

CLIMATE CHANGE

01/2026

Kurzbericht

Marktintegration kleiner Photovoltaik-Dachanlagen

Zwischen negativen Strompreisen und Flexibilitäten

von:

David Ritter, Kaya Dünzen, Prof. Dr. Dierk Bauknecht

Öko-Institut, Freiburg

Dr. Carolin König, Anna Papke

Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 01/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 43 501 0
FB002019

Kurzbericht

Marktintegration kleiner Photovoltaik- Dachanlagen

Zwischen negativen Strompreisen und Flexibilitäten

von

David Ritter, Kaya Dünzen, Prof. Dr. Dierk Bauknecht

Öko-Institut, Freiburg

Dr. Carolin König, Anna Papke

Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut Consult GmbH
Borkumstr. 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Dezember 2025

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Matthias Futterlieb

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8275>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung

Der Bericht untersucht die künftige Rolle kleiner PV-Dachanlagen im Stromsystem, insbesondere vor dem Hintergrund negativer Strompreise und wachsender Anforderungen an Flexibilität im Energiesystem. Im Mittelpunkt stehen die Fragen, wie der Betrieb kleiner PV-Dachanlagen marktorientierter ausgerichtet werden kann, welche Anreizmechanismen dafür bestehen oder implementiert werden könnten und welche Rolle Flexibilitäten im Stromsystem dabei spielen.

Der Bericht analysiert dazu (a) die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Fördermechanismen, (b) die Wirkungen des sogenannten *Solarspitzengesetzes* auf Vergütung und Preisensensitivität, (c) das Reaktionsverhalten verschiedener Anlagentypen auf negative Preise sowie (d) die Bedeutung nachfrageseitiger Flexibilität. Grundlage bilden regulatorische Analysen, Szenarien zur Entwicklung negativer Preise und eine Bewertung von Flexibilitätsoptionen.

Durch das *Solarspitzengesetz* sind neue Dachanlagen deutlich stärker in ein preissignalbasiertes System eingebunden. Seit 2025 entfällt für viele Neuanlagen die Vergütung bei negativen Marktpreisen, wodurch Preissignale stärker wirken können. Direktvermarktete Anlagen reagieren am effektivsten, während Bestandsanlagen in der Festvergütung und ausgeforderte Anlagen langfristig eine große unflexible Einspeisekomponente darstellen können. Szenarien verdeutlichen, dass negative Preise trotz dieser steigenden PV-Kapazitäten abnehmen, sofern Flexibilitäten, etwa aus Speichern und steuerbaren Lasten, ausreichend ausgebaut und marktorientiert betrieben werden.

Für eine effiziente Integration kleiner PV-Dachanlagen in den Strommarkt ist entscheidend: die konsequente Flexibilisierung möglichst vieler Verbraucher über die verbesserte Nutzung von Marktsignalen, etwa durch dynamische Stromtarife. Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Zahl negativer Strompreise langfristig sinken dürfte, ohne dass eine vollständige Reaktion des PV-Anlagenbestands auf negative Preise zwingend erforderlich ist. Ein wichtiger Faktor ist ein flexibler Verbrauch, der Erzeugungsspitzen aufnehmen kann und damit das Stromsystem langfristig stabilisiert.

Abstract: The Future of Small-Scale Rooftop Photovoltaic Systems: Market Integration in the Context of Negative Electricity Prices and Flexibilities

The report examines the future role of small-scale rooftop PV systems in the electricity system, particularly in light of negative electricity prices and increasing requirements for flexibility in the energy system. The central questions addressed are how the operation of small-scale rooftop PV systems can be aligned more closely with market signals, which incentive mechanisms currently exist or could be implemented for this purpose, and what role flexibilities play in this context.

To this end, the report analyses (a) the regulatory framework and support mechanisms, (b) the effects of the so-called *Solarspitzengesetz* on remuneration and price sensitivity, (c) the response behaviour of different types of small-scale rooftop PV installations to negative prices, and (d) the relevance of demand-side flexibility. The assessment is based on regulatory analyses, scenarios for the development of negative prices, and an evaluation of flexibility options.

Due to the *Solarspitzengesetz*, new rooftop systems are now much more integrated into a price-signal-based market design. Since 2025, remuneration for many newly installed systems is suspended during periods of negative market prices, which increases the effectiveness of price signals. Systems participating in direct marketing (*Direktvermarktung*) react most effectively, whereas existing systems receiving fixed feed-in tariffs (*Festvergütung*) and post-support systems (*ausgeförderte Anlagen*) may represent a persistently inflexible generation component

in the long term. Scenario analyses show that the occurrence of negative prices will decline despite increasing PV capacities, provided that flexibility resources—such as storage and flexible loads - are sufficiently expanded and operated in a market-oriented manner.

For an efficient integration of small-scale rooftop PV systems into the electricity market, it is essential to systematically enhance consumer flexibility through improved utilisation of market signals, for example via dynamic electricity tariffs. Overall, the analysis indicates that the frequency of negative electricity prices is likely to decrease in the long term, without requiring the entire stock of PV installations to fully respond to negative prices. A key factor is flexible demand that can absorb generation peaks and thereby contribute to long-term system stability.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
Zusammenfassung.....	10
Summary	13
1 Die Rolle von PV-Dachanlagen im Energiesystem.....	16
1.1 Bisheriger Ausbau der PV-Dachanlagen.....	16
1.2 Schlüsselfaktoren für die Zukunft der PV-Dachanlagen	17
1.2.1 PV-Zubau auf Dächern und Freiflächen	17
1.2.2 Verpflichtung zur Installation von PV-Dachanlagen	18
2 Marktintegration der Photovoltaik und Entwicklung negativer Strompreise.....	20
3 Anreize für eine stärkere Flexibilisierung.....	24
3.1 Rechtsrahmen für die EEG-Vergütung und Reformoptionen zu deren Flexibilisierung	24
3.1.1 Rechtliche Grundlagen der EEG-Vergütung.....	24
3.1.2 Anpassungen bei der Vergütung für die Stromeinspeisung	25
3.2 Maßnahmen zum Flexibilitätsanreiz umgesetzt im Solarspitzengesetz 2025	27
3.2.1 Rechtliche Vorgaben zum “Steuerungsrollout”	27
3.2.2 Entfall der Förderung bei negativen Preisen	28
3.2.3 Abregelung von Anlagen in der Einspeisevergütung bei stark negativen Preisen	29
3.2.4 Flexiblere Speichernutzung: Die Mischspeicherung von EE- und Graustrom.....	30
3.3 Dynamische Stromtarife als Anreizmechanismus für die Marktintegration nachfrageseitiger Flexibilitäten und Batterien	32
3.3.1 Rechtliche Vorgaben zu dynamischen Stromtarifen	32
3.3.2 Ausstattung mit intelligenten Messsystemen als zwingende Voraussetzung.....	33
3.3.3 Wirtschaftliche Anreizwirkung dynamischer Stromtarife.....	33
4 Marktintegration fluktuierender EE-Anlagen und Flexibilitäten.....	35
4.1 Wegfall der EEG-Vergütung bei negativen Preisen – Wirksamkeit auf aktuelle und zukünftige Anlagenkapazitäten (PV und Windenergie)	35
4.2 Stand und Entwicklung nachfrageseitiger Flexibilitäten und Batterien.....	38
5 Fazit	42
6 Quellenverzeichnis	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Negative Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2024 in chronologischer Ordnung (für 8.760 Jahresstunden)	21
Abbildung 2:	Größensortierte Darstellung der negativen Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2024.....	22
Abbildung 3:	Entwicklung der negativen Stunden am Day-Ahead-Markt.....	23
Abbildung 4:	Kategorisierung der in den Jahren 2023 und 2024 installierten PV-Anlagen für eine Abschätzung der Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf den PV-Zubau	36
Abbildung 5:	Abschätzung zur Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf Anlagenkapazitäten bei PV und Windenergie bis zum Jahr 2045	36
Abbildung 6:	Abschätzung zur Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf die Stommengen aus PV- und Windenergieanlagen bis zum Jahr 2045	38
Abbildung 7:	Dispatch Szenario Strom-O45 im Jahr 2030	40
Abbildung 8:	Dispatch Szenario Strom-O45 im Jahr 2045	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Solarenergiepflicht nach Art. 10 EPBD	18
Tabelle 2:	Rolloutfahrplan nach § 45 Abs. 1 MsB G	27
Tabelle 3:	Aussetzung Vergütung bei negativen Strompreisen nach § 51 EEG 2023.....	35

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a.F.	alte Fassung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfGE	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BVerwGE	Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts
ct	Cent
EBM-RL	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive/Gebäudeeffizienzrichtlinie
EU	Europäische Union
FFA	Freiflächenanlagen
GG	Grundgesetz
GW	Gigawatt
h	Stunde
iMSys	intelligentes Messsystem
KW	Kalenderwoche
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Monatsmarktwert
NEP	Netzentwicklungsplan
n. F.	neue Fassung
PV	Photovoltaik
PV-FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlagen
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber*in
VNB	Verteilnetzbetreiber*in

Zusammenfassung

Motivation

Über kleine PV-Dachanlagen wird derzeit viel diskutiert. Im Fokus stehen insbesondere ihre spezifischen Kosten, ihre Förderung und ihre bislang begrenzte Fähigkeit, auf Preissignale im Strommarkt zu reagieren. Gleichzeitig verändern neue regulatorische Vorgaben, insbesondere die Solarpflicht nach Art. 10 der Gebäudeeffizienzrichtlinie (EPBD), die Rahmenbedingungen. Der Ausbau von PV-Dachanlagen wird damit in vielen Fällen verpflichtend und nicht mehr ausschließlich durch individuelle Wirtschaftlichkeitsentscheidungen und Fördermechanismen gesteuert. Vor diesem Hintergrund stellt sich verstärkt die Frage, wie kleine Dachanlagen künftig systemdienlich ausgestaltet und effizient in das Marktdesign eingebettet werden können.

Ein zentraler Punkt hierbei ist der zunehmende Einfluss negativer Strompreise. In den Sommermonaten treten diese vor allem in Zeiten hoher PV-Einspeisung auf und haben Auswirkungen auf Förderkosten, Markterlöse und im Extremfall auf die Systemstabilität. Die Untersuchung betrachtet daher, inwieweit bestehende Anreizstrukturen, einschließlich der Änderungen durch das sogenannte Solarspitzengesetz vom 25.02.2025, geeignet sind, Reaktionen der Anlagenbetreiber*innen auf negative Preise anzureizen und negative Preise zu begrenzen. Von besonderer Relevanz ist darüber hinaus die Frage, wie Flexibilität z. B. durch Speicher oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, den wachsenden Anteil fluktuierender Erzeugung ausgleichen können.

Ergebnisse und zentrale Schlussfolgerungen

Die Analyse zeigt, dass kleine PV-Dachanlagen bereits heute deutlich stärker in ein preissignalbasiertes System eingebunden sind als noch vor wenigen Jahren. Wesentliche Entwicklungen wurden durch das Solarspitzengesetz angestoßen, das sowohl den Wegfall von Förderansprüchen bei negativen Strompreisen als auch neue Vorgaben zum Rollout intelligenter Messsysteme und zur Flexibilisierung adressiert. Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich in vier zentralen Bereichen zusammenfassen.

1. Wirkungsweise des Solarspitzengesetz und Einbindung in Preissignale

Seit dem 25.02.2025 entfällt für einen großen Teil neuer PV-Anlagen die Förderung bei negativen Strompreisen. Dieser Mechanismus gilt nicht nur für – in der Regel direktvermarktete – Anlagen über 100 kW, sondern, nach Installation eines intelligenten Messsystems (iMSys), auch für Neuanlagen über 7 kW in der Einspeisevergütung. Damit wird die kumulierte Leistung der Anlagen, die in Phasen negativer Preise weiterhin EEG-Vergütung beziehen, im Zeitverlauf absinken. Die volle Wirkung entfalten diese Vorgaben erst langfristig, da zunächst noch viele Anlagen mangels iMSys oder auch aufgrund des Bestandschutzes nicht von der Regelung erfasst werden.

2. Reaktion von Anlagentypen auf negative Preise

Die Untersuchung zeigt ein differenziertes Reaktionsverhalten von PV-Anlagen auf negative Strompreise.

- ▶ **Direktvermarktungsanlagen** empfangen die stärksten Preissignale. Sie haben wirtschaftliche Anreize, ihre Einspeisung bei negativen Preisen abzuregeln oder mithilfe von Flexibilitäten wie Speichern und steuerbaren Lasten zeitlich zu verschieben. Sie leisten damit den effektivsten Beitrag zur Reduktion negativer Preise.
- ▶ **Anlagen in der Einspeisevergütung mit iMSys** haben zwar keinen direkten Abregelungsanreiz, da sie bei negativen Preisen lediglich keine Einnahmen erzielen. Sie

können jedoch über die Verschiebung der Einspeisung bzw. des Eigenverbrauchs, beispielsweise mittels Batterien oder flexibler Haushaltslasten, Einspeisemengen in Zeiten mit Vergütungsanspruch verlagern und somit ebenfalls zur Systementlastung beitragen.

- ▶ **Anlagen ohne iMSys sowie Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung**, die noch unter älteren Regimen betrieben werden, zeigen kaum Reaktionen auf Preissignale. Sie speisen unabhängig vom Preisniveau ein und verstärken damit in Zeiten hoher PV-Einspeisung die Erzeugungsüberschüsse. Dem wirkt § 5 Abs. 3 EEG entgegen: Für im Sinne von § 4a Abs. 2 EEG fernsteuerbare Anlagen sieht diese Vorschrift vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber*innen ihre Strommengen nur noch mittels preislimitierter Gebote vermarkten dürfen. Können diese Mengen innerhalb der Preislimits nicht abgesetzt werden, veranlassen die Übertragungsnetzbetreiber*innen die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung der Anlagen.
- ▶ **Ausgeförderte Anlagen**, die nach dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums weiterhin am Netz bleiben und für den eingespeisten Strom lediglich den Jahresmarktwert erhalten, haben ebenfalls keinen Anreiz, auf negative Preise zu reagieren. Sollte diese Regelung nach 2032 unverändert fortgeführt werden, könnten solche Anlagen perspektivisch einen erheblichen Anteil der nicht-flexiblen PV-Leistung ausmachen und damit langfristig eine relevante starre Einspeisekomponente im System darstellen.

Insgesamt entsteht somit ein heterogenes Bild: Während negative Marktpreise bei neuen Anlagen zunehmend zu einem Entfall der EEG-Vergütung führen und so dazu beitragen, dass diese auf negative Strompreise reagieren, bleibt zunächst ein großer Teil der bestehenden PV-Dachanlagen unflexibel. Diese strukturelle Zweiteilung wird das Stromsystem aufgrund von Bestandsschutz über viele Jahre prägen. Sie unterstreicht die Bedeutung gezielter Flexibilitätsanreize für Bestandsanlagen.

3. Entwicklung negativer Strompreise und Rolle von nachfrageseitigen Flexibilitäten

Hinsichtlich der Entwicklung negativer Preise und der Rolle von Flexibilitäten zeigen verschiedene Analysen, dass negative Strompreise trotz steigender PV-Kapazitäten langfristig zurückgehen, wenn der Ausbau nachfrageseitiger Flexibilitäten und Speicher weiter voranschreitet und diese marktorientiert eingesetzt werden. Zwar könnten 2030 noch etwa 85 GW PV-Leistung bestehen, die unabhängig von negativen Strompreisen einspeisen und vergütet werden, doch reduziert sich dieser Wert bis 2045 auf 46 GW. Entscheidend ist, dass flexible Verbraucher und Speicher mit dem EE-Ausbau mithalten und inflexible PV-Erzeugung kompensieren. Flexibilität aus E-Mobilität, Wärmepumpen, H₂-Elektolyseuren, Einspeicherung bei Batterien und Pumpspeichern sowie Stromexporte können die Nachfrage gezielt in Stunden hoher EE-Einspeisung erhöhen und damit sowohl negative Preise als auch Abregelungsbedarfe verringern. Aktuelle Strommarktmodellierungen, wie zum Beispiel die aktuellste Version der Langfristszenarien, gehen davon aus, dass aufgrund von ausreichender Flexibilität EE-Abregelungen erst bei sehr hohen Einspeisemengen notwendig werden. Damit würden auch negative Strompreise nur noch selten auftreten.

