

Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)198
19. November 2018

Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)

zum Entwurf des „Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Koppelungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften“ (BT-Drs. 19/5523)

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zu diesem Gesetzentwurf Stellung zu nehmen und machen davon wie folgt Gebrauch.

Zusammenfassung

Der BSW-Solar begrüßt die für 2019 bis 2021 in Aussicht gestellten zusätzlichen Auktionsvolumina insbesondere für PV-Solarparks. Ohne den gleichzeitigen Verzicht auf bestehende Förderdeckel und geplante Ausbaubremsen für neue PV-Anlagen auf Gebäuden sind diese für den Klimaschutz aber wertlos: Ohne Nachbesserungen am Gesetzesentwurf droht im PV-Gebäudebereich ein Markteinbruch, der perspektivisch deutlich größer ausfallen dürfte, als die zusätzlich installierte Solarleistung infolge der geplanten Sonderausschreibungen. Dies verstößt gegen das im Koalitionsvertrag enthaltene Vorhaben, den Ausbau Erneuerbarer Energien im Sinne eines wirksamen Klimaschutzes zu beschleunigen und würde langfristig das Vertrauen der Bürger und Unternehmer in eine verlässliche und zeitgemäße Energiepolitik zerstören.

Kommt es zur Höhe und Kurzfristigkeit der geplanten Einschnitte in die Förderung von PV-Dachanlagen, so sind schwerwiegende Folgen bis hin zu Insolvenzen bei Solarunternehmen und im Handwerk unausweichlich. Erfolgt keine Korrektur des Gesetzesentwurfs, so dürfte ein erheblicher Teil der PV-Investitionen auf kommunalen Dächern, Mehrfamilienhäusern, landwirtschaftlichen Gebäuden und Gewerbebetrieben zukünftig ausbleiben. Der dann noch verbleibende Zubau der Solarenergie würde überwiegend auf große, ebenerdig errichtete Solarparks verlagert werden.

Der Bundesverband Solarwirtschaft appelliert deshalb an Bundestag, Bundesrat und an die Bundesregierung, mindestens auf die folgenden Nachbesserungen am Gesetzesentwurf hinzuwirken:

- 1. Streichung des 52-GW-Photovoltaik-Deckels im EEG.**
- 2. Verzicht auf zusätzliche Photovoltaik-Fördereinschnitte in Höhe von rund 20 Prozent zum 1. Januar 2019.**
- 3. Streichung der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und weitere Punkte.**

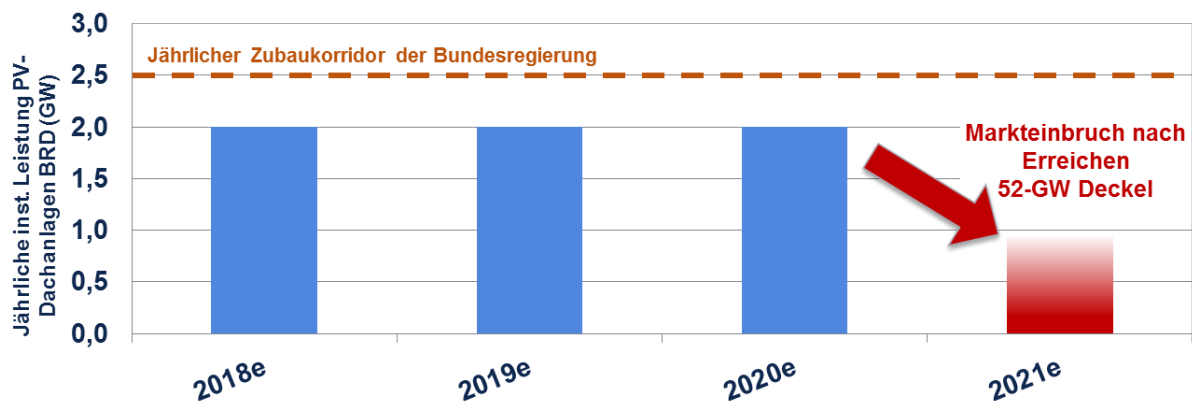
Zu 1.) Streichung des 52-GW-Photovoltaik-Deckels im EEG

Zu § 49 Absatz 5 EEG – Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

Im Jahr 2012 wurde - unter dem Eindruck damals noch viel höherer Photovoltaik-Systemkosten und einem erheblich höheren, scheinbar immer weiter steigenden jährlichen PV-Zubau - ein 52-GW-Förderdeckel im EEG eingezogen. Dieser wurde bei der letzten Reform des EEG nur für einen kleinen Teil des PV-Marktes beseitigt, der jährlich über Auktionen vergeben wird. 80 Prozent des PV-Marktes, nämlich alle PV-Dachanlagen, unterliegen dem schon bald erreichten Förderdeckel aber weiterhin.

Gegenwärtig decken in Deutschland 45 Gigawatt (GW) PV-Leistung rund sieben Prozent des Stromverbrauchs. Vor dem Hintergrund der stark gesunkenen Erzeugungskosten neuer PV-Systeme verlieren zwar anzulegender Wert und Marktpremie auch für die Gebäude-PV an Bedeutung, als finanzielle Absicherung bleiben sie für den überwiegenden Teil der Investitionen jedoch auch über 2020 hinaus vorerst unverzichtbar. Bliebe der 52-GW-Deckel erhalten, so würde dies spätestens 2021 einen starken Markteinbruch der Gebäude-PV im Gigawattmaßstab mit gravierenden Auswirkungen auf die Solarbranche und die Energiewende in Deutschland verursachen (vgl. Abb. 1).

Abb.1: Indikative Marktentwicklung bei Photovoltaik-Dachanlagen bei Beibehaltung des 52-GW-Deckels gem. § 49 EEG



Quelle: BSW-Solar; EEG-Erfahrungsbericht, BMWi, Februar 2018

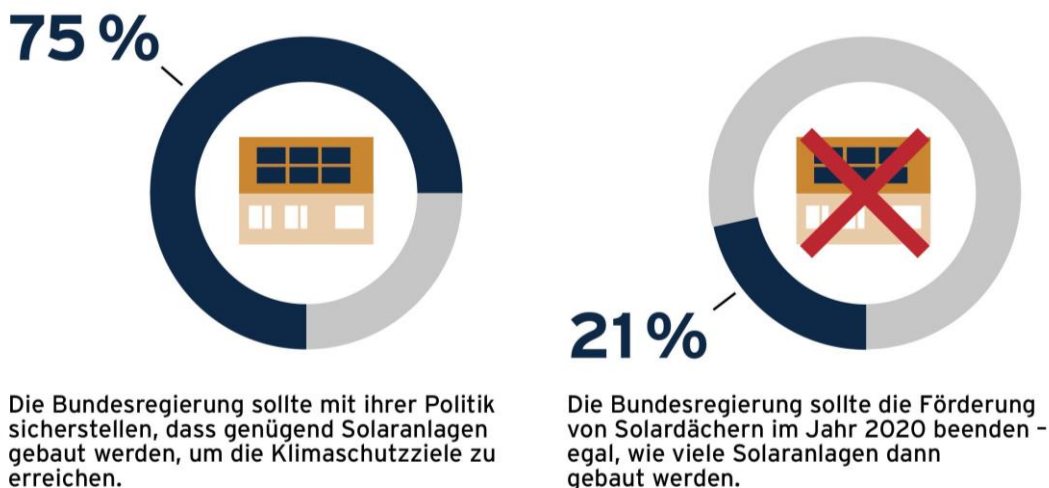
Auch nach Ansicht von EEG-Gutachtern¹ und immer mehr Politikern sollte der inzwischen überholte Förderdeckel beseitigt werden. Eine aktuelle Umfrage belegt, dass eine breite Mehrheit der Bevölkerung die Abschaffung des Solardeckels wünscht und die Solarförderung so gestaltet werden sollte, dass Photovoltaikanlagen auf Dächern leichter errichtet werden können (vgl. Abb.2).² Photovoltaik-Dachanlagen, die öffentlichen Netze oft kaum in Anspruch nehmen und keinen Widerstand in der Bevölkerung hervorrufen, sind ein besonders wertvoller Baustein bei der Energiewende. Dies sieht auch der Bundesrat so, der die Regierung erst im Oktober in aller Deutlichkeit aufgefordert hat, mehr für die urbane Photovoltaik zu tun.

¹ vgl. ZSW - EEG Erfahrungsbericht - Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie

² Daten beruhen auf einer Online-Umfrage der YouGov Deutschland GmbH, an der 2051 Personen zwischen dem 12.11. und dem 14.11.2018 teilnahmen.

Spätestens im Verlauf des Jahres 2020 wird nach unserer Einschätzung der Deckel erreicht und dann spätestens 2021 der anzulegende Wert bzw. die Marktprämien für alle neuen PV-Dachanlagen auf Null sinken. Dadurch würde der erfolgreich eingeschlagene Weg in Richtung eines marktbasierten PV-Ausbaus im Gebäudebereich ein abruptes Ende finden.

Abb.2: Bevölkerungsumfrage zeigt breite Mehrheit für Abschaffung der Solarförderbegrenzung



Die verwendeten Daten beruhen auf einer Online-Umfrage der YouGov Deutschland GmbH, an der 2051 Personen zwischen dem 12.11. und dem 14.11.2018 teilnahmen. Die Ergebnisse wurden gewichtet und sind repräsentativ für die deutsche Bevölkerung ab 18 Jahren.

SOLARGRAFIK.de

Solarstromanlagen auf Gebäuden werden zwar immer preiswerter, der von der Bundesregierung gewünschte PV-Zubau im Gigawattmaßstab lässt sich jedoch auch zu Beginn der kommenden Dekade voraussichtlich nur mit Hilfe einer Marktprämie bzw. anzulegenden Werten sicherstellen. Auch ohne den 52-GW-Deckel würde der im § 49 EEG geregelte und bei letzten Gesetzesnovellen wiederholt verschärfte Degressionsmechanismus sicherstellen, dass anzulegender Wert bzw. Marktprämie im Verlauf der zwanziger Jahre kontinuierlich gegen Null sinken. Weitere Erfolge bei der Kostensenkung von PV-Systemen, aber auch ein Abbau von Marktbarrieren wie z. B. der anteiligen EEG-Umlage auf Solarstrom werden dies ermöglichen. Die Beibehaltung einer scharfen Deckelung der Förderung ist hingegen in keiner Weise nachvollziehbar.

Der Bundestag hat, um die Problematik dieser Regelung wissend, bereits im Jahre 2012 im EEG festgeschrieben (§ 49 Abs.6 EEG), dass die Bundesregierung rechtzeitig vor Erreichen dieser 52-GW Grenze einen Vorschlag für eine Neugestaltung dieser Regelung vorlegen muss.

Sollte die vollständige Streichung des 52-GW Deckels im Rahmen der Verabschiedung des Energiesammelgesetzes nicht möglich sein, muss als Übergangslösung zumindest die Berechnung des Förderdeckels verändert werden und der Branche auf diese Weise Investitions- und Planungssicherheit für die nächsten Jahre gegeben werden.

Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Nichtanrechnung der Sonderausschreibungen auf die Berechnung des 52-GW-Deckels ist für diese Frage wirkungslos, da der Deckel auch ohne Sonderausschreibungen im Verlauf des Jahres 2020 erreicht wird.

Zu 2.) Verzicht auf zusätzliche Photovoltaik-Fördereinschnitte in Höhe von rund 20 Prozent zum 1. Januar 2019

Zu § 48 Absatz 2, Nummer 3 EEG – Solare Strahlungsenergie

Der Gesetzesentwurf sieht eine Sonderabsenkung der gesetzlich bestimmten Vergütung für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 40 kWp und 750 kWp in Höhe von rund 20 Prozent auf 8,33 Cent/kWh ab dem 1. Januar 2019 vor. Sie soll zusätzlich zu bereits bestehenden ambitionierten Degressionsmechanismen in § 49 EEG greifen.

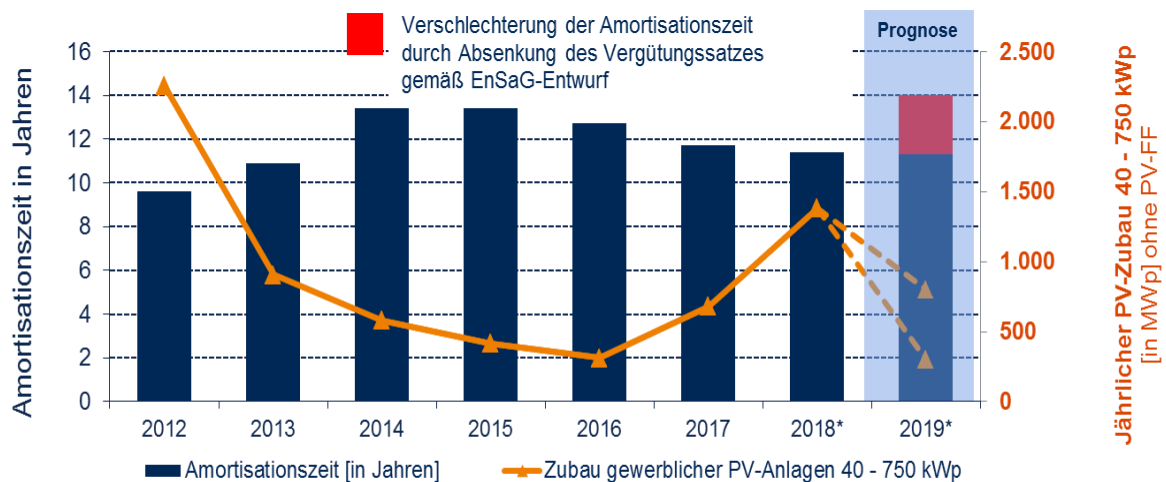
Der BSW Solar sieht diese Pläne äußerst kritisch. Die Solarwirtschaft kann weder die Daten, aus denen die Bundesregierung eine Überförderung ableitet, nachvollziehen, noch folgen daraus die angeblich beihilferechtlich gebotenen Schritte. Vielmehr konsumieren bereits die in diesem Jahr erfolgte Förderkürzung über fünf Prozent und die bereits jetzt feststehenden mindestens zwölf Prozent Förderkürzungen in 2019 die von der Solarwirtschaft erarbeiteten Kostensenkungen.

In jedem Fall verletzt die Umsetzung zum 1. Januar 2019, also weniger als zwei Monate nach Bekanntgabe der Pläne, Vertrauen in erheblichem Umfang.

Die nun von der Bundesregierung angestrebten zusätzlichen Fördereinschnitte sind nicht nachvollziehbar. Sie gefährden laufende und künftige PV-Projekte auf gewerblichen Dächern, die mit rund 50 Prozent das größte Segment des deutschen PV-Marktes ausmachen. Dieses Segment hat sich in den vergangenen Jahren nur mühsam von den harten Förderkürzungen der EEG-Novellen 2012 und 2014 erholen können, die Umsatzrückgänge im Binnenmarkt von bis zu 90 Prozent nach sich zogen und dazu geführt haben, dass das Zubauziel der Bundesregierung über Jahre hinweg verfehlt wurde und die Klimaschutzlücke 2020 entstanden ist. 2018 dürfte erstmals nach fünf Jahren wieder das PV-Ausbauziel der Bundesregierung in Höhe von 2,5 GW erreicht werden. Dieses Ziel wird aber erstmalig nur deswegen wieder erreicht, weil dazu entscheidend das jetzt von den Kürzungen bedrohte Marktsegment beiträgt.

Die geplanten drastischen Einschnitte drohen also die gerade erreichte Marktbelebung wieder abzuwürgen und das nur mühsam wiedererlangte Investorenvertrauen auf nicht absehbare Zeit zu beschädigen. In ihrer Folge verschlechtern sich die Amortisationszeiten gewerblicher PV-Investitionen im Falle erforderlicher Solarstrom-Volleinspeisung neuer PV-Dachanlagen um bis zu 30 Monate auf eine Gesamtdauer von vierzehn Jahren und bei typischen Eigenverbrauchsquoten in Höhe von 30 Prozent um immerhin vierzehn Monate auf eine Dauer von rund elf Jahren. Abbildung 3 veranschaulicht die sensible Abhängigkeit des jährlichen PV-Marktwachstums von den erzielbaren Amortisationszeiten getätigter Neuinvestitionen bei der Volleinspeisung von Solarstrom ins öffentliche Netz.

Abb.3: Auswirkungen von Fördereinschnitten bei PV-Dachanlagen gemäß Entwurf auf Amortisationszeiten und PV-Nachfrage



* Simulation BSW-Solar, Zubau-Erwartung 2018 im PV- Dachanlagenbereich (40 - 750 kWp) 1.300 - 1.500 MWp

** Darstellung einer typischen gewerblichen PV-Anlage mit einer Leistung von 300 kWp bei Volleinspeisung

Allein die Erfahrungen der letzten Jahre lassen also darauf schließen, dass bei Beibehaltung der geplanten Fördereinschnitte ein erheblicher Teil potenzieller Investoren in den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistung und Handel von der Installation eines PV-Daches absehen dürfte. Diese Marktteilnehmer stellen erfahrungsgemäß auch bei energetischen Investitionen höhere Anforderungen an das Renditeniveau als Eigenheimbesitzer. Letztere sind von den Einkürzungen zwar nicht betroffen. Sie tragen allerdings auch nur zu rund 15 Prozent zum PV-Markt bei und können den erwarteten Markteinbruch im von den Kürzungen betroffenen Marktsegment damit keinesfalls kompensieren.

Das zum Abfedern der Förderkürzungen theoretisch mögliche Ausweichen auf höhere solare Eigenverbrauchsquoten stößt bei betroffenen gewerblichen Investoren an technische und juristische Grenzen. Hier gilt grundsätzlich: Projektierung und technische Anforderungen sind komplexer, je höher der Anteil des Eigenverbrauchs sein soll. Deshalb werden hier in der Regel Amortisationszeiten von wenigen Jahren erwartet, die nach den Förderkürzungen nun nicht mehr erfüllt werden können. Auch einschlägige Studien von EEG-Gutachtern, Instituten und Praxisberichten haben auf diesen Umstand hingewiesen:

- „...erzielbare[n] interne[n] Verzinsungen spiegeln sich in der zurückliegenden und aktuellen Marktentwicklung nicht wider. Dies ist auf zahlreiche, meist nicht-monetäre Hemmnisse zurückzuführen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang: unzureichende Amortisationszeit von Anlagen in Industrie/Gewerbe trotz attraktiver Rendite...“ Quelle: ZSW - [EEG Erfahrungsbericht - Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie](#) S. 129; 2018
- „Eine Kapitalrückflusszeit von mehr als 4 Jahren wird aktuell selbst in der mitteständischen Wirtschaft nicht mehr akzeptiert. Daher ist eine Amortisation nach mehr als 8 Jahren unvorstellbar.“ Quelle: DIHK/VEA - [Faktenpapier Eigenerzeugung von Strom](#) S. 23; 2014
- „In vielen Unternehmen dürfen bis zu fünf Jahre verstreichen, bis sich eine Investition in Energiesparmaßnahmen lohnt“ Quelle: [Umfrage des Institut der deutschen Wirtschaft Köln zu Energieeffizienz in Unternehmen](#); S.2, 2012

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die geplanten zusätzlichen Fördereinschnitte zum 1. Januar 2019 erhebliche wirtschaftliche Schäden bis hin zu Insolvenzen bei den betroffenen Unternehmen der deutschen Solarbranche mit ihren über 30.000 Beschäftigten nach sich ziehen würden. Von den geplanten Einschnitten ist das Geschäft kleiner und mittlere Projektentwickler sowie Handwerksunternehmen ebenso betroffen wie die Absatzchancen insbesondere deutscher Qualitätsanbieter von Photovoltaik-Schlüsselkomponenten. Diese leiden bereits seit Jahren unter der beständig veränderten Regulatorik.

Kritik an Berechnungsgrundlagen der EEG-Gutachter

Die Einschätzung einer Überforderung von PV-Dachanlagen zwischen 40 und 750 kWp beruhen auf dem Erfahrungsbericht zum EEG des ZSW und Bosch und Partner (Zwischenbericht für das Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie von Februar 2018 sowie eines Updates im Oktober 2018), beauftragt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Der BSW-Solar teilt die angenommenen Berechnungsparameter in vielen wesentlichen Punkten nicht und weist hiermit insbesondere auf folgende Unstimmigkeiten hin:

- **Systemkosten werden tendenziell zu niedrig angesetzt**

Der BSW-Solar kann die angenommenen Preissenkungen der Systemkosten in der vom BMWi angegebenen Höhe nicht bestätigen. Der Verband führt bereits seit vielen Jahren quartalsweise eine Preiserhebung der Systeme unter hunderten unterschiedlichen Marktteilnehmern durch. So zeigen sich auf Basis der Erhebung des BSW-Preisindex im Nov. 2018 deutliche Unterschiede zu den von Studiennehmern des BMWi. Die erhobenen Mittelwerte liegen pro kWp gut 100 EUR über den Annahmen der im BMWi-Auftrag durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung. **Die vom BMWi angenommen Stromgestehungskosten sind damit folglich zu gering angesetzt, was zur Fehlannahme einer Überforderung führt (vgl. Abbildungen 4 und 5).**

Abb.4: Systempreisentwicklung – Abweichungen BSW-Preisindex zu BMWi-Annahmen

Anlagenkosten aus dem BSW/EuPD-Preisindex (Punkte) und daraus abgeleitete Stützwerte für die Berechnung (Dreiecke), sowie angenommene Anlagenkosten aus BMWi – 5.11.2018 (grüne Kreuze) zum Vergleich zeigen relevante Abweichungen.

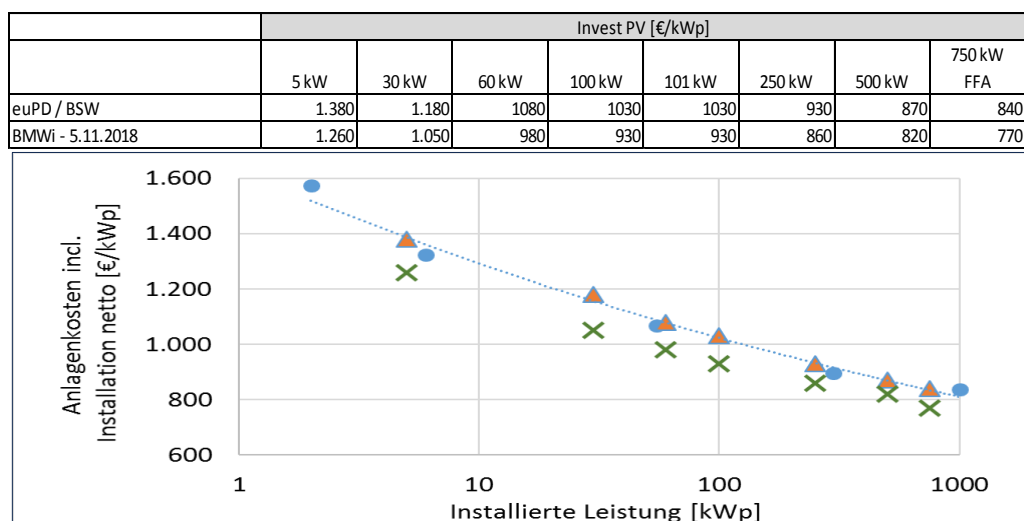
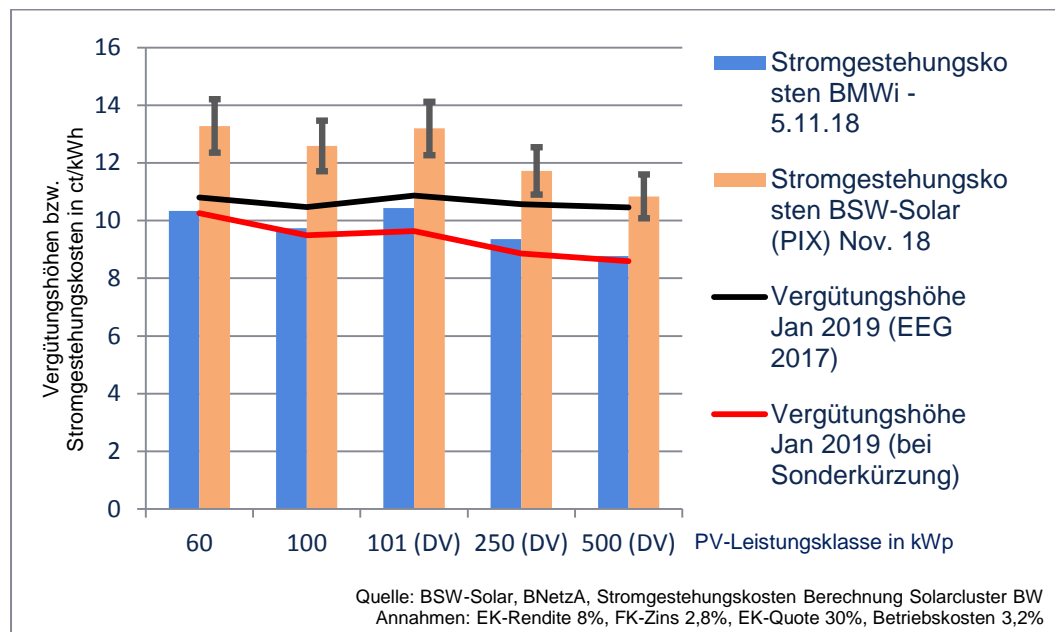


Abb.5: Gegenüberstellung Stromgestehungskosten BMWi und abweichende Brancheinschätzung sowie Vergütungshöhen vor und nach geplanten PV –Sonderkürzungen



Von den BMWi-Gutachtern wurde die drastische Vergütungskürzung für gewerbliche PV-Dachanlagen zudem damit begründet, dass die Modulpreise deutlich gefallen seien. So wurde in der Methodik der BMWi-Gutachter zur Ermittlung der Systempreise offenbar hauptsächlich von der Modulpreisentwicklung auf die Systempreisentwicklung geschlossen. Diese Herangehensweise ist jedoch nicht sachgerecht, da PV-Module in der Regel inzwischen nur noch etwa 45 Prozent der Systemkosten abbilden (zum Vergleich: Ende 2011 machten Module noch über 61 Prozent des Systempreises aus). Dies liegt daran, dass andere Kostenbestandteile wie z.B. die Lohnkosten für die Montage der Anlagen gleichzeitig steigen.

Die Kosten schlüsselfertig installierter PV-Systeme konnten aufgrund dieser Effekte in letzter Zeit daher deutlich weniger stark sinken als die Modulpreise. Die im EEG 2017 gesetzlich bereits geregelte Degression der Einspeisevergütung in Höhe von derzeit monatlich einem Prozent entspricht in etwa der in den letzten Monaten registrierten Verringerung der PV-Systemkosten. Spielräume für weitere Einschnitte ergeben sich dadurch nicht.

Grundsätzlich gilt umgekehrt: Um das gleiche Renditeniveau zu erhalten und gleichzeitig eine Reduktion des Vergütungssatzes um ein Prozent abzufedern, müssen die PV-Systempreise um 1,1 bis 1,2 Prozent sinken und die Modulpreise sogar um 2,2 Prozent. **Um folglich die geplante Sonderabsenkung der Vergütung in Höhe von rund 20 Prozent für neue PV-Anlagen zu verkraften, wäre eine zusätzliche Reduktion der Systempreises ceteris paribus um etwa ein Viertel bzw. eine Halbierung der Modulpreise notwendig. Dies ist in Anbetracht der bisherigen Kostenentwicklung unrealistisch.** Weiterhin wird angemerkt, dass für die Vergleichsrechnung der EEG-Gutachter zum 1. Januar 2019 bereits veraltete Vergütungssätze aus Oktober 2018 zugrunde gelegt wurden, die nach Festlegung der Bundesnetzagentur bis zum Januar 2019 um weitere drei Prozentpunkte gesunken sein werden.

Neben den sinkenden Modulkosten ist daher die Preisentwicklung der übrigen Komponenten eines schlüsselfertigen Solarsystems von wachsender Bedeutung. Hier werden z.T. sogar Kostensteigerungen beobachtet. So ist es nicht ersichtlich, inwiefern in den vom BMWi vorgelegten Daten z. B. Kosten für Transformatoren und Statik in die Wirtschaftlichkeitsberechnung des BMWi eingeflossen sind. Die Art der Dachkonstruktion ist in diesem Zusammenhang ein weiterer Einflussfaktor auf die Höhe der Systemkosten. So entstehen beispielsweise zur statischen Ertüchtigung bei Flachdächern häufig Mehrkosten in Höhe von 100-150 EUR/kWp. An dieser Stelle wird auch darauf verwiesen, dass die Kosten für den Netzanschluss großer Photovoltaik-Anlagen ans Mittelspannungsnetz kostspieliger werden (z.B. Kosten für Wandlerschrank bei 750 kWp ca. 24.000 €).

Der Preisreduzierung der Module stehen auch Kosten für neue Anforderungen der Netzeinbindung, Zählern, bei den Materialien Unterkonstruktion, Kabel und Elektrokomponenten sowie der Montage entgegen. Mit den Jahren hat sich der Arbeitsschutz für Dachmontagen verbessert und kostenintensiver gestaltet. Diese Fixkosten fallen umso mehr bei kleineren Anlagen ins Gewicht. Auch bei den zu leistenden Löhnen sind substantielle Steigerungen zu erwarten.

Darüber hinaus ist durch das Inkrafttreten neuer Installationsnormen durch die Norm DIN VDE 0100-712, nach der Überspannungsableiter gesetzt werden müssen, wenn die Leitungslänge zwischen zwei Ableitern mehr als zehn Meter beträgt, mit weiteren Kostensteigerungen zu rechnen. Schließlich werden ab April 2019 für Anlagen am Mittelspannungsnetz ab 135 kW Anlagenzertifikate verpflichtend und verteuern zusätzlich die Anschaffungskosten.

Aus diesen Ausführungen wird ersichtlich, dass eine Verengung der Kostenbetrachtung auf die Entwicklung der Modulkosten keinesfalls sachgerecht ist und zu Fehlurteilen führen muss.

- **Betriebskosten werden zu niedrig angesetzt**
Neben den von den BMWi-Gutachtern zu niedrig angesetzten Systemkosten fällt auf, dass auch die Betriebskosten zu niedrig angesetzt wurden: So werden gegenwärtig steigende Betriebskosten für Wartung, Zinsen und zusätzliche Betreiberpflichten beobachtet. Auch hier nehmen die Lohnkosten - in einem angespannten Arbeitsmarkt bei Hochkonjunktur der Bauwirtschaft - einen immer größeren Teil der Gesamtkosten ein. Die vom BMWi mit 1,5 % angesetzten Betriebskosten sind deshalb zu gering. Nach Einschätzung von Banken belaufen sich diese häufig auf 3 bis 3,5 Prozent.
- **Pachtanlagen werden nicht hinreichend differenziert betrachtet**
Zu nicht nachvollziehbaren Annahmen kommt die Studie des BMWi auch bei Pachtkosten. Diese werden in die Betriebskosten subsumiert. Das führt dazu, dass der Berechnung der Studiennehmer des BMWi ein nachvollziehbarer Kostenansatz für Dachpachten, sowie der zusätzliche Aufwand für die Projekt- und Vertragsentwicklung, fehlt. Die wie bereits ausgeführt äußerst niedrig angenommenen Betriebskosten erhöhen sich in Pachtsmodellen nochmals deutlich. Offenbar wurden in der BMWi-Kalkulation zudem identische Ausgaben für Dach- und Freiflächen-Pachten angenommen. In der Praxis variieren diese aber erheblich und sind bis zu fünfmal höher.

- **Anknüpfung an 8-Prozent Eigenkapitalrendite nicht nachvollziehbar**

Die EU-Kommission geht von einer Überförderung oberhalb eines Korridors von Eigenkapitalrenditen von 7 bis 10 Prozent aus. Der BSW Solar bemängelt, dass die Bundesregierung im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten vergleichsweise geringe Eigenkapitalrenditen hat notifizieren lassen. Die Marktrealität der letzten Jahre belegt, dass im von den Kürzungsplänen betroffenen Marktsegment eher höhere Eigenkapitalrenditen erforderlich sind, um einen Photovoltaik-Zubau im gewünschten Umfang zu erreichen. Wäre dies anders, wäre der Zubaukorridor nicht jahrelang verfehlt worden. Gäbe es 2018 eine echte Überförderung, wäre der Zubau sehr viel höher ausgefallen.

Würde man zumindest die dem Vernehmen nach zulässige Obergrenze einer EK-Rendite von 10 Prozent ansetzen und blieben alle übrigen o.g. Abweichungen zu Ungunsten der Solarbranche unberücksichtigt, so wären nach Analyse des BMWi-Gutachters Stromgestehungskosten und entsprechende Vergütungen in Höhe von gegenwärtig 9,74ct/kWh erforderlich (bei einer angenommenen Eigenkapitalquote von 30 % und 2,8 % Zins für das Fremdkapital, 100 kWp-System). Das von der EU-Kommission notifizierte Renditeband ist sogar nach den Daten der BMWi-Studie nicht überschritten, so dass eine Überförderung auch aus dieser Perspektive nicht gegeben ist.

In der Praxis maßgebend für die Investitionsentscheidungen für Investoren sind zudem die Gesamtprojektrenditen, bzw. das Verhältnis von den Gesamtkapitalkosten (WACC) zu den Gesamtprojektrenditen. Typischerweise müssen für eine Investition die Gesamtprojektrenditen die Gesamtkapitalkosten um etwa zwei Prozentpunkte übersteigen, um Unsicherheiten etwa bezüglich der Technologie sowie der Beschaffenheit des Daches zu rechtfertigen. Insbesondere im Bereich von kleineren Aufdachanlagen unter 500 kW ist es nicht realistisch, dass ein Investor eine Investition mit einer Gesamtkapitalrendite von 4,8 % tätigen wird.

Verzicht auf zusätzlichen Fördereinschnitt aus beihilferechtlicher Sicht möglich

Das EEG beinhaltet schon heute ambitionierte Regelungen zur Degression der Einspeisevergütung gemäß § 49 EEG, zuletzt verschärft im EEG 2017, die eine Überförderung effizient vermeiden. In diesem Zusammenhang kann die Bundesregierung hier gegenüber der Europäischen Kommission deutlich machen, dass entsprechende Mechanismen bereits in nationalem Recht enthalten sind und kein zusätzlicher Regelungsbedarf besteht. So sinkt die Förderung für PV-Neuanlagen aktuell bereits um monatlich ein Prozent, obwohl sich die PV-Nachfrage in Deutschland 2018 erstmals seit fünf Jahren im angestrebten Ausbaukorridor der Bundesregierung bewegt. Sollte die Nachfrage über den gesetzlich bestimmten Förderkorridor hinaus wachsen, steigt die Degression auf bis zu 2,8 Prozent monatlich.

Formulierungsvorschlag - Verzicht auf Förderkürzung

„Auf die im Referentenentwurf des EnSaG unter Punkt 15 geplanten Änderung von § 48 Absatz 2 Nummer 3 EEG im Zusammenhang mit der geplanten einmaligen Zusatzabsenkung auf 8,33 Cent je kWh wird verzichtet. Damit erübrigt sich auch die in Punkt 15 a EnSaG geplante Änderung von § 49 Absatz 1 Satz 1.“

Vertrauensschutz und Planungssicherheit müssen gewahrt werden

Unbenommen von der grundsätzlichen Ablehnung der Förderkürzung sollten relevante Einschnitte in bestehende Fördermechanismen schon im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber bereits begonnenen Projekten einen Vorlauf von einem Jahr möglichst nicht unterschreiten. Die aktuell geplante Sonderkürzung soll hingegen bereits zum 1. Januar 2019 greifen und gewährt damit nur wenige Wochen Vorlauf, was den Vertrauensschutz massiv verletzt.

So greift die viel zu kurzfristige Regelung schon jetzt in für das Jahr 2019 bereits abgeschlossene Planungen – einschließlich abgeschlossener Finanzierungen und ausgelöster Bestellungen - ein. Bereits abgeschlossene Verträge können teilweise nicht mehr erfüllt werden, erhebliche Schadenersatzforderungen drohen, die bis zur Insolvenz von Unternehmen führen können. Unternehmen die in andere Geschäftsfelder ausweichen können, z. B. Unternehmen des Elektrohandwerks, werden nach derartigen Erfahrungen in anderen Geschäftsfeldern aktiv werden, zumal die derzeitige konjunkturelle Lage viele attraktivere Alternativen bietet. Schon jetzt stellen zu geringe Handwerkskapazitäten einen gefährlichen Flaschenhals der Energiewende dar.

Ein großer Teil der bereits laufenden Projekte werden nicht rechtzeitig zum 31. Dezember 2018 fertig gestellt werden können. Dagegen sprechen schon allein Gründe, wie z. B. Lieferzeiten und Handwerkerkapazitäten, sowie rechtliche Gründe wie etwa die Regelungen über die Anlagenzusammenfassung und witterungsbedingte Verzögerungen. In diesem Sinne untergräbt die kurzfristige Maßnahme Bestands- bzw. Vertrauensschutz der Marktakteure.

Üblicherweise umfasst die Realisierungspipeline für begonnene Projekte eines Installationsbetriebs sechs Monate, die Pipeline für angeplante Projekte bis zu 30 Monate.

Eine Übergangsvorschrift könnte als § 100 Abs. 9 (neu) des zu ändernden EEG eingefügt werden. Berücksichtigt wird hier zudem eine Übergangsregelung zur Berechnung des atmenden Deckels, um ungewollte Wechselwirkungen zwischen atmendem Degressionsmechanismus und der geplanten Sonderabsenkung in Form von Vorzieheffekten zu vermeiden.

Formulierungshilfe – Übergangsregelung

Die Übergangsvorschrift könnte als § 100 Abs. 9 (neu) des zu ändernden EEG eingefügt werden. Vorgeschlagen wird folgender Wortlaut:

„Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden vor dem 1. Juli 2019 nach § 3 Nummer 30 in Betrieb genommen worden sind, gilt anstelle des § 48 Abs. 2 Nr. 3 das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2018 geltenden Fassung.“

Art. 1 Nr. 18 des Gesetzesentwurfes wird abweichend vom bisherigen Entwurf wie folgt gefasst:

In Absatz 1 Satz 1 werden nach der Angabe „§ 48“ die Wörter „Absatz 1 und Abs. 2 Nr. 1 und 2 und die Wörter „und der anzulegende Wert nach § 48 Abs. 2 Nr. 3 verringert sich sechs Monate nach Ablauf der Frist nach § 100 Abs. 9“ eingefügt.

zu 3.) Weitere Punkte

Fehlendes Mengen- und Zeitgerüst für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030

Die aufwachsenden Sonderausschreibungsvolumina 2019, 2020 und 2021 für Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden ausdrücklich begrüßt. Diese müssen jedoch in ein Zeit- und Mengen-gerüst bis 2030 münden. Je nach angestrebtem Grad der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors und erwarteter Erfolge im Bereich Energieeffizienz halten Wissenschaftler eine Verdrei- bis Versechsfachung des aktuellen PV-Ausbaukorridors für erforderlich.

Darüber hinaus wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass für eine Beschleunigung des PV Ausbaus in Deutschland wesentliche Hemmnisse wie die EEG-Umlagebelastung von solarem Eigen- und Direktverbrauch abgebaut werden müssen, die Speicherung von erneuerbarer Energie eigenständig definiert wird, die Rahmenbedingungen für PV-Dachanlagen oberhalb der Ausschreibungsgrenzen differenziert ausgestaltet werden und grundsätzlich Maßnahmen getroffen werden, die unverhältnismäßig hohen bürokratischen Aufwände für Anlagenbetreiber zu reduzieren.

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel von 65 Prozent festgeschrieben. Ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis 2030 für die Umsetzung dieser Ziele des Koalitionsvertrages ist jedoch im Gesetzentwurf nicht enthalten. Trotz Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist eine weitere Planungssicherheit bis 2030 nicht gegeben.

Da Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energie mehrere Jahre Vorlauf haben, drängt die Zeit. Erschwerend kommt hinzu, dass für die Planungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung die Konkretisierungen des 65-Prozent-Erneuerbaren Energien-Ziels nicht erkennbar sind. Der BSW-Solar fordert deshalb bereits im Rahmen der Gesetzesänderung ein klares Bekenntnis der Bundesregierung zu den im Koalitionsvertrag vereinbarten Ausbauzielen für Erneuerbare Energien und unterstützt ausdrücklich die Position des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) in dieser Frage.

Innovationsausschreibung wirklich innovativ ausgestalten

Das Volumen der Innovationsausschreibungen anzuheben, wird begrüßt, auch wenn von einer Verrechnung mit den regulären technologiespezifischen Ausschreibungen abgesehen werden sollte. Es ist jedoch nicht zielführend, die Verordnungsermächtigung mit kleinteilig technischen Anforderungen an das Ausschreibungsdesign zu verengen. Ziel muss es sein, großtechnisch Effizienzgewinne in kombinierten Erneuerbare-Energien-Anlagen teils auch mit Speichern, Power-to-X-Anlagen (P2X) und innovativen Vermarktungsmodellen realisierbar zu machen. Der BSW-Solar unterstützt ausdrücklich die Empfehlung des BEE, auf eine ambitionierte, konsistent ausgestaltete Innovationsausschreibung mit jeweils eigenen Spielräumen für möglichst unterschiedliche Anwendungsbereiche zu achten. Für weiterführende Hinweise zur Ausgestaltung von Innovationsausschreibungen im Rahmen der Verordnung nach § 88 lit. d EEG wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energien verwiesen.

Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen abbauen

Aufgrund gesteigerter Wirkungsgrade neuer Solarmodule hat sich der Flächenbedarf von Photovoltaik-Solarparks in den vergangenen Jahren deutlich reduziert. Im Mittel liegt der spezifische Flächenverbrauch einer PV-Anlage pro installiertem Megawatt derzeit bei rund 1,5 ha. Zum Vergleich: Im Jahr 2010 musste dafür noch rund die doppelte Fläche in Anspruch genommen werden. Solarparks weisen ein exzellentes Preis-Leistungsverhältnis auf und sind auch im Hinblick auf ihren Flächenverbrauch vorbildlich.

Sachlich ist es daher nicht zu rechtfertigen, wenn sie, anders als andere Erzeugungsformen, nur auf einer sehr eingeschränkten Flächenkulisse realisiert werden dürfen, zumal die Erzeugungskosten durch eine Öffnung dieser weiter gesenkt werden dürften.

Die Flächenrestriktionen wurden zu einem Zeitpunkt eingeführt, als Solarenergie aufgrund hoher Festvergütungen mit sehr hohen Zubauwerten um ein Vielfaches kostenintensiver war, als heute. Später wurden diese Flächenrestriktionen Eins zu Eins in das neue Auktionsdesign überführt. Durch die gesunkenen Kosten und die mit den Auktionen verbundene Mengensteuerung ist die sachliche Rechtfertigung für die Flächenrestriktionen entfallen.

Sachlich gerechtfertigt sind heute nur noch die Größenbeschränkungen der einzelnen Anlagen, weil sie zur Akzeptanz der Solarenergie beitragen. Eine maßvolle Anhebung der Größenbeschränkung auf Konversionsflächen auf 20 MW ist damit aber zu vereinbaren.

Der BSW-Solar regt aus diesen Gründen an, die im EEG-Angelegten Flächenrestriktionen weitgehend zu beseitigen. In einem ersten Schritt sollten zur Verbesserung der Kosteneffizienz die größten Hürden beseitigt werden. Dazu zählt eine erhebliche Ausweitung der zulässigen Freiflächenanlagen entlang von Bundesverkehrswegen von derzeit 110 Meter auf 300 Meter. Für Freiflächenanlagen entlang von Schienenwegen empfiehlt sich eine Klarstellung, dass darunter auch Nebengleise, Rangierbahnhöfe und stillgelegte Trassen fallen.

Weitere Potenziale ergeben sich aus der im EEG verankerten Länderöffnungsklausel, welche eine grundsätzliche Ausweitung der Flächenkulisse auf benachteiligte Gebiete vorsieht. Zum jetzigen Zeitpunkt haben aber nur Bayern und Baden-Württemberg von dieser Klausel Gebrauch gemacht und ein stark beschränktes Kontingent ausgewiesen. Sinnvoll wäre daher die bundeseinheitliche Öffnung benachteiligter Gebiete.

Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch

Solar- und Windenergie werden zunehmend zu tragenden Säulen der Energieversorgung, nicht nur für die Stromversorgung, sondern auch für die Sektoren Wärme und Mobilität. Bereits heute leisten erneuerbare Stromerzeuger über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement. Die Einbeziehung der Erneuerbaren Energien in den Redispatch erkennt der BSW-Solar grundsätzlich an, wenn – wie die BEE-Stellungnahme, die wir ausdrücklich unterstützen – der Einspeisevorrang sichergestellt ist, eine rechtzeitige Information des Betreibers erfolgt und der Ausgleich des betroffenen Bilanzkreises gewährleistet ist.

Übergangsregelung zur Abgrenzung Neu-/Bestandsanlagen bei Umsetzung RfG Zu § 118 Absatz 25 EnWG

Der BSW-Solar begrüßt ausdrücklich die vorgeschlagene Übergangsregelung, nach der PV-Anlagen als Bestandsanlage anzusehen sind, sofern das Netzanschlussbegehren vor dem 27. April 2019 eingereicht wurde und die Anlage bis zum 30. Juni 2020 in Betrieb genommen wurde.

Kontakt für Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Lietzenburger Straße 53, 10719 Berlin

Carsten König
Hauptgeschäftsführer
geschaeftsleitung@bsw-solar.de

David Krehan, Referent Politik
krehan@bsw-solar.de