

Wissen. Wandel. Berlin. | Report Nr. 24

StromNachbarn: Reformoptionen für einen beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern in Berlin

Katharina Umpfenbach, Lina-Marie Dück, Ricarda Faber



Impressum

Herausgeber:

Ecologic Institut gemeinnützige GmbH

Pfalzburger Straße 43/44, D-10717 Berlin

Tel. +49 30 86880

berlin@ecologic.eu

Webseite <http://www.ecologic.eu>

Autor*innen:

Katharina Umpfenbach, Ecologic Institut

Ricarda Faber, Ecologic Institut

Lina-Marie Dück, Ecologic Institut

Stand: November 2021

Danksagung:

Die Autorinnen danken Laura Ferreri (SolarZentrum) und Astrid Aretz, Valentin Tappeser und Richard Harnisch (IÖW) für wertvolle Kommentare zum Entwurf des Berichts.

Zitiervorschlag:

Umpfenbach, K., Dück, L-M., Faber, R. (2021). StromNachbarn: Reformoptionen für einen beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern in Berlin (Wissen. Wandel. Berlin. Report Nr. 24). Berlin: Ecologic Institut.

Bildnachweis Titelbild:

@ JFL Photography | stock.adobe.com

Über das Projekt:

Diese Veröffentlichung ist entstanden im Vorhaben **„StromNachbarn – Sozial-ökologische Selbstversorgung durch erneuerbare Energien und Sektorkopplung?“** innerhalb des Projektes **„Wissen. Wandel. Berlin. – Transdisziplinäre Forschung für eine soziale und ökologische Metropole“** des Forschungsverbunds Ecornet Berlin.

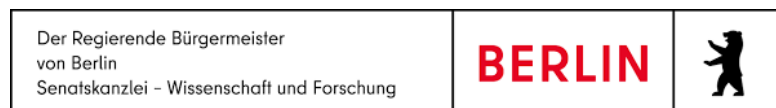
Über den Forschungsverbund Ecornet Berlin:

Fünf Berliner Institute der transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung forschen gemeinsam für den Wandel Berlins hin zu einer sozialen und ökologischen Metropole. Die Einrichtungen sind Teil des Ecological Research Network (Ecornet), einem Netzwerk unabhängiger Institute der Umwelt- und Nachhaltigkeitsforschung in Deutschland. Mitglied in Ecornet Berlin sind: Ecologic Institut, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Öko-Institut und Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU).

www.ecornet.berlin

Förderung:

Das Projekt wird mit finanzieller Unterstützung des Regierenden Bürgermeisters, Senatskanzlei – Wissenschaft und Forschung Berlin durchgeführt.



Zusammenfassung

Das Land Berlin und die Bundesregierung haben sich ehrgeizige Ziele für den Photovoltaik-Ausbau (PV) bis 2030 gesetzt. Diese Ziele sind nur zu erreichen, wenn in allen Segmenten – auch im Geschossbau – schnell ein dauerhaftes Marktwachstum angestoßen wird. Die vorliegende Studie prüft verschiedene aktuelle Vorschläge für die Weiterentwicklung des Segments PV auf Mehrfamilienhäusern und analysiert, auf welche Lösungen Spanien, die Niederlande und Österreich setzen. Sie zeigt, dass die beiden zentralen Steuerungsziele – die Beschleunigung des Ausbaus und eine Beteiligung von Bewohner*innen – zumindest in der kurzen Frist in einem Spannungsverhältnis zueinanderstehen. Auf Grundlage der Analyse wird folgende Maßnahmenssequenz vorgeschlagen: Zuerst sollte als Sofortmaßnahme die Volleinspeisung wiederbelebt werden. Anschließend gilt es, ein neues Modell der Vor-Ort-Versorgung zu entwickeln und regelmäßig anzupassen und zudem einen Dialog über eine Weiterentwicklung von PV zur Haustechnik anzustoßen, d. h. eines Modells, das PV-Anlagen als integralen Bestandteil des Gebäudes einstuft, wie das heute für zentrale Heizungsanlagen bereits der Fall ist.

Summary

The state of Berlin and the federal government have set themselves ambitious goals for the expansion of photovoltaics (PV) by 2030. These goals can only be achieved if all market segments quickly start to grow and keep on growing, including the segment of PV plants on multi-story buildings. The present study examines current proposals for the further development of this segment and analyses the solutions used in Spain, the Netherlands and Austria. It shows that the two central goals – accelerating the PV expansion and involving residents – are in tension with each other, at least in the short term. Based on the analysis, the following sequence of measures is proposed: First, as an immediate intervention, PV plants that feed all of their electricity generation into the grid should be made economically viable again. Then it is a matter of developing and regularly adapting a new model of on-site supply as well as initiating a dialogue about a potential future model that would treat PV as an integral element of building services – similar to the treatment of central heating plants today.

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	6
1.1	Um Berlins Solarziele zu erreichen, muss das Ausbautempo deutlich anziehen	6
1.2	Ohne die Potenziale auf Mehrfamilienhausdächern kann eine solche Dynamisierung des Ausbaus nicht gelingen.....	8
1.3	Sektorkopplung bringt neue Anwendungsfelder, erhöht den Strombedarf und stellt neue Regulierungsherausforderungen...	8
1.4	Die wichtigsten Hemmnisse	9
1.5	In der Energiepolitik sind grundlegende Umbrüche geplant	10
2	Steuerungsziele	10
3	Best Practice-Beispiele in Europa	11
3.1	Gemeinschaftliche Eigenversorgung in Spanien	12
3.2	<i>Postcoderoos</i> -Modell in den Niederlanden.....	13
3.3	PV-Gemeinschaftsanlagen in Österreich	14
3.4	Vergleich der Best Practice-Modelle der europäischen Nachbarn mit dem deutschen Mieterstrommodell	15
4	Wie könnte es gehen? – Reformoptionen	16
4.1	Zurück zum Original: Dachanlagen als Volleinspeiser.....	16
4.2	Vor-Ort-Versorgung und Energiegemeinschaften	17
4.3	Zwischenfazit	18
5	Offene Fragen zur rechtlichen Umsetzung des Modells PV als Haustechnik	19
5.1	Vergleich Solaranlage und Heizungsanlage	19
5.2	Regelungen in der Heizkostenverordnung.....	20
5.3	Umlage von Betriebskosten	20
5.4	Umlage von Anschaffungskosten	21
5.5	Fragen zum Verteilungsschlüssel	21
5.6	Grundsatz der freien Stromanbieterwahl	22
6	Handlungsempfehlungen	22
7	Literaturverzeichnis	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher PV-Zubau in Berlin für verschiedene Ausbauziele, 2015–2050 7

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der Charakteristika von PV-Anlagen und Zentralheizungen in Mietshäusern 20

Tabelle 2: Reformoptionen zum Ausbau von Solaranlagen auf Mehrfamilienhäusern 23

Abkürzungen

BetrKV	Betriebskostenverordnung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
EBM	Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
WEG	Wohneigentumsgemeinschaft

1 Ausgangslage

Nachdem innerhalb weniger Monate die Klimaschutzziele auf EU- und Bundesebene angehoben worden sind, hat nun auch Berlin seine Ziele verschärft. Bisher zielte das Land darauf ab, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Hauptstadt bis 2050 um 85 % gegenüber 1990 zu senken. Bis 2030 sollte eine Absenkung um 60 % erreicht werden. Diese Ziele waren im Berliner Energiewendegesetz von 2016 festgeschrieben (SenUVK 2016). Im August 2021 hat das Berliner Abgeordnetenhaus eine Novelle des Energiewendegesetzes verabschiedet, die zum 10. September 2021 in Kraft getreten ist. Danach soll die Gesamtsumme der THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 70 %, bis 2040 um mindestens 90 % und spätestens bis 2045 um mindestens 95 % im Vergleich zu 1990 verringert werden. Daneben sollen alle sonstigen Treibhausgasemissionen vergleichbar reduziert werden (§ 3 EWG Bln 2021, S. 44).

Zur Umsetzung dieser Ziele sowie dem Ziel der Klimaneutralität gemäß Pariser Klimaschutzabkommen hat sich die aus den Berliner Wahlen im September 2021 hervorgegangene Landesregierung bestehend aus SPD, Bündnis 90/Die Grünen und Die Linke im Berliner Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2021–2026 auf entsprechende Maßnahmen geeinigt **und will zumindest „versuchen, die Klimaneutralität schneller als gesetzlich vorgegeben zu erreichen“** (SPD Berlin et al. 2021).

Im Rahmen ihrer Energiepolitik will die Berliner Koalition schwerpunktmäßig Investitionen für Klimaschutz und für Klimaanpassungsmaßnahmen unter anderem bei der energetischen Sanierung und dem Solarausbau fördern.

Auch die Wahlen auf Bundesebene im September 2021 werden voraussichtlich für verschärfte Klimaschutzmaßnahmen in den nächsten Jahren führen: Der Koalitionsvertrag 2021 – 2025 der neuen Regierungsparteien auf Bundesebene (SPD, Bündnis 90 / Die Grünen und FDP) sieht bereits einleitend vor, dass ein neues Klimaschutzsofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen und Vorhaben bis Ende 2022 verabschiedet werden soll. Auch soll der dezentrale Ausbau der Erneuerbaren Energien generell gestärkt werden.

1.1 Um Berlins Solarziele zu erreichen, muss das Ausbautempo deutlich anziehen

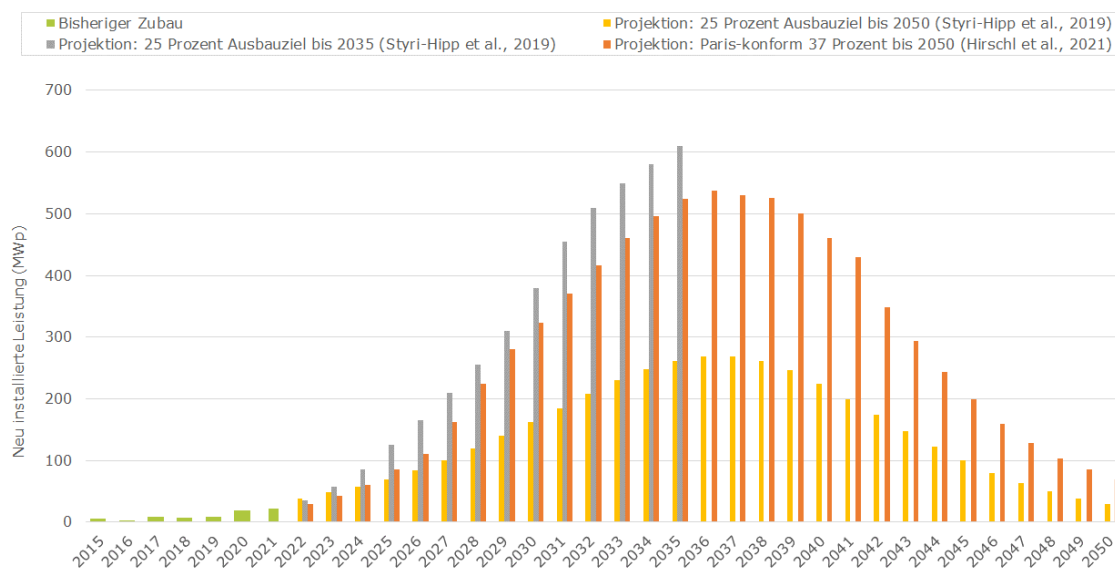
Jede Ambitionssteigerung bei den Klimaschutzzielen muss sich daran messen lassen, ob sie sich in einer Ambitionssteigerung bei den Maßnahmen niederschlägt. Das derzeit gültige Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 räumt der Solarenergie eine zentrale Rolle ein, da sie die wichtigste erneuerbare Energiequelle ist, die auf Berliner Stadtgebiet erschlossen werden kann. Mit dem Programm verfolgt die Landesregierung das Ziel, möglichst schnell 25 % der Berliner Stromversorgung aus Solarenergie zu decken (SenUVK 2019). Im Koalitionsvertrag hat die Landesregierung die Zeitplanung präzisiert und sich vorgenommen, das **genannte Ausbauziel „möglichst schon 2035 zu erreichen“** (SPD Berlin et al. 2021, S. 46).

Laut der Studie zum Berliner Masterplan Solarcity aus dem Jahr 2019 (Styri-Hipp et al. 2019) entspricht das Ziel einer Stromerzeugung von 3.900 GWh und einer installierten Leistung an Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) von 4.400 MW – das 29fache der bis Ende 2021 in Berlin installierten Leistung von knapp 150 MW. Hierbei legen die Autoren einen Gesamtstrombedarf von 15.600 GWh im Jahr 2050 zugrunde.

Das Klimaschutzziel von -95 % für 2050 würde laut einer Analyse unter Leitung des IÖW hingegen einen Solarenergieanteil von 37 % bis 2050 bedeuten und zusätzlich eine höhere Gesamtstromerzeugung erfordern, damit auch der Energieverbrauch in Verkehr und Gebäude umfassend dekarbonisiert werden kann. Für 2050 gehen die Autoren von einem Strombedarf in Höhe von 20.000 GWh aus. Um einen Solaranteil von 37 % zu erreichen, müssten im Jahr 2050 insgesamt 7.400 GWh Solarstrom aus PV-Anlagen mit einer installierten Kapazität von ca. 8.350 MW erzeugt werden. D. h. es braucht das 56fache der bisher installierten Leistung (Hirschl. et al. 2021, S. 135). Für das auf 2045 vorgezogene Klimaneutralitätsziel muss auch das Solarziel entsprechend früher erreicht werden.

Alle genannten Zielwerte erfordern eine drastische Beschleunigung des Ausbautempos. Abbildung 1 zeigt die notwendigen Ausbauraten pro Jahr für die drei oben genannten Zielwerte. Nachdem 2015 bis 2021 in Berlin jährlich eine PV-Leistung von durchschnittlich 10 MWp neu errichtet wurde, müsste dieser Wert auf durchschnittlich 146 MW klettern, damit das 25 %-Ziels bis 2050 erreicht werden kann. Das ambitioniertere Ziel von 37 % Solaranteil bis 2050 verlangt einen Zubau von durchschnittlich 283 MW pro Jahr und ein Vorziehen des 25 %-Ziels auf 2035 verlangt einen durchschnittlichen Zubau von 309 MW pro Jahr – wobei natürlich von einem über die Zeit ansteigenden Zubauwert auszugehen ist. Mögliche Verläufe der Ausbaudynamik sind in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Jährlicher PV-Zubau in Berlin für verschiedene Ausbauziele, 2015–2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von SenWEB 2020 (Werte für 2015-19), Solarbranche.de 2021 (Wert für 2020-21), Styri-Hipp et al. 2019 u. Hirschl et al. 2021 (Projektionen).

Hinweis: Den Projektionen von Styri-Hipp et al. liegt ein Gesamtstrombedarf von 15.600 GWh im Jahr 2050 zu Grunde, Hirschl. et al. gehen dagegen von 20.000 GWh aus.

Auch die neue Bundesregierung verfolgt sehr ehrgeizige Ziele beim PV-Ausbau: Laut Koalitionsvertrag soll bis 2030 eine gesamte installierte Leistung von 200 GW erreicht werden. Dies entspricht einem durchschnittlichen Zubau von ca. 14 GW pro Jahr. Um dies zu erreichen, sollen Hemmnisse beseitigt werden, wobei insbesondere die Ausschreibungspflicht für große Dachanlagen überprüft werden soll. Zudem sollen bei Neubauten künftig alle geeigneten Dachflächen für die Solarenergie genutzt werden. Bei gewerblichen Neubauten soll dies sogar verpflichtend, bei privaten Neubauten zumindest die Regel werden (SPD et al. 2021, S. 56f.).

1.2 Ohne die Potenziale auf Mehrfamilienhausdächern kann eine solche Dynamisierung des Ausbaus nicht gelingen

Potenzialanalysen zeigen, dass die Ausbauziele nur erreicht werden können, wenn alle Gebäudetypen einbezogen werden. Dazu gehört in einer dicht besiedelten Stadt wie Berlin auch der Geschossbau. Bergner, Siegel & Quaschnig (2019) gehen davon aus, dass Dächer von Wohngebäuden 55 % des insgesamt technisch verfügbaren Solarpotenzials in Berlin stellen und davon wiederum drei Viertel auf Mehrfamilienhäuser entfallen. Ausgehend von einem realistischen Gesamtpotenzial für Berlin von 6.300 MWp ergibt sich für den Geschossbau ein Potenzial von ca. 2.600 MWp. Nach Berücksichtigung weiterer Eignungsfaktoren schätzen die Autoren das Mieterstrompotenzial in Berlin auf 1.400 bis 1.800 MWp. D.h. die Ausschöpfung dieses Potenzials könnte ca. ein Drittel des 25 %-Zielwertes beisteuern. Etwa zwei Drittel des Mieterstrompotenzials entfallen auf Mehrfamilienhäuser mit mehr als 12 Wohnungen und ein Drittel auf Gebäude mit weniger als 12 Wohnungen (Bergner et al. 2019, S. 15–18).

Die Bezeichnung Mieterstromanlagen wird in diesem Papier für alle PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern verwendet, die an Letztverbraucher*innen im Gebäude direkt Strom liefern, ohne dafür das öffentliche Stromnetz zu nutzen. Dazu gehören auch Anlagen mit einer Leistung über 100 kWp, die derzeit nicht für den Mietstrombonus nach EEG in Frage kommen. Da auch Mehrfamilienhäuser, die in Eigentumswohnungen aufgeteilt sind, dazuzählen, können von Mieterstromanlagen nicht nur Mieter*innen, sondern auch Eigentümer*innen profitieren, sofern sie ihre Wohnungen selbst nutzen. Wir sprechen daher im Folgenden etwas allgemeiner von Bewohner*innen.

1.3 Sektorkopplung bringt neue Anwendungsfelder, erhöht den Strombedarf und stellt neue Regulierungsherausforderungen

Um vollständig klimaneutral zu werden, muss Berlin nicht nur die Stromerzeugung auf CO₂-freie Technologien umstellen, sondern auch Wärmeerzeugung und Verkehr. Die marktreifen Technologien in diesen beiden Sektoren sind Wärmepumpen und elektrische Fahrzeuge, was zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs führen wird. Das IÖW geht in seinem aktualisierten Szenario für ein klimaneutrales Berlin von einem Stromverbrauch von 20.000 GWh im Jahr 2050 aus (Hirschl et al. 2021, S. 134), dies entspricht einem Anstieg von 50 % gegenüber dem Wert von 2019 (Stromnetz Berlin 2020). Gegenüber dem Wert von 2020 ist

der Anstieg sogar noch stärker, da der Stromverbrauch aufgrund der Pandemie um 4 % unter das Vorjahresniveau gesunken ist (Berlin.de 2021).

Die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr erhöht damit den Druck, erneuerbare Energien auszubauen. Gleichzeitig ermöglicht sie neue Anwendungskonzepte und stellt neue Flexibilitätsoptionen bereit. Für die Regulierung besteht die Herausforderung darin, diese zukünftigen Optionen systemgerecht anzureizen, ohne dabei dem dynamischen Solarausbau neue Hemmnisse in den Weg zu legen.

Diesen Weg will die neue Landesregierung laut ihrem Koalitionsvertrag vor allem mit einem neuen Berliner Erneuerbare-Wärme-Gesetz einschlagen, welches unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Mieten den Austausch von fossil befeuerten Heizungen durch klimaneutrale Heizungsanlagen fördern und so die Wärmewende im Gebäudebereich weiter vorantreiben soll. Um das Ziel einer (vollständig) erneuerbaren Wärmeversorgung zu erreichen, verweist die Koalition dabei auf erneuerbare Energieträger im Heizungsbereich, vorzugsweise in Verbindung mit zum Beispiel Wärmepumpen und Speichern.

Auf Bundesebene hat sich die frisch gewählte Regierung sogar ausdrücklich zum Ziel gesetzt, bis 2030 50 % der Wärme klimaneutral zu erzeugen (SPD et al. 2021, S. 58).

1.4 Die wichtigsten Hemmnisse

Der Ausbau von Solaranlagen auf Mehrfamilienhäusern wird von einer Reihe von Hemmnissen gebremst, die auch durch die Novellierung im EEG 2021 nicht aufgelöst wurden (Umpfenbach/Faber 2021). Zu den zentralen Hemmnissen gehören:

- Geringer finanzieller Erlös für eingespeisten Strom,
- relativ hohe Kosten für Zukauf von Reststrommengen zur Vollversorgung der Bewohner*innen,
- hohe Transaktionskosten, insbesondere durch hohe administrative Anforderungen und Aufwand beim Vertrieb,
- hohe Kosten für Messstellen und in bestimmten Fällen weitere Investitionskosten z. B. für die Erneuerung des Hausanschlusses.

Die Folgen sind:

- **Die „schmale Spur der Wirtschaftlichkeit“ ermöglicht Investitionen** nur in bestimmten Anlagensegmenten mit einer optimalen Eigenversorgungsquote. Anlagen auf Gebäuden mit weniger als 15 Wohneinheiten rechnen sich dagegen nicht und auch Anlagen auf hohen Gebäuden mit einer hohen Zahl an Wohneinheiten im Verhältnis zur Dachfläche werden nicht gebaut, weil nicht alle Haushalte mit Mieterstrom versorgt werden können.
- Die Dimensionierung der Anlage richtet sich nach der Optimierung der Eigenverbrauchsquote, nicht nach dem Potenzial des Daches. Die Dächer werden in vielen Fällen nicht voll belegt.

Mieter*innen können von günstigen Konditionen bei Mieterstromverträgen finanziell profitieren, allerdings hängt die Höhe des Vorteils stark vom Vergleichsvertrag ab. Angebote, die Wechsel- oder Neukundenboni enthalten, ergeben zum Teil günstigere Gesamtkonditionen als der Mieterstromvertrag. Andererseits messen

Mieterstrombeziehende auch den immateriellen Aspekten, besonders dem Beitrag zum Klimaschutz, einen hohen Wert bei (Umpfenbach/Faber, S. 20–22). Über den Vertragsabschluss hinaus bietet das derzeitige Mieterstrommodell den Mieter*innen keine Möglichkeit mitzuwirken.

1.5 In der Energiepolitik sind grundlegende Umbrüche geplant

Alle der oben als zentral skizzierten Hemmnisse müssen durch Gesetzesänderungen auf Bundesebene abgebaut werden. Hier ist derzeit einiges in Bewegung: 2021 wurde das bundesweite Klimaschutzziel für 2030 von -55 % auf -65 % erhöht, in den Sektoren Wärme und Verkehr erfolgte der Einstieg in die CO₂-Besteuerung und erstmals wurde ein Teil der EEG-Umlage aus Steuermitteln finanziert.

Die neue Bundesregierung schlägt im Koalitionsvertrag grundlegend neue Wege in der Energiepolitik vor. Mit dem Ziel, 2030 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken, sollen insbesondere Anreize für die sektorübergreifende Nutzung von erneuerbaren Energien und dezentrale Erzeugungsmodelle gesetzt werden (SPD et al. 2021, S. 61).

Die Finanzierung der EEG-Umlage soll ab dem 1. Januar 2023 nicht mehr über den Strompreis, sondern vollständig über Haushaltsmittel finanziert werden – eventuell wird dieser Schritt aufgrund der Energiepreiskrise sogar noch vorgezogen. Konkret ist geplant, die Finanzierung über den Energie- und Klimafonds zu realisieren, der seinerseits aus den Einnahmen der Emissionshandelssysteme und einem Zuschuss aus dem Bundeshaushalt gespeist wird (SPD et al. 2021, S. 62).

Ein weiteres Novum ist der ausdrückliche Fokus der Bundesregierung auf Bürgerenergie als wichtiges Element für mehr Akzeptanz. Die Rahmenbedingungen hierfür sollen soweit rechtlich möglich verbessert werden, wobei insbesondere bürokratische Hürden abgebaut werden sollen. Zusätzlich soll im Rahmen einer Novellierung des Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems sowie der Netzentgelte auch die Förderung von Mieterstrom- und Quartierskonzepten vereinfacht und gestärkt werden (SPD et al. 2021, S. 58). Hintergrund dieser Vorschläge ist sicherlich auch, die bisher aus Sicht vieler Expert*innen nicht umfassend erfolgte Umsetzung der Regelungen in der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zur gemeinschaftlichen Eigenversorgung und zu Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften (Umpfenbach et al. 2021).

Damit wird die Umsetzung eines Teils der Reformvorschläge von Akteuren aus der Energiewirtschaft angegangen (z. B. BDEW 2021; PV Think Tank 2021).

2 Steuerungsziele

Für den PV-Ausbau auf Berliner Mehrfamilienhäusern lassen sich zunächst zwei zentrale Steuerungsziele für die Regulierung ableiten:

1. Der Ausbau muss sich stark beschleunigen und alle verfügbaren Potenziale erschließen.
2. Die Bewohner*innen der Häuser und Bürger*innen allgemein sollen am Umbau des Energiesystems beteiligt werden.

Um zu konkreten Vorschlägen für Reformen zu kommen, müssen die übergeordneten Ziele weiter konkretisiert werden. Aufbauend auf der Diskussion in einem Expertenworkshop, der im Rahmen des Vorhabens im Juni 2021 durchgeführt wurden, erwiesen sich die folgenden Konkretisierungen als konsensfähig:

- 1a. Der Regulierungsrahmen muss skalierbar sein, so dass möglichst in allen Anlagensegmenten und Eigentumskonstellationen PV-Anlagen wirtschaftlich realisierbar sind, ohne dass es zu Überförderung kommt.
- 1b. Der Regulierungsrahmen sollte Anreize geben, bei jeder Dachanlage möglichst das gesamte technisch verfügbare Dachpotential zu nutzen.
- 1c. Die Realisierung muss einfach sein, so dass die Transaktionskosten sinken.
- 1d. Die PV-Anlagen müssen so ausgerüstet sein, dass sie zur Stabilität des Gesamtsystems beitragen können.
- 1e. Es muss Anreize für innovative PV-Segmente wie z. B. gebäudeintegrierte PV geben, damit Berlin die höheren Ausbauziele, die für eine THG-Reduktion um 95 % bis 2045 notwendig sind, erreichen kann.

Auch mit Blick auf die Beteiligung von Bürger*innen ist die Konkretisierung zentral, denn in diesem Bereich werden oft übergeordnete Ziele wie Gerechtigkeit oder Demokratisierung genannt (vgl. z. B. Horstink et al. 2021), deren Einhaltung weniger leicht zu überprüfen ist als ein mit Kapazitätswerten unterlegtes Ausbauziel. Die Debatte im Expertenworkshop des Projekts zeigte, dass die Zielkonkretisierung bei der Bürgerbeteiligung schwieriger ist als mit Blick auf den Ausbau. Weitgehend konsensfähig waren die folgenden Unterziele, wobei deutlich wurde, dass bei der Umsetzung Zielkonflikte mit den oben benannten Zielen für die Ausbaubeschleunigung auftreten können (vgl. dazu Abschnitt 5).

- 2a. Bewohner*innen in Mehrfamilienhäusern sollen finanziell von der Anlage auf dem Dach ihres Gebäudes profitieren können.
- 2b. Alle Bürger*innen sollen mittelfristig die Möglichkeit bekommen, sich aktiv in die Energiewende einzubringen – entweder durch ggf. auch kleine Investitionsbeiträge oder durch Erbringung von vergüteten Energiedienstleistungen wie Lastverschiebung oder Stromspeicherung.
- 2c. Finanzielle Vorteile, die durch Förderung oder Ausnahmeregelungen zu Stande kommen, sollen angemessen sein, und diejenigen, die nicht investieren oder anderweitig teilnehmen können, nicht über Gebühr belasten.

3 Best Practice-Beispiele in Europa

In diesem Abschnitt werden Best Practice-Beispiele von Prosumer-Modellen in Spanien, den Niederlanden und in Österreich beschrieben. Dabei wird erläutert, wie die einzelnen Modelle funktionieren, die dezentrale Stromversorgung rechtlich geregelt ist und welche Akteure an den nachhaltigen Geschäftsmodellen beteiligt sind. Ebenso werden Potenziale und Hemmnisse für die jeweiligen beteiligten Parteien untersucht.

3.1 Gemeinschaftliche Eigenversorgung in Spanien

In Spanien gibt es zwei unterschiedliche Modelle für gemeinschaftlich organisierte Eigenversorgung. Im ersten Modell muss die dezentrale Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen direkt im selben Mehrfamilienhaus stattfinden. Die Stromlieferung erfolgt ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes. Die Teilnehmenden teilen sich die Kosten der PV-Anlageninstallation.

Im zweiten Modell können mehrere Prosument*innen aus unterschiedlichen Gebäuden im Umkreis von 500 m von einer Erzeugungsanlage versorgt werden, sofern die Anlage und die Nutzer*in sich im selben Verteilnetzstrang befinden. In diesem Fall muss ein Anlagenbetreiber benannt werden, der die Prozesse organisiert. Zu diesem kollektiven Selbstverbrauchsmodell zählen der Eigenverbrauch in Wohn- sowie Gewerbe- und Industriegebieten. Rechtlich geregelt werden diese Selbstversorgungsmodelle über das Königliche Gesetzesdekret RD-L 15/2018 (Hall et al. 2019, S. 42).

In beiden Modellen haben die Prosumenten ihre eigenen Zähler sowie einen externen, selbst gewählten Stromversorger. Die freie Wahl des Lieferanten bleibt also erhalten. Der Verteilnetzbetreiber ist für die stündliche Messung von Erzeugung und Verbrauch zuständig und leitet diese Daten an die Lieferanten weiter, der vom gesamten Verbrauch die Eigenerzeugung abzieht und nur die Differenz in Rechnung stellt. Die Prosument*innen regeln vertraglich, wie die Erzeugung der Anlage zwischen ihnen aufgeteilt wird und welcher Preis für den selbst erzeugten Strom zu zahlen ist. Überschüssiger Strom wird ins allgemeine Netz eingespeist. Im Vergleich zur vorher gültigen Rechtslage wurden verschiedene administrative Prozesse vereinfacht. (Hall et al. 2019, S. 42f.; Gallego Castillo et al. 2021).

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von 15 bis 100 kW ist der Anschluss ans Verteilnetz verpflichtend, für EE-Anlagen bis 15 kW ist dies unterschiedlich geregelt. Anlagen über 100 kW gehören nicht zum Geschäftsmodell der Selbstversorgung (Campos et al. 2020, S. 8). Netzentgelte fallen an, dafür vermeiden die Prosument*innen die Kosten für den Energiegroßhandel sowie einige Steuern (Hall et al. 2019, S. 42).

Im Modell des Typ 1, können die Erlöse aus dem ans Netz verkauften überschüssigen Strom für Selbstversorger*innen mit PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 15 bis 100 kW direkt mit der monatlichen Stromabrechnung verrechnet werden (**„net billing“**). Haben die Prosument*innen einen Vertrag mit einem regulierten Einzelhändler abgeschlossen, dann richtet sich der Strompreis nach dem Großhandelspreis. Im Fall eines Vertragsabschlusses mit einem freien Einzelhändler, können die Prosument*innen ihren eigenen Preis frei berechnen. Insgesamt können die ausgeschütteten Verkaufserlöse in einem Monat max. 100 % der fälligen Stromkosten betragen. Die Stromrechnung fällt in diesem Fall auf 0. Da der rechtliche Rahmen die Gewinne als Ersparnisse ansieht, sind sie nicht steuerpflichtig (Campos et al. 2020, S. 9, Sánchez Molina 2019).