4. Handlungsfelder zur Marktintegration kleiner PV-Dachanlagen

Aus den Analysen ergeben sich zwei zentrale Handlungsfelder:

- ▶ **Flexibilisierung neuer Verbraucher stärken.** Damit neue Verbraucher nicht nur die Nachfrage und damit den EE-Ausbaubedarf steigern, sondern mit ihrer flexiblen Nutzung einen Beitrag zur Systemintegration leisten, muss deren Steuerbarkeit gewährleistet sein. Hier schafft bereits § 14a EnWG wesentliche Voraussetzungen, um steuerbare

Verbrauchseinrichtungen großflächig technisch anzubinden und damit für Lastverschiebungen nutzbar zu machen.

- ▶ **Marktsignale verbessern und zielgerichtet nutzbar machen.** Dynamische Stromtarife eröffnen neue Möglichkeiten. Sie werden jedoch nur wirksam, wenn Tarifspreizungen ausreichend hoch sind und Endkunden die Vorteile nachvollziehen können.

Als Alternativen zur festen Einspeisevergütung könnten eine dynamische Vergütung oder niedrigere Direktvermarktungsgrenzen zusätzliche Flexibilitätsanreize schaffen, würden jedoch auch Komplexität und Kosten erhöhen. Zielführender ist es daher, die Direktvermarktung durch Vereinfachung und Automatisierung attraktiver zu gestalten und freiwillige Wechsel anzureizen.

Das Solar spitzen gesetz setzt wichtige Weichen für die Marktintegration kleiner PV-Dachanlagen. Entscheidend wird jedoch sein, wie flexibel der Verbrauch künftig ausgestaltet wird. Mit wachsender Flexibilität wird das Auftreten negativer Strompreise langfristig deutlich abnehmen. Vor diesem Hintergrund ist es nicht zwingend notwendig, dass sämtliche kleinen PV-Dachanlagen auf negative Preise reagieren. Vielmehr wird die künftige Systemstabilität auch davon abhängen, in welchem Umfang Flexibilitäten, z. B. flexible Lasten und Speicher sowie der Stromhandel mit den Nachbarländern ausgebaut werden.

Summary

Motivation

Small-scale rooftop PV systems are currently the subject of much debate. Discussions focus on their specific costs, support schemes, and their limited ability to respond to price signals in the electricity market. At the same time, new regulatory requirements - especially the solar mandate set out in Article 10 of the Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) - are changing the underlying conditions. The expansion of rooftop PV systems is thus becoming mandatory in many cases and is no longer driven solely by individual economic considerations or support mechanisms. Against this background, the question of how small-scale rooftop PV systems can be designed to support energy system needs and be efficiently integrated into the market design is gaining importance.

A key issue in this context is the growing impact of negative electricity prices. These occur mainly during periods of high PV generation in the summer months and affect support costs, market revenues, and, in extreme cases, system stability. The analysis therefore examines the extent to which existing incentive structures - including the changes introduced by the so-called *Solarspitzengegesetz* of 25 February 2025 - are suitable for encouraging PV operators to respond to negative prices and for limiting the occurrence of such price events. Equally important is the question of how flexibility - e. g., through storage or flexible loads - can compensate for the increasing share of variable renewable energy generation.

Results and Conclusions

The analysis shows that small-scale rooftop PV systems are already much more embedded in a price-signal-based system than a few years ago. Key developments were triggered by the *Solarspitzengegesetz*, which addresses both the suspension of support during negative prices and new requirements for the rollout of smart metering systems and for enabling flexibility. The main findings can be summarised in four core areas.

1. Functioning of the *Solarspitzengegesetz* and Integration into Price Signals

Since 25 February 2025, support payments for many new rooftop PV installations are suspended during periods of negative electricity prices. This applies not only to installations above 100 kW - typically participating in direct marketing - but, once a smart metering system (iMSys) is installed, also to new installations above 7 kW under the feed-in tariff scheme. As a result, the cumulative capacity of plants that continue to receive EEG remuneration during negative price periods will decline over time. These provisions will, however, take full effect only in the long term, as many plants are initially exempt due to the absence of an iMSys or because of grandfathering rules.

2. Response of Different PV Installation Types to Negative Prices

The study reveals a differentiated response behaviour of PV systems to negative electricity prices.

- ▶ **Direct-marketing installations** receive the strongest price signals. They have economic incentives to curtail output during negative price periods or to shift generation using flexibility options such as batteries or flexible loads. They therefore make the most effective contribution to reducing negative prices.
- ▶ **Feed-in tariff installations with iMSys** do not have a direct incentive to curtail, as they simply receive no remuneration during negative price periods. However, by shifting generation or self-consumption - for example, through battery storage or flexible household

loads - they can schedule feed-in into hours with remuneration and thus help ease the system.

- ▶ **Installations without iMSys and existing feed-in tariff plants** operating under older regimes barely respond to price signals. They feed in regardless of price levels and thus reinforce generation surpluses during high-PV periods. § 5(3) of the EEG counteracts this to some extent: For remotely controllable installations pursuant to § 4a (2) EEG, it requires transmission system operators to market their electricity exclusively *via* price-limited bids. If these bids cannot be cleared, TSOs must instruct a reduction of power fed in.
- ▶ **Post-support (“ausgeförderte”) installations** that remain connected after the end of the EEG remuneration period and only receive the annual market value also have no incentive to react to negative prices. If this rule remains unchanged beyond 2032, such installations could represent a substantial share of inflexible PV capacity and become a long-term rigid generation component in the system.

Overall, the picture is heterogeneous: While negative market prices increasingly lead to loss of remuneration for new installations - thereby encouraging responsive behaviour - a large share of the existing rooftop PV fleet initially remains inflexible. This structural duality will shape the system for many years to come due to grandfathering provisions, thus underscoring the importance of targeted flexibility incentives for legacy plants.

3. Development of Negative Prices and the Role of Demand-Side Flexibilities

Analyses indicate that negative electricity prices will decline in the long term despite growing PV capacities, provided that demand-side flexibility and storage continue to expand and are operated in a market-oriented manner. Around 85 GW of PV capacity may still operate independently of negative prices by 2030, but this figure is expected to fall to 46 GW by 2045. The crucial factor is that flexible consumers and storage keep pace with renewable energy expansion and compensate for inflexible PV generation.

Flexibility from electric mobility, heat pumps, hydrogen electrolyzers, batteries, pumped storage, and electricity exports can increase demand specifically during hours of high renewable energy output, thereby reducing both negative prices and curtailment. Current electricity market modelling - for example, the latest long-term scenarios (*Langfristszenarien*) - assumes that due to sufficient flexibility, renewable energy curtailment will only be necessary at very high feed-in levels. Accordingly, negative prices would occur rarely.

4. Action Areas for the Market Integration of Small Rooftop PV Systems

The analysis highlights two key action areas:

- ▶ **Strengthening flexibility of new consumers.** To ensure that new loads do not merely increase electricity demand and thus renewable expansion needs, but also contribute to system integration through flexible operation, their controllability must be ensured. § 14a EnWG already establishes essential conditions to enable widespread technical integration of flexible loads, making them available for load shifting.
- ▶ **Improving market signals and making them usable in targeted manner.** Dynamic electricity tariffs create new opportunities but are only effective if price spreads are sufficiently high and if end-users clearly understand the benefits.

As alternatives to fixed feed-in tariffs, dynamic remuneration schemes or lower direct-marketing thresholds could create additional flexibility incentives, but they would also increase

complexity and cost. A more effective approach is to make direct marketing more attractive through simplification and automation, encouraging voluntary switching.

The *Solarstrategie* sets important parameters for the market integration of small-scale rooftop PV systems. However, the decisive factor will be the extent of future demand-side flexibility. With increasing availability of flexibility, the occurrence of negative electricity prices can decline over the long term. In this context, it is not strictly necessary for all small-scale rooftop PV systems to respond to negative prices. Rather, the stability of the future system will depend on the degree to which flexibility - e.g., flexible loads, storage, and cross-border electricity trading - is expanded.

1 Die Rolle von PV-Dachanlagen im Energiesystem

Kleine PV-Dachanlagen stehen derzeit im Zentrum energiepolitischer Debatten. Neben Fragen der Wirtschaftlichkeit und Förderung rückt zunehmend ihre bislang begrenzte Fähigkeit in den Blick, auf Preissignale im Strommarkt zu reagieren. Gleichzeitig treiben regulatorische Vorgaben den Ausbau von PV-Dachanlagen: Während auf Landesebene teilweise bereits Solarenergiepflichten bestehen, dürften die von Deutschland umzusetzenden Vorgaben nach Art. 10 der Gebäudeeffizienzrichtlinie¹, kurz: EPBD (englisch: Energy Performance of Buildings Directive), zu einer Ausweitung derartiger Pflichten führen. Wo eine Solarenergiepflicht greift, wird der Ausbau von PV-Dachanlagen nicht mehr ausschließlich durch individuelle Wirtschaftlichkeitsentscheidungen in Verbindung mit Fördermechanismen gesteuert.

Unter den Begriff "kleine PV-Dachanlagen" werden im Folgenden Anlagen bis 100 kW gefasst. Dieser Grenzwert lässt sich aus der rechtlichen Einordnung dieser Anlagen ableiten: Für Anlagen, die darüber liegen, gelten eine Reihe von Privilegierungen nicht mehr beziehungsweise es sind zusätzliche energiewirtschaftliche Pflichten zu übernehmen. Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) bis 100 kW können insbesondere nach § 21 Abs. 1 EEG 2023² Einspeisevergütung beziehen und müssen ihren eingespeisten Strom nicht direkt vermarkten. Daran schließen sich eine Reihe weiterer Erleichterungen im Hinblick auf die Integration ins Stromsystem an: Anlagen bis 100 kW brauchen nur niedrigere Anforderungen an die Steuerbarkeit zu erfüllen, § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2023, und werden höchstens nachrangig in den Redispatch einbezogen, § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG³.

1.1 Bisheriger Ausbau der PV-Dachanlagen

PV-Dachanlagen sind eine tragende Säule der deutschen Energiewende und zählen zu deren Erfolgsgeschichte (Baur und Uriona 2018). Die Einführung der festen Einspeisevergütung beschleunigte den Markthochlauf (Wüstenhagen und Bilharz 2006) und ermöglicht seither Bürger*innen, Unternehmen und Kommunen, aktiv an der Energiewende teilzunehmen, die eigene Stromversorgung nachhaltiger und zugleich wirtschaftlich zu gestalten. Aufgrund dieses Erfolgs wurde das Vergütungsprinzip international vielfach übernommen (Hoppmann et al. 2014).

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstand im April 2000 ein verlässliches Fördersystem, das Investitionssicherheit bot und einen schnellen PV-Ausbau auslöste. Zwischen 2013 und 2018 stagnierte der Zubau jedoch infolge einer schnellen Vergütungsabsenkung und gesetzlicher Deckelungen bei nur rund 1,9 GW pro Jahr. Erst danach setzte wieder ein deutlicher Anstieg ein: 2024 erreichte der PV-Zubau 16,9 GW und erhöhte die kumulierte Leistung auf rund 100 GW (Wirth 2025). In den Jahren 2022 und 2023 entfielen jeweils rund 71 % der installierten Leistung auf Dach- und 29 % auf Freiflächenanlagen (Dünzen et al. 2024). Insgesamt sind inzwischen über 4,8 Mio. Anlagen installiert, einschließlich der wachsenden Zahl an Steckersolargeräten (Wirth 2025). Das EEG 2023 sieht nach § 4 S. 1 Nr. 3 vor, die PV-Leistung bis 2030 auf 215 GW und bis 2040 auf 400 GW auszubauen – jeweils hälftig auf Dächern und in der Freifläche. Im Jahr 2025 ist jedoch ein deutlicher Nachfragerückgang bei PV-Dachanlagen zu

¹ Richtlinie (EU) 2024/1275 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. April 2024 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, ABl. L 202, 31.05.2024

² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist

³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist

beobachten; im Oktober wurden mit etwa 26.608 neuen Anlagen und 441 MW der bisherige Jahrestiefstand erreicht. Der Zubau liegt deutlich unter dem des Vorjahres (BNetzA 2025a).

Parallel hat sich die wirtschaftliche Situation kleiner PV-Dachanlagen grundlegend verändert. Während Solarstrom anfangs teuer war, sanken die Modulpreise zwischen 2010 und 2020 um rund 90 %. Lernkurveneffekte, Skalierung und globale Marktimpulse führten dazu, dass Module heute nur noch etwa ein Drittel der Investitionskosten ausmachen. Auch Montagesysteme, Wechselrichter und Installation wurden durch Standardisierung erheblich günstiger.

Gleichzeitig stiegen die Wirkungsgrade kristalliner Module bis 2023 auf 21,6 %, wodurch auf gleicher Dachfläche mehr Leistung installiert werden kann (Wirth 2025). Insgesamt sind die Investitionskosten für PV-Dachanlagen seit 2006 um etwa 70 % gefallen. Entsprechend liegen die Stromgestehungskosten für PV-Dachanlagen <30 kWp zwischen 6–14 ct/kWh⁴ und bei Anlagen >30 kWp zwischen 5–12 ct/kWh⁵ (Kost 2024; Wirth 2025).

Mit den sinkenden Kosten und der Reduktion des Vergütungssatzes hat sich die Refinanzierung der Anlagen von der reinen Einspeisevergütung fast ausschließlich zur Kombination aus Eigenverbrauchsnutzung und Einspeisevergütung für die Reststrommengen verschoben. Heute spielt der selbstgenutzte Solarstrom eine zentrale Rolle für die Amortisation kleiner Anlagen, da die Kosten für Strombezug aus dem Netz deutlich über den Stromgestehungskosten liegen (Wirth 2025). Hierbei profitieren die Anlagenbetreiber*innen von den regulatorischen Rahmenbedingungen mit Vermeidung von Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen.

1.2 Schlüsselfaktoren für die Zukunft der PV-Dachanlagen

Kleine PV-Dachanlagen stehen aktuell von verschiedenen Seiten in der Kritik. Dabei liegt der Fokus primär auf ihren (Förder-)Kosten und einer möglichen Verlagerung des Zubaus zu günstigeren Freiflächenanlagen (FFA), sowie auf ihrer Marktintegration. Trotz dieser Kritik ist davon auszugehen, dass PV-Dachanlagen weiterhin Zubau erleben wird – und es auch gute Gründe gibt, diesen Zubau zu unterstützen. Zu nennen sind hier Gesichtspunkte wie Flächeneffizienz und Akzeptanz in der Bevölkerung, aber auch bestehende und künftige Solarenergiepflichten für PV-Dachanlagen, etwa in der Gebäudeeffizienzrichtlinie.

Um diese Aspekte soll es nachfolgend gehen. Die Aspekte der Marktintegration von PV-Anlagen sowie der notwendigen Flexibilisierung als Folgen eines weiteren PV-Ausbaus werden in den Kapiteln 2 und 3 thematisiert.

1.2.1 PV-Zubau auf Dächern und Freiflächen

In den letzten Jahren sind die spezifischen Kosten von PV-Dachanlagen signifikant gesunken (siehe Abschnitt 1.1). Diese basiert primär auf einem Rückgang der Modulpreise, sodass sich der Anteil der Montagekosten an den Gesamtkosten wesentlich erhöht hat. Da PV-FFA wesentlich schneller zu montieren sind und durch ihre deutlich höheren Leistungen Skaleneffekte verzeichnen können, wirkt sich der Rückgang der Modulpreise bei diesen stärker aus. Das führt dazu, dass Freiflächenanlagen ca. 30 % bis 50 % günstiger sind als Dachanlagen (BMWE 2025b). Es gibt ein gewisses Optimierungspotenzial, um die Kosten von PV-Dachanlagen zu reduzieren, indem PV-Anlagen primär bei Neubauten und Dachsanierung installiert werden. Laut Baake und Josten (2025) liegen die Kosten einer 10 kW-Anlage, die auf neuen Gebäuden errichtet werden, um ca. 38 % niedriger als bei Bestandsgebäuden. Wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, ist der Zubau bei kleinen PV-Dachanlagen im Jahr 2025 deutlich zurückgegangen. Eine weitere Absenkung der

⁴ Es wurden spezifische Kosten in einer Höhe von 1.000-2.000 EUR/kWp angesetzt.

