

PV Think Tank



10+ Gigawatt Photovoltaik pro Jahr

50 Handlungsempfehlungen, um den
PV-Markt in der kommenden Legislatur-
periode zu entfesseln



INHALT

I	Ein hoher Photovoltaik-Zubau ist nötig, möglich und wünschenswert	5
	Schneller Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich	5
	Be fast, be innovative, be sustainable	6
	Erfolgsgeschichte der PV fortsetzen	7
II	Ein PV-Programm für die nächste Legislaturperiode	8
	Die kommenden fünf Jahre sind entscheidend	8
	Blick nach vorn, statt Blick zurück	9
	PV-Zubau gezielt entfesseln	9
	Ab der Bundestagswahl konkret werden	11
	50 Maßnahmen für 50 GW PV-Zubau	11
III	Lösungen für alle Segmente: Small is beautiful, big is powerful – big is beautiful, small is powerful	14
	Solarparks	14
	Große-PV-Dachanlagen	18
	Kleine und mittlere PV-Dachanlagen	22
	Vor-Ort-Versorgung	25
	Besondere Solaranlagen	29
IV	Fazit: Die Maßnahmen für einen PV-Boom liegen auf der Hand. Man muss es nur wollen.	32

ÜBER DEN PV THINK TANK



Der PV Think Tank ist ein loser Zusammenschluss von Expertinnen und Experten, die sich mit der Zukunft der Photovoltaik in Deutschland befassen. Der Think Tank ist im Jahr 2011 initiiert worden. Seither ist der PV Think Tank in rund 50 Workshop-Terminen zusammengekommen, um Fachfragen der Photovoltaik zu diskutieren. Aus dieser informellen Plattform sind bislang verschiedene Aktivitäten entstanden. So etwa eine Studie zur Dezentralität¹ (2013), eine Kampagne zur Bürgerenergie² und ein Vor-Ort-Strom-Bericht³ (2017). Der Think Tank wurde bzw. wird von der Haleakala-Stiftung sowie der Reiner Lemoine Stiftung unterstützt und wird vom Engagement der Mitglieder getragen.

Zu den Unterstützer:innen des Think Tanks gehören derzeit rund 30 Personen, die sich seit 2020 punktuell in die Debatten über die Zukunft der Photovoltaik eingebracht haben. Dazu gehören unter anderem: Alexander Krauz, Anya Heider, Arndt Börkey, Bernhard Strohmayer, Carolin Schenuit, Carsten Pfeiffer, Daniel Hölder, Eberhard Holstein, Fabian Zuber, Felix Dembski, Felix Schäfer, Florian Valentin, Holger Krawinkel, Johannes Lackmann, Karl-Heinz Remmers, Karsten Neuhoff, Marieluise Hoppenbrock, Markus Meyer, Matthias Dilthey, Paul Grunow, Ricardo Reibsch, Robert Busch, Silvana Tiedemann, Thomas Hager, Thorsten Lenck, Tobias Kurth und Volker Quaschnig. Die Formulierungen im vorliegenden Impulspapier stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung dieser Personen dar.

ÜBER DAS IMPULSPAPIER

Mit der vorliegenden Wortmeldung des PV Think Tank möchten die Mitglieder zeigen, dass die PV-Technologie reif ist und in hohem Tempo noch besser wird. Ein stabiler jährlicher Zubau im zweistelligen Gigawattbereich in Deutschland ist möglich und stellt die gute Lösung dar, zügige, günstige und akzeptanzgetragene Fortschritte beim Klimaschutz zu erreichen.

Das vorliegende Papier befasst sich mit den folgenden Kernfragen:

“Wie schaffen wir in der kommenden Legislaturperiode einen PV-Ausbau von über 10 Gigawatt im Jahr? Und welche politischen Maßnahmen sind nötig, um in der kommenden Legislaturperiode dafür den rechtlichen Rahmen zu setzen?“

Dazu hat sich der PV Think Tank seit Anfang 2020 in mehreren Sitzungen befasst. Nach Segmenten strukturiert wurde – von Solarparks bis hin zu kleinen Eigenverbrauchsanlagen – über die aktuelle Situation, die Hemmnisse und die Lösungen für einen stärkeren Ausbau gesprochen. Folgende Inputs wurden dazu gegeben und anschließend diskutiert.

Die Photovoltaik und der Wandel im Energiesystem

- Arndt Börkey und Markus Meyer: „Neues Marktmodell für die PV – faire und transparente Integration dezentraler PV-Anlagen“
- Eberhard Holstein: „Energiesystemdesign für das Erneuerbare Energiesystem“
- Johannes Lackmann: „Photovoltaik ohne Bürokratie attraktiv machen“

1 www.bvmw.de/fileadmin/03-Themen/Energie/Dateien/Studie_zur_dezentralen_Energiewende.pdf.pdf

2 www.buendnis-buergerenergie.de/

3 www.haleakala-stiftung.de/vor-ort-strom/

Boom der großen Solarkraftwerke

- Karl-Heinz Remmers: „Bedarf, Chancen, erforderliche Rahmenbedingungen“
- Silvana Tiedemann: „PV im Ausschreibungssegment“
- Tobias Kurth: „PV im PPA-Segment“

Evolution des PV-Marktes im Spannungsfeld von Eigenversorgung und Einspeisung

- Torsten Lenck: „Bilanzierung und Systemnutzen des PV-Eigenverbrauchs“
- Felix Dembski: „Kleine Direktvermarktung für PV-Anlagen“
- Felix Schäfer: „Eigenversorgung und Einspeisung neu gedacht: so werden BürgerInnen zum Treiber des PV-Ausbaus“

PV & Ordnungsrecht

- Holger Krawinkel: „Aktuelle und künftig notwendige Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes für den Einsatz von PV“
- Marieluise Hoppenbrock: „PV-Pflicht auf Länderebene“
- Thorsten Müller: „Optionen der bundesweiten PV-Pflicht“

Gewerbe-PV & Dachsegment 100 kW+

- Bernhard Strohmayer: „Aktueller Zubau, Einschätzung von Änderungen durch das EEG2021, Hebel zur Komplexitätsreduktion“
- Sebastian Bolay: „Gewerbe-PV aus der Perspektive von Gewerbe/Handel/Industrie“
- Thomas Hager: „Große Dach-PV – Markteinblick und -ausblick“

Die Essenz dieser Austauschrunden und die hergeleiteten Empfehlungen für die Zukunft sind hier zusammengefasst. Die vorliegenden Empfehlungen beziehen sich dabei konkret auf den Zeitraum 2021 bis 2025. Sie sind zudem von der Erkenntnis getragen, dass diese Entwicklung voller Chancen ist und mutig angepackt werden sollten. Einen signifikanten PV-Zubau in den kommenden fünf Jahren auszulösen, ist ein politisches Gewinnerthema. Man muss es nur wollen. Und wissen, wie es gehen kann.

IMPRESSUM

PV Think Tank (2021): 10+ Gigawatt Photovoltaik pro Jahr: 50 Handlungsempfehlungen, um den PV-Markt in der kommenden Legislaturperiode zu entfesseln

Redaktion: Fabian Zuber, Carsten Pfeiffer, Bernhard Strohmayer

Layout und Grafiken: Studio Frühling / Titelfoto: Stephan Franz

Veröffentlicht im Mai 2021





EIN HOHER PHOTOVOLTAIK-ZUBAU IST NÖTIG, MÖGLICH UND WÜNSCHENSWERT

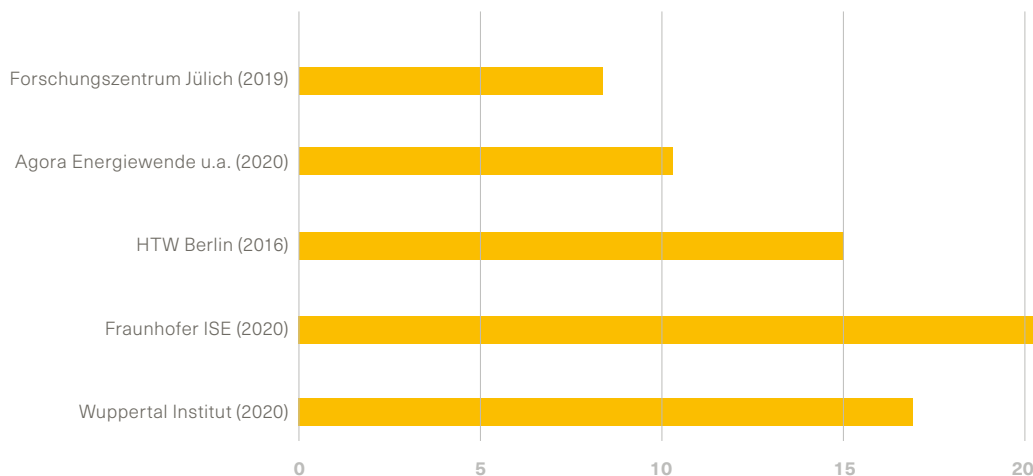
1. Schneller Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich

Mehrere Entwicklungen führen dazu, dass der Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energiequellen sehr schnell zunehmen wird. Die Hauptentwicklungen sind die Verdrängung fossiler Energieträger zum Zwecke des Klimaschutzes⁴ sowie die direkte und indirekte Elektrifizierung der anderen Sektoren. Dies wird den Stromverbrauch in Deutschland und Europa massiv erhöhen.

Es liegt also auf der Hand, dass der Zubau der Wind- und Solarenergie in diesem Jahrzehnt deutlich angehoben werden muss. Dabei sind der Windenergie aufgrund der Flächenrestriktionen deutlich engere Grenzen gesetzt als der Solarenergie. PV-Freilandanlagen benötigen auch im Vergleich zur Bioenergieerzeugung ungleich weniger Fläche. Und mit PV-Dachanlagen können zudem zusätzliche Synergien bei der Dekarbonisierung des Wärme- und Mobilitätssektors gehoben werden.

Daraus abgeleitet wird davon ausgegangen, dass der jährliche Zubau der Photovoltaik in der nächsten Legislaturperiode sehr schnell in den zweistelligen Gigawattbereich (GW) gehen und danach weiter ansteigen muss. Die Einschätzung über den erforderlichen Zubau sind abhängig von den konkreten Klimaschutzzielsetzungen sowie den Annahmen der Entwicklung des Stromverbrauchs. Bei ambitionierteren Annahmen bzgl. Klimaschutz und Elektrifizierung (direkt und indirekt) kann der Zubaubedarf auch auf über 20 GW/Jahr steigen.⁵

Energieszenarien empfehlen hohen PV-Zubau (GW / Jahr)



Erforderlicher PV-Zubau pro Jahr gemäß verschiedenen Studien für das Szenario 100 % Erneuerbare Energien⁶

⁴ Das Pariser Klimaschutzabkommens erfordert ein schnelles Auslaufen der fossilen Energiegewinnung. Auch wenn umstritten ist, dass die absehbare Zielsetzung des EU-Green-Deals dafür bereits ausreicht, das Pariser Klimaschutzabkommen umzusetzen, bedeutet bereits eine Anhebung der Treibhausgas-Reduktionsziele auf lediglich 55%, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien in Deutschland am Endenergieverbrauch von 2020 bis 2030 mindestens verdoppelt werden muss – siehe hierzu auch das Impact-Assessment.

⁵ Vgl. z.B. Wuppertal-Institut 2020: https://fridaysforfuture.de/wp-content/uploads/2020/10/FFF-Bericht_Ambition2035_Endbericht_final_20201011-v.3.pdf

⁶ Vgl. u.a. Quaschnig (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende In: Journal of Power Sources, Band 325, S. 37; Prognos; Öko-Institut und Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland; Wuppertal-Institut (2020): https://fridaysforfuture.de/wp-content/uploads/2020/10/FFF-Bericht_Ambition2035_Endbericht_final_20201011-v.3.pdf

Die Basis für eine erfolgreiche PV-Politik ist gegeben

Heute werden bereits erste PV-Anlagencluster im förderfreien Bereich mit mehreren hundert Megawatt geplant. Es entstehen zunehmend förderfreie Anlagen über Power-Purchase-Agreements (PPA). Aber nach wie vor wird der PV-Zubau maßgeblich durch das Ausschreibungsvolumen gesteuert. Hinzu kommen weitere zusätzliche Gigawatt an PV-Anlagen auf Dächern. Eine substantielle Erhöhung ist hier möglich, wenn Vor-Ort-Versorgungskonzepte weiter vereinfacht werden. Die vorhandenen Trends zu stärken, ist die kurzfristig aktivierbare Lösung zur Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit Erneuerbarer Energien: PV-Großanlagen liefern Volumen zu günstigen Kosten. Innovative PV-Anlagen in der EEG-Ausschreibung oder finanziert über PPA liefern in Kombination mit Speichern und Sektorenkopplern die Stabilität im System. Und PV-Anlagen auf Gebäuden aktivieren das Dachflächenpotenzial effektiv und dezentral. Die Basis für einen substantiell höheren Ausbau ist vorhanden und ein zweistelliger GW-Zubau pro Jahr ist möglich.

2. Be fast, be innovative, be sustainable

Wir müssen schnell sein. Und der schnelle Ausbau muss nachhaltig sein.

Schnelligkeit bedeutet, dass sich oft beliebte Fragen des "Entweder – Oder" oder des "zuerst das Eine und dann das Andere" nicht stellen. Wenn wir erst die Dächer mit Solarmodulen bedecken wollen und dann auf das Freiland gehen, verlieren wir viel zu viel Zeit. Das gleiche gilt für den Ausbau von Netzen und den Zubau von Speichern. Ansätze, wonach man sich erst auf das Eine und dann auf das Andere konzentrieren soll, führen nur dazu, dass wertvolle Geschwindigkeit verloren geht. Wir werden jeweils beides in großem Umfang benötigen und das sehr schnell. Gleiches gilt für die Fragen, ob große oder kleine Speicher, stationär oder mobil, ob Angebotssteuerung oder Nachfragemanagement. Wir werden sehr viele Flexibilitätsoptionen in sehr schneller Zeit entwickeln müssen. Es ist dabei eine Stärke der Photovoltaik, dass sie vielfältig ist und passgenaue Lösungen in allen Größenklassen erlaubt.

Zugleich tun wir gut daran, innovativ zu sein.

Über vieles kann man endlos diskutieren. Wir können es aber auch einfach ausprobieren. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) kann stärker zu einem Innovationsinstrument weiterentwickelt werden, in dem viele Ansätze getestet werden können. Was sich bewährt, wird dann weiterverfolgt. Oftmals entwickeln sich auf der Grundlage dann auch Modelle, die auf dem Markt funktionieren. Die Freilandphotovoltaik ist dafür bereits ein gutes Beispiel. In bestimmten Konstellationen ist diese dem Fördermechanismus des EEG entwachsen. Für die grundsätzliche Mengensteuerung z.B. von Freilandphotovoltaikanlagen kleinerer und mittlerer Größe und besonderen Innovationen – zum Beispiel der Kombination mit kapazitätsstarken Speichern – sollte das EEG die Risikoabsicherungsfunktion übernehmen.

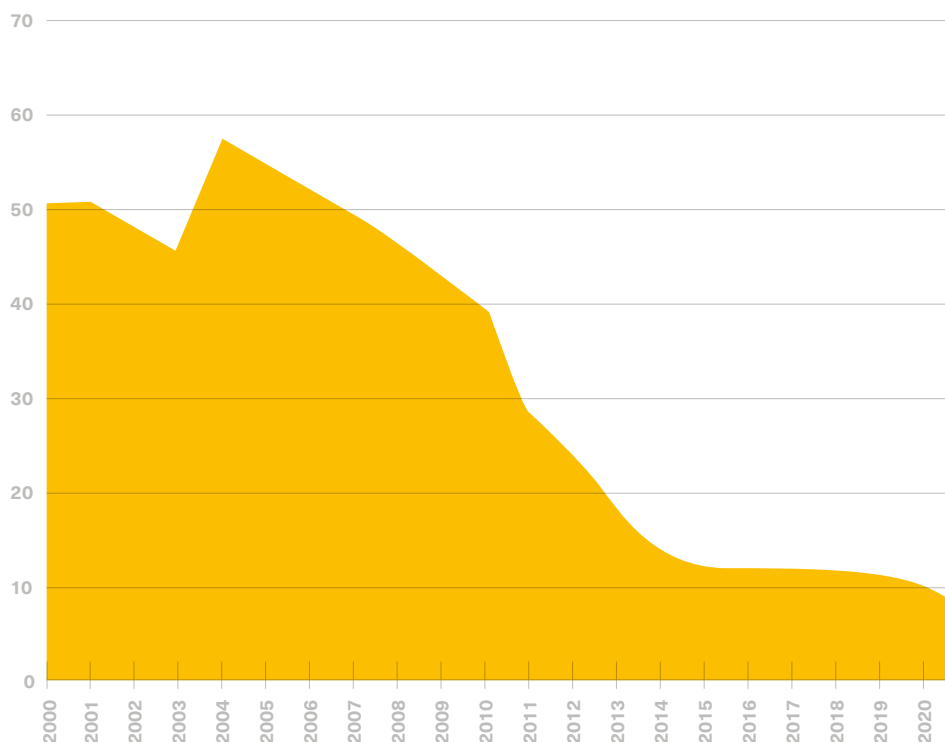
Wir brauchen einen sehr schnellen Ausbau, aber keine Überhitzung. Es gab beim Ausbau der Erneuerbaren Energien immer wieder Blasen, die dann geplatzt sind. Dafür ist keine Zeit mehr da. Wir müssen den Zubau daher so gestalten, dass er nachhaltig stattfindet. Das bedeutet auf Akzeptanz zu achten, sowie positive Wege zu zeigen und Strukturen zu schaffen, diese zu stärken. Die Menschen sollen mitbekommen, dass sie was davon haben. Zugleich sollten Anlagen dort, wo sie Flächenrelevanz bekommen, so gebaut werden, dass sie im Regelfall dazu beitragen, dass die Fläche sinnvoller genutzt wird als bisher. Das kann z.B. bedeuten, dass in Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich ertragsarmen Standorten die Biodiversität erhöht wird, oder dass mehr Energie auf einer Fläche gewonnen wird, als dies bislang durch Energiepflanzen der Fall gewesen ist. Auch können ertragsreiche Agrarflächen mittels Agri-PV weiter aufgewertet werden. Bei Dachanlagen kann Photovoltaik effektiv und direkt mit dem Wärme- und Mobilitätssektor zusammengebracht werden und neue ungenutzte Potenziale realisieren. Gleichzeitig wird günstige und grüne Energieversorgung sichtbar. Photovoltaik wird mit ihren vielfältigen Ausprägungen weiter Innovationen hervorbringen. Je weiter der Rahmen gesetzt wird, desto schneller werden die Innovationen kommen.

3. Erfolgsgeschichte der PV fortsetzen

Die Photovoltaik hat eine extrem erfolgreiche Entwicklung hinter sich: Ein Standardmodul erreichte im Jahr 2000 130 Watt_{peak} pro Quadratmeter (beste Werte). Im Jahr 2021 sind wir bei knapp 220 Watt_{peak} pro Quadratmeter. Gleichzeitig stieg die Leistung pro Moduleinheit von rund 80 auf 345 Watt_{peak}. Es gibt sogar schon – von der Fläche etwas größere – Spitzenmodule mit 500 Watt_{peak} und mehr auf dem Markt. Auch die Wechselrichtereffizienz hat sich von 80 auf bis zu 99 Prozent erhöht, somit ist der Ertrag pro Kilowatt_{peak} zusätzlich zur Moduleffizienz um mehr als 20 Prozent gestiegen. Weil beispielsweise auch das Schwachlichtverhalten der Module besser wurde, wird heute pro Watt_{peak} gut doppelt so viel Energie produziert als vor 20 Jahren. Die Technik und die Flächeneffizienz sind also deutlich besser geworden.

Das führte zu immensen Kostensenkungen. Die Kosten pro Kilowattpeak Leistung einer PV-Anlage sind von über 12.000 Euro Ende der neunziger Jahre auf ab 500 Euro pro Kilowattpeak in großen Megawattanlagen gefallen. Die Preise für Solarstrom fielen von über 50 Cent/Kilowattstunde für die im Jahr 2000 installierten kleinen Anlagen auf Einstiegspreise in Megawattanlagen von 1,5 Cent/Kilowattstunde (Dubai) und unter 4 Cent/Kilowattstunde in Deutschland.⁷ Und selbst kleine PV-Dächer erhalten heute nur noch einen Bruchteil der Vergütung wie zu Beginn der 2000er-Jahre (vgl. Abb. 2).

Sinkende Vergütung für kleine PV-Dachanlagen (in Cent / kWh)



Vergütung für kleine PV-Dachanlagen in Deutschland von 2000-2021

⁷ vgl. auch https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Der Weltmarkt ist aufgrund des deutschen EEG von etwa 0,5 GW im Jahr 2000 auf ein Volumen von über 123 GW im Jahr 2020 gestiegen – Tendenz wachsend. Die Produktionskapazitäten werden weiterhin massiv ausgebaut, sodass wir laut Bloomberg New Energy Finance (BNEF) im Jahr 2021 bis zu 209 Gigawatt Photovoltaik zubauen werden.⁸ Die „State-of-the-Art“-Produktionskapazitäten werden weit über 200 GW liegen. Auch 500 Gigawatt Zubau/Jahr sind in diesem Jahrzehnt weltweit zu erwarten. Das wäre dann das Tausendfache des Zubaus des Jahres 2000.

Die alten PV-Anlagen mit zusammen maximal 100 Megawatt, deren hohe EEG-Vergütung am 1. Januar 2021 ausgelaufen ist, schaffen in der EEG-Umlage den Raum für bis zu 10 Gigawatt an neuen Freilandanlagen (gleitende Marktprämie) – wenn das kein großer Erfolg eines Gesetzes ist.

Solarstrom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen kostet deutlich weniger als Strom aus KWK-Anlagen, was jüngst Berechnungen des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (bne) gezeigt haben.⁹ Auch Strom aus neuen Kernkraftwerken kostet ein Vielfaches, wie man in Großbritannien oder Frankreich sehen kann.

Auch in Kombination mit Speichern zeigt sich, dass Solarstrom immer günstiger wird. Bei den ersten Innovationsausschreibungen in Deutschland setzten sich Solar-Speicher-Kombinationen mit Preisen durch, die unterhalb derjenigen der Ausschreibungsergebnisse für KWK-Anlagen liegen.¹⁰ Die Kosten für Batterien fallen parallel zu den Modulpreisen.

Die letzten Jahre haben gezeigt, dass Photovoltaik-Systeme noch lange nicht am Ende ihrer Kostensenkungskurve angelangt sind. Je größer der globale Markt, desto mehr Geld wird in die Weiterentwicklung der Technologie investiert, desto weiter sinken mit Technologieentwicklung und Skaleneffekten die Kosten und desto größer wird der Markt.

II.

EIN PV-PROGRAMM FÜR DIE NÄCHSTE LEGISLATURPERIODE

1. Die kommenden fünf Jahre sind entscheidend

Deutschland war über Jahre hinweg Weltmarktführer bei der Photovoltaik und hat die technologische Entwicklung angestoßen und vorangetrieben. Nach einer Flaute sind in den letzten Jahren die Installationsraten inzwischen wieder schrittweise angestiegen. Dazu beigetragen haben vor allem die stark gefallen Kosten. Photovoltaik gehört inzwischen auch in Deutschland zu den kostengünstigsten Stromerzeugungstechnologien bei Neuanlagen. Es spricht sehr vieles dafür, dass die Photovoltaik in den nächsten

⁸ www.pv-magazine.de/2021/02/23/bnef-erwartet-2021-starkes-wachstum-auf-dem-globalen-photovoltaik-markt/

⁹ www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/bne-inhalte/20200114_bne-Hintergrund_Vergleich_Praemien_PV_Wind_KWK.pdf

¹⁰ Die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte der PV-Ausschreibungen des Jahres 2020 lagen zwischen 5,01 bis 5,27 ct/kWh (Gleitenden Marktprämie), die Zuschläge der Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung des Jahres 2020 bei mengengewichtet durchschnittliche bei 4,5 ct/kWh (fixe Marktprämie). Im Vergleich dazu liegen die Zuschläge der KWK-Ausschreibungen des Jahres 2020 mengengewichtet durchschnittliche bei 6,23 – 6,75 ct/kWh (fixer KWK-Zuschlag). Somit werden fossile KWK-Technologien, die zusätzlich zum KWK-Zuschlag i.d.R. noch weitere vergütungswirksame Boni geltend machen können, deutlich höher gefördert als klassische und innovative PV-Anlagen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html

Jahren eine sehr viel größere Rolle beim Klimaschutz und in der Energieversorgung spielen wird.

Die nächste Legislaturperiode ist für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele entscheidend. Der jährliche Zubau der Photovoltaik kann auf (weit) über 10 GW angehoben werden, wenn die Politik die richtigen Rahmenbedingungen setzt. Die Potenziale dafür sind gegeben. Allein auf Dächern könnten in den kommenden Jahren kleinere PV-Anlagen mit einem Volumen bis zu 140 Gigawatt zugebaut werden.¹¹

Das vorliegende Papier zeigt auf, an welchen Stellschrauben dafür gedreht werden sollte, um einen jährlichen Zubau zweistelligen Gigawattbereich zu erzielen. Diese finden sich im EEG, aber auch in weiteren Politikbereichen, die man nicht gleich mit Photovoltaik oder Energieversorgung verbindet. Energiewende ist zunehmend interdisziplinär, nicht nur hinsichtlich der Aufgaben, sondern auch hinsichtlich der Chancen. Wenn die Synergien zwischen unterschiedlichen Sektoren genutzt werden, kann der PV-Ausbau einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung des Nachhaltigkeitsniveaus in Deutschland leisten.

2. Blick nach vorn, statt Blick zurück

Wir sollten den Blick nach vorne statt nach hinten richten. Gestern war Solarstrom teuer. Heute ist er günstig und schon morgen die günstigste Stromquelle – auch hier in Deutschland. Gestern ist die EEG-Umlage gestiegen, heute wird sie stabilisiert und morgen wird sie schrittweise schrumpfen, bis sie zur Erinnerung wird.

Mit dem Blick nach vorne sollten wir auch die Debatten neu ausrichten. Die Diskussion, ob Eigenverbrauch eine Chance oder ein Problem ist, ist letztlich eine aus den Jahren 2010-2012 als die EEG-Umlage stark anstieg. In wenigen Jahren wird die EEG-Umlage aber keine Rolle mehr spielen. Dafür wird der Stromverbrauch deutlich höher liegen als heute und vermutlich schnell weiter ansteigen. Wir sollten unsere Diskussionen daher von der Vergangenheit abkoppeln und auf die Zukunft ausrichten.¹² Dazu gehört dann z.B. auch präventiv mehr für die Akzeptanz der Solarparks zu tun. Oder auch eine ambitionierte Perspektive für die Vor-Ort-Versorgung zu schaffen, inklusive bürokratiearmer, guter und stabiler Bedingungen für Eigenverbrauchsgeschäftsmodelle. Heute sind diese noch maßgeblich von einer hohen EEG-Umlage abhängig. Absehbar werden sie sich nicht mehr auf diese Weise refinanzieren. In allen PV-Segmenten müssen neue Geschäftsmodelle und regulatorische Anreizsysteme gesucht werden, was nicht mit dem Verharren in alten Diskussionsmustern zusammenpasst.

3. PV-Zubau gezielt entfesseln

Konkret empfehlen wir eine Anhebung des jährlichen PV-Ausbaus in wachsenden Stufen bis 2025. Zu Beginn der Legislaturperiode dürfte die installierte PV-Kapazität in Deutschland bei knapp 60 GW liegen. In den Jahren 2022 bis 2025 sollten dann weitere 50 GW hinzukommen. Der Zubau verteilt sich dann auf folgende Segmente (vgl. Tabelle).

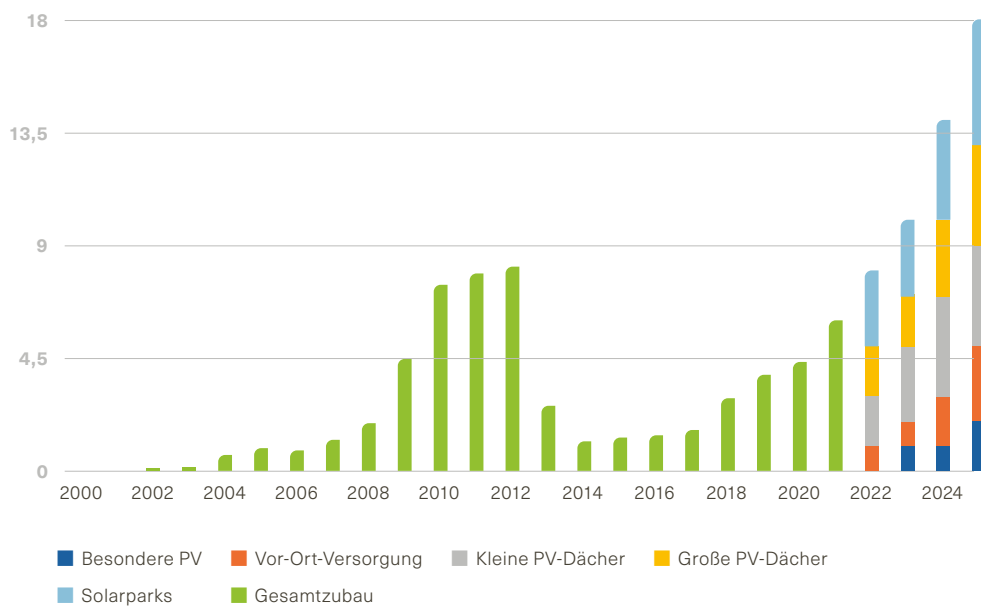
¹¹ <https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/presse/files/energy-brainpool-studie-pv-kleinanlagen-ews.pdf>

¹² Über die Anforderungen des Erneuerbaren Energiesystems und die Unterschiede zum konventionellen Energiesystem sowie den alten Denkmustern und neuen Prinzipien siehe auch SNV 2020: https://www.stiftung-nv.de/sites/default/files/prinzipien_fuer_die_energiepolitik_der_zukunft.pdf und RLS 2020: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/images/impulspapier/RLS_Impulspapier_Weichenstellungen_Ern_Energiesystem_Nov_2020.pdf

Jahr	Mindestzubau im Jahr nach Segmenten in GW					Gesamt-Zubau (min.) / Jahr in GW	Installierte Gesamt- kapazität (mind.) in GW
	Solarparks <small>(Freiflä- chen-PV)</small>	Große Dächer <small>(PV> 100kW)</small>	Kleine und mittlere Dächer <small>(PV< 100kW)</small>	Vor-Ort- Versor- gung <small>(Lokale, förderfreie PV ohne Leistungs- grenzwert)</small>	Besondere Solaranla- gen <small>(z.B. PV- Hybride, Front-Run- ner, Agri- PV)</small>		
2020	≈ 1			≈ 1		≈ 5	53
2021	≈ 2	≈ 1-2		≈ 2	<1	6	59
2022	3	2	2	1	<1	8	67
2023	3	2	3	1	1	10	77
2024	4	3	4	2	1	14	91
2025	5	4	4	3	2	18	109

Betrachtet man den gesamten Zubau der Photovoltaik in Deutschland seit dem Jahr 2000, so bedeuten diese Ausbautzahlen eine kontinuierliche Steigerung der Wachstumspfade der letzten Jahre. Dabei sollte 2022 bereits wieder das Niveau der Jahre 2011 und 2012 erreicht werden (vgl. Abb. 3).

PV-Gesamtzubau pro Jahr in GW (2000-2025)



Bisheriger jährlicher Zubau der PV und Empfehlungen für die kommende Legislaturperiode nach Segmenten.

4. Ab der Bundestagswahl konkret werden

Das vorliegende Papier unterscheidet sich von vielen anderen Positionspapieren und Stellungnahmen, deren Fokus in der jeweils anstehenden Gesetzesnovelle oder in fernen Zielszenarien liegt. Hier geht es um die konkreten Schritte nach der Bundestagswahl. Es zielt darauf ab, dass politische Entscheidungsträger:innen schon frühzeitig einen Blick auf die erforderlichen Maßnahmen bekommen. Nächste Legislaturperiode heißt, dass die künftige Bundesregierung möglichst bald nach dem Koalitionsvertrag einen Gesetzentwurf bzw. ein Paket auflegt, das die ersten Änderungen beinhaltet. Parallel gilt es an weiteren Themen zu arbeiten, die zeitlich mehr Vorlauf benötigen. Die neue Rechtssetzung sollte dann spätestens zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

Das vorliegende Papier unterscheidet daher in seinen Vorschlägen

- (1) Maßnahmen, die im Koalitionsvertrag als Ziel festgehalten werden müssen,**
- (2) im Rahmen eines 100-Tage-Programms vorgelegt werden können und**
- (3) Maßnahmen, die im Laufe der Legislaturperiode umgesetzt werden sollten.**

Vorgeschlagene Messgröße für den Erfolg ist ein nachhaltiger und akzeptanzgetragener Photovoltaik-Zubau, der am Ende der Legislaturperiode deutlich im zweistelligen Gigawattbereich pro Jahr liegt.

5. 50 Maßnahmen für 50 GW PV-Zubau

Im Folgenden werden 50 Maßnahmen beschrieben, die erforderlich erscheinen, um einen PV-Zubau von rund 50 Gigawatt innerhalb der nächsten Legislaturperiode zu ermöglichen. Für die kommenden fünf Jahre muss der PV-Ausbau einen zweistelligen GW-Bereich erreichen. Zum Vergleich: Das entspricht in Summe der kumulierten installierten Leistung von 2000 bis 2020. Die Grundlagen dafür gilt es, früh in der kommenden Legislaturperiode zu festigen, die Ausbausteigerung zu ermöglichen und zu managen und damit zudem den Ausgangspunkt für die weitere Steigerung des PV-Ausbaus zu legen. Ab 2025 sollte dieser auf über 15 GW/Jahr bleiben und nach 2030 kann und muss der jährliche Zubau dann bei über 20 GW liegen.

Neben den spezifischen Maßnahmen, die für jedes Segment betrachtet im Bereich der PV-Markt-Regulierungen erfolgen müssen (vgl. dazu nächstes Kapitel), sind auch einige große Stellschrauben im Energiemarktdesign zu drehen, um den PV-Markt nachhaltig entfesseln zu können. Dazu zählen vor allem die folgenden Maßnahmen:

Narrative – Aufbruch ins Solarzeitalter als Chance vermitteln

Märkte brauchen nicht nur klare Regeln, sondern auch positive, chancenbetonende Narrative. Dies gilt vor allem für die Energiewende mit ihrem gewaltigen Transformationsbedarf hin zu einem Erneuerbaren Energiesystem. Die neue Bundesregierung steht maßgeblich in der Verantwortung hier für die Grundlagen zu schaffen und der Gesellschaft Lust zu machen auf das Solarzeitalter. Der PV-Ausbau muss als gewollt beschrieben und die Vorteile unterstrichen werden. Das Engagement der Menschen und der Wirtschaft für die Photovoltaik muss von der Politik honoriert und die Wege dorthin erklärt werden. Dazu zählt die lokale und regionale Dimension ebenso wie die Verankerung einer Solarstrategie im europäischen Kontext.

Jobmotor PV starten und Fachkräftemangel offensiv angehen

Der Fachkräftemangel ist bereits heute eine der größten Hürden für einen schnellen PV-Ausbau. Solar-teure, die PV-Anlagen planen und errichten, sind schon heute teilweise schwer zu finden. Dem muss die kommende Bundesregierung entgegenwirken. Teilweise kann ein attraktiver Markt die Grundlagen dafür schaffen, dass hier mehr investiert und Arbeitsplätze in der Fläche geschaffen werden. Darüber hinaus braucht es eine Positiv-Kampagne und eine stabile Perspektive für das Handwerk (z.B. durch ein Bekenntnis zur Solarpflicht), staatlich geförderte Ausbildungskonzepte für bestehende Unternehmen, mehr Ausbildungsplätze, und die Unterstützung von Gründungs- und Unternehmenserweiterungsvorhaben, etwa durch ein KfW-Programm für KMU. Nicht zuletzt geht es hier auch um eine industriepolitische Wiederbelebung von Wirtschaftskreisläufen für PV-Komponenten und die Ansiedelung entsprechender Produktionsstätten, auch um beispielsweise in Regionen, die vom Strukturwandel betroffen sind, zukunftsfähige Arbeitsplätze anzusiedeln. Nur mit einem schnellen Hochlauf der nötigen Fachkräfte wird der nötige PV-Zubau in den kommenden Jahren zu schaffen sein.

Handlungsfähige Institutionen

Es gilt zudem alte Denkmuster und Verwaltungsstrukturen aufzubrechen. Der massive Ausbau der PV sowie der Einstieg in eine Energieversorgung, die zwar netzgebunden, aber zunehmend vor Ort stattfinden muss, stellt neue Anforderungen an die Regulierung des Energiemarktes. Die kommende Bundesregierung muss daher zügig sicherstellen, dass die Regulierungsbehörden auch jenseits der Monopolregulierung der Stromnetze in der Lage sind, die Anforderungen eines von PV-Strom geprägten Energiesystems zu definieren und nach diesen zu handeln. Zudem ist ein PV-Zubau nur möglich, wenn in der Bundesregierung ausreichend personelle Kapazitäten vorhanden sind und alle Punkte angepackt werden können. Hierzu schlagen wir die Schaffung einer eigenen Unterabteilung für Photovoltaik vor. Deren Referate werden mit den hier genannten Themenfeldern umfassend zu tun haben. Egal, welche Partei künftig das Energiereisort leiten wird. Die Ministerin oder der Minister werden nur dann Erfolg haben können, wenn die erforderliche Arbeit im Ministerium auch geleistet werden kann. Daneben sollten auch in anderen Ministerien wie dem Bauministerium und dem Agrarministerium Referate für Erneuerbare Energien mit einem PV-Schwerpunkt eingerichtet werden. Eine Task-Force sollte ministeriumsübergreifend für eine gute Zusammenarbeit bei der Photovoltaik sorgen.

Speicher – Jetzt auf den Markthochlauf setzen

Seit Jahrzehnten ist klar, dass der Hochlauf der PV-Stromerzeugung nur funktioniert und wirtschaftlich ist, wenn dieser durch ausreichend Energiespeicher flankiert wird. Die Technologien dafür stehen weitgehend zur Verfügung und werden von Jahr zu Jahr günstiger. In der kommenden Legislaturperiode gilt es, den Speichermarkt in allen Größenklassen entsprechend so zu entfesseln, dass die Innovationen sich zunehmend am Markt durchsetzen können und Investitionen ausgelöst werden. Denn eine Umstellung auf Erneuerbare Energien geht mit einem deutlichen Aufbau von Speicherkapazität einher, der den notwendigen Netzausbau ergänzt. Insbesondere für hohe PV-Anteile ist dies wichtig.

Speichersysteme haben dabei immer drei Modi: Laden, speichern und entladen. Der Lademodus nutzt das Angebot der PV-Einspeisung, reduziert dadurch die Netzlast und nutzt die Einspeisespitze. Hier kommen dezentrale Batterien in Gebäuden und Elektrofahrzeuge, Großbatterien an PV-Kraftwerken und an Schnelllade-Hubs, weitere Sektorenkoppler in den Wärmesektor und auch Elektrolyseure in Frage, die ihre Bezugsleistung erhöhen. Speichertechnologien unterscheiden sich bezüglich des Speichermediums und der möglichen Speicherdauer, sowie dem Entlade-Modus, der für die Systembilanz ebenso wichtig ist. Batterien und flexibel ladende Elektrofahrzeuge können auf den Lastbedarf im Tagesverlauf reagieren. In erzeugungsschwachen Zeiträumen wird die Ladeleistung reduziert und sofern nötig die Ausspeicherleistung in das Netz erhöht. Auch die Lade- und Entladeleistung von Langzeitspeichern ist variabel. Dies erlaubt die saisonale Verlagerung, sowohl im Wärme- als auch im Stromsektor. Große Wärmespeicher und gasförmige Stoffe (z.B. Wasserstoff) sind hierfür geeignet.

Damit die unterschiedlichen Funktionen von Speichern aktiviert werden, müssen Vermarktungsarten aktiviert werden. So kann ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage über einzelne oder gepoolte Speicher über den (Spot-)Markt organisiert werden, wenn der Marktzugang einfach ist und die Flexibilitätsspanne nicht durch falsch gesetzte Strompreisbestandteile aufgezehrt wird. Auch Beiträge zum Systemausgleich und zur Systemstabilität sind möglich, wenn z.B. Regelenergieprodukte auch in die Vermarktung integriert werden können, ohne die Wirtschaftlichkeit eines Speichers durch „Graustrom-Infizierung“ zu gefährden. Es liegt an den Regeln. Die Lade-, Speicher- und Entladetechnik für einen hohen PV-Ausbau ist technisch verfügbar oder fertig entwickelt. Jetzt gilt es flankierend zum PV-Ausbau auf den Markthochlauf bei Speichern zu setzen

EMPFOHLENE ÜBERGEORDNETE MASSNAHMEN

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

1. Formulierung einer **chancenbetonten Energiewendepolitik**, die den Aufbruch ins Erneuerbare Energiesystem zur Leitmission macht und das Solarzeitalter einleitet.
2. Bekenntnis zur Photovoltaik als zentrale Säule der Energieversorgung in Deutschland sowie zur Zielsetzung für ein **zweistelliges Gigawatt-Zubauniveau**.
3. Vereinbarung eines **Klimaziels**, das eine Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis spätestens 2035 vorsieht und eine Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2030 in Höhe von 70 % vorschreibt.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

4. Neufassung der **Ausbauziele für die PV bis 2025** im EEG auf mindestens 100 GW sowie eine entsprechende Anpassung der jährlichen Ausbaupfade.
5. Umsetzung von gesetzlichen Rahmenbedingungen für eine bundesweite **Solarpflicht**.
6. Umsetzung von verbesserten Rahmenbedingungen für (dezentrale) **Speichertechnologien** in EEG und EnWG, etwa auch durch eine Weiterentwicklung der Innovationsausschreibungen für den Einsatz größerer Speicher in Kombination mit Solarparks.
7. Umsetzung einer **Reform der ministeriellen Strukturen** durch die Schaffung einer Unterabteilung für Photovoltaik im zuständigen Energieministerium sowie Einrichtung einer interdisziplinären Task-Force, die die PV-relevanten Tätigkeitsbereiche der Ressorts für Bau, Landwirtschaft, Mobilität und Energie strategisch verknüpft.
8. Umsetzung von gesetzlichen Regelungen und Fördermaßnahmen zur **Realisierung eines Job- und Konjunkturprogramms** mit dem Ziel der Schaffung von 100.000 neuen Jobs im PV-Markt bis 2025.

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

9. Reform der Entgelte und Umlagen unter Berücksichtigung einer stärkeren **Internalisierung externer Kosten** der Nutzung fossiler Energieträger.
10. Einsetzung eines interdisziplinären **Solarökonomierates**, um die wirtschaftliche und gesellschaftliche Bedeutung der Solarenergie für Deutschland und Europa zu debattieren und politische Empfehlungen herzuleiten.



LÖSUNGEN FÜR ALLE SEGMENTE:

SMALL IS BEAUTIFUL, BIG IS POWERFUL –

BIG IS BEAUTIFUL, SMALL IS POWERFUL

Lösungen gilt es dabei für alle Segmente zu finden – gleichzeitig und nicht nacheinander. Photovoltaik wird in den verschiedenen Größenklassen und Anwendungen gebraucht. Das sind kleine Dachanlagen im Sinne von small is beautiful aber auch große, leistungsfähige Solarparks big is powerful. Gleichzeitig kann big aber auch beautiful sein und small wird in der Masse von Millionen kleiner Anlagen sehr powerful. Daher werden Maßnahmen vorgeschlagen, die übergreifender Natur sind oder sich konkret auf

- **Solarparks,**
- **Große PV-Dachanlagen,**
- **Kleine und mittlere PV-Dachanlagen,**
- **Vor-Ort-Versorgung, sowie**
- **Besondere Solaranlagen**

beziehen und für deren Entfesselung es jeweils eigene Maßnahmen braucht.

1. Solarparks

Deutschland muss in den kommenden Jahren einen stabilen Zubau an Solarkraftwerken auf der Freifläche in der Größenordnung von zunächst 5 GW erreichen. Dabei werden sich künftig hinzukommende PV-Freilandanlagen von den heute vorhandenen Anlagen immer deutlicher unterscheiden. Dies betrifft z.B.

- das Verhältnis zur EEG-Förderung (Anlagen in der Ausschreibung und förderfreie Anlagen),
- die Anlagengrößen (kleine Einzelanlagen unter einem Megawatt bis 20 MW, förderfreie Großanlagen über 20 MW und Anlagencluster im dreistelligen MW-Bereich),
- die beanspruchten Flächen (innerhalb und außerhalb der EEG-Flächenkulisse) und auch
- die Anlagenkonzepte selbst (klassische PV-Freilandanlagen, Biodiversitäts-PV, PV-Speicher-Hybride, Agri-PV).

PV-Freilandanlagen sind eine Erfolgsgeschichte im EEG

Solarparks bieten Chancen für den ländlichen Raum und die lokale Wertschöpfung – sie werden zum Teil unserer Kulturlandschaft. Weil die Diversifizierung der PV-Freilandanlagensegments und ein deutlich höherer Ausbau erwartbar und notwendig sind, sollte jetzt die heute noch gute Akzeptanz strukturiert gesichert werden. Zum einen betrifft dies den aktiven Akzeptanzerhalt durch Kommunikation. Kurzfristig wichtig ist die Stärkung von Entscheidungsprozessen zu PV-Freilandanlagen auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene. Auch die Verfügbarmachung von geeigneten landschaftsbild- und landwirtschaftsverträglichen Flächen muss sehr zeitnah erfolgen, denn klare Regeln in diesem Bereich stärken Entscheidungsprozesse und ermöglichen sinnvolle Anreize zur Flächennutzung. Zum anderen muss das Förderregime, das derzeit vor allem auf Ausschreibungen setzt, konsequent überarbeitet werden, da sich dessen Rolle im Laufe des Jahrzehnts ändern wird. Hierbei ist die Überwindung der politischen Mengensteuerung und die bessere Ausrichtung der EEG-Ausschreibungen auf Innovationen im Laufe der nächsten Jahre zu nennen. Zentral ist darüber hinaus, dass der Zubau an Solarkraftwerken akzep-

tanzgetragen erfolgt. Dazu müssen Teilhabe und die lokale Wertschöpfung ebenso zur neuen Normalität werden, wie die Option beispielsweise über Energy Sharing an vergünstigten lokalen Stromangeboten und einbindenden Betreiberstrukturen profitieren zu können.

Ausreichend Flächen sind vorhanden

In Anbetracht der nötigen Ausbautzahlen für PV-Freiflächen wird die Verfügbarkeit der Flächen die entscheidende Frage über die Umsetzbarkeit der Energiewende in Deutschland. Platz wird zum Rohstoff der Zukunft. An Fläche mangelt es rechnerisch nicht. Grob gerechnet bedarf es pro Gigawatt PV-Leistung eine Fläche von rund 10 km². Bei den für Klimaneutralität veranschlagten 500 GW Solarparks sind das also rund 5000 km². Umgerechnet sind dies 1,4 Prozent der gesamten deutschen Landesfläche, – was im Vergleich gerade mal ca. 3 Prozent der heute landwirtschaftlich genutzten Flächen entspräche. Heute wird für die Biogasproduktion eine Fläche von ca. 10.000 km² beansprucht, also das Doppelte der benötigten Fläche für 500 GW Solarparks. Noch deutlicher wird das vorhandene Flächenpotenzial sichtbar, wenn für Landwirtschaft nicht oder schlecht nutzbare ertragsarme Flächen für Photovoltaik aktiviert werden. In der Gesamtschau besteht keine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, sondern sogar die Chance, dass mit Biodiversitäts-PV substantiell große Rückzugsorte für die Erholung der Artenvielfalt geschaffen werden. Flächen können auf verschiedene Art und Weise durch Solarparks besser genutzt werden als bisher, was auch in der langfristigen Flächenstrategie Deutschlands berücksichtigt werden soll. Flächen sind grundsätzlich vorhanden und können verfügbar werden, wenn sie entsprechend umgenutzt und die Akteure vor Ort mitgenommen werden können, sprich: wenn es richtig gemacht und klar argumentiert wird.

Realität der PV-Ausschreibung

PV-Freilandanlagen werden seit 2014 in Deutschland ausgeschrieben. Geboten wird in Cent/kWh auf den anzulegenden Wert, was nicht dem ausbezahlten Betrag aus dem EEG-Konto entspricht. Ausbezahlt wird die gleitende Marktprämie, die der Differenz zwischen den Erlösen durch den Stromverkauf an der Strombörse und dem anzulegenden Wert entspricht. Diese Differenz ist nicht gleichmäßig und schwankt bei Neuanlagen je nach Monat im Bereich zwischen Null Cent/kWh und etwas über einem Cent/kWh. Nur diese Differenz wird aus dem EEG-Konto ausbezahlt, sofern sie überhaupt vorhanden ist. Die Drosselung des Ausbaus aufgrund von Förderkosten ist demnach kein tragfähiges Argument mehr. Um den Wettbewerb in der Ausschreibung zu gewährleisten ist die ausgeschriebene Menge knapp. Hier zeigt sich das eigentliche Problem, denn die Volumengrenze ist seit einigen Jahren tendenziell zu knapp bemessen. Seit dem Jahr 2017 sind alle durchgeführten PV-Ausschreibungen überzeichnet, d.h. es gingen teilweise bedeutend mehr Gebote ein, als Zuschläge vergeben wurden. Selbst bei hohen Ausschreibungsmengen werden knapp die Hälfte der Projekte nicht bezuschlagt.¹³ Dadurch wird seit Jahren erhebliches Potenzial verschenkt, denn PV-Anlagen in der Ausschreibung, die heute nicht zu einer Kostensteigerung im EEG beitragen, werden nicht oder mit einer erheblichen Zeitverzögerung errichtet. Weil das EEG die Bezuschlagung in der Anlagengröße (bisher 10 MW, aktuell 20 MW) und auf die Flächenkulisse des EEGs beschränkt ist und dadurch auch teurere Flächen erschlossen werden müssen (zumeist relativ schmale Streifen an Verkehrswegen, u.U. auf hochwertigen Böden) bestünde zudem Kostensenkungspotenzial.

Förderfreie PV-Freilandanlagen

Heute entstehen zunehmend auch neue PV-Anlagen im förderfreien Bereich über Power-Purchase-Agreements (PPA). Dies sind Stromlieferverträge in verschiedenen Ausprägungen (z.B. direkte Lieferung an einen Abnehmer, oder Lieferung in ein Stromprodukt). PPA-Lösungen könnten einen starken Boom erfahren, wenn der Markt entsprechend vergrößert wird. PPA-PV-Anlagen entstehen außerhalb der EEG-Flächenkulisse (günstige Standorte), sind in der Regel größer als die Anlagen der EEG-Ausschreibungen (Skaleneffekte) und sind konzeptionell grundsätzlich vielfältig gestaltbar (z.B. extensive Flächenbewirt-

¹³ BNetzA, BMWi, Ausschreibungen und Ergebnisse für Solaranlagen: t1.p.de/4ct1

schaftung, Biodiversitäts-PV, künftig Kombination mit Speichern und Sektorenkopplungsprojekten). Zudem ermöglichen PPA die Lieferung von grünem Strom, was für viele Unternehmen und glaubhafte Sektorenkopplungsprodukte immer wichtiger wird. Aufgrund des Marktrisikos ist die Finanzierung der kapitalintensiven PV-Freilandanlagen ein entscheidendes Element für deren Wirtschaftlichkeit. Ein auf einige Jahre befristetes Programm zur Gewährung von staatlichen Bürgschaften für PPA-Projekte kann die Marktanlaufphase unterstützen, da solche Bürgschaften das Abnehmerausfallrisiko absichern können. So könnte die Akteursvielfalt auch im PPA-Segment erhöht werden, z.B. für PPAs mit mittelständischen Unternehmen. Es bedarf neben PPAs weiterhin klug gestalteten Ausschreibungen oder anderer Förderregimes, z.B. um Akteursvielfalt auf der Produzentenseite zu gewährleisten und besondere Innovationen anzureizen.

Hybridisierung der PV-Projekte und der Technik

Im PV-Freilandanlagensegment entwickeln sich bereits hybride Konzepte zwischen EEG-geförderten Anlagen in der Flächenkulisse, an die eine förderfreie PPA-Anlage ergänzt wird (Hybride Förderfrei/Förderung). Auch werden heute viele Anlagen so projektiert, dass die Ergänzung von Speichern einfach realisierbar ist (Hybridisierung der Technik). Mit einer Vereinfachung der Rahmenbedingungen für den Speicherbetrieb in PV-Freilandanlagen (bei geförderten Anlagen) und sinnvollen Marktbedingungen für den Speichereinsatz (bei förderfreien Anlagen) könnte und sollte durch die Hybridisierung zu PV-Batterie-Hybriden ein wertvoller Kurzfristspeicherzubaue initiiert werden, der sich direkt an den Eigenschaften der Photovoltaik ausrichtet. Dabei könnte durch die Anforderungen der PV-Ausschreibung auch gesteuert werden, dass nur PV-Batterie-Hybride bezuschlagt werden, die (noch) nicht im Markt entstünden.

PV-Freilandanlagen werden Teil unserer Kulturlandschaft

Ein Ausbau von Photovoltaik, der den Zielen des Pariser Klimaschutzabkommens gerecht wird, kommt nicht ohne einen deutlichen Ausbau im PV-Freilandanlagensegment aus. Hier kann besonders schnell und effektiv die Ausbaugeschwindigkeit erhöht werden. Gut projektierte PV-Freilandanlagen können dabei den ländlichen Raum stärken und unsere Kulturlandschaften aufwerten. Je nach Konzept der Anlagen können PV-Freilandanlagen Lebensräume entstehen lassen, die zusätzlich zur Energieproduktion eine hohe Artenvielfalt hervorbringen. Aufgrund der Eigenschaften solcher Biodiversitäts-PV-Anlagen, die durchaus die extensive Mehrfachnutzung im landwirtschaftlichen Kontext zulässt, können für selten gewordene Flora und Fauna hilfreiche Trittsteine entstehen. Ein großer Teil der PV-Branche in Deutschland hat sich selbst verpflichtet, durch „Gute Planung von PV-Freilandanlagen“ die Planungsprozesse unter Einbindung der Kommunen, der Bürger:innen und des Naturschutzes, Qualitätsstandards einzuhalten und diese im Sinne von Best Practice weiterzuentwickeln.¹⁴ Ergänzend sind auch Mehrfachnutzungskonzepte wie Agri-PV-Anlagen möglich, wobei diese heute bei Weitem nicht das nötige Volumen für den Ausbau bereitstellen können. Deren Erprobung ist jedoch sinnvoll (siehe Kapitel III.5).

Souveräne Entscheidungen zu PV-Freilandanlagen vor Ort stärken Akzeptanz

Mit der Diversifikation im PV-Freilandanlagensegment ergeben sich bei Planungs-, Entscheidungs- und Genehmigungsprozessen in den Standortkommunen neue Herausforderungen.¹⁵ Den Kommunen und Ortschaftsräten kommt beim Ausbau eine besondere Rolle zu und gerade in strukturschwachen Regionen gehören Planungsprozesse von PV-Freilandanlagen oft zu den größten Entscheidungen vor Ort. Auch erleben diese Vertreter:innen, die oft im Ehrenamt tätig sind, die Kritik zu Projekten direkt. Entscheider:innen in den Kommunen vor Ort sollen daher in die Lage versetzt werden, gute Entscheidungen zu PV-Freilandanlagen zu treffen und sich unter der Abwägung von Vor- und Nachteilen souverän für

¹⁴ Selbstverpflichtung: „Gute Planung für PV-Freilandanlagen“: www.gute-solarparks.de

¹⁵ Eine Übersicht zu Akzeptanzthemen bietet: Local Energy Consulting im Auftrag der Agora Energiewende 2020: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/akzeptanz-und-lokale-teilhabe-in-der-energiewende/>

oder gegen ein Projekt entscheiden. Dafür ist es sinnvoll, die Gewerbesteuereinnahmen bei PV-Anlagen effektiver und planbarer in die Standortkommunen zu lenken und zusätzlich einen Wertschöpfungsbeitrag für die Kommunalbeteiligung auch für PV-Anlagen und förderfreie PPA-Anlagen zügig auf den Weg zu bringen. Dieser bietet Planungssicherheit vom ersten Tag an, was die Gewerbesteuer nicht zu leisten vermag. Gemeindevertreter:innen vor Ort können am besten entscheiden, was für ihre Gemeinde Sinn macht, sofern sie Vorteile rechtssicher mit den Projektierern der PV-Anlagen aushandeln können. Auch dies ist ein starkes Argument für einen Wertschöpfungsbeitrag, ergänzend zur Gewerbesteuer. Die PV-Branche steht hinter einer kompensationslosen Beteiligung der Standortkommunen an der Wertschöpfung in PV-Freilandanlagen.¹⁶

Bürgerbeteiligung und Energy Sharing schaffen Akzeptanz

Um den Zubau im PV-Freilandanlagensegment zu schaffen, müssen in den kommenden Jahren in jedem Landkreis und in vielen Städten Solarparks mit einer Leistung von im Mittel 10 MW entstehen – und das jedes Jahr.¹⁷ Dies wird über viele Jahre nur dann möglich sein, wenn die Bürger:innen vor Ort nicht nur Beobachter der Umweltveränderungen durch Solarparks sind, sondern konkret daran partizipieren können. Neben einer Involvierung im Planungsprozess entsteht eine dauerhafte Partizipation insbesondere durch die Möglichkeit einer Beteiligung an der Finanzierung und damit an den Erträgen der Solarparks, wie sie viele Energiegenossenschaften und Stadtwerke umsetzen.

Mit der Schaffung der Rahmenbedingungen für Energy Sharing könnten darüber hinaus alle Bürger:innen, auch die ohne Eigenheim oder geeignetes Mieterstrom-Dach, als Mitbetreiber günstigen Solarstrom aus ihrem regionalen Solarpark beziehen. Die Erfahrung der PV-Eigenversorgung zeigt: Wenn Menschen die Erfahrung machen, dass es für sie günstiger wird, wenn sie auf Solarenergie setzen, werden sie zu Promotoren der Energiewende: Sie setzen sich mit ihrer Energieversorgung auseinander, erzählen es ihren Freunden und Bekannten, akzeptieren die Umweltveränderungen, die durch neue Solarparks in ihrem Umfeld einhergehen und werden so womöglich sogar selbst zu Initiator:innen für neue Solaranlagen in ihrer Region. Damit kann Energy Sharing Partizipation und Akzeptanz für einen schnellen, flächendeckenden Ausbau von Solarparks schaffen und gleichzeitig viele Bürger:innen zu Promotoren des Ausbaus der Solarenergie in ihrer Region machen (siehe auch Abschnitt: „Vor-Ort-Versorgung“).

Stärkung von Verwaltungsstrukturen und des Monitorings

Die Verwaltungsstrukturen aller Ebenen sind bezüglich der Photovoltaik heute in der Regel unterbesetzt. Gerade bei Solarparks, die eine hohe Mitwirkung der Behörden erfordern, wird dies deutlich. Dies betrifft z.B. Naturschutzverwaltung, Bauverwaltung und Denkmalschutz, Organe der Raumordnung, sowie Personal in Landratsämtern oder Kümmerer in Kommunen. Auch in Landes- und Bundesministerien sind die Personalstrukturen heute für Photovoltaik viel zu schwach. Dieser chronische Personalmangel führt oft nicht nur zu langen Entscheidungsprozessen, sondern auch in eine Überforderungssituation. Eine Stärkung der Verwaltung für Energiewendethemen im Allgemeinen und die Photovoltaik im Besonderen ist ein nötiges Element für einen nachhaltig hohen PV-Ausbau.

Die Photovoltaik entwickelt sich rasant weiter, auch in der aktuellen Dekade. In Verwaltungsprozessen und bei politischen Entscheidungen werden jedoch fast immer deutlich veraltete Zahlen zu den Kosten und den Kenngrößen der Technologie als Entscheidungsgrundlage verwendet. Es sollte eine neutrale Stelle vorgesehen werden, die derartige Daten regelmäßig und insbesondere zeitnah aufbereitet. Die heutigen Monitoringstrukturen reichen dafür nicht aus.

¹⁶ Vgl. Offener Brief zur kommunalen Beteiligung an PV-Freilandanlagen: https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/bne-inhalte/21-04-23_Offener_Brief_2.0_-Unternehmensinitiative_f%C3%BCr_die_Zahlung_von_Einnahmen_aus_Photovoltaikanlagen_an_Kommunen_.pdf

¹⁷ Bei 3 bis 5 GW Zubau pro Jahr und 401 Land- und Stadtkreisen entspricht dies einem Zubau von 7,5 bis 12,5 MW Solarparks pro Kreis und Jahr.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR SOLARPARKS

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

11. Bekenntnis zu Solarparks als Teil unserer **Kulturlandschaft** sowie Verabredung flankierender Maßnahmen zur Stärkung der **lokalen Wertschöpfung** und Teilhabe von Kommunen und Menschen vor Ort. Zielsetzung zum **Ausbau von Solarparks** im Umfang von mindestens 15 GW bis zum Ende der Legislaturperiode.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

12. Umsetzung einer gesetzlichen Regelung für eine **ausgeweitete Kommunal- und Bürgerbeteiligung** sowie Energy Sharing im EEG, die sowohl für geförderte, also auch für förderfrei errichtete Anlagen nutzbar ist.
13. Einsatz von **Bürgschaften** zur vermehrten Umsetzung von förderfreien PPA-Solarparks (auch im Sinne einer Risikominimierung für kleinere Betreiberunternehmen und Bürgerenergieakteure).
14. Verabschiedung von Regelungen zur **verbesserten personellen Ausstattung** von Ministerien, in Verwaltungen in Bund und Ländern, sowie in Naturschutzbehörden und im Bereich der Raumplanung etc. zur Stärkung der Fachexpertise im Photovoltaik-Bereich.
15. Reform des EEG mit dem Ziel einer Vereinfachung der Flächenkulisse bei den **Ausschreibungen** sowie einer signifikanten Anhebung der Ausschreibungsmengen, um unter Wahrung des Wettbewerbs die Überzeichnung der PV-Ausschreibungsrunden abzubauen.

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

16. Stärkung der Regelungen zu **Herkunftsnachweisen** mit dem Ziel der Aufwertung lokaler Stromprodukte.
17. Umsetzung eines verbesserten **Monitorings zu PV-Freiflächenanlagen**.
18. Einrichtung einer **Solarparks-Kommission** mit dem Ziel eines neuen Konsenses zur Flächennutzung für PV-Freiflächenanlagen unter Einbindung der Landwirtschaft, des Naturschutzes, der Energiewirtschaft, sowie den Kommunen, etwa zur Klärung von Naturschutzfragen, Optionen der Priorisierung von Solarparks (z.B. ggü. Monokulturen zur Nutzung der Bioenergie), zur Aktivierung der Biodiversitäts-PV oder bezüglich des Einsatzes von Agri-PV.

2. Große-PV-Dachanlagen

Das Segment der großen PV-Dachanlagen ab 100 kW lässt sich grob in zwei Teile zerlegen, den Volleinspeise-Anlagen und den Anlagen mit anteiligem Eigenverbrauch. Zusätzlich gibt es die Anforderung, mit PV-Dachanlagen ab einer bestimmten Größe an Ausschreibungen teilnehmen zu müssen (bisher ab 750kW, künftig ab 500kW). Aktuell wird der Ausbau bei großen PV-Dachanlagen durch zu geringe Planungssicherheit, ein deutlich zu geringes Ausschreibungsvolumen¹⁸, überbordende Bürokratie bei Ab-

¹⁸ Auch Dach-PV-Anlagen mit einer Größe von mehr als 750kW mussten ihren anzulegenden Wert nach dem EEG 2017 in einer Ausschreibung ermitteln. Weil in den Ausschreibungen nach dem EEG 2017 direkte Konkurrenz zu Freiflächenanlagen bestand, wurden keine Zuschläge vergeben. Das EEG 2021 sieht nun ein eigenes Ausschreibungssegment für große PV-Dachanlagen vor, verpflichtend ab 500 kW. Dieses neue Segment entschärft zwar die Konkurrenz zu PV-Freiflächenanlagen, ist aber vorerst nur mit 300 MW/Jahr ausgestattet. Das entspricht weniger als dem Zubau des Jahres 2020 alleine im Segment von Anlagen zwischen 740kW-750kW (386MW), geschweige denn des Segments ab 500 kW. Für eine Zubauerhöhung großer PV-Dachanlagen (<750kW) ist mindestens die Verdreifachung des jährlichen Ausschreibungsvolumens nötig.

grenzungsfragen von Strommengen und ungeklärten Fragen bei der Abwicklung von Eigenverbrauchs-konzepten nicht effektiv aktiviert. Für einen nachhaltig hohen Ausbau von großen PV-Dachanlagen ist zu vermeiden, dass willige Akteure mit Dachflächen zu lange auf klare Verhältnisse warten müssen (z.B. Zuschläge in chronisch überzeichneten Ausschreibungen, die zu selten stattfinden), auch weil dies nicht in den Planungsprozess einer PV-Dachanlage, einer Dachsanierung oder eines Gebäudeneubaus passt. Oft müssen zusätzliche Rahmenbedingungen wie z.B. die Rücksichtnahme auf die Produktion eines Gewerbebetriebs, z.B. wegen des Umbaus von Netzanschlüssen beachtet werden. Durch die Vermischung von Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen und Volleinspeise-Dachanlagen in einer Ausschreibung entsteht wieder unnötig eine Verzerrung, ähnlich der zwischen Dach- und Freiflächenanlagen. Dies in Kombination mit einem geringen Volumen in der Ausschreibung führt zum Gegenteil von dem, was sich Unternehmen von PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen wünschen: Planungssichere Kostenreduktion durch die PV, planbare Deckungsbeiträge und die Inbetriebnahme zu einem planbaren Zeitpunkt, der mit allen nötigen Nebenarbeiten gut zum Produktionsprozess passt. Für Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen ist zudem die Stabilität der Amortisationszeiten besonders wichtig.

Gedankliche Potenzialschranken auflösen

Bei großen PV-Dachanlagen soll die auslegungsrelevante Frage sein: „Wie viel Potenzial hat das Dach?“ Heute bestimmt zu oft der Gedankengang die Auslegung, ab welcher Leistung sich Fördervoraussetzungen oder Nachweispflichten ändern, was dazu führt, dass Anlagen knapp unter den gedanklichen Potenzialschranken (z.B. 750 kW, 500 kW) projektiert werden. Dies ist nachvollziehbar, da ein knappes Überschreiten solcher Grenzen mit erheblicher Bürokratie verbunden sein kann (z.B. die Teilnahme in einer Ausschreibung). Dies ist aber auch aus ebendiesem Grund vermeidbar. Jedes Dach hat seine eigene natürliche Größengrenze – die für PV nutzbare Dachfläche. Schwellwerte hingegen führen zu gedanklichen Potenzialschranken und nicht vollständig oder nur nach und nach genutzten Dächern.

Ausschreibung von PV-Dachanlagen

Prinzipiell ermöglichen Ausschreibungen die Realisierung größerer Anlagen (z.B. über 750kW), wobei größere Anlagen auch schneller das vorgesehene Ausschreibungsvolumen verzehren. Somit sind kleinere Dachanlagen aufgrund der höheren spezifischen Kosten in der direkten Konkurrenz strukturell im Nachteil, insbesondere wenn die Ausschreibungsvolumina zu knapp bemessen sind. Werden Volleinspeisungsanlagen und Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen in den Ausschreibungen gemeinsam behandelt, so verstärken sich die Verzerrungen weiter. Zudem bringen Ausschreibungen gegenüber einem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert zusätzliche Komplexität und Risiken mit sich, die insbesondere Privatpersonen und kleine Organisationen mit geringer Energie-Expertise daran hindern können, das PV-Potential ihrer Gebäude zu heben. Für Kleinanlagen und Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen sollte die Teilnahme an der Ausschreibung freiwillig sein oder die Ausschreibung wirksam segmentiert werden. Wichtig ist zudem, dass Ausschreibungen einfach sind und sich das Ausschreibungsvolumen dynamisch am Marktvolumen orientiert, damit Wettbewerb herrscht, aber Wartezeiten auf Zuschläge gering sind. In der Dachanlagen-Ausschreibung sollte das Volumen schrittweise marktgerecht angepasst werden, ggf. automatisch. So könnte das Ausschreibungsvolumen der Folgerunde z.B. vom Mittel des Volumens von eingegangenen Geboten der vorhergehenden Ausschreibungsrunden abgeleitet werden, wobei eine maximale Änderung in Prozent nach oben und unten einen weiteren Designparameter darstellen kann. Damit gäbe es einen Mechanismus der schrittweisen Anpassung des Volumens an das Angebot. Zudem sollte die Ausschreibung in einem Onlineportal standardisiert werden, das auch den Anforderungen einer PV-Pflicht für Anlagen dieser Größe genügt (Gewerbedach-Kataster) und perspektivisch auch zu einem PPA-Portal weiterentwickelt werden kann. Erst wenn solch ein Portal funktioniert und sich zeigt, dass eine PV-Dachausschreibung effizient ist, sollte diese auf Anlagen mit geringen Leistungen ausgedehnt werden.

Innovation durch Top-Runner

Schnelligkeit, Innovation und Nachhaltigkeit können sich sehr gut ergänzen. Als Beispiel können Top-Runner-Programme genannt werden, bei denen Solarmodule mit besonders hohen Wirkungsgraden zur Anwendung kommen. Das treibt die Technologieentwicklung, führt zu höherer Flächeneffizienz und reduziert perspektivisch die Kosten. Ein Teil der Ausschreibungsmenge für PV-Dachanlagen könnten z.B. durch besondere Zuschlagsregeln als Top-Runner-Programm organisiert werden. Weil das Ausschreibungsvolumen der regulären Dachanlagenausschreibung dafür zu gering ist, bietet sich hier die Innovationsausschreibung an.

Zukunftsfeste Regeln zum Eigenverbrauch bei größeren Anlagen

Im Segment der PV-Dachanlagen ab 100kW muss es weiterhin „Einfach-Planbar-Varianten“ geben, insbesondere für eher kleine Volleinpeiseanlagen unter 750 kW, wobei nicht ein starrer Schwellwert, sondern der Dachnutzungsgrad maßgeblich sein könnte, sowie ggf. für Betreiber mit besonderen Eigenschaften bezüglich der Gesellschaftsform und für Anlagen mit gut gemanagten und substanziiell hohen Eigenverbrauchsanteilen. Für die Netzeinspeisung solcher „Einfach-Planbar-Varianten“ sollten weiterhin degressive anzulegende Werte gelten, die unter bestimmten Konstellationen nutzbar sind (z.B. für Energiegenossenschaften), oder bei Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen und unter der Bedingung, dass die Einbindung in zertifizierte Energiemanagementsysteme (o.Ä.) des eigenverbrauchenden Unternehmens gegeben ist.

Gute Regeln für den moderat energieintensiven Mittelstand

Für Unternehmen mit hohen Verbräuchen zählt günstige Energie, aber nicht jedes dieser Unternehmen ist per Definition energieintensiv. Für alle gilt gleichwohl das Ziel der Klimaneutralität. Für Klimaneutralität zählt grüne Energie, aber die ist im Vergleich zu Erdgas noch mit höheren Kosten und höherem Aufwand verbunden. Erdgas wird durch den EU-Green-Deal, den daraus resultierenden Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise oder dem nationalen Emissionshandel besonders für verbrauchsintensive Unternehmen jedoch schnell viel zu teuer. Die Lösung anteilig PV-Strom zur Eigenversorgung zu nutzen – auch in sinnvollen Regionalbelieferung aus weiteren Anlagen (z.B. der Anlage auf der eigenverbrauchsschwachen Logistikhalle, die eine Produktionsanlage als Eigenversorgung beliefert) - ist heute aufgrund von Abgaben und Umlagen zu teuer und mit oft Abgrenzungsfragen verbunden. Speziell bei PV-Dachanlagen, bei denen keine oder nur eine sehr untergeordnete Netzeinspeisung zu erwarten ist, sollen hinsichtlich der Anforderungen der externen Steuerbarkeit, der Abgrenzungsfragen von Strommengen und der Abgaben und Umlagensituation in unternehmensinternen Belieferungsverhältnissen vereinfachte Regeln etabliert werden (vgl. dazu Kapitel III.4).

Unterstützung der Nachrüstung oder Aufrüstung von Netzanschlüssen

PV-Anlagen auf großen Dächern benötigen leistungsfähige Netzanschlüsse, insbesondere wenn ein Umbau von Verteilungen von Niederspannungstechnik hin zur Mittelspannungstechnik erforderlich wird. In der Regel müssen dafür vorhandene (betriebsinterne) Verteilungen erweitert oder modernisiert werden. Bei diesen Baumaßnahmen müssen Betriebsprozesse und -spezifika berücksichtigt werden. Zudem muss der Umsetzungszeitpunkt gut geplant werden können, was aus oben genannten Gründen in der Dachanlagenausschreibung heute nicht gegeben ist. Für Investitionen in die Ausrüstung von betriebsinternen Verteilungen für Photovoltaik sollte eine schnell greifende Finanzierungsverbesserung ermöglicht werden (Zuschuss, Ausrüstprämie, Sonderabschreibung, o.Ä.). Zudem sollte die Netzanschlussregelungen in der Mittelspannung für PV-Anlagen überarbeitet werden, um die Anschlussbedingungen zu vereinfachen.

PPA im Dachanlagensegment

PV-Strom aus Dachanlagen einer Leistung ab 100 kW unterliegen der Direktvermarktungspflicht. Diese Energiemengen werden professionell prognostiziert, genau gemessen und genau vermarktet – unabhängig davon, ob Eigenverbrauchsanteile vorhanden sind oder nicht. Heute ist die Basis ein anzulegender Wert in ct/kWh und eine Marktprämie, die aus dem EEG bezahlt wird. Der Strom ist dann aufgrund des Doppelvermarktungsverbots jedoch nicht grün, sofern Marktprämienzahlungen gegeben sind. In den nächsten Jahren werden PPA auch bei PV-Dachanlagen interessanter, weil hier die grüne Eigenschaft des Stroms nutzbar wird und sich viele Konzepte mit weniger Bürokratie (aber eben höherem Risiko) umsetzen ließen. Auf diesen Markt sollte man sich jetzt vorbereiten, Voraussetzungen einfach halten (einfache Wechselbedingungen der Direktvermarktungsformen, Hybride aus Anlagenteilen mit Marktprämie und PPA) und wirksame Finanzierungshilfen (z.B. Bürgschaftsprogramme) schaffen.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR GROSSE PV-DACHANLAGEN

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

19. Klares Bekenntnis zur **Steigerung der Anreize** bzw. zur Absenkung der Hürden zum Bau von großen Dachanlagen, etwa auf gewerblichen oder öffentlichen Gebäuden. Zielsetzung zum Ausbau **für große PV-Dachanlagen** im Umfang von mindestens 11 GW bis zum Ende der Legislaturperiode.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

- 20.** Reform der **Ausschreibungsregelungen** im EEG für große Dachanlagen (mehr Ausschreibungsrunden, sowie zunächst Begrenzung auf große Anlagen, z.B. ab 750 kW) sowie eine Verdreifachung des Ausschreibungsvolumen im PV-Dachanlagensegment, u.a. durch eine dynamische Ausrichtung der Mengen am Marktvolumen. Zudem Schaffung eines Top-Runner-Programms bei Ausschreibungen.
- 21.** Erhalt von „**Einfach-Planbar-Varianten**“ bei PV-Dachanlagen über 100 kW, wenn Dächer effizient genutzt werden, oder für Akteure, für die eine Ausschreibung nicht in Frage kommt, inkl. einer Anpassung des atmenden Deckels an einen substanziiell höheren PV-Ausbau.
- 22.** Auflösung der **Konkurrenz zwischen Volleinspeisungsanlagen und Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen** durch Segmentierung.
- 23.** Verbesserung der **Rahmenbedingungen für PPA** im PV-Dachanlagensegment, etwa durch Finanzierungshilfen (z.B. Bürgschaftsprogramme)
- 24.** Einrichtung eines Programms zur **Förderung der Vorbereitung, Nachrüstung oder Aufrüstung von Netzanschlüssen** im Rahmen der Errichtung großer PV-Anlagen.

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

- 25.** Einrichtung eines **Online-Portals für PV-Dachausschreibungen**, das auch den Anforderungen einer PV-Pflicht für Anlagen dieser Größe genügt (vgl. „Gewerbedach-Kataster“).
- 26.** Überarbeitung der **Netzanschlussregelungen in der Mittelspannung**, um die Anschlussbedingungen von PV-Anlagen mit dem Ziel der Kostensenkung zu vereinfachen.
- 27.** Schaffung von einfachen **Lösungen zur PV-Strom-Eigenversorgung** in Unternehmen mit hohem Energieverbrauch inkl. einer sinnvollen Regionalbelieferung aus weiteren PV-Anlagen.

3. Kleine und mittlere PV-Dachanlagen

Einspeisevergütung als erfolgreicher Wegbereiter der PV

Die Einspeisevergütung nach EEG war der Schlüssel für die Markteinführung der Photovoltaik und ist ein erfolgreiches Instrument für einen schnellen Ausbau – gerade für PV-Dächer bis 100 kW. Perspektivisch wird es nach 2025 eine neues Marktdesign brauchen, dass dann stärker auch systemische Aspekte berücksichtigt. Aber in den kommenden fünf Jahren wird diese Form der Refinanzierung der Investitionen in Erneuerbaren Energien noch gebraucht, insbesondere um Investitionsentscheidungen für Dachanlagen zu erleichtern.

Große Potenziale, viele potenzielle Akteure

Grob überschlagen bedarf es bis 2025 im Bereich der kleineren und mittleren Solardächer bis 100 kW, die ins Netz einspeisen, einen Zubau von mindestens 13 GW. Dies umfasst Anlagen auf Gewerbegebäuden, Landwirtschaftsbetrieben, Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern in der Stadt und auf dem Land. Die Entscheidungen der Dacheigentümer sind dabei entscheidend, ob dieser Ausbaupfad gelingt. Diese gilt es zu mobilisieren und deren Wunsch nach geringer Komplexität zu berücksichtigen. Jahr für Jahr müssen rund 300.000 Eigentümer:innen und Mieter:innen aktiviert werden, die sich für den Bau einer neuen PV-Anlage auf einem Dach einsetzen. Für Menschen ohne eigenes Dach geben Beteiligungsmodelle z.B. in Genossenschaften oder Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften oder Energy Sharing die Möglichkeit der Teilhabe. In diesem Segment zählt dabei ganz besonders, dass auch immaterielle Faktoren eine Anreizwirkung entfalten. Während bei sehr großen Solaranlagen die Rendite das Zugpferd für Investitionen ist, zählen bei kleineren PV-Dächern auch Faktoren wie Image, individueller Beitrag zur Energiewende oder die einfache Umsetzung zu wichtigen Motiven. Gleichwohl können solche Anlagen oder Beteiligungen durchaus wirtschaftlich attraktiv sein.

Zu bürokratisch und zu oft unwirtschaftlich

Aktuell ist dieses Marktsegment durch eine Reihe von Problemen gekennzeichnet. Einerseits sind die Anreize oftmals nicht attraktiv genug. Der Ausbau ist bislang zu niedrig. Viele Dächer werden aufgrund regulatorischer Vorgaben nicht voll belegt, sondern Anlagen künstlich verkleinert. Und oftmals ist die Vergütung nicht ausreichend, um die Investition in Volleinspeisungsanlagen attraktiv zu gestalten oder Solarteure und Dacheigentümer zu finden, die sich mit den geringen Margen und Pachten zufriedengeben. Gerade bei Kleinanlagen bilden Installationskosten einen wesentlichen Anteil der Investitionssumme, wobei deren Anteil durch eine sehr schnelle Degression der anzulegenden Werte der letzten Jahre gestiegen ist. Unverhältnismäßig hohe bürokratische Vorgaben schrecken viele Investoren in diesem Segment ab. Dies erschwert auch klassische und neuartige Beteiligungsmodelle an Volleinspeisungsanlagen.

Solarstromspeisung neu honorieren

Für die Einspeisung von Solarstrom ist nach wie vor wichtig, dass eine angemessene Vergütung erzielt werden kann. Derzeit ist diese oftmals mit 6 bis 8 Cent/kWh nicht auskömmlich genug, um eine breite Investitionswelle in Einspeiseanlagen auszulösen. Aufgrund des PV-Zubauwachstums insbesondere der Jahre 2019 und 2020 und der dadurch starken Degression über den Mechanismus des atmenden Deckels, ist die Wirtschaftlichkeit der Stromspeisung mit PV gegenüber anderen Optionen verzerrt worden. Eine gute Möglichkeit, das Dachsegment zu stärken, volle Dachbelegung anzureizen und so auch wieder mehr Kapazitäten im Handwerk aufzubauen ist daher eine strukturelle Ausrichtung des Degressionsmechanismus der Einspeisevergütungen (Atmender Deckel) auf die neuen Ausbauziele als eine der ersten Maßnahmen nach der Bundestagswahl. Das Fördersystem muss so weiterentwickelt

werden, dass sich auch Anlagen in Volleinspeisung rechnen und deren Betriebskosten (z.B. für den Messstellenbetrieb, dessen Kosten voraussichtlich steigen) im Verhältnis zur Vergütung des eingespeisten Stroms stehen.

Smart Meter smarter einsetzen

Der Smart Meter Rollout ist gesetzt. Er verläuft überaus holprig und führt zu massiver Verunsicherung im Markt, aber PV-Neuanlagen werden perspektivisch eine digitale Messinfrastruktur bekommen und brauchen. Aber es bedarf Korrekturen der bisherigen Regelungen und eine Begleitstrategie. Erstens sollte es weiterhin eine Bagatellgrenze für den Einbau geben, da die Mehrwerte bei Kleinanlagen die Mehrkosten nicht rechtfertigen. Ggf. sind hier andere Lösungen, wie die Überarbeitung der Standardlastprofile sinnvoll. Zweiteins sollten die entstehenden Kosten für PV-Betreiber reduziert oder zumindest abgedeckt werden. Diese sind derzeit ein Innovationshemmnis, auch z.B. bei Wärmepumpen. Das betrifft z.B. die bis zu vierstelligen Kosten für den Umbau von Zählerschränken, die sich auf die erhöhten Betriebskosten aufaddieren. Hier könnten bürokratiearme Förderprogramme den Druck nehmen. Drittens müssen der Nutzen und die Anwendungsfälle der Smart Meter Gateways neu definiert werden – und zwar verstärkt aus Perspektive der Anlagenbetreiber. Und es müssen neue Geschäftsmodelle ermöglicht werden. Bislang nutzt der Smart Meter vornehmlich den Verteilnetzbetreibern, die aber nicht dafür zahlen. Mittelfristig kann dann eine ausgerollte Smart Meter Infrastruktur eine Lösung sein und schafft die Basis z.B. für variable Tarife mit Anreizen zur systemdienlichen Bereitstellung von Flexibilität – auch im Eigenverbrauch. Jedoch braucht es zu Beginn der Pflichteinführung mehr flankierende Maßnahmen, um die (wirtschaftlich) abschreckende Wirkung zu verlieren. Es soll ein Vorteil für Anlagenbetreiber werden, einen Smart Meter zu installieren, weil dann der Zugang zu besseren Optionen ermöglicht werden kann.

Direktvermarktung vereinfachen

Direktvermarkter und Aggregatoren, die systemdienlichen Stromhandel betreiben, sind derzeit nicht in der Lage, kleine PV-Anlagen außerhalb von Pilotprojekten aufzunehmen. Es braucht einen neuen Deal mit dem Leitmotiv mehr Kundenfreundlichkeit zu ermöglichen, um so einerseits eine Basis für den Vermarktungszugang und andererseits für mehr Systemdienlichkeit zu erhalten. Die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen, etwa im Kontext ausgedeckelter Anlagen ist heute nicht attraktiv, da die erforderliche Messinfrastruktur und die Auflagen nicht im Verhältnis zu den möglichen Erträgen stehen. Auch bei Neuanlagen fehlt sowohl Wirtschaftlichkeit als auch Skalierbarkeit von Ansätzen. Um die Direktvermarktung für kleinere PV-Anlagen attraktiver zu gestalten und die Kostentreiber auszuräumen gäbe es eine Reihe von Ansätzen, die aber auch regulatorische Anpassungen erforderlich machen. Dazu gehört z.B. die Ermöglichung von elektronischen Vertragsschlüssen und die Schaffung von „Full Service Lieferanten“, die Lieferanten und Direktvermarkter in einem sein könnten. Zudem müsste die Nutzung der Daten aus dem Marktstammdatenregister vereinfacht und die sternförmige Kommunikation über Smart Meter ermöglicht werden. Aber auch Maßnahmen, wie die Vereinfachung der Verwendung von miteinander verrechneten Messwerten mehrerer Zähler, auch in Kombination mit Lastprofilen sind nötig. Die verpflichtende Anforderung der Steuerbarkeit müsste bei kleinen Anlagen gestrichen werden, bis die Kosten im Verhältnis zum Nutzen stehen. Es reicht in vielen Fällen die Sichtbarkeit der Anlagen für das System aus. Direktvermarkter wären auch mit ungesteuerten oder nicht steuerungswürdigen Anlagen verpflichtet, ihre Bilanzkreise ordentlich zu bewirtschaften. Ein einzelner Handelsvorgang oder die Aktivierung einer größeren Flexibilität (oder vieler gepoolter kleiner Flexibilitäten, z.B. aus Batterien) könnte hunderte ungesteuert einspeisende PV-Kleinanlagen im Bilanzkreis ausgleichen. Zusätzlich sollten die Prozesse für Herkunftsnachweise angepasst werden, damit auch Kleinanlagen außerhalb der Förderung diese einzeln oder im Rahmen eines Pooling nutzen können.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR KLEINE UND MITTLERE PV-DACHANLAGEN

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

- 28.** Bekenntnis zur **Weiterführung der Einspeisungsvergütung** als Förderinstrument des PV-Ausbaus bis mindestens 2025 sowie Zielsetzung der Entbürokratisierung des PV-Segments kleinerer Dachanlagen. Zielsetzung zum Ausbau von kleineren PV-Anlagen bis 100 kWp zur Netzeinspeisung im Umfang von mindestens 13 GW bis zum Ende der Legislaturperiode.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

- 29.** Strukturelle Ausrichtung auf die neuen Ausbauziele: **Anpassung des Mengenrahmens** für den PV-Dachausbau im EEG.
- 30.** Schnell wirksame **Anpassung und Vereinfachung des Mechanismus des atmenden Deckels** zur Ermittlung zukünftiger Förderhöhen, auch um für kleine und mittlere PV-Anlagen die derzeitige Unwirtschaftlichkeit zu korrigieren. (z.B. nur die vergütungsberechtigte Leistung auf die Degression anrechnen).
- 31.** Vereinfachung der **Direktvermarktung** für kleine PV-Anlagen (auch derer, am Ende ihres Förderzeitraums) im Sinne der Entbürokratisierung, durch die Ermöglichung von elektronischen Vertragsschlüssen und die Schaffung der Rolle von „Full Service Lieferanten“ für Direktvermarkter, sowie substanziellen Vereinfachungen der Direktvermarktungsvoraussetzungen.
- 32.** Vereinfachung bzw. temporäre Aussetzung der **Einbauverpflichtungen von intelligenten Messsystemen** (z.B. für PV-Anlagen unter 30 kWp, ggf. als Nachrüstopion bzgl. der Steuerbarkeit) durch regulatorische Anpassungen des EEG und des Messstellenbetriebsgesetzes sowie Ermöglichung der Förderung von Smart-Meter-Ausrüstungskosten bei kleineren Bestandsanlagen (u.a. für Umbau der Zählerschränke).

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

- 33.** Entwicklung eines mittelfristigen, robusten **Marktdesigns für kleine PV-Anlagen mit Stromspeisung** ins Netz auch unter Berücksichtigung von Fragen der Netzstabilität.
- 34.** Vereinfachung der Nutzung der Daten aus dem **Marktstammdatenregister** für Marktteilnehmer.
- 35.** Überarbeitung der **Denkmalschutzregelungen** im Sinne einer Vereinfachung des PV-Ausbaus, vor allem in Städten.

4. Vor-Ort-Versorgung

Mit der Vor-Ort-Versorgung wird ein neues Photovoltaik-Segment geschaffen. Es funktioniert als Alternative zur klassischen Stromeinspeisung. Das Segment fußt auf den bisherigen Ansätzen der Eigenversorgung und des Mieterstroms und führt diese zusammen. Zugleich baut es auf den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) auf, das die solare Stromerzeugung als Element einer klimagerechten und effizienten Bauweise anerkennt und als solche durch Anrechnung der Effizienzmaßgaben im Neubau fördert. Auch der Einsatz von sogenannten Balkonmodulen oder Fassadenmodulen ist als eine Form der Vor-Ort-Versorgung zu betrachten.

Ein neues Segment: Vor-Ort-Versorgung

Eine solare Vor-Ort-Versorgung liegt gemäß unserer Definition immer dann vor, wenn der erzeugte, erneuerbare Strom noch vor dem Zähler bzw. der Messung am Netzverknüpfungspunkt verbraucht wird. Bis zum Zähler hat jeder PV-Anwender die volle Entscheidungsfreiheit. Üblicherweise deckt dieser Strom den bzw. einen Teil des lokalen Energiebedarfs für Elektrizität, Wärme und Mobilität und wird ggf. mit lokalen Speicheroptionen verknüpft.¹⁹ Perspektivisch ist denkbar, die Sektorkopplung als Bedingung für das Vor-Ort-Strom-Segment zu definieren.

Die Vor-Ort-Versorgung bezieht sich auf alle Endverbraucher, die Erzeugung und Verbrauch vor Ort koppeln oder dies in einer Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaft tun. Analog zur Eigenversorgung und dem Mieterstrom heute kann diese „Zelle“ ein Einfamilienhaus oder auch ein Quartier, ein Mietshaus oder ein Gewerbe sein. Entscheidend ist, dass es für den erzeugten Solarstrom keine Vergütung gibt und für dessen Nutzung keine Abgaben zu entrichten sind. In Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften, die auch das Netz nutzen, wird nur der Umfang der Netznutzung mit angemessenen Abgaben belegt. Eine solche Vor-Ort-Versorgung mit Netznutzung erfordert die Integration in einen Bilanzkreis z.B. eines Direktvermarkters oder eines „Full Service Lieferanten“ (siehe vorheriger Abschnitt).

Raus aus der Nische

Bisher wird in Deutschland nur ein kleiner Teil der PV-Kraftwerke zur Eigenerzeugung und für Mieterstrom genutzt. Über die Anreize im GEG dürften bislang nur wenige MW installiert worden sein, wobei gerade im Segment der kleinen PV-Anlagen dieser Pfad künftig wichtiger werden wird (PV-Anlagen gehören hier zunehmend zur Haustechnik). Zahlenmäßig die meisten Eigenverbrauchsanlagen weisen eine Leistung in einstelligen oder niedrigen zweistelligen kW-Bereich auf. Allerdings spielt der Eigenverbrauch in PV-Anlagen bis 100 kWp und auch in größeren Anlagen im Bereich der Gewerbeanlagen eine zunehmend große Rolle. Zudem hatten in der jüngsten Vergangenheit sogenannte Balkonmodule Konjunktur, von denen bisher bundesweit einige tausend installiert sein dürften.

Das Potenzial im Gesamtsegment der Vor-Ort-Versorgung ist sehr groß. Jährlich könnten mehrere GW an PV-Anlagen in dieser Logik zugebaut werden. Dabei liegt der Fokus auf Dachanlagen die aufgrund des vergütungsfreien Vor-Ort-Segmentes zunehmend als Standard-Haustechnik betrachtet werden sollten. Im Rahmen der baurechtlichen Regularien sollten aber auch PV-Anlagen auf Fassaden oder anderen Gebäudeteilen wie, Wintergärten, Carports, Anbauten und den sonstigen Flächen der Grundstückseigentümer genutzt werden können (vgl. Mini-PV-Freiflächenanlagen). Die trifft durchaus nicht nur auf Einfamilienhäuser zu, sondern auch den Geschosswohnungsbau oder auf Gewerbebetriebe, bei denen große Fassaden oder Nebenbauwerke wie Garagen, Parkhäuser, oder Parkplatzüberdachungen, Fahrradstellplätze, oder Ähnliches genutzt werden können.

¹⁹ Vgl. dazu: RLS 2020 (vgl. Kapitel 3): https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/images/energiewende/RLS_New_Deal_f_r_das_Erneuerbare_Energiesystem_Feb_2020.pdf

Alte Denkmuster überwinden

Die Vor-Ort-Versorgung war bislang nicht vorgesehen. Bisher wurde das Mieterstrom- und Eigenverbrauchssegment regulatorisch klein gehalten und eher toleriert als gefördert. Gemäß dem alten Denkmuster des konventionellen Energiesystems fußt die Stromversorgung der Endverbraucher bislang primär auf der Lieferung von Netzstrom. Entsprechend ist auch der Rechtsrahmen und die Regulatorik bisher stark darauf ausgelegt. Die Sorge der Regulatoren war insbesondere, dass entfallenen Entgelte und Abgaben aufgrund des reduzierten Netzstrombezugs zu Mehrkosten bei anderen Stromkonsumenten führen und sich Einzelne so auf Kosten der Gesamtheit optimieren könnten. In der Konsequenz wurde etwa das Mieterstromgesetz so komplex gestaltet, dass es kaum Marktwirkung entfalten konnte. Weitgehend ausgeblendet wird in der Diskussion der Bereich der fossilen Eigenversorgung, der verglichen zum PV-Eigenversorgung deutlich größer ist und über weitreichende Privilegien verfügt. Grundsätzlich empfiehlt sich, die Energiesystem-Betrachtung in diesem Bereich an der aktuellen Situation neu auszurichten. Einerseits wurde die EEG-Umlage ohnehin bereits gedeckelt und die EEG-Umlage soll nach dem Willen vieler Politiker zukünftig haushaltsfinanziert werden – d.h. sinken oder abgelöst werden. Mit der CO₂-Bepreisung im Wärme- und Mobilitätssektor steigen die Kosten für die Nutzung fossiler Primärenergieträger an, auch wenn die CO₂-Preise im nationalen Emissionshandel noch zu niedrig sind. Wärme wird in der Regel vor Ort produziert, künftig zunehmend strombasiert. Mobilität wird elektrisch und bekommt damit auch eine Vor-Ort-Komponente. Darin steckt das wesentliche Argument: Durch den drastisch wachsenden Strombedarf wird Jahr für Jahr mehr Strom über die Netze geliefert werden müssen. Dieser Umstand kann und sollte bei der Bewertung der nachhaltigen Finanzierung der Netzinfrastruktur mitgedacht werden, da viele dieser hinzukommenden Kilowattstunden auch mit der Zahlung eines Netzentgeltes verbunden sein werden. Aus Netzfinanzierungsicht ist dies unschädlich. Aus Netzausbauvermeidungs- und Netzauslastungsgründen ist es aber daher effektiv, möglichst viel bereits vor dem Zähler zu erzeugen und zu puffern. Daraus folgt, dass im Sinne einer Entlastung der begrenzten Netzkapazitäten eine Kopplung von erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch bereits vor dem Zähler auch als ein solidarischer Beitrag gesehen werden muss, den es zu aktivieren gilt. Dieser Beitrag wird noch stärker, wenn Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften die Vor-Ort-Erzeugung im sinnvollen räumlichen Zusammenhang noch weiter optimieren („Produktion, Lieferung, Speicherung und Eigenverbrauch im Ortsteil/Stadtviertel“).

Nachfrage bedienen, Vision des EU-Rechts umsetzen

Zuletzt ist die politische Offenheit für Modelle der Vor-Ort-Versorgung aufgrund der dezentralen Logik des erneuerbaren Energiemarktes zunehmend gewachsen. Dies hat verschiedene Gründe. Seitens der Konsumenten, ob Privathaushalt oder Gewerbe, steigt die Nachfrage nach lokalen, klimaschonenden Versorgungskonzepten. Unternehmen, darunter auch viele Stadtwerke und klassische Energieversorger, drängen mit neuen Geschäftsmodellen und Technologien auf den Markt. Und auch die regulatorischen Vorgaben seitens der EU stellen die Verbraucher:innen mehr und mehr ins Zentrum. Konkret verweist das EU-Recht darauf, Prosumer, Energy Sharing (Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften) und Energiegemeinschaften mit ausgiebigen Rechten auszustatten und ihnen eine Rolle im Energiemarkt einzuräumen. Beispiele u.a. aus Spanien oder Österreich zeigen zudem, wie sich Vor-Ort-Versorgungsmodelle erfolgreich ins Energiesystem integrieren lassen.

Volle Dachbelegung sicherstellen

Die Vor-Ort-Versorgung hat den Vorteil, dass Immobilienunternehmen und Investoren ohne bürokratischen Aufwand und ohne Förderung PV-Anlagen errichten können. Dies eröffnet auch neuen Handlungsspielraum bei Immobilienunternehmen und -verwaltungen aber auch für Energiedienstleister oder Eigenheimbesitzer und Mieter. Bei diesen neuen Freiheiten gilt es zu vermeiden, dass unter dem Gesichtspunkt der optimierten Energienutzung vor Ort die PV-Anlagen zu klein konzipiert werden und somit das Dachpotenzial nicht voll ausschöpfen. Insofern müssen die Anreize so gesetzt sein, dass die Dachflächen optimal genutzt werden. Um dies sicherzustellen sind mehrere Optionen denkbar: Eine PV-Pflicht muss so gestaltet sein, dass die Dachfläche optimal genutzt wird, auch im Bestand. Über eine Förderung von (Wärme-)Speichern, Wärmepumpen und Wallboxen bzw. deren stärkere (regulative) Verankerung im Markt kann die Grundlage geschaffen werden, um auch größere Mengen des vor Ort erzeugten Stroms direkt zu nutzen. Drittens sollte über eine günstige digitale Anbindung an energiemarktlche Prozesse zudem die Möglichkeit bestehen, Strommengen über Direktvermarkter, Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften (Bürgerstromhandel oder Energy Sharing) lokal und überregional – zu Marktpreisen – zu vermarkten.

Individuelle Ökonomie der Flexibilität schaffen

Diese Option zur marktlichen Veräußerung von Strommengen muss in der kommenden Legislaturperiode ausgeweitet werden, damit die lokalen Energiezellen sich mit ihren Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichereinheiten am Energiemarkt beteiligen können. Dafür muss neben einen allgemeinen und in der Praxis nutzbaren Marktzugang auch ein Flexibilitätsmarkt geschaffen werden, der auch kleinen Akteuren eine Teilhabe ermöglicht. Der regulative Rahmen hierfür muss in der kommenden Legislaturperiode umgehend auf den Weg gebracht werden.

Die Lösung und die konkreten Handlungsempfehlungen

Die solare Vor-Ort-Versorgung ist ein marktliches und vor allem einfaches Instrument zum Ausbau von Photovoltaik, Speichern und Sektorenkopplungslösungen auf unterster Ebene, auch und für Lösungen jenseits des EEG. Zugleich liegt hier ein hohes Innovationspotenzial. Die Finanzierung des Ausbaus und von optimierten dezentralen Energiemanagementsystemen erfolgt hier ohne die Vergütung für vor Ort genutzte kWh. Aufgrund der anstehenden Veränderungen in der Struktur der Abgaben und Umlagen muss die Wirtschaftlichkeit dieses Segments sinnvoll weiterentwickelt werden. Der wesentliche ökonomische Anreiz förderfreie Anlagen zu errichten, hängt maßgeblich vom Strompreis ab, der alternativ zu zahlen wäre. Ist das Delta zu groß, führt dies zu überproportionalen Anreizen. Sinkt der Strompreis, etwa durch eine Abschaffung der EEG-Umlage kann sich der Effekt gegenteilig auswirken. Der Gesetzgeber muss daher Mittel und Wege finden, hier die richtige Anreizstruktur zu schaffen. Die nächste Bundesregierung muss das Segment der solaren Vor-Ort-Versorgung regulatorisch auf den Weg bringen und umsetzen.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR DIE VOR-ORT-VERSORGUNG

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

- 36.** Formulierung eines **Bekennnisses zur solaren Vor-Ort-Versorgung** als neue, wertige und solidarische Form der Energieversorgung sowie als Alternative zur vergüteten Einspeisung. Etablierung der Vor-Ort-Versorgung durch Anreize und Bürokratieabbau für Prosumer, Mieterstrom, Energiegemeinschaften oder auch gewerbliche Eigenverbraucher. Zielsetzung zum Ausbau von PV-Anlagen **im Rahmen der Vor-Ort-Versorgung** im Umfang von mindestens 7 GW bis zum Ende der Legislaturperiode.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

- 37.** Gleichstellung **Mieterstrom und Eigenversorgung** im Sinne der Nichterhebung der EEG-Umlage.
- 38.** Schaffung einer gesetzlichen Regelung, die eine optionale, **förderfreie Errichtung von PV-Anlagen** bis 100 kWp honoriert, die für vor Ort genutzte Strommengen auf eine Vergütung verzichten, indem hier sämtliche Umlagen, Abgaben und Steuern entfallen.
- 39.** Beschluss eines **Forschungsvorhabens und Stakeholderdialogs** mit dem Ziel der Analyse von Wirtschaftlichkeitsdaten (u.a. im Zuge der Reformen der EEG-Umlage und möglichen Senkung der Strompreise) sowie von Fragen der Flexibilitätsmärkte, Sektorenkopplung und Netzdienlichkeit der Vor-Ort-Versorgung im Zuge des steigenden Strombedarfs.

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

- 40.** Überarbeitung oder Streichung der Mieterstrom-Regelungen und der Eigenverbrauchsregelungen für alle Neuanlagen und Überführung selbiger in eine **übergreifende Regelung für eine solare Vor-Ort-Versorgung**.
- 41.** Vorlage eines jährlichen **Monitoringberichtes** zur Entwicklung des Segments der Vor-Ort-Versorgung.
- 42. Reform der Netzentgelte**, die eine verursachergerechte bzw. entfernungsabhängige Kostenverteilung berücksichtigt und eine Vor-Ort-Kopplung von Erzeugung und Verbrauch ohne wesentliche Netznutzung entsprechend honoriert.
- 43. Weiterentwicklung des Gebäudeenergiegesetzes** im Sinne einer Harmonisierung der Regelungen mit der Vor-Ort-Versorgung.
- 43. Erweiterung der Regelungen der Vor-Ort-Versorgung** auf große PV-Anlagen sowie im Sinne einer Anwendung bei Kundenanlagen in Mehrfamilienhäusern und Quartieren. Vereinfachung der Zusammenlegung von Netzarealen und Schaffung von lokalen Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften.

5. Besondere Solaranlagen

Photovoltaik ist vielfältig und kann noch vielfältiger werden. Zusätzlich zu den bereits genannten Segmenten gibt es noch kaum aktivierte weitere Potenziale, die teilweise aufgrund der Zusammenlegung mit den klassischen Dachanlagen und dem Freiflächenanlagensegment zu wenig Chancen auf Realisierung haben oder hatten. Mit dem EEG 2021 hat hier durch eine verbesserte Segmentierung zwischen PV-Freiflächenanlagen, großen PV-Dachanlagen und sogenannten besonderen Solaranlagen in der Innovationsausschreibung (Agri-PV, Floating-PV und Parkplatz-PV) ein Verbesserungsprozess begonnen, der weitergeführt werden sollte. Auch die neue Segmentierung ist nicht konsequent genug und es werden weiterhin Potenziale weitgehend ungenutzt belassen (z.B. die Lärmschutz-PV, die sich in einer gemeinsamen Ausschreibung gegen Dachanlagen durchsetzen müsste). Auch eher kleinteilige Anlagen mit erheblichem Potenzial (z.B. Fassaden-PV) könnten unter dem Begriff besondere Solaranlagen strukturiert gestärkt werden. Zudem kann die Innovationsausschreibung einen Raum bieten, mit steigenden Anforderungen und wirksamen Volumen PV-Speicher-Hybride zu etablieren.

PV-Speicher-Hybride

Ein Zubau von jährlich über 10 GW PV-Leistung erhöht gleichzeitig den Bedarf an Netz- und Speicherkapazitäten. Auch diese Herausforderung muss aktiv angegangen werden, um für den Ausbau von Solarkraftwerken eine solide Grundlage zu schaffen. Im Gegensatz zum Netzausbau gibt es bei Speichern noch keinen strukturierten Prozess. Speicher mit hohen Leistungen und Kapazitäten werden schon zügig benötigt, da ansonsten der allgemeine Abregelungsbedarf zu sehr steigt. Dabei sollen Speicher marktlich eingesetzt werden. Daher gilt es, Strom- oder Regelleistungsmarktprodukte für Speicher zu entwickeln, damit sie deren Betrieb zügig lohnt. Für die Einspeiseverlagerung über mehrere Stunden wird es zunächst schwierig sein, dass sich Speicher allein über den Markt tragen können. Hier kann der Bereich der PV-Speicher-Hybride genutzt werden, in dem sich mit steigenden Anforderungen (z.B. bezüglich einer hohen Kapazität) solche Speichersysteme anreizen lassen. Die Innovationsausschreibung bietet die Chance, über die Integration von Speichern wichtige Erfahrungen für die Zukunft zu sammeln. Die Erfahrungen mit PV-Speicher-Hybriden und die Kostensenkungen können dann später in reguläre Ausschreibungen und ins PPA-Segment einfließen. Durch Anheben der Anforderungen in der Innovationsausschreibung werden immer neue Innovationen angestoßen.

Besondere PV-Anlagen in der Innovationsausschreibung

Als zusätzliches Segment in der Innovationsausschreibung sind besondere Anlagen vorgesehen. Dies sind Agri-PV, Floating-PV und Parkplatz-PV, wobei Stand heute noch das Volumen begrenzt ist auf 2* 50MW, all diese Anlagen untereinander konkurrieren und heute keine langfristige Planungssicherheit gegeben ist. Auch wird das dort bezuschlagte Volumen mit den anderen Teilen der Innovationsausschreibung (PV-Speicher-Hybride) verrechnet. Ein Umfeld für Mut zum Experimentieren und Planungssicherheit für die Forschung und Entwicklung derartiger Konzepte sieht anders aus. Einerseits soll das Volumen deutlich angehoben werden (z.B. initial verfünffacht), andererseits soll mehr Kontinuität in die Ausschreibung besonderer PV-Anlagen gebracht werden (mehr als eine Runde pro Jahr; Verstetigung der Ausschreibung besonderer PV-Anlagen bis 2025; keine interne Verrechnung mit Anlagenkombinationen).

Innovations-Booster und Top-Runner-Ansatz

Auch hier kann statt reinem Kostenwettbewerb ein Innovations-Booster-Ansatz Anwendung finden, der neben der reinen Kostenkonkurrenz auch die Art der Innovation bei der Bezuschlagung berücksichtigt. Damit sichergestellt werden kann, dass sich die Entwicklung besonderer PV-Anlagen lohnt, sollen neben einer Volumenerhöhung auch der Mechanismus der Bezuschlagung so angepasst werden, dass nur gleichartige Anlagen untereinander konkurrieren (Agri-PV mit Agri-PV, Floating-PV mit Floating-PV, usw.). Der Höchstpreis begrenzt die Förderkosten ohnehin und wenn mehrjährige Planungssicherheit durch ausreichendes Volumen besteht, wird sich Wettbewerb zu Zuschlägen deutlich unter den zulässigen Gebotshöchstwerten einstellen. Zudem soll das Segment der besonderen PV-Anlagen um ein „PV-Top-Runner-Programm“ für Hocheffizienzmodule ergänzt werden. Schnelligkeit, Innovation und Nachhaltigkeit können sich hier sehr gut ergänzen.

PV-Anlagen in Vergabeprozessen (insb. Lärmschutz-PV und PV an Verkehrsinfrastrukturen)

„Lasst uns eine große PV-Anlage auf der neuen Lärmschutzwand errichten, entlang der Bahnstrecke, teilweise im Stadtgebiet und auch entlang der parallellaufenden Autobahn.“ So sinnvoll solch ein Vorhaben ist, so wenig realistisch ist heute die Projektrealisierung aufgrund der vielfältigen Zuständigkeiten. Weil der Planungsprozess lange dauert und die Teilnahme in einer klassischen Ausschreibung keinen Zuschlag garantiert, bleiben solche Potenziale ungenutzt. Um dieses Problem zu lösen, sollte ab einer bestimmten Vorhabensgröße ein Pflicht-Vergabeverfahren bei derartigen Neubau- und bedeutsamen Umbauprojekten an Verkehrsinfrastrukturen durchgeführt werden. Eine obere Projektgröße soll es hingegen nicht geben. In der Vergabe soll ein Bieterprozess für Errichtung durchgeführt werden. Ein geeigneter Zuschlagsmechanismus (z.B. eine Zweitpreisauktion) garantiert Wettbewerb im Vergabeverfahren. Die öffentliche Hand kann so zusätzliche konfliktfreie Flächen für große PV-Anlagen bereitstellen. Durch Pacht oder eine andere angemessene Nutzungsgebühr reduziert die PV-Anlage die Kosten für die Bauprojekte. Der Stromverkauf sichert die Wirtschaftlichkeit für den Gewinner des Vergabeverfahrens.²⁰ Eine Vorlage für ein solches Vergabesystem bietet das Verfahren der Deutschen Bahn für den Umbau der Elektrizitätsversorgung der Schiene²¹ oder die Projektvergabe der österreichischen Autobahngesellschaft.²²

Fassaden-PV aktivieren

Für die Markteinführung der Fassaden-PV wird ein 1-Million-Fassaden-Programm benötigt, das dafür sorgt, dass PV-Fassaden bei Neubauten und Altbauten mehr und mehr zum Standard werden. Eine umfassende generierte Nachfrage wird auch hier zu einem umfassenden Angebot führen, was z.B. das Förderprogramm von Ladepunkten in Gebäuden (KfW 440)²³ zeigt. Zugleich kann ein solches Programm für die Etablierung von Vor-Ort-Versorgung mit genutzt werden (siehe Kapitel III.4). Auch können Anreize bei Architektenvergütungen dafür sorgen, dass Architekten PV-Fassaden in ihren Entwürfen berücksichtigen. PV-Fassaden sollten auch im Gebäudeenergiegesetz (GEG) stärker berücksichtigt werden.

²⁰ Ein ähnliches System (Vergabe und förderfreie Errichtung) ließe sich auch große Dachflächen öffentlicher Gebäude nutzen, für den Fall, dass die Anlagengröße eine Teilnahmepflicht an der Ausschreibung von Dachanlagen vorsehen würde. Auch die Integration in das Kataster einer PV-Pflicht wäre denkbar.

²¹ DB Bieterportal bzw. Rahmenverträge für EE-PPA: <https://bieterportal.noncd.db.de> bzw. t1p.de/0mcf

²² <https://www.ioeb-innovationsplattform.at/challenges/detail/die-autobahn-als-sonnenkraftwerk-mit-der-laermschutzwand-strom-produzieren/>

²³ KfW 440: Zuschuss für Kauf und Anschluss von Ladestationen für Elektroautos – Wohngebäude: t1p.de/jg32

Fundierte Richtungsentscheidungen durch verbessertes und zeitnahes PV-Zubaumonitoring

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Segmenten, sowie ein Überblick zum Zubau und zur Änderung des Zubaus in diesen ist wichtig für die Gestaltung von Bedingungen der Förderung im EEG, sowie für Entscheidungen in anderen Energiewirtschafts- oder Politikbereichen. Das bisherige Monitoring z.B. über den EEG-Erfahrungsbericht reicht nicht aus, den PV-Ausbau gut und die Entwicklung in den Segmenten zeitnah zu erfassen. Weil die Dynamik im PV-Bereich hoch ist und in den einzelnen PV-Segmenten unterschiedlich schnell verläuft, ist die Datenbasis für viele Entscheidungen zur PV bisher in der Regel veraltet. Mit dem Marktstammdatenregister werden Ausbaudaten zügig verfügbar, finden bisher aber keinen Eingang in Entscheidungsprozesse. Vorhandene Informationen aus dem Register werden nicht für Entscheidungsprozesse aufbereitet. Auch der Zubau förderfreier Anlagen wird bisher nicht strukturiert erfasst. Mit dem Ziel auf allen Politik- und Verwaltungsebenen fundiert entscheidungsfähig bleiben, sollte daher ein dauerhaft aktuelles PV-Zubaumonitoring etabliert werden.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR DIE BESONDEREN PV-ANLAGEN

Was muss im Koalitionsvertrag geregelt werden?

- 45.** Bekenntnis zum **verstärkten Einsatz der Photovoltaik auf verfügbaren Infrastrukturen** durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen, die sich explizit auf die speziellen Anforderungen beziehen. Zielsetzung zum **Ausbau von Besonderen PV-Anlagen** im Umfang von mindestens 4 GW bis zum Ende der Legislaturperiode.

Was muss im 100-Tage-Programm stehen?

- 46.** Beschluss eines 1-Million-PV-Fassaden-Programms z.B. in Analogie zum Förderprogramm von Ladepunkten in Gebäuden (z.B. in Analogie zum KfW 440 Programm)
- 47.** Erhöhung und Verstetigung des Volumens der **Innovationsausschreibungen** sowie Etablierung eines Front-Runner-Programms bei Ausschreibungen. Stärkung des Innovationscharakters des EEG in der Innovationsausschreibung etwa durch gut ausgerichtete Anforderungen an PV-Batterie-Hybride, sowie die Erhöhung des Volumens für Floating-PV, Agri-PV und Präzisierung des Förderrahmens.

Was ist im Laufe der Legislaturperiode zu tun?

- 48.** Verbessertes und zeitnahes PV-Zubau-Monitoring etablieren.
- 49.** Schaffung von Pflicht-Vergabeverfahren für PV-Anlagen an Verkehrsinfrastrukturen (z.B. Lärmschutz-PV).
- 50.** Stärkung der Anwendung der PV-Fassaden im Gebäudeenergiegesetz.

IV.

FAZIT: DIE MASSNAHMEN FÜR EINEN PV-BOOM

LIEGEN AUF DER HAND. MAN MUSS ES NUR

WOLLEN.

Den Zubau der Photovoltaik auf jährlich über 10 Gigawatt erhöhen. Das ist das Ziel. Wie dies in der kommenden Legislaturperiode gelingen kann, darauf gibt das vorliegende Impulspapier Antworten. Es schlägt Handlungsempfehlungen vor, wie der PV-Markt in den Jahren 2021-2025 entfesselt werden kann. Die Überlegungen basieren auf Ideen und Vorschlägen von Expertinnen und Experten, die sich teilweise seit Jahrzehnten aus unterschiedlichen Blickwinkeln mit der Entwicklung der Photovoltaik befassen. Was sie eint: Sie sind überzeugt, dass die Photovoltaik eine günstige, grüne, verfügbare und skalierbare Basistechnologie der klimafreundlichen Energieversorgung in Deutschland und weltweit darstellt.

Ein hoher Photovoltaik-Zubau bis 2025 ist nötig, möglich und wünschenswert. Dabei geht es aber nicht nur um Geschwindigkeit, sondern auch um Innovationen und ein nachhaltiges Wachstum des PV-Ausbaus. Im Kern kann dabei die weltweite Erfolgsgeschichte der PV fortgesetzt werden, etwa im Bereich der Kostensenkung und Steigerung der Wirkungsgrade.

Was es braucht, ist ein PV-Programm für die nächste Legislaturperiode. Denn die kommenden fünf Jahre sind entscheidend für die Erreichung der Klimaziele, aber auch zur Positionierung der deutschen Wirtschaft in einem Zukunftsmarkt. Die neue Bundesregierung muss dabei anstelle des Rückspiegels den Blick nach vorne wenden und sich an den Chancen und Anforderungen des kommenden, erneuerbaren Energiesystems orientieren. Es gilt, den PV-Zubau gezielt zu entfesseln und unmittelbar nach der Bundestagswahl konkret zu werden. Dafür schlägt das Papier 50 Maßnahmen vor, wie ein PV-Zubau von 50 GW bis zum Ende der Legislaturperiode gemeistert werden kann.

Lösungen gilt es dabei für alle Segmente zu finden – gleichzeitig und nicht nacheinander. PV wird in den verschiedensten Größenklassen und Anwendungen gebraucht. Denn small is beautiful und big is powerful. Durch Überwindung von alten Denkmustern und ein Einlassen auf die heutige Kostenrealität der Photovoltaik und den Möglichkeiten, die damit einhergehen, ist eben big auch beautiful, und small in der Masse sehr powerful. Daher werden Maßnahmen vorgeschlagen, die übergreifender Natur sind oder sich konkret auf Solarparks, Große-PV-Dachanlagen, Kleine und mittlere PV-Dachanlagen, die Vor-Ort-Versorgung sowie Besondere Solaranlagen beziehen.

Die Möglichkeiten, den PV-Ausbau aller PV-Segmente gleichzeitig zu aktivieren, ihn auf über 10 Gigawatt im Jahr zu erhöhen und kontinuierlich weiter zu steigern, ist gegeben. **Eine Kapazität von über 100 GW PV bis zum Ende der Legislaturperiode im Jahr 2025 ist ohne weiteres erreichbar.** Und diese ist eine Chance für Deutschland. Man muss es nur wollen.



PV Think Tank