Lopéz Prol und Steininger (2020) untersuchten die Rentabilität von kollektiven Selbstversorgerprojekten unter der neuen gesetzlichen Regelung und kamen zu dem Ergebnis, dass für Bewohner*innen die beschriebenen Modelle hauptsächlich durch die geteilten Installationskosten sowie den höheren Anteil an selbstproduziertem Strom und den dadurch billigeren Strompreis profitabel sind. Ordóñez Mendieta und Sánchez Hernández (2021) analysieren Gewinnmargen für universitäre

Gebäude und schlussfolgern, dass für diese Akteure die Amortisationszeit der Investitionsdauer bei 8 bis 9 Jahren liegt und ein wirtschaftlicher Anreiz besteht, PV-Erzeugung und Verbrauch im Gebäude zu synchronisieren. Die Stromgestehungskosten liegen in der Größenordnung des Großhandelspreises für Strom.

Das gemeinschaftliche Selbstversorgermodell ermöglicht auch Bürger*innen, die keine Solarmodule auf ihrem Dach installieren können, an Prosumer-Geschäftsmodellen teilzunehmen und davon finanziell zu profitieren (Hall et al., 2019).

3.2 *Postcoderoos*-Modell in den Niederlanden

In diesem Prosumer-Modell liegt der Fokus auf erneuerbarer Energie, die in lokalen Genossenschaftsprojekten produziert und verbraucht wird. Das *Postcoderoos-Modell*, wörtlich übersetzt „Postleitzahlrose“, ermöglicht es Bürger*innen eines Postleitzahlgebietes ihre Energie von PV-Anlagen auf dem eigenen oder dem benachbarten Haus zu beziehen, sofern sie sich genossenschaftlich zusammenschließen. Dazu zählen Mieter*innen, Gebäudeeigentümer*innen von Wohngebäuden, Nicht-Wohngebäuden sowie öffentlichen Gebäuden. Die Genossenschaften können entweder von Bewohner*innen selbst oder den Gebäudeeigentümer*innen angemeldet werden. Außerdem können Gebäude ihre Dächer zur Installation von PV-Anlagen für *Postcoderoos*-Modelle zur Verfügung stellen. Das Kernstück der Rose ist in dem Stadtkreis, wo das Projekt angemeldet ist. Die umliegenden Stadtkreise bzw. Postleitzahlgebiete machen die Rosenblätter aus (van der Schoor und Scholtens 2017, S. 5)

In diesem Modell kommen neben der Genossenschaft auch Energieversorgungsunternehmen, die Anlageninstallateure sowie die Anlagenbetreiber zusammen. Der Anteil des Eigenverbrauchs richtet sich nach dem Investitionsanteil an der PV-Anlage. Der zuständige Energieversorger misst den Verbrauch und verrechnet diesen mit dem jeweiligen erzeugten Anteil. Die Förderung erfolgte zunächst über einen steuerlichen Erlass von ca. 0,133 Euro/kWh für 10.000 kWh/Jahr Eigenverbrauch gewährt über 15 Jahre (Hall et al., 2019, S. 45). Seit 2021 gilt ein Differenzkostenmodell. Pro kWh wird die Differenz zwischen einem anlagenspezifischen Grundwert, der die Wirtschaftlichkeit der Investition absichern soll, und dem Marktpreis für Strom gezahlt (Niederländische Unternehmensagentur 2022). Überschüssiger Strom kann ins Netz eingespeist werden. Die Erlöse werden unter den Genossenschaftsmitgliedern verteilt.

Eingeführt wurde das *Postcoderoos*-Modell mit der Verabschiedung des niederländischen Energiepakets im Jahr 2013, welches unter anderem auf den Ausbau der dezentralen Energieversorgung abzielt. Ein Steuererlass auf selbstproduzierten erneuerbaren Strom sollte die Entwicklung von lokalen Energiegemeinschaften vranbringen (Kausika et al. 2017, S. 111).

Das *Postcoderoos*-Modell basiert auf einem für die Postzustellung entwickelten System. Es berücksichtigt also nicht die geo- sowie demographischen Begebenheiten eines jeden Umkreises. Das hat zur Folge, dass in einem weniger besiedelten Stadtteil, die Umsetzung einer Energiegemeinschaft weniger rentabel ist (Caris 2013). Van der Kam et al. (2018) argumentieren, dass es bei diesem Geschäftsmodell viele organisatorische Hürden gibt. Wie bei einem ehrenamtlichen Verein oder einer Nichtregierungsorganisation auch, stellt sich hier oft das Problem der Gruppenorganisation und die Übernahme von Verantwortung. Dies kann auch dazu führen,

dass Finanzierungsunternehmen zögerlich reagieren (van der Schoor und Scholten, 2017, S. 5).

Ebenso wie das spanische Modell ist auch das *Postcoderoos*-Modell nur für Haushalte offen, die Investitionskapital aufbringen können. Für arme Haushalte ergeben sich damit im Vergleich etwa zum deutschen Mieterstrommodell Zugangshürden.

3.3 PV-Gemeinschaftsanlagen in Österreich

In Österreich gibt es zwei Prosumer-Modelle, die dem deutschen Mieterstrommodell ähneln. Zum einen können Bewohner*innen von Mehrfamilienhäusern gemeinsam selbstproduzierten Strom von PV-Gemeinschaftsanlagen auf ihrem Dach verbrauchen, sofern der oder die Eigentümer*innen des Gebäudes der Errichtung der Anlage zustimmen. Dabei werden sie von Netzentgelten und anfallenden Stromsteuern befreit. Es besteht auch die Möglichkeit, Strom in Wärme umzuwandeln und zu speichern und somit Energiekosten zu senken. Teilnehmen können juristische und natürliche Personen sowie eingetragene Personengesellschaften. Die gesetzlichen Regelungen für dieses Selbstversorgermodell sind im österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) § 16a von 2010 niedergelegt (PV-Gemeinschaft, 2021).

Mit der 2017 verabschiedeten kleinen Ökostromnovelle können verschiedene Mehrparteienhäuser (Wohn-, Gewerbe- oder Industriegebäude) vor Ort produzierten Strom verbrauchen und überschüssigen Strom ins Netz einspeisen. Voraussetzung für gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist zum einen die Teilnahme von mindestens zwei Parteien - eine maximale Teilnehmerzahl gibt es nicht - und zum anderen, dass die Anlagen ans öffentliche Netz angeschlossen sind. Auch in diesem Modell entfallen Netzentgelte.

Die Netzbetreiber messen die Erzeugung der Anlage, die einen eigenen Zähler erhält, sowie den Verbrauch der Beteiligten über einen Smart Meter oder Lastprofilzähler und leiten die Daten an Energieversorgungsunternehmen weiter. Die Aufteilung des Verbrauchsanteils wird von den teilnehmenden Parteien entschieden und kann im Nachhinein nicht mehr geändert werden. Wie im spanischen kollektiven Selbstversorgermodell ist der Stromverbrauch vertraglich geregelt und die Endverbraucher*innen können ihre Stromlieferanten frei wählen. Ein Unterschied besteht darin, dass beim österreichischen Modell die Konsumenten zwischen einem statischen Anteilsverbrauch, also einer Art Flatrate, und einer bedarfsgerechten Anteilsverteilung wählen können, bei der sie versuchen den Eigenverbrauchsanteil durch Synchronisierung mit der PV-Erzeugung zu erhöhen. Die Messung findet im Viertelstundentakt statt (BMWF, 2017).

Das Modell kann auch über eine Contracting-Lösung realisiert werden. In diesem Fall übernimmt der Contractor die Investitionskosten und den Betrieb der Anlage, verpachtet diese dann an die Teilnehmenden im Haus, die den Strom als Selbstversorger verbrauchen (BMWF, 2017).

Seit 2018 ermöglicht die gesetzliche Regelung außerdem eine finanzielle Förderung für die Errichtung und Erweiterung von PV-Anlagen und Stromspeichern. Dabei können Anlagen bis zu 100 kWp eine Förderung von maximal 250 Euro pro kWp und Anlagen zwischen 100 und 500 kWp einen Zuschuss von maximal 200 Euro pro kWp erhalten. Stromspeicher werden mit maximal 500 Euro pro kWh, bis maximal 10 kWh finanziell unterstützt (BMWF, 2017).

In Österreich besteht für Prosumenten mit bis zu 25.000 kWh Eigenverbrauch eine Freigrenze bei der Eigenstromsteuer. Seit 2020 soll durch eine Steuerstrukturreform und dem Entfall der Elektrizitätsabgabe von 1,5 ct/kWh, einer Senkung der Mehrwertsteuer auf erneuerbaren Energieanlagen und eine Anpassung der Abschreibungsdauer der Solarstrom ausgebaut werden (Solarserver, 2021).

3.4 Vergleich der Best Practice-Modelle der europäischen Nachbarn mit dem deutschen Mieterstrommodell

Vergleicht man die drei oben beschriebenen Modelle für Solarstromnutzung in Mehrfamilienhäusern mit dem deutschen Mieterstrommodell, so fallen vor allem die folgenden drei Unterschiede auf:

- Die drei EU-Ländern erlauben die Nutzung von Solarstrom durch Anwohner*innen im nahen räumlichen Umfeld – über die Nutzung im Gebäude, auf dem die Anlage montiert ist, hinaus. Die geographische Eingrenzung erfolgt dabei zum Teil über netztopologische Kriterien wie Anschluss am selben Verteilnetzstrang, zum Teil aber auch über einfach zu kontrollierende, aber in Bezug auf das Netz eher arbiträre Abgrenzungen wie der 500m-Radius in Spanien oder der Postleitzahlenbezirk in den Niederlanden.
- Im Gegensatz zum deutschen Modell erfolgt keine Vollversorgung durch den Solarstromanbieter, sondern die Eigenerzeugung wird von der Lieferung subtrahiert. Dadurch bleibt die freie Wahl des Stromlieferanten erhalten und für die Anlagenbetreiber entfällt der Aufwand und das wirtschaftliche Risiko, das im deutschen Modell mit der Beschaffung des Reststroms verbunden ist. Für die Aufteilung des selbst erzeugten Stroms unter den Beteiligten gibt es verschiedene Ansätze und z. B. in Österreich auch vorbereitete Musterverträge, die für die weitere Entwicklung in Deutschland von großem Interesse sind.
- Die drei beschriebenen Modelle beruhen auf gemeinschaftlicher Investition und der Investitionsanteil resultiert dann in einem Anrecht auf Nutzung des erzeugten Stroms, der zumindest für Privathaushalte günstiger ist als der Strombezug aus dem Netz. Anders als beim deutschen Mieterstrommodell, wo der oder Gebäudeeigentümer*in oder ein Contractor investiert, birgt das Modell der Investitionsbeteiligung potenziell Zugangshürden für arme Haushalte, die kein Investitionskapital zur Verfügung haben. Eine Ausnahme ist das in Österreich vorgesehene Contractingmodell, dass es Bewohner*innen erlaubt, auch ohne eigene Investition von dem günstigen, wohnungsnah erzeugten Strom zu profitieren.

Ebenso wie das deutsche Mieterstrommodell basieren alle hier vorgestellten europäischen Modelle auf Freiwilligkeit, wobei der Anreiz zur Teilnahme aus den reduzierten Stromkosten resultiert.

4 Wie könnte es gehen? – Reformoptionen

Es liegt bereits eine Reihe Vorschläge vor, wie die PV-Förderung grundlegend neugestaltet werden könnte (z. B. BDEW 2021; PV Think Tank 2021; Henning et al. 2021; Hennig et al. 2021, Ritter und Bauknecht 2021, Photovoltaikforum 2022). Teilweise spiegeln diese sich auch schon im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wider.

Ziel unserer Studie ist es, die Auswirkungen der verschiedenen Reformvorschläge auf das Mieterstromsegment zu prüfen. Entlang der oben dargestellten Steuerungsziele erfolgt eine erste Einschätzung zur möglichen Wirkung der Modelle und im folgenden Abschnitt eine detailliertere Untersuchung rechtlicher Fragen mit Blick auf die Umsetzung. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Frage, wie in den verschiedenen Modellen die Beteiligung von Bewohner*innen erreicht werden könnte bzw. welche Folgewirkungen sich für Mieter*innen ergeben könnten.

Grundsätzlich geht die Analyse von der These aus, dass die bisherige Mieterstromförderung unter einer Art Zwitterdasein zwischen Eigenverbrauch und geförderter Belieferung leidet. Für die Beschleunigung des Ausbaus wird deshalb eine klarere Ausrichtung des Regulierungsrahmens in den Blick genommen. Ein solcher Ansatz schließt Kombinations- oder Wahlmöglichkeiten nicht aus, aber die Ausrichtung auf die eine oder die andere Gestaltungsoption erleichtert es, mögliche Wirkungen mit Blick auf die verschiedenen Steuerungsziele zu beleuchten.

4.1 Zurück zum Original: Dachanlagen als Volleinspeiser

Zahlreiche Akteure aus der Energie- und Solarwirtschaft fordern, die Volleinspeisung bei Dachanlagen durch auskömmliche Förderung neu zu beleben (BDEW 2021, PV Think Tank 2021, Photovoltaikforum 2022). Durch den seit 2012 gültigen Degressionsmechanismus ist die Wirtschaftlichkeit von Dachanlagen mit einer installierten Leistung bis 100 MW nur mit Eigenverbrauch möglich oder droht nach den nächsten Degressionsstufen überhaupt nicht mehr wirtschaftlich darstellbar zu sein. Dies könnte durch einen separaten Vergütungszuschlag speziell für Volleinspeise-Anlagen geändert werden. Laut Einschätzung des Öko-Instituts müsste dieser Zuschlag zwischen 4,1 und 5,6 ct/kWh liegen (Ritter und Bauknecht 2021).

Ein zentraler Vorteil der Volleinspeisung besteht darin, dass die vollständige Nutzung des Dachpotenzials eines Objekts angereizt werden kann. Zentrale Maßnahmen für die Wiederbelebung des Segments sind die Anhebung des Zubaukorridors für PV-Dachanlagen. Darüber hinaus fordern verschiedene Marktakteure, den atmenden Deckel für die Ermittlung der Degression bei der Festvergütung und die Volumina sowie Segmentierung der Ausschreibungen für große Anlagen anzupassen (BDEW 2021, PV Think Tank 2021, Photovoltaikforum 2022). Der Koalitionsvertrag enthält einen Prüfauftrag für alle genannten Elemente (SPD et al. 2021, S. 57).

Mit Blick auf Mieterstromanlagen stellt sich bei dieser Reformoption die Frage, wie Mieter*innen beteiligt werden können, da die Direktbelieferung mit Strom vom eigenen Dach bei Volleinspeisung ja entfällt. Bei Anlagen auf Gebäuden von Wohn-

eigentumsgemeinschaften (WEGs) können die Eigentümer*innen über Gewinnanteile oder Pachteinnahmen profitieren, bei Mieter*innen ist dies nicht der Fall. Mögliche Modelle wie z. B. eine freiwillige oder verpflichtende Investitionsoption für Mieter*innen im Gebäude sind zwar grundsätzlich denkbar. Allen Haushalten im Gebäude könnte das Recht eingeräumt werden, sich mit einem bestimmten Betrag an der Investition in die PV-Anlage zu beteiligen und dann entsprechend auch eine Gewinnausschüttung zu erhalten. Dies würde aber im Widerspruch zu dem Ziel stehen, die Förderung möglichst einfach zu halten. Stattdessen würde für den Anlagenbetreiber neuer Akquise- und Informationsaufwand entstehen und es müsste eine Lösung für Umzüge geben. Ähnliche Probleme entstehen bei einem Modell, das Mieter*innen ohne Gegenleistung finanziell über eine Abschlagszahlung oder sonstige Vergünstigungen am erzielten Gewinn beteiligt. Stärker als bei der ersten Option stellt sich dann auch die Frage, ob eine verpflichtende Beteiligung überhaupt rechtlich zulässig wäre. Beide Optionen würden jedenfalls die Gewinnmargen für die Anlageneigentümerin oder den -eigentümer reduzieren, was auch die Motivation verringern könnte, überhaupt zu investieren.

4.2 Vor-Ort-Versorgung und Energiegemeinschaften

Verschiedene Akteure empfehlen, das so genannte Prosuming, also den Verbrauch von Strom vor Ort und die Direktbelieferung im Quartier, zu stärken. Der BDEW fordert, die bestehende Mieterstromförderung weiterzuentwickeln: Das Förderniveau soll steigen und die EEG-Umlage analog zum Eigenverbrauch bei kleinen Anlagen entfallen. Außerdem sollen weitere Dächer im räumlichen Zusammenhang genutzt werden dürfen und Quartierskonzepte ermöglicht werden.

PV Think Tank und Henning et al. gehen noch etwas weiter und schlagen vor, Eigenverbrauch und Mieterstrom in einem neuen Segment **„Vor-Ort-Versorgung“** zusammenzuführen. Für den selbst erzeugten Strom, der hinter dem Zähler verbraucht wird, soll es in diesem neuen Segment keine Vergütung mehr geben und im Gegenzug sollen keine Abgaben oder Entgelte anfallen. Die PV-Anlage wird laut PV Think Tank damit immer mehr zur Haustechnik – vergleichbar mit einer Heizungsanlage (PV Think Tank 2021). Dahinter steht eine Gesamtvision des Energiesystems nach dem Leitprinzip der Subsidiarität: Lokale Einheiten entwickeln befreit von anlagenspezifischen Vorgaben lokale Lösungen für die dekarbonisierte, sektorübergreifende Energieversorgung und übernehmen dabei auch Systemverantwortung für das Netz (Henning et al. 2021).

Der Landesverband Haus & Grund Hessen hat im Dezember Vorschläge für den beschleunigten Ausbau von PV-Anlagen auf Mietshäusern gemacht. Eine Mitgliederbefragung des Bundesverbandes Haus & Grund, veröffentlicht im November 2021, hatte ergeben, dass von 1.888 privaten Vermieter*innen lediglich 3 % ihren Mieter*innen selbst produzierten Strom liefern. Weitere 4 % der an der Umfrage Beteiligten hätten es zwar probiert, aber wieder aufgegeben, ganz überwiegend wegen der zu hohen bürokratischen Hürden (81 %). Nur ein geringer Teil der Befragten (7 %) nannte als Grund die Ablehnung der Mieter*innen (Haus & Grund Bundesverband 2021). Der Landesverband Haus & Grund Hessen forderte daraufhin neben dem Abbau bürokratischer Hürden eine Abnahmepflicht der Mieter*innen für den Solarstrom vom Dach eines Mehrfamilienhauses. Eine solche Lösung könne sichergestellt werden, dass sich die Investition rentiere. Nach Vor-

schlag von Haus & Grund sollte die Abrechnung für den Strom über die Betriebskosten erfolgen – auch dieser Vorschlag baut damit auf der Idee von Solaranlagen als Haustechnik auf. Der Verband gibt einschränkend an, dass eine solche Abnahmepflicht derzeit nicht mit der europarechtlichen Vorgabe zur freien Lieferantewahl vereinbar sei (Haus & Grund Landesverband Hessen 2021).

Die Auswirkungen auf Ausbaudynamik und Beteiligung von Mieter*innen sind bei dieser Reformoption deutlich schwieriger abzuschätzen als beim Volleinspeisemodell, da vieles davon abhängt, wie das Modell genau ausgestaltet wäre. Grundsätzlich ist es aus Mieter*innensicht entscheidend, ob die Investitionskosten für die Anlage auf die Miete umgelegt werden können und in welcher Weise weiterhin die freie Wahl des Stromanbieters gilt. Gerade im überhitzten Berliner Mietmarkt müssen Missbrauchsfälle, die Mieter*innen informell oder direkt in ggf. überteuerte Stromabnahmeverträge drängen, verhindert werden – ohne dass neue administrative Hürden entstehen.

Aus Betreibersicht stellt sich die Frage, ob weiterhin eine Vollversorgung der Mieter*innen sichergestellt werden muss. Wird die PV-Anlage zur Haustechnik, also zum Bestandteil des gegebenen Inventars eines Mehrfamilienhauses, liegt es nahe, dass der in der Anlage generierte Strom zum Selbstkostenpreis an die Mieter*innen abgegeben werden muss – analog zur Wärme einer Zentralheizung. Für den Reststrombezug würde dagegen weiterhin die freie Lieferantewahl gelten. Für die praktische Umsetzung eines solchen Modells müssen zusätzliche Fragen geklärt werden, insbesondere, wie der selbst erzeugte Strom zwischen den einzelnen Wohneinheiten gerecht verteilt werden kann, ob und wie tatsächliche Verbräuche gemessen werden müssen und wie Anreize zur Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch gesetzt werden können. Mit diesen Fragen beschäftigt sich der folgende Abschnitt.

Als weitere Option wird die Ermöglichung von Verbraucher-Erzeuger-Gemeinschaften vorgeschlagen. Als Umsetzung der in der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie vorgesehenen Erneuerbare-Energiegemeinschaften (Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 22, vgl. auch CEER 2019), sollen diese Gemeinschaften Strom **im „sinnvollen räumlichen Zusammenhang“**, z. B. in Stadtvierteln, erzeugt, geliefert und gespeichert werden (PV Think Tank 2021, S. 26). Dabei werde auch das Netz genutzt und es werden entsprechend Netzentgelte fällig. Gerade vor dem Hintergrund zunehmender Sektorkopplung und sinkender Speicherpreise könnten so neue Versorgungskonzepte in lokalen Zellen entstehen. Aus regulatorischer Sicht sind auch hier viele Fragen zu klären, z. B. wie faire Netzentgelte für solche Lösungen bestimmt werden können, wie Messkonzepte aussehen können und welche geographische oder netztypologische Abgrenzung sinnvoll ist.

4.3 Zwischenfazit

Die neue Ambition beim Klimaschutz stellt Berlin vor eine Herkulesaufgabe beim Ausbau der Solarenergie. Die jährlichen Ausbauraten müssen in allen Segmenten Jahr für Jahr ansteigen – auch im Geschossbau. Die Rahmenbedingungen für eine solche Dynamisierung müssen auf Bundesebene geschaffen werden. Erste Vorschläge dafür liegen auf dem Tisch und sind auch im Koalitionsvertrag der Bundesregierung angelegt.

Klar ist, dass zunächst der Zubaukorridor für PV-Anlagen stark angehoben werden muss. Vergleichsweise schnell umzusetzen wäre auch eine Wiederbelebung des Volleinspeisermodells für Dachanlagen, da es sich im Grunde um eine Rückkehr zum ursprünglichen Förderansatz des EEG handelt. Es ist aber unklar, wie in einem solchen Modell Mieter*innen beteiligt werden können, ohne dass neue Investitionshemmnisse entstehen.

Ein Paradigmenwechsel wäre dagegen die Ermöglichung von förderungs- und abgabefreier Vor-Ort-Versorgung sowie von lokalen Energiegemeinschaften mit Netzdurchleitung. Hier könnten durch die Sektorkopplung, Speicher und Handel völlig neue Dienstleistungen und Beteiligungsformen entstehen. Entsprechend sind aber auch noch viele Einzelfragen zu klären (vgl. dazu auch Umpfenbach et al. 2021) und es ist von einer längeren Vorlaufzeit auszugehen.

5 Offene Fragen zur rechtlichen Umsetzung des Modells PV als Haustechnik

Um die ehrgeizigen Solarziele in Berlin und im Bund zu erreichen, muss auch das PV-Potenzial von Mietshäusern erschlossen werden. Dabei ist neben dem Bürokratieabbau vor allem zentral, dass die Investition in den Bau einer PV-Anlage refinanziert werden kann. Im folgenden Abschnitt untersuchen wir die Option, die PV-Anlage als Haustechnik einzuordnen. Es werden sowohl die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen als auch mögliche Weiterentwicklungen analysiert.

Aus rechtlicher Sicht stellen sich dabei vor allem die folgenden offenen Fragen:

- Wie kann die Umlage der Anschaffungskosten für die PV-Anlage rechtssicher gestaltet werden, ohne dass Mehrbelastungen für Mieter*innen resultieren?
- Ist perspektivisch eine verpflichtende Abnahme des Stroms durch die Mieter*innen denkbar, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sicherzustellen?
- Wie kann die Aufteilung der Strommengen auf die Mieter*innen geregelt werden?

5.1 Vergleich Solaranlage und Heizungsanlage

Anknüpfend an die Vision, dass Solaranlagen zukünftig auf jedem Hausdach zu finden sein werden und deshalb als Haustechnik gewertet werden sollten, liegt zunächst ein Vergleich mit zentralen Heizungsanlagen nahe. In der folgenden Tabelle werden Gemeinsamkeiten und Unterschiede beider Arten von Anlagen überblicksartig dargestellt.

Die Tabelle verdeutlicht einige zentrale Unterschiede zwischen beiden Anlagen, die einen Gleichlauf geltender Regelungen bzw. einen Rückgriff auf bestehende Regelungen für Heizungsanlagen zur Anwendung auf PV-Anlagen nur eingeschränkt sinnvoll erscheinen lassen.

Tabelle 1: Vergleich der Charakteristika von PV-Anlagen und Zentralheizungen in Mietshäusern

	Zentrale Heizungsanlage	PV-Anlage
Kostenstruktur	Betriebskosten dominant	Praktisch nur Investitionskosten
Energieerzeugung	Verbrauchsabhängig, vollständige Deckung des Bedarfs	Wetterabhängig, anteilige Deckung des Bedarfs
Verbrauchsmuster	Abhängig von Wohnfläche und Nutzerverhalten	Abhängig von Geräteausstattung und Nutzerverhalten
Eigenverbrauchsquote	100%	Höhe der Eigenverbrauchsquote abhängig vom Grad der Synchronisierung zwischen Verbrauch und Erzeugung
Umlage der Investitionskosten auf Mieten	Umlage auf Miete als Modernisierungsmaßnahme	Umlage auf Miete als Modernisierungsmaßnahme nur möglich, wenn PV-Anlage allein dem Verbrauch im Mietshaus dient.
Umlage Betriebskosten	Neben den allgemeinen Regelungen des BGB teils auch Geltung der spezielleren Heizkostenverordnung	Allgemeine Regelungen des BGB

Quelle: Eigene Darstellung.

5.2 Regelungen in der Heizkostenverordnung

Die Möglichkeiten zur Kostenverteilung für zentrale Heizungsanlagen sind speziell in der Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten (Heizkostenverordnung) geregelt. Die Heizkostenverordnung erfasst allerdings nur Betriebskosten, nicht hingegen Anschaffungskosten (§ 1 Abs. 1). Bei Solaranlagen spielen aber gerade letztere die maßgebliche Rolle, laufende Betriebskosten entstehen demgegenüber für Solaranlagen nur in relativ geringem Maße.

Die Heizkostenverordnung verpflichtet den Vermieter für individuell genutzte Räume den jeweiligen individuellen Verbrauch zu erfassen und die Betriebskosten der Heizungsanlage verbrauchsabhängig zu verteilen (§§ 4, 6). Die verpflichtende Verteilung nach Wärmeverbrauch gilt allerdings nur für einen Anteil von mindestens 50 %, höchstens 70 % des insgesamt erfassten Verbrauchs (§ 7 Abs. 1). § 7 Abs. 2 enthält Angaben zum Umfang der vom Gesetz erfassten Betriebskosten.

5.3 Umlage von Betriebskosten

Aufgrund bestehender gesetzlicher Regelungen könnte eine Umlage der Betriebskosten einer PV-Anlage bereits gemäß § 556 Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) in Verbindung mit der Betriebskostenverordnung (BetrKV) erfolgen, sofern man **annimmt, dass es sich um sogenannte „sonstige Betriebskosten“ im Sinne** des § 2 Nr. 17 BetrKV handelt und hierzu eine mietvertragliche Vereinbarung besteht. Dabei gilt der Grundsatz, dass die Verteilung der Kosten verbrauchs- oder verursacherabhängig erfolgen muss (§ 556a BGB).

5.4 Umlage von Anschaffungskosten

Die vergleichende Gegenüberstellung von Heizungs- und PV-Anlagen verdeutlicht des Weiteren die Schwierigkeit, die Anschaffungskosten für PV-Anlagen auf die Mieter*innen umzulegen.

Die Umlage von Anschaffungskosten wird zwar grundsätzlich durch die Regelungen des BGB zu Modernisierungsmaßnahmen ermöglicht, dies aber nur in engen Grenzen: Zum einen ist die Umlage auf die Miete nur möglich, wenn die PV-Anlage allein dem Verbrauch im Mietshaus dient, nicht aber, wenn der erzeugte Solarstrom in das Stromnetz eingespeist wird (vgl. § 555b Nr. 1 und 2, § 559 Abs. 1 BGB). Zum anderen ist die Umlagemöglichkeit insbesondere zum Schutz der Mieter*innen auch in ihrer Höhe begrenzt (§ 559 Abs. 3 BGB). Unabhängig von dem Begriff der Modernisierungsmaßnahme ist eine Mieterhöhung bis zur ortsüblichen Vergleichsmiete **aufgrund „geänderter Beschaffenheit und Ausstattung“ zulässig (§ 558 BGB)**. Ähnliches gilt bei Erhöhung der Betriebskosten (§ 560).

Einvernehmliche vertragliche Vereinbarungen über Mieterhöhungen nach Abschluss des Mietvertrags bzgl. Modernisierungsmaßnahmen sind nur in diesem Rahmen zulässig (§ 555 f und § 559 Abs. 6 BGB). Generell sind Vereinbarungen über Mieterhöhungen unwirksam, die zulasten der Mieter*innen von den gesetzlichen Vorschriften abweichen (§ 557 Abs. 4 BGB).

5.5 Fragen zum Verteilungsschlüssel

Die Regelungen in BGB und Heizkostenverordnung knüpfen vorrangig an den individuellen Verbrauch und im Übrigen an die Größe der Wohnung an, um eine passende Kostenverteilung zu erzielen. Ein derartiger offensichtlich bestehender Zusammenhang zwischen Energiebedarf- sowie -kosten und Wohnfläche kann für den Stromverbrauch aber nicht gezogen werden. Entscheidend für die Höhe des individuellen Stromverbrauchs sind vielmehr die Geräteausstattung, die Personenanzahl und das Nutzerverhalten.

Mangels anderer praktisch umsetzbarer Alternativen scheint aber die Anknüpfung an die Wohnfläche bzw. Größe der Wohnung bislang weiterhin sinnvoll, zumal trotz aller Unterschiede regelmäßig ein gewisser kausaler Zusammenhang zwischen Größe und Strombedarf bestehen dürfte.

Nicht adressiert von den bestehenden gesetzlichen Regelungen ist zudem das Problem, dass Solarstrom nicht uneingeschränkt verfügbar ist. Aufgrund der tageszeit- und wetterabhängigen Erzeugung unterscheidet sich das Dargebot maßgeblich von dem einer Heizungsanlage, die entsprechend des Bedarfs Wärme erzeugt.

Um dem zu begegnen, erscheint es sinnvoll, die Kostenverteilung mit Blick auf die zeitliche Verteilung des Verbrauchs zu gestalten. So könnten Anreize gesetzt werden, um das Stromnutzungsverhalten an die Verfügbarkeit anzupassen. In Österreich ist dies bereits möglich und es wurden Musterverträge für die Aufteilung ausgearbeitet (vgl. Abschnitt 3.3).

Vertragliche Vereinbarungen stehen allerdings unter dem Vorbehalt des Mieterschutzes nach dem BGB. Um Rechtsunsicherheiten bzgl. der Frage zu vermeiden, wann Vereinbarungen nachteilig für Mieter*innen sind, erscheint es daher sinnvoll,

dass für die Möglichkeit eines verhaltensangepassten Verteilungsschlüssels entsprechende neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden.

5.6 Grundsatz der freien Stromanbieterwahl

Der Grundsatz der freien Stromanbieterwahl, der unionsrechtlich in Artikel 4 (dort **genannt „freie Versorgerwahl“**) und **ergänzend in Artikel 10 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL)** verankert ist und in den §§ 20, 20a und 41 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzt wurde, schränkt die gesetzgeberischen Gestaltungsmöglichkeiten bei der Förderung bzw. Anreizung von PV-Anlagen auf Mietshäusern erheblich ein. Unionsrechtlich vorgesehene Ausnahmen von der freien Wahl gibt es nicht, nicht einmal zugunsten der Grundversorgungspflicht (vgl. Artikel 27 Abs. 2 EBM-RL).

Damit ist ein verpflichtender Strombezug der Mieter*innen von der hauseigenen Solaranlage jedenfalls nach geltender Rechtslage ausgeschlossen. Das erkennt auch der Landesverband Haus & Grund Hessen in seiner Pressemitteilung von Dezember 2021 an, regt aber an, eine Weiterentwicklung des europarechtlichen Rahmens zu prüfen (Haus & Grund Hessen 2021).

6 Handlungsempfehlungen

Die Berliner Landesregierung und die neue Koalition auf Bundesebene haben sich ehrgeizige Ziele für den PV-Ausbau bis 2030 gesetzt. Diese Ziele sind nur zu erreichen, wenn in allen Größenklassen und Segmenten schnell ein dauerhaftes Marktwachstum angestoßen werden kann. So verlangt etwa das Ziel, in Berlin ein Viertel des Strombedarfs bis 2035 aus heimischer Solarenergie zu decken, eine Versiebzehnfachung des durchschnittlichen Ausbausvolumens im Vergleich zum Niveau von 2020: Von 18,5 MW auf durchschnittlich 309 MW pro Jahr. Hierbei ist ein nur ein moderater Anstieg des Strombedarfs zu Grunde gelegt. Bei stärkerem Anstieg des Stromverbrauchs, z. B. aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrs und in Gebäuden, muss auch der PV-Ausbau entsprechend schneller ausfallen.

In Berlin, aber auch in anderen Städten, kann dieses Tempo nicht gelingen, ohne dass auch im Geschossbau – dem heutigen Mieterstromsegment – der jährliche Zubau eine völlig neue Größenordnung erreicht.

Misst man das bestehende Mieterstrommodell an diesen neuen Anforderungen, erscheint es zweifelhaft, ob allein durch Anpassungen des Modells die grundlegenden Schwächen so behoben werden können, dass das Modell eine zielgerechte Dynamisierung des Ausbaus treiben kann. Zentrale Defizite sind zum einen der Anreiz zur Optimierung der Eigenversorgungsquote, die im Vergleich zum technisch möglichen Potenzial zu einer Unterbelegung der Dächer führen kann. Zum anderen ist das Modell aufgrund verschiedener Rahmenbedingungen schlecht skalierbar, d. h. Anlagen auf kleineren Mehrfamilienhäusern sowie Anlagen auf sehr hohen Gebäuden sind nicht wirtschaftlich. Die hohen Trankaktionskosten sind eine weitere zentrale Schwäche. Gleichzeitig ist das Mieterstrommodell bisher das einzige Instrument, um auch Haushalte mit geringem Einkommen, für die eine Investitionsbeteiligung nicht in Frage kommt, am PV-Ausbau zu beteiligen.

Die Prüfung verschiedener aktueller Vorschläge für die Weiterentwicklung des Segments PV auf Mehrfamilienhäusern zeigt, dass die beiden zentralen Steuerungsziele – Ausbaubeschleunigung und Beteiligung von Bewohner*innen – zumindest in der kurzen Frist in einem gewissen Spannungsverhältnis zueinanderstehen. Für die sofortige Beschleunigung des Ausbaus und den Anreiz zur vollen Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche bietet sich die Wiederbelebung der Volleinspeisung, die derzeit nicht mehr wirtschaftlich ist, an. Es lässt sich jedoch derzeit keine geeignete Ausgestaltung erkennen, wie in diesem Modell Mieter*innen rechtssicher beteiligt werden können, ohne dass durch das Beteiligungsmodell neue Investitionshürden entstehen. Denkbar sind Modelle, bei denen die Anlagenbetreiber freiwillig den Hausbewohner*innen oder anderen Privatpersonen anbieten, sich finanziell an der Anlageninvestition zu beteiligen und dann entsprechend vom Gewinn zu profitieren. Dieses Modell setzt jedoch voraus, dass die entsprechenden Haushalte über Investitionskapital verfügen. Dies trifft auf einen Großteil der armen Haushalte gerade nicht zu. Angesichts des ungeheuren Zeitdrucks erscheint es dennoch sinnvoll, zumindest kurzfristig auf dieses Modell der Freiwilligkeit zu setzen und parallel ein neues Fördermodell zu erarbeiten, das das bestehende Mieterstrommodell ersetzen kann.

Tabelle 2: Reformoptionen zum Ausbau von Solaranlagen auf Mehrfamilienhäusern

Mögliche Modelle	Ziel: Ausbau	Ziel: Beteiligung von Mieter*innen
Volleinspeisung anreizen durch gezielte Förderung, z. B. Volleinspeise-Zuschlag	++	--
Vor-Ort-Versorgung von Abgaben entlastet, Anlagenbetreiber trägt Investition	+/?	+/? Günstiger Stromlieferungsvertrag?
PV-Anlage als Haustechnik, von Abgaben entlastet, Stromlieferung zu Selbstkosten, Umlage der Investitionskosten	+/?	+/? Stromkostensparnis höher als Beitrag zur Investition?
Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften im Stadtviertel mit Netznutzung	+/?	+/? Günstige Stromlieferung bei Beteiligung an Investition, Hürde für arme Haushalte

Legende: ++ klar positive Wirkung zu erwarten, -- negative oder keine Auswirkung, +/? - positive Wirkung zu erwarten, aber abhängig von der konkreten Ausgestaltung

Auf Basis der Analyse ergibt sich daher die Empfehlung für die folgende Maßnahmensequenz (vgl. auch Überblick in Tabelle 2):

1. Sofortmaßnahme: Volleinspeisung wiederbeleben

Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern, die den erzeugten Strom vollständig ins Netz einspeisen, sollten eine auskömmliche Förderung erhalten. Dabei gilt es zu kommunizieren, dass diese Maßnahme dazu dient, einen schnelleren Ausbau anzufachen, während zeitgleich neue Modelle für die Beteiligung von Mieter*innen entwickelt werden. Die Umsetzung dieser Maßnahme muss auf Bundesebene erfolgen.

2. Nächster Schritt: Neues Modell der Vor-Ort-Versorgung entwickeln und regelmäßig anpassen

Ein neues Modell des gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs muss entwickelt werden, um die Erzeugung und den Verbrauch von vor Ort erzeugtem Strom als Massenmodell zu ermöglichen. Dabei sollten die Vorgaben aus der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zu gemeinsam handelnden Eigenversorger*innen (Art. 21 Abs. 4) und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (Art. 22) praxistauglich umgesetzt werden. Gerade mit Blick auf Mehrfamilienhäuser und Quartiere gilt es hier noch zentrale Fragen zu klären. Die Ausgestaltung hängt dabei zum Teil auch davon ab, wie der energierechtliche Rahmen insgesamt – insbesondere Abgaben und Umlagen auf Strom und die Netzentgeltsystematik – zukünftig ausgestaltet werden.

Im Zusammenspiel kann dann geklärt werden, wie faire Netzentgelte für solche Lösungen bestimmt werden können, wie Messkonzepte aussehen können und welche geographische oder netztypologische Abgrenzung sinnvoll ist. Ein adaptives Governance-Modell ist zentral, um den neuen Ansatz regelmäßig zu überprüfen und anzupassen.

Hierbei sollten auch die Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern einbezogen werden. Die in diesem Bericht untersuchten Best-Practice-Beispiele zeigen, dass Spanien, die Niederlande und Österreich den Fokus auf vergleichsweise pragmatische und leicht handhabbare Lösungen legen, z. B. mit Blick auf die Abgrenzung der räumlichen Nähe für die Definition des Begriffs Eigenversorgung. Auffällig ist zudem, dass in den untersuchten Ländern anders als beim deutschen Mieterstrommodell keine Vollversorgung erforderlich ist. Stattdessen werden Strommengen aus Gemeinschaftsanlagen bilanziell zugeteilt und vom Gesamtstrombezug des Haushalts abgezogen. Für die Aufteilung der Stromerzeugung aus Gemeinschaftsanlagen hat Österreich Musterverträge entwickelt, die auch eine Option mit Anreizen zur Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch vorsehen.

Da es sich hierbei ausschließlich um Bundesgesetze handelt, muss auch hier der Bund tätig werden. Aufgrund der hohen Bedeutung des Modells für Berlin und der Komplexität des Themas, kann die Landesregierung als Initiatorin von Dialog und durch das Initiieren und Evaluieren von Modellprojekten eine zentrale Rolle spielen, das Thema voranzutreiben.

3. Mittelfristig: Dialog über eine Weiterentwicklung von PV zur Haustechnik anstoßen

Die hohen Solarstromanteile, die zukünftig erforderlich sind, führen zu einer Vision, in der PV-Anlagen auf allen geeigneten Dachflächen zur Norm werden. Auch die in Berlin bereits eingeführte und auf Bundesebene geplante Solarpflicht weist in diese Richtung. Als Konsequenz haben verschiedene Stakeholder den Vorschlag formuliert, PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern zukünftig als Haustechnik einzustufen und die Abnahme des Stroms analog zur Wärme aus einer Zentralheizung verpflichtend zu machen. So soll die Refinanzierbarkeit der Investition in die PV-Anlage sichergestellt werden. Das Modell verspricht außerdem eine massive Vereinfachung im Vergleich zum administrativ aufwendigen Mieterstrommodell.

Die hier vorgelegte Prüfung des Ansatzes zeigt, dass zwischen einer PV-Anlage und einer Heizungsanlage grundsätzliche Unterschiede bestehen und eine direkte Übertragung bestehender Regelwerke wie der Heizkostenverordnung nicht möglich ist. Eine Abnahmepflicht widerspricht zudem dem im Unionsrecht verankerten Recht, den Stromversorger frei zu wählen. Gerade in einem angespannten Mietmarkt stellt sich zudem die Frage, wie Mieter*innen bei Überwälzung der Investitionskosten vor einem Anstieg der finanziellen Gesamtbelastung geschützt werden können.

Trotz oder gerade wegen dieser offenen Fragen erscheint es sinnvoll, dieses Modell in einem breiteren Dialog mit betroffenen Akteuren auf nationaler und europäischer Ebene vertieft zu diskutieren und Ausgestaltungsoptionen sowie ihre potentiellen Wirkungen zu untersuchen. Denn angesichts der massiven Ausbaubedarfe, die ja nicht nur in Deutschland nötig sind, sondern in der gesamten EU, und der voraussichtlich weiter sinkenden Kosten für PV erscheint die Umstellung auf ein zumindest stark vereinfachtes Umsetzungsmodell für PV auf Mehrfamilienhäuser grundsätzlich folgerichtig. Aufgrund der hohen Bedeutung des Mehrfamilienpotenzials für die Dekarbonisierung der Stadt ist die Berliner Landesregierung in einer guten Position, diesen Dialog als Pionier vorantreiben, konkrete Lösungsvorschläge zu entwickeln und zu diskutieren und diese dann dem Bundesgesetzgeber vorzuschlagen – idealerweise in Kooperation mit den anderen Stadtstaaten, um die Bedeutung des Themas zu unterstreichen.

7 Literaturverzeichnis

- BDEW (2021). *Die Energiewende braucht einen PV-Boom*, Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- Bergner, J., Siegel, B. & Quaschnig, V. (2019). *Das Berliner Solarpotenzial*, Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW).
- Berlin.de (2021). *Stromverbrauch in Berlin geht zurück*, Meldung v. 04.03.2021.
- BMWFW (2017). *Mehr Sonnenstrom für Österreich, Neuerungen der kleinen Ökonovelle*. Wien: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft.
- Bündnis 90/Die Grünen Berlin (2021). *Grünes Licht für Morgen. Unser Plan für Berlin*, Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Berlin.
- Campos, I., Pontes Luz, G., Marín-González, E., Gähns, S., Hall, S., Holstenkamp, L. (2020). *Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU*. *Energy Policy*, 138, 111212.
- Caris, M. (2013). *Pläne für größten Solarpark der Niederlande gecancelt*.
- CDU Berlin (2021). *Unser Berlin. Mehr geht nur gemeinsam*. Berlin-Plan der CDU Berlin, Berlin: CDU Berlin.
- CEER (2019). *Regulatory aspects of self-consumption and energy communities*, Brüssel: Council of European Energy Regulators.
- Die LINKE Berlin (2021). *Rot. Radikal realistisch. Die Linke*, Berlin: Die LINKE.
- Gallego-Castillo, C., Heleno, M. L., Victoria, M. (2021). *Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework*. *Energy Policy*, 150, 112144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112144>.
- Hall, S., Brown, D., Davis, M., Erthmann, M., Holstenkamp, L. (2020). *Business Models for Prosumers in Europe*. PROSEU - Prosumers for the Energy Union: Mainstreaming active participation of citizens in the energy transition (Deliverable N°D4.1).
- Haus & Grund Bundesverband (2021), *Vermieterbefragung, Ergebnisse 2021, Deutschland*.
- Haus & Grund Hessen (2021), *Pressemitteilung vom 10.12.2021*.
- Hennig, B., Lohr, M., Valentin, F., Zuber, F. (2021). *Kurzanalyse der Markthemmnisse für den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen*, Berlin: Studie von Photovoltaikforum und Kanzlei von Bredow Valentin Herz im Auftrag der Klimaallianz.
- Henning, H.-M., Meyer, T., Zuber, F. (2021). *Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln*. Subsidiarität als neues Grundprinzip des Energiesystems, Impulspapier, Berlin: Reiner-Lemoine-Stiftung.
- Hirschl, B., Schwarz, U., Weiß, J., Hirschberg, R., Torliene, L. (2021). *Berlin Paris-konform machen: Aktualisierung der Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050*, Studie im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Horstink, L, Wittmayer, J.M., Kiat, N. (2021). *Pluralising the European Energy landscape: Collective renewable energy prosumers and the EU's clean energy vision*, *Energy Policy* 153.
- Kausika, B., Dolla, O., van Sark, W. (2017). *Assessment of policy based residential solar PV potential using GIS-based multicriteria decision analysis: A case study of Apeldoorn, The Netherlands*, *Energy Procedia*, 134, 110-120. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.544>.

- Kelm, T., Metzger, J., Jachmann, H., Günnewig, D., Püschel, M., Schicketanz, S., Kinast, P., Thylmann, M., Nazerian, V. (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsbereichs gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II. Stuttgart/ Hannover: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Bosch & Partner.
- López Prol, J., Steininger, K. W. (2020). *Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return*. *Energy Policy*, 146, 111793. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793>.
- Niederländische Unternehmensagentur. (2022). *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE)* [Förderprogramm für Genossenschaftliche Energieerzeugung], Website.
- Ordóñez Mendieta, Á.J.; Hernández, E.S. (2021). *Analysis of PV Self-Consumption in Educational and Office Buildings in Spain*. *Sustainability* 2021, 13, 1662. <https://doi.org/10.3390/su13041662>.
- Photovoltaikforum (2022). *Vorschläge für die Belebung des Segmentes von Photovoltaik-Kleinanlagen bis 30 kW*, Impuls des Photovoltaikforums mit rund 5.000 Unterzeichnern, Kirchdorf: Photovoltaikforum.
- PV-Gemeinschaft (2021). *Allgemeines und Rechtsgrundlage Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage*, Website.
- PV Think Tank (2021). *10+ Gigawatt Photovoltaik Pro Jahr, 50 Handlungsempfehlungen, um den PV-Markt in der kommenden Legislaturperiode zu entfesseln*, Berlin: PV Think Tank.
- Real Decreto (RD) 244/2019* de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas.
- Real Decreto-ley (RD-L) 15/2018*, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ritter, D., Bauknecht, D., (2021). *Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen*. Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau: Umweltbundesamt.
- Sánchez Molina, P. (2019). *Spain's new rules for self-consumption come into force*, in: PV Magazine vom 8. April 2019.
- SenUVK (2021). *Gesetz zur Änderung des Berliner Energiewendegesetzes und des Allgemeinen Zuständigkeitsgesetzes*, Berlin: Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz.
- SenUVK (2019). *BEK 2030 – Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030*, Berlin: Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz.
- SenUVK (2016). *Berliner Energiewendegesetz (EWG Bln)*, Berlin: Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz.
- SenWEB (2020). *Masterplan Solarcity Berlin. Monitoringbericht 2020*. Berlin: Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Berlin.
- Solarbranche.de (2021). *Photovoltaik Markt in Deutschland*, Website. Münster: Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR).
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). *Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, Koalitionsvertrag, Berlin: SPD.
- SPD Berlin, Bündnis 90/ Die Grünen Landesverband Berlin, Die LINKE Landesverband Berlin (2021). *Zukunftshauptstadt Berlin. Sozial. Ökologisch. Vielfältig. Wirtschaftsstark*. Entwurf zur Beschlussfassung des Koalitionsvertrages 2021–2026, Berlin: SPD Berlin.

- Stryi-Hipp, G., Gölz, S., Bär, Ch., Wieland, S., Xu-Sigurdsson, B., Freudenmacher, T. & Taani, R. (2019). *Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin, Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog*. Studie im Auftrag der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Freiburg: Fraunhofer ISE, Zebralog.
- Umpfenbach, K., Faber, R. (2021). *StromNachbarn: Evaluation der sozialen und ökologischen Wirkungen von Mieterstromanlagen in Berlin*, Berlin: Ecornet Berlin.
- Umpfenbach, K., Sina, S., Reichwein, D., Dück, L.-M. (2021). *Handlungsempfehlungen der SINTEG-Schaufenster zur Anpassung des Rechtsrahmens*. Bericht für die Fachöffentlichkeit. Berlin: Ecologic Institute.
- Van der Kam, M., Meelen, A., van Sark, W., Alkemade, F. (2018). *Diffusion of solar photovoltaic systems and electric vehicles among Dutch consumers: Implications for the energy transition*, Energy Research & Social Sciences, 46, 68-85. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.06.003>.
- Van der Schoor, T., Scholtens, B. (2017). *Community energies – the rose is coming up!*, Annual NIG Conference Maastricht.

Über den Forschungsverbund Ecornet Berlin

Fünf Institute forschen transdisziplinär für eine soziale und ökologische Metropole

Ecornet Berlin ist ein Forschungsverbund aus fünf Berliner Instituten der transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung. Der in dieser Form einzigartige Zusammenschluss setzt Impulse für den Wandel Berlins hin zu einer sozialen und ökologischen Metropole. In den Themenfeldern Klimawende sozial, Nachhaltiges Wirtschaften und Digitalisierung bündeln die Institute ihre Forschungskompetenzen mit dem Ziel, Berlins Vorreiterrolle bei der Entwicklung innovativer Ansätze für eine lebenswerte, solidarische, klimaneutrale und ressourcenleichte Stadtgesellschaft auf innovative Weise auszubauen. Gemeinsam mit Akteuren der Stadtgesellschaft wollen die Forschungspartner die nachhaltige Stadtentwicklung Berlins mit Fokus auf sozial-ökologische Transformationen und damit verbundene Beteiligungs-, Verteilungs- und Gerechtigkeitsfragen voranbringen.

Mitglied des Forschungsverbunds Ecornet Berlin sind: Ecologic Institut, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT), Öko-Institut und Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU). Der Verbund entstand aus langjähriger Kooperation der fünf Forschungseinrichtungen im namensgebenden Ecological Research Network (Ecornet), einem Netzwerk unabhängiger, gemeinnütziger Institute der Umwelt- und Nachhaltigkeitsforschung in Deutschland, das die Mission verfolgt, den gesellschaftlichen Wandel in Richtung Nachhaltigkeit mitzugestalten und wissenschaftlich zu fundieren.

Im Projekt „Wissen. Wandel. Berlin.“ verfolgt der Forschungsverbund Ecornet Berlin das Ziel, Berlins Vorreiterrolle bei innovativen Ansätzen für eine lebenswerte, klimaneutrale und ressourcenleichte Stadt auszubauen.

Das Projekt wird mit finanzieller Unterstützung des Regierenden Bürgermeisters, Senatskanzlei – Wissenschaft und Forschung Berlin durchgeführt.

Weitere Informationen: www.ecornet.berlin

Wissen. Wandel. Berlin.

Transdisziplinäre Forschung für eine
soziale und ökologische Metropole



www.ecornet.berlin



Mitglieder im Forschungsverbund Ecornet Berlin:

