einer derartigen „Sonnensteuer“ belastet und dadurch zur Abschaltung der Anlagen genötigt würden.

Über drei Viertel der Solarunternehmen gehen nach einer jüngsten Branchenbefragung davon aus, dass ohne die europarechtlich gebotene Streichung der anteiligen EEG-Umlage viele Ü20-Anlagen abgeschaltet werden, weil sich diese nicht mehr wirtschaftlich betreiben lassen. Ein Umstieg auf einen anteiligen solaren Eigenverbrauch z. B. im Kontext einer sinnvollen Nachrüstung von Batteriespeichern, der Versorgung des eigenen E-Autos oder zum Betrieb einer Wärmepumpe mit Ökostrom würde unattraktiv (vgl. Grafik 3).



RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Grafik 3: Ergebnisse einer Befragung unter deutschen Solarunternehmen im Zeitraum 15-16.09.2020

Der BSW begrüßt, dass der Gesetzesentwurf eine Auffangvergütung für Ü20-Anlagen bis 100 kWp in Höhe des Marktwerts abzüglich einer Vermarktungspauschale von 0,4 ct/kWh vorsieht (u. a. §§ 21c Abs.1, 23b, 25 Abs. 2 GE). Nicht nachvollziehbar ist allerdings die zeitliche Befristung bis 2027 und die sachlich ebenso wenig nachvollziehbare Auflage, dass sie nur in Anspruch genommen werden kann, wenn der Strom entweder vollständig eingespeist wird oder wenn die Eigenverbrauchsanlage über ein intelligentes Messsystem verfügt (§ 21 Absatz 2 GE).

Der BSW kritisiert ebenso, dass Anlagenbetreiber, die auf Eigenversorgung umstellen wollen, diese Anschlussregelung für ihren überschüssigen Strom nur dann nutzen dürfen, wenn sie ein mit erheblichen Zusatzkosten verbundenes iMSys verbauen. Dies stellt eine Diskriminierung des

Eigenverbrauchs dar und ist europarechtlich spätestens mit der Umsetzungspflicht der RED II nicht mehr zulässig.

Diese Regelung bürdet den Anlagenbetreibern zudem neue Pflichten auf und steht somit im Widerspruch zu den Vorgaben des sogenannten EU-Winterpakets, Messkonzepte zu vereinfachen, um die Stellung der Prosumer maßgeblich zu verbessern.

Zudem widerspricht die Ausweitung der Smart-Meter-Pflicht auf Kleinstanlagen dem bisherigen Smart-Meter-Rollout, der einen Pflichteinbau ab 7 kWp vorsieht. Die damit verbundenen jährlichen Kosten für ein Smart-Meter von min. 100 Euro/Jahr sind i. d. R. unverhältnismäßig (siehe auch Punkt 5.1).

Ein aktuelles Kurzgutachten von Marktforschern zeigt, dass ein Weiterbetrieb ausgeförderter Solaranlagen ohne eine Anschlussforderung durchaus möglich wäre, wenn auf neue Gesetzesauflagen verzichtet wird. Ansonsten droht laut Marktforschern die Stilllegung von einer halben Million Solaranlagen bis 2030 (Kurzgutachten: <https://bsw.li/3nkycW7>).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Verzicht auf die anteilige EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Solarstrom mindestens bis zu einer Anlagenleistung bis 30 kWp gemäß EU-Recht (siehe BSW-Empfehlungen unter Punkt 4.1 und 4.2).

Kein verpflichtender Einbau von iMSys bei Ü20-Anlagen unter 7 kWp sowie keine verpflichtende stufenweise Fernsteuerbarkeit von Anlagen zwischen 15 und 30 kWp (Beibehaltung der aktuellen 70 %-Regel, siehe BSW-Empfehlungen unter Punkt 5.3).

Einführung einer „Kleinen Direktvermarktung“, welche z. B. eine messtechnische Vereinfachung sowie Schaffung eines Rechts auf digitale Kommunikation mit den Netzbetreibern vorsieht.

7. PV-Freifläche: Ausbau voranbringen

Der Gesetzesentwurf sieht eine Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen auf 1,9 GW in 2021 vor. Dieser Wert soll dann auf 1,7 GW ab 2022 und schließlich auf 1,6 GW pro Jahr ab 2026 sinken. Wie unter Punkt 1 dargelegt, stellt dies lediglich eine Verstetigung der aktuellen Ausschreibungsmenge inkl. der Sonderausschreibungen dar. Für das Erreichen des Ziels der Bundesregierung bis 2030 mindestens 65 % des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen, ist eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge für Freiflächenanlagen auf mindestens 5 GW im Jahr notwendig. Gemäß Artikel 21 Abs. 6 lit. e der RED II muss Eigenversorgern ein diskriminierungsfreier Zugang zu bestehenden Förderregelungen gewährt werden. Dies ist nicht der Fall, wenn sie von Ausschreibungen ausgeschlossen werden. § 27a EEG 2017 muss deswegen spätestens zum 30. Juni 2021 gestrichen werden.

7.1 Flächenkulisse auf landwirtschaftlichen Flächen ausweiten

Die oben beschriebene notwendige Erhöhung der Ausbaumenge von Freiflächenanlagen wird ohne eine Ausweitung der gegenwärtig restriktiven Flächenkulisse für die Errichtung ebenerdiger Solarparks

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

voraussichtlich nicht erreicht werden können. Mit zunehmender Verknappung geeigneter Solarpark-Standorte würden sich die Kosten der Projekte, und damit die Ausschreibungsergebnisse, aufgrund steigender Pachtpreise zumindest deutlich erhöhen. Dies kann weder im Interesse der Energie- noch der Agrarpolitik sein.

Die in § 37 Abs. 1 GE vorgesehene Verdopplung der Seitenrandstreifen von 110 auf 200 Metern ist begrüßenswert, aber aus Sicht der Solarbranche unzureichend. Es ist unverständlich, warum die bereits im Referentenentwurf vorgesehenen 220 Meter wieder reduziert wurden und zudem ein neuer 15m-Korridor innerhalb des Seitenrandstreifens für die Wanderung von größeren Säugetieren eingeführt wird. Der Erhalt der Wandermöglichkeiten ist richtig und wichtig, allerdings sollte es nicht zu einer Verringerung der bereits im Referentenentwurf vorgesehenen 220 Metern kommen.

Zudem ist die Beschränkung landwirtschaftlicher Flächen auf benachteiligte Gebiete in ihrer jetzigen Form für die notwendige Erschließung größerer PV-Freiflächen unzureichend.

→ BSW-EMPFEHLUNG

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

Mindestens aber sollte die gegenwärtige Opt-in-Regel (Möglichkeit für Bundesländer, länderspezifische Öffnungsklauseln zu verabschieden) in § 37c EEG 2017 zumindest in eine Opt-out-Regel umgewandelt werden (Möglichkeit für Bundesländer, eine generelle Öffnung der PV-Standortkulisse für benachteiligte Gebiete mittels Landesverordnung zu limitieren). Eine Opt-out-Regel würde zusätzlich dazu dienen, den PV-Ausbau regional gleichmäßiger zu verteilen. Der entsprechende Formulierungsvorschlag des BSW für § 37c lautet wie folgt:

- (1) „Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen **nicht** berücksichtigen, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat.
- (2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet nicht bezuschlagt werden können.“ Die Rechtsverordnung muss begründet werden. Aus der Begründung muss sich ergeben, auf Grund welcher Tatsachen die Einschränkung der Nutzung von Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h oder i für die Errichtung von Freiflächenanlagen erforderlich ist.

§ 29 Absatz 1 Nummer 4 wäre insoweit – wie folgt – anzupassen:

„die Angabe, ob Landesregierungen Rechtsverordnungen aufgrund von § 37c Absatz 2 erlassen haben und auf welchen Flächen unter Berücksichtigung dieser Rechtsverordnungen Gebote für Solaranlagen **nicht** bezuschlagt werden können“

§ 38a Absatz 1 Nummer 3 lit. b) wäre insoweit – wie folgt – anzupassen:

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten Körnig
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

„die Gebotsmengen von Geboten nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h oder i, dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden, die auf einer der im bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des im Gebot angegebenen Bundeslands errichtet worden sind,“

Bei Seitenrandstreifen zu Verkehrsachsen sollten auch Flurstücke vollständig genutzt werden können, die zu mindestens 25 % in diesen Randstreifen reichen. Denn die meisten Flurstücke verlaufen quer zu den Verkehrswegen, wodurch der Bau einer PV-Anlage auf Seitenrandstreifen i. d. R. die Nutzung mehrerer Flurstücke notwendig macht. Die Planungs- und Projektkosten erhöhen sich dadurch signifikant. Hierfür schlägt der BSW folgende Anpassungen vor:

§ 37 Absatz 1 Nummer 3 lit. c) wird wie folgt gefasst:

„die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 220 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, oder innerhalb der Grenzen eines Flurstücks, von dessen Gesamtfläche mindestens 25 Prozent in einer Entfernung von bis zu 220 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn liegen, errichtet werden soll.“

§ 48 Absatz 1 Nummer 3 lit. c) Doppellit. aa) wird wie folgt gefasst:

„die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 220 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, oder innerhalb der Grenzen eines Flurstücks, von dessen Gesamtfläche mindestens 25 Prozent in einer Entfernung von bis zu 220 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn liegen, errichtet werden soll.“

7.2 Chancen von Agri-PV und Floating PV nutzen

Schwimmende PV-Anlagen (Floating-PV), wie sie gegenwärtig z. B. verstärkt in den Niederlanden zur Anwendung kommt, würde gerade ehemaligen Kohlerevieren mit den vielen dort entstehenden Tagebauseen eine interessante Perspektive bieten. Die Kombination von Landwirtschaft und PV-Stromerzeugung auf der gleichen Fläche (Agri-PV) bietet Landwirten positive Synergien und vermeidet Flächenkonkurrenzen. Die Erzeugungskosten von Solarstrom aus beiden PV-Hybridtechnologien liegen konstruktionsbedingt etwas über denen herkömmlicher Solarparks. Im Wettbewerb mit diesen um Zuschläge im Rahmen der regulären PV-Auktionen wären sie weiter chancenlos.

Für die Definition von Agri-PV beteiligt sich der BSW gerade aktiv in einem DIN-SPEC-Normungsverfahren für Agri-Photovoltaik-Anlagen, die in wenigen Wochen Ergebnisse liefern dürfte.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für innovative PV-Marktsegmente wie Floating-PV und Agri-PV sowie Hybridkraftwerke aus PV mit Wind Onshore bzw. PV und Speichern sollte eine Verordnungsermächtigung zur Schaffung eines Ausschreibungssegments mit einem über fünf Jahre kontinuierlich aufwachenden Auktionsvolumen geben, welches sich an dem Auktionsvolumen für die PV-Freifläche orientiert, nicht aber damit verrechnet wird (beginnend mit 5 % im Jahr 2021 und ansteigend auf 20 % des für PV-Freiflächen

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

bereitgestellten jährlichen Auktionsvolumens ab dem Jahr 2025). Der BSW Solar hat einen ausformulierten Regelungsvorschlag für eine Verordnungsermächtigung erstellt.

Durch die Schaffung einer Verordnungsermächtigung im Gesetzesentwurf kann das BMWi auf Basis der Ergebnisse des DIN-SPEC-Verfahrens im 1. Halbjahr 2021 eine entsprechende Verordnung formulieren, so dass noch im Herbst 2021 die erste Ausschreibung stattfinden kann. In dem Förderprogramm sollte dabei sichergestellt werden, dass jeder einzelnen Technologie eine Mindestmenge zugestanden wird, um einen Markthochlauf in den unterschiedlichen neuen Technologien sicherzustellen.

Zudem muss die Flächenkulisse für Agri-PV-Anlagen offen sein, da bei Agri-PV-Anlagen die landwirtschaftliche Nutzung der Flächen bestehen bleibt.

7.3 Mengenanrechnungen bei Ausschreibungen nach § 28a Abs. 1 abschaffen

Der Gesetzesentwurf versäumt die Möglichkeit, die Regelung nach § 28a Abs.1 Satz 4 GE, nach der sich Ausschreibungsvolumina unter bestimmten Voraussetzungen verringern, wieder abzuschaffen. Insbesondere der Abzug der Summe der installierten Leistung der Freiflächenanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, ist nicht sachgerecht. Denn diese fließt bereits in die Degression des Atmenden Deckels ein. Eine doppelte Verrechnung der Mengen führt entsprechend zu einer Verringerung des PV-Zubaus.

7.4 Ausweitung Gebotsobergrenze für Freiflächenanlagen

Der Gesetzesentwurf nimmt die Forderung des BSW auf, die Obergrenze für Photovoltaikanlagen in Ausschreibungen auf Konversionsflächen von derzeit 10 MW auf 20 MW anzuheben und weitet diese auf die gesamte Flächenkulisse aus (§ 37 Abs. 3 GE). Auf diese Weise können wesentliche Skaleneffekte zur weiteren Steigerung der Kosteneffizienz genutzt werden. Allerdings wird durch die Umbenennung des Begriffs „Freiflächenanlagen“ in „Solaranlagen über 750 kWp“ in §37 GE auch die Obergrenze für baulichen Anlagen auf 20 MW gesenkt, was politisch vermutlich unbeabsichtigt war.

Insofern schlägt der BSW vor, die Mengengrenze in § 37 Absatz 3 GE und in § 38a Absatz 1 GE wie auch bislang ausschließlich auf „Freiflächenanlagen“ zu beziehen und nicht allgemein auf „Solaranlagen“.

Die Akteursstruktur sollte bei einer Ausweitung der Gebotsobergrenze durch eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge sichergestellt werden.

7.5 Freiwillige Kommunalabgabe auf PV-Freiflächenanlagen ausweiten

In § 36k des Gesetzesentwurfs ist die Einführung einer Kommunalabgabe für Wind an Land vorgesehen. Die Kommunen können dadurch bis zu 0,2 Cent pro eingespeister Kilowattstunde vom Anlagenbetreiber erhalten, sofern die Kommune eine entsprechende freiwillige Vereinbarung mit dem Anlagenbetreiber trifft. Der Anlagenbetreiber kann diese freiwillige Leistung inkl. einer Aufwandspauschale von 5 Prozent der geleisteten Beträge vom Netzbetreiber erstattet bekommen.

Die vorgesehene Regelung einer freiwilligen und rückerstattbaren Kommunalabgabe für Wind an Land sollte auch auf PV-Freiflächenanlagen ausgeweitet werden. Damit wird Rechtssicherheit für eine finanzielle Beteiligung der Kommunen geschaffen und die Akzeptanz von PV-Freiflächenanlagen vor

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschäftsführung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

Ort gestärkt. Die Erstattung sollte dabei erfolgen, ohne dass dem erstattungspflichtigen Netzbetreiber eine Aufrechnung möglich ist. Zudem sollte der Gesetzestext so angepasst werden, dass die freiwillige Kommunalabgabe auch auf PPA-Projekte anwendbar ist.

Hierfür kann entsprechend dem neuen § 36k GE (Finanzielle Beteiligung der Kommunen) eine neue Vorschrift zur finanziellen Beteiligung der Standortkommunen auch für Freiflächenanlagen eingefügt, die systematisch in Abschnitt 3 Unterabschnitt 3 des EEG (Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments) z.B. als neuer § 37e verortet werden kann:

„(1) Betreiber von Solaranlagen des ersten Segments, die einen Zuschlag für ihre Anlagen erhalten, dürfen den Gemeinden, in denen die Solaranlagen errichtet werden, Beträge durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung von insgesamt bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächliche eingespeiste Strommenge anbieten. Entsprechende Vereinbarungen bedürfen der Schriftform.

(2) Sofern Betreiber 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. § 27 ist entsprechend anzuwenden.“

Um die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung der Standortkommunen auch für Freiflächenanlagen in der sonstigen Direktvermarktung zu ermöglichen, soll eine entsprechende Regelung im Abschnitt 2 des EEG (Allgemeine Bestimmungen zur Zahlung) – z.B. als neuer § 27b – mit folgendem Inhalt eingefügt werden:

„(1) Betreiber von Solaranlagen, deren gesamter in das Netz eingespeister Strom der Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a zugeordnet ist, dürfen den Gemeinden, in denen die Solaranlagen errichtet sind, Beträge durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung von insgesamt bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächliche eingespeiste Strommenge anbieten. Entsprechende Vereinbarungen bedürfen der Schriftform.

(2) Sofern Betreiber 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. § 27 ist entsprechend anzuwenden.“

RÜCKFRAGEN UND WEITERE INFOS:

Bundesverband
Solarwirtschaft e. V.,
Lietzenburger Straße 53,
10719 Berlin
Tel. 030 29 777 88-0

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@
bsw-solar.de

Christian Menke
Referent Politik &
Solartechnik
menke@bsw-solar.de

8. Negative Preise: Zahlungsanspruch behalten

Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf die gemeinsame Position unseres Dachverbandes BEE e. V., die wir als BSW mittragen.

Dieses Positionspapier wird im laufenden Gesetzgebungsprozess weiterentwickelt und aktualisiert. Die aktuelle Fassung unseres Positionspapiers finden Sie unter diesem Link: bsw.li/3nBEj9J