



Bundesinstitut  
für Bau-, Stadt- und  
Raumforschung

im Bundesamt für Bauwesen  
und Raumordnung



BBSR-  
Online-Publikation  
04/2024

# Restriktionen bei der Nutzung von Photovoltaik-Strom im Gebäudebereich

von

Katharina Umpfenbach  
Lina-Marie Dück  
Tobias Kelm  
Felix Dengler  
Ricarda Faber  
Michael Jakob



# **Restriktionen bei der Nutzung von Photovoltaik-Strom im Gebäudebereich**

Das Projekt des Forschungsprogramms „Zukunft Bau“ wurde vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Auftrag des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) durchgeführt.

## IMPRESSUM

### Herausgeber

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)  
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)  
Deichmanns Aue 31–37  
53179 Bonn

### Wissenschaftliche Begleitung

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung  
Referat WB 2 „Instrumente zur Emissionsminderung im Gebäudebereich“  
Nicolai Domann  
nicolai.domann@bbr.bund.de

### Autorinnen und Autoren

Ecologic Institut, Berlin  
Katharina Umpfenbach (Projektleitung bis 31.10.2022)  
Lina-Marie Dück (Vertretende Projektleitung und Koordination Zwischenbericht)  
Felix Dengler  
Ricarda Faber  
Dr. Michael Jakob (Projektleitung ab 1.11.2022)

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart  
Tobias Kelm  
tobias.kelm@zsw-bw.de

### Stand

Juni 2023

### Gestaltung

Ecologic Institut, Berlin

### Bildnachweis

Titelbild: Franz Bachinger, Pixabay  
Ecologic Institut: S. 55; ZSW: S. 55

### Vervielfältigung

Alle Rechte vorbehalten

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

### Zitierweise

Umpfenbach, K.; Dück, L.-M.; Kelm, T.; Dengler, F.; Faber, R.; Jakob, M., 2023: Restriktionen bei der Nutzung von Photovoltaik-Strom im Gebäudebereich. BBSR-Online-Publikation 04/2024, Bonn.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b>	<b>6</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>8</b>
<b>Einführung</b>	<b>10</b>
Beschleunigung des Photovoltaik-Ausbaus ist zentral für die Erreichung der deutschen und europäischen Klimaziele	10
Das technische Potenzial für PV-Anlagen in und auf Gebäuden ist nach wie vor enorm	10
PV-Anlagen ermöglichen Beteiligung an der Energiewende	10
Beschleunigung des PV-Ausbaus erfordert Hemmnisabbau	11
<b>Zielstellung</b>	<b>12</b>
<b>Stand des Ausbaus von Photovoltaik im Gebäudebereich</b>	<b>13</b>
Zubau und Größenklassen von Dachanlagen	13
Entwicklungen im Voll- und Teileinspeisesegment	14
Sektorale Verteilung	15
Mieterstromanlagen	16
<b>Hemmnisse beim Ausbau von Photovoltaik im Gebäudebereich</b>	<b>17</b>
Ein- und Zweiparteienhäuser	17
Mehrparteienhäuser	19
Gewerblich genutzte Gebäude	21
Fassadenanlagen	22
Allgemeine Hemmnisse für alle Segmente	22
<b>Aktuelle Gesetzesanpassungen auf deutscher und europäischer Ebene</b>	<b>23</b>
Gesetzesanpassungen in Deutschland	23
Europäische Regulierung und Strategien im Bereich PV-Ausbau	29
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen</b>	<b>37</b>
Methodische Grundlagen und Vorgehensweise	37
Betrachtete Referenzanlagen	37
Rahmenparameter und Annahmen	38
Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	42
Fazit zur Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen	44
<b>Fazit</b>	<b>45</b>

<b>Anhang: Kurzbericht Projektworkshop am 25.04.2023</b>	<b>47</b>
<b>Mitwirkende</b>	<b>49</b>
<b>Kurzbiographien</b>	<b>50</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>51</b>
<b>Rechtsquellen und weitere Quellen</b>	<b>53</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>55</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>56</b>

## Kurzfassung

Das Klimaschutzgesetz von 2021 strebt eine Minderung der Treibhausgasemissionen von mindestens 65 % gegenüber dem Niveau von 1990 und Treibhausgasneutralität bis 2045 an. Zur Erreichung dieser Ziele ist der schnelle Ausbau erneuerbarer Energien unerlässlich, um fossile Energieträger im Stromsektor zu ersetzen und durch Elektrifizierung Emissionseinsparungen in der Industrie, Gebäuden und dem Verkehr erzielen zu können. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung zu Beginn der Legislaturperiode die Ausbauziele für Wind und Photovoltaik (PV) stark angehoben. Das im Jahr 2022 zuletzt novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) setzt das Ziel von 215 GW installierter PV-Leistung bis 2030 (eine mehr als dreifache Erhöhung der aktuellen Kapazität; Ende 2022 waren bundesweit etwa 67 GW installiert).

Zur Erreichung des PV-Ausbauziels spielen Gebäude eine zentrale Rolle. Geschätzt könnten bis zu 25 % des Stromverbrauchs in der EU durch PV auf Dächern gedeckt werden. Zusätzlich zeichnen sich PV-Dachanlagen durch eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz aus, da es im Gegensatz zu Freiflächenanlagen kaum Konkurrenz mit anderen Flächennutzungen und keine Konflikte mit Natur- und Umweltschutzziele gibt. Der PV-Ausbau im Gebäudebereich hat auch eine soziale Dimension, denn er bietet Bewohnerinnen und Bewohnern die Chance, sich an der Energiewende zu beteiligen und von ihr zu profitieren. Ferner hat die verbrauchsnahe Erzeugung durch PV auf und an Gebäuden den Vorteil, dass der erzeugte Strom nicht weit transportiert werden muss, und somit Übertragungskapazitäten spart und das Stromnetz entlastet.

Jedoch stehen dem notwendigen beschleunigten Ausbau von PV-Anlagen einige entscheidende Hemmnisse entgegen. Hier lassen sich monetäre und nicht-monetäre (d. h. wirtschaftliche und technische) Hemmnisse unterscheiden:

- Monetäre (wirtschaftliche) Hemmnisse sind in erster Linie Faktoren, die die Rentabilität von Investitionen in PV-Anlagen beeinflussen. In der EEG-Novelle von 2022 wurden Vergütungen für Teileinspeiseanlagen angehoben und ein neuer, deutlich höherer Einspeisetarif für Volleinspeiseanlagen geschaffen. Seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine und der verminderten Gasnutzung im Stromsektor sind die Preise für Elektrizität deutlich angestiegen, was Investitionen in PV-Anlagen attraktiver macht. Allerdings wirken gestiegene Zinsen in die entgegengesetzte Richtung, da sie den Zugang zu Kapital erschweren. Daher gilt es, im Blick zu behalten, welche Anreize in der aktuellen wirtschaftlichen Situation bestehen.
- Nicht-monetäre (technische) Hemmnisse beinhalten Hürden beim Netzanschluss, wie die teilweise lange Dauer des Verfahrens und ein geringer Digitalisierungsgrad des Prozesses, unterschiedliche technische Anschlussbedingungen und die Anforderung, dass für Anlagen zwischen 135 und 950 kW ein entsprechendes Anlagenzertifikat vorhanden sein muss.

Diese Studie legt eine Bestandsaufnahme des Status quo der PV-Nutzung im Gebäudesektor sowie der damit verbundenen Hemmnisse vor und diskutiert relevante gesetzliche Regelungen sowie deren Entwicklung seit der letzten Überarbeitung. Zusätzlich führt sie Wirtschaftlichkeitsberechnungen von ausgewählten Regelungen und Anlagentypen durch und schlägt mögliche Verbesserungen der bestehenden Gesetze vor.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen auf, dass trotz gestiegener Anlagenpreise für die meisten Anwendungsfälle im Bereich der Eigenversorgungsanlagen (Teileinspeisung) substanzielle Investitionsanreize bestehen, was auch die aktuelle Marktlage belegt. Allerdings zeigt sich ein Nachsteuerungsbedarf für Volleinspeiseanlagen, für die zum Stand Frühjahr 2023 die Einspeisetarife 2 bis 3 ct/kWh unterhalb der Stromgestehungskosten lagen und die (im Gegensatz zu Eigenversorgungsanlagen) keine zusätzlichen Erlösmöglichkeiten bestehen. PV-Mieterstromanlagen, die mit dem Mieterstromzuschlag gefördert werden, sind nur dann rentabel zu betreiben, wenn die mieterstrombedingten Mehrkosten für die technischen Voraussetzungen und den Betrieb (Messstellenbetrieb, Abrechnung, Verwaltung) möglichst gering sind.

Nicht-monetäre Hemmnisse betreffen insbesondere den Ausbau von PV-Dachanlagen auf Mehrparteienhäusern. In der Novelle des EEG 2023 bestehen weiterhin die zentralen Hemmnisse wie die Komplexität des Modells und die je nach Projektanforderungen geringe Wirtschaftlichkeit.

Einige geplante legislative Neuerungen auf EU-Ebene könnten zusätzlich wichtige Auswirkungen auf den Ausbau von PV-Anlagen auf Häusern in Deutschland zählen. Hierzu zählen u.a. die Einführung einer Verpflichtung zur Installation von Solarenergieanlagen, die Pflicht, dass neue Gebäude 100 % ihres Energieverbrauchs durch lokal erzeugte erneuerbare Energien abdecken müssen sowie die Vorgabe, ab dem Jahr 2030 nur noch „Nullmissionshäuser“ zu bauen.

## Executive Summary

The Federal Climate Change Act of 2021 aims to reduce greenhouse gas emissions by at least 65 % compared to 1990 levels and to achieve greenhouse gas neutrality by 2045. To achieve these goals, the rapid expansion of renewable energies is indispensable in order to replace fossil energy sources in the electricity sector and to achieve emission savings in industry, buildings and transport through electrification. For this reason, at the beginning of the legislative period the federal government greatly increased the expansion targets for wind and photovoltaics (PV). The Renewable Energy Sources Act (EEG), which was last amended in 2022, sets a target of 215 GW of installed PV capacity by 2030 (a more than threefold increase in current capacity; at the end of 2022 about 67 GW were installed nationwide).

Buildings play a central role in achieving the PV expansion target. It is estimated that up to 25 % of electricity consumption in the EU could be covered by rooftop PV. In addition, rooftop PV systems are characterised by a high level of social acceptance because, in contrast to ground-mounted systems, there is hardly any competition with other land uses and no conflicts with nature conservation and environmental protection goals. The expansion of PV in the building sector also has a social dimension, as it offers residents the opportunity to participate in and benefit from the energy transition. Furthermore, PV generation on and in buildings close to consumption has the advantage that the electricity generated does not have to be transported far, thus saving transmission capacities and relieving the electricity grid.

However, there are some decisive obstacles to the necessary accelerated expansion of PV systems. A distinction can be made between monetary and non-monetary (i.e. economic and technical) obstacles:

- Monetary (economic) barriers are primarily factors that influence the profitability of investments in PV systems. In the 2022 amendment to the Renewable Energy Sources Act (EEG), tariffs for partial feed-in systems were increased and a new, significantly higher feed-in tariff for full feed-in systems was created. Since Russia's attack on Ukraine and the reduced use of gas in the electricity sector, electricity prices have risen substantially, making investments in PV systems more attractive. However, higher interest rates work in the opposite direction, as they make access to capital more difficult. It is therefore important to keep an eye on what incentives exist in the current economic situation.
- Non-monetary (technical) barriers include obstacles to grid connection, such as the sometimes long duration of the procedure and a low degree of digitalisation of the process, different technical connection conditions and the requirement that an appropriate plant certificate must be available for plants between 135 and 950 kW.

This study presents an inventory of the status quo of PV use in the building sector as well as the associated barriers and discusses relevant legal regulations and their development since the last revision. In addition, it carries out economic calculations of selected regulations and system types and suggests possible improvements to the existing laws.

The economic feasibility studies show that, despite increased plant prices, there are substantial investment incentives for most applications, which is also confirmed by the current market situation. However, there is a possible need for readjustment for full feed-in plants, for which the feed-in tariffs were 2 to 3 ct/kWh below the LCOE as of spring 2023 and for which (in contrast to self-supply plants) there are no additional revenue opportunities. PV tenant electricity systems that are subsidized with the tenant electricity surcharge can only be operated profitably if the tenant electricity-related additional costs for the technical prerequisites and operation (metering point operation, billing, administration) are as low as possible.

Non-monetary obstacles particularly affect the expansion of rooftop PV systems on multi-party buildings. In the amendment of the EEG 2023, the central barriers such as the complexity of the model and the low economic efficiency depending on the project boundary conditions continue to exist.



Some planned legislative innovations at EU level could also have an important impact on the expansion of PV systems on houses in Germany. These include the introduction of an obligation to install solar energy systems, the obligation for new buildings to cover 100 % of their energy consumption with locally generated renewable energies, and the requirement to build only "zero-emission houses" from 2030.

## Einführung

### **Beschleunigung des Photovoltaik-Ausbaus ist zentral für die Erreichung der deutschen und europäischen Klimaziele**

Deutschland hat sich im Klimaschutzgesetz von 2021 verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken und bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen (§ 3 KSG). Die Europäische Union (EU) hat das Ziel, bis 2030 die Nettoemissionen um 55 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Für 2050 wird sogar das unionsweite Nullemissionsziel auf Grundlage der erst 2021 erlassenen Klimaverordnung angestrebt (Artikel 2 Europäisches Klimagesetz).

Alle detaillierten Szenarioanalysen, die untersuchen, wie Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen kann, zeigen klar, dass Einsparungen im Endenergieverbrauch und der Ausbau der erneuerbaren Energien zentrale Hebel für die Dekarbonisierung sind. Aufgrund der Elektrifizierung der Wärmeversorgung und von Fahrzeugen wird Strom dabei zum wichtigsten Energieträger und der Verbrauch steigt – anders als der gesamte Energieverbrauch – auch stark an. So zeigt ein von Prognos durchgeführter Vergleich von fünf detaillierten Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland, dass bis 2030 ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs um bis zu 42 % und bis 2045 um 24–161 % erwartet wird (Prognos 2022: 12).

Die Bundesregierung hat deshalb zu Beginn der neuen Legislaturperiode die Ausbauziele für die beiden günstigsten erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik (PV) stark angehoben. Die Energiekrise im Zuge des Kriegs in der Ukraine hat dem Ausbau weitere Dringlichkeit verliehen. In der im Sommer 2022 verabschiedeten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist für den PV-Ausbau das Ziel einer installierten Leistung von 215 GW bis 2030 festgelegt. Zum Jahresende 2022 waren bundesweit PV-Anlagen mit insgesamt rund 67 GW installiert. Um das Ziel zu erreichen, muss die Ausbaugeschwindigkeit erheblich beschleunigt werden und alle Segmente müssen steigende Beiträge leisten.

### **Das technische Potenzial für PV-Anlagen in und auf Gebäuden ist nach wie vor enorm**

Im Fokus dieses Berichts stehen PV-Anlagen auf und an Gebäuden. Trotz des bisher bereits erfolgten Ausbaus bleibt das technische Potential für PV-Dachanlagen erheblich. Nach Schätzungen können bis zu 25 % des Stromverbrauchs in der EU durch PV auf Dächern gedeckt werden (Bódis et al. 2019: 114; EU Kommission 2022a: 2).

PV-Dachanlagen zeichnen sich zudem durch eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz aus. Anders als bei Freiflächenanlagen gibt es kaum Konkurrenz mit anderen Flächennutzungen und keine Konflikte mit Natur- und Umweltschutzziele. Darüber hinaus sind PV-Dachanlagen in Städten und Ballungsräumen in der Regel die einzige erneuerbare Energiequelle mit relevantem Potenzial und damit ein entscheidender Hebel für die Dekarbonisierung von Städten. Die verbrauchsnahe Erzeugung durch PV auf und an Gebäuden bietet zudem den Vorteil, dass der erzeugte Strom nicht weit transportiert werden muss, was das Übertragungskapazitäten spart und damit das Stromnetz entlastet.

### **PV-Anlagen ermöglichen Beteiligung an der Energiewende**

Der PV-Ausbau im Gebäudebereich hat auch eine soziale Dimension, denn er bietet Bewohnerinnen und Bewohnern die Chance, sich an der Energiewende zu beteiligen und von ihr zu profitieren. In Ein- und Zweiparteienhäusern geschieht dies in der Regel über die direkte Investition in die Anlage auf dem Dach und die Nutzung eines Teils des erzeugten Stroms für die Eigenversorgung. In Mehrparteienhäusern kann über das im EEG vorgesehene Mieterstrommodell auch Mietenden die Nutzung von vor Ort erzeugtem Solarstrom ermöglicht werden. Die Teilnahme am Mieterstrommodell ist für die Haushalte freiwillig, der Anreiz teilzunehmen besteht in den Tarifen, die gesetzlich vorgeschrieben mindestens 10 % unterhalb des Tarifs des örtlichen Grundversorgers liegen müssen (Umpfenbach/Faber 2021; § 42a Abs. 4 EnWG).

## **Beschleunigung des PV-Ausbaus erfordert Hemmnisabbau**

Um die PV-Ausbauziele der Bundesregierung zu erreichen, muss sich das Ausbauvolumen pro Jahr im Vergleich zum Niveau der letzten Jahre bis Mitte des Jahrzehnts mehr als verdoppeln und bis Ende des Jahrzehnts mehr als vervierfachen. Eine solche Dynamik ist nur zu erreichen, wenn in allen Segmenten – d. h. für alle Anlagengrößen und Anwendungsfälle – bestehende Hemmnisse abgebaut werden.

Grundsätzlich kann zwischen monetären bzw. wirtschaftlichen und nicht-monetären, also vor allem technischen und regulativen Hemmnissen unterschieden werden. Erstere wurden mit den Gesetzespaketen zum neuen EEG im Jahr 2022 adressiert, indem die Vergütungen für Teileinspeiseanlagen angehoben wurden und ein neuer und deutlich höherer Einspeisetarif für Volleinspeiseanlagen geschaffen wurde. Aufgrund der inzwischen erfolgten Kostensteigerungen gilt es im Blick zu behalten, ob trotz parallel gestiegener Endverbraucherpreise (dies ist relevant für die Wirtschaftlichkeit von Teileinspeiseanlagen) bzw. Marktwerte (dies betrifft Anlagen im sogenannten Marktprämienmodell; § 20 EnWG) Anpassungsbedarf besteht. Dies wird im vorliegenden Vorhaben anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen analysiert. Darüber hinaus bestehen zahlreiche nicht-monetäre Hemmnisse, die die Dachanlagensegmente unterschiedlich stark betreffen bzw. hemmen, wie z. B. Hürden beim Netzanschluss (u. a. teilweise lange Dauer des Verfahrens und geringer Digitalisierungsgrad des Prozesses, unterschiedliche technische Anschlussbedingungen, Anlagenzertifikat B, welches die Konformität einer Anlage mit den Anforderungen für den Anschluss ans Hochspannungsnetz bescheinigt, für Anlagen zwischen 135 und 950 kW).

---

## Zielstellung

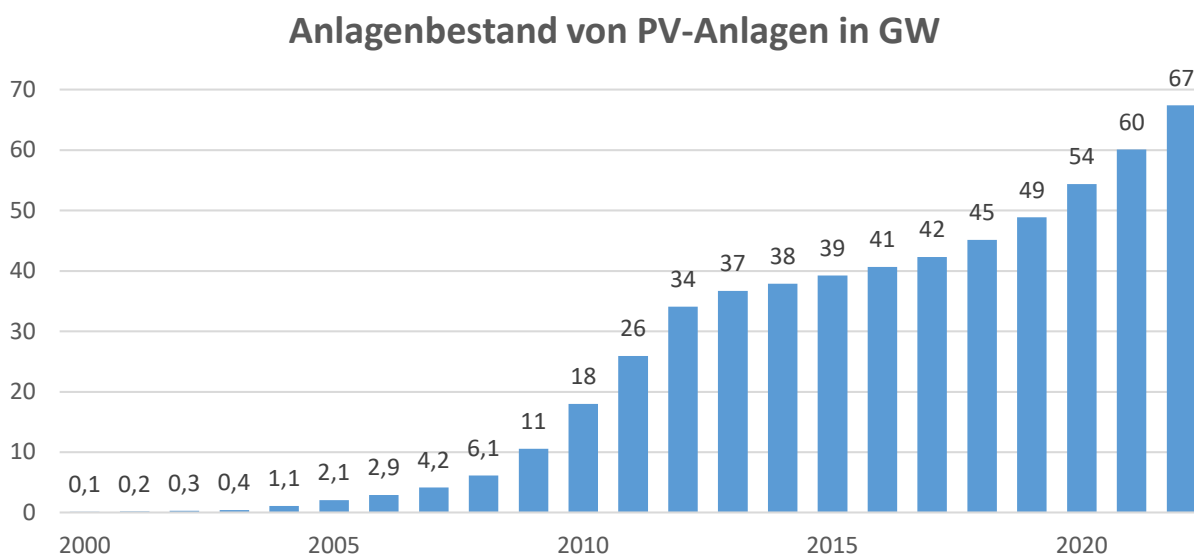
In der vorliegenden Kurzstudie wird die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Dachanlagenkonzepten (Volleinspeisung, Eigenversorgung, Mieterstrom) ausgehend von den neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ermittelt und bewertet. Des Weiteren werden bestehende Hemmnisse und Restriktionen analysiert, wobei aktuelle Gesetzesanpassungen bzw. anstehende Gesetzesnovellierungen auf nationaler und europäischer Ebene berücksichtigt werden. Auf Basis dieser Arbeiten werden schließlich Verbesserungsmöglichkeiten für die Ausgestaltung der relevanten gesetzlichen Regelungen ausgearbeitet. Zentrale Projektergebnisse und offene Fragen wurden im Rahmen eines Experten-Workshops diskutiert (Kurzzusammenfassung im Anhang).

## Stand des Ausbaus von Photovoltaik im Gebäudebereich

Zum Jahresende 2022 waren bundesweit gut 67 GW PV-Anlagen installiert (Abbildung 1). Mit ca. 47 GW bzw. 70 % machen Dachanlagen den Großteil des Anlagenbestands aus. Nach hohen Zubauraten in den Jahren 2010 bis 2012 schwächte sich das Marktwachstum zunächst deutlich ab. In den vergangenen Jahren ist der Neuanlagenmarkt jedoch wieder kontinuierlich gewachsen.

Nachfolgend wird das Dachanlagensegment anhand der Ausbauzahlen der vergangenen Jahre näher beleuchtet. Im Einzelnen wird auf die Entwicklung des Zubaus nach Leistungsklassen eingegangen, der Zubau nach Voll- und Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen) differenziert und die sektorale Verteilung analysiert. Abschließend werden die Aktivitäten im Mieterstrombereich eingeordnet.

Abbildung 1  
Entwicklung des Anlagenbestands von PV-Anlagen (jeweils zum Jahresende)



Quelle: Eigene Berechnungen, Marktstammdatenregister, Informationsportal Erneuerbare Energien<sup>1</sup>

Die nachfolgenden Analysen basieren auf eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters. Das Marktstammdatenregister unterscheidet verschiedene Anlagentypen. Für die vorliegenden Auswertungen für den Gebäudebereich werden die Anlagen mit dem Kriterium „Bauliche Anlagen (Hausdach, Gebäude und Fassade)“ bzw. „Steckerfertige Erzeugungsanlagen“ (Balkon-/Plug-In-PV-Anlagen) berücksichtigt. Nicht betrachtet werden die sonstigen baulichen Anlagen (z. B. Lärmschutzwände etc.).

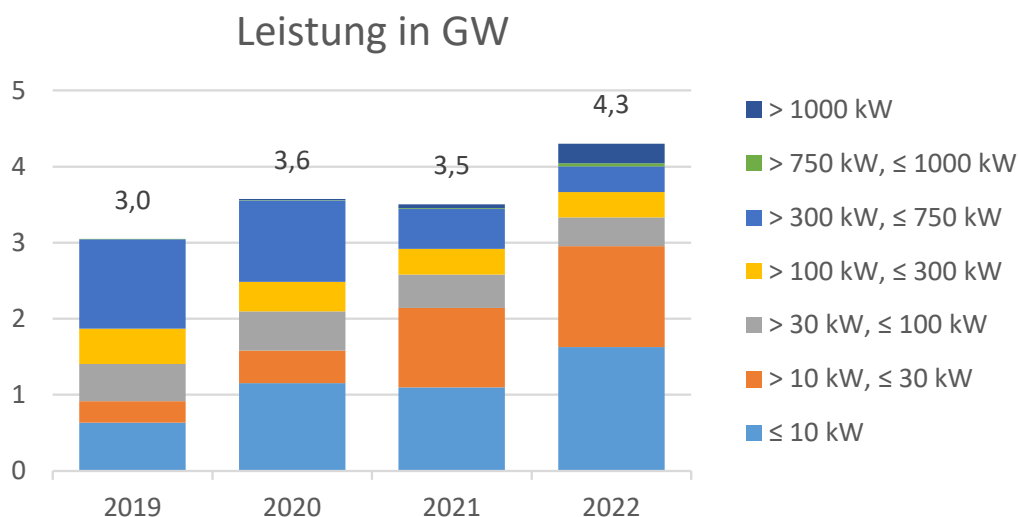
### Zubau und Größenklassen von Dachanlagen

Nach rund 3 GW im Jahr 2019 ist der Zubau in den Jahren 2020 und 2021 auf jeweils rund 3,5 GW gestiegen (Abbildung 2). Das Wachstum ab 2020 war primär dem Kleinanlagensegment bis 30 kW zuzurechnen. Das Segment ist insbesondere ab 2021 deutlich gewachsen, weil mit dem EEG 2021 eine gesetzliche Änderung umgesetzt wurde und nunmehr nur noch für Anlagen über 30 kW (bis 2020: über 10 kW) anteilig EEG-Umlage auf

<sup>1</sup> [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html) [abgerufen am 05.06.2023].

selbst verbrauchten Strom entrichtet werden musste<sup>2</sup>. Im Jahr 2022 ist der Dachanlagenzubau um mehr als 20 % auf 4,3 GW angewachsen. Insbesondere kleine Anlagen bis 30-kW trugen in hohem Maße zum Anstieg bei.

Abbildung 2  
Zubau von PV-Dachanlagen ab 2019 nach Größenklassen



Quelle: Eigene Auswertungen, Marktstammdatenregister, Datenstand Anfang Mai 2023

Dem Wachstum im Kleinanlagenbereich stand ein deutlicher Rückgang bei den größeren Anlagen zwischen 300 und 750 kW entgegen. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass ab April 2021 eine Regelung galt, wonach maximal 50 % der Jahresstromerzeugung einer Anlage eine EEG-Vergütung erhält. In der Folge ist der Zubau im betreffenden Leistungssegment stark zurückgegangen. Die Regelung wurde mit dem EEG 2023 für neue Anlagen wieder abgeschafft.

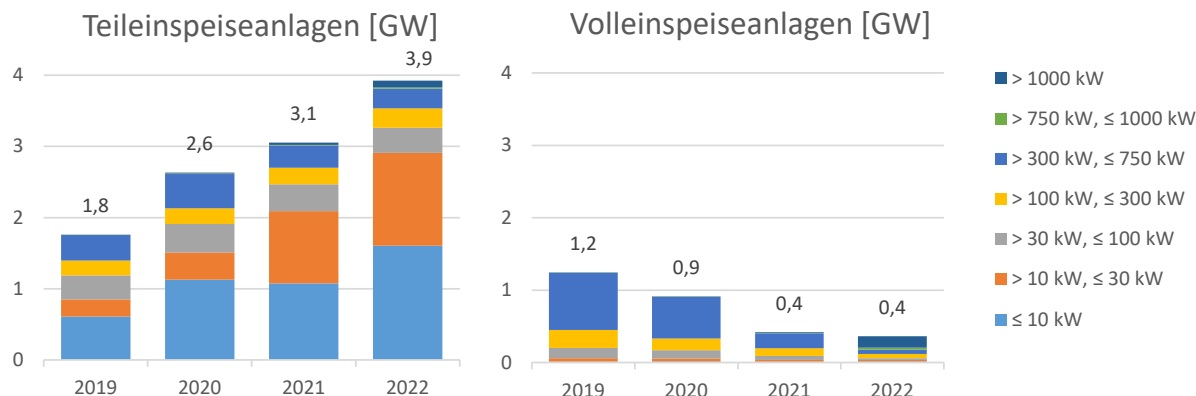
Anlagen über 750 kW wurden vor 2022 nur in wenigen Fällen gebaut. Dies ist darauf zurückzuführen, dass PV-Anlagen über 750 kW seit 2017 nur dann über das EEG finanziell gefördert werden, wenn ein Zuschlag im Rahmen der EEG-Ausschreibungen vorliegt. Bis einschließlich 2020 waren Dachanlagen jedoch zusammen mit Freiflächenanlagen in einem gemeinsamen Ausschreibungssystem verortet, gegen die sie wirtschaftlich nicht konkurrieren konnten. Ab dem Jahr 2021 wurden Dachanlagen in ein eigenes Ausschreibungssystem überführt, was sich insbesondere ab 2022 an entsprechendem Zubau im Dachanlagensegment über 750 kW zeigt.

## Entwicklungen im Voll- und Teileinspeisesegment

Volleinspeiseanlagen bezeichnen Anlagen, deren Strom vollständig ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Bei Teileinspeiseanlagen wird – in unterschiedlichem Ausmaß – Strom ohne Nutzung des öffentlichen Netzes vor Ort verbraucht und nur ein Teil eingespeist. Diese auch als Eigenversorgungsanlagen bezeichneten Anlagen haben in den vergangenen Jahren an Attraktivität gewonnen, weil zum einen der Neubau von Volleinspeiseanlagen durch die stark degressiven Einspeisetarife (bis zur EEG-Novelle Mitte 2022) zunehmend unattraktiv wurde, während im Zuge hoher und weiter steigender Endverbraucherstrompreise die Anreize zur Eigenerzeugung zugenommen haben. Dies spiegelt sich sehr deutlich am PV-Zubau in den beiden Segmenten (Abbildung 3).

<sup>2</sup> Mit der Übernahme der EEG-Differenzkosten in den Bundeshaushalt und der Abschaffung der EEG-Umlage zur Jahresmitte 2022 ist keine EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom zu bezahlen.

Abbildung 3  
Zubau von PV-Dachanlagen nach Voll- und Teileinspeisung



Quelle: Eigene Auswertungen, Marktstammdatenregister, Datenstand Anfang Mai 2023

Im betrachteten Zeitraum ist der Neubau von Volleinspeiseanlagen sehr stark zurückgegangen. Dazu hat auch beigetragen, dass mit der EEG-Novelle 2021 geregelt wurde, dass ab April 2021 bei neuen Dachanlagen über 300 kW für maximal 50 % der Jahresstromerzeugung die finanzielle EEG-Förderung in Anspruch genommen werden durfte (womit im Umkehrschluss mindestens 50 % des PV-Stroms selbst verbraucht oder anderweitig vermarktet werden mussten). Mit dem EEG 2023 wurde diese Regelung für Neuanlagen aufgehoben. Da im Bereich der größeren Dachanlagen oftmals keine Eigenversorgung möglich ist, weil Anlagenbetreiber und Stromverbraucher nicht identisch sind, und Volleinspeisung nicht mehr möglich war, führte dies zu einem weiteren Einbruch im Volleinspeisesegment.

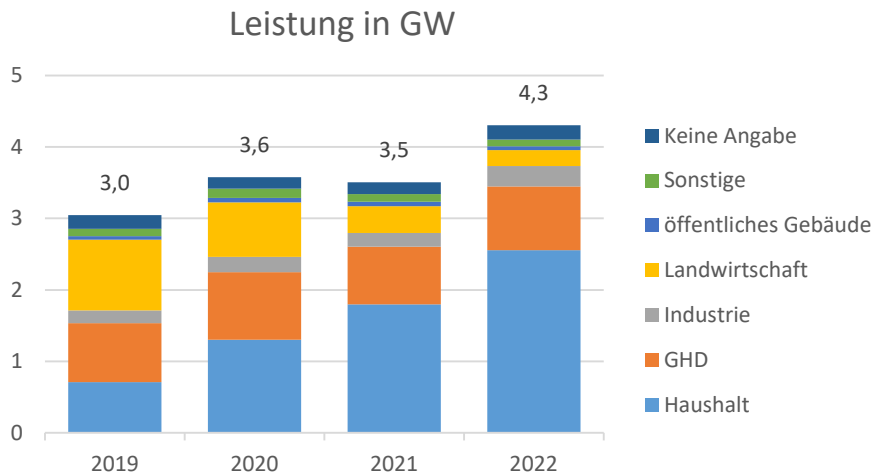
Im Bereich der Teileinspeiseanlagen ist der Zubau in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Wie bereits erwähnt war dies einerseits der Entwicklung der Endverbraucherstrompreise zuzurechnen sowie ab 2021 der Erhöhung der Grenze zur anteiligen EEG-Umlagepflicht für Eigenversorgungsanlagen auf 30 kW bzw. ab Mitte 2022 der Abschaffung der EEG-Umlage.

Mit dem EEG 2023 wurden separate Vergütungstarife für Voll- und Teileinspeiseanlagen geschaffen. Da bei Volleinspeiseanlagen im Gegensatz zu Teileinspeiseanlagen keine zusätzlichen Erlöse durch vermiedenen Strombezug möglich sind, wurden die Einspeisetarife für Volleinspeiseanlagen deutlich erhöht. Darüber hinaus wurden die Einspeisetarife für Teileinspeiseanlagen moderat erhöht. Diese Regelungen sind seit Ende Juli 2022 in Kraft.

## Sektorale Verteilung

Die sektorale Verteilung des Anlagenzubaus wird anhand der entsprechenden Angaben im Marktstammdatenregister analysiert (Abbildung 4). Es zeigt sich, dass in den vergangenen Jahren der Zubau im Bereich der privaten Haushalte stark gewachsen ist. Im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor wurden relativ konstant 1,5 bis 2,0 GW pro Jahr zugebaut. Das Industriesegment ist mit ca. 0,2 GW pro Jahr vergleichsweise klein. Deutlich rückläufig in den vergangenen Jahren war der Zubau im Bereich der Landwirtschaft.

Abbildung 4  
Zubau von PV-Dachanlagen nach Sektoren



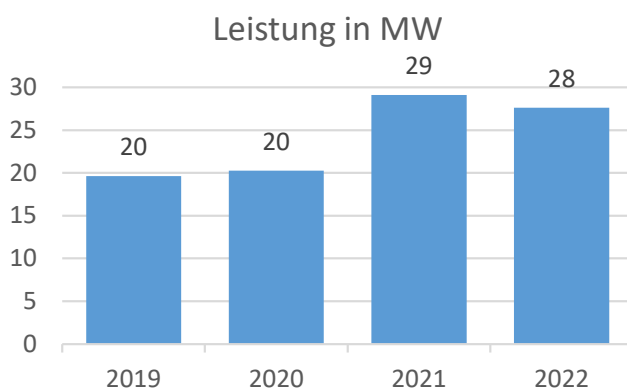
Quelle: Eigene Auswertungen, Marktstammdatenregister, Datenstand Anfang Mai 2023

Der Aufwuchs im Bereich der Anlagen in privaten Haushalten ist letztlich dem oben erläuterten Wachstum bei den Eigenversorgungsanlagen zuzurechnen und den beschriebenen Verbesserungen bei der EEG-Umlagepflicht für selbst verbrauchten Strom.

### Mieterstromanlagen

Der Zubau von PV-Mieterstromanlagen, die mit dem EEG-Mieterstromzuschlag gefördert werden, bewegte sich in den vergangenen Jahren trotz Wachstums auf einem relativ geringen Niveau (Abbildung 5). Bezogen auf den gesamten Dachanlagenzubau lag der Anteil der Anlagen mit EEG-Mieterstromzuschlag stets geringer als 1 %. Insgesamt waren zum Jahresende 2022 lediglich rund 114 MW PV-Leistung installiert, die mit dem EEG-Mieterstromzuschlag gefördert werden. Die Bedeutung für den PV-Ausbau ist damit bisher sehr gering.

Abbildung 5  
Zubau von PV-Anlagen mit EEG-Mieterstromzuschlag



Quelle: Eigene Auswertungen, Marktstammdatenregister, Datenstand Mai 2023

Ein Hauptgrund für das geringe Zubauniveau ist die deutlich erhöhte Komplexität dieses Anlagentyps, sowohl im Hinblick auf die Planung/Installation der Anlage (Messtechnik), als auch beim Betrieb (Anlagenbetreiber mit Pflichten eines Energieversorgungsunternehmens mit entsprechenden Anforderungen an Messung und Abrechnung), vgl. dazu auch die Ausführungen im Kapitel zur Wirtschaftlichkeit von PV-Gebäudeanlagen.



## Hemmnisse beim Ausbau von Photovoltaik im Gebäudebereich

Im folgenden Kapitel wird analysiert, welche Restriktionen den Ausbau von PV-Anlagen an und auf Gebäuden einschränken. Die Untersuchung beruht auf einer umfassenden Literaturlauswertung der folgenden Quellen:

- Wissenschaftliche Veröffentlichungen
- Studien<sup>3</sup>
- Positionspapiere von Verbänden der Energiewirtschaft

Zu beachten ist, dass die hier untersuchte Literatur den Status quo vor Verabschiedung der aktuellen Gesetzesanpassungen im Rahmen des sog. Osterpakets sowie des Sommerpakets widerspiegelt. Die genannten Änderungen werden im folgenden Kapitel dargestellt. Im Zwischenfazit wird eine erste Bilanz gezogen, inwiefern die hier identifizierten Hemmnisse durch die Gesetzespakete bereits adressiert wurden. Im nächsten Untersuchungsschritt des Vorhabens, der Wirtschaftlichkeitsanalyse, wird diese Fragestellung mit quantitativer Analyse unterlegt.

Grundsätzlich können verschiedene Hemmnistypen unterschieden werden, insbesondere wirtschaftliche, regulative und technische Hemmnisse, allerdings sind die Übergänge hierbei fließend. Die Regelungen des EEG bestimmen nach wie vor für nahezu alle Dachanlagen, in welcher Konstellation Anlagen wirtschaftlich sind oder nicht, d. h. der regulative Rahmen über die wirtschaftlichen Restriktionen. Andere administrative Verpflichtungen wie z. B. Melde- und Genehmigungspflichten, die man als regulative Restriktionen einstufen kann, wirken sich über den Anstieg der Transaktionskosten auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus. Auch insoweit ist also eine Differenzierung zwischen regulativen und wirtschaftlichen Hemmnissen nicht trennscharf möglich.

Da sich trotz vieler Gemeinsamkeiten einige Hemmnisse spezifisch für die unterschiedlichen Größenklassen bzw. Betreiberkonstellationen stellen, ist dieses Kapitel nach Marktsegmenten strukturiert. Insbesondere unterscheiden sich je nach Segment die Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit mitbestimmen und somit entscheidend für die Ausbaudynamik sind.

Es werden zunächst kleine Anlagen auf Ein- und Zweiparteienhäusern betrachtet. Im Anschluss geht es um Mehrparteienhäuser, dem Marktsegment, in dem der Großteil der Mieterstromanlagen realisiert wird. Die weiteren Abschnitte beschäftigen sich mit gewerblich genutzten Gebäuden, ausgeforderten Anlagen und Fassadenanlagen. Das Kapitel schließt mit einer Analyse der marktweiten Restriktionen auf der Angebotsseite.

### Ein- und Zweiparteienhäuser

Seit Einführung der Einspeisevergütung durch das erste EEG im Jahr 2000 sind die Systempreise für PV-Anlagen massiv gesunken und die Vergütungshöhen wurden über die im EEG festgelegte regelmäßige Degression sowie durch einzelne Novellen entsprechend abgesenkt. Im Jahr 2011 fiel die Vergütung für kleine Aufdachanlagen unter den durchschnittlichen Bruttostrompreis für Haushalte, die sogenannte Netzparität war erreicht (vgl. Abbildung 66). Dadurch änderte sich die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, denn es entstand ein wirtschaftlicher Anreiz, den selbst erzeugten Strom im Haushalt zu verbrauchen und so Bezugskosten für Strom aus dem Netz einzusparen. Durch die weiteren Absenkungen der Vergütungshöhe nach Einführung einer monatlichen Degression im EEG 2012 wurde aus dem Anreiz eine wirtschaftliche Notwendigkeit: Die Investition in PV-Dachanlagen konnte mit einem Anteil Eigenverbrauch refinanziert werden.

Die wachsende wirtschaftliche Bedeutung des Eigenverbrauchs hatte zwei Folgen: Zum einen entstand ein Anreiz für die Optimierung des Eigenverbrauchsanteils, die einerseits über Stromspeicher und andererseits

---

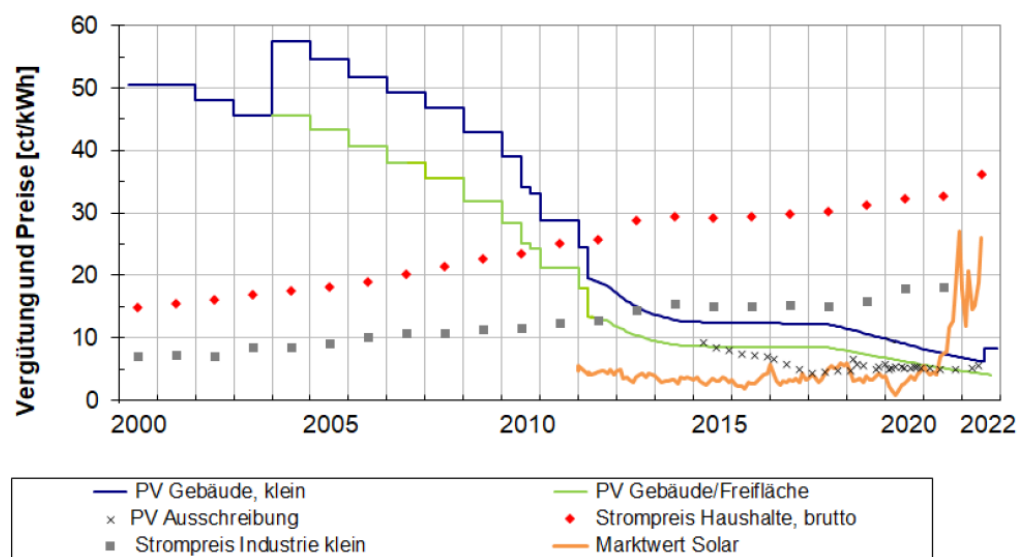
<sup>3</sup> Sogenannte „graue Literatur“, also nicht von einem Verlag veröffentlichte Papiere.

über die Dimensionierung der Anlagen erreicht wurde. Ausschlaggebend für die Größe der Anlage war damit nicht mehr die technisch nutzbare Dachfläche, sondern der Stromverbrauch im Gebäude und der erreichbare Eigenverbrauchsanteil. Insofern wirkte der Zwang zur Eigenverbrauchsoptimierung als Ausbauehemmnis, da Dachpotenziale ungenutzt bleiben.

Eine zweite Folge ist die höhere Unsicherheit bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Anders als die Festvergütung, die für 20 Jahre durch das EEG garantiert ist, ist die Höhe der Einsparungen beim Bezug von Netzstrom von der Strompreisentwicklung abhängig, die sich über die Lebensdauer einer PV-Anlage kaum valide vorhersagen lässt – nicht zuletzt deshalb, weil neben Änderungen bei den Beschaffungskosten auch regulative Änderungen etwa bei den Netzentgelten und anderen Abgaben und Umlagen die Strompreisentwicklung beeinflussen können (Ritter/Bauknecht 2021: 21–23, 25). Das erhöht das finanzielle Risiko bei der Investitionsentscheidung.

Abbildung 6

Vergütung nach EEG für verschiedene PV-Anlagensegmente im Vergleich zu durchschnittlichem Strompreis



Quelle: Wirth 2022: 10

Eine Analyse des Öko-Instituts im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) von Oktober 2021 zeigte, dass für Dachanlagen bis 100 kW auch mit durchschnittlichen Eigenbedarfsanteilen ab dem 2. Quartal 2022 unter den Bedingungen des EEG 2021 – also vor der Anpassung durch die im Sommer 2022 beschlossene Novelle – keine Wirtschaftlichkeit mehr zu erwarten war (Ritter/Bauknecht 2021: 27, vgl. auch Hennig et al. 2021: 9f.). Als realistische Eigenbedarfsanteile wird hierbei ein Anteil von 25 % bei Anlagen bis 30 kW<sub>p</sub> und von 35 % bei größeren Anlagen angenommen.

Grund für die Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit war die Wirkung des 2012 eingeführten „atmenden Deckels“. Nach § 49 EEG 2021 senkte dieser die Vergütungshöhe um monatlich 0,4 % in der Basisdegression ab. Bei Überschreitung des Zubaukorridors von 2.100 MW bis 2.500 MW neu installierte Leistung pro Jahr war ein Anstieg der monatlichen Degression auf bis zu 2,5 % vorgesehen, bei Unterschreitung eine einmalige Anhebung pro Quartal um max. 3 % (Hennig et al. 2021: 9).

Als ein weiteres Hemmnis für den Ausbau von Dachanlagen identifizieren Studien und Stakeholder die administrativen Pflichten bei der Installation, die als umständlich und aufwendig kritisiert werden. Genannt sind konkret die Meldepflicht beim Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA), die Anmeldung für den Netzanschluss sowie steuerliche Anmeldung und Abwicklung (HTW Berlin 2020: 15; BDEW 2021: 9).

Schließlich mahnt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) eine Vereinheitlichung der bisher bundesländerspezifischen Regelungen zur Solarpflicht bei Neubauten und Bestandssanierung an, um einen Flickenteppich an Einzelregelungen zu vermeiden (BDEW 2021: 9).

Zu den technischen Hemmnissen für PV-Anlagen auf Wohngebäuden gehören insbesondere nicht ausreichend tragfähige Dächer bzw. Dächer, die grundlegend saniert werden müssen, bevor eine PV-Anlage errichtet werden kann, die dann mindestens 20 Jahre auf dem Dach verbleibt. Eine weitere Thematik ist das Alter der Eigentümer. Bei älteren Eigentümern kann eine Investition in eine PV-Anlage als nicht lohnenswert erachtet werden, wenn deren Lebensdauer die erwartete Restlebenszeit der Eigentümer übersteigt. Unter Umständen kann es in dieser Konstellation auch schwieriger sein, Kredite für die Investition zu erhalten (Kelm et al. 2019: 8).

## Mehrparteienhäuser

Anlagenbetreiber von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern stehen – unabhängig davon, ob es sich um Mietshäuser oder Wohneigentumsgemeinschaften handelt – vor besonderen Herausforderungen.<sup>4</sup> Grund hierfür ist, dass anders als bei Ein- und Zweiparteienhäusern der Eigenverbrauch des auf dem Dach erzeugten Stroms nicht möglich ist, denn nach der Begriffsbestimmung des EEG setzt Eigenverbrauch voraus, dass Anlagenbetreiber und Letztverbraucher personidentisch sind (§ 3 Nr. 19 EEG 2023). Diese Problematik kann also auch in Ein- und Zweiparteienhäusern auftreten, wenn z. B. eine Einliegerwohnung durch die PV-Anlage mitversorgt werden soll oder das ganze Haus vermietet wird (Hennig et al. 2021: 16).

Da wie oben beschrieben eine Volleinspeisung seit ca. 2011 aufgrund der Vergütungsabsenkung zunehmend unwirtschaftlich wurde, kann PV-Ausbau auf Mehrparteienhäusern oft nur über das sogenannte Mieterstrommodell umgesetzt werden, das im Jahr 2017 eingeführt wurde. Mieterstrom ist eine besondere Vermarktungskategorie im EEG, für die ein eigener anzulegender Wert bzw. eine Förderung festgelegt ist (sogenannter Mieterstromzuschlag, § 21 EEG 2023). Als Mieterstrom gilt die Strommenge, die vor Ort erzeugt wird und an Dritte – also an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher im Gebäude – direkt geliefert wird, ohne dass dafür das öffentliche Stromnetz genutzt wird (§ 21 Abs. 3 EEG 2023). Mieterstromanbieter sind allerdings verpflichtet, eine Vollversorgung anzubieten, d. h. für die Stunden, die nicht über die eigene Anlage abgedeckt werden, muss Strom zugekauft werden. Sie unterliegen zudem Pflichten eines Stromlieferanten. Der dafür erforderliche administrative Aufwand überfordert, in der Regel private Vermieterinnen und Vermieter und möglicherweise auch Wohneigentumsgemeinschaften. Damit wird die Umsetzung von Mieterstrommodellen de facto nur über den (zusätzliche Kosten verursachenden) Einsatz von energiewirtschaftlich versierten Dienstleistern möglich sein. Für die Gebäudebewohnerinnen und Gebäudebewohner ist die Teilnahme am Mieterstrommodell grundsätzlich freiwillig. Die Kopplung an den Mietvertrag ist mit wenigen Ausnahmen gesetzlich verboten, sodass die freie Wahl des Stromlieferanten weiterhin gilt (§ 42a Abs. 2 EnWG).<sup>5</sup>

Die bisherigen Ausbautzahlen im Mieterstromsegment bleiben weit hinter den Potenzialen zurück. Grund dafür sind eine Reihe von spezifischen Hemmnissen, die die Wirtschaftlichkeit einschränken. Dazu gehören (Umpfenbach/Faber 2021):

- relativ hohe und im Voraus schwer zu kalkulierende Kosten für Zukauf von Reststrommengen zur Vollversorgung der Bewohnerinnen und Bewohner
- hohe Transaktionskosten: Diese entstehen insbesondere durch hohe administrative Anforderungen und den Aufwand beim Vertrieb, da über die gesamte Lebensdauer der Anlage eine objektspezifische Vermarktung erfolgen muss. Eine direkte Abgabe des PV-Stroms an alle Mietparteien mit Refinanzierung über die Nebenkosten ist nicht möglich – im Gegensatz zur Abgabe von Wärme aus einer Solarthermieanlage oder einer Zentralheizung, für die die Abrechnung über die Nebenkosten zulässig ist (HTW 2020: 21; Umpfenbach et al. 2022).

<sup>4</sup> Siehe auch die Kurzzusammenfassung der Ergebnisse eines Projektworkshops zu diesem Thema im Anhang.

<sup>5</sup> Grundlage der freien Stromanbieterwahl auf EU-Ebene sind Artikel 4 und Artikel 10 ff. der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie.

- geringer finanzieller Erlös für eingespeisten Strom, der nicht im Gebäude direkt verbraucht werden kann
- hohe Kosten für Messstellen (i.d. R. sind Summenzähler erforderlich) und in bestimmten Fällen weitere Investitionskosten z. B. für die Erneuerung des Hausanschlusses (vgl. auch HTW 2020: 27)

Diese Rahmenbedingungen führen dazu, dass nur in bestimmten Anlagensegmenten mit einer optimalen Eigenversorgungsquote Investitionen erfolgen bzw. wirtschaftlich sinnvoll sind, dies zudem in der Regel nur mit geringen Gewinnmargen. Anlagen auf Gebäuden mit **weniger als 15 Wohneinheiten** rechnen sich dagegen aufgrund der (hohen) Fixkosten insbesondere für die Messeinrichtung regelmäßig nicht. Auch Anlagen auf **hohen Gebäuden** mit einer **hohen Zahl an Wohneinheiten im Verhältnis zur Dachfläche** sind zum Teil nicht wirtschaftlich, weil aufgrund der hohen Kosten für den ebenfalls nötigen Stromzukauf für den Reststrombedarf in diesen Fällen nicht alle Haushalte mit Mieterstrom versorgt werden können und Hausverwaltungen eine Umstellung dann häufig ablehnen.

Dies wurde bis zu Novellierung des EEG im Sommer 2022 dadurch verschärft, dass nur Anlagen bis zu einer installierten Kapazität von 100 kW für den im Haus gelieferten Strom die EEG-Förderung für Mieterstrom in Anspruch nehmen durften.

Eine weitere (indirekte) Größenbegrenzung resultiert immer noch aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). § 3 Nr. 24a EnWG enthält eine Legaldefinition der sogenannten „Kundenanlage“. Auch größere Mieterstromprojekte müssen als eine solche Kundenanlage einzuordnen sein, damit sie die Bedingung der Nicht-Nutzung des öffentlichen Netzes erfüllen, was wiederum erforderlich ist, um die Mieterstromförderung in Anspruch nehmen zu können (siehe § 21 Abs. 2 Nr. 1 b) EEG 2021 i.V.m. § 3 Nr. 35 EEG und § 3 Nr. 16 EnWG). Darüber hinaus ist die Einordnung als Kundenanlage notwendig, um den Pflichten eines „Energieversorgungsunternehmens“ nach dem EnWG zu entgehen. Nach § 3 Nr. 18 EnWG gilt der Betreiber einer Kundenanlage ausdrücklich nicht als Energieversorgungsunternehmen.

Nach § 3 Nr. 24a EnWG liegt eine Kundenanlage allerdings nur vor, wenn es sich um eine Anlage handelt, die für den Versorgungswettbewerb „unbedeutend“ ist, also keine Auswirkungen auf diesen haben kann.<sup>6</sup> Insoweit besteht Unsicherheit, unter welchen Bedingungen, vor allem bis zu welcher Anzahl an angeschlossenen Haushalten rechtssicher von einer Kundenanlage auszugehen ist (HTW 2020: 13). Zwar stellte der Bundesgerichtshof 2019 in einem Urteil fest, dass die Einordnung als eine – für den Wettbewerb unbeachtliche – Kundenanlage im Regelfall ausscheidet, „wenn mehrere Hundert Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher angeschlossen sind, die Anlage eine Fläche von deutlich über 10.000 m<sup>2</sup> versorgt, die jährliche Menge an durchgeleiteter Energie voraussichtlich 1000 MWh deutlich übersteigt und mehrere Gebäude angeschlossen sind“.<sup>7</sup> Die genau zulässige Größendimension für Kundenanlagen, insbesondere die zulässige Anzahl angeschlossener Letztverbraucher bleibt aber auch nach dem BGH-Urteil offen (Thomale/Quick 2019). Die Definition der Kundenanlage wirkt sich somit jedenfalls indirekt als Größenbegrenzung für Mieterstromprojekte und schränkt auch die Optionen für Quartiersversorgungskonzepte ein.

Schließlich kann wie bei Einparteienhäusern die Optimierung der Eigenversorgungsquote dazu führen, dass Anlagen kleiner dimensioniert werden als das Potenzial des Daches es zuließe. Die Dächer werden in vielen Fällen nicht voll belegt. Auch zusätzliche Investitionen in steuerbare Verbraucherinnen und Verbraucher wie Wärmepumpen oder E-Fahrzeuge bzw. in Speicher verändern, die Wirtschaftlichkeit unter den gegebenen Bedingungen kaum (Aretz/Katner 2022).

Mieterinnen und Mieter 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

---

<sup>6</sup> Insgesamt müssen nach § 3 Nr. 24a EnWG die folgenden Voraussetzungen kumulativ erfüllt sein: die Anlage muss sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden (1), mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sein (2), für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sein (3) und muss jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden (4).

<sup>7</sup> BGH, Urt. v. 12.11.2019, EnVR 65/18, Rn. 32.

messen Mieterstrombeziehende auch den immateriellen Aspekten, besonders dem Beitrag zum Klimaschutz, einen hohen Wert bei (Umpfenbach/Faber 2021: 20-22). Mit Blick auf das Ziel, Mietende an der Energiewende zu beteiligen, muss allerdings auch festgestellt werden, dass das derzeitige Mieterstrommodell über den Vertragsabschluss hinaus den Mietenden keine Optionen bietet mitzuwirken. So können sie z. B. nicht eigenständig Anlagen initiieren oder selbst investieren.

## Gewerblich genutzte Gebäude

Zu den spezifischen Hemmnissen für größere Dachanlagen, die häufig auf gewerblich genutzten Gebäuden installiert werden, gehörten vor Verabschiedung des EEG 2023 u. a. die folgenden Restriktionen:

- verpflichtende Ausschreibung ab 750 kW<sub>p</sub>: Die Pflicht an einer Ausschreibung teilzunehmen, erhöht den Aufwand für die Investition in eine PV-Anlage und kann damit als Größengrenze wirken, d. h. Dachanlagen werden trotz höheren Dachflächenpotenzial so dimensioniert, dass sie unterhalb der Schwelle bleiben. Zudem darf nach EEG 2021 bei Anlagen, die an der Ausschreibung teilgenommen haben, kein Eigenverbrauch erfolgen (BDEW 2021: 11; Hennig et al. 2021: 14f.; HTW 2020: 17). Mit dem EEG 2023 wird die Grenze von 750 kW auf 1 MW ab 2023 erhöht.
- Optionsmodell für Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 300 und 750 kW<sub>p</sub>: Für dieses Anlagensegment sah das EEG 2021 neu vor, dass Anlagenbetreiber zwischen der Teilnahme an der Ausschreibung oder einer Förderung über die Marktprämie wählen können. Wird die Marktprämie gewählt, ist Eigenverbrauch möglich. Allerdings darf nur für die Hälfte des jährlich erzeugten Stroms eine Förderung bezogen werden, was ebenfalls abschreckend wirken kann (Hennig et al. 2021: 15). Das Optionsmodell wird mit dem EEG 2023 ab 2023 abgeschafft.
- zu geringe Ausschreibungsvolumina für große Dachanlagen: Das nach EEG 2021 vorgesehene Ausschreibungsvolumen für große Dachanlagen wurde als zu niedrig bewertet (BDEW 2021: 11; HTW 2020: 19). Mit dem EEG 2023 wurden die Ausschreibungsvolumina jedoch sehr stark angehoben.
- verpflichtende Direktvermarktung: Ab einer installierten Leistung von 100 kW<sub>p</sub> müssen Anlagenbetreiber ihren selbst erzeugten Strom an der Strombörse vermarkten bzw. müssen einen Dienstleistenden mit der Vermarktung beauftragen. Da auch hiermit zusätzlicher Aufwand verbunden ist, kann diese Größenschwelle für Investoren als Grenze dienen und dazu führen, dass Dachpotenziale nicht vollständig genutzt werden (HTW Berlin 2020: 16).
- hohe Transaktionskosten bei Verpachtung von Dächern für Solarerzeugung durch Dritte: Da nicht in allen Fällen eine solare Nutzung des Daches durch die Eigentümerinnen und Eigentümer erfolgen kann, müssen zur Ausnutzung des gesamten vorhandenen Potenzials einfach zugängliche Lösungen etabliert werden, um die Verpachtung zu ermöglichen (BDEW 2021: 9).
- keine praktikable Direktbelieferung von Dritten möglich: Für die direkte Belieferung von Dritten, etwa von E-Fahrzeugen an gebäudenahen Ladesäulen, stellte bis Mitte des Jahres 2022 die EEG-Umlage ein Hindernis dar, da die Umlagebefreiung nur für Eigenverbrauch, nicht aber für die Belieferung von Dritten galt (BDEW 2021: 10).

Darüber hinaus gibt es technische Hemmnisse, die die Installation von PV-Anlagen auf Gewerbedächern verhindern können. Dazu gehört die Dachkonstruktion, die nicht in allen Fällen ausreichend stabil ist, um das Gewicht einer PV-Installation zu tragen. Ein weiteres Hemmnis kann die anvisierte Nutzungsdauer des Gebäudes sein. Liegt diese unter der Lebensdauer der PV-Anlage, kann dies eine entsprechende Investition verhindern (Kelm et al. 2019: 8).

## Fassadenanlagen

PV-Anlagen auf Fassaden oder Fassadenintegrierte Anlagen sind bisher aufgrund vergleichsweise hoher Stromgestehungskosten noch selten (Kelm et al. 2019: 7). Sie stellen aber ein substanzielles zusätzliches Potenzial dar. Auf Grundlage drei verschiedener Potenzialstudien identifizieren Kelm et al. al (2019) für Deutschland ein technisches Potenzial von 60 bis 130 GW<sub>p</sub> bzw. 17 bis 85 TWh Stromerzeugung pro Jahr.

Zu den technischen Hemmnissen der im Vergleich zu Dachanlagen ungünstige Einstrahlungswinkels, mangelnde Standardisierung der Module und Schwierigkeiten bei der Montage. Anders als Dachanlagen ändern Fassadenanlagen zudem das Erscheinungsbild des Gebäudes, so dass auch ästhetische Überlegungen ein Hemmnis sein können (Kelm et al. 2019: 8).

Neben den hohen Kosten können Brandschutzvorgaben ein Hemmnis für Fassadenanlagen darstellen, da PV-Anlagen brennbaren Stoffen gleichgesetzt werden (HTW 2020: 70).

## Allgemeine Hemmnisse für alle Segmente

### Aktuelle Engpässe auf der Angebotsseite

- Für alle Anlagentypen kommen aktuell noch weitere Restriktionen hinzu, die die Angebotsseite betreffen. Anlagenhersteller sowie Installationsbetriebe haben wie viele andere Branchen aktuell mit Lieferengpässen zu kämpfen, die sowohl auf die Corona-Pandemie als auch auf den Krieg in der Ukraine zurückgehen. Diese führen zu längeren Lieferzeiten und höheren Systempreisen. Als weiterer erschwerender Faktor kommt der Fachkräftemangel insbesondere im Handwerk hinzu (Hennig et al. 2021: 11 f.).

### Netzanschluss und Anlagenzertifizierung

- Beim Netzanschluss von PV-Anlagen treten häufig zeitliche Verzögerungen auf. Die Gründe dafür sind vielschichtig. Zum einen sind bei vielen Verteilnetzbetreibern die Anmeldeprozesse noch nicht (vollständig) digitalisiert und zum Teil komplex. Darüber hinaus verfügt jeder der 900 Verteilnetzbetreiber in Deutschland über eigene technische Anschlussbedingungen (TAB) und Anmeldeformulare (siehe z. B. bne 2021; DGRV 2022).
- Ein gewichtiges Hemmnis im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Neuanlagen besteht in den Vorgaben zur Zertifizierung von Anlagen zwischen 135 und 950 kW. Für das Anlagenzertifikat nach der VDE-AR-N 4110, das für diese Leistungsklasse erforderlich ist, fallen einerseits Kosten an, andererseits besteht ein „Zertifizierungsstau“ durch den höheren Anlagenzubau und damit die erhöhte Zahl an erforderlichen Zertifizierungen. Dabei fällt der aktuelle Fachkräftemangel auch mit Blick auf Zertifizierer ins Gewicht, der zu weiteren Verzögerungen im Zertifizierungsprozess führt. Ohne das Zertifikat darf eine Neuanlage nicht an das Netz angeschlossen werden. Mit der Änderung der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV) wurde Ende Juli 2022 eine Übergangsfrist eingeführt, wonach bis 2025 eine vorläufige Netzanschlussurlaubnis erteilt werden kann. Das erforderliche Zertifikat ist dann innerhalb eines Zeitraums von 18 Monaten (nachträglich) nachzuweisen, § 2 Abs. 2b NALEV n.F.<sup>8</sup> (BDEW 2022; PV Magazine 2022).

---

<sup>8</sup> Siehe Gesetzesentwurf nach Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss), vom 22.06.2022, BT-Drs. 20/2402, S. 22 und 47.

## Aktuelle Gesetzesanpassungen auf deutscher und europäischer Ebene

Im Folgenden werden die 2022 erfolgten Gesetzesänderungen vorgestellt, die sich auf die PV-Investitionen im Gebäudebereich auswirken werden (Stand Juni 2023).

Auf nationaler Ebene handelt es sich hierbei vor allem um die im Sommer 2022 beschlossene EEG-Novelle, um das Gesetz zur Absenkung der EEG-Umlage sowie um die im September beschlossene Novelle des Energiesicherungsgesetzes, die als Reaktion auf die Energiekrise weitere Änderungen überwiegend im EEG enthält.

Auf europäischer Ebene sind insbesondere die Änderungen relevant, die von der EU Kommission im Fit-For-55-Paket sowie im REPowerEU-Plan ausgearbeitet wurden. Die Kommissionsvorschläge, die derzeit noch in der Beratung sind, betreffen vor allem neue unionsweite Zielvorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien auch speziell im Gebäudebereich in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), sowie ergänzende Regelungen in der Gebäuderichtlinie (EPBD), um den Ausbau von EE-Anlagen speziell im Gebäudesektor zu fördern.

### Gesetzesanpassungen in Deutschland

Die aktuelle Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag auf eine massive Anhebung der Ausbauziele für Wind- und PV-Anlagen geeinigt und als zentrale Umsetzungsmaßnahme als Teil des sogenannten „Osterpakets“ 2022 eine EEG-Novelle sowie weitere Änderungen im Energierecht vorgelegt. Für den PV-Ausbau in und auf Gebäuden sind die folgenden Anpassungen zentral:

- Absenkung der EEG-Umlage auf 0
- deutlich höhere Ausbauziele
- Anhebung der Ausschreibungsvolumina für große Dachanlagen
- Anhebung der Größengrenze, ab der Ausschreibungspflicht gilt
- angepasste Vergütungshöhen und Entschärfung der Degression
- Anhebung der Einspeisetarife für Volleinspeiseanlagen
- Verbesserungen der Rahmenbedingungen für Mieterstromanlagen
- Abschaffung der Wirkleistungsbegrenzung
- Anpassung der Regelungen zum Netzanschluss
- Änderungen im Steuerrecht

Darüber hinaus hat das BMWK im Mai 2023 eine PV-Strategie der Bundesregierung veröffentlicht.

Die Gesetzesänderungen und die PV-Strategie werden im Folgenden erläutert:

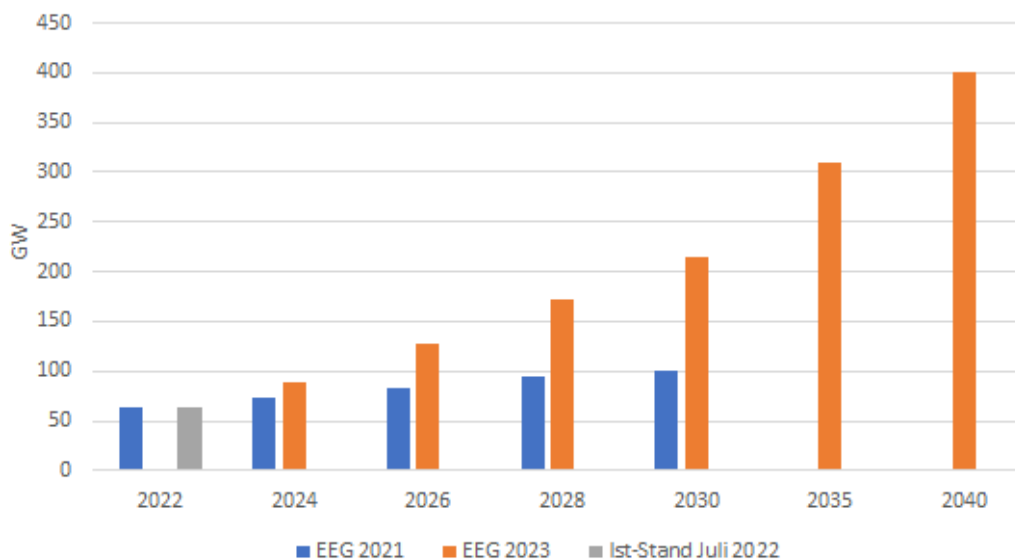
Noch vor Beschluss des EEG 2023 erfolgte zum 1. Juli 2022 die **Absenkung der EEG-Umlage auf 0** durch das „Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“, das der Bundestag am 28. April 2022 verabschiedete. Die zuletzt noch teilweise über die EEG-Umlage finanzierten Differenzkosten zwischen Vergütung und Verkaufserlös von EEG-Strom werden zukünftig aus dem Bundeshaushalt finanziert. Für PV-Anlagen entfallen damit vor allem umfangreiche Abrechnungsregeln und Messpflichten, die Neuregelung stellt damit einen erheblichen Bürokratieabbau dar.

Das EEG enthält **Ausbauziele** für alle Technologien. Diese wirken sich direkt auf die Höhe der Versteigerungsvolumina aus und im EEG 2021 gab es über die zubauabhängige Degression auch einen direkten Zusammenhang zwischen Ausbaziel - bzw. dem Zielkorridor - und der festen Vergütung für kleine Anlagen. Ein zentraler Baustein der EEG-Novelle vom 20. Juli 2022 (Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiterer Maßnahmen im Stromsektor) ist deshalb die Anhebung der in § 4 festgeschriebenen Ausbauziele.

Abbildung 7 zeigt die neuen Ausbauziele für Photovoltaik im Vergleich zu den alten Zielen des EEG 2021. Ausgehend von einem erreichten Ausbaustand von 63 GW im Juli 2022 soll sich die installierte Leistung an PV-Anlagen bis 2026 auf 128 GW verdoppeln und im Jahr 2030 215 GW erreichen, um sich dann bis 2040 erneut auf 400 GW zu verdoppeln.

Diese Ausbauziele können nur erreicht werden, wenn der Zubau pro Jahr im Vergleich zum Status Quo stark ansteigt. Abbildung 8 zeigt die rechnerisch erforderlichen Zubauraten, um die alten und neuen PV-Ausbauziele zu erreichen. Von knapp über 5 GW, die im Jahr 2021 installiert wurden, muss der Bruttozubau bis 2026 auf 22 GW pro Jahr ansteigen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geht davon aus, dass die Hälfte des zukünftigen Zubaus auf Dachanlagen entfallen wird und hat die Mengengerüste für die Ausschreibungen entsprechend gestaltet (BMWK 2022a: 161).

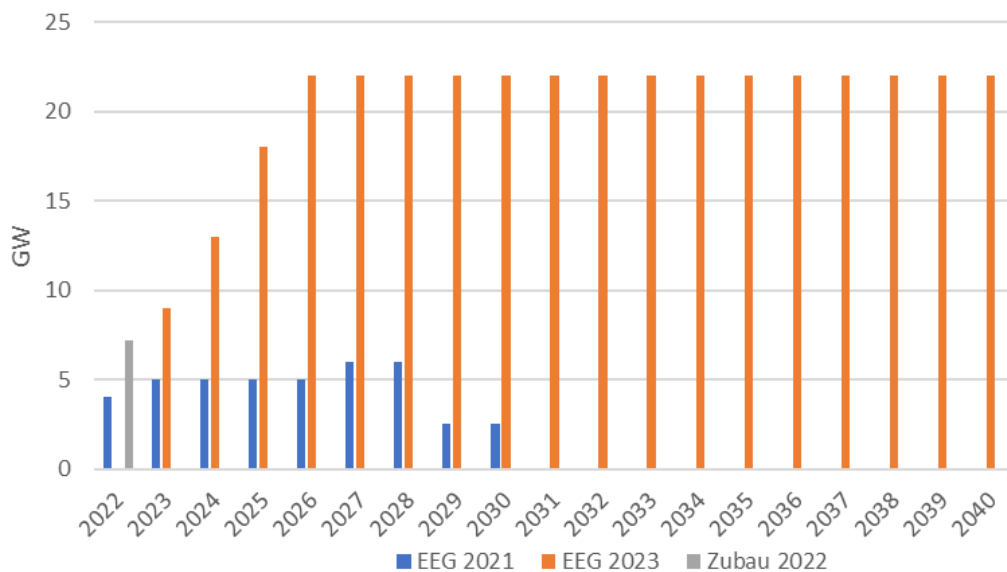
Abbildung 7  
Ausbauziele für die kumulierte Leistung an PV-Anlagen im EEG 2021 und im EEG 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf § 4 EEG 2021, EEG 2023



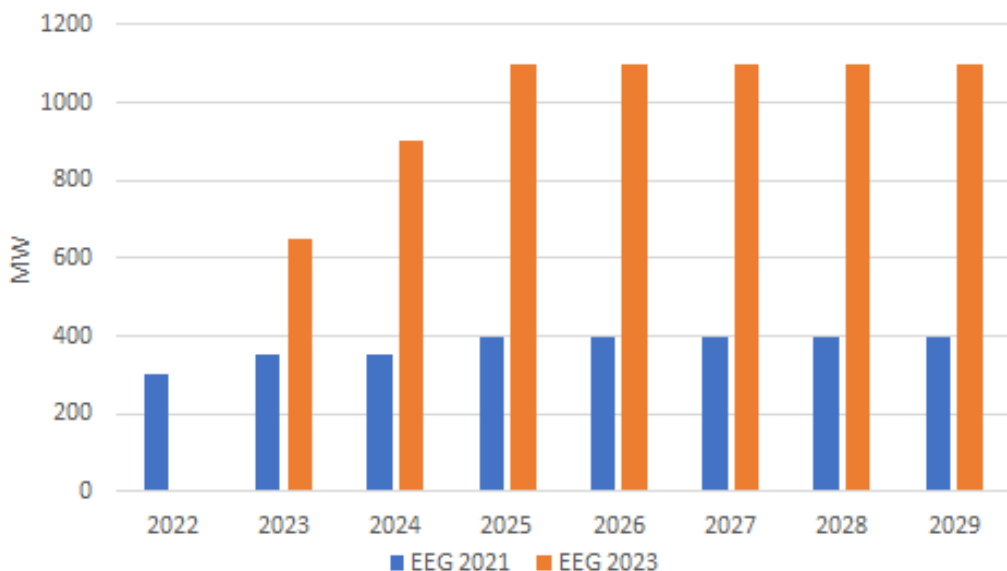
Abbildung 8  
Zubauraten für Ausbauziele im EEG 2021 und EEG 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf § 4 EEG 2021, EEG 2023

Aus den höheren Ausbauzielen folgen im EEG 2023 **höhere Ausschreibungsmengen für große Dachanlagen**. Die Größengrenze für die verpflichtende Teilnahme an der Ausschreibung wurde zudem von 750 kW auf 1 MW angehoben. Mit 650 MW für 2023 wird die Ausschreibungsmenge im Vergleich zu 2022 mehr als verdoppelt. Ab 2025 steigt das Ausschreibungsvolumen auf 1.100 MW pro Jahr (vgl. Abbildung 9).

Abbildung 9  
Ausschreibungsvolumina für große Dachanlagen im EEG 2021 und 2023 im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf § 28b EEG 2021, EEG 2023

Für kleine Dachanlagen sieht das EEG 2023 eine deutliche **Anhebung der Vergütungssätze und des anzulegenden Werts** für Anlagen im Marktprämienmodell vor, die in Tabellen 1 und 2 dargestellt sind. Grundsätzlich neu ist zudem, dass Anlagenbetreiber zwischen dem bisher praktizierten Modell der kombinierten Einspeisung und Eigenversorgung und einem Modell mit Volleinspeisung wählen können.

Wählen Anlagenbetreiber die Volleinspeisung, erhalten sie eine höhere Vergütung pro kWh, da die Erlöse aus der Vermeidung von Strombezugskosten ohne Eigenverbrauch entfallen. Damit soll ein Anreiz gesetzt werden, auch die Dachpotenziale für PV-Anlagen zu erschließen, bei denen kein nennenswerter Eigenverbrauch möglich ist. Zudem wird ein Anreiz zur vollständigen Ausnutzung der Dachflächen gesetzt. Anlagenbetreiber können in jedem Kalenderjahr zwischen den beiden Modellen wechseln (BMWK 2022a: 9).

Tabelle 1

Feste Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen im Juni 2022 nach EEG 2021 und im EEG 2023 in ct/kWh

Anlagengröße	EEG 2021 Stand Juli 2021	EEG 2023 (in ct/kWh)	
		Teileinspeisung	Volleinspeisung
bis 10 kW	6,24	8,20	13,00
bis 40 kW	6,06	7,10	10,50
bis 100 kW	4,74	5,80	10,50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur 2022

Tabelle 2

Anzulegender Wert für Dachanlagen im Juni 2022 nach EEG 2021 und im EEG 2023 in ct/kWh

Anlagengröße	EEG 2021 Stand Juli 2021	EEG 2023 (in ct/kWh)	
		Teileinspeisung	Volleinspeisung
bis 10 kW	6,64	8,60	13,40
bis 40 kW	6,46	7,50	11,30
bis 100 kW			11,30
bis 400 kW			9,40
bis 750 kW/ bis 1 MW	5,14	6,20	8,10

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur 2022

Eine grundlegende Änderung erfährt im EEG 2023 der **Degressionsmechanismus**. Statt der bisher monatlichen Absenkung in Abhängigkeit des Zubaus im letzten 12-Monatszeitraum – der sogenannte „atmende Deckel“ – wird in § 49 EEG 2023 nun eine halbjährliche Degression um 1 % eingeführt, die allerdings erst 2024 zum ersten Mal erfolgt. Während des Jahres 2023 wird die Absenkung der Einspeisevergütung ausgesetzt. Damit wird ein zentrales Hemmnis adressiert, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu verbessern.

Anders als etwa von Ritter und Bauknecht (2021) empfohlen, sieht der Mechanismus jedoch keinen automatischen Wiederanstieg der Vergütungshöhe vor, wenn die Ausbauziele in einem bestimmten Zeitraum nicht erreicht werden. Aber das EEG 2023 erleichtert die Anpassung des Degressions-mechanismus erheblich. Die Degression kann nun per Rechtsverordnung an unvorhergesehene Entwicklungen angepasst werden und nicht wie bisher nur durch eine Gesetzesnovelle.

Das EEG 2023 sieht zudem begrenzte **Änderungen für Mieterstromanlagen** vor. Die wichtigste Änderung betrifft die Größenbegrenzung für Anlagen, die den Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG erhalten können. Die im EEG 2021 noch enthaltene Begrenzung des Zuschlags auf Anlagen bis maximal 100 kW installierter Leistung entfällt im EEG 2023.

Es entfällt zudem die Deckelung der Mieterstromförderung nach § 23c EEG 2021. Durch diese Regelung war die gesamte installierte Kapazität, für die pro Jahr max. der Mieterstromzuschlag gewährt werden durfte, auf 500 MW begrenzt. Diese Obergrenze entfällt im EEG 2023. Für den Markt hat dies jedoch keine Auswirkung, da

der tatsächliche Zubau in den letzten Jahren weit unterhalb der Obergrenze lag und diese dadurch Einschränkungen darstellte.

Mit Blick auf die Höhe des Mieterstromzuschlags wird das bisherige System fortgeführt. Der Zuschlag liegt weiterhin zwischen 2,37 ct/kWh für Anlagen bis 100 kW und 3,79 ct/kWh für Anlagen unter 10 kW. Eine Erhöhung gibt es nicht. Allerdings entfällt auch bei Mieterstromanlagen ab Januar 2023 die monatliche Degression gemäß des zubauabhängigen „atmenden Deckels“. Ab Februar 2024 gilt dann eine halbjährliche Degression.

Auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wird sich auch eine weitere Neuerung auswirken: Die **Wirkleistungsbegrenzung auf 70 %** der Maximalleistung für Anlagen bis 25 kW nach § 9 Abs. 2 EEG 2021 **entfällt im EEG 2023 für Neuanlagen**. Die Regelung war ursprünglich eingeführt worden, um die Verteilnetze zu entlasten und Netzausbau für vergleichsweise selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Sie wird nun gestrichen, um in der aktuellen Energiekrise die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Mit einer weiteren Gesetzesänderung im Rahmen der Novelle des Energiesicherungsgesetzes („EnSiG 3.0“), die im Oktober 2022 verabschiedet wurde, wird die Abschaffung der 70 %-Kappung auf den 14. September 2022 vorgezogen – statt eines Inkrafttretens am 1. Januar 2023 (siehe § 9 Abs. 2 Nr. 3 Halbsatz 2 EEG 2021 n.F.; BMWK 2022b). Außerdem entfällt die Kappung nach der Neuregelung durch die EnSiG 3.0-Novelle auch für Bestandsanlagen bis zu einer installierten Kapazität von 7 kW seit dem 1. Januar 2023 (siehe § 100 Abs. 3a EEG 2023).<sup>9</sup> Für Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW und unter 25 kW entfällt die Kappung, sobald ein Smart Meter eingebaut ist (siehe § 100 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 und Abs. 4 EEG 2023).<sup>10</sup>

Das EEG 2023 enthält zudem eine **Neuregelung des Netzanschlusses**. Ab 2025 gelten für Netzbetreiber neue Pflichten. Insbesondere müssen Netzbetreiber ein Webportal zur Verfügung stellen, auf dem Netzanschlussbegehren übermittelt werden können. Damit soll der Prozess für Anlagenbetreiber bzw. für Installateurbetriebe erleichtert und beschleunigt werden. Eine Erleichterung folgt auch mit der Änderung der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV). Bis 2025 gilt, dass eine vorläufige Netzanschlusslaubnis zunächst genügt. Das für den Netzanschluss grundsätzlich erforderliche Zertifikat kann innerhalb eines Zeitraums von 18 Monaten (nachträglich) nachgewiesen werden, § 2 Abs. 2b NALEV n.F. (siehe dazu bereits oben).<sup>11</sup>

Schließlich sind **Änderungen im Steuerrecht** erfolgt, um Bürokratie bei PV abzubauen: Durch das Jahressteuergesetz 2022 (JStG 2022)<sup>12</sup> wurde eine Ertragssteuerbefreiung für bestimmte PV-Anlagen eingeführt. Nach dem neuen § 3 Nr. 72 Einkommenssteuergesetz (EStG) sind nun Einnahmen im Zusammenhang mit PV-Anlagen

- auf, an oder in Einparteienhäusern (einschließlich Nebengebäuden) oder nicht Wohnzwecken dienenden Gebäuden mit einer installierten Bruttoleistung von bis zu 30 kW (peak) und
- auf, an oder in überwiegend zu Wohnzwecken genutzten sonstigen Gebäuden mit einer installierten Bruttoleistung von bis zu 15 kW (peak) je Wohn- oder Gewerbeeinheit

von der Einkommenssteuer befreit. Die Befreiung ist begrenzt auf insgesamt höchstens 100 kW (peak) pro Steuerpflichtigem oder Mitunternehmerschaft.<sup>13</sup>

Ergänzend wurde im Steuerberatungsgesetz die Beratungsbefugnis von Lohnsteuerhilfevereinen im Zusammenhang mit steuerbefreiten PV-Anlagen erweitert, siehe § 4 Nr. 11 StBerG n.F.<sup>14</sup> Im Bereich der Umsatzsteuer

<sup>9</sup> Siehe Gesetzesbegründung vom 20.09.2022, BT-Drucksache 20/3497, S. 54.

<sup>10</sup> Siehe Gesetzesbegründung vom 20.09.2022, BT-Drucksache 20/3497, S. 54.

<sup>11</sup> Siehe Gesetzesentwurf nach Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss), vom 22.06.2022, BT-Drs. 20/2402, S. 22 und 47.

<sup>12</sup> Siehe Entwurf eines Jahressteuergesetzes 2022 (JStG 2022) vom 10.10.2022, BT-Drs. 20/3879.

<sup>13</sup> BT-Drs. 20/3879, S. 15.

<sup>14</sup> BT-Drs. 20/3879, S. 45 und 154.

wurde ein Nullsteuersatz mit Vorsteuerabzug für die Lieferung und Installation von PV-Anlagen eingeführt, siehe § 12 Abs. 3 UStG n.F.<sup>15</sup>

Die **PV-Strategie der Bundesregierung** vom 5.5.2023 zielt auf die weitere Beschleunigung des Ausbaus in allen Segmenten sowie ein stärkeres Ineinandergreifen aller Teile des Stromsystems. Ab 2026 sollen 11 GW jährlich auf Gebäuden zugebaut werden. Der Schwerpunkt der geplanten Maßnahmen ist kurz- bis mittelfristiger Art. Die wichtigsten Gesetzesänderungen sollen in einem Solarpaket I noch vor der Sommerpause des Bundestags 2023 durch das Kabinett gebracht werden. Für Dachanlagen sind darin insbesondere die folgenden Neuerungen vorgesehen:

- flexiblere Gestaltung der Direktvermarktungspflicht (damit soll bewirkt werden, dass die 100-kW-Grenze keine Hemmschwelle für die Anlagendimensionierung mehr darstellt)
- Lockerung der Anlagenzusammenfassung
- Zulassung von Bestandsgebäuden im Außenbereich für die Dachvergütung
- Bürokratieabbau beim Parallelbetrieb von zwei Anlagen auf einem Dach (u. a. durch den Wegfall des jährlichen Meldeerfordernisses, welche Anlage für den Eigenverbrauch und welche für die Volleinspeisung genutzt wird)
- Absenkung der technischen Anforderungen für die Direktvermarktung bei Kleinanlagen bis 25 kW
- Zulassung des Repowering bei Dachanlagen

Zudem soll das Mieterstrommodell bzw. die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung vereinfacht werden, indem die Hemmnisse insbesondere bei kleineren Mehrparteienhäusern mit unter 15 Wohneinheiten abgebaut werden. Hierfür sieht das Solarpaket I Folgendes vor:

- Einführung des virtuellen Summenzählers (damit soll der Mieterstromanbieter entlastet werden, indem die aufwändige Messtechnik zur physischen Summenzählung entfällt; die Messwerterhebung soll stattdessen der Messstellenbetreiber übernehmen)
- Einführung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach dem Vorbild des österreichischen Modells der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage
- Entbürokratisierung und Weiterentwicklung des bestehenden Mieterstrommodells u. a. durch die Anpassung der Anlagenzusammenfassung, den Abbau steuerlicher Hürden und den Wegfall der Lieferantenpflichten

Außerdem sollen die Netzanschlüsse beschleunigt werden, indem u. a. die Frist für den Zählertausch auf einen Monat verkürzt werden soll, nach dessen Ablauf die Kundin zum eigenhändigen Einbau (Selbstvornahme) berechtigt ist. Zudem soll die Zertifizierung von Anlagen vereinfacht und die Prozesse flächendeckend standardisiert und digitalisiert werden.

Mittel- bis langfristig ist darüber hinaus ein Solarpaket II vorgesehen, welches insbesondere folgende für Dachanlagen relevante Gesetzesänderungen enthalten soll:

- Absenkung und Vereinheitlichung von Abstandsvorgaben in den Bauordnungen
- Vereinfachung der Abrechnung von Wechselrichterbräuchen
- Vereinheitlichung der Verwaltungspraxis im Denkmalschutz
- Vereinfachung des Zugangs zur Direktvermarktung
- Erweiterung der Möglichkeiten des Energy Sharings; Einbeziehung des öffentlichen Netzes

---

<sup>15</sup> BT-Drs. 20/3879, S. 23.

## Europäische Regulierung und Strategien im Bereich PV-Ausbau

Auf Europäischer Ebene wirken sich die folgenden jüngeren Gesetzesänderungen auf den Ausbau von Dach-PV aus:

- EU-Ratsverordnung 2022/2577
- Änderung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Darüber hinaus werden sich folgende derzeit noch im Verfahren befindlichen europäischen Rechtsakte aus dem Fit-For-55-Paket (EU Kommission 2021b) und dem REPowerEU-Plan (EU Kommission 2022b) voraussichtlich auf die PV-Nutzung im Gebäudebereich auswirken, insbesondere Hemmnisse abbauen:

- Überarbeitung der EU-Gebäuderichtlinie (EU Kommission 2022c)
- Vorschlag zur Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie
- Vorschlag zur Überarbeitung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU Kommission 2023a)

Ergänzend sind zudem folgende EU-weite Strategien mit Bezug zur Solarenergie geplant:

- die EU-Strategie für Solarenergie (EU Kommission 2022a)
- die Europäische Solardach-Initiative (als Teil der EU-Strategie für Solarenergie)
- das Strategiepapier der Kommission zur Reform der Strommarktgestaltung (EU Kommission 2023b)

Schließlich stellen die 2022 neugefassten Leitlinien der Kommission für nationale Beihilfen im Bereich Klima, Umweltschutz und Energie (KUEBLL) einen wichtigen Pfeiler der EU- Energiepolitik dar.

### EU-Ratsverordnung 2022/2577

Ziel der EU-Ratsverordnung 2022/2577 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien ist es, „vorübergehende Notfallvorschriften“ festzulegen, mit denen die Dauer der Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen unmittelbar verkürzt werden kann (Artikel 1 Abs. 1). Die Verordnung gilt ab ihrem Inkrafttreten am 30. Dezember 2022 für 18 Monate und beinhaltet insbesondere die nachfolgend dargestellten Neuerungen für die hier untersuchte Fragestellung.

Die Dauer von **Genehmigungsverfahren** für Solaranlagen wird **auf drei Monate beschränkt** (Artikel 4 Abs. 1). Bei Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 50 kW gilt die Genehmigung der Behörde als erteilt, wenn der Antrag einen Monat lang unbeantwortet bleibt (Artikel 4 Abs. 3). Im Übrigen sind keine Rechtsfolgen an die Überschreitung der Verfahrenshöchstdauer geknüpft.

Die Verordnung legt außerdem in ihrem Artikel 3 Abs. 1 verbindlich fest, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt, soweit eine umweltrechtliche Abwägungsentscheidung im Anwendungsbereich der FFH-, Wasserrahmen- oder Vogelschutz-Richtlinie zu treffen ist.

### Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED)

Kommission, Parlament und Rat haben sich im Juni 2023 auf eine Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) – geeinigt. Die Neufassung sieht insbesondere folgende im vorliegenden Kontext relevante Neuerungen vor. Der endgültige Gesetzestext lag bei Redaktionsschluss noch nicht vor, sodass sich dieser Bericht auf Pressemitteilungen stützt und im Übrigen den Gesetzesvorschlag der Kommission heranzieht (EU Kommission 2021a; 2022c).

Die **EU-Zielvorgabe** bezüglich des Anteils erneuerbarer Quellen wird angepasst: **Bis 2030** soll ein Anteil von nicht mehr nur mindestens 32 %, sondern nunmehr **mindestens 42,5 % Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch** der Union erreicht werden (Artikel 3 n.F.). Zudem ist ein indikatives, rechtlich nicht bindendes, Ziel von weiteren 2,5 % vorgesehen, wodurch insgesamt ein Anteil von 45 % erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch erreicht werden soll. Dafür müssen in der EU jedes Jahr über 100 GW

Wind- und Solarenergie installiert werden. Die Mitgliedstaaten sollen insoweit die Voraussetzungen dafür schaffen, dass der vereinbarte **nationale Beitrag** zum Anteil der erneuerbaren Elektrizität erreicht wird, insbesondere **verbleibende Hindernisse, z. B. im Rahmen von Genehmigungsverfahren abbauen**. Gemeint sind auch Förderregelungen oder Maßnahmen, um Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom zu unterstützen. Dabei müssen die indikativen Zielpfade gemäß EU-Governanceverordnung eingehalten werden, die für die Jahre 2021 bis 2030 bestimmte Zielvorgaben einführen. Artikel 4a Nr. 2 dieser Verordnung bestimmt den Inhalt der nationalen Klimapläne. Diese müssen u. a. Wege zur Zielerreichung im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien beinhalten, die die angegebenen Zielpfade 2021-2030 einhalten.

Aktualisiert wird zudem die **Methode für die Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch**, der für die gemeinsame Zielerreichung der Union in 2030 (siehe oben) maßgeblich ist (vgl. Artikel 7 n.F. der RED III):

- Energie aus erneuerbaren Kraft- oder Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs, d. h. sogenannte 'Power-to-X' Energieträger auf der Basis von Wasserstoff, muss in dem Sektor berücksichtigt werden, in dem sie verbraucht wird (Strom, Wärme- und Kälteversorgung oder Verkehr).
- Der aus erneuerbaren Quellen gewonnene Strom, der zur Herstellung von Kraft- oder Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs verwendet wird, darf nicht in die Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Strom aus erneuerbaren Quellen in den Mitgliedstaaten aufgenommen werden.

Da dies aber letztlich nur eine statistische Änderung auf EU-Ebene bzw. nationaler Ebene ist, entstehen aus betriebswirtschaftlicher Sicht potenzieller Anlagenbetreiber unmittelbar keine neuen Anreize für den Bau von PV-Anlagen.

Auch ist im Gesetzesvorschlag der Kommission eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten vorgesehen, **langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom** zu fördern (Artikel 15 Abs. 8 n.F.). Insoweit fordert die Kommission von den Mitgliedstaaten,

- dass sie **rechtliche und administrative Hindernisse** weitmöglichst **reduzieren**
- dass sie die Möglichkeit prüfen, wie finanzielle Risiken verringert werden können, insbesondere durch **Kreditgarantien**
- dass keine unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben auf solche Verträge bestehen oder eingeführt werden
- bzgl. des Instruments der **Herkunftsnachweise**, dass der produzierte Strom als grüner Strom gilt, auf den Käufer der erneuerbaren Energie übertragen werden können. In diesem Zusammenhang soll auch die bisher bestehende Möglichkeit der Mitgliedstaaten, Erzeugern, die finanzielle Unterstützung erhalten, keine Herkunftsnachweise auszustellen gestrichen werden (Artikel 19 Abs. 2 und 8).

Der Legislativvorschlag wird ergänzt durch eine **Empfehlung der Kommission** zur nach ihrer Auffassung bestmöglichen Umsetzung (EU Kommission 2022d).<sup>16</sup>

Weiterhin wurde ein neues indikatives Unionsziel beschlossen, **bis 2030 einen Anteil von 49 % erneuerbarer Energien in Gebäuden** zu erreichen. Hierzu ist auch eine Neuregelung zur **Einbeziehung erneuerbarer Energie im Bereich der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden** vorgesehen, um diesen Mindestanteil erneuerbarer Energien in neuen Gebäuden und Gebäuden, die größeren Renovierungen unterzogen werden, zu erreichen (Artikel 15a n.F.).<sup>17</sup> Dies soll u. a. mit den folgenden Maßnahmen erreicht werden:

- **Umstellung von Heizungsanlagen** mit fossilen Brennstoffen auf Energie aus erneuerbaren Quellen fördern und Kohärenz mit der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden zu schaffen
- stärkere Einbindung **Erneuerbarer-Energie-Gemeinschaften**

<sup>16</sup> Hier empfiehlt die Kommission Lösungswege u. a. zu den Themen „Schnellere und kürzere Verfahren“, „Erleichterung der Bürger- und Gemeinschaftsbeteiligung“, „Klare und digitalisierte Verfahren“, „Ausreichende personelle Ressourcen und Kompetenzen“.

<sup>17</sup> Dies betrifft PV-Dachanlagen nur mittelbar, wird z. B. relevant für PV-Strom, der in Wärmepumpen genutzt wird.

Neben der allgemeinen Überarbeitung der Vorschriften über Genehmigungsverfahren<sup>18</sup> soll nach dem Vorschlag der Kommission eine Norm aufgenommen werden, die speziell das **Genehmigungsverfahren für die Installation von Solarenergieanlagen** auf „künstlichen Strukturen“ – also u. a. auf Dächern – regelt (neuer Artikel 16c). Insbesondere darf das Verfahren danach insgesamt **nicht länger als 3 Monate** dauern. Im Rahmen ihrer ergänzenden Empfehlung fordert die Kommission in diesem Zusammenhang auch, dass die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass genügend qualifizierte Arbeitskräfte zur Verfügung stehen (EU Kommission 2022d).

Die Anforderungen für die **gegenseitige Anerkennung von Zertifizierungssystemen in der EU bezüglich qualifizierter Fachkräfte**, soll ebenfalls neu konzipiert werden und auf gemeinsamen, einheitlichen Kriterien beruhen (Artikel 18 Abs. 3 n.F.). Zugunsten der Verbraucher sollen die Mitgliedstaaten verpflichtet werden, das Verzeichnis der zertifizierten Installateure zu veröffentlichen.

Schließlich soll es neue Regelungen zur **Erleichterung der Systemintegration** von Strom aus erneuerbaren Quellen geben (neuer Artikel 20a), u. a.:

- Verpflichtung zur Bereitstellung von **Informationen über Stromspeicherbatterien** (Batteriekapazität, Alterungszustand, Ladezustand und Leistungseinstellungen)
- Diskriminierungsfreie Regulierung der Nutzung von Speicher- und Regelreserveanlagen in Bezug auf die Teilnahme von kleinen und/oder mobilen Speichersystemen am Markt für Flexibilitäts-, Regelreserve- und Speicherleistungen

#### EU-Gebäuderichtlinie (EPBD)

Bislang sieht die Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden – Gebäuderichtlinie (EPBD) – nur vor, dass die Mitgliedstaaten Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz festlegen und die erforderlichen Maßnahmen ergreifen, um sicherzustellen, dass neue Gebäude diese auch erfüllen (Artikel 4 und 6). Entsprechendes gilt für bestehende Gebäude, die einer größeren Renovierung unterzogen werden (Artikel 7). Darüber hinaus definiert die aktuelle Richtlinie als Vorbild das sog. **„Niedrigstenergiegebäude“** als **„ein Gebäude, das eine sehr hohe [näher bestimmte] Gesamtenergieeffizienz aufweist“**, wobei der **„[...] sehr geringe Energiebedarf zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen [...] gedeckt werden [sollte]“**. Im Rahmen ihrer Neufassung der Gebäuderichtlinie schlägt die Kommission für **neue Gebäude** insbesondere vor, dass – sofern technisch realisierbar – ab dem Jahr 2030 **100 % des Energieverbrauchs am Standort durch erneuerbare Energie** gedeckt werden (Artikel 2 n.F. und Artikel 7 n.F.; EU Kommission 2021c und 2022c).

Es soll der Grundsatz **„Energieeffizienz an erster Stelle“** eingeführt werden und sogenannte **„Nullemissionsgebäude“** sollen ab 2030 zum neuen **Standard für neue Gebäude** werden. Dies beinhaltet, dass die (trotz energieeffizientem Bauen) noch benötigte Energiemenge **vollständig aus erneuerbaren Quellen** gedeckt wird, **die am Standort** oder **im Wohnviertel** oder **im Rahmen von Energiegemeinschaften** erzeugt wird, sofern dies technisch machbar ist. Neue öffentliche Gebäude müssen ab 2027 emissionsfrei sein.

Für bestehende Gebäude soll das „Nullemissionsgebäude“ zukünftig den Maßstab bilden für die Anforderungen, die durch eine umfassende Renovierung spätestens ab 2030 erreicht werden sollen (Artikel 8 ff. n.F.).

Auch eine **Verpflichtung zur Installation von Solarenergieanlagen** soll eingeführt werden (neuer Artikel 9a):

- bis zum 31. Dezember **2026** auf allen **neuen öffentlichen und gewerblichen Gebäuden** mit einer Gesamtnutzfläche von **mehr als 250 m<sup>2</sup>**
- bis zum 31. Dezember **2027** auf allen **bestehenden öffentlichen und gewerblichen Gebäuden** mit einer Gesamtnutzfläche von **mehr als 250 m<sup>2</sup>** und

<sup>18</sup> Siehe dazu Artikel 15 n.F. des Kommissionsvorschlags zur Neufassung der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie, EU Kommission 2021a und 2022d.

- bis zum 31. Dezember **2029** auf **allen neuen Wohngebäuden**

Zudem müssen nach dem Vorschlag alle neuen Gebäude „**solartauglich**“, also so konzipiert werden, dass ihr Potenzial zur Erzeugung von Solarenergie auf der Grundlage der Sonneneinstrahlung am Standort optimiert wird, um die spätere kosteneffiziente Installation von Solartechnologien zu ermöglichen.

Die Mitgliedstaaten sollen auf nationaler Ebene „**Kriterien für die praktische Umsetzung**“ dieser Verpflichtungen und **mögliche Ausnahmen für bestimmte Gebäudearten** festlegen.

### Energiebesteuerungsrichtlinie (ETD)

Nach dem Vorschlag zur Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie (ETD) sollen **Energieerzeugnisse und elektrischer Strom neu eingeteilt** und in eine **Rangfolge gemäß Energiegehalt und Umweltverträglichkeit** gebracht werden (EU Kommission 2021d; 2021e). So soll sichergestellt werden, dass die umweltschädlichsten Kraft- und Brennstoffe am höchsten besteuert werden. Die Mitgliedstaaten müssen diese Rangfolge der Steuersätze auf nationaler Ebene einführen. Die Richtlinie soll Mindestbesteuerungssätze beinhalten (Artikel 5 n.F. und Anhang I).

Die **Möglichkeit zu Steuerbefreiungen** soll bis auf wenige Ausnahmen abgeschafft werden. Steuerbefreiungen sollen etwa noch möglich bleiben **für Strom aus erneuerbaren Energien**.

Die vorgeschlagene Neufassung der Energiebesteuerungsrichtlinie soll durch die ebenfalls geplante Einführung eines Emissionshandels im Straßenverkehrs- und im Gebäudesektor ergänzt werden. Durch den Emissionshandel sollen CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert werden, während die Energiebesteuerungsrichtlinie über die Kraftstoffbesteuerung Anreize für eine effiziente Energienutzung und den Verbrauch nachhaltigerer Energieerzeugnisse setzen soll, ohne jedoch eine CO<sub>2</sub>-spezifische Steuerkomponente einzubinden.

### Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

Nach dem Vorschlag der EU-Kommission zur Überarbeitung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie soll ein Recht auf gemeinsame Energienutzung (neuer Artikel 15a) eingeführt werden (EU Kommission 2023a). Hierfür soll offenbar der Begriff des Eigenverbrauchs erweitert werden, indem die Notwendigkeit der Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbrauchenden wegfällt. Ausreichen soll (Mit-)Eigentum an der Anlage, ein Pacht- oder Mietverhältnis oder sogar die bloße Übertragung des Rechts auf Energie von einem aktiven Kunden ("Prosumer") auf einen anderen. Auch die Beteiligung an Anlagen, die sich "außerhalb des Standorts" befinden (sog. "off-site generation"), soll gemeinsame Energienutzung darstellen. Dies soll nach einer Pressemitteilung der Kommission<sup>19</sup> ermöglichen, dass die Produktion in einer off-site-Anlage unter Umständen vom gemessenen Verbrauch abzuziehen ist. Möglich wäre demnach nicht nur die Beteiligung an größeren Solar- oder Windparks, sondern auch an der Dach-PV-Anlage eines privaten Dritten innerhalb derselben Gebotszone. Da sich Deutschland und Luxemburg eine Gebotszone teilen, wäre hier sogar eine Beteiligung über die Landesgrenzen hinweg zulässig. Den Mitgliedstaaten werden einige Freiheiten bei der Umsetzung eingeräumt, insbesondere sind keine Vorgaben für die Berechnungs- und Zuteilungsmethoden vorgesehen und es soll die Möglichkeit einer schrittweisen Einführung der gemeinsamen Energienutzung von lokaler Ebene bis hin zur Gebotszone bestehen. Zudem soll das Recht auf freie Versorgerwahl (Artikel 4) gestärkt werden, indem Verbrauchern ein Recht auf mehr als einen Mess- und Abrechnungspunkt eingeräumt wird. Dies soll sicherstellen, dass Verbraucherinnen und Verbraucher mehrere Elektrizitätsversorgungsverträge gleichzeitig haben können.

---

<sup>19</sup> Pressemitteilung der EU-Kommission v. 14.03.2023, abrufbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_23_1591) [abgerufen am 17.05.2023].



### Leitlinien der Kommission für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022

Die Kommission hat 2022 neue Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen – KUEBLL – veröffentlicht, mit denen sie ihre Rechtsauffassung bezüglich der Bewertung von Beihilfen in diesem Bereich verbindlich festlegt.

In Abschnitt 4.1 wird die Zulässigkeit von „Beihilfen zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgasemissionen, u. a. durch die Förderung von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz“ bewertet. Darunter fallen auch Maßnahmen zur Förderung von Stromerzeugung aus Quellen erneuerbarer Energie – sprich auch Solarenergie – und Vereinfachungen für bzw. Privilegierungen kleine Anlagen bis 1 MW oder Anlagen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften mit nicht mehr als 6 MW installierter Leistung.

In Abschnitt 4.2 sind „Beihilfen zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz und der Umweltbilanz von Gebäude“ geregelt. Hier stellt die Kommission insbesondere klar, dass sie die Kombination von solchen Fördermaßnahmen, die der Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden dienen und für die Installation von am Standort des Gebäudes befindlichen integrierten Anlagen zur Erzeugung von Strom bzw. Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und die Installation von Geräten zur Speicherung der erneuerbaren Energie, die von den am Standort des Gebäudes befindlichen Anlagen erzeugt wird, für grundsätzlich zulässig hält.

### EU-Strategie für Solarenergie und Europäische Solardach-Initiative

Die EU-Strategie für Solarenergie, die Teil des REPowerEU ist, stützt sich auf die folgenden vier Säulen:

- **zusätzliche Förderung** der Einführung von PV, insbesondere im Rahmen der Europäischen Solardach-Initiative (siehe dazu noch unten)
- Beschleunigung und Vereinfachung von **Genehmigungsverfahren**,
- Gewährleistung von genügend qualifizierten **Arbeitskräften**
- Gründung einer **Europäischen Allianz** für die Photovoltaikindustrie

Im Rahmen dieser politischen Programme, die sich bisher nur zum Teil in den oben genannten Legislativvorschlägen wiederfinden, fordert die Kommission insbesondere

- die stärkere Nutzung von bereits bestehenden **Finanzierungsprogrammen** speziell zur **Energiefinanzierung**<sup>20</sup> und weiteren Programmen<sup>21</sup>
- dass die Mitgliedstaaten Förderrahmen entwickeln, um **mehr Sicherheit für Investitionen** in Solarenergie, Energiespeicherung oder Wärmepumpen zu geben. Hier wird als Ziel in den Raum gestellt, eine vorhersehbare Amortisationszeit von weniger als 10 Jahren zu erreichen
- dass die Mitgliedstaaten ihren Umsetzungsspielraum im Rahmen der gemeinsamen Steuerpolitik nutzen und **ermäßigte Mehrwertsteuersätze**<sup>22</sup> auf energieeffiziente, emissionsarme Heizanlagen, einschließlich Solarpaneele, solare Warmwasserbereitungssysteme und Wärmepumpen, sowie auf Ausgaben für den sozialen Wohnungsbau und die Renovierung von Wohngebäuden anwenden

<sup>20</sup> Genannt sind die sogenannte Aufbau- und Resilienzfazilität (basierend auf den insgesamt 24 vom Rat der EU bzw. der Kommission angenommenen Aufbau- und Resilienzplänen wurden mind. 19 Mrd. EUR bereitgestellt), der kohäsionspolitische Fonds, InvestEU, der Innovationsfonds, der Modernisierungsfonds, Horizont Europa und das LIFE-Programm sowie der Teilbereich erneuerbare Energien der Fazilität „Connecting Europe“ und der EU-Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien (Finanzmittel für die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei Solarenergieprojekten).

<sup>21</sup> Gemeint sind ergänzende EU-Mittel, u. a. der Europäischen Sozialfonds sowie das Erasmus- und Marie-Sklodowska-Curie-Programm.

<sup>22</sup> Richtlinie 2022/542/EU des Rates vom 5. April 2022 zur Änderung der Richtlinien 2006/112/EG und (EU) 2020/285 in Bezug auf die Mehrwertsteuersätze.

- die EU-weite Einführung und Nutzung eines speziellen **Informationssystems** für Bürgerinnen und Bürger zur Bewertung des Solar-Potenzials ihrer Dächer<sup>23</sup>
- eine verstärkte Förderung von **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergie-gemeinschaften** sowie kollektiven Solarinitiativen: Die derzeitigen Unionsvorschriften enthalten zwar schon Maßgaben für die Förderung solcher Gemeinschaftsformen, um Energie zu erzeugen, zu speichern, weiterzugeben, auszutauschen und zu nutzen.<sup>24</sup> Die Kommission verweist aber auf die immer noch bestehenden „erheblichen“ Hemmnisse, wie z. B. Schwierigkeiten bei der Sicherung der Finanzierung oder der Durchführung von Zulassungs- und Genehmigungsverfahren. Die Kommission fordert daher konkret zum einen, dass die Mitgliedstaaten zusätzliche Anreize schaffen und die administrativen Anforderungen an die Merkmale der Energiegemeinschaften anpassen und zum anderen, dass sie die neuen Leitlinien für staatliche Beihilfen im Energiebereich (KUEBLL, siehe oben) zur Förderung nutzen (insbesondere die Freistellung von Gemeinschaftsprojekten mit einer installierten Kapazität von 6 MW oder weniger von den obligatorischen Ausschreibungsverfahren oder der Erleichterung ihrer Teilnahme an solchen Verfahren).<sup>25</sup>
- die **Förderung innovativer Formen** des Ausbaus, u. a. gebäudeintegrierter PV-Anlagen: Insoweit weist die Kommission auch auf die Notwendigkeit **einheitlicher Zertifizierungen** für die betroffenen Produkte sowie spezieller Berufsausbildungs- und Hochschulprogramme hin.
- die **Vorbereitung des Energienetzes auf die effiziente Aufnahme von Solarstrom**, insbesondere durch **Investitionen in die Infrastruktur**
- Maßnahmen zur Weiterbildung und Umschulung und die Förderung der Ausbildungszusammenarbeit zwischen Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette, Sozialpartnern, Bildungsanbietern und regionalen Behörden
- die Gründung einer Europäischen Allianz für die PV-Industrie und der Aufbau einer groß angelegten Kompetenzpartnerschaft der EU im Bereich der erneuerbaren Onshore-Quellen aufzubauen

### Europäische Solardach-Initiative

Die Forderungen der Kommission im Rahmen ihrer Europäischen Solardach-Initiative als Teil der EU-Solar-Strategie ist überwiegend in die Legislativvorschläge eingebunden, insbesondere in Bezug auf die Forderung, die Genehmigungsdauer für Solaranlagen auf Dächern, einschließlich Großanlagen, auf maximal drei Monate zu begrenzen, einer Solardachpflicht und Vorschriften zu erlassen die sicherstellen, dass alle neuen Gebäude „solartauglich“ sind.

Ziel des Programms ist es, die Installation von Dachanlagen derart zu beschleunigen, dass nach dem ersten Jahr der Umsetzung **19 TWh** zusätzlicher Strom verfügbar ist.<sup>26</sup> **Bis 2025** sollen dadurch **58 TWh zusätzlicher Strom** erzeugt werden.<sup>27</sup>

### Analyse und Bewertung

Die oben beschriebene Ratsverordnung, die Richtlinien sowie die Vorschläge der Kommission zu deren Überarbeitung betreffen ganz überwiegend Hemmnisse wirtschaftlicher, bzw. rechtlicher Art, die den Ausbau von PV-Dachanlagen verzögern.

---

<sup>23</sup> Das kostenlose und offene, webbasierte Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) wurde von der Gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission entwickelt und liefert Informationen über die Sonneneinstrahlung und das Leistungsvmögen von Solaranlagen für jeden beliebigen Standort in Europa. Bürgerinnen und Bürger sowie Installateure können damit eine sofortige Bewertung des Potenzials zur Erzeugung von Solarenergie auf Dächern vornehmen.

<sup>24</sup> Siehe die Regelungen zur Bürgerenergiegemeinschaft in Artikel 16 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sowie zu Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und zu gemeinsam handelnden Eigenversorgern in Artikel 21 Abs. 4 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

<sup>25</sup> Vgl. dazu auch EU Kommission 2022d.

<sup>26</sup> Das wären 36 % mehr als in den Projektionen des „Fit for 55“-Pakets erwartet.

<sup>27</sup> Das wäre mehr als das Doppelte der Projektionen des „Fit for 55“-Pakets.

Die zwar konkreten Vorgaben der **EU-Ratsverordnung 2022/2577** bezüglich der Dauer von Genehmigungsverfahren dürften allerdings nur von geringerer Relevanz sein, da PV-Dachanlagen als sogenannte gebäudeabhängige Anlagen in Deutschland in der Regel genehmigungsfrei sind. Eine Genehmigungspflicht kann sich ausnahmsweise aus Gründen des Denkmalschutzes<sup>28</sup> oder bei Hochhäusern<sup>29</sup> ergeben. Auch in diesen Fällen wird die formelle Begrenzung der Genehmigungsdauer jedoch oft keine praktische Wirkung entfalten, da hierdurch der Personalmangel an Behörden nicht behoben wird und an die Überschreitung der Höchstdauer keine Rechtsfolgen geknüpft sind. Lediglich für Kleinanlagen bis 50 kW ist durch die Genehmigungsfiktion eine nennenswerte Beschleunigung zu erwarten, wobei zu beachten ist, dass diese nicht eintritt, wenn die Behörde innerhalb eines Monats auf den Antrag reagiert, und zwar unabhängig davon, wie lange das Genehmigungsverfahren anschließend dauert. Von der materiell-rechtlichen Vorgabe, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt (Artikel 3 Abs. 1), sind keine Auswirkungen für den vorliegenden Kontext zu erwarten, da diese sich gerade nicht auf bau- oder denkmalschutzrechtliche Abwägungsfälle erstreckt und zudem bereits in § 2 EEG 2022 enthalten ist (s.o.).

Soweit der EU-Gesetzgeber im Übrigen neue unionsweite Ziele oder allgemeine Vorgaben zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien vorgibt bzw. beabsichtigt, kann dies zwar grundsätzlich den PV-Ausbau in Deutschland positiv beeinflussen. Allerdings lässt sich eine konkrete Auswirkung auf den Ausbaustand nicht einschätzen. Denn durch welche konkreten Maßnahmen Deutschland seinen Spielraum zur Umsetzung der Richtlinien nutzen wird, ist bislang nicht vorhersehbar.

Dies betrifft insbesondere das neue Unionsziel der **Erneuerbaren-Energien-Richtlinie**, bis 2030 einen Anteil von 49 % erneuerbarer Energien in Gebäuden zu erreichen sowie die generelle Zielvorgabe, dass mindestens 42,5 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Union mit Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Das BMWK geht derzeit davon aus, dass die Ausbauziele des EEG 2023 ausreichend sind, um die neuen EU-Zielvorgaben zu erreichen. Auch durch die geplante verstärkte Förderung langfristiger Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom könnten jedenfalls gewerbliche PV-Dachanlagenbetreiber grundsätzlich in relevanter Weise angereizt werden, ohne dass sich mit Blick auf den erheblichen Umsetzungsspielraum der genaue Effekt prognostizieren lässt.

Relevante Auswirkungen der neugefassten Richtlinien auf den Ausbaustand in Deutschland dürften nur zu erwarten sein, soweit sie konkrete Pflichten der Mitgliedstaaten vorsehen. Dies ist insbesondere der Fall für die beabsichtigte Einführung einer Verpflichtung zur Installation von Solarenergieanlagen. Denn insoweit bleibt den Mitgliedstaaten – im Falle der Annahme des Vorschlags der Kommission durch die Legislativorgane der EU – kein Umsetzungsspielraum. Eine konkrete Pflicht, Neubauten mit Solaranlagen auszustatten, ist nicht anders umzusetzen, als sie in nationales Gesetz zu überführen. Ein geringer Spielraum verbleibt noch bezüglich der Wege, wie diese Ziele erreicht werden sollen. Entsprechendes gilt auch für die Vorgabe, ab dem Jahr 2030 nur noch „Nullemissionshäuser“ zu bauen und neue Gebäude zu 100 % lokal/am Standort durch erneuerbare Energien zu versorgen.

Für neue Wohngebäude soll die Pflicht zur Ausstattung mit einer PV-Anlage allerdings erst ab 2029 gelten. Ob Deutschland seinen Umsetzungsspielraum dahingehend nutzen wird, einen noch ambitionierteren Zeitrahmen einzuführen, ist noch offen.

Der aufgrund der neuen EU-Richtlinien mögliche Beschleunigungseffekt für den Ausbau in Deutschland wird darüber hinaus dadurch eingeschränkt, dass bereits einige Bundesländer<sup>30</sup> eine Solarpflicht eingeführt haben, die sogar deutlich ambitioniertere Ziele insbesondere für Wohngebäude vorsieht (siehe dazu bereits oben).

Die von der Kommission vorgeschlagene Stärkung der gemeinsamen Energienutzung in der **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie** adressiert Ausbauehemmnisse insbesondere im Segment der Mehrparteienhäuser. Es ist

<sup>28</sup> Siehe z. B. § 6 Abs. 1 Bayrisches DSchG.

<sup>29</sup> Siehe § 61 Abs. 1 Nr. 3 BauO Bln, § 61 Abs. 1 Nr. 3 BbgBO, § 61 Nr. 3 BremBauO, Abschnitt I Nr. 2 der Anl. zu § 60 HBauO, Abschnitt I Nr. 3.9 der Anl. zu § 63 HessBO, Nr. 2.3 des Anhangs zur NBauO, § 63 Abs. 1 Nr. 3 BauO NRW, § 62 Abs. 1 Nr. 2 lit. e) BauO RP, § 61 Abs. 1 Nr. 3 SächsBauO, § 60 Abs. 1 Nr. 3 BauO LSA, § 61 Abs. 1 Nr. 3 BauO SH, § 60 Abs. 1 Nr. 3 ThürBO.

<sup>30</sup> Für Wohngebäude: Baden-Württemberg, Berlin, Bremen und Hamburg; abgeschwächte Varianten der Solarpflicht gelten in Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein.

zu erwarten, dass dies die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auf kleineren Gebäuden mit weniger als 15 Wohneinheiten erhöht, wenn der dort erzeugte Strom unbürokratisch an Nachbarinnen und Nachbarn veräußert werden kann, insbesondere wenn der weitergegebene Strom unter den Begriff der Eigenversorgung fällt. Im Segment der Einparteienhäuser würde die Finanzierung neuer Anlagen dadurch erleichtert, dass sich mehrere Nachbarinnen und Nachbarn zusammentun könnten, um eine Anlage gemeinschaftlich zu errichten und zu betreiben. Ein weiterer positiver Effekt des Vorschlags könnte im Freiwerden von Mitteln durch die mögliche Absicherung der Verbraucherinnen und Verbraucher gegen Schwankungen an den Großmärkten liegen. Die Kommission geht davon aus, dass dadurch allein in Deutschland zusätzlich 6,5 bis 12,8 Mrd. EUR privates Vermögen zur Verfügung stünde, welches in Dach-PV investiert werden könnte (EU Kommission 2023b). Es ist allerdings zumindest fraglich, inwieweit dieses Vermögen tatsächlich auch für die gewünschten Zwecke eingesetzt würde. Insgesamt bleibt in Anbetracht der vorgesehenen Umsetzungsspielräume abzuwarten, welche Regelungen letztlich in Deutschland implementiert werden.

Mit Blick auf staatliche Subventionen sind die neuen **Beihilfeleitlinien der Kommission** geeignet, eine relevante positive Wirkung auf den Ausbaustand von PV-Dachanlagen zu haben. Die Kommission hat hier Möglichkeiten zur Förderung deutlich erleichtert bzw. ihre beihilferechtliche Einschätzung bedeutend klarer gemacht. Eine tatsächliche Auswirkung setzt aber voraus, dass Deutschland – der Bund oder die Länder – diese neuen Leitlinien auch nutzt und entsprechende Förderprogramme zur Unterstützung von PV-Dachanlagen aufnimmt; dies zusätzlich zu den jetzt bereits bestehenden Förderungen. Ob, wann und in welchem Umfang dies der Fall sein wird, ist nicht absehbar.

Soweit Forderungen der Kommission im Rahmen politischer Programme wie der **EU-Solarstrategie** (noch) nicht in konkreten Legislativvorschlägen umgesetzt sind, dürften sie keine nennenswerten Auswirkungen auf den PV-Dachausbau haben, bzw. ist es nicht möglich, diese realistisch einzuschätzen. Es fehlt bisher an der Umsetzungspflicht auf nationaler Ebene.

## Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im vorliegenden Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit von neu installierten PV-Gebäudeanlagen ermittelt und bewertet. Die Analysen werden für mehrere Referenzanlagen in den Segmenten Volleinspeiseanlagen, Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen) und Mieterstromanlagen durchgeführt.

### Methodische Grundlagen und Vorgehensweise

Die Berechnungen werden mittels eines Cash-Flow-Modells durchgeführt. Als Bewertungsgrößen zur Einordnung und zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit werden die Stromgestehungskosten (LCOE, levelized costs of electricity) und die Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) ermittelt. Die Berechnungen erfolgen über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren aus dem Blickwinkel des Anlagenbetreibers/Investors in nominalen Größen.

Neben den Investitionskosten werden die Betriebskosten und die Erlöse über 20 Jahre berücksichtigt. Für den eingespeisten Strom von Teil- oder Volleinspeiseanlagen wird für Anlagen bis 100 kW der jeweilige Einspeisetarif angesetzt, für Anlagen über 100 kW im Marktprämienmodell der jeweilige anzulegende Wert oder der Marktwert (sofern letzterer über dem anzulegenden Wert liegt). Für Eigenversorgungsanlagen werden die vermiedenen Strombezugskosten je nach Anwendungsbereich (Haushalte, GHD, Industrie) angesetzt. Kosten und Erlöse eines etwaigen Weiterbetriebs nach 20 Jahren werden nicht berücksichtigt, dies betrifft auch eventuell anfallende Rückbau- und Entsorgungskosten.

In der Berechnung werden keine steuerlichen Aspekte berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt auf Basis von Werten ohne Mehrwertsteuer. Weiterhin sind jegliche nachgelagerten steuerlichen Belastungen ausgeklammert, die Ergebnisse werden also vor Steuern angegeben.

### Betrachtete Referenzanlagen

Es werden die in Tabelle 3 angeführten Referenzanlagen betrachtet. Im kleinen Leistungsbereich (10 kW) sind Mieterstromanlagen und Volleinspeiseanlagen nicht praxisrelevant, sondern nur die Kategorie der Teileinspeiseanlage zur anteiligen Eigenversorgung. Da im Kleinanlagenbereich Batteriespeicher mittlerweile in großer Zahl mit PV-Anlagen installiert werden, wird konkret dieser Fall in den folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aufgegriffen.

Für die übrigen betrachteten Anlagenleistungen werden jeweils Voll- und Teileinspeisefälle betrachtet. Bei den Teileinspeisefällen wird der Selbstverbrauchsanteil variiert. Mieterstromanlagen werden für die mittelgroßen Anlagenleistungen von 30 und 100 kW in die Betrachtung einbezogen.

Tabelle3  
Betrachtete Fälle für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Anlagengröße [kW]	Betrachtete Fälle	Anmerkungen
10	Teileinspeiseanlage, Haushalt Teileinspeiseanlage mit Batterie- speicher, Haushalt	Volleinspeisefall und Mieterstromanlage nicht relevant
30	Volleinspeiseanlage Teileinspeiseanlage, Gewerbe Mieterstromanlage	Variation des Selbstverbrauchsanteils
100	Volleinspeiseanlage Teileinspeiseanlage, Gewerbe Mieterstromanlage	Variation des Selbstverbrauchsanteils
500	Volleinspeiseanlage Teileinspeiseanlage, Industrie	Mieterstromanlage nicht relevant
1000	Volleinspeiseanlage Teileinspeiseanlage, Industrie	Mieterstromanlage nicht relevant

Quelle: Eigene Darstellung

## Rahmenparameter und Annahmen

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten müssen eine Reihe von Annahmen getroffen werden. Die übergreifenden Annahmen sind in Tabelle 4 angeführt. Weitere leistungsspezifische Annahmen, Strompreise und zusätzliche Annahmen für Mieterstromanlagen sind im Anschluss angeführt.

Tabelle 4  
Einheitliche Rahmenannahmen für alle betrachteten Referenzanlagen

Parameter	Wert(e)	Anmerkungen, Quellen
Spezifischer Stromertrag	930 kWh/kW (10 kW) 900 kWh/kW (übrige Anlagen)	Bei mittleren/größeren Anlagen flache Aufständigung (Flachdach). Quelle: ZSW et al. 2019
Degradation (Leistungsminderung)	0,25 % p.a.	Quelle: ISE 2021
Kalkulatorischer Zins (WACC)	5,4 %	Entspricht 75 % Fremdkapital zu 4,5 % und 25 % Eigenkapital zu 8 %.
Betriebskosten (Wartung, Instand- haltung, Versicherung, etc.)	19 €/kW	Quelle: ZSW et al. 2019, angepasst
Direktvermarktungskosten	3,8 €/kW	Eigene Schätzung
Inflationsrate	2 % p.a.	Entspricht EZB-Inflationsziel

Quellen: ZSW et al. 2019, ISE 2021, eigene Schätzung

In Tabelle 5 angeführt sind die spezifischen Investitionskosten für die verschiedenen Anlagengrößen. Die angeführten Werte stellen Annahmen für eine Inbetriebnahme Anfang 2023 dar. Nachdem die Preise für PV-Module und -Anlagen lange Zeit gesunken sind, waren im Jahr 2022 deutliche Preissteigerungen zu verzeichnen. Anschließend sind die Preise wieder gesunken. Die unterstehenden Angaben spiegeln den Preisstand im Frühjahr 2023 wieder und wurden auf Basis von Branchenangaben ermittelt.

Tabelle 5  
Annahmen für die spezifischen Investitionskosten, Stand April 2023 (ohne MwSt.)

	10 kW	30 kW	100 kW	500 kW	1.000 kW
Euro pro kW	1.500	1.300	1.100	910	850

Quelle: Eigene Annahmen

Für die 10 kW-Anlage mit **Batteriespeicher** wird angelehnt an (RWTH 2022) von einer Speicherkapazität von 9 kWh und Investitionskosten ohne MwSt. von 1.200 Euro pro kWh (RWTH 2023) ausgegangen. Als mittlerer Wirkungsgrad wird von rund 96 % ausgegangen (HTW 2022), die jährlichen Betriebskosten werden mit 1,5 % der Investition veranschlagt. Für das beschriebene PV-Speichersystem wird auf Basis eines Jahresstromverbrauchs von einem Anteil von 45 % des PV-Stroms ausgegangen (HTW 2022)<sup>31</sup>, der vor Ort selbst verbraucht wird.

Für **Mieterstromanlagen** müssen eine Reihe zusätzlicher Annahmen getroffen werden. Die Berechnung erfolgt aus Sicht des Investors/Betreibers der die Anlage betreibt und die teilnehmenden Mieterstromkunden mit „Reststrom“ beliefert. Es wird davon ausgegangen, dass die 30 kW-Anlage auf einem Gebäude mit 10 Wohnungen und die 100 kW-Anlage auf einem Gebäude mit 35 Wohnungen errichtet wird, wobei von einer Teilnahmequote von 80 % ausgegangen wird (relevant zur Berücksichtigung der unten angeführten Kosten pro Teilnehmerin). Mit einem jährlichen mittleren Stromverbrauch von 2.500 kWh pro Mietshaushalt ergibt sich unter Berücksichtigung des Summenzählermodells<sup>32</sup> ein Vor-Ort-Verbrauch von 37 bis 38 % des PV-Stroms. Angelehnt an (Prognos 2017) wird von zusätzlichen Investitionskosten von umgerechnet rund 90 Euro pro kW ausgegangen. Weiterhin werden in Abhängigkeit von der Anzahl der teilnehmenden Mieterstromkunden weitere Kosten angesetzt. Neben zusätzlichen Investitionskosten von 150 Euro pro Mieterstromhaushalt (zusätzliche Kosten für Verkabelung und das Messkonzept) werden zusätzliche Betriebskosten (Zähler-, Abrechnungs- und Vertriebskosten) von 100 Euro pro teilnehmendem Mieterstromhaushalt und Jahr gesetzt (auf Basis von ZSW 2019). Da die Spannbreite der Kosten in der Praxis sehr hoch ist, wird zusätzlich zu den soeben angeführten Kosten („hohe Kosten“) mit der Hälfte dieser Kosten gerechnet („niedrige Kosten“). Weiterhin wird davon ausgegangen, dass der Mieterstromtarif 2 ct/kWh (brutto) günstiger ist als die unten angesetzten mittleren Haushaltsstrompreise<sup>33</sup> und dass der Mieterstrombetreiber die gesamte Reststrommenge aufgrund einer höheren Beschaffungsmenge zu einem Preis von 90 % der angeführten Haushaltsstrompreise bezieht.

Für die **Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen)** müssen Annahmen zum Anteil des selbst verbrauchten PV-Stroms getroffen werden. Für die 10 kW-Anlage auf einem Ein-/Zweiparteienhaus ohne Batteriespeicher wird von einheitlich 20 % Selbstverbrauchsanteil ausgegangen, da hier nur geringe Lastverschiebepotenziale zur Erhöhung des Selbstverbrauchs bestehen. Bei den größeren betrachteten Teileinspeiseanlagen werden die Selbstverbrauchsanteile variiert (25 %, 50 %, 75 %), weil im gewerblichen und industriellen Bereich kein Zusammenhang zwischen Anlagengröße/Dachfläche und Stromverbrauch gegeben ist und die Selbstverbrauchsanteile dementsprechend eine sehr große Bandbreite aufweisen (vgl. dazu auch ZSW et al. 2019).

<sup>31</sup> Siehe auch <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/> [abgerufen am 05.06.2023].

<sup>32</sup> Im Rahmen des Summenzählermodells kommt der physikalische Vor-Ort-Verbrauch des PV-Stroms auch von nicht aktiv am Mieterstrommodell teilnehmenden Haushalten dem gesamten Vor-Ort-Verbrauch der PV-Mieterstromanlage zugute.

<sup>33</sup> Die für den EEG-Mieterstromzuschlag geregelte Preisobergrenze von 90 % bezogen auf den jeweiligen Grundversorgertarif lässt sich rechnerisch nicht abbilden, da keine mittleren Grundversorgertarife vorliegen, sondern nur mittlere Haushaltsstromtarife, die üblicherweise zu einem großen Teil „Tarifkunden“ außerhalb der Grundversorgung sind.

Tabelle 6 zeigt die für die jeweiligen Anlagengrößen und Betriebskonzepte ermittelten EEG-Tarife für eine Inbetriebnahme im Jahr 2023. Zu berücksichtigen ist, dass die unten angeführten Werte leistungsgewichtet ermittelt wurden.

Tabelle 6  
Vergütungssätze (Anlagen bis 100 kW) bzw. anzulegende Werte (500 kW) und Mieterstromzuschlag für eine Inbetriebnahme Anfang 2023 in Cent pro kWh

Anlagengröße [kW]	Volleinspeisetarif	Teileinspeisetarif	Mieterstromzuschlag
10	13,00	8,20	-
30	11,60	7,47	2,54
100	11,11	6,43	2,01
500	9,56	6,33	-
1000	8,83	6,26	-

Quelle: Eigene Berechnungen nach EEG 2023

Zur monetären Bewertung des vermiedenen Strombezugs von Teileinspeiseanlagen müssen Annahmen zur Entwicklung der **Strompreise für Endverbraucherinnen und Endverbraucher** über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren getroffen werden. Aufgrund der derzeitigen Lage am Strommarkt mit hohen Großhandelspreisen bestehen grundsätzlich hohe Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Strompreise. Zum Stand der Berichterstellung liegen keine Endverbrauchspreispfade ab 2023 für einen Zeitraum von 20 Jahren vor. Deshalb werden auf Basis einer Studie aus dem Mai 2022<sup>34</sup>, in der Preispfade bis 2028 enthalten sind, eigene Annahmen getroffen. Es wird angenommen, dass sich die dort ausgewiesenen nominalen Strompreise nach 2028 in Höhe des EZB-Inflationsziels von 2 % p.a. verteuern. Die daraus resultierenden Strompreise für Endverbraucherinnen und Endverbraucher für Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie für die Industrie sind in Abbildung 10 dargestellt.

Der qualitative Verlauf ist ähnlich: in der zugrundeliegenden Studie wird bis 2025 von einem Absinken der Strompreise ausgehend vom heutigen hohen Niveau ausgegangen. Ab 2029 steigen die Preise gemäß der erläuterten Inflationsannahme um 2 % pro Jahr. Die Werte für 2023 für Haushalte und die Industrie wurden anhand der BDEW-Strompreisanalyse<sup>35</sup> vom April 2023 festgelegt, der Gewerbepreis darauf basierend abgeschätzt.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die untenstehenden Zahlen zur Strompreisentwicklung mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind und gleichzeitig einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen haben.

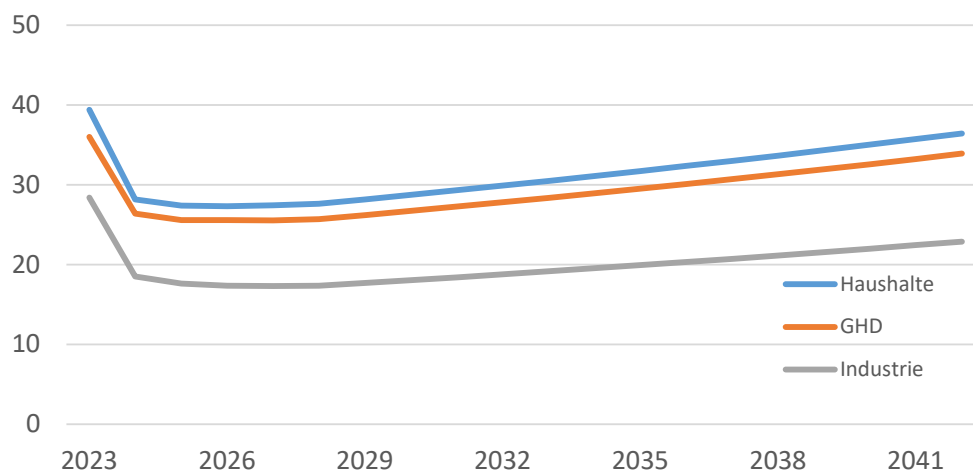
<sup>34</sup> [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/220520-Energiepreisbericht-2021-barrierefrei.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/220520-Energiepreisbericht-2021-barrierefrei.pdf) [abgerufen am 05.06.2023].

<sup>35</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/230420\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_April\\_2023\\_20.04.2023.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/230420_BDEW-Strompreisanalyse_April_2023_20.04.2023.pdf) [abgerufen am 05.06.2023]



Abbildung 10  
Annahmen zur Entwicklung der Endverbraucherstrompreise. Nominale Preise ohne MwSt

### Endverbraucherstrompreise in ct/kWh



Quelle: Eigene Berechnungen und Annahmen

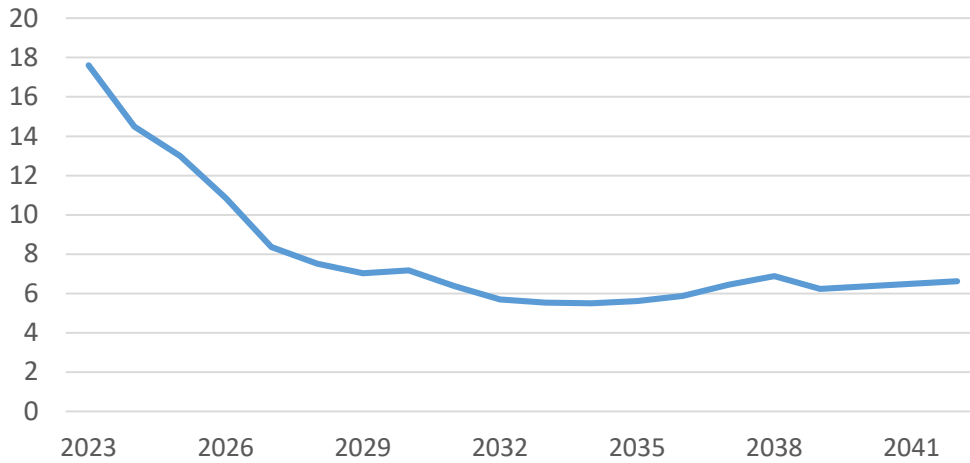
Anlagen bis 100 kW erhalten eine so genannte Festvergütung. Der Einspeisetarif für die Anlagen ist auf einen gesetzlich festgelegten Wert fixiert und über 20 Jahre nominal konstant. Dagegen werden Anlagen über 100 kW mit dem System der gleitenden Marktprämie gefördert. In diesem Fall ist der Anlagenbetreiber selbst für die Vermarktung der eingespeisten Strommengen zuständig (i.d.R. wird dafür ein Dienstleistungsunternehmen beauftragt). Wenn die erzielbaren Markterlöse unterhalb des gesetzlich festgelegten anzulegenden Werts liegen, erhält der Anlagenbetreiber die Differenz als Förderung, die so genannte gleitende Marktprämie. Liegen die **Marktwerte** oberhalb des jeweiligen anzulegenden Werts erzielt der Anlagenbetreiber Zusatzerlöse. Die hier betrachtete Referenzanlage mit 500 kW muss deshalb mit zusätzlichen Annahmen zur Entwicklung des Marktwerts für PV-Strom hinterlegt werden. Wie auch für die Endverbraucherstrompreise gilt, dass die langfristige Entwicklung der Marktwerte für PV-Strom mit hohen Unsicherheiten behaftet ist.

Die in Abbildung 11 ausgewiesenen Marktwerte für PV sind einer Studie<sup>36</sup> entnommen und beziehen sich auf den dort ausgewiesenen mittleren Pfad. Da die Marktwerte in der Studie inflationsbereinigt mit Preisbasis 2020 ausgewiesen sind, wurden sie für die weiterführenden Berechnungen in nominale Werte umgerechnet. Dies ist deshalb erforderlich, da die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in nominalen Größen erfolgt, also unter Berücksichtigung der inflationsbedingt zu erwartenden Kostensteigerungen des Betriebs über 20 Jahre.

<sup>36</sup> [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw\\_Strompreisprognose.pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf) [abgerufen am 05.06.2023].

Abbildung 11  
Annahmen zur Entwicklung der Marktwerte für PV-Strom. Angaben nominal (nicht inflationsbereinigt)

### Marktwerte in ct/kWh



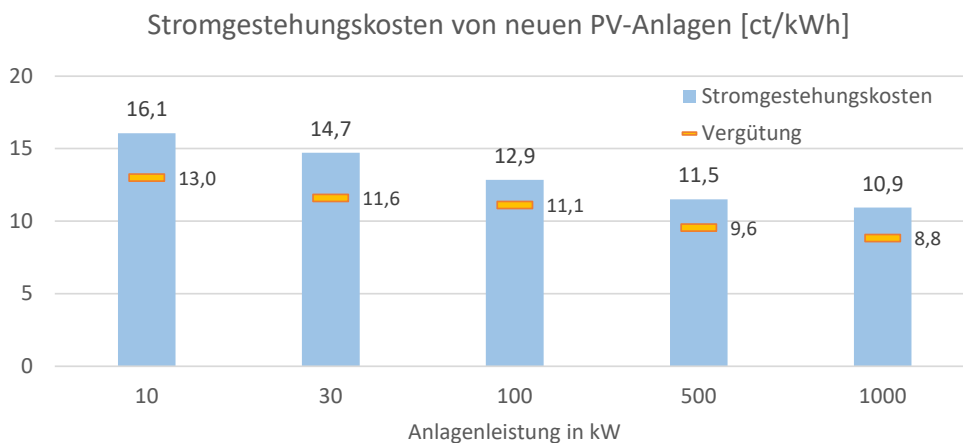
Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen

### Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen wird anhand von zwei Ergebnissen dargestellt und bewertet. Zunächst werden die Stromgestehungskosten den jeweiligen Volleinspeisevergütungen gegenübergestellt. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit von Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen) anhand der Projektrenditen diskutiert.

Die Stromgestehungskosten neuer PV-Anlagen sind in Abbildung 12 angeführt. Sie reichen von 16 ct/kWh für Kleinanlagen bis zu knapp 11 ct/kWh für große Dachanlagen. Gegenübergestellt sind die Stromgestehungskosten den jeweiligen Vergütungssätzen. Die Stromgestehungskosten liegen je nach Anlagengröße 2 bis 3 ct/kWh über den jeweiligen Vergütungssätzen.

Abbildung 12  
Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen für neue PV-Anlagen (Stand: April 2023)



Quelle: Eigene Berechnungen, Stand: April 2023

Die aktuellen Stromgestehungskosten spiegeln die gestiegenen Anlagenpreise und Zinsen wieder. Die gesetzliche Festlegung der Vergütungshöhe erfolgte in der ersten Jahreshälfte 2022 und konnte deshalb die danach folgenden Preissteigerungen nicht berücksichtigen. Gemessen an den aktuellen Preisen und Zinsen wäre demnach eine Erhöhung der Volleinspeisevergütung angebracht.

Zu bedenken ist jedoch, dass insbesondere im Leistungsbereich bis 30 kW die Nachfrage nach PV-Anlagen sehr hoch war und dies im Frühjahr 2023 weiterhin ist. Hohe Nachfrage, begrenzte Handwerkerkapazitäten und Lieferkettenprobleme wirkten sich auch auf die Endkundenpreise von PV-Anlagen aus. Seit Ende 2022 beginnt sich die Situation jedoch deutlich zu entspannen.

Ob und inwieweit eine höhere Volleinspeisevergütung zu mehr Volleinspeiseanlagen führen würde, kann nicht abgeschätzt werden. Einerseits weil trotz wieder sinkender Endkundenpreise für Strom die Nachfrage nach Eigenversorgungsanlagen weiterhin hoch ist (vgl. dazu auch Kapitel „Entwicklungen im Voll- und Teileinspeisesegment“). Andererseits dürfte eine höhere Volleinspeisevergütung – wenn sie wie erwünscht mehr Nachfrage erzeugt – gleichzeitig zu Preiserhöhungen seitens der Anbieter von Anlagen führen.

Wie im Kapitel „Stand des Ausbaus von Photovoltaik im Gebäudebereich“ gezeigt wurde, ist die Nachfrage nach Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen) im Vergleich zum Volleinspeisesegment sehr hoch und kontinuierlich gestiegen. Dies ist zu einem großen Teil den hohen Strompreisen zuzurechnen, die im Jahr 2022 weiter gestiegen sind. Tabelle 7 zeigt die Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) für die betrachteten Neuanlagen (Inbetriebnahme 2023) in Abhängigkeit vom Selbstverbrauchsanteil. Der Fall „0 % Selbstverbrauch“ entspricht der oben bereits angesprochenen Volleinspeisung und wurde dementsprechend nicht mit der Teileinspeisevergütung, sondern mit der Volleinspeisevergütung berechnet.

Die Ergebnisse zeigen eine große Spannweite. Größere Anlagen sind tendenziell wirtschaftlicher und Anlagen mit höheren Selbstverbräuchen könnten sehr attraktive Renditen erwirtschaften. Grundsätzlich ist eine Investition als wirtschaftlich darstellbar einzustufen, wenn die Projektverzinsung mindestens dem eingangs angeführten kalkulatorischen Mischzins von 5,4 % (gewichteter Wert aus Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalverzinsung) entspricht. Die ist für Selbstverbrauchsanteile von unter 25 % für die Anlagen ab 500 kW bzw. bei Selbstverbrauchsanteilen oberhalb von 25 % möglich. Abgesehen von Kleinanlagen in Haushalten sind solche Anteile in der Regel problemlos zu erreichen.<sup>37</sup>

Tabelle 7

Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) von PV-Neuanlagen in Abhängigkeit vom Selbstverbrauchsanteil

		Selbstverbrauchsanteil			
		0 % (Volleinspeisung)	25 % (Haushalt 20 %)	50 % (Haushalt 45 %, mit Speicher)	75 %
Haushalt	10 kW	2,4 %	2,2 %	0,0 %	-
Gewerbe	30 kW	2,0 %	3,4 %	8,5 %	12,9 %
	100 kW	3,2 %	4,4 %	10,4 %	15,6 %
Industrie	500 kW	4,4 %	5,7 %	9,7 %	12,9 %
	1000 kW	4,4 %	6,7 %	10,8 %	14,2 %

Quelle: Eigene Berechnungen und Annahmen

<sup>37</sup> Aktuelle Angaben sind dazu öffentlich nicht verfügbar. Ergebnisse älterer Untersuchungen aus 2019 ([https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=1](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publication-File&v=1)) zeigen, dass das Spektrum der Selbstverbrauchsanteile sehr groß ist und bis 100 % reicht. Nicht veröffentlichte eigene Untersuchungen auf Basis aktuellerer Daten belegen, dass die Mediane der Selbstverbrauchsanteile für Anlagen ab 30 kW in der Größenordnung 35 % bis 40 % liegen.

Im Bereich der Kleinanlagen bis 10 kW in Haushalten ist die Nachfrage nach PV-Anlagen trotz relativ geringer Rendite weiterhin sehr hoch. In diesem Segment wurden und werden fast ausschließlich Teil-einspeiseanlagen gebaut (vgl. oben, Abbildung 3) – obwohl Volleinspeiseanlagen sogar eine leicht höhere Rendite aufweisen. Im Vergleich zu kleinen Voll- oder Teileinspeiseanlagen (ohne Speicher) sind Kleinanlagen mit Batteriespeicher unwirtschaftlich. Trotzdem werden in hohem Maße Batteriespeicher zusammen mit Neuanlagen gebaut. Nach Branchenangaben<sup>38</sup> wurden im Jahr 2022 rund 70 % der Kleinanlagen in Haushalten mit Batteriespeichern installiert. Offensichtlich sind dort nicht finanzielle Aspekte das zentrale Investitionskriterium, sondern primär die Absicherung gegenüber steigenden Strompreisen und ein eigener Beitrag zur Energiewende.<sup>39</sup>

Die erzielbare Rendite neuer PV-Mieterstromanlagen, die mit dem Mieterstromzuschlag gefördert werden, ist in hohem Maße abhängig von den anfallenden mieterstromspezifischen Kosten. Um dies abzubilden, wurde eine Kostenbandbreite angesetzt (s. oben). Für die betrachtete Mieterstromanlagen mit 30 kW kann auf Basis der angesetzten Berechnungsparameter eine Projektrendite von 3 % bis knapp 5 % realisiert werden, für eine 100 kW-Anlage im Bereich von 4 % bis gut 6 % (vgl. Tabelle 8).

Tabelle 8  
Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) von PV-Mieterstromanlagen mit Mieterstromzuschlag

	Hohe Kosten	Niedrige Kosten
30 kW	3,0 %	4,9 %
100 kW	4,0 %	6,2 %

Quelle: Eigene Berechnungen und Annahmen

Angesichts der relativ hohen Kosten, Aufwand und Risiken (u. a. Ausfallrisiko der Mieterstromkunden, Transaktionskosten durch Mieterwechsel, Leerstand, Preisrisiko bei der Beschaffung des Reststroms), die der Mieterstromanlagenbetreiber trägt sind die erzielbaren Renditen nur bei niedrigen mieterstromspezifischen Kosten attraktiv. Dies ist in der Regel nur im Neubau zu erreichen, wenn beim Bau des Gebäudes bereits die PV-Mieterstromanlage installiert wird. Von den monetären Aspekten abgesehen stellt die Komplexität von Mieterstromanlagen eine Herausforderung für Investoren/Betreiber dar.

## Fazit zur Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen

Die gestiegenen Preise für PV-Anlagen führen in Kombination mit gestiegenen Zinsen zu höheren Stromerzeugungskosten für neue Photovoltaik-Dachanlagen. Gleichzeitig sind die Strompreise weiter gestiegen. Insbesondere für Eigenversorgungsanlagen, deren Strom anteilig selbst verbraucht wird, bestehen trotz gestiegener Anlagenpreise für die meisten Anwendungsfälle z.T. hohe Investitionsanreize, wie auch die aktuelle Marktlage belegt.

Zum Stand Frühjahr 2023 lagen die Volleinspeisetarife 2 bis 3 ct/kWh unterhalb der Stromgestehungskosten. Nachsteuerungsbedarf besteht deshalb bei der Vergütungshöhe für Volleinspeiseanlagen, da für diese Anlagen im Gegensatz zu Eigenversorgungsanlagen neben der Einspeisevergütung keine zusätzlichen Erlösmöglichkeiten bestehen.

PV-Mieterstromanlagen, die mit dem Mieterstromzuschlag gefördert werden, sind nur dann rentabel zu betreiben, wenn die mieterstrombedingten Mehrkosten für die technischen Voraussetzungen und den Betrieb (Messstellenbetrieb, Abrechnung, Verwaltung) möglichst gering sind.

Angesichts der dynamischen Marktentwicklung stellen die Ergebnisse und die Bewertung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen eine Momentaufnahme dar.

<sup>38</sup> [https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2022/08/bsw\\_faktenblatt\\_stromspeicher.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2022/08/bsw_faktenblatt_stromspeicher.pdf) [abgerufen am 05.06.2023].

<sup>39</sup> Die Motivation zum Kauf eines Batteriespeichers wurde in verschiedenen Berichten zum „Speichermonitoring“ untersucht, zuletzt auf Landesebene für Baden-Württemberg: [https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10501-Speichermonitoring\\_BW\\_2.0.pdf](https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10501-Speichermonitoring_BW_2.0.pdf) [abgerufen am 05.06.2023].

## Fazit

Seit mehreren Jahren befindet sich der Neuanlagenzubau von PV-Anlagen auf Wachstumskurs. Zum Jahresende 2022 waren mehr als 67 GW PV-Leistung in Deutschland installiert (Wirth 2023). Mit einem Zubau von mehr als 7 GW konnte erstmals wieder die Größenordnung des Zubaus erreicht werden, die bereits in den Boomjahren 2010/2011 zu verzeichnen war.

Die aktuelle Bundesregierung setzt auf eine weitere massive Beschleunigung beim Ausbau von Wind- und Solarenergie. Mit den verabschiedeten Gesetzesänderungen, insbesondere dem EEG 2023, werden zentrale Hemmnisse des PV-Dachanlagenausbaus angegangen. Hierzu zählen insbesondere:

- die massive Anhebung der im EEG gesetzlich verankerten Ausbauziele
- die Anhebung der Vergütungshöhe und Abschaffung des „atmenden Deckels“, um die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen zu verbessern
- die Einführung einer höheren Vergütung für Volleinspeiseanlagen
- Bürokratieabbau durch Absenkung der EEG-Umlage auf Null und durch Erleichterungen beim Netzanschluss

Inwieweit diese Änderungen ausreichen, um einen den Ausbauzielen entsprechenden Anstieg beim Zubauvolumen von PV-Dachanlagen auszulösen, bleibt abzuwarten (siehe Tabelle 9 für eine Übersicht über Hemmnisse und relevante Neuregelungen). Hier ist zwischen der kurzen Frist und der mittleren Frist zu unterscheiden. Bei einer kurzfristigen Betrachtung ist insbesondere zu berücksichtigen, dass die COVID-19-Pandemie und der Krieg in der Ukraine teils erhebliche Lieferkettenstörungen und auch Inflation ausgelöst haben, die zu Engpässen und Kostensteigerungen auf der Angebotsseite geführt haben.

Beim Segment der Mehrparteienhäuser ist eine vielversprechende Neuerung die Anhebung der Vergütungshöhe speziell für Volleinspeiseanlagen. Dadurch entsteht ein neues Modell für den Ausbau von Dachanlagen auf Mehrparteienhäusern alternativ zum Mieterstrommodell – allerdings eines ohne Teilhabemöglichkeit für Mieterinnen und Mieter.

Das Mieterstrommodell ist dagegen im EEG 2023 nur geringfügig angepasst worden. Die zentralen Hemmnisse, insbesondere die Komplexität des Modells und die je nach Projektanforderungen geringe Wirtschaftlichkeit, bestehen weiterhin. Verschiedene Reformvorschläge dieses Modells wurden im Rahmen eines Projektworkshops vorgestellt, dessen zentrale Ergebnisse im Anhang enthalten sind. Die diskutierten Vorschläge finden sich zum Teil auch in der PV-Strategie der Bundesregierung wieder.

Relevante Auswirkungen der Novellierungen auf europäischer Ebene auf den Ausbaustand in Deutschland dürften nur hinsichtlich derjenigen (beabsichtigten) Pflichten der Mitgliedstaaten zu erwarten sein, für die (im Falle der Annahme des Vorschlags der Kommission durch die Legislativorgane der EU) so gut wie kein Umsetzungsspielraum bleibt. Dies betrifft

- die Einführung einer Verpflichtung zur Installation von Solarenergieanlagen,
- die Pflicht, dass neue Gebäude 100 % des Energieverbrauchs durch lokal erzeugte erneuerbare Energien abdecken müssen und
- die Vorgabe, ab dem Jahr 2030 nur noch „Nullemissionshäuser“ zu bauen. Der aufgrund der neuen EU-Maßgaben mögliche Beschleunigungseffekt für den Ausbau in Deutschland wird allerdings dadurch abgemildert, dass bereits einige Bundesländer eine Solarpflicht eingeführt haben, die sogar deutlich ambitioniertere Ziele insbesondere für Wohngebäude vorsieht.

Tabelle 9  
Zentrale Hemmnisse zum Ausbau von PV auf Gebäuden und relevante Neuregelungen

	Hemmnis	Neuregelung	Weitere Gesetzesänderungen
Allgemein	Dauer bei Netzanschluss (insb. Anlagenzertifizierung)	Neuregelung des Netzanschlusses ab 2025 soll deutliche Erleichterung bringen	Höchstfrist von 1 Monat für die Zertifizierung (PV-Strategie der BReg)
	Lieferengpässe		
Einfamilienhäuser	Einspeisung ins Netz lohnt sich finanziell nicht	Höhere Vergütungssätze, Änderung des Degressionsmechanismus, Wegfall der Wirkleistungsbegrenzung	Vereinfachung der Direktvermarktung (PV-Strategie der BReg)
	Administrative Pflichten (Meldepflicht beim Marktstammdatenregister der BNetzA, die Anmeldung für den Netzanschluss sowie steuerliche Anmeldung und Abwicklung)	Erleichterung des Netzanschlusses (u. a. verpflichtende Bereitstellung eines Webportals für die Anmeldung), Steuerbefreiung von kleinen Anlagen (bis 30 bzw. 15 kW)	
Mehrparteienhäuser	Hohe, schwer kalkulierbare Kosten für den Zukauf von Strom bei Mieterstrom		Erweiterung des energy sharings (PV-Strategie der BReg sowie Vorschläge der KOM)
	Hohe Transaktionskosten, insb. für die Administration bei Mieterstrom		Entbürokratisierung (PV-Strategie der BReg)
	Geringer Erlös für eingespeisten Strom	Höhere Vergütungssätze, Änderung des Degressionsmechanismus, Wegfall der Wirkleistungsbegrenzung	Erweiterung des energy sharings (PV-Strategie der BReg sowie Vorschläge der KOM)
	Hohe Kosten für Messstellen		Einführung des virtuellen Summenzählers (PV-Strategie der BReg)
	Größenbegrenzung für Mieterstromanlagen auf 100 kW	Weggefallen	
	Rechtsunsicherheit bzgl. der maximalen Größe einer Kundenanlage iSd. § 3 Nr. 24a EnWG		
Gewerblich genutzte Gebäude	Ausschreibungspflicht ab 750 kW	Erhöht auf 1 MW	
	Optionsmodell Ausschreibung / Marktprämie bei Anlagen mit 300-750 kW	Abgeschafft	
	Geringe Ausschreibungsvolumina	Deutlich erhöht	
	Direktvermarktungspflicht ab 100 kW		
	Hohe Transaktionskosten bei Dachverpachtung		
	Keine praktikable Direktlieferung an Dritte	Hemmnis entfallen durch Abschaffung der EEG-Umlage	

Quelle: Eigene Darstellung

## Anhang: Kurzbericht Projektworkshop am 25.04.2023

Am 25.04.2023 fand im Rahmen des Projekts „Restriktionen der EEG-Regelungen zur Nutzung von PV-Strom im Gebäudesektor“ ein dreistündiger Expertenworkshop in hybridem Format statt. Auf dem Workshop mit dem Titel „Modelle für die Erzeugung und die Nutzung von PV-Strom für Mehrparteienhäuser“ diskutierten Vertreterinnen und Vertreter aus PV-Branche, Wohnungs- und Energiewirtschaft, Verwaltung und Politik darüber, wie insbesondere regulatorische Hindernisse beim Ausbau von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern überwunden werden können, um den Ausbau weiter zu beschleunigen.

Nicolai Domann vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) eröffnete den Workshop mit der Vorstellung des Forschungsprojekts. Er wies darauf hin, dass für die Erreichung der gesetzlich vorgegebenen Ziele der Ausbau von PV-Anlagen im Gebäudebereich massiv beschleunigt werden müsse. Hindernisse seien nicht notwendigerweise wirtschaftlicher Art, gerade im Bereich der Mehrparteienhäuser bestünden große regulatorische Hürden. Diese sollten im Rahmen des Projekts identifiziert und in einem nächsten Schritt entflochten und ggf. behoben werden. Herr Domann betonte zudem, dass das BBSR stets an sozialverträglichen Lösungsansätzen interessiert sei, bei denen auch die Mieterinnen und Mieter profitieren könnten.

Es folgte eine Einführung in die Thematik durch Michael Jakob vom Ecologic Institut, der das erhebliche Potenzial von Dach-Photovoltaikanlagen bei der Energiewende betonte. Rund 25 % des Energiebedarfs der EU könne dadurch gedeckt werden, ohne dass Flächen verbraucht würden. Gerade im Bereich der Mehrparteiengebäude stünden Anlagenbetreiber aber vor erheblichen Schwierigkeiten, da im Mieterstrommodell die Vollversorgung sichergestellt werden müsse und außerdem verhältnismäßig wenig Dachfläche pro Wohneinheit zur Verfügung stünde.

Tobias Kelm vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) legte daraufhin die aktuelle Marktsituation dar. Er wies darauf hin, dass zwar im Segment der Kleinst- und Kleinanlagen bis 30 kW der Zubau seit 2019 stark angestiegen sei, gerade bei größeren Anlagen aber stocke oder sogar zurückgehe. Gründe hierfür seien bei mittelgroßen Anlagen bis 300 kW insbesondere die Direktvermarktungspflicht und das Anlagenzertifikat B. Anlagen mit Mieterstromzuschlag stellten lediglich einen Anteil von unter einem Prozent am Gebäudeanlagenzubau, was insbesondere an der hohen Komplexität des Modells und der damit einhergehenden Pflicht zur Reststrombelieferung liege.

In einem ersten Impulsvortrag stellte Kay Gröne von der HOWOGE Wohnungsbaugesellschaft einige Beispielprojekte dieser vor und betonte, dass die Installation von PV-Dachanlagen bzw. PV-Mieterstromanlagen sich zwar auf Neubauten wirtschaftlich darstellen lasse, im Bestand zum Teil allerdings massive Hindernisse bestünden. Diese verortete er in den Kellern der Gebäude, wo die Elektrotechnik oft nicht auf dem Stand der Technik sei. Dadurch entstünden enorme Folgekosten, wenn neue Leitungen verlegt, elektrotechnische Messungen vorgenommen und Sicherheitsprüfungen durchgeführt werden müssten. Beim Betrieb der Anlagen im Mieterstrommodell sei insbesondere die Direktvermarktungspflicht zu diskutieren.

Im zweiten Vortrag stellte Peter Stratmann von der Bundesnetzagentur deren Vorschlag für ein Stadtstrommodell dar. Dieses sehe, wie auch das Mieterstrommodell, eine Teilhabe der Mieterinnen und Mieter an den Vorteilen einer hauseigenen Solaranlage vor. Ziel des Stadtstrommodells sei eine radikale Vereinfachung für alle Beteiligten. Dies würde dadurch erreicht, dass für eine in Volleinspeisung betriebene Anlage eine Förderung von ca. 2,5 ct/kWh an den Anlagenbetreiber gezahlt würde, wovon 2 ct/kWh an die Mieterinnen und Mieter ausgekehrt werden müssten. Diese Zahlungen seien zusätzlich zur Volleinspeisevergütung vorgesehen. Die Volleinspeisung habe große Vorteile für die Netzbetreiber, da so der erzeugte Strom besser prognostiziert werden könne. Anhand eines Rechenbeispiels zeigte Herr Stratmann, dass zudem die Förderung im Stadtstrommodell günstiger sei als im Mieterstrommodell, da sie vom lokalen Netzentgelt unabhängig sei. Er betonte aber auch, dass das Modell nur einen Teil der Ausbauehemmnisse adressiere und insbesondere technische Schwierigkeiten weiterhin bestünden.

Auf Rückfrage stellte Herr Stratmann klar, dass das Modell keinerlei Anreize beinhalte, Strom zu sparen. Wie auch im Mieterstrommodell und bei Eigenversorgungsanlagen führe das Wissen um eine Solaranlage auf dem Dach nach seinen Informationen sogar eher zu einem sorgloseren Stromverbrauch. Auch sei die zeitliche Ausrichtung des Stromverbrauchs an der Sonne gerade verkehrt, weil dies zusätzlichen Regelenergiebedarf erzeuge. Eine Frage zur Ausweitung des Modells auf öffentlich Gebäude beantwortete er damit, dass es dort deutlich teuer würde und man sich auf Wohngebäude konzentrieren solle, weil dort die größten Probleme bestünden.

Im dritten Vortrag stellte Andreas Türk vom Joanneum Research Institut in Graz das österreichische Modell der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage vor. Dieses ermögliche den Zusammenschluss mehrerer, etwa Mietern und Eigentümerinnen, mit dem Ziel, gemeinsam eine PV-Anlage zu betreiben und den dort erzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Das Modell werde als Umsetzung des Artikel 20 RED II anerkannt. Entscheidend sei, dass der Betrieb auch durch Drittparteien möglich sei. In der Praxis habe sich der Einsatz eines externen Dienstleisters durchgesetzt, weil die finanziellen Anreize dem Aufwand nicht gerecht würden, der anfielen, wollte man die Anlage selbst planen und betreiben. Aktuell habe man in Österreich ca. 1.000 Projekte mit dem Modell seit dessen Einführung im Jahr 2017 umgesetzt, was nicht schlecht, aber auch nicht restlos befriedigend sei. Dies liege hauptsächlich daran, dass bei bestehenden Gebäuden der Aufwand der Realisierung sehr groß sei und sich trotz massiver Förderungen oft nicht lohnen würde. Auf Rückfrage bestätigte Herr Türk, dass die Kosten der Förderung sozialisiert würden.

In der anschließenden Diskussion betonten mehrere Teilnehmende die Notwendigkeit der Flexibilisierung des Strommarktes. Es wurde angeführt, man solle von Anfang an Erzeugung und Verbrauch zusammen denken. Andere Stimmen sprachen sich dafür aus, möglichst schnell einen regulatorischen Rahmen für die Erzeugung zu schaffen und die komplizierten Fragen zur Flexibilisierung erst in einem nächsten Schritt zu behandeln. Hervorgehoben wurde auch die hohe Motivation vieler Bürgerinnen und Bürger zur Eigenversorgung, die sich nicht auf die finanziellen Vorteile beschränke. Schließlich wurde auch die Frage erörtert, wie eine stärkere Beteiligung der Menschen erreicht und soziale Gesichtspunkte berücksichtigt werden könnten.

In einer abschließenden Zusammenfassung bemerkte Nicolai Domann (BBSR), dass der Workshop einige Möglichkeiten aufgezeigt habe, wie das Mieterstrommodell verbessert werden könne, ohne dieses vollständig abzuschaffen. Die vorgestellten Modelle bezeichnete er als interessant und wies darauf hin, dass den unterschiedlichen Bedürfnisse der Akteure wohl nur durch ein Nebeneinander unterschiedlicher Modelle Rechnung getragen werden könne.



---

## Mitwirkende

### **Autorinnen und Autoren**

Umpfenbach, Katharina (Ecologic Institut – bis 31.10.2022)

Dück, Lina-Marie (Ecologic Institut)

Kelm, Tobias (ZSW)

Dengler, Felix (Ecologic Institut)

Faber, Ricarda (Ecologic Institut)

Dr. Jakob, Michael (Ecologic Institut – bis 30.06.2023)

### **Fachliche Betreuung**

Domann, Nicolai (BBSR)

## Kurzbiographien



© Ecologic Institut

### **Katharina Umpfenbach, M.Sc.**

Katharina Umpfenbach arbeitete bis zum 31.10.2022 als Senior Fellow am Ecologic Institut. Sie koordinierte die energiepolitische Arbeit des Instituts. Schwerpunkte ihrer Forschung waren insbesondere neue Regulierungsrahmen für die Dekarbonisierung des Energiesektors, die Sektorkopplung, sowie die Energiemarktintegration in Europa und die deutsche Energiewende.



© Ecologic Institut

### **Lina-Marie Dück, LL.M.**

Lina-Marie Dück ist Fellow am Ecologic Institut. Als Juristin beschäftigt sie sich mit den rechtlichen Aspekten der umweltpolitischen Entwicklung. Sie arbeitet hauptsächlich an Projekten zu Energiemärkten und der Integration erneuerbarer Energien. Ihr Projektportfolio umfasst unter anderem Politikbewertungen für nationale Behörden zu Gesetzesreformen im Energiesektor, sowie zu möglichen Durchsetzungsinstrumenten.



© ZSW

### **Tobias Kelm, M.Sc. Dipl.-Wirt.-Ing. (FH)**

Tobias Kelm ist Wirtschaftsingenieur mit den Schwerpunkten Energiewirtschaft und Energietechnik. Arbeitsschwerpunkte sind die Evaluierung und Weiterentwicklung von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien (EEG, Ausschreibungen), Marktanalysen und Wirtschaftlichkeitsbewertungen für erneuerbare Energien (insbesondere Photovoltaik) und Politikberatung, Erarbeitung von Strategien, Maßnahmen und Umsetzungskonzepten im Bereich erneuerbare Energien.



© Ecologic Institut

### **Felix Dengler, Ass. iur.**

Felix Dengler ist Researcher am Ecologic Institut. Als Jurist beschäftigt er sich überwiegend mit Fragen des europäischen und deutschen Klimaschutz- und Energierechts. Dabei liegen seine Schwerpunkte auf der Umstrukturierung des Energiesystems, insbesondere der Gestaltung eines zukünftigen Strommarktdesign.



© Ecologic Institut

### **Ricarda Faber**

Ricarda Faber ist Researcher am Ecologic Institut. Ihr Forschungsschwerpunkt liegt auf der Gestaltung und Umsetzung der europäischen sowie deutschen Energie- und Klimapolitik. Insbesondere analysiert sie regulatorische Rahmenbedingungen, die einen gerechten Ausbau der erneuerbaren Energien und die Transformation unserer Energiesysteme ermöglichen.



© Ecologic Institut

### **Dr. Michael Jakob**

Dr. Michael Jakob war bis zum 30.06.2023 Senior Fellow am Ecologic Institut. Er verfügt über mehr als 15 Jahre Erfahrung in der internationalen und europäischen Energie- und Klimapolitik. Seine Forschungsschwerpunkte sind die Ausgestaltung und politische Akzeptanz von Energie- und Klimapolitik und deren Auswirkungen auf die soziale Gerechtigkeit. Dr. Michael Jakob forscht außerdem zu den Zusammenhängen zwischen internationalem Handel und Klimapolitik.

## Literaturverzeichnis

- Aretz, A.; Katner, J., 2021: StromNachbarn: Technisch-ökonomische Analyse für nahräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung. Wissen. Wandel. Berlin. Report Nr. 25. Berlin: IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Forschungsverbund Ecornet Berlin.
- BDEW, 2021: Die Energiewende braucht einen PV-Boom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- BDEW, 2022: Beschleunigung EEG-Netzanschluss: Umgang mit „Zertifizierungsstau“. Zugriff: <https://www.bdew.de/energie/beschleunigung-eeg-netzanschluss-umgang-mit-zertifizierungsstau/> [abgerufen am 27.05.2022].
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022a: Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Berlin.
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022b: Pressemitteilung vom 07.10.2020 Zusammenfassend siehe <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/10/20221007-bundesrat-verabschiedet-ensig-30.html> [abgerufen am 05.06.2023].
- Bne, 2021: 35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik. Oktober 2021. Berlin. Zugriff: [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2021/21-10\\_bne-Positionspapier\\_35\\_Punkte\\_PPA\\_und\\_Photovoltaiik.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2021/21-10_bne-Positionspapier_35_Punkte_PPA_und_Photovoltaiik.pdf) [abgerufen am 27.05.2022].
- Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., Szabó, S., 2019: A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 114, Artikel-Nr. 109309.
- DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband, 2022: Stellungnahme der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV zum Entwurf eines „Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“. Zugriff: [https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2022/03/Stellungnahme\\_EEG\\_2023\\_REFE\\_DGRV.pdf](https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2022/03/Stellungnahme_EEG_2023_REFE_DGRV.pdf) [abgerufen am 29.05.2022].
- Enkhardt, S., 2022: Neue Übergangsregelung für Anlagenzertifikat greift für Photovoltaik-Anlagen ab 135 Kilowatt bis 2025. PV Magazin, 28. Juli. Zugriff: <https://www.pv-magazine.de/2022/07/28/neue-uebergangsregelung-fuer-anlagenzertifikat-greift-fuer-photovoltaik-anlagen-ab-135-kilowatt-bis-2025/> [abgerufen am 22.05.2022].
- Expertenrat für Klimafragen, 2022: Prüfbericht zu den Sofortprogrammen 2022 für den Gebäude- und Verkehrssektor. Prüfung der den Maßnahmen zugrundeliegenden Annahmen gemäß § 12 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz.
- Hennig, B.; Lohr, M.; Valentin, F.; Zuber, F., 2021: Kurzanalyse der Markthemmnisse für den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen, Studie im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland, Photovoltaik-Forum und Kanzlei von Bredow Valentin Herz.
- HTW Berlin, 2020: Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik, Zugriff: <file:///D:/Downloads/HTW-Studie-Hemmnisse-und-Huerden-fuer-die-Photovoltaik.pdf> [abgerufen am 10.05.2022].
- HTW Berlin; Orth, O.; Weniger, J.; Meissner, L.; Lawaczeck, I.; Quaschnig, V., 2022: Stromspeicher-Inspektion 2022, Zugriff: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2022.pdf> [abgerufen am 05.06.2023].

- ISE – Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Juni 2021. Zugriff: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf) [abgerufen am 27.06.2022].
- Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H.; Günnewig, D.; Püschel, M.; Schicketanz, S.; Kinast, P.; Thylmann, M.; Nazarian, V., 2019: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II, Abschlussbericht, März 2019.
- Prognos AG, 2022: Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien, Präsentation 16.03.2022.
- Prognos AG; Boos Hummel & Wegerich, 2017: Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen. Projekt Nr. 17/16, Berlin. Zugriff: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10) [abgerufen am 02.06.2022].
- PV Think Tank, 2021: 10+ Gigawatt Photovoltaik Pro Jahr: 50 Handlungsempfehlungen, um den PV-Markt in der kommenden Legislaturperiode zu entfesseln, Berlin.
- RWTH Aachen; Figgner, J.; Haberschusz, D.; Hecht, C.; Zurmühlen, S.; Sauer D. U., 2022: Schlussbericht zum Speichermonitoring BW 2.0, Zugriff: [https://www.researchgate.net/publication/362861071\\_Speichermonitoring\\_BW\\_20\\_Schlussbericht\\_inhaltlicher\\_Teil](https://www.researchgate.net/publication/362861071_Speichermonitoring_BW_20_Schlussbericht_inhaltlicher_Teil) [abgerufen am 05.06.2023].
- RWTH Aachen; Figgner, J.; Hecht, C., 2023: The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), Zugriff: [https://www.researchgate.net/publication/369479477\\_The\\_development\\_of\\_battery\\_storage\\_systems\\_in\\_Germany\\_A\\_market\\_review\\_status\\_2023/link/641d47ec66f8522c38ccfd6d/download](https://www.researchgate.net/publication/369479477_The_development_of_battery_storage_systems_in_Germany_A_market_review_status_2023/link/641d47ec66f8522c38ccfd6d/download) [abgerufen am 05.06.2023].
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, 2021: Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.
- Thomale, H.-C.; Quick, A., 2020: BGH zu Anforderungen an Kundenanlagen, mazars Newsletter Public Sector 1/2020.
- Umpfenbach, K.; Dück, L.-M.; Faber, R. (Ecornet Berlin), 2022: StromNachbarn: Reformoptionen für einen beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern in Berlin. Wissen. Wandel. Berlin., Report Nr. 17. Berlin.
- Umpfenbach, K.; Faber, R. (Ecornet Berlin), 2021: StromNachbarn: Evaluation der sozialen und ökologischen Wirkungen von Mieterstromanlagen in Berlin. Wissen. Wandel. Berlin., Report Nr. 1, Berlin.
- Wirth, H. (Fraunhofer ISE), 2023: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 23.05.2023. Freiburg.
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Bosch & Partner (Auftrag BMWK), 2019: Abschlussbericht – Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zugriff: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.html) [abgerufen am 06.06.2022].
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (Auftrag BMWK), 2019: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Teilbericht Mieterstrom. Zugriff: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.html> [abgerufen am 02.06.2022].

## Rechtsquellen und weitere Quellen

Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513) (KSG)

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist (EEG 2021)

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970; 3621) (EnWG)

Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S. 1651) (NELEV)

EU Kommission, 2021a: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates, COM(2021) 557 final vom 14.07.2021

EU Kommission, 2021b: 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality, COM(2021) 550 final vom 14.07.2021

EU Kommission, 2021c: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, COM(2021) 802 final vom 14.07.2021

EU Kommission, 2021d: Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, COM(2021) 563 final vom 14.07.2021

EU Kommission, 2021e: Überarbeitung der Richtlinie über die Energiebesteuerung: Fragen und Antworten, vom 14.07.2021.

EU Kommission, 2022a: EU-Strategie für Solarenergie, COM (2022) 221 final vom 18.05.2022

EU Kommission, 2022b: REPowerEU Plan COM(2022) 230 final vom 18.05.2022

EU Kommission, 2022c: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sowie der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, COM(2022) 222 final vom 18.05.2022

EU Kommission, 2022d: Empfehlung der Kommission vom 18.05.2022 zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und zur Förderung von Strombezugsverträgen, C(2022) 3219 final

EU Kommission, 2023a: Vorschlag für eine des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU, COM(2023) 148 final vom 14.03.2023

EU Kommission, 2023b: Commission Staff working document – Reform of Electricity Market Design – SWD(2023) 58 final vom 14.03.2023

Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, (2022/C 80/01) (KUEBLL)

Richtlinie 2018/2001/EU zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Energien-Richtlinie)

Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie)

---

Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Gebäuderichtlinie)

Verordnung (EU) 2018/1999 (EU-Governanceverordnung)

Verordnung (EU) 2021/1119 vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz)

Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Entwicklung des Anlagenbestands von PV-Anlagen (jeweils zum Jahresende)	13
Abbildung 2 Zubau von PV-Dachanlagen ab 2019 nach Größenklassen	14
Abbildung 3 Zubau von PV-Dachanlagen nach Voll- und Teileinspeisung	15
Abbildung 4 Zubau von PV-Dachanlagen nach Sektoren	16
Abbildung 5 Zubau von PV-Anlagen mit EEG-Mieterstromzuschlag	16
Abbildung 6 Vergütung nach EEG für verschiedene PV-Anlagensegmente im Vergleich zu durchschnittlichem Strompreis	18
Abbildung 7 Ausbauziele für die kumulierte Leistung an PV-Anlagen im EEG 2021 und im EEG 2023	24
Abbildung 8 Zubauraten für Ausbauziele im EEG 2021 und EEG 2023	25
Abbildung 9 Ausschreibungsvolumina für große Dachanlagen im EEG 2021 und 2023 im Vergleich	25
Abbildung 10 Annahmen zur Entwicklung der Endverbraucherstrompreise. Nominale Preise ohne MwSt	41
Abbildung 11 Annahmen zur Entwicklung der Marktwerte für PV-Strom	42
Abbildung 12 Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen für neue PV-Anlagen	42

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Feste Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen im Juni 2022 nach EEG 2021 und im EEG 2023 in ct/kWh	26
Tabelle 2 Anzulegender Wert für Dachanlagen im Juni 2022 nach EEG 2021 und im EEG 2023 in ct/kWh	26
Tabelle 3 Betrachtete Fälle für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen	38
Tabelle 4 Einheitliche Rahmenannahmen für alle betrachteten Referenzanlagen	38
Tabelle 5 Annahmen für die spezifischen Investitionskosten, Stand April 2023 (ohne MwSt.)	39
Tabelle 6 Vergütungssätze (Anlagen bis 100 kW) bzw. anzulegende Werte (500 kW) und Mieterstromzuschlag für eine Inbetriebnahme Anfang 2023 in Cent pro kWh	40
Tabelle 7 Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) von PV-Neuanlagen in Abhängigkeit vom Selbstverbrauchsanteil	43
Tabelle 8 Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) von PV-Mieterstromanlagen mit Mieterstromzuschlag	44
Tabelle 9 Zentrale Hemmnisse zum Ausbau von PV auf Gebäuden und relevante Neuregelungen	46