⁵ Es wurden spezifische Kosten in einer Höhe von 900-1.600 EUR/kWp angesetzt.

Vergütungssätze oder gar deren Abschaffung mit einer ausschließlichen Refinanzierung über den eigenverbrauchten Strom, wie es teilweise diskutiert wird, würde den Zubau von PV-Dachanlagen weiter schwächen.

Den im Vergleich zu Freiflächenanlagen höheren Kosten von PV-Dachanlagen stehen Vorteile bei der Flächeninanspruchnahme und der Partizipation gegenüber. Auch wenn PV-FFA generell eine höhere Akzeptanz als Windenergieanlagen in der Bevölkerung genießen und grundsätzlich ausreichend Flächen für den Ausbau von PV-FFA verfügbar sind, ist insbesondere bei Anlagen, die außerhalb der Flächensteuerung durch § 37 EEG 2023 errichtet werden, auf eine verstärkte Konfliktvermeidung und Beteiligung zu achten (AEE 2022; Kohler und Wingenbach 2024; Dünzen et al. 2024; Rollet 2024). Der PV-Ausbau auf Dachflächen kann ohne zusätzliche Flächeninanspruchnahme realisiert werden und liegt in der Akzeptanz wesentlich höher als bei allen anderen EE-Anlagen (Eichenauer 2025; AEE 2023). Zusätzlich führt die mit dem Besitz einer eigenen PV-Anlage einhergehende direkte Partizipation der Gebäudeeigentümer*innen insgesamt zu einer höheren Akzeptanz für die Energiewende (Schulte et al. 2022).

1.2.2 Verpflichtung zur Installation von PV-Dachanlagen

Nicht nur die effektive Nutzung von Flächen und Akzeptanz für den EE-Ausbau sind Gründe für ein Weiterführen des Ausbaus von PV-Dachanlagen. Auch der Rechtsrahmen enthält Vorgaben, die den Zubau in bestimmten Konstellationen erfordern oder zukünftig erfordern dürften. In diesem Zusammenhang sind bestehende Solardachpflichten in einzelnen Bundesländern zu nennen, die zumeist bei Neubau oder Dachsanierung die Gebäudeeigentümer*innen zur Installation einer PV-Dachanlage verpflichten. Im Einzelnen unterscheiden sich die Vorgaben von Land zu Land (Hoppenberg und Witt 2024).

Bundesweite Wirkung dürfte die von Deutschland noch in nationales Recht umzusetzende Gebäudeeffizienzrichtlinie (EPBD) entfalten. Diese enthält in Art. 10 Verpflichtungen für die Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Solarenergiepflicht für Gebäude. Unterschieden wird dabei zwischen Neubau und Bestand:

Tabelle 1: Solarenergiepflicht nach Art. 10 EPBD

Neubau	
<ul style="list-style-type: none"> Öffentliche Gebäude Nichtwohngebäude Bei Gesamtnutzungsfläche > 250 m² 	<ul style="list-style-type: none"> Wohngebäude Überdachte Parkplätze, die an Gebäude angrenzen
Bis 31.12.2026	Bis 31.12.2029
Bestand	
<ul style="list-style-type: none"> Öffentliche Gebäude 	<ul style="list-style-type: none"> Nichtwohngebäude bei größerer Renovierung oder anderer in Art. 10 genannter Maßnahme Bei Gesamtnutzfläche < 500 m²
Bei Gesamtnutzfläche <ul style="list-style-type: none"> > 2000 m² bis 31.12.2027 > 750 m² bis 31.12.2028 > 250 m² bis 31.12.2030 	Bis 31.12.2029

Solarenergiepflicht nach Art. 10 EPBD

Für die Umsetzung der Vorgaben aus Art. 10 EPBD gibt Art. 35 Abs. 1 UA 1 EPBD eine Umsetzungsfrist bis 29.05.2026 vor, wobei die Solarenergiepflichten, wie in obiger Tabelle gezeigt, erst sukzessive ab Ende 2026 greifen.

Eine bundesweite Regelung, die Gebäudeeigentümer*innen entsprechend den Vorgaben des Art. 10 EPBD dazu verpflichtet, eine Solaranlage (Solarthermie oder PV-Anlagen) auf dem Dach zu installieren und zu betreiben, könnte (selbst unter den in Kapitel 1.2.1 angesprochenen Umständen der weiteren Absenkung der Vergütungssätze oder gar ihrer Abschaffung) zu einem Faktor für einen zukünftigen PV-Ausbau werden. Zwar müsste die Regelung in ihrer Ausgestaltung mit den Grundrechten vereinbar sein und wäre vornehmlich an den verfassungsrechtlichen Maßstäben der Eigentumsgarantie (Art. 14 GG) zu messen. Wesentliche Maßstäbe hierzu sind neben der Wirtschaftlichkeit der Anlage die Vorgaben zur Anlagengröße, die Ausgestaltung von Übergangsregelungen, Bagatellklauseln sowie Befreiungs- und Härtefallklauseln bei technischer oder tatsächlicher Unmöglichkeit. Verfassungsrechtlich ist dabei aber sogar denkbar, dass sich die Anlage für den Verpflichteten nicht zwingend wirtschaftlich lohnen muss (Palacios et al. 2020).

2 Marktintegration der Photovoltaik und Entwicklung negativer Strompreise

Die Marktintegration von Photovoltaik- und auch Windenergie-Anlagen ist geprägt durch deren physikalische Eigenschaften in Form der Abhängigkeit vom Sonnen- und Winddargebot. Die Überlegungen zur Reaktion von PV-Anlagen auf den Strommarkt betreffen im Wesentlichen die Abregelung bei negativen Strompreisen; eine Erhöhung der Erzeugung bei hohen Strompreisen ist nur sehr eingeschränkt möglich.⁶ Allerdings können Anlagen so ausgelegt werden, dass ihr Erzeugungsprofil weniger konzentriert ist. Bei PV-Anlagen ist dies in den letzten Jahren auch durch eine stärkere Ost-West-Ausrichtung erfolgt, angereizt durch höhere Marktwerte bei der Direktvermarktung und höhere Gleichzeitigkeit mit dem Verbrauchsprofil bei Eigenverbrauchsanlagen. Sobald die Anlage installiert ist, können Marktsignale aber nur noch zur Reduktion der Erzeugung oder zeitlichen Verschiebung der Einspeisung mit Hilfe von Flexibilitäten umgesetzt werden.

Im Zusammenhang mit negativen Strompreisen müssen zwei Ziele unterschieden werden:

- ▶ Erstens: Die Reduktion der negativen Strompreise, indem EE-Anlagen ihre Einspeisung in Zeiträumen mit negativen Strompreisen reduzieren.
- ▶ Zweitens: Die Reduktion der Förderkosten bei negativen Strompreisen, indem die Vergütung bei negativen Strompreisen ausgesetzt wird.

Prinzipiell sind negative Strompreise ein Marktsignal für den Bedarf an negativer Flexibilität⁷, entweder bereitgestellt von den Erzeugungsanlagen oder durch Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder Lastmanagement. Förderinstrumente können bewirken, dass Anlagenbetreiber*innen nicht auf negative Preise reagieren. Konkret: die Einspeisevergütung wird weiterbezahlt bzw. nur auf 0 ct/kWh reduziert. In beiden Fällen gibt es keinen Anreiz, die Erzeugung zu reduzieren. Beim Aussetzen der Einspeisevergütung besteht allerdings zumindest ein Anreiz, den Eigenverbrauch bzw. die Speicherleistung in diesen Stunden zu erhöhen (wenn entsprechende Signale rechtzeitig kommuniziert werden). Das aktuell gängigste Förderinstrument, welches Marktsignale berücksichtigt und damit eine Reduktion der negativen Strompreise erreichen kann, ist die Direktvermarktung (vgl. Abschnitt 3.1.1). Diese ist momentan erst ab einer Anlagenleistung größer 100 kW verpflichtend. Eine mögliche Absenkung dieses Schwellwerts wird in Abschnitt 3.1.2 betrachtet.

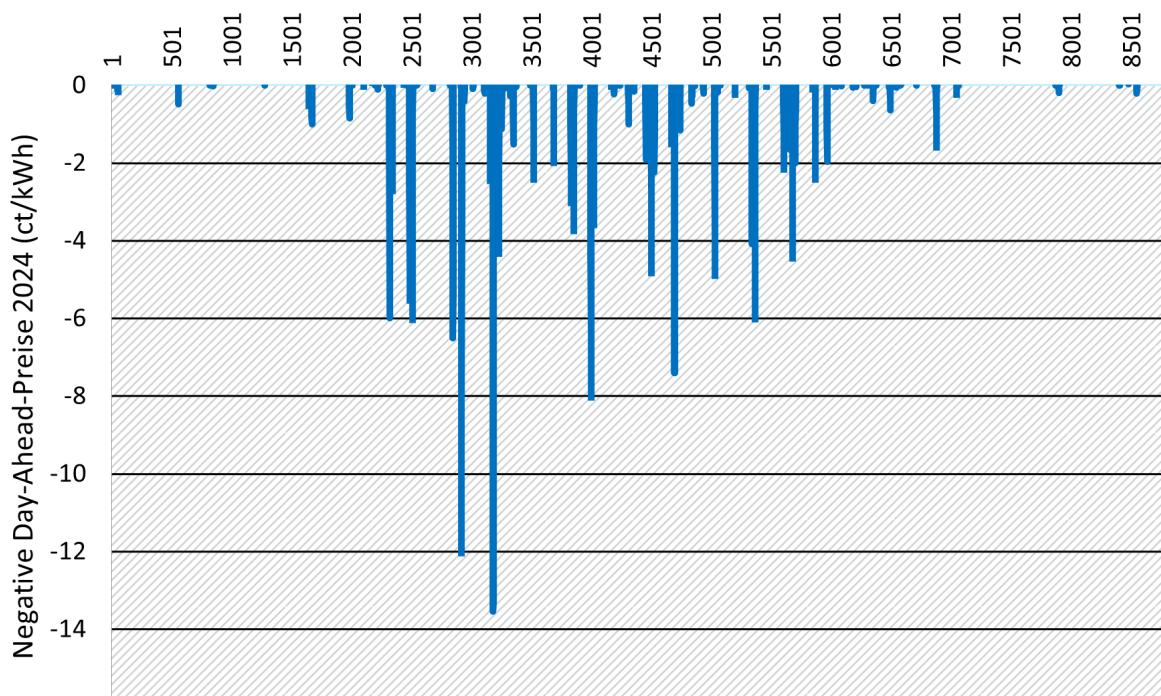
Für die hiesige Diskussion ist zunächst wichtig, in welchem Umfang negative Strompreise aktuell vorkommen und wie sich deren Auftreten langfristig entwickeln könnte.

Abbildung 1 zeigt die negativen Strompreise am Day-Ahead Markt für das Jahr 2024 in ct/kWh.

⁶ Es gab Überlegungen, PV- und auch Windenergieanlagen dauerhaft abgedrosselt zu betreiben, sodass sie positive Regelleistung erbringen können (Mackensen et al. 2017). Dieser Ansatz scheint jedoch zugunsten von anderen Flexibilitätsoptionen in den Hintergrund geraten zu sein.

⁷ Also die Fähigkeit von Anlagen zur Reduktion der Erzeugung oder zur Erhöhung der Nachfrage.

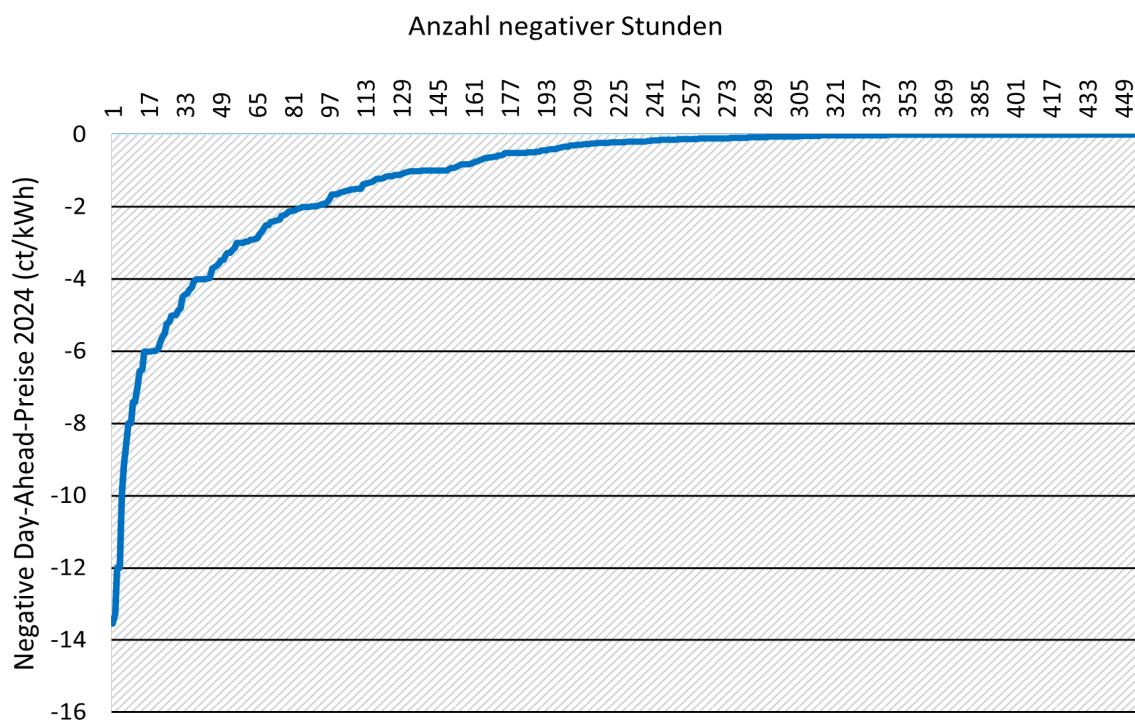
Abbildung 1: Negative Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2024 in chronologischer Ordnung (für 8.760 Jahresstunden)



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut basierend auf Netztransparenz.de (2025).

Die meisten negativen Stunden traten im Mai (78 Stunden) und Juli (81 Stunden) auf (Ritter et al. 2025). Sie traten vor allem an nachfrageschwachen, sonnigen Wochenenden auf, verstärkt durch Feiertage. Im Frühling und Sommer ergab sich zur Mittagszeit ein höherer Anteil negativer Preise durch starke PV-Einspeisung. Abends und im Winter ergaben sich kaum negative Preise, weil dann die Lastspitzen hoch sind und Überangebote seltener entstehen. In 457 Stunden des Jahres 2024 waren die Strompreise negativ. Abbildung 2 zeigt die Größenverteilung der in Abbildung 1 dargestellten negativen Strompreise für das Jahr 2024.

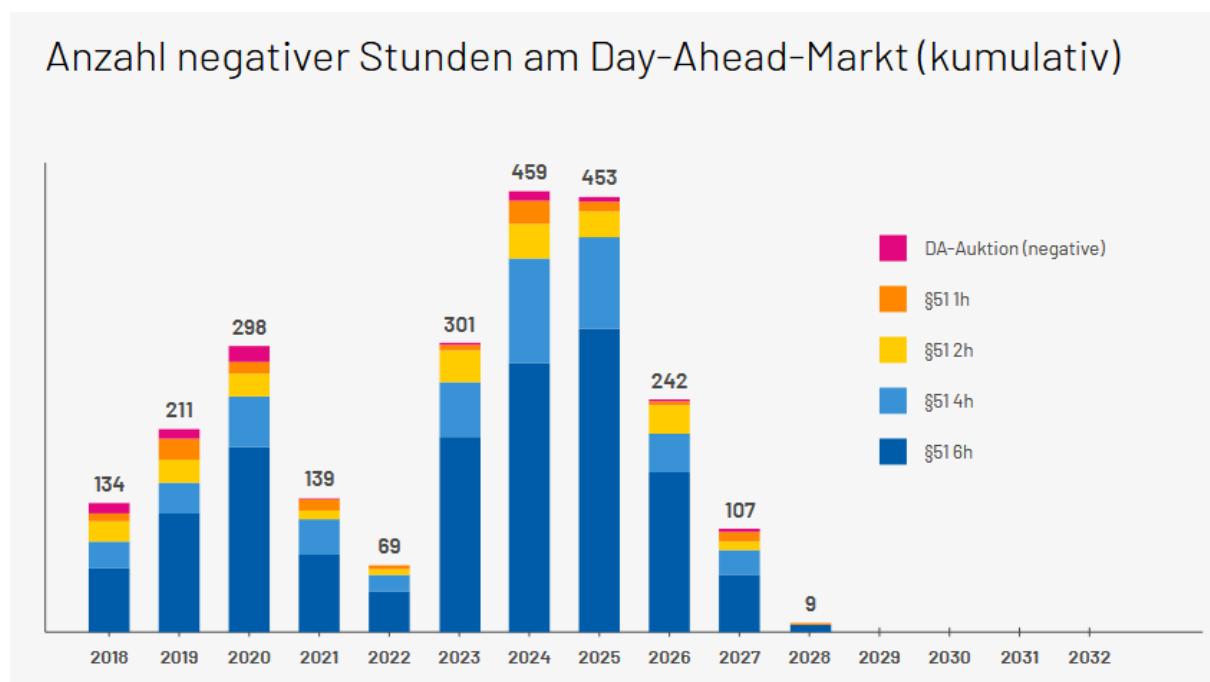
Abbildung 2: Größensortrierte Darstellung der negativen Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2024



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut.

In der größensortrierten Darstellung der negativen Strompreise ist sehr auffällig, dass nur sehr wenige Stunden mit stark negativen Strompreisen vorkamen. So lag der Strompreis nur an 88 Stunden des Jahres 2024 unterhalb -2 ct/kWh. Der Median liegt bei -0,02 ct/kWh, d. h. die Hälfte der Stunden mit negativen Strompreisen weisen nur sehr geringe negative Preise auf und könnten als eine „rote Null“ interpretiert werden. Verursacht wurden diese zum Beispiel durch ein EE-Angebot, das die Nachfrage nur leicht übersteigt. Preise kleiner minus 10 ct/kWh, wie sie für die Regelung des § 5 EEG relevant sind (siehe Abschnitt 3.2.3), traten nur in fünf Stunden des Jahres 2024 auf.

Eine mögliche Entwicklung der Stunden mit Negativpreisen am Day-Ahead-Markt ist in der nachfolgenden Abbildung 3 dargestellt, basierend auf Berechnung von Montel Analytics zum EE-Anlagenpark und zu Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 3: Entwicklung der negativen Stunden am Day-Ahead-Markt

Quelle: PV Think Tank (2025).

Es ist zu berücksichtigen, dass der Prognosewert für das Jahr 2025 bereits für Ende September mit 465 Stunden überschritten wurde. Wenn für das Jahr 2025 eine ähnliche Jahresverteilung der negativen Strompreise erfolgt wie für das Jahr 2024, würde der Wert noch um ca. 10 % auf etwa 500 Stunden mit Negativpreisen ansteigen. Montel geht für die Folgejahre von einem starken Rückgang der negativen Strompreise aus. Den Haupteffekt hat dabei der Anstieg an Flexibilitäten, während die Abregelung von EE-Anlagen nur eine nachgelagerte Rolle spielt (Ritter 04.08.2025). Seit dem 01.10.2025 wird, wie am Intraday-Markt, auch am Day-Ahead-Markt mit viertelstündlichen Preisintervallen gehandelt. Damit sollen Fluktuationen der EE-Anlagen bereits am Vortag granularer abgebildet werden, um sie mit Flexibilitäten entsprechend auszugleichen. Dies könnte die negativen Preise tendenziell weiter dämpfen.

Für die Abschätzung der weiteren Entwicklung negativer Strompreise in den nächsten Jahren sind zwei Aspekte besonders relevant:

- ▶ Erstens: Wie entwickelt sich der Mix im EE-Anlagenpark zwischen einerseits Anlagen, die auf negative Strompreise reagieren und andererseits Anlagen, die unabhängig vom Strompreis einspeisen? (Kapitel 4.1)
- ▶ Zweitens: Wie entwickelt sich das Flexibilitätsportfolio bzw. die regulatorische Anreizstruktur um Flexibilitäten aufzubauen? (Kapitel 4.2)

In Kapitel 3 werden die bereits heute geltenden sowie aktuell diskutierten Anreize zur Flexibilisierung dargestellt.

3 Anreize für eine stärkere Flexibilisierung

In den nachfolgenden Abschnitten werden Mechanismen betrachtet, die Flexibilitäten für den Strommarkt entweder direkt oder indirekt anreizen. Im ersten Abschnitt werden die aktuelle Förderkulisse für kleine PV-Dachanlagen dargestellt und mögliche Anpassungen der festen Einspeisevergütung beschrieben, wie sie aktuell in der Diskussion sind. Im zweiten Abschnitt werden die im Februar 2025 mit dem „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“ (G. v. 21.2.2025, BGBl. 2025 I Nr. 51), kurz „Solarspitzengesetz“ ins EEG 2023 integrierten Flexibilitätsmaßnahmen erläutert. Im dritten Abschnitt werden dynamische Stromtarife als Anreizmechanismus für haushaltsnahe, kleinskalige, nachfrageseitige Flexibilität dargestellt. So soll ein Überblick darüber gegeben werden, welche rechtlichen Anreize für einspeise- und nachfrageseitige Flexibilität diskutiert werden, vor allem aber, welche Anreize in jüngster Zeit schon im Recht implementiert wurden.

Nicht behandelt wird die in einem zweiten Schritt mögliche Bündelung von Flexibilitäten durch Aggregatoren, indem sowohl Erzeugungsanlagen als auch nachfrageseitige Flexibilitäten und Batterien als virtuelles Kraftwerk am Strommarkt sowie für Systemdienstleistungen wie Regelleistung eingesetzt werden.

3.1 Rechtsrahmen für die EEG-Vergütung und Reformoptionen zu deren Flexibilisierung

Die Förderung nach dem EEG spielt nach wie vor für die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen eine wichtige Rolle. Dies gilt für kleine Anlagen noch mehr als für größere, da hier der Förderanteil höher ist – für Anlagen in der Einspeisevergütung ist das EEG nach wie vor die einzige direkte Einnahmequelle. Folglich stellt die EEG-Förderung eine maßgebliche Stellschraube für das Erzeugungs- und Einspeiseverhalten gerade kleinerer EE-Anlagen dar, durch die auch ein flexibleres Einspeiseverhalten angereizt werden könnte. Im Folgenden soll daher zunächst der derzeitige Rechtsrahmen für die EEG-Förderung dargestellt werden, bevor auf Reformoptionen für eine strukturelle Umgestaltung der EEG-Vergütung eingegangen wird.

3.1.1 Rechtliche Grundlagen der EEG-Vergütung

Betreiber*innen kleiner PV-Dachanlagen können für den Strom, den die Anlagen erzeugen und den sie ins Netz einspeisen, zwei verschiedene EEG-Fördermodelle nutzen: die Einspeisevergütung und die Marktpremie.

Einen Anspruch auf Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2, § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 haben Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW. Die Einspeisevergütung bestimmt sich anhand des jeweils anzulegenden Wertes (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2023) und wird mit einem Abschlag gewährt (§ 53 Abs. 1 EEG 2023). Damit soll die Ersparnis der Kleinanlagen kompensiert werden, weil sie keinen Vermarktungsaufwand (Bilanzierungspflicht, Steuerung nach § 10b EEG 2023, Einschaltung eines Direktvermarktenden, etc.) betreiben müssen (Pritzsche und Vacha 2024). Kleine PV-Dachanlagen sind in der Regel im Fördermodell der Einspeisevergütung.

Betreiber*innen von PV-Dachanlagen können allerdings auch das Fördermodell der Direktvermarktung nutzen. Hierbei ist der Strom, anders als in der Einspeisevergütung, selbst (in der Regel über einen Direktvermarktenden) zu vermarkten. Anlagenbetreiber*innen erhalten im Rahmen der geförderten Direktvermarktung zusätzlich zum Markterlös eine Marktpremie nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2023. Zur Berechnung der Marktpremie wird gemäß Anlage 1 EEG 2023 vom anzulegenden Wert (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2023) der

erzeugungsart-spezifische Monatsmarktwert (MW) abgezogen. Unter den Voraussetzungen der §§ 21b, 21c EEG 2023 können Anlagenbetreiber*innen jeweils zum ersten eines Monats zwischen den Veräußerungsformen wechseln.

Grundsätzlich ist im Rahmen der Direktvermarktung eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen möglich. Um „Hürden zur Nutzung der Direktvermarktung abzubauen“ und die Direktvermarktung damit niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen (Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode 2024), wurden daher bei den technischen Vorgaben zur Direktvermarktung in § 10b EEG 2023 diverse punktuelle Änderungen vorgenommen (Erleichterte Anforderungen für Anlagen mit älteren Wechselrichtern, Ausweitung der Nachweisfristen, Übergangszeit für die Nutzung von Smart-Meter-Gateways). Von der Absenkung der Direktvermarktungsschwelle und einer damit verbundenen Pflicht zur Direktvermarktung auch für kleinere Anlagen (so noch in Bundesrat (2024) geplant) sah der Gesetzgeber aber bislang (noch) ab.

Die Zahlungsansprüche nach § 19 EEG 2023 werden für einen Zeitraum von 20 Jahren plus (bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird) dem anteiligen Inbetriebnahmejahr gewährt, § 25 Abs. 1 EEG 2023. Nach Ablauf dieser Frist erhalten ausgeförderte Anlagen den Jahresmarktwert abzüglich der Vermarktungskosten, § 21 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023. Ab Vollendung des Kohleausstiegs geht der Gesetzgeber davon aus, dass der weitere Ausbau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich ohne finanzielle staatliche Fördermaßnahmen ökonomisch sinnvoll umgesetzt werden kann und soll (BeckOGK/Mohr, 15.11.2024, EEG § 1a Rn. 7, beck-online). In diesem Sinne hat er in § 1a Abs. 2 EEG 2023 festgelegt, dass der Ausbau nach Vollendung des Kohleausstiegs nur noch marktgetrieben erfolgen soll.

3.1.2 Anpassungen bei der Vergütung für die Stromeinspeisung

Neben der Vergütung für den eingespeisten Strom refinanzieren sich kleine PV-Anlagen derzeit vor allem durch Eigenverbrauch (und damit verbundener Reduktion des Netzzbezugs). Bei der Betrachtung der Förderkosten wird häufig übersehen, dass auch der Eigenverbrauch indirekt gefördert wird. Dies geschieht durch die Befreiung von Abgaben und Umlagen, die Vermeidung von Netzentgelten auf selbst verbrauchten Strom, sowie durch die Reduktion von Mehrwert- und Stromsteuer, die den eingesparten Förderkosten gegenübergestellt werden müssten. Die Vermeidung von Netzentgelten führt dazu, dass Netzkosten auf eine kleinere Strommenge umgelegt werden, ohne dass dadurch direkte Einsparungen bei den Netzkosten entstehen. Zudem ist der Anreiz zur Flexibilisierung des Eigenverbrauchs – etwa durch Batteriespeicher – nicht direkt an die Bedarfe des Stromsystems gekoppelt.

Zur Kostenreduktion und besseren Marktintegration kleiner PV-Anlagen werden derzeit mehrere Reformoptionen diskutiert⁸:

1. Absenkung der Direktvermarktungsgrenze
→ Mehr Kleinanlagen würden verpflichtet, ihren Strom selbst zu vermarkten.
2. Dynamisierung der Einspeisevergütung
→ Vergütung orientiert sich an den aktuellen Börsenstrompreisen.
3. Investitionszuschussmodell
→ Kombination aus einmaligem Zuschuss und Vergütung der Reststrommengen, entweder

⁸ Ähnliche Diskussionen und Vorschläge von Brand-Schock (2025), Baake und Josten (2025) oder BMWE (2025a)

- a) über Marktwertdurchleitung durch die Übertragungsnetzbetreiber*innen (ÜNB) oder
- b) über die sonstige ungeförderte Direktvermarktung.

Bei einer Teilnahme in der Direktvermarktung (Ansatz 1 und 3b) oder in einem Vergütungsregime mit dynamisierter Einspeisevergütung (Ansatz 2) würden sich bei **negativen Strompreisen Anreize** zum Abregeln ergeben. Dies würde also über eine Aussetzung der Einspeisevergütung, die sich zunächst nur auf den Förderbedarf auswirkt (vgl. Anschnitt 3.2.2) sowie über die ÜNB-Abregelung nach § 5 EEG bei stark negativen Preisen (vgl. Anschnitt 3.2.3) hinausgehen. Bei der Variante 3a „Investitionszuschuss mit Marktwertvergütung für die Reststrommenge durch die ÜNBs“, ergeben sich keine Anreize zur Abregelung bei negativen Preisen und auch keine Verstärkung der Flexibilitätsanreize, da die Marktwerte erst rückwirkend in der Bilanzierung berücksichtigt würden.

Eine **Reaktion auf Strompreisspitzen** würde sich bei allen Varianten, außer der Marktwertdurchleitung (Ansatz 3a), erst in Kombination mit Flexibilitäten ergeben, die aber aktuell bei den meisten Neuinstallationen von PV-Dachanlagen zumindest in Form von Heimspeichern mit umgesetzt werden. Dadurch könnte der Anreiz zum Flexibilitätseinsatz auch in Kombination mit dynamischen Stromtarifen verstärkt werden. Außerdem könnte der Anreiz für eine Ost-West-Ausrichtung verstärkt werden, jedoch wird dieser bereits heute in vielen Fällen zur Optimierung des Eigenverbrauchs gewählt.

Eine Senkung der **Förderkosten** erscheint hauptsächlich durch die Vermeidung von Zahlungen bei negativen Preisen erreichbar. Durch den Entfall der Förderung bei negativen Preisen nach § 51 EEG 2023 (siehe Abschnitt 3.2.2) ist dies bereits angelegt, wird im hier gegenständlichen Segment bis 100 kW allerdings bis zum Einbau eines iMSys ausgesetzt. Ansonsten werden die Einspeisevergütungssätze so ausgelegt, dass die Anlagen wirtschaftlich ausreichend attraktiv sind. Sie können regelmäßig nachjustiert werden, um Kostensenkungen bei den Stromgestehungskosten nachzufahren. Eine erhöhte Komplexität und zusätzliche Kosten für die Direktvermarktung könnten dagegen dazu führen, dass höhere Fördersätze für eine wirtschaftliche Attraktivität der Anlagen angesetzt werden müssten.

Ein weiterer relevanter Punkt ist die **Komplexität und Umsetzbarkeit** der Ansätze. Die Anzahl der Akteur*innen, die eine Direktvermarktung für Kleinanlagen anbieten (Ansatz 1 und 3b), dürfte gegenwärtig sehr begrenzt sein. Das Geschäftsmodell von Direktvermarkter*innen, die bisher auf größere Anlagen ausgerichtet sind, scheint im Rahmen der heutigen Marktkommunikation noch nicht im Massengeschäft für Kleinanlagen geeignet. Auch bei der dynamisierten Einspeisevergütung (Ansatz 2) ist es unwahrscheinlich, dass alle Verteilnetzbetreiber*innen (VNB) in der Lage sind, zeitnah eine viertelstündliche Abrechnung der Einspeisung umzusetzen, damit diese Vergütungsvariante bundesweit angewendet werden könnte. Außerdem ist abzuwegen, ob die Mehrbelastung der VNB durch den Mehrwert für das Stromsystem mindestens ausgeglichen wird. Direktvermarktung und dynamisierte Einspeisevergütung erscheinen weniger gut nachvollziehbar für Anlagenbetreiber*innen. Unter Umständen kann diese Komplexität aber durch Absicherungen und integrierte Angebote von Anbietenden abgedeckt werden. Demgegenüber wäre bei der Marktwertdurchleitung (Ansatz 3a) der technische Aufwand nicht höher als beim Status quo, der festen Einspeisevergütung. Die Hauptvorteile für den Investitionszuschuss wären, dass es für die Gebäudeeigentümer*innen attraktiv wäre, direkt beim Auftreten der Investition einen Zuschuss zu bekommen und damit die Finanzierungslast zu reduzieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Direktvermarktung oder die dynamische Einspeisevergütung die strommarktorientierte Nutzung von Flexibilitäten verstärken könnten. Jedoch erhöhen sie die Komplexität für Gebäudeeigentümer*innen und VNB respektive

Direktvermarktende. Deren verpflichtende Einführung könnte zu einem Rückgang des Zubaus führen.

Denkbar wäre es, die Abläufe in der Direktvermarktung so weit zu vereinfachen und zu automatisieren, dass dieses Segment ohne Verpflichtung gestärkt würde und mehr Anlagenbetreiber*innen freiwillig in die Direktvermarktung wechseln. Das könnte sich insgesamt positiv im gesamten Segment der direktvermarkteten Anlagen auswirken. Die für eine dynamisierte Einspeisevergütung notwendige Befähigung aller VNB zur entsprechenden Abrechnung erscheint dagegen (jedenfalls als optionale Lösung) sehr aufwändig. Ein Investitionszuschuss mit Marktwertdurchleitung wäre relativ einfach umzusetzen, bietet jedoch gegenüber dem Status quo keine Verbesserung bei der Marktintegration.

3.2 Maßnahmen zum Flexibilitätsanreiz umgesetzt im Solarspitzengesetz 2025

Mit dem Solarspitzengesetz wurden im Februar 2025 eine Reihe von Maßnahmen gegen Erzeugungsspitzen, die sowohl markt- als auch netzseitig wirken sollen, in das EEG und EnWG eingefügt. Auch wenn davon auszugehen ist, dass die gewünschten Effekte auf Erzeugungsspitzen keine kurzfristige Wirkung entfalten, da die Vorgaben erst nach und nach in der Förderkulisse und im technischen Bestand umzusetzen sind, werden hier für die Zukunft die Weichen für ein flexibleres Einspeiseverhalten gerade auch von kleinen EE-Anlagen gestellt.

3.2.1 Rechtliche Vorgaben zum “Steuerungsrollout”

Ein wichtiger Bestandteil der Maßnahmen ist die Novellierung der Regelungen zu intelligenten Messsystemen und technischen Vorgaben. Insbesondere wurde der Rollout von iMSys um einen Rollout von Steuerungstechnik ergänzt. Die Messstellenbetreiber*innen haben nun nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 b MsbG⁹ Anlagen mit über 7 kW installierter Leistung auch mit einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt auszustatten. Verknüpft ist diese Einbauverpflichtung mit einem Rollout-Fahrplan in § 45 Abs. 1 MsbG, der die erfassten Anlagengruppen priorisiert: Als Grundregel werden Neuanlagen vor Bestandsanlagen ausgestattet, wobei mit der Ausstattung von Kleinanlagen bis 100 kW sogleich zu beginnen ist, bei Anlagen über 100 kW spätestens ab 2028. Die gesetzlichen Vorgaben, für welche Leistungsklassen wann eine Verpflichtung zur Ausstattung mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik durch die grundzuständigen Messstellenbetreiber*innen besteht, stellen sich folgendermaßen dar:

Tabelle 2: Rolloutfahrplan nach § 45 Abs. 1 MsbG

Anlagen mit	7 – 100 kW	über 100 kW
Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026	Mindestens 90 % der im Zeitraum vom 25. Februar 2025 bis zum Ablauf des 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung	

⁹ Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist

Anlagen mit	7 – 100 kW	über 100 kW
Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028	Mindestens 90 % der im Zeitraum vom 1. Oktober 2026 bis zum Ablauf des 30. September 2028 sowie mindestens 50 % der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Ablauf des 25. Februar 2025 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung	Mindestens 90 % der im Zeitraum vom 1. Oktober 2027 bis zum Ablauf des 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung
Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030	Mindestens 90 % der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung	Mindestens 90 % der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung
Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032	Mindestens 90 % der insgesamt installierten Leistung	Mindestens 90 % der insgesamt installierten Leistung

Quelle: Rolloutfahrplan nach § 45 Abs. 1 MsBG.

Für Neuanlagen (ab 25.02.2025) unter 100 kW, die noch nicht mit einem iMSys ausgestattet sind und die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag zugeordnet sind, sieht § 9 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 b und Nr. 3 EEG 2023 als weitere Maßnahme eine Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 60 % der installierten Leistung vor. Diese Begrenzung wird ab Einbau eines iMSys aufgehoben.

3.2.2 Entfall der Förderung bei negativen Preisen

§ 51 EEG 2023 regelt die Verringerung des Zahlungsanspruchs (auf Einspeisevergütung bzw. Marktprämie) bei negativen Preisen. Damit sollen EE-Anlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt werden. Dies soll die Marktintegration der erneuerbaren Energien stärken (Hölder 2025). § 51 EEG 2023 geht auf § 24 EEG 2014 zurück. Dieser wurde im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens in das EEG 2014 aufgenommen, um die entsprechenden Anforderungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission (2014/C 200/01 v. 28.06.2014) zu erfüllen (vgl. Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie, BT-Drs. 18/1891, 202) (Hölder 2025).

§ 24 EEG 2014 regelte für Neuanlagen (ausgenommen waren Anlagen mit weniger als 500 kW) ab Inbetriebnahmejahr 2016 eine Reduzierung des Zahlungsanspruchs auf null bei einem für sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativen Spotmarktpreis. Seither wurde die Regelung stetig verschärft. Insbesondere wurde die Mindestdauer der negativen Preise, bevor der Zahlungsanspruch entfällt, kontinuierlich abgesenkt; auch die Schwellenwerte, ab welcher installierten Leistung Anlagen von der Regelung erfasst sein sollten, sanken ab. Eine Auflistung der Regelungen seit 2016 und deren Auswirkung auf den Anlagenmix findet sich in Abschnitt 4.1. § 51 Abs. 1 EEG 2023 in der Fassung des Solarspitzengesetzes setzt den anzulegenden Wert bei negativem Spotmarktpreis auf null (vgl. dazu näher König und Papke (2025)). Für Anlagen unter 100 kW gilt das gemäß § 51 Abs. 2 EEG 2023 allerdings erst ab dem Zeitpunkt, ab dem diese mit einem iMSys ausgestattet sind. Anlagen unter 2 kW sind bis zu einer entsprechenden Festlegung der BNetzA von der Regelung ausgenommen (§ 51 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023).

Die Marktprämie und die Einspeisevergütung werden auf Basis des anzulegenden Werts gemäß Anlage 1 EEG 2023 berechnet. Zu Zeiten negativer Preise gibt es für die vom aktuellen § 51 EEG 2023 erfassten Anlagen (im Wesentlichen Neuanlagen ab 100 kW und Neuanlagen unter 100 kW ab deren Ausstattung mit einem iMSys) somit keine Marktprämie und keine Einspeisevergütung mehr. Für diese Anlagen entfällt damit zu Zeiten negativer Preise der vormals – jedenfalls für Einspeisevergütungsanlagen – bestehende finanzielle Anreiz, trotz negativer Preise weiter einzuspeisen.

Einen Anreiz zum Abregeln stellt der Entfall der Vergütung für Anlagen in der Einspeisevergütung nicht dar, weil das Gesetz bei einer Einspeisung in Zeiträumen negativer Preise keine finanziell negativen Rechtsfolgen vorsieht. Für Anlagen in der Direktvermarktung stellen negative Preise an sich schon einen Anreiz dar, keinen Strom einzuspeisen. Der sofortige Wegfall der Marktprämie verstärkt diesen Anreiz, beim Auftreten negativer Preise abzuregeln oder zeitversetzt einzuspeisen. Letzteres wird nun auch für die von der Streichung der Vergütung erfassten Einspeisevergütungsanlagen finanziell interessant: Diejenigen Anlagen, die Strom zwischenspeichern oder ihren Eigenverbrauch flexibel anpassen können, können ihre Einspeisung zu Zeiten negativer Preise minimieren. Stattdessen können sie den Strom zeitversetzt zu Zeiten positiver Strompreise – und damit wieder mit Vergütung – einspeisen, um den erzeugten Strom nicht “verschenken” zu müssen.

Zeiten mit negativen Strompreisen und dem damit verbundenem Wegfall der Vergütung werden gemäß § 51a EEG 2023 nach dem regulären Förderende nachgeholt. Dies gilt aus Praktikabilitätsgründen unabhängig davon, ob die jeweilige Anlage zum Zeitpunkt der negativen Preise tatsächlich eingespeist hat oder nicht (Deutscher Bundestag - 19. Wahlperiode 2020). Anlagenbetreiber*innen, denen es gelingt, die Einspeisung in Zeiten positiver Strompreise zu verlagern, profitieren insofern doppelt: Zunächst von einer vergüteten Einspeisung zu Zeiten positiver Strompreise und zusätzlich von einer verlängerten Förderdauer. Die Verlängerung erfolgte nach der bisherigen (für Bestandsanlagen fortgeltenden) Regelung des § 51 EEG a. F. durch eine schlichte Verlängerung um die jeweilige Stundenzahl und stellte damit insbesondere bei einem Auslaufen der Förderung zum Ende eines Jahres häufig keinen adäquaten Ausgleich dar. Der für Neuanlagen geltende § 51a EEG 2023 n. F. berücksichtigt dagegen bei PV-Anlagen deren durchschnittliche Ertragspotenzialverteilung über das Jahr.

Bestandsanlagen, deren anzulegender Wert sich in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, nicht verringert, haben nach § 100 Abs. 47 EEG 2023 die Möglichkeit, durch entsprechende Erklärung des Anlagenbetreibenden freiwillig in das neue Regime mit dem oben beschriebenen Kompensationsmechanismus des § 51a EEG 2023 n. F. zu wechseln. Als Anreiz für den Wechsel erhöht sich der anzulegende Wert nach § 100 Abs. 47 S. 3 EEG 2023 um 0,6 ct/kWh. Diese Regelung steht allerdings noch unter beihilferechtlichem Vorbehalt (§ 101 EEG 2023). Voraussetzung für die Wechseloption ist nach § 100 Abs. 47 S. 2 EEG 2023, dass die Anlage mit einem iMSys ausgestattet ist.

3.2.3 Abregelung von Anlagen in der Einspeisevergütung bei stark negativen Preisen

Strom aus Anlagen in der Einspeisevergütung ist durch die Übertragungsnetzbetreiber*innen grundsätzlich vollständig am Spotmarkt einer Strombörsen zu vermarkten, vgl. § 2 Abs. 1 EEV¹⁰. Diese Stommengen wurden daher auch bei stark negativen Preisen in den Markt gebracht. Der durch das Solarspitzengesetz neu gefasste § 5 Abs. 1 EEV sieht nun vor, dass der Strom aus fernsteuerbaren Anlagen vollständig zu preislimitierten Geboten am Day-Ahead-Markt einer

¹⁰ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17.02.2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21.02.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist

Strombörse anzubieten ist. Die zu vermarktende Strommenge ist in 20 gleich große Tranchen aufzuteilen, die Preislimits müssen bei mindestens minus 200 Euro pro Megawattstunde und höchstens minus 100 Euro pro Megawattstunde liegen, vgl. § 5 Abs. 2 S. 1 und 2 EEG. Kann der Strom mit dem entsprechenden Preislimit nicht vermarktet werden, hat der Übertragungsnetzbetreibende die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung in Höhe der nicht veräußerten Strommenge zu veranlassen, den Strom also entsprechend abzuregeln. In der Praxis dürfte diese Regelung allerdings selten zu Abregelungen führen, da das Limit von minus 100 Euro pro Megawattstunde (minus 10 ct/kWh) nur in wenigen Stunden des Jahres überhaupt erreicht wird (vgl. Abbildung 2) und für die Zukunft eine Abnahme solcher stark negativen Preise zu erwarten ist (s. o. unter Abbildung 3).

Welche Anlagen fernsteuerbar sind und damit unter § 5 EEG fallen, gibt § 4a Abs. 2 Nr. 2 EEG vor: Demnach sind nur Anlagen umfasst, die mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die der Netzbetreibende in viertelstündlicher Auflösung die Ist-Einspeisung abrufen kann und die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann. Zusätzlich können Übertragungsnetzbetreiber*innen jeweils durch Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur weitere Anlagen als fernsteuerbar einstufen, die die Anforderungen des § 4a Abs. 2 Nr. 2 EEG nicht vollständig erfüllen, § 4a Abs. 3 S. 4 u. 5 EEG.

Die Regelung des § 5 EEG führt mithin dazu, dass Strommengen aus steuerbaren Anlagen in Zeiten deutlich negativer Preise nicht mehr vermarktet werden, so dass diese Anlagengruppe mit Umsetzung des Solarspitzengesetzes nicht mehr zur Entstehung von Preisen unter minus 200 Euro pro Megawattstunde am Strommarkt beiträgt. Keine Wirkung bringt die Regelung hingegen für nicht fernsteuerbare Anlagen und bei weniger stark negativen Preisen im Bereich minus 100 bis unter 0 Euro pro Megawattstunde.

Für Anlagenbetreiber*innen wirkt sich die Abregelung unterschiedlich aus: Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes am 25.02.2025 in Betrieb genommen wurden, werden für die abgeregelten Strommengen nach § 5 Abs. 3 S. 2 EEG i. V. m. § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG in Höhe der ihnen gesetzlich zustehenden Einspeisevergütung entschädigt. Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes erhalten hingegen nach § 5 Abs. 3 S. 2 EEG keine Entschädigung (vgl. dazu näher König und Papke (2025)), was wiederum einen gewissen finanziellen Anreiz zur Flexibilisierung setzt.

3.2.4 Flexiblere Speichernutzung: Die Mischspeicherung von EE- und Graustrom

Mit Blick auf die zunehmenden Anreize, Strom zu einem späteren Zeitpunkt als dem der Erzeugung einzuspeisen, werden die Regelungen zur Speichernutzung zunehmend relevant. Die Frage, inwieweit eine EEG-Vergütung bezogen werden kann, wenn in einem Speicher vergütungsfähiger EE-Strom mit nicht vergütungsfähigem (Grau-)Strom gespeichert wird (“Mischspeicherung”), wurde in den Jahren 2024 und 2025 sukzessiv durch das “Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung” (G. v. 15.05.2024, BGBl. 2024 I, Nr. 151), kurz “Solarspaket I”, und das Solarspitzengesetz neu geregelt. Die Regelungen sehen nun vor, dass der in einem Mischspeicher gespeicherte Strom dann vergütungsfähig ist, wenn die Voraussetzungen der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b EEG 2023 oder der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c EEG 2023 eingehalten werden. In diesen Fällen kann neben selbst produziertem EE-Strom auch Strom aus dem Netz zwischengespeichert und vergütet werden.

Die **Abgrenzungsoption** setzt nach § 19 Abs. 3b S. 1 EEG 2023 voraus, dass die vergütungsfähigen Strommengen im Speicher messtechnisch so erfasst werden, dass sie von sonstigen Strommengen abgegrenzt werden können. Um diesen erhöhten messtechnischen Aufwand zu vermeiden, sieht das Gesetz mit der **Pauschaloption** eine Lösung für kleinere PV-Anlagen vor, die mit einem einfacheren Messkonzept auskommt (vgl. dazu Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode (2024): Anstelle einer genauen messtechnischen Abgrenzung legt § 19 Abs. 3c S. 3 EEG 2023 die förderfähige Strommenge auf pauschal bis zu 500 kWh pro Kalenderjahr je kW installierter PV-Leistung fest. Für die Nutzung der Pauschaloption müssen mehrere Voraussetzungen vorliegen: Der Strom muss in einer oder mehreren PV-Anlagen erzeugt werden, deren installierte Leistung insgesamt höchstens 30 kW betragen darf und es muss Betreiberidentität in Bezug auf die PV-Anlage und den Speicher bestehen, vgl. § 19 Abs. 3c Nr. 1-3 EEG 2023. Somit wird ermöglicht, dass Photovoltaik-Heimspeicher nicht mehr nur zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden, sondern gerade in den Wintermonaten benötigte Flexibilitäten bereitstellen können. Beide Mischspeicheroptionen können nach § 19 Abs. 3b S. 1 und § 19 Abs. 3c S. 4 EEG 2023 erst nach Inkrafttreten einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d EEG 2023 genutzt werden, für die momentan der Festlegungsprozess läuft (vgl. BNetzA (2025b)). Zu beachten ist außerdem, dass die Pauschaloption nach § 101 EEG 2023 derzeit noch unter beihilferechtlichem Vorbehalt steht, eine Genehmigung ist noch nicht erteilt.

Einspeisevergütungsanlagen können die Mischspeicherungsoptionen allerdings nicht nutzen, da eine Mischspeicherung nur in Kombination mit der Vergütungsform der Marktprämie vorgesehen ist, vgl. § 19 Abs. 3b S. 1 und Abs. 3c S. 1 EEG 2023 (siehe dazu König und Papke (2025)). Anlagen in der Einspeisevergütung müssen somit zunächst in die Direktvermarktung wechseln, um die Optionen zur Mischspeicherung nutzen zu können. Hintergrund dieser Einschränkung war für den Gesetzgeber, dass eine Ausweitung der Regelungen auf die Einspeisevergütung als zu komplex für die bestehenden Systeme der Netzbetreiber*innen zur Bilanzierung und Wälzung des von ihnen vermarktetem Stroms eingeschätzt wurden (Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode 2024). Begründet wird der Ausschluss von Anlagen in der Einspeisevergütung damit, dass eine Zwischenspeicherung des Stroms für Anlagen- und Speicherbetreiber*innen in der Einspeisevergütung keinen wirtschaftlichen Mehrwert hätte, da die Einspeisevergütung unabhängig vom Marktpreis für die eingespeiste Menge gezahlt würde (Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode 2024). Spätestens seit Verschärfung der Regelung in § 51 EEG 2023, nach der auch kleine Neuanlagen ab Ausstattung mit iMSys keine Vergütung in Zeiten negativer Preise mehr erhalten, trägt diese Begründung allein jedoch nicht mehr (siehe dazu König und Papke (2025)).

Für Anlagenbetreiber*innen in der Einspeisevergütung stellt die Nutzung der Mischspeicherung daher einen erhöhten Aufwand dar, weil zunächst ein Wechsel in die Direktvermarktung vorgenommen werden muss. Am Ende dürfte es für die berechtigten Speicherbetreiber*innen eine Abwägungsfrage sein, ob die erweiterten Nutzungsmöglichkeiten durch die Mischspeicherung den erhöhten Aufwand durch die Direktvermarktung wirtschaftlich aufwiegen. Die Regelungen stellen jedenfalls einen Anreiz dar, in die Direktvermarktung zu wechseln und die Einspeisung stärker an Preissignale auf dem Markt anzupassen. Alternativ besteht nach wie vor die Möglichkeit, den Speicher als reinen EE-Speicher nach § 19 Abs. 3a EEG 2023 zu nutzen. Dies ist weiterhin in Verbindung mit der Einspeisevergütung möglich.

Sofern Speicher auch zur Speicherung von Netzstrom genutzt werden, ist für die Wirtschaftlichkeit von Bedeutung, inwiefern für den zwischengespeicherten Strom bei Rückspeisung ins Netz Steuern, Umlagen und Netzentgelte erhoben werden. Für Umlagen sieht

§ 21 EnFG¹¹ eine Saldierung der entnommenen mit der ins Netz zurückgespeisten Strommenge vor. Bei Netzentgelten und der Stromsteuer gelten mit § 118 Abs. 6 EnWG und § 5 StromStG¹² aktuell engere Vorgaben, die lediglich reine Netzspeicher privilegieren. Hier sind jedoch durch gesetzgeberische Aktivitäten Änderungen zu erwarten (vgl. BT-Ausschussdrucksache 21(9)126 vom 10.11.2025, S. 126) – die Kompetenz zur Festlegung der Netzentgelte liegt allerdings bei der Bundesnetzagentur (vgl. dazu Schilderoth (2024)), die derzeit an der Erstellung einer Festlegung arbeitet (sogenannter AgNes-Prozess, GBK-25-01-1#3, siehe BNetzA (2025a)).

3.3 Dynamische Stromtarife als Anreizmechanismus für die Marktintegration nachfrageseitiger Flexibilitäten und Batterien

Dynamische Stromtarife sind ein Instrument, um nachfrageseitige Flexibilität zu erhöhen und eine verstärkte Nutzung von Batteriespeichern in Zeiten hoher Strompreise anzureizen. Dieses Flexibilitätsinstrument wurde durch Rechtsänderungen deutlich in seiner Reichweite ausgedehnt und wird daher im Folgenden mit Blick auf seine rechtlichen Rahmenbedingungen und mögliche Hürden für die Nutzung dargestellt.

3.3.1 Rechtliche Vorgaben zu dynamischen Stromtarifen

Seit dem 01.01.2025 sind alle Stromlieferanten nach § 41a Abs. 2 S. 3 EnWG verpflichtet, einen dynamischen Stromtarif anzubieten - vor diesem Zeitpunkt galt dies nur für Stromlieferanten mit mehr als 100.000 Letztverbrauchenden. Ein dynamischer Stromtarif ist ein „Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen.“ Diese Definition aus § 3 Nr. 31d EnWG entspricht bewusst der Definition in Art. 2 Nr. 15 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie¹³. Vorgabe ist es, alle Verbrauchenden in die Lage zu versetzen, ihren Verbrauch den Echtzeit-Preissignalen anzupassen und ihnen somit eine unmittelbare Teilnahme am Strommarkt zu ermöglichen (Erwägungsgrund 37 EBM-RL; vgl. zu den Anforderungen an dynamische Stromtarife auch Klarmann et al. (2023)).

Dynamische Stromtarife sind damit ein marktdienliches Instrument, um verbrauchsseitige Flexibilität anhand von Preissignalen anzureizen. Das durch die Preissignale angereizte Bezugsverhalten kann auch netzdienliche Effekte haben. Diese Effekte sind aber nicht zwingend und das angereizte Verbrauchsverhalten kann sich in bestimmten Situationen sogar nachteilig auswirken, etwa wenn dadurch Netzengpässe verstärkt werden.

Eine feste Intervallvorgabe für dynamische Stromtarife gibt es nicht. Die Abrechnungsintervalle müssen lediglich mindestens dem Markt-Intervall für das Produkt entsprechen, an dem sich der Tarif ausrichtet. Mit der Umstellung auf 15-Minuten-Produkte auch am Day-Ahead-Markt zum 1. Oktober 2025 sind daher sowohl für Day-Ahead als auch für Intraday-gekoppelte Tarife 15-minütige Abrechnungsintervalle erforderlich. Preisschwankungen sind allerdings lediglich widerzuspiegeln (§ 3 Nr. 31d EnWG). Dieser Wortlaut indiziert, dass es nicht zwingend einer strikten Preiskoppelung im Sinne einer 1:1-Weitergabe der Spotmarktpreise bedarf, sondern auch schwächere bzw. gröbere Koppelungsregelungen ausreichen können. Sie sollten jedoch für eine „angemessene Exposition der Verbraucher gegenüber dem Großhandelspreisrisiko“ sorgen

¹¹ Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist

¹² Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist

¹³ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158, 14.6.2019, kurz: EBM-RL

(Erwägungsgrund 37 EBM-RL). Der Anreiz, den Stromverbrauch tatsächlich partizipativ anzupassen, darf somit nicht so sehr durch vertragliche Absicherungen (z. B. preislische Ober- und Untergrenzen) abgeschwächt werden, dass der eigentliche Sinn des Vertragsmodells – die aktive Partizipation – gänzlich in den Hintergrund tritt.

Neben dem gesetzlich vorgeschriebenen Angebot eines den gesetzlichen Vorgaben entsprechenden dynamischen Stromtarifs können weitere Stromtarife mit weniger starken oder anderen dynamischen Komponenten angeboten werden, welche die gesetzlichen Vorgaben für einen dynamischen Stromtarif nicht erfüllen.

3.3.2 Ausstattung mit intelligenten Messsystemen als zwingende Voraussetzung

Häufig dürfte die fehlende Ausstattung mit intelligenten Messsystemen ein Hindernis dafür sein, dass Nutzer einen dynamischen Stromtarif nutzen. Eine Brücke zur Nutzung könnte hier die in einem anderen Zusammenhang vorgesehene digitale Ausstattung für eine größere Nutzergruppe darstellen, nämlich die Festlegung der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG für flexible Verbrauchseinrichtungen.

Die Festlegung BK6-22-300 der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG ist eigentlich ein Instrument, um Netzentgelte zu vermeiden. Jedoch liefert es auch einen wichtigen Beitrag, um die technische Voraussetzung für die Flexibilisierung schon bei der Installation der betroffenen Verbrauchseinrichtungen herzustellen. Von der Festlegung erfasst sind insbesondere Wallboxen, Wärmepumpen und Heimspeicher ab einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW (V.2.4. Festlegung BK6-22-300). Die Teilnahme ist für die erfassten Neuanlagen mit Wirkung seit dem 01.01.2024 verpflichtend. Für diese Endkundengruppe, die mithin ohnehin aufgrund der Festlegung mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein muss, wird eine Hürde genommen, um dynamische Stromtarife zu nutzen.

3.3.3 Wirtschaftliche Anreizwirkung dynamischer Stromtarife

Die Endkundenstrompreise für Haushalte entfallen in etwa jeweils zu einem Drittel auf Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Die Dynamisierung wirkt sich nur auf den Beschaffungsbestandteil (sowie indirekt auf prozentuale Anteile wie die Mehrwertsteuer) aus. Die Anreize könnten verstärkt werden, wenn die Netzentgelte dynamisiert würden. Wenn Netzentgelte als Leistungsentgelte umgesetzt würden, würde zumindest die prozentuale Änderung durch dynamische Stromtarife erhöht.

Für PV-Eigenverbrauchsanlagen reduziert sich bei einer Verwendung von dynamischen Stromtarifen zunächst die Wirtschaftlichkeit, da in den für Eigenverbrauch relevanten Monaten mit hoher PV-Erzeugung der Strompreis deutlich mit dem Erzeugungsprofil von PV-Anlagen korreliert. Das führt dazu, dass in Stunden mit niedrigem oder keinem Netzbezug typischerweise die Strompreise sehr niedrig sind, während zum Beispiel in den Abendstunden mit stärkerem Netzbezug die Strompreise tendenziell höher liegen. Durchschnittlich dürften damit die Strombezugskosten gegenüber einem einheitlichen Stromtarif ansteigen. Vor allem Haushalte mit Wärmepumpen und Elektroautos können diesen Effekt reduzieren, indem sie die Verbräuche flexibilisieren und entsprechend den Signalen der dynamischen Strompreise ausrichten. Inwiefern sie schlussendlich einen wirtschaftlichen Vorteil durch dynamische Stromtarife gegenüber einem Festpreistarif generieren können, ist noch unklar und hängt von der Ausgestaltung der Tarife ab.

Außerdem ist zu erwarten, dass eine Nutzung der Flexibilitäten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs immer attraktiver sein wird als ein marktorientierter Einsatz. Nur bei sehr stark negativen Preisen (die nur sehr selten auftreten, siehe Kapitel 2) und unter der

Voraussetzung, dass diese an den Endkunden weitergereicht werden, könnte der nicht variable Bestandteil am Haushaltsstrompreis, Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen soweit kompensiert werden, dass der Haushaltsstrompreis niedriger als die Einspeiseerlöse wird. Dies führt dazu, dass das Eigenverbrauchsprivileg, bei welchem keine Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten auf selbst verbrauchten Strom entfallen, die Wirksamkeit von dynamischen Stromtarifen abschwächt.

4 Marktintegration fluktuierender EE-Anlagen und Flexibilitäten

In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst betrachtet, wie sich die verschiedenen Fassungen von § 51 EEG 2023 (Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen) auf die installierten EE-Anlagen auswirken. Dadurch kann abgeschätzt werden, wie sich die Leistung von Anlagen ohne Reaktion auf negative Preise entwickelt. Im zweiten Abschnitt wird die Entwicklung der nachfrageseitigen Flexibilitäten und Batterien betrachtet und der inflexiblen PV-Installation gegenübergestellt.

4.1 Wegfall der EEG-Vergütung bei negativen Preisen – Wirksamkeit auf aktuelle und zukünftige Anlagenkapazitäten (PV und Windenergie)

In diesem Abschnitt erfolgt eine Abschätzung, auf welche Anteile des EE-Anlagenmix der Wegfall der EEG-Vergütung nach § 51 EEG 2023 bis zum Jahr 2045 wirkt. Für ein besseres Gesamtbild werden in diesem Kapitel neben PV-Anlagen auch Windenergieanlagen berücksichtigt. In der nachfolgenden Tabelle wird dargestellt, für welche Anlagen die EEG-Vergütung bei negativen Strompreisen ausgesetzt wird.

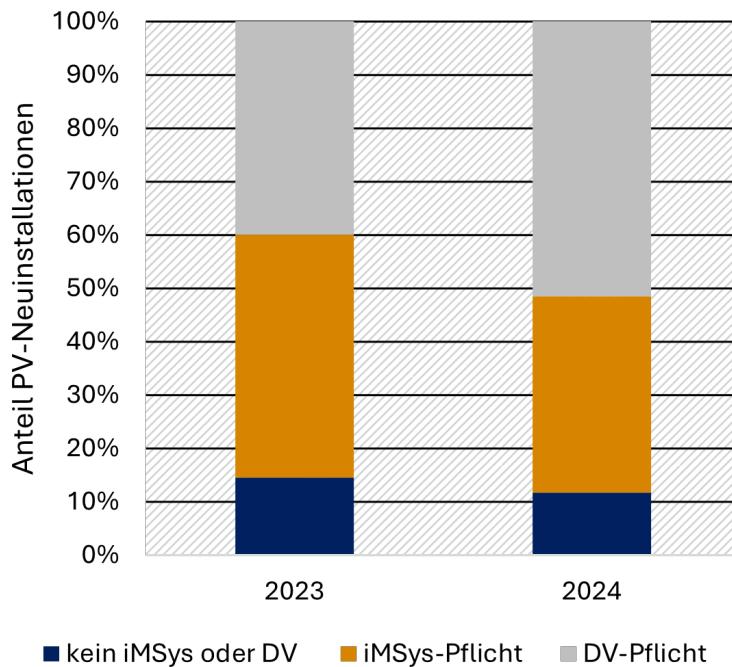
Tabelle 3: Aussetzung Vergütung bei negativen Strompreisen nach § 51 EEG 2023

Inbetriebnahme bzw. Gebotszuschlag	Dauer	Leistungsgrenze
01.01.2016 - 31.12.2020	6 Stunden	Wind > 3 MW alle anderen > 0,5 MW
01.01.2021 - 31.12.2022	4 Stunden	ab 0,5 MW
01.01.2023 - 25.02.2025	4 Stunden in 2023 3 Stunden in 2024 & 2025 2 Stunden in 2026 1 Stunde ab 2027	ab 0,4 MW
ab 26.02.2025	-	ab 0,1 MW 7 kW – 0,1 MW (wenn iMSys installiert)

Für Anlagen zwischen 7 kW und 100 kW gilt die Reduktion des Zahlungsanspruchs zu Zeiten negativer Preise nach § 51 EEG 2023 erst ab deren Ausstattung mit einem iMSys. Für die Abschätzung, wie viele Anlagen von der seit Februar 2025 geltenden iMSys-Regelung betroffen sind, bedarf es noch einer weiterführenden Überlegung: Abbildung 4 zeigt für die in den Jahren 2023 und 2024 neu installierte PV-Leistung eine prozentuale Abschätzung auf die Kategorien DV-Pflicht (> 100 kW), sowie für Anlagen bis 100 kW mit und ohne iMSys-Verpflichtung. Für die Kategorie mit iMSys-Verpflichtung wurden 90 % der Anlagenleistung in der Leistungsklasse zwischen 7 kW und 100 kW angesetzt. Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, muss der 90 %-Zielwert für die Umsetzung der iMSys-Pflicht erst bis Ende 2026 umgesetzt werden.

Vereinfachend wurde angenommen, dass 90 % aller neu installierten Anlagen in dieser Größenklasse direkt mit einem iMSys ausgestattet werden. Für die Projektion in Abbildung 5 wurde die Verteilung des Jahres 2024 verwendet, in der ein Trend zu größeren Anlagen sichtbar wurde.

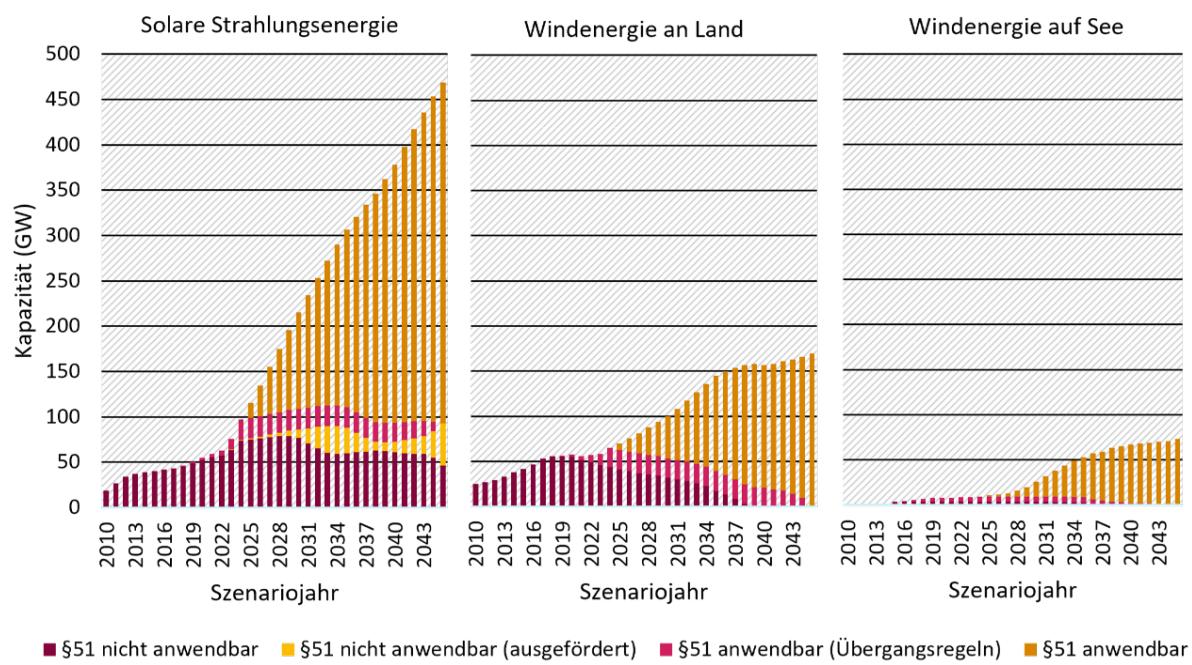
Abbildung 4: Kategorisierung der in den Jahren 2023 und 2024 installierten PV-Anlagen für eine Abschätzung der Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf den PV-Zubau



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut basierend auf BNetzA (2025c).

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt die jährlich installierte Leistung von PV- und Windenergieanlagen unterteilt danach, ob sie von § 51 EEG 2023 adressiert werden oder nicht. Hierbei wurde der aktuelle EEG-Zubaupfad hinterlegt und für PV-Anlagen ein Weiterbetrieb über das Förderende von 5 Jahren angenommen.

Abbildung 5: Abschätzung zur Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf Anlagenkapazitäten bei PV und Windenergie bis zum Jahr 2045



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut.

In die Kategorie „§ 51 nicht anwendbar“ fallen alle Anlagen, die entweder vor 2016 (vor Einführung der Regelung) installiert wurden und damit Bestandsschutz haben, oder Anlagen, die unter die in Tabelle 2 dargestellten Leistungsschwellwerte fallen, sowie ab dem 25.02.2025 Anlagen, für welche kein iMSys installiert wurde. Auf ausgeförderte Anlagen ist § 51 EEG 2023 ebenfalls nicht anwendbar. Anlagen, die in der Direktvermarktung gefördert wurden, wechseln typischerweise nach dem Förderende in die sonstige, förderfreie Direktvermarktung und finden dort einen Anreiz auf negative Strompreise zu reagieren. Ausgeförderte Anlagen, die in der Einspeisevergütung gefördert wurden, können auch in die sonstige Direktvermarktung wechseln oder für ihren eingespeisten Strom den Jahresmarktwert ausgezahlt bekommen. Anlagen, die diese Marktwertdurchleitung nutzen, haben keinen Anreiz auf negative Strompreise zu reagieren. Der Anteil an ausgeförderten Anlagen, die vorher in der Direktvermarktung waren, macht erst nach dem Jahr 2030 einen nennenswerten Anteil aus. Für das Jahr 2045 könnte zum Beispiel angenommen werden, dass ca. 25 % der ausgeförderten Leistung auf Anlagen in der Direktvermarktung entfällt.¹⁴ Allerdings ist zu berücksichtigen, dass aktuell in § 25 Abs. 2 EEG 2023 der Anspruch auf eine Zahlung des Marktwerts für ausgeförderte Anlagen zum 31.12.2032 ausläuft.

In den nächsten Jahren reduziert sich die kumulierte Leistung der geförderten PV-Anlagen, deren Zahlungsanspruch trotz negativer Strompreise nicht verringert wird, signifikant. Der Grund dafür ist, dass immer mehr Anlagen aus der Förderung ausscheiden. Nach dieser Abschätzung verbleibt im Jahr 2030 noch eine aggregierte PV-Kapazität von ca. 76 GW und im Jahr 2045 noch ca. 46 GW in dieser Kategorie.

Zusätzlich sind ausgeförderte Anlagen zu berücksichtigen, die nach Auslaufen der Förderung weiterbetrieben werden und die Marktwertdurchleitung wählen. Hier wird angenommen, dass diese Anlagen durchschnittlich fünf Jahre über das Förderende hinaus weiterlaufen. Im Jahr 2030 kommen dadurch etwa 9 GW hinzu, die durch § 51 EEG 2023 keinen rechtlichen Anreiz zur Flexibilisierung erhalten. Für 2030 ergibt sich dadurch in Summe eine nicht-flexible PV-Anlagenkapazität von 85 GW. Für das Jahr 2045 könnten theoretisch, sofern die heutige Marktwertdurchleitung über das aktuelle Enddatum 2032 hinaus unveränderte beibehalten wird, 35 GW nicht-flexibler Altanlagen hinzukommen, sodass sich in Summe eine Leistung von 81 GW ergäbe. Damit würde im Jahr 2045 ein erheblicher Anteil dieser nicht-flexiblen Leistung (43 %) aus ausgeförderten Anlagen stammen. In der weiteren Betrachtung wird jedoch davon ausgegangen, dass die Marktwertdurchleitung in der heutigen Form im Jahr 2045 nicht mehr gilt. Zudem gilt ab dem Jahr 2032 die iMSys-Pflicht und damit die Vergütungsaussetzung bei negativen Preisen auch für Bestandsanlagen (siehe Abschnitt 3.2.1). Es erscheint unwahrscheinlich, dass diese Regelung für die Anlagen dann nach Förderende aufgehoben wird.

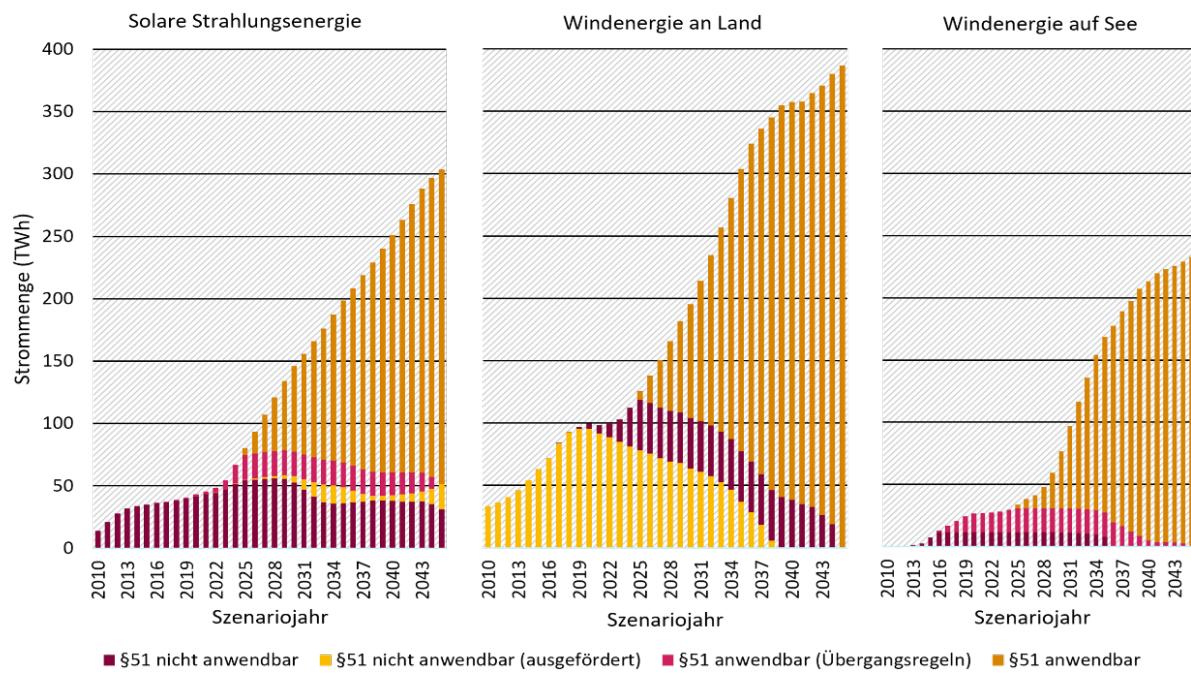
Für alle anderen Anlagen würde die Vergütung bei negativen Strompreisen ausgesetzt werden und ein Anreiz zur Abregelung bzw. zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie die Möglichkeit zum Abregeln durch den Übertragungsnetzbetreibenden bei negativen Preisen kleiner minus 10 ct/kWh erfolgen. Bei den Abschätzungen zu den PV-Kapazitäten und insbesondere bei der Einordnung gegenüber der Lastverschiebung in Abschnitt 4.2 ist zu berücksichtigen, dass dies die Nennleistungen der Module sind, die selbst an sehr sonnigen Tagen wechselstromseitig nicht erreicht werden. Das Verhältnis von realer Spitzenerzeugung zu theoretischer Maxmalleistung wird über den Performance Ratio angegeben, der laut Wirth (2025) bei neuen Anlagen maximal zwischen 80 % und 90 % liegt. Die tatsächliche, kumulierte Erzeugungsspitze aus PV-Anlagen in Deutschland wird noch weiter abgeschwächt durch unterschiedliche Ausrichtung von Anlagen,

¹⁴ Mittelwert der prozentualen Verteilung auf Vergütungskategorien von Anlagen die zwischen 2020 und 2025 in Betrieb gingen (Haller et al. 2025).

lokale Verschattungen oder Degradation der Module. In der weiteren Betrachtung wird jedoch als Maximalabschätzung weiterhin die installierte Modulleistung verwendet.

In Abbildung 6 sind Projektionen für die Strommengen aus PV, Windenergie an Land und auf See unterteilt nach den oben benannten Kategorien dargestellt. Während im Jahr 2030 noch Strommengen aus Windenergie trotz negativer Strompreise vergütet werden, wird dies im Jahr 2045 nur noch Strommengen aus PV-Anlagen betreffen.

Abbildung 6: Abschätzung zur Wirksamkeit von § 51 EEG 2023 auf die Strommengen aus PV- und Windenergieanlagen bis zum Jahr 2045



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut.

Es zeigt sich also, dass perspektivisch der Anteil an Anlagen und Strommengen, die bei negativen Strompreisen keine Förderung erhalten, stark zunehmen wird (60 % der Leistung in 2030 und 83 % in 2045). Dies gilt insbesondere, wenn der bisher im EEG hinterlegte, ambitionierte EE-Zubau beibehalten wird.

4.2 Stand und Entwicklung nachfrageseitiger Flexibilitäten und Batterien

Neben den klassischen Speichern wie Pumpspeichern oder Speicherwasserkraftwerken, deren Ausbaupotenzial in Deutschland sehr limitiert ist, haben neue Speicher und Flexibilitäten eine zunehmende Bedeutung für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch.

So waren Stand September 2025 in Deutschland ca. 18,5 GWh Heimbatterien in Kombination mit PV-Anlagen installiert, wovon ca. 25 % seit September 2024 zugebaut wurden (RWTH Aachen 2024a). Ungefähr 70 % der 2023 neuinstallierten privatbetriebenen PV-Dachanlagen wurden mit Batterien ausgestattet (BNetzA 2024). Diese Speicher werden jedenfalls bis zur Umsetzung der Mischspeicherung (siehe Abschnitt 3.2.4) in der Regel nur für die Eigenverbrauchsoptimierung genutzt. Aufgrund der relativ kurzen Speicherladezeit von typischerweise einer Stunde stehen viele der Heimbatterien in den Stunden mit den tiefsten Strompreisen nicht mehr zur Verfügung, da sie bereits vollständig geladen sind.

Zusätzlich zum Aufwuchs bei den Batterien kommen neue Verbraucher mit Flexibilitätspotenzial hinzu. Auf Haushaltsebene sind das insbesondere Elektroautos mit einer aktuell registrierten Batteriekapazität von ca. 115 GWh, also einem Vielfachen der Heimbatterien (RWTH Aachen 2024b). Jedoch werden diese Kapazitäten durch das Nutzerverhalten eingeschränkt und stehen nicht durchgehend zur Verfügung. Auch Wärmepumpen und Klimaanlagen können je nach Umsetzung flexibel betrieben werden, wobei Wärmepumpen aufgrund ihres Verbrauchprofils für die Diskussion um durch PV-Anlagen verursachte negative Strompreise eine untergeordnete Rolle spielen.

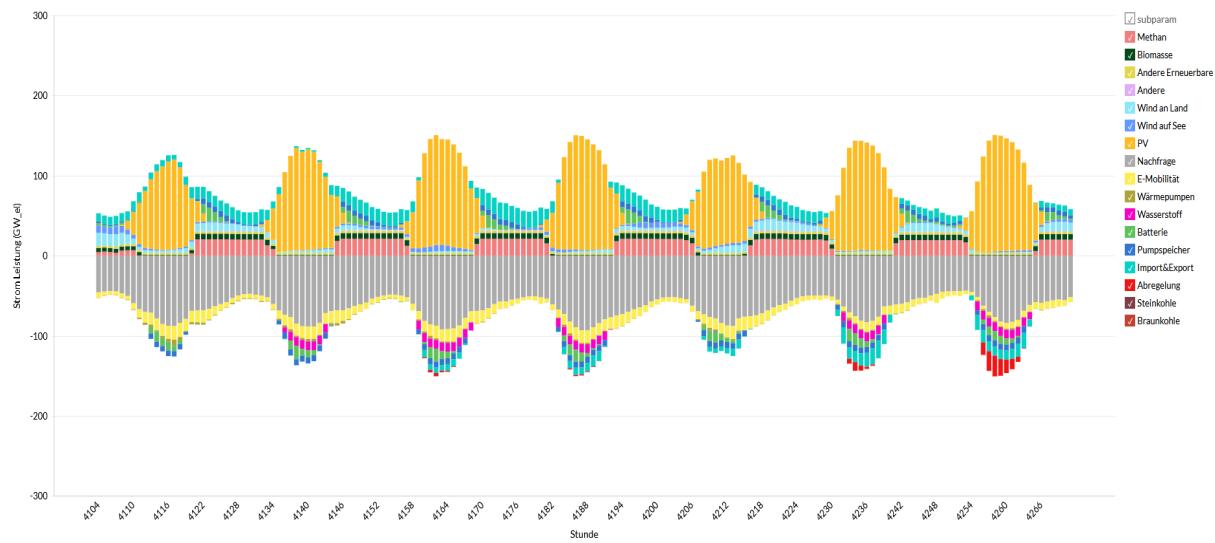
Im Nicht-Haushaltsbereich ist eine Zunahme an Rechenzentren und Elektro-LKWs sowie eine Elektrifizierung von Industrieprozessen zu erwarten. Auch Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion können flexibel betrieben werden.

Diese Zunahme an neuen elektrischen Verbrauchern erhöht zunächst den Bedarf an Windenergie- und PV-Kapazitäten und damit auch den Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Um dem entgegenzuwirken ist es wichtig, die genannten Flexibilitätsoptionen direkt bei ihrer Inbetriebnahme zu heben, zumal danach Vorgaben schwieriger sind und der Aufwand sich erhöht. So können der EE-Ausbau, dessen Zielvorgaben als prozentualer Anteil an der Stromnachfrage abgeleitet werden (EEG § 1 Abs. 2), und der Flexibilitätsausbau in einer gewissen Synchronität verlaufen.

Auch für Großspeicher, die ausschließlich am Strommarkt agieren, wird eine starke Zunahme erwartet. Ende September 2025 waren Großspeicher mit einer Leistung von 2,3 GW und einer Kapazität von 3,2 GWh installiert (RWTH Aachen 2025). Wie stark die erwartete Zunahme sich tatsächlich entwickeln wird, ist momentan noch schwer zu sagen. Aktuell verzeichnen die Netzbetreiber*innen Netzanschlussbegehren von über 500 GW Speicherleistung. Im Netzentwicklungsplan (NEP 2024) wird für das Jahr 2037 ein Speicherausbau von 24 GW bzw. 61 GWh und für das Jahr 2045 von 55 GW bzw. 136 GWh angenommen (Regelleistung Online 2025).

Um abschätzen zu können, welchen Beitrag Flexibilitäten, insbesondere auf der Nachfrageseite, für die Reduktion von Erzeugungsüberhängen und damit negativen Strompreisen leisten können, eignet sich eine Strommarktmodellierung am besten. Hierbei kann berücksichtigt werden, in welchen Umfang und über welchen Zeitraum die flexiblen Leistungen zur Verfügung stehen. Da im Rahmen dieses Kurzberichts keine eigene Strommarktmodellierung durchgeführt werden konnte, wird auf die aktuellste Version der Langfristszenarien zurückgegriffen.

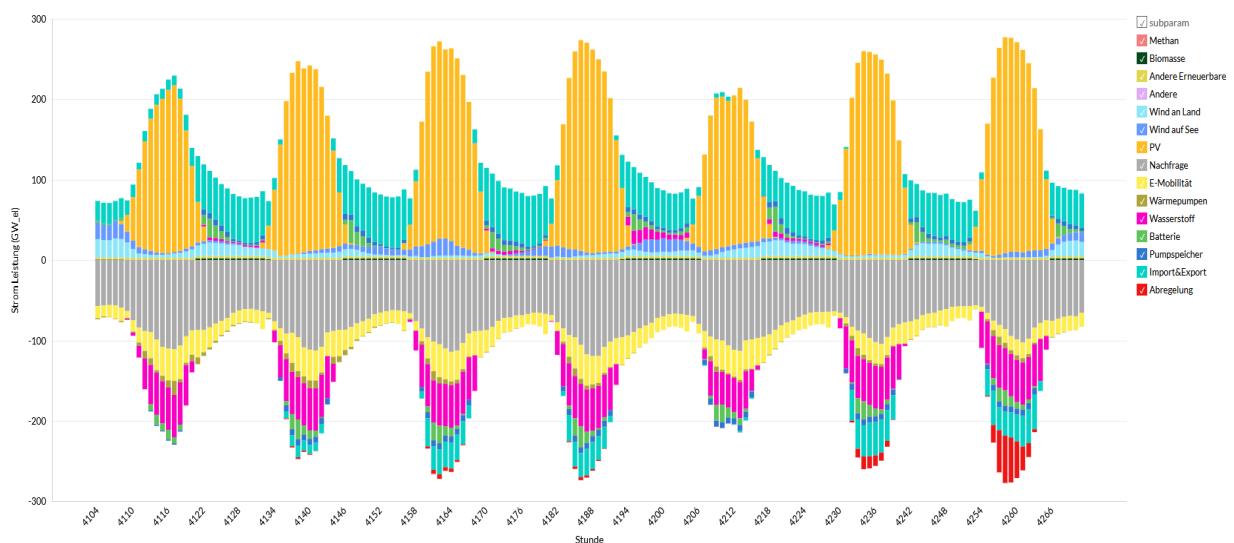
Nachfolgend sind zwei Abbildungen zum Einsatz von Erzeugung und Nachfrage für das Szenario 045-Strom für eine exemplarische Sommerwoche (KW25) in den Szenariojahren 2030 (Abbildung 7) und 2045 (Abbildung 8) dargestellt.

Abbildung 7: Dispatch Szenario Strom-O45 im Jahr 2030

Quelle: Fraunhofer ISI (2021).

Insgesamt geht daraus sehr deutlich hervor, dass die Nachfrage (unterer Bereich der Abbildung) der EE-Erzeugung (oberer Bereich der Abbildung) folgt. Die Nachfrage umfasst hier die Flexibilität aus E-Mobilität, Wärmepumpen, H₂-Elektolyseure, Einspeicherung bei Batterien und Pumpspeichern, sowie Stromexporte. Nur wenn die Flexibilitäten ausgeschöpft sind, erfolgt eine Abregelung. Für das Szenariojahr 2030 kommt es erst ab einer Erzeugungsleistung von über 100 GW zu Abregelungen. Dieser Wert liegt deutlich über den 85 GW nicht steuerbarer PV-Leistung in 2030 (siehe Analyse zu EE-Entwicklung in Abschnitt 4.1). Dies kann als Indikator gesehen werden, dass das Auftreten von negativen Strompreisen mittelfristig unwahrscheinlicher wird, siehe hierzu auch Betrachtung in Kapitel 2.

Führt man diese Betrachtung einer exemplarischen Sommerwoche für das in Abbildung 8 dargestellte Szenariojahr 2045 fort, zeigt sich, dass Abregelungen von EE-Erzeugungsleistung erst ab einer Erzeugungsleistung von über 200 GW auftreten. Dieser Wert liegt somit wesentlich über den 46 GW nicht steuerbarer PV-Leistung im Jahr 2045, so dass kaum mehr negative Strompreise auftreten sollten.

Abbildung 8: Dispatch Szenario Strom-O45 im Jahr 2045

Quelle: Fraunhofer ISI (2021).

Wie stark Flexibilitätsoptionen tatsächlich in den betrachteten Jahren dem Strommarkt zur Verfügung stehen, ist schwierig abzuschätzen. Es wird aber deutlich, dass Flexibilitäten dafür sorgen, möglichst viel des verfügbaren Stromangebots zu nutzen anstatt abzuregeln. Daher ist es nicht erforderlich, dass sämtliche PV-Anlagen mit dem Strommarkt interagieren bzw. zur Vermeidung von negativen Strompreisen abgeregelt werden können.

5 Fazit

Kleine PV-Dachanlagen stehen aktuell im Zentrum energiepolitischer Debatten. In diesem Bericht wurde die Marktintegration von kleinen PV-Dachanlagen vor dem Hintergrund negativer Strompreise beleuchtet.

Die Untersuchung zeigt: Die kumulierte Leistung von Neuanlagen, die bei negativen Strompreisen noch Förderungszahlungen erhalten, reduziert sich im Zeitverlauf deutlich. Seit dem 25.02.2025 entfällt die Förderung bei negativen Preisen nicht nur für direktvermarktete Anlagen, sondern auch für Anlagen über 7 kW, sobald ein intelligentes Messsystem installiert wurde. Bezuglich der Reaktion der Anlagen auf negative Strompreise können zusammenfassend die folgenden Aussagen getroffen werden:

- ▶ Direktvermarktungsanlagen haben schon aufgrund der Marktpreise einen wirtschaftlichen Anreiz, ihre Einspeisung abzuregeln oder unter der Nutzung von Flexibilitäten zeitversetzt einzuspeisen.
- ▶ Neuanlagen in der Einspeisevergütung mit iMSys haben keinen Anreiz, abzuregeln, da sie für den eingespeisten Strom keine Zahlungen vornehmen müssen, sondern nur keine Einnahmen generieren. Jedoch gibt es einen Anreiz, ihren Eigenverbrauch in Zeiträume mit negativen Strompreisen zu verlagern (zum Beispiel mit Hilfe von Batterien oder verschiebbaren Lasten). Damit können sie ihre Einspeisung in Zeiten mit Vergütungsanspruch verschieben und dadurch ihre Erlöse maximieren. Somit können in Kombination mit Flexibilitäten auch diese Anlagen einen Beitrag für die Reduktion von negativen Strompreisen leisten.
- ▶ Neuanlagen ohne iMSys und Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung haben weder einen Anreiz abzuregeln noch marktorientiert zeitversetzt einzuspeisen. Eine Ausnahme bilden Strommengen aus fernsteuerbaren (i. S. v. § 4a Abs. 2 Nr. 2 EEG) Einspeisevergütungsanlagen. Sie müssen nach § 5 EEG durch die Übertragungsnetzbetreiber*innen über preislimitierte Gebote (zwischen minus 10 ct/kWh und minus 20 ct/kWh) vermarktet werden. Sofern die entsprechenden Strommengen nicht vermarktet werden können, haben die Übertragungsnetzbetreiber*innen die Wirkleistungseinspeisung entsprechend (für Neuanlagen entschädigungslos) zu reduzieren.
- ▶ PV-Anlagen, die nach dem Förderende noch weiterbetrieben werden und für den eingespeisten Strom den Jahresmarktwert erhalten, haben keinen Anreiz, auf negative Preise zu reagieren. Bei einer Verlängerung dieser Regelung über das aktuelle Ende 31.12.2032 hinaus könnten diese Anlagen im Jahr 2045 43 % der nicht-flexiblen PV-Leistung ausmachen. Hier wird langfristig ein systemdienlicher Anreiz zum Weiterbetrieb der ausgeforderten Anlagen benötigt.

Insgesamt ist damit bereits ein großer Teil der neu installierten PV-Anlagen in ein teilweise preissignal-basiertes System eingebunden und erhält mindestens keine Vergütung bei negativen Strompreisen. Wie in Abschnitt 4.1 zu sehen, entfaltet sich die volle Wirkung, insbesondere aufgrund des Bestandschutzes, jedoch erst langfristig. Allerdings deuten Modellierungen darauf hin, dass durch eine steigende Anzahl an nachfrageseitigen Flexibilitäten negative Preise zukünftig deutlich reduziert werden. Je nach Entwicklung könnte im Jahr 2030 eine PV-Leistung von ca. 85 GW vorliegen, die nicht auf Strompreissignale (direkt oder indirekt über Flexibilitäten) reagiert. Im Jahr 2045 könnte diese Anlagenleistung bei nur noch 46 GW liegen. Falls ausgeforderte Anlagen weiterhin eine Durchleitung des Jahresmarktwertes nach dem heutigen Modell erhalten, könnte die Anlagenleistung, die nicht auf Strompreissignale reagiert

theoretisch bei ca. 81 GW liegen, da der Anteil an ausgeförderte Anlagen stark zunehmen würde. Strommarktmödellierungen lassen jedoch erwarten, dass die Nachfragesteigerung durch Flexibilitätsoptionen diese inflexiblen Erzeugungsmengen übersteigt und EE-Abregelungen erst bei höheren Erzeugungsleistungen benötigt werden.

Entscheidend ist, dass neue Verbraucher ihre Flexibilität bereitstellen, da sie ansonsten primär die Stromnachfrage erhöhen und zu einer Problemverschärfung beitragen. § 14a EnWG ist hierfür ein wichtiger Hebel, um die technische Ausstattung zur Flexibilisierung von größeren Verbrauchseinrichtungen wie Ladepunkten, Wärmepumpen oder Speichern direkt beim Netzanschluss zu erreichen und dadurch den Zugang zu marktorientierten Signalen zu erleichtern.

Zur verbesserten Nutzung von Flexibilitäten lassen sich mehrere Punkte festhalten:

- ▶ Die flächendeckende Bereitstellung dynamischer Tarife schafft grundsätzlich neue Möglichkeiten, doch ist unklar, für welche Endkunden die Tarife einen finanziellen Mehrwert bieten und wie stark die Preisdifferenzen tatsächliche Lastverschiebungen auslösen.
- ▶ Für PV-Eigenverbrauchsanlagen mindern dynamische Tarife zunächst die Wirtschaftlichkeit, da Einspeisezeiten oft niedrige und Bezugszeiten hohe Preise aufweisen. Haushalte mit Wärmepumpen oder Elektroautos können diesen Effekt teilweise ausgleichen, doch ob sie insgesamt einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Festpreistarifen erzielen, ist derzeit offen. Die Nutzung von Flexibilitäten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs bleibt finanziell meist attraktiver als ein marktpreisorientierter Einsatz. Da nur selten so stark negative Preise auftreten, dass fixe Preisbestandteile kompensiert werden, schwächt das Eigenverbrauchsprivileg die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife besonders in Zeiten, in denen der Börsenpreis nicht durch PV-Einspeisung geprägt ist.
- ▶ Die Neuregelung zur Mischnutzung von Speichern, wie sie aktuell zur Umsetzung bei der Bundesnetzagentur liegt, adressiert auch Bestandsanlagen. Die für Einspeisevergütungsanlagen damit verbundene Pflicht zum Wechsel in die Direktvermarktung ist von der Ausgestaltung her nachvollziehbar. Ob der Anreiz in der Praxis für einen Wechsel ausreicht, bleibt abzuwarten. Es besteht damit jedoch das Risiko, dass die Regelungen für kleine PV-Dachanlagen in ihrer Wirkung begrenzt bleiben.
- ▶ Eine dynamische Vergütung oder niedrigere Direktvermarktungsgrenzen könnten zusätzliche Flexibilitätsanreize setzen, jedoch auch Komplexität und Kosten erhöhen.

Insgesamt zeigt sich, dass das Solarspitzengesetz bereits zentrale Weichen zur Reduktion negativer Preise gestellt hat. Weitere Verschärfungen wie verpflichtende Direktvermarktung oder dynamische Vergütung bieten zusätzliche Potenziale, erhöhen aber die Komplexität. Ein sinnvoller Weg besteht darin, die Abläufe bei der Direktvermarktung zu vereinfachen und den Fokus auf die Marktintegration neuer Verbraucher zu legen. Mit zunehmender Flexibilität dürfte die Zahl negativer Strompreise langfristig sinken und eine vollständige Reaktion kleiner PV-Dachanlagen auf negative Preise auch in Zukunft nicht zwingend erforderlich sein.

6 Quellenverzeichnis

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien (2022): AEE-Akzeptanzumfrage 2022. Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/aeo-akzeptanzumfrage-2022>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien (2023): Erneuerbare Energien in Deutschland: Zwischen Akzeptanz und Unsicherheit. Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/presse/pressemitteilungen/erneuerbare-energien-in-deutschland-zwischen-akzeptanz-und-unsicherheit>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Baake, R.; Josten, F. (2025): PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren, 10-Punkte-Plan-zur-Weiterentwicklung-der-PV-Politik. Stiftung Klimaneutralität (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2025/07/10-Punkte-Plan-zur-Weiterentwicklung-der-PV-Politik.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Baur, L.; Uriona, M. (2018): Diffusion of photovoltaic technology in Germany: A sustainable success or an illusion driven by guaranteed feed-in tariffs? In: *Energy* 150, S. 289–298. DOI: 10.1016/j.energy.2018.02.104.

BMWE - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2025a): Klimaneutral werden - wettbewerbsfähig bleiben. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=26, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

BMWE - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2025b): Energiewende. Effizient. Machen., Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; BET Consulting. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2024): Zubau Erneuerbarer Energien 2023. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240105_EEGZubau.html?utm_source=chatgpt.com, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2025a): Statistik zur Stromerzeugungsleistung ausgewählter erneuerbarer Energieträger, Oktober 2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publicationFile&v=43, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2025b): Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL). Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2025c): Marktstammdatenregister. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Brand-Schock, R. (2025): Energiewende bezahlbar gestalten - Einsparpotenziale und Handlungsempfehlungen des BDEW im Stromsektor, Positionspