

Markthemmnisse für den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen

Kurzanalyse der
Photovoltaikforum Service
GmbH und der Kanzlei von
Bredow Valentin Herz im Auftrag
der Klima-Allianz Deutschland



Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	3
2. Photovoltaik-Dachanlagen in Deutschland.....	4
2.1. Bisherige Marktentwicklung	4
2.2. Bedeutung der Photovoltaik für den Klimaschutz.....	6
3. Markthemmnisse bremsen den beschleunigten PV-Ausbau.....	7
3.1. Gefährdete Wirtschaftlichkeit.....	8
3.1.1. Degressionsmechanismus verschlechtert Investitionsklima	9
3.1.2. Volatilität und Kostendruck verstärken Handwerker-Engpass.....	11
3.1.3. Streichung der EEG-Umlage würde Eigenversorgung unattraktiver machen....	12
3.1.4. Ausschreibungsregelungen bremsen Zubau von großen PV-Anlagen.....	14
3.2. Übermäßige Bürokratie	15
3.2.1. Anforderung der Personenidentität verhindert viele PV-Projekte	16
3.2.2. EU-Vorhaben für gemeinschaftliche Eigenversorgung nicht umgesetzt	17
3.2.3. Überregulierung behindert die Vor-Ort-Versorgung.....	17
3.2.4. Unklare technische Anforderungen sorgen für Verunsicherung.....	19
4. Fazit	21
4.1. Leitplanken einer klugen PV-Politik	21
4.2. Handlungsempfehlungen im Überblick.....	22

Impressum

Photovoltaikforum und Kanzlei von Bredow Valentin Herz (2021): Kurzanalyse der Markthemmnisse für den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen.

September 2021 | Autor:innen: Dr. Bettina Hennig, Markus Lohr, Dr. Florian Valentin, Fabian Zuber | Titelbild: Fotolia

Photovoltaikforum Service GmbH
<https://www.photovoltaikforum.com>
info@photovoltaikforum.com

Kanzlei von Bredow Valentin Herz (vBVH)
www.vbvh.de
info@vbvh.de

Die Kurzanalyse wurde im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland durchgeführt und gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Ein herzlicher Dank für den wertvollen Input geht an die Mitglieder des PV Think Tanks.



1. Zusammenfassung

Etwa **55 Gigawatt (GW)** beträgt der bisherige Ausbau der Photovoltaik in Deutschland. Heute stammt etwa jede zehnte in Deutschland verbrauchte Kilowattstunde Strom aus den über zwei Millionen errichteten PV-Anlagen. **Insbesondere das Dachsegment spielt für den Ausbau der Photovoltaik eine überragende Rolle.** Rund 70 % der installierten PV-Leistung in Deutschland wurde bisher auf Dächern installiert, was einer PV-Dachanlagen-Leitung von rund 40 Gigawatt entspricht. Gemessen an der Anzahl der zugebauten PV-Kraftwerke sind über 99 % Aufdachanlagen.

Photovoltaik-Kraftwerke sind eine der zentralen Lösungen für die Erreichung der Klimaziele – in Deutschland und weltweit. So ist Strom aus PV-Dachanlagen in Deutschland heute mit fünf bis elf EUR-Cent pro Kilowattstunde schon günstiger als Strom aus neu errichteten fossilen Kraftwerken. Bei einer Einpreisung der externen Effekte, etwa über einen steigenden CO₂-Preis, wird sich die Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik noch weiter erhöhen.

Bis 2045 soll Deutschland nach den Zielen der letzten Bundesregierung klimaneutral werden. Zur Erreichung der Vorgaben des Pariser Klimaabkommens müsste dieses Ziel sogar noch früher erreicht werden. **Ohne einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik in Höhe von zehn bis 20 Gigawatt pro Jahr ist dies jedoch nicht zu erreichen.** Bis zum Jahr 2030 muss die installierte Leistung von heute 55 auf rund 200 Gigawatt ansteigen, um danach in wenigen Jahren 300 bis 450 Gigawatt zu erreichen. Für das Segment der PV-Dachanlagen ergibt sich aus den politischen Zielvorgaben, dass **in der neu beginnenden Legislaturperiode mehrere Millionen Gebäude mit neuen Photovoltaikanlagen ausgestattet werden müssen.**

Die gute Nachricht: Das Potenzial für den weiteren Ausbau von PV-Dachanlagen gilt als enorm – allein bis 2030 könnten 140 Gigawatt in Form von PV-Kleinanlagen zugebaut werden. **Die schlechte Nachricht: Das benötigte Tempo beim Ausbau der Photovoltaik auf bzw. an Gebäuden wird gegenwärtig aufgrund zahlreicher Hemmnisse nicht erreicht.**

Im Kern identifiziert die Analyse zwei Faktoren, die einem beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen an oder auf Gebäuden entgegenstehen. Zum einen sind es verschiedene Aspekte, die die erforderliche **Wirtschaftlichkeit** aus Sicht der Investor:innen betreffen. Zum anderen thematisiert die Analyse den Grad der **bürokratischen Anforderungen**, die an die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen geknüpft werden.

Auf Grundlage der identifizierten Hemmnisse werden **punktuell Handlungsempfehlungen benannt, mit denen der notwendige schnelle Ausbau der Photovoltaik an bzw. auf Gebäuden erreicht werden kann.** Einige diese Empfehlungen sind kurzfristiger, „reparierender“ Natur, so etwa die Empfehlungen zum Optionsmodell für gewerbliche Aufdachanlagen oder zur Personenidentität im Zusammenhang mit Eigenverbrauchs- bzw. Direktlieferungskonzepten. Andere Empfehlungen verweisen auf gegebenen Diskussionsbedarf und Potenziale für grundsätzlich neue Lösungen, etwa im Bereich der Vor-Ort-Versorgung.

2. Photovoltaik-Dachanlagen in Deutschland

2.1. Bisherige Marktentwicklung

Etwa **55 Gigawatt (GW)** beträgt der bisherige Ausbau der Photovoltaik in Deutschland. Gut die Hälfte dieser Kraftwerke wurde allein in den Boomjahren von 2009 bis 2012 installiert. Ab 2014 war der Zubau aufgrund von Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen zunächst massiv eingebrochen. In den letzten beiden Jahren pendelte er sich auf rund vier bis fünf Gigawatt im Jahr ein (vgl. Abb. 2). Heute stammt etwa jede zehnte in Deutschland verbrauchte Kilowattstunde Strom aus den über **zwei Millionen errichteten PV-Anlagen**.

Das Dachsegment spielt für den Ausbau der Photovoltaik eine überragende Rolle.¹ **Rund 70 % der installierten PV-Leistung in Deutschland wurde bisher auf Dächern installiert**, was einer PV-Dachanlagen-Leistung von rund 40 Gigawatt entspricht. Gemessen an der Anzahl der zugebauten PV-Kraftwerke sind über **99 % Aufdachanlagen**. Da es sich hierbei vor allem um viele kleine PV-Anlagen handelt, die meist nur eine Größe bis zu 10 Kilowatt haben, ergibt sich bezogen auf die Leistung ein anderes Bild. Der Anteil der Freiflächenanlagen an den jährlich neu hinzukommenden Kapazitäten schwankte zwischen 10 % in den Jahren 2004 bis 2006 und gut 40 % in den Jahren 2012 und 2015. Innerhalb des Dachsegments gab es in den letzten Jahren den Trend, dass **größere PV-Anlagen** besonders stark zum Ausbau beigetragen haben. So stammte etwa ein Drittel der neu installierten PV-Leistung 2018 und 2019 aus Anlagen, die größer als 100 kWp sind. Trotz des bisher Erreichten: Das Potenzial für den weiteren Ausbau von PV-Dachanlagen gilt als enorm – allein bis 2030 könnten **140 Gigawatt** in Form von PV-Kleinanlagen zugebaut werden.²

Das Segment der PV-Dachanlagen lässt sich – stark schematisiert – nach **verschiedenen Anwendungsformen** untergliedern (vgl. Abb. 1). Für einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik auf Gebäuden sind all diese Anwendungsformen relevant. Betrachtet man die bestehenden **Hemmnisse**, so zeigt sich, dass sich viele davon über das gesamte Dachsegment erstrecken, während sich einige je nach Anlagengröße, Gebäudetyp, beteiligten Akteuren, Stromnutzung oder Installationsjahr stärker oder schwächer auswirken.

Die Einteilung nach **Leistungsklassen** – etwa 10, 30, 100 kWp oder Megawattanlagen – ist dabei nur eines der möglichen Kriterien. Denn die Grenzen bei den Größen der PV-Anlagen bei verschiedenen Anwendungsformen sind oftmals fließend. So können gewerbliche Anlagen auch kleiner als 30 kWp und Anlagen auf Einfamilienhäusern in Ausnahmefällen größer als 30 kWp sein. Eine weitere Option ist es, nach **Gebäudetypen** zu differenzieren. Deutschlandweit gibt es etwa 15 Millionen Ein- oder Zweifamilienhäuser. Dort wurden bislang die meisten der kleinen PV-Anlagen errichtet. Rund drei Millionen Gebäude zählen zu den Mehrfamilienhäusern. Vor allem in diesem Bereich werden derzeit sogenannte Mieterstrom-Modelle umgesetzt. Größere

¹ Vgl. Fraunhofer ISE (2021): Photovoltaikzubau in Deutschland in Zahlen: Auswertung des Marktstammdatenregisters und der EEG-Anlagenstammdaten:

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2021/Kurzpapier_Strukturelle_Entwicklung_en_PV.pdf

² Energy Brainpool (2020): Chancen einer Verdreifachung des PV-Kleinanlagenanteils am Strommix bis 2030: <https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/presse/files/energy-brainpool-studie-pv-kleinanlagen-ews.pdf>

PV-Anlagen finden sich oftmals auf landwirtschaftlichen sowie gewerblich und industriell genutzten Gebäuden.

Je nach Nutzung der Gebäude unterscheiden sich auch die **Eigentümerstrukturen** und Akteurskonstellationen. Zwischen 40 und 50 % der bisher errichteten PV-Anlagen werden – bezogen auf die installierte Kapazität zur sogenannten Bürgerenergie gezählt, d.h. sie wurden von Privatpersonen oder Landwirt:innen initiiert. Das dürften rund 80 % aller Anlagen sein. Deren Anteil ist jedoch in den letzten Jahren zugunsten von gewerblichen Eigentümer:innen zurückgegangen.³





Unterschiedliche Anwendungsformen im PV-Dachanlagen-Segment				
Gebäudetypen	Ein- und Zweifamilienhaus 	Mehrfamilienhaus 	Landwirtschaft 	Gewerbe/Industrie 
Typische Anlagengrößen	bis 30 kWp	10 bis 100 kWp	30 bis 200 kWp	50 kWp bis über 1 MWp
Installationszeitpunkt	Neuanlagen oder Bestandsanlagen			
Eigentümerstruktur und Professionalisierungsgrad	Umsetzung durch Profis, die mehrere PV-Projekte pro Jahr installieren oder aber durch Nicht-Profis, die z.B. nur eine PV-Anlage betreiben.			
Nutzung des erzeugten PV-Stroms	Volleinspeisung oder Einspeisung mit Eigenversorgung			
Art der Förderung	EEG-Vergütung, ausgelaufene EEG-Vergütung, Förderung im Modell der Direktvermarktung mit Marktprämie oder förderfreie PV-Anlagen			

Abb. 1: Übersicht unterschiedlicher Anwendungsformen im PV-Dachanlagen-Segment (eigene Darstellung)

Schließlich gilt es PV-Dachanlagen danach zu differenzieren, welche **Fördermodelle** Anwendung finden und wie der erzeugte PV-Strom genutzt wird. So spielen neben klassischen Einspeisemodellen mit einer Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)⁴ seit 2012 zunehmend auch Modelle der Eigenversorgung eine Rolle. Zudem fallen mehr und mehr Anlagen aus dem 20jährigen Vergütungszeitraum des EEG heraus. Für die Bewertung von Hemmnissen im PV-Dachanlagen-Segment gilt es schließlich danach zu unterscheiden, ob PV-Anlagenbetreiber:innen im **Bestand** davon betroffen sind oder aber **Neuanlagen**, die erst noch errichtet werden sollen.

³ Vgl. AEE (2021): Neue Studie zeigt: Bürgerenergie bleibt zentrale Säule der Energiewende: <https://www.unendlich-viel-energie.de/studie-buergerenergie-bleibt-zentrale-saeule-der-energiewende>

⁴ Soweit nicht anders bezeichnet, ist mit „EEG“ das EEG in der zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16. Juli 2021 geänderten Fassung (EEG 2021) gemeint.

2.2. Bedeutung der Photovoltaik für den Klimaschutz

Photovoltaik-Kraftwerke sind eine der zentralen Lösungen für die **Erreichung der Klimaziele** – in Deutschland und weltweit. Ein Grund dafür sind unter anderem die erreichten Absenkungen bei den Gestehungskosten. So ist Strom aus PV-Dachanlagen in Deutschland heute mit fünf bis elf EUR-Cent pro Kilowattstunde schon günstiger als Strom aus neu errichteten fossilen Kraftwerken. Bei einer Einpreisung der externen Effekte, etwa über einen steigenden CO₂-Preis, wird sich die Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik noch weiter erhöhen.⁵

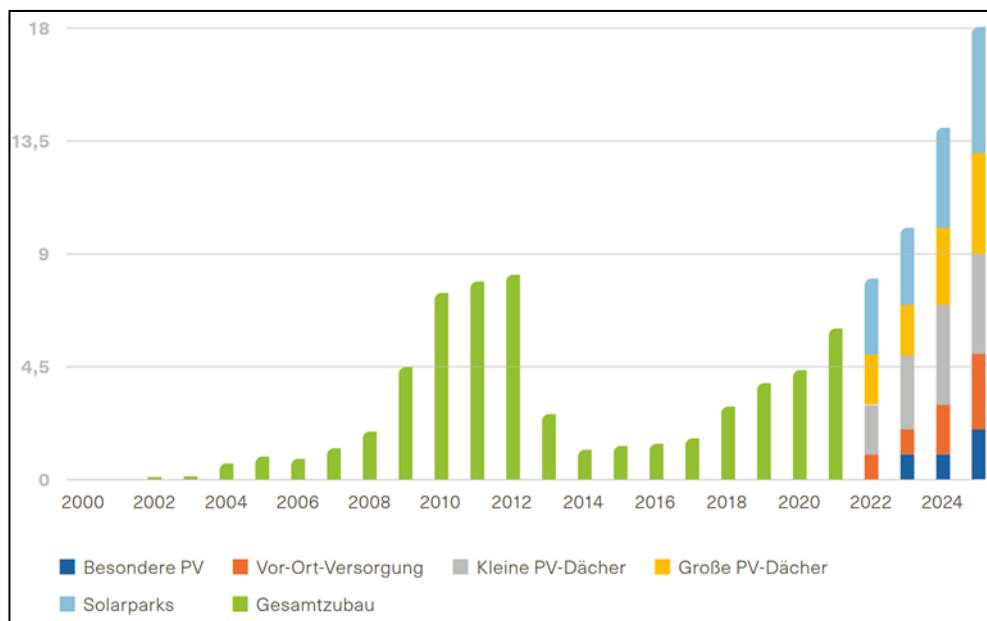


Abb. 2: Jährlicher Ausbau der PV in BRD und Ausbaubedarfe bis 2025 in GW (Quelle: PV Think Tank 2021)

Bis 2045 soll Deutschland nach den Zielen der letzten Bundesregierung klimaneutral werden. Zur Erreichung der Vorgaben des Pariser Klimaabkommens müsste dieses Ziel sogar noch früher erreicht werden. Ohne einen **beschleunigten Ausbau der Photovoltaik** ist dies jedoch nicht zu erreichen. Zahlreiche renommierte Forschungsinstitute haben Energie-szenarien vorgelegt, die den Ausbaubedarf für die kommenden Jahre skizzieren.⁶ Demnach braucht es zur Erreichung der Klimaziele einen **jährlichen Photovoltaik-Zubau in Höhe von 10 bis 20 Gigawatt**. Bis zum Jahr 2030 muss die installierte Leistung von heute 55 auf rund 200 Gigawatt ansteigen, um danach in wenigen Jahren 300 bis 450 Gigawatt zu erreichen. Gegenüber heute muss die installierte PV-Kapazität also innerhalb von zwei Jahrzehnten mindestens versechsfacht – und bereits in der neu beginnenden Legislaturperiode entsprechend gesteigert werden (vgl. Abb. 2⁷).

⁵ Vgl. Fraunhofer ISE (2018):

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

⁶ Vgl. z.B. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045: https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf oder Fraunhofer ISE (2021): Solaroffensive für Deutschland: <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20210805-greenpeace-kurzstudie-solaroffensive.pdf>

⁷ Vgl. PV Think Tank (2021): 10+ Gigawatt Photovoltaik pro Jahr: 50 Handlungsempfehlungen,

3. Markthemmnisse bremsen den beschleunigten PV-Ausbau

Für das Segment der PV-Dachanlagen ergibt sich aus den politischen Zielvorgaben, dass in den kommenden Jahren mehrere Millionen Gebäude mit neuen Photovoltaikanlagen ausgestattet werden müssen. Neben der Ausschöpfung des Potenzials für Solarkraftwerke auf der Freifläche gilt es im Dachsegment für eine **zielgerichtete Beschleunigung des PV-Ausbaus** zu sorgen. Der Politik kommt dabei die Aufgabe zu, die Anreize für diese Investitionen entsprechend auszugestalten und bestehende Hemmnisse zu beseitigen.

Im Kern lassen sich dabei zwei Faktoren identifizieren, die einem beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen an oder auf Gebäuden entgegenstehen. Dies betrifft zum einen die **erforderliche Wirtschaftlichkeit** aus Sicht der Investor:innen und zum anderen den **Grad der bürokratischen Anforderungen**, die an die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen geknüpft werden. Im Grunde handelt es sich bei beiden Aspekten um zwei Seiten einer Medaille. So führen bürokratische Hürden zu Realisierungskosten, die sich gegebenenfalls negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirken können. Gleichzeitig kann erhöhter Aufwand aufgrund bestimmter bürokratischer Anforderungen in bestimmten Fällen in Kauf genommen werden, wenn das Geschäftsmodell – z. B. aufgrund von Skaleneffekten – auskömmlich bleibt.

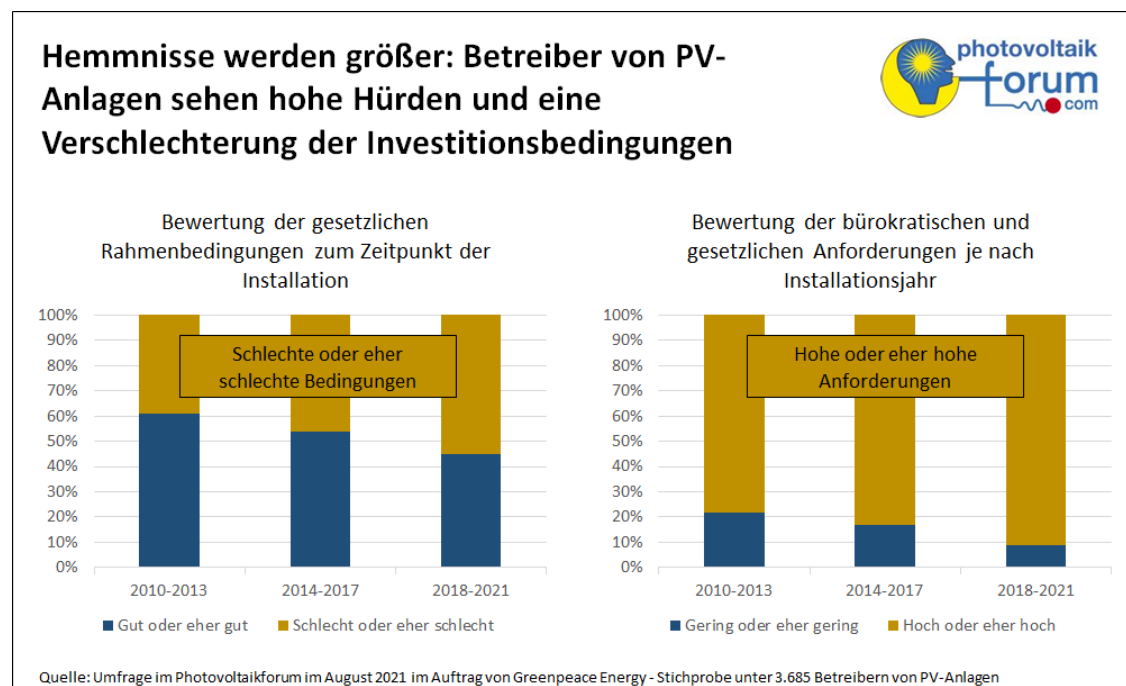


Abb. 3: Betreiber:innen von PV-Anlagen sehen Verschlechterung der Investitionsbedingungen (eigene Darstellung⁸)

Bei beiden Stellschrauben – bürokratische Anforderungen und Wirtschaftlichkeit – besteht großer **Handlungsbedarf**. Dies verdeutlicht der Blick auf die aktuelle Bewertung der

um den PV-Markt in der kommenden Legislaturperiode zu entfesseln: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/10_GW_PV_50_Handlungsempfehlungen_PV_Think_Tank_2021.pdf

⁸ vgl. Green Planet Energy (2021): Den Photovoltaik-Boom entfesseln: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/Forderungspapier_Photovoltaik-Boom_entfesseln_Green_Planet_Energy_Sept._21.pdf

Investitionsbedingungen durch Betreiber:innen von PV-Anlagen. Demnach werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen zunehmend schlechter beurteilt (vgl. Abb.3). Und die bürokratischen Anforderungen werden zunehmend als hoch empfunden. Im Sinne einer Beschleunigung des Ausbaus von Photovoltaik-Dachanlagen müssen diese Hemmnisse beseitigt und der negative Trend umgekehrt werden.

3.1. Gefährdete Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Errichtung und des Betriebs von PV-Anlagen aus Sicht der Investor:innen ergibt sich durch die Erträge, die im Laufe der Jahre des Betriebs erwirtschaftet werden, abzüglich der Aufwände. Generell ist dabei bei den meisten **Investitionen in PV-Anlagen von einer gemäßigten Renditeerwartung** auszugehen (vgl. Abb. 4.).

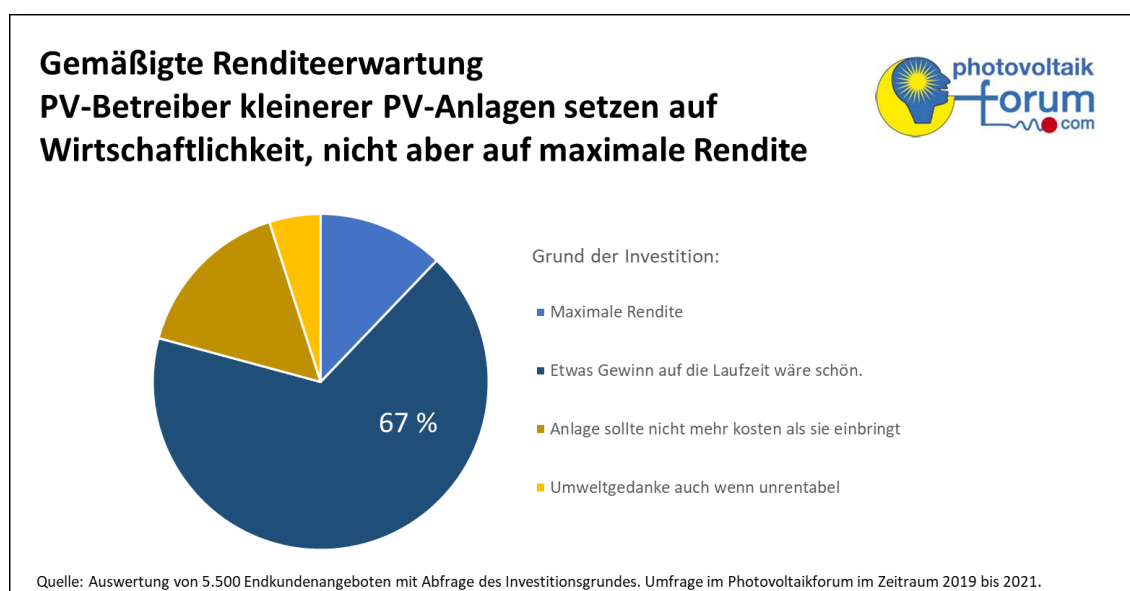


Abb. 4: Renditeerwartung von Betreiber:innen von PV-Anlagen (eigene Darstellung)

Dabei erweist sich die absehbar verschlechternde bzw. entfallende Wirtschaftlichkeit zunehmend als Hemmnis für den beschleunigten Ausbau. Der Blick auf die **Entwicklung der PV-Anlagenpreise und der EEG-Förderung** zeigt, dass der wirtschaftliche Betrieb zunehmend gefährdet ist. So sind die Systempreise für die Errichtung von PV-Anlagen in den letzten Jahren weniger stark gesunken als die über die Förderung nach dem EEG erzielbaren Erlöse (vgl. Abb. 5). Dabei lassen sich drei Phasen unterscheiden: 1) Förderabsenkung zwischen Mai 2012 und Januar 2013 gefolgt von einer Phase 2) der Stabilität bis Januar 2019 und schließlich 3) das Auseinanderdriften der Kurven seit Januar 2019.

3.1.1. Degressionsmechanismus verschlechtert Investitionsklima

Die Ursache für die zunehmende Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit seit Anfang 2019 liegt vor allem im gesetzlich verankerten Degressionsmechanismus (vgl. § 49 EEG). Ziel des **Degressionsmechanismus** ist es seit Einführung des EEG, einen Kostendruck im Markt auszuüben und so die Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen. Dieser Kostendruck führt(e) über die Zeit zu den sinkenden Preisen und heute im Ergebnis zu wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten.

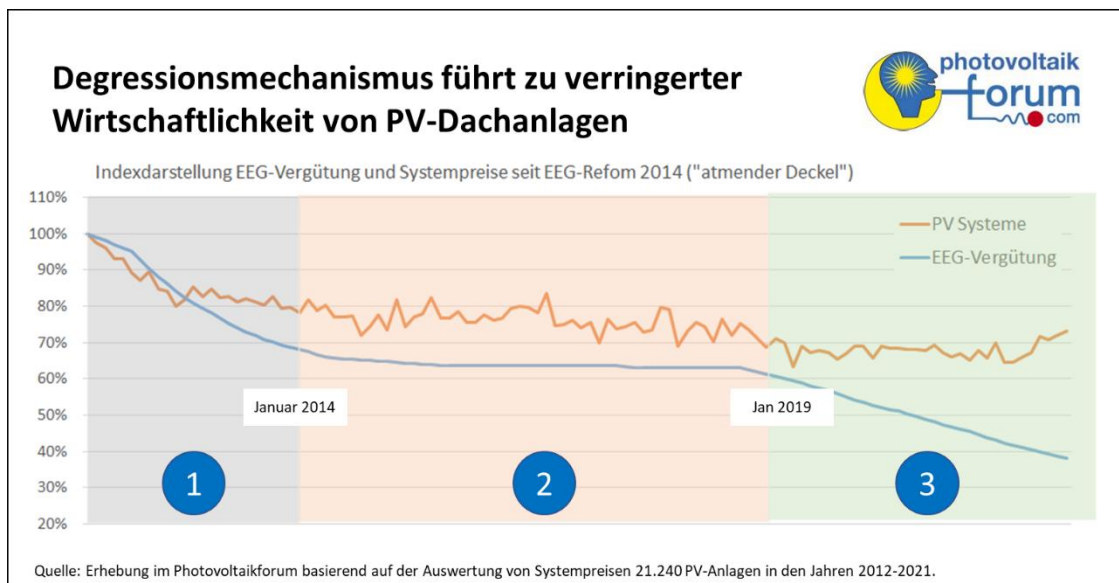


Abb. 5: Index über die Systempreise; Auswertung von 21.240 PV-Anlagen-Angeboten seit 2012 (eigene Darstellung)

Mit der EEG-Reform im April 2012 und der Einführung des sogenannten „**atmenden Deckels**“ wurde dann ein Mechanismus implementiert, der einer Überförderung aufgrund sinkender Preise entlang einer gesetzlich definierten Formel – quasi automatisiert – entgegenwirken sollte. Ausgangsbasis für den Mechanismus ist dabei ein jeweils im EEG verankerter Zielwert für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland. Dieser liegt derzeit bei 2.500 MWp pro Jahr. Liegt der tatsächliche – auf ein Jahr hochgerechnete – Zubau in einem bestimmten 3-Monats-Zeitraum über diesem Wert, so erhöht sich die monatliche Degression um einen bestimmten Prozentsatz. Liegt der tatsächliche Zubau darunter, so reduziert sich die Degression und die Förderung sinkt weniger schnell. So ist etwa eine Anhebung der Degression auf bis zu 2,5 % pro Kalendermonat vorgesehen, wenn der annualisierte Brutto-Zubau bei mehr als 6.500 MWp liegt (§ 49 Absatz 2 Satz 1 EEG). Der atmende Deckel wirkt dabei stets zeitlich etwas verzögert.⁹

Ausgangspunkt für diese Regelung war unter anderem die Marktentwicklung in den Jahren 2010 und 2011, als die erzielbaren Renditen mit PV-Anlagen deutlich über alternativen Anlagemöglichkeiten lagen. Stilblüten dieser **Überförderung** waren beispielsweise die Solarstadt, also „Dächer ohne Häuser“, die eigens für die Installation von PV-Anlagen errichtet

⁹ Der Mechanismus wurde dabei über die verschiedenen Fassungen des EEG (EEG 2014, EEG 2017, EEG 2021) verändert und aus Sicht des Gesetzgebers optimiert und verfeinert.

wurden. Der Gesetzgeber reagierte auf die damalige Entwicklung mit verschiedenen Anpassungen. Neben der Einführung des atmenden Deckels wurde seinerzeit die EEG-Vergütung auch einmalig gesenkt und die Förderung des Eigenverbrauchs vollständig gestrichen.

Die getroffenen Maßnahmen führten zu einem drastischen Markteinbruch. Erst ein deutlicher Verfall der PV-Systempreise seit 2015 hat einen neuerlichen Aufschwung im Markt ermöglicht. So hatte sich der Markt 2018 erholt und der gesetzlich anvisierte – aus Klimaschutzperspektive viel zu geringe – Zubaukorridor wurde überschritten. In Folge reduzierte sich die EEG-Förderung durch den atmenden Deckel automatisch kontinuierlich weiter und löste damit den – vorgesehenen – **Bremsmechanismus** des atmenden Deckels aus. Gleichzeitig sinken die Systempreise jedoch seit 2019 nicht mehr in gleichem Maße weiter, so dass die EEG-Förderung einerseits und die Systempreise andererseits auseinanderdriften. Der wirtschaftliche Betrieb wird dadurch zunehmend schwierig (vgl. Fallbeispiel 1).

Mit Beginn des Jahres 2021 steigen die Systempreise sogar – gegenläufig zu der weiter sinkenden EEG-Förderung. So stieg der **Kostendruck** zuletzt zu stark an. Ausschlaggebend ist hier die Entwicklung der Rohstoffpreise, steigende Kosten für Logistik und ein Anstieg der Installationskosten. Durch weitere technische Optimierung können die Produktionskosten zukünftig noch moderat sinken, allerdings werden die steigenden Preise in anderen Bereichen der Wertschöpfungskette durch die sinkenden Installationskosten allenfalls kompensiert.

Trotz dieser Problemlage wächst der PV-Markt derzeit noch moderat. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen wäre es aber nur eine Frage der Zeit bis das **Narrativ „PV rechnet sich nicht“** nach 2012 ein zweites Mal die Oberhand gewinnt und der Markt einbricht.

Vergleicht man die aktuelle Entwicklung jedoch mit dem im Hinblick auf die Klimaschutzziele erforderlichen Zubau, so zeigt sich, dass der atmende Deckel in seiner jetzigen Form dem Anspruch eines beschleunigten Marktwachstums massiv entgegenwirkt. Daher braucht es **Lösungen**, die das Ausbauhemmnis des atmenden Deckels beseitigen können. Grundsätzlich gilt der atmende Deckel zwar als intelligentes Instrument, um den Zubau in einem bestimmten Korridor zu führen und Überförderung zu vermeiden. Jedoch sind die aktuellen Parameter nicht geeignet, um einen dynamischen und beschleunigten Zubau zu gewährleisten. Dies gilt zunächst vor allem für das hinterlegte jährliche Zubauziel von 2.500 MWp, aber auch für die Stärke der prozentualen Anpassung im Fall einer Überschreitung des Ziels (wirkt zu stark), das Intervall zwischen Berechnung des Zubaus und Anpassung (zu lang) und für die betrachteten Zeiträume von drei Monaten (zu kurz). Durch eine weitere Änderung des EEG könnte hier Abhilfe geschaffen werden, z.B. durch Einführung eines höheren Ausgangswertes, einer monatlichen Anpassung (schnellere Reaktion), anderer Schwellen oder geringerer Reduktionen.

Fallbeispiel 1: „PV rechnet sich nicht mehr“

Frau M. hat im Januar 2019 eine PV-Anlage mit 8 kWp Leistung installiert. Sie hat 2019 knapp 1.300 Euro je kWp bezahlt und sich eine Einspeisevergütung von 11,47 Ct/kWh gesichert. Sie wird mit dieser Anlage (inflationsbereinigt) einen Gewinn von 5.300 Euro erzielen. Dieser Gewinn war für Frau M. ausreichend für die Investitionsentscheidung. Würde Frau M. dieselbe Anlage erst heute zu den jetzt aktuellen Systempreisen und Vergütungssätzen bauen, dann stünde am Ende der Laufzeit (inflationsbereinigt) ein kleiner Verlust in Höhe von 19 Euro. Frau M. würde die Anlage heute nicht mehr installieren.

Allerdings ist absehbar, dass auch zukünftig eine Feinjustierung der Parameter des atmenden Deckels erforderlich werden würden. Hierfür könnte in § 88c EEG eine weitere **Verordnungsermächtigung** mit aufgenommen werden, die es der Bunderegierung ermöglichen würde, die Parameter kurzfristig im Sinne einer steten Marktbelebung anzupassen, ohne dass dafür ein Gesetz erforderlich wäre. Bei der Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung sollte dabei darauf geachtet werden, dass eine Vorhersehbarkeit der Wirkungen des atmenden Deckels gewährleistet bliebe. Dem könnte z. B. durch eine gewisse Vorlaufzeit für die Anwendung entsprechender Änderungen Rechnung getragen werden.

Bei Änderungen am atmenden Deckel sollten allerdings drei Dinge **kritisch hinterfragt werden**. *Erstens* wird das Anheben des Zubaukorridors für sich genommen nicht ausreichen, um den Zubau anzureizen. Hierfür ist vielmehr auch die Beseitigung weiterer Hemmnisse erforderlich. Andernfalls droht – bei einerseits hohem Ziel und andererseits geringem Zubau aufgrund anderer Hemmnisse – erneut eine erhebliche Überförderung. *Zweitens* wirkt sich der atmende Deckel unmittelbar volatil auf die erzielbaren Erlöse und mittelbar auf die Preisbildung des Marktes aus und macht diesen dadurch schwerer berechenbar. Und *drittens* sollte grundsätzlich analysiert werden, ob und in welche Maße weitere Kostensenkungen – wie sie durch die Degression angenommen werden – in den kommenden Jahren noch machbar und erstrebenswert sind – oder ob dadurch nicht ein unverhältnismäßiger Kostendruck entstehen würde, der einer Beschleunigung des Ausbaus auf zweistellige Gigawattbeträge – etwa mit Blick auf die knappen Installationskapazitäten im Handwerk – kontraproduktiv entgegenwirken würde.¹⁰

3.1.2. Volatilität und Kostendruck verstärken Handwerker-Engpass

Als eines der größten Hemmnisse für den weitere Ausbau von PV-Dachanlagen gilt der **Fachkräftemangel**. Politisch-regulativ kann hier mittelfristig etwa über Förderprogramme und eine verbesserte Ausbildung von Fachpersonal Abhilfe geschaffen werden. Kurzfristig brauchen diese Marktakteure vor allem klare Signale, dass sich die Investition in Montageteams und Fachpersonal lohnen. Dem steht aber oft die Erfahrung der letzten Jahre entgegen: Ein **volatiler Markt**, der über die Regulierung des atmenden Deckels bezweckt wird, wird nicht dazu führen, dass diese Kapazitäten aufgebaut werden. Ein weiteres Problem ist der **Kostendruck**, der durch eine sinkende EEG-Förderung entsteht. Dieser erweist sich immer wieder auch als Gefahr für „gute Arbeit“, indem z.B. Bedingungen der Arbeitssicherheit oder der Mindestlöhne ausgehöhlt werden.

Der Handlungsbedarf ist groß: Viele PV-Anlagen werden schon heute nicht gebaut, weil keine geeigneten Installationsbetriebe gefunden werden oder die Angebote entsprechend unattraktiv sind. Mit anderen Worten sind die interessierten PV-Betreiber:innen, die gerne in den Photovoltaikausbau investieren würden, darauf angewiesen, dass **ausreichend Angebote von qualifizierten Handwerksbetrieben** zur Verfügung stehen. Handwerksbetriebe wiederum

¹⁰ Siehe hierzu auch den nachfolgenden Abschnitt 3.1.2.

brauchen sichere Perspektiven und auskömmliche Preise. Und eine Gesellschaft, die auf eine Vervielfachung der Photovoltaik in den kommenden Jahren setzt, braucht beides.

3.1.3. Streichung der EEG-Umlage würde Eigenversorgung unattraktiver machen

Eine weitere Herausforderung besteht in der künftigen Perspektive der Eigenverbrauchsmodelle. Diese machen einen signifikanten Anteil des Marktes aus. Die sinkende EEG-Förderung hat in den letzten Jahren dafür gesorgt, dass viele PV-Dachanlagen – vom Privathaus bis zum Gewerbe – sich oft nur noch dann rechnen, wenn der erzeugte Strom auch zur **Eigenversorgung** genutzt wird. Denn durch den in den PV-Anlagen erzeugten und im Wege der Eigenversorgung vor Ort genutzten Strom werden Kilowattstunden ersetzt, die der jeweilige Anlagenbetreiber andernfalls aus dem Netz beziehen würde. Da im Fall der Eigenversorgung alle staatlich induzierten Preisbestandteile wegfallen bzw. – bei Anlagen über 30 kWp im Hinblick auf die EEG-Umlage – deutlich reduziert sind, sparen Eigenversorger:innen nicht unerhebliche Beträge ein, die sie für den Kauf des Stroms aus dem Netz aufwenden müssten. Diese Einsparungen werden bei den Investitionen in solche Eigenversorgungsanlagen mit Überschusseinspeisung mit einkalkuliert und sorgen zunehmend erst für die Wirtschaftlichkeit der Investition. Für die Eigenversorgung aus Anlagen bis 30 kWp entfällt zudem auch die EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Strom vollständig (vgl. §§ 61a Nummer 4 und 61b Absatz 2 EEG).

Derzeit werden energiepolitische Vorschläge diskutiert, die **EEG-Umlage aus den Kostenbestandteilen beim Stromverbrauch schrittweise abzuschaffen** und die Förderzahlungen nach dem EEG über den Staatshaushalt bzw. Einnahmen aus der CO₂-Steuer zu refinanzieren. So soll eine Reduktion des Strompreises erreicht werden.¹¹ Im Fokus dieser Debatte stehen die Verbraucherpreise.

Jenseits der Frage, wie diese Vorschläge unter den verschiedenen fachlichen Aspekten zu bewerten sind, ist festzuhalten, dass eine mögliche Abschaffung der EEG-Umlage das bisherige Förderkonzept der Eigenverbrauchsoptimierung von Anlagenplanung und -betrieb grundsätzlich verändern würde. Die **vielfältigen Auswirkungen**, die eine solche Streichung oder deutliche Reduzierung der EEG-Umlage auf dezentrale Energiekonzepte allgemein und auf Eigenversorgungsmodelle im Bereich der Photovoltaik im Besonderen haben würde, werden jedoch aus Überzeugung der Verfasser:innen bislang viel zu wenig diskutiert.

Sinken die Kosten, die Verbraucher:innen für den Bezug von Strom aus dem Netz aufwenden müssen, wie z.B. im Fall einer Abschaffung der EEG-Umlage, so sinken auch die Einsparungen, die Betreiber:innen von PV-Anlagen durch eine Eigenversorgung realisieren können, was sich letztlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von eigenverbrauchsoptimierten PV-Anlagen auswirkt. Diesbezüglich ist zunächst zu beachten, dass Anlagenbetreiber:innen diese Entwicklung zwar aus rechtlicher Sicht akzeptieren müssten, weil kein Bestandsschutz im

¹¹ Hinweis: Das hier beschriebene Hemmnis ist hypothetischer Natur, da es eine mögliche politische Entscheidung antizipiert. Gleichwohl wird dieses Thema bereits heute unter Betroffenen diskutiert und erscheint daher wichtig für die weitere Gestaltung des Rechtsrahmens.

Hinblick auf den Fortbestand der EEG-Umlage in Betracht kommt. Es sollte jedoch nicht unterschätzt werden, dass der **Wegfall der EEG-Umlage** bei den Investor:innen und

Mögliche Effekte des Wegfalls der EEG-Umlage auf PV-Anlagenbetreiber:innen		
Fall 1: Bereits installierte Anlagen	Fall 2: Neu zu installierende Anlagen	Fall 3: Unsicherheit in einer Übergangsphase
<p>Die Reduktion der Strombezugspreise aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist grundsätzlich ein „natürliches Risiko“ für Anlagenbetreiber:innen. Die Streichung der EEG-Umlage würde jedoch bei Betreiber:innen bereits installierter Anlagen abschreckende Wirkung haben und ein allgemeiner Vertrauensverlust ist nicht auszuschließen. Unter Umständen kann sich dies auch negativ auf noch unent-schlossene, potenzielle Betreiber:innen und Investor:innen auswirken.</p> <p>Dieses Beispiel unterstreicht, wie wichtig die Kohärenz aller Maßnahmen ist. Es sollte zumindest durchdacht werden, durch welche Maßnahmen die Wirtschaftlichkeit installierter Anlagen sichergestellt werden kann.</p>	<p>Für die Wirtschaftlichkeit von neu zu installierenden PV-Anlagen mit Eigenversorgungs-anteil ist der Wegfall der EEG-Umlage ein erhebliches Problem. Hier kann gleichzeitig über die Höhe der EEG-Förderung für neue Anlagen ein Ausgleich geschaffen werden. Die Schwierigkeit liegt hier allerdings in der Bestimmung der Höhe des Ausgleichs, da dieser von der realisierten Eigenverbrauchsquote abhängt. Je höher die Eigenverbrauchs-quote, desto höher der „Verlust“ durch die Reduktion des Strompreises und desto höher der erforderliche Ausgleich.</p> <p>Eine naheliegende Lösung ist es hier, anstelle der Einspeisung die Erzeugung zu vergüten und das Problem damit zu lösen. Diese Lösung hätte allerdings zur Folge, dass die Erzeugung separat gemessen werden muss und der messtechnische Aufwand (weiterer Zählerplatz) ist nicht unerheblich. Während aufgrund der Einfachheit Einspeiseregeln für kleine Betreiber:innen vorteilhaft sind, kann als Lösung insbesondere für die Energieversorgung z.B. in Quartieren auch eine stärkere Belebung von Nahstromkonzepten sinnvoll sein (vgl. Kap. 3.2.3.)</p>	<p>Ein Problem für das gewünschte Marktwachstum wird bereits dann entstehen, wenn der Wegfall der EEG-Umlage und damit sinkende Strompreise intensiver diskutiert werden. In diesem Fall werden Investi-tionsentscheidungen in PV-Anlagen verschoben und die Nachfrage wird abflauen. Gerade diese Volatilität des Marktes ist jedoch ein zentrales Hindernis für den Aufbau dringend erforderlicher Handwerkskapazitäten.</p> <p>Daher müsste bereits frühzeitig in der Diskussion zum Ausdruck kommen, dass die Auswirkungen eines Wegfalls der EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mitberücksichtigt werden. Das kann auch Maßnahmen beinhalten, um die Wirtschaftlichkeit auch weiterhin sicherzustellen und eine Zubaudecke zu vermeiden.</p>

Abb. 6: Potenzielle Effekte eines Wegfalls der EEG-Umlage (eigene Darstellung)

PV-Anlagenbetreiber:innen, die ihre Investitionsentscheidung im Vertrauen auf die Einsparungen im Vergleich zum Strombezug aus dem Netz getroffen haben, das Gefühl eines mangelnden Vertrauensschutzes auslösen dürfte, der die Bereitschaft, zukünftig erneut in Photovoltaik zu investieren, schmälern könnte. Ferner könnte aus den dargelegten Gründen auch schlicht die **Wirtschaftlichkeit von solchen PV-Anlagen mit Eigenversorgung**, die bislang aufgrund der Einsparungen gegenüber dem Netzbezug gegeben ist, entfallen, sollte eine Streichung der EEG-Umlage tatsächlich erfolgen. Negative Effekte auf die gewünschte Beschleunigung des PV-Zubaus wären unvermeidlich und müssten anderweitig ausgeglichen werden (vgl. Abb. 6).

Generell sollten die Auswirkungen der Streichung der EEG-Umlage auf den gewünschten Ausbau der Photovoltaik **noch tiefgreifender untersucht** werden. Und die bei genauerer Analyse erwartbaren negativen Effekte sollten, wie skizziert, kompensiert werden. Jedoch sind auch positive Effekte zu berücksichtigen. So kommt z.B. in komplexeren dezentralen Energiekonzepten eine Reduzierung der bürokratischen Hemmnisse im Bereich der Messkonzepte in Betracht, da im Fall des vollständigen Wegfalls der EEG-Umlage das Erfordernis entfallen würde, „hinter dem Zähler“ alle Stromflüsse voneinander abzugrenzen, die mit EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe behaftet sind. Betreiber:innen von Bestandsanlagen würden hiervon allerdings wiederum nicht profitieren.

3.1.4. Ausschreibungsregelungen bremsen Zubau von großen PV-Anlagen

In den vergangenen Jahren haben große PV-Dachanlagen signifikant zum PV-Zubau beigetragen. Das Jahr 2021 steht allerdings aufgrund der (neuen) regulativen Rahmenbedingungen stellvertretend für die **zunehmende Unsicherheit** in diesem Anwendungsbereich. So ist der Zubau von PV-Anlagen auf Gewerbedächern der Leistungsklasse 30–750 kWp im Zeitraum Mai bis Juli 2021 insgesamt um 40 % und bei Dachanlagen zwischen 300 und 750 kWp gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 70 % eingebrochen (vgl. Fallbeispiel 2).¹²

Die **Gründe für diese Entwicklung liegen** insbesondere in der Einführung der Ausschreibungen für das Dachsegment allgemein (§ 28a EEG) in Zusammenspiel mit dem Eigenversorgungsverbot bei Ausschreibungsanlagen (§ 27a EEG) und dem Optionsmodell für Anlagen zwischen 300 und 750 kWp (§ 48 Abs. 5 EEG).

Fallbeispiel 2: „Gewerbe-PV-Anlage“

Ein Unternehmen will eine PV-Anlage mit 450 kWp auf eine neue Gewerbehalle bauen. Der Investor kann aber den Stromverbrauch der zukünftigen Mieter:innen noch nicht einschätzen. Eine Teilnahme an der Ausschreibung wäre wegen § 48 Absatz 5 EEG erforderlich, um eine Förderung für die gesamte Strommenge zu erhalten. Mit der Ausschreibung will der Investor aber nichts zu tun haben. Zudem reichen die in den letzten Ausschreibungen erzielten Werte nicht für die Wirtschaftlichkeit. Er nimmt daher von dem Bau der PV-Anlage insgesamt Abstand.

¹² Vgl. BSW-Solar 2021: Ausgebremster solarer Klimaschutz: <https://www.solarwirtschaft.de/2021/08/31/ausgebremster-solarer-klimaschutz/>

Nach dem **Optionsmodell** dürfen zwar seit 2021 auch Dachanlagen ab 300 (und nicht erst ab 750 kWp) an den Ausschreibungen teilnehmen. Wenn sie das tun, können sie für den gesamten in das Netz eingespeisten Strom eine Förderung beanspruchen. Gleichzeitig ist ihnen jedoch jegliche Eigenversorgung untersagt. Nehmen Anlagen dieser Größe hingegen nicht an der Ausschreibung teil, so können sie zwar Strom selbst nutzen, aber nur noch für die Hälfte des in einem Jahr erzeugten Stroms eine Förderung in Anspruch nehmen. Diese Regelungen sind nicht nur verwirrend, sie haben auch den Effekt, dass neue PV-Anlagen künstlich kleiner gebaut werden, um die Überschreitung der 300 kWp-Grenze zu vermeiden. So ist zu beobachten, dass derzeit vielfach 299 kWp-Dachanlagen gebaut werden. Ein weiteres Hemmnis für die Wirtschaftlichkeit sind die oft sehr hohen Kosten für Netzanschlüsse, etwa wenn durch den Einbau einer PV-Anlage der Umbau von Verteilungen von der Niederspannungstechnik hin zur Mittelspannungstechnik nötig wird.

Für die angestrebte Beschleunigung des Ausbaus sollten Ausschreibungsvolumina deutlich angehoben und die **Ausschreibungspflicht auf Dachanlagen ab einem Megawatt** beschränkt werden. In diesem Zuge sollte auch das gescheiterte Optionsmodell für PV-Anlagen ab 300 kWp Leistung gemäß § 48 Absatz 5 EEG entfallen. Besorgniserregend ist in diesem Zusammenhang, dass der Entwurf neuen EU-Beihilfeleitlinien eine Absenkung der Ausschreibungsgrenze auf 400 kW vorsieht (vgl. Nummer 92). Diesem Ansinnen sollte sich die neue Bundesregierung im Sinne einer klimagerechten Ausbaudynamik entschieden widersetzen. Eine europarechtliche Rechtfertigung für das **Eigenversorgungsverbot** nach § 27a EEG ist gleichzeitig nicht offensichtlich. Grundsätzlich ist im Europarecht hingegen vorgesehen, dass Eigenversorger beim Zugang zu Förderregelungen nicht diskriminiert werden dürfen.¹³ Das Eigenversorgungsverbot ist insoweit zumindest in seiner Absolutheit zu hinterfragen.

3.2. Übermäßige Bürokratie

Neben den wirtschaftlichen Hemmnissen, die sich in allen Anwendungsbereichen des PV-Dachsegments unterschiedlich stark auswirken, empfinden viele Dacheigentümer:innen vor allem die bestehenden **bürokratischen Hürden als abschreckend** und entscheiden sich daher gegen die Errichtung einer PV-Anlage. Teilweise liegt dies an der konkreten Ausgestaltung einzelner Paragraphen in den einschlägigen Gesetzen, teilweise aber auch an der über die Jahre organisch gewachsenen Regulatorik. Wenn die nötige Rechtsklarheit und Kohärenz von gesetzlichen Vorschriften fehlen, dann führt das zu höheren Aufwänden bei den Realisierungskosten und behindert das Investitionsklima. Gerade das PV-Dachsegment ist dabei – wie im Folgenden *beispielhaft und nicht abschließend* ausgeführt – von hinderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt, die einer eigentlich gewünschten Beschleunigung entgegenstehen.

¹³ Artikel 21 Absatz 6 lit. e) der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, auch RED II genannt).

3.2.1. Anforderung der Personenidentität verhindert viele PV-Projekte

Mieterstrommodelle, die gemäß § 48a EEG einen Zuschlag erhalten, tragen mit rund 30 Megawatt bisher nur marginal zur installierten PV-Kapazität bei. Zugleich spielen sie im energiepolitischen Diskurs seit 2016 eine herausgehobene Rolle. Und auch in den aktuellen Wahlprogrammen von Union, SPD, Grünen und Linken wird Mieterstrom als förderungswürdig betrachtet. Tatsächlich sind die wirtschaftlichen Voraussetzungen für **Mieterstrommodelle** in großen Wohnimmobilien in den letzten Jahren sukzessive durch Gesetzesnovellen verbessert worden. Allerdings fällt dabei oft unter den Tisch, dass kleine Mieterstrommodelle weiterhin kaum umsetzbar sind – und viele PV-Anlagen daher nicht gebaut werden.

Die Gründe, warum sich PV-Anlagen auf vielen Mehrfamilienhäusern nicht lohnen, sind vielfältig. Insoweit ist zunächst die enge **Definition der Eigenversorgung zu beachten** (vgl. § 3 Nr. 19 EEG), die auch aus europarechtlicher Perspektive zu Recht kritisiert wird¹⁴: Eigenversorgung im Sinne des EEG ist nur dann gegeben, wenn Anlagenbetreiber:innen und Nutzer:innen des Stroms im strengen juristischen Sinne personenidentisch sind. Diese enge Definition ist beispielsweise nicht erfüllt, wenn eine Einliegerwohnung mitversorgt werden soll. Der Verbrauch des Stroms durch den/die Einlieger:in ist eben keine Eigenversorgung, sondern eine Stromlieferung an Dritte. Damit gilt nicht nur die Pflicht zur Zahlung der vollen EEG-Umlage (vgl. etwa § 60 Absatz 1 Satz 1 EEG), sondern Anlagenbetreiber:innen werden zu Stromlieferanten und unterliegen – ebenso wie ein großes Energieversorgungsunternehmen – den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Daraus resultieren verschiedenste Anforderungen an die Gestaltung der erforderlichen Stromlieferverträge, Mess- und Meldepflichten und Pflichten zur Gestaltung der Abrechnung. Diesen Anforderungen nachzukommen ist für Privatpersonen aber nur rein theoretisch möglich und auch in kleinen Mieterstromkontexten bis zehn oder 15 Wohneinheiten mit Mehraufwänden verbunden, die nicht in Relation zu den potenziellen Erträgen stehen.

Eine kurzfristige Möglichkeit, um hier Abhilfe zu schaffen, könnte es sein, eine **Bagatellgrenze bzw. ein Nahstromkonzept** für dezentrale Energiekonzepte mit einer Anlagenleistung von bis zu 30 kWp zu verankern, nach dem die Betreiber:innen entsprechender Anlagen von bestimmten Anforderungen nach dem EEG und dem EnWG auch dann befreit sind, wenn nicht nur eine Eigenversorgung erfolgt, sondern auch Dritte vor Ort beliefert werden.¹⁵ Alternativ

Fallbeispiel 3: „Vermieter-Mieter-Dilemma“

Herr B. hat ein neues Einfamilienhaus gebaut und vermietet es an Familie C. Das Haus verfügt über eine Wärmepumpe und soll eine 12kW-PV-Anlage bekommen. Die Einspeisung des Stroms lohnt sich nicht. Eine Eigenversorgung kommt nicht in Betracht, da der Mieter nicht mit dem Vermieter personenidentisch ist. Im Fall einer Lieferung von Strom an den Mieter könnte Herr B. zwar den Mieterstromzuschlag in Anspruch nehmen, müsste aber verschiedene Anforderungen erfüllen, die für große Energieversorgungsunternehmen konzipiert worden sind (Stromliefervertrag, Abrechnung und Kennzeichnung des Stroms, Mess- und Meldepflichten) und 100 %-EEG-Umlage abführen. Herr B. fühlt sich damit überfordert und entscheidet sich daher gegen die Errichtung der PV-Anlage.

¹⁴ Siehe hierzu sogleich 3.2.2.

¹⁵ Siehe hierzu auch unten 3.2.3.

käme es auch in Betracht, den **Direktverbrauch innerhalb eines Gebäudes** mit den Regelungen der Eigenversorgung gleichzusetzen. Die Verantwortung für die Abrechnung gegenüber den Parteien läge dann bei Anlagenbetreiber:innen und könnte über private Messtechnik realisiert werden. Wenn sich Mieter:innen gegen die Teilnahme entscheiden, können diese über den Zähler des Energieversorgungsunternehmens gemessen werden.

3.2.2. EU-Vorhaben für gemeinschaftliche Eigenversorgung nicht umgesetzt

Der deutsche Gesetzgeber hat es bisher verpasst, EU-Regelungen zur sogenannten „**Gemeinschaftlichen Eigenversorgung**“ in deutsches Recht zu überführen.¹⁶ Viele der oben genannten Hemmnisse resultieren daraus.

Die Gemeinschaftliche Eigenversorgung ist in der **Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II)** vorgesehen und bezieht sich auf „*gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität*“ (vgl. Artikel 2 Nummer 15 RED II). Gemäß Artikel 21 Absatz 4 der RED II müsste Deutschland sicherstellen, „*dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, die sich in demselben Gebäude, einschließlich Mehrfamilienhäusern, befinden, berechtigt sind, gemeinsam den Tätigkeiten gemäß Absatz 2 nachzugehen, und vorbehaltlich der Netzentgelte und sonstiger einschlägiger Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern, denen die einzelnen Eigenversorger gegebenenfalls unterworfen sind, den Austausch der vor Ort produzierten erneuerbaren Energie untereinander vereinbaren dürfen.*“

3.2.3. Überregulierung behindert die Vor-Ort-Versorgung

Hinzu kommt, dass die bisher dargestellten regulatorischen Rahmenbedingungen für die Errichtung der PV-Anlage und die Nutzung des Stroms nur diese technische Komponente betreffen. Planen Investor:innen bei der **lokalen Energieversorgung vor Ort** hingegen darüber hinaus die Verknüpfung mit Speichern, einer Wärmepumpe oder einer Ladesäule bzw. Wallbox, führt das zu immensen bürokratischen Pflichten (vgl. Fallbeispiel 4).

Im Energierecht sind zahlreiche Punkte verankert, die darauf abzielen, jede Kilowattstunde bis in den letzten Winkel der Unterverteilung nachzuverfolgen. In einem dezentralen Energiesystem resultieren aus dieser überkommenden Herangehensweise zahlreiche – vor allem messtechnische – Herausforderungen, die oft zum K.O.-Kriterium für **Nahversorgungskonzepte** werden. Zwar lassen sich Messkonzepte technisch in der Regel abbilden, werden aber vom zuständigen Verteilnetzbetreiber oftmals (mit oder ohne Rechtsgrundlage) abgelehnt oder sind in der Umsetzung so teuer oder raumbedürftig (mehrere RLM-Zähler, zweiter Zählerschrank), dass sie die Wirtschaftlichkeit zum Kippen bringen. Viele PV-Anlagen werden heute aus diesem Grund nicht errichtet.

¹⁶ vBVH 2020: Gemeinschaftliche Eigenversorgung mit Solaranlagen: Rechtlicher Status Quo und Anpassungsoptionen: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/gemeinschaftliche-eigenversorgung/>

Grund dafür ist der bisherige Ansatz in der Regulatorik, den Einsatz von Energietechnologien komponentenweise zu regeln. So sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Zuge der rasanten technischen Entwicklung auf dem Energiemarkt mehr oder weniger organisch gewachsen. Eine systemische Betrachtung der Energieversorgung vor Ort als Ganzes, wie sie heute für die klimaneutrale und sektorgekoppelte Versorgung möglich ist, erfolgt hingegen aus regulatorischer Sicht bisher noch nicht. Gleichwohl erfordern die neuen Gegebenheiten auch mit Blick auf das zu erreichende Zielsystem eine **Abkehr von dieser komponentenweisen Regulierung und machen eine systemorientierte Betrachtung erforderlich.**

Im Sinne der Vor-Ort-Versorgung könnten sogenannte „**Behind the Meter**“-Konzepte im Markt erlaubt werden, die Gebäudeeigentümer:innen für den hinter dem Netzanschlusspunkt erzeugten und verbrauchten Strom mehr Freiheit ermöglichen und diesen gleichzeitig verpflichtet oder stark anreizt, dass sich das lokale Energiesystem netzdienlich verhält.¹⁷

Fallbeispiel 4: „Klimaneutrales 2-Familienhaus“

In einem 2-Familienhaus wohnen Familie A und B, die eine 35 kWp-PV-Anlage errichten wollen und zudem einen Speicher, und eine Wallbox, an dem das E-Auto des Arbeitgebers von A geladen werden soll. Daraus ergeben sich folgende regulatorische Anforderungen, die Familie A und B überfordern:

- ✓ Eigenversorgung nur möglich in Bezug auf den Gemeinschaftsstrom (Außenbeleuchtung des Hauses)
- ✓ Im Übrigen volle EEG-Umlage für alle vor Ort verbrauchten Strommengen
- ✓ Pflicht zur separaten Messung/Erfassung von erzeugter Strommenge, Gemeinschaftsstrommenge, eingespeicherter Strommenge, ausgespeicherter Strommenge, Speicherverlusten, in E-Auto 1 vertankter Strommenge, in das Netz eingespeister Strommenge
- ✓ Pflicht zum Abschluss von Stromlieferverträgen zwischen 1. A und B-GbR und Familie A, 2. A und B-GbR und Familie B, A und B GbR und Arbeitgeber von A
- ✓ Pflicht zur Meldung der gelieferten Strommengen und der eigenversorgten Strommengen an den ÜNB
- ✓ Pflicht zur Abrechnung aller gelieferten Strommengen gemäß den Vorgaben des EnWG
- ✓ Pflicht zur Meldung der PVA zum Marktstammdatenregister
- ✓ Pflicht zur Meldung des Speichers zum Marktstammdatenregister
- ✓ Pflicht zur Meldung der Ladesäule zum Ladesäulenregister
- ✓ Weitere Pflichten...

¹⁷ Vgl. Henning, Meyer, Zuber (2021): Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/2021_07_26_White_Paper_Vor_Ort_Konzepte_Subsidiaere_Energiewende.pdf ; RLS 2020: New Deal für das Erneuerbare Energiesystem: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_New_Deal_für_das_Erneuerbare_Energiesystem_28_08_2020.pdf

3.2.4. Unklare technische Anforderungen sorgen für Verunsicherung

Eine abschreckende Wirkung auf viele potenzielle PV-Investor:innen geht von **unklaren Bestimmungen** aus. Teilweise sind diese darin begründet, dass der Gesetzgeber wichtige Anforderungen nicht näher bestimmt hat. Noch dazu existieren teilweise regional unterschiedliche Bestimmungen.

So gibt es beispielsweise keine hinreichenden Vorgaben für die Zeit, die sich ein Verteilnetzbetreiber für den **Anschluss der PV-Anlage ans Stromnetz** nehmen kann (§ 8 EEG). Und es existieren auch keine Sanktionen im Fall einer verzögerten Bearbeitung von Netzanschlussbegehren oder einer verzögerten Umsetzung von Netzanschlüssen. Auch hat der Gesetzgeber keine hinreichenden Vorgaben zu einheitlichen Netzanschlussanforderungen und Sanktionen bei Verstößen von Netzbetreibern definiert. Verzögerte Netzanschlusszusagen und langwierige Verfahren führen aber oft zur Verschleppung von Projekten und in extremen Fällen letztlich zu deren Absage. Sie stellen daher insgesamt ein erhebliches Hemmnis für einen beschleunigten Zubau von PV-Dachanlagen dar.

Eine Beschleunigung des Zubaus bedeutet mehr Anlagen und erhöhten Prüfaufwand seitens der Netzbetreiber. Eine Digitalisierung und Standardisierung ist hier zur Reduktion des Aufwandes seitens der Anlagenbetreiber:innen sowie zur Effizienzsteigerung seitens der Netzbetreiber dringend geboten. In diesem Kontext kann eine Bagatellgrenze nicht

Fallbeispiel 5: „Smart-Meter-Rollout“

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurde 2016 eine Einbaupflicht für Smart Meter beschlossen. Diese „Zwangsbeglückung“ mit neuen Zählern führt für PV-Anlagenbetreiber:innen zu Mehrkosten bei Bestandsanlagen, ohne dass diese neuen Zähler einen Nutzen haben. Verzögerungen bei der Umsetzung und unklare Bestimmungen sorgen für bei Betreiber:innen für Verunsicherung.

Fallbeispiel 6: „Brandschutz“

Auf einem Reihenhaushaus soll eine PV-Anlage errichtet werden. Ob das wirtschaftlich möglich ist, entscheidet sich mancherorts aufgrund der Brandschutzbestimmungen. Gemäß der jeweiligen Landesbauordnungen sind etwa in Hessen 1,25 Meter Abstand zu einer Brandschutzwand einzuhalten, in Bayern unter gewissen Voraussetzungen 0,5 Meter und in Baden-Württemberg ist kein Mindestabstand definiert.

nur kurz- sondern auch mittelfristig ein wichtiger Lösungsbaustein sein. Durch eine Bagatellgrenze von 30 kVA anstelle der aktuell verankerten 10,8 kWp für ein **vereinfachtes Netzanschlussbegehren und Inbetriebnahmeprotokoll** könnte die Anzahl der durch die Netzbetreiber zu prüfenden Projekte drastisch zu reduziert werden.

Für Anlagen > 30 kVA ist eine erweiterte Prüfung technisch geboten. Hier gilt es jedoch die entsprechenden Anforderungen übergreifend, also nicht in den **technischen Anschlussbedingungen** und damit auf Ebene des Netzbetreibers, sondern in den einschlägigen

Normen bzw. Anwendungsregeln, zu definieren. Gleichzeitig sollten im EEG eindeutige Bearbeitungsfristen definiert sein und auch klar geregelt werden, welche Konsequenzen eine Nichteinhaltung dieser Fristen nach sich zieht.

Auch gibt es bisher für die **Meldung einer PV-Anlage** beim PV-Netzbetreiber keine standardisierten Vorgaben zu den einzureichenden Unterlagen und für den Übermittlungsweg. Hinderlich und häufiger Grund für juristischen Beratungsbedarf sind in vielen Fällen auch die technischen Vorgaben für den **Netzanschluss und die Messung** insbesondere in Bezug auf den Einbau von intelligenten Messsystemen (vgl. § 9 EEG – vgl. Fallbeispiel 5¹⁸) oder die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nach § 9 Abs. 3, da im städtischen Bereich ggf. bei mehreren Solaranlagen an verschiedenen Netzverknüpfungspunkten mehrfach teure Messtechnik installiert werden muss. Aber auch die hohen Anforderungen beim Einsatz von Balkon-Steckmodulen (vgl. Fallbeispiel 7¹⁹) oder die regional stark variierenden Anforderungen können sich – wie etwa beim **Brandschutz** – hemmend auf den PV-Zubau auswirken (vgl. Fallbeispiel 5).

Auch außerhalb des Energierechts müssen Lösungen gefunden werden, um Vergaben zu vereinfachen. Insbesondere für private Anlagenbetreiber:innen ist die **steuerliche Behandlung von PV-Anlagen** das viel zitierte Buch mit sieben Siegeln. So bietet das Steuerrecht die

Fallbeispiel 7: „Balkon-Solarmodule“

Wer ein Mini-Stecker-PV-Modul am Hausnetz anschließen möchte, muss dies beim Netzbetreiber melden. Vielerorts werden die Anforderungen des Netzbetreibers als zu hoch eingeschätzt und auf den Einbau verzichtet.

Möglichkeit, den Betrieb der PV-Anlage als unternehmerische Tätigkeit zu behandeln. Entsprechend kann die Mehrwertsteuer in diesem Fall auf den Kaufpreis erstattet werden. Ohne diese Erstattung rechnen sich viele PV-Anlagen aufgrund sinkender Vergütung oft nicht mehr. Interessierte PV-Betreiber:innen stehen dann vor der Wahl, entweder eine PV-Anlage ohne Erstattung der Mehrwertsteuer zu errichten, die sich dann ggf. nicht amortisiert, oder sich mit diesen steuerlichen Anforderungen auseinandersetzen zu müssen. Hier hat das Bundesfinanzministerium (BMF) zum Jahreswechsel 2021 mit einem Verwaltungsdekret versucht, mit einer

10 kWp Grenze eine Vereinfachung zu erzielen, indem diese PV-Anlagen steuerlich als Liebhaberei deklariert werden können. Allerdings reduziert sich dadurch die Komplexität nur mit Blick auf die einkommenssteuerrechtliche Behandlung, auf die umsatzsteuerrechtliche Behandlung hat diese keine Auswirkung. Zudem wurde hier ein weiterer Anreiz geschaffen, dass Anlagen klein dimensioniert werden und beispielsweise anstelle der maximal möglichen 16 kWp nur 9,9 kWp gebaut werden, was das Ziel, den Zubau zu beschleunigen, konterkariert.

All diese Beispiele verdeutlichen, dass die Planung, Realisierung und der Betrieb von PV-Anlagen heute mit einem großen bürokratischen Aufwand verbunden ist. Für viele Dachbesitzer:innen wirkt das abschreckend. **Vereinfachungen sind im Sinne eines beschleunigten PV-Zubaus dringend geboten.**

¹⁸ Vgl. Umfrage im PV-Forum im Auftrag von ComMetering (2019): https://www.commetering.de/pdf/ComMetering_Umfrage_PV-Betreiber_Smart-Meter-Rollout_Jan-2019-.pdf

¹⁹ Vgl. Umfrage im PV-Forum im Auftrag von Green Planet Energy (2021): Den Photovoltaik-Boom entfesseln: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/Forderungspapier_Photovoltaik-Boom_entfesseln_Green_Planet_Energy_Sept._21.pdf

4. Fazit

4.1. Leitplanken einer klugen PV-Politik

Rund 70 % der installierten PV-Kapazität wurde bislang auf Dächern errichtet. Aber die Potenziale sind längst nicht ausgeschöpft. **In den kommenden Jahren braucht es zur Erreichung der Klimaziele einen jährlichen Zubau in Höhe von zehn bis 20 Gigawatt.** Dies kann nur gelingen, wenn das Segment für PV-Dachanlagen für interessierte Investor:innen attraktiv gestaltet wird. Dafür muss einerseits der wirtschaftliche Betrieb wieder möglich sein und andererseits der bürokratische Aufwand reduziert werden.

Der aktuelle regulative Rahmen ist aber von **zahlreichen Hemmnissen** geprägt, die dieser notwendigen Beschleunigung des PV-Zubaus bisher entgegenstehen (vgl. Abb. 7).

Übersicht der wichtigsten Hemmnisse für PV-Dachanlagen	
Gefährdete Wirtschaftlichkeit	Übermäßige Bürokratie
<ol style="list-style-type: none">1. Degressionsmechanismus verschlechtert Investitionsklima2. Volatilität und Kostendruck verstärken Handwerker-Engpass3. Streichung der EEG-Umlage würde Eigenversorgung unattraktiver machen4. Ausschreibungsregelungen bremsen Zubau von großen PV-Anlagen	<ol style="list-style-type: none">5. Anforderung der Personenidentität verhindert viele PV-Projekte6. EU-Vorhaben für gemeinschaftliche Eigenversorgung nicht umgesetzt7. Überregulierung behindert die Vor-Ort-Versorgung8. Unklare technische Anforderungen sorgen für Verunsicherung

Abb. 7: Übersicht der wichtigsten Hemmnisse für PV-Dachanlagen (eigene Darstellung)

Es besteht dringender Handlungsbedarf. Die nächste Bundesregierung muss hier ansetzen und den Rechtsrahmen zielgerichtet weiterentwickeln. **Eine kluge PV-Politik** wird sich dabei dadurch auszeichnen, dass sie neben der Formulierung geeigneter Ausbauziele ein gutes und einladendes Investitionsklima schafft. Anhand der bisherigen Erfahrungen und als Essenz der vorgenommenen Kurzanalyse lassen sich **vier zentrale Leitplanken** formulieren, denen zukünftige Regelungen gerecht werden sollten, damit der PV-Zubau erheblich beschleunigt werden kann. Es braucht demnach **Rechtsklarheit**, die Investitionssicherheit schafft. Zudem müssen Maßnahmen und Gesetze in sich **kohärent** und die Regeln **einfach, verständlich und rechtssicher in ihrer Anwendung** sein. Widersprüche gilt es zu vermeiden. Und schließlich müssen PV-Anlagen auch weiterhin **wirtschaftlich** betrieben werden können.

Die Überwindung der skizzierten Markthemmnisse erfordert eine zielgerichtete **Reform und Weiterentwicklung des Rechtsrahmens**. Im Sinne eines beschleunigten Ausbaus von Photovoltaik-Dachanlagen muss diese im Zentrum der Energiepolitik der kommenden Regierung stehen.

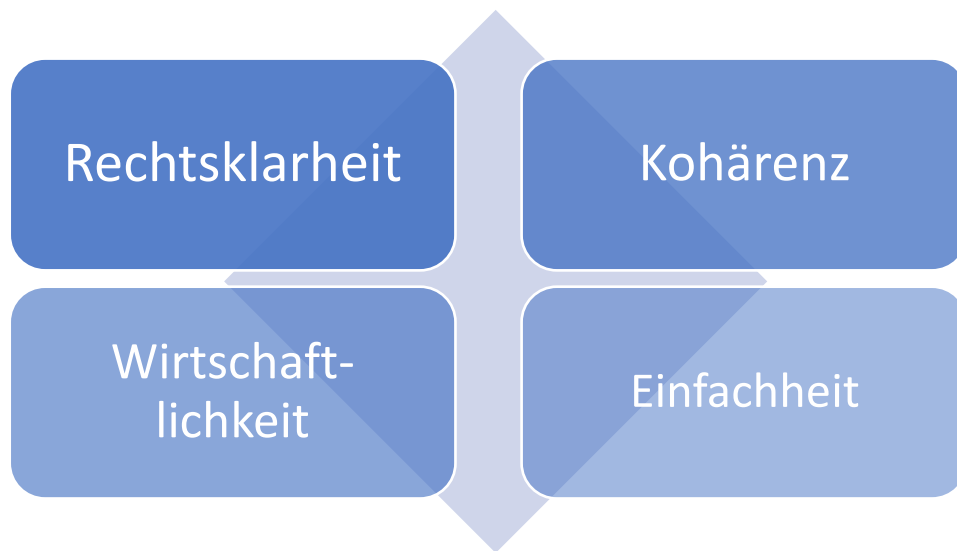


Abb. 8: Vier Leitplanken einer klugen PV-Politik (eigene Darstellung)

4.2. Handlungsempfehlungen im Überblick

Die wichtigsten beiden Stellschrauben, um den Ausbau der PV-Dachanlagen zu beschleunigen sind es, die **Wirtschaftlichkeit wiederherzustellen und bürokratische Hürden abzubauen**. Aus der vorgenommenen Analyse lassen sich dahingehen punktuelle Handlungsempfehlungen für den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb bzw. zur Überwindung bürokratischer Hemmnisse ableiten, die an dieser Stelle noch einmal gebündelt benannt werden.

(1) Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit für die Einspeisung von PV-Strom

- Grundsätzlich sind wirtschaftliche Rahmenbedingungen für bürokratisch einfache, wirtschaftlich tragfähige Volleinspeisung zu schaffen.
- Aufgrund der sinkenden EEG-Förderung und gleichzeitig steigenden Kosten rechnen sich aber viele PV-Anlagen heute nicht mehr.

(2) Modifikation des Degressionsmechanismus

- In seiner jetzigen Form wirkt der atmende Deckel dem Anspruch eines beschleunigten Marktwachstums massiv entgegen.
- Kurzfristig könnte z.B. durch die Einführung eines höheren Ausgangswertes, einer monatlichen Anpassung (schnellere Reaktion), anderer Schwellen oder geringerer Reduktionen eine Abhilfe geschaffen werden. Zudem könnte in einer Verordnungsermächtigung festgelegt werden, dass die Bundesregierung auch ohne gesetzliche Änderungen kurzfristige Anpassungen zur Marktbelebung vornehmen könnte.

- Grundsätzlich ist aber zu diskutieren, inwieweit der atmende Deckel angesichts des zwischenzeitlich erreichten Preisniveaus überhaupt noch zeitgemäß ist, denn ein volatiler Markt ist bei gleichzeitigem Kostendruck im Sinne der zu überwindenden, knappen Installationskapazitäten im Handwerk kontraproduktiv.

(3) Schaffung von Investitionssicherheit zur Überwindung des Handwerkerengpasses

- Der Kostendruck, der zuletzt u.a. durch eine sinkende EEG-Förderung entstanden ist, erweist sich als Gefahr für „gute Arbeit“ bei den Installationsbetrieben, indem z.B. Bedingungen der Arbeitssicherheit oder der Mindestlöhne ausgehöhlt werden.
- Der Markt braucht Verlässlichkeit im Sinne eines steten (nicht volatilen) Wachstums sowie klare Signale, dass sich die Investition in Montageteams und Fachpersonal lohnen.

(4) Zukunftsfähige Ausgestaltung von Eigenversorgungskonzepten

- Die Auswirkungen der Streichung der EEG-Umlage auf den gewünschten Ausbau der Photovoltaik sollten noch tiefgreifender untersucht werden. Dabei sind insbesondere erwartbare negative Effekte deutlich herauszuarbeiten und Lösungsansätze für ihre Heilung zu entwickeln.
- Das Modell der Eigenversorgung sollte in ein umfassendes Konzept der Vor-Ort-Versorgung („behind the meter“) überführt werden (s.u.).

(5) Überarbeitung des Ausschreibungsregimes für große PV-Dachanlagen

- Ein zwangsläufiger Hebel zur Beschleunigung des Ausbaus von großen PV-Dachanlagen ist eine deutliche Anhebung der Ausschreibungsvolumina.
- Im Sinne einer verminderten Bürokratie bedarf es zudem einer Beschränkung der Ausschreibungspflicht auf Dachanlagen ab einem Megawatt installierter Leistung.
- Zudem sollte das gescheiterte Optionsmodell für PV-Anlagen ab 300 kWp Leistung nach § 48 Absatz 5 EEG abgeschafft werden.
- Das Eigenversorgungsverbots nach § 27a EEG im Rahmen der Ausschreibung sollte abgeschafft werden.
- Im Sinne einer klimagerechten Ausbaudynamik muss die neue Bundesregierung sich bei der Überarbeitung der EU-Beihilfeleitlinien gegen eine Absenkung der Ausschreibungsgrenze einsetzen.
- Zur Kompensation der teilweise sehr hohen Kosten für Netzanschlüsse sollte über eine gezielte Förderung nachgedacht werden.

(6) Gleichsetzung von Eigenversorgung und Direktlieferung

- Die Regelungen zur Personenidentität bei Eigenverbrauchskonzepten macht viele PV-Projekte unattraktiv. Daher braucht es mindestens einer Verankerung einer Bagatellgrenze bzw. eines Nahstromkonzepts für die dezentrale Energieversorgung mit einer Anlagenleistung von bis zu 30 kWp, nach dem Betreiber:innen entsprechender Anlagen von bestimmten Anforderungen gemäß EEG und EnWG auch dann befreit sind, wenn nicht nur eine Eigenversorgung erfolgt, sondern auch Dritte vor Ort beliefert werden.
- Alternativ wäre auch eine Gleichsetzung des Direktverbrauchs innerhalb eines Gebäudes mit den Regelungen der Eigenversorgung denkbar. Die Verantwortung für die Abrechnung

gegenüber den Parteien läge dann bei Anlagenbetreiber:innen und könnte über private Messtechnik realisiert werden.

(7) Umsetzung der EU-Vorgaben im Bereich gemeinschaftlicher Eigenversorgung

- Viele Hemmnisse im PV-Dachmarkt können beseitigt werden, wenn die Umsetzung der Vorgaben zur gemeinschaftlichen Eigenversorgung gemäß Artikel 21 Absatz 4 der RED II erfolgt.

(8) Etablierung eines neuen Konzepts der Vor-Ort-Versorgung (mittelfristig)

- Die neue Bundesregierung sollte die regulatorische Etablierung von Nahversorgungskonzepten voranbringen. Durch die Umsetzung sogenannter „Behind the Meter“-Konzepte sollten die Gebäudeeigentümer:innen für den hinter dem Netzanschlusspunkt erzeugten und verbrauchten Strom mehr Freiheit erhalten und zugleich Anreize gesetzt werden, die Netzdienlichkeit des lokalen Energiesystems sicherzustellen.

(9) Vereinfachung der steuerrechtlichen und braurechtlichen Vorgaben

- Vor allem die steuerlichen Regelungen führen bei vielen PV-Betreiber:innen zu hohen bürokratischen Aufwänden. Eine Vereinfachung und Überarbeitung der einkommens- und umsatzsteuerrechtlichen Regelungen bei PV-Anlagen könnte Abhilfe schaffen.
- Eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der stark variierenden brandschutzrechtlichen Anforderungen (an Photovoltaikanlagen) in den Landesbauordnungen würde die Umsetzung vieler PV-Projekte vereinfachen.

(10) Beschleunigung von Netzanschluss und Inbetriebnahme

- Die verzögerte Bearbeitung von Netzanschlussbegehren und die verzögerte Umsetzung von Netzanschlüssen ist eines der Haupthindernisse für potenzielle PV-Dachanlagen-Betreiber:innen.
- Im Sinne des beschleunigten Ausbaus sollten verbindliche Vorgaben für die Zeit, die sich ein Verteilnetzbetreiber für den Anschluss der PV-Anlage ans Stromnetz nehmen kann, gemacht und Sanktionen im Fall von Verzögerungen etabliert werden.
- Eine weitere Lösung liegt in der Anhebung der Bagatellgrenze für ein vereinfachtes Netzanschlussbegehren und des Inbetriebnahmeprotokolls von aktuell 10,8 kWp auf 30 kVA.
- Ferner braucht es eine klare Definition von Vorgaben zu einheitlichen Netzanschlussanforderungen und von Sanktionen bei Verstößen seitens des Netzbetreibers.
- Für die erweiterte technische Prüfung für Anlagen > 30 kVA gilt es, die entsprechenden Anforderungen übergreifend, also nicht in den technischen Anschlussbedingungen und damit auf Ebene des Netzbetreibers, sondern in den einschlägigen Normen bzw. Anwendungsregeln, zu definieren. Gleichzeitig sollten im EEG eindeutige Bearbeitungsfristen definiert sein und auch klar geregelt werden, welche Konsequenzen eine Nichteinhaltung dieser Fristen nach sich zieht.
- Zudem braucht es eine vereinfachte, standardisierte Anmeldung für „Balkon-Solarmodule“ beim Netzbetreiber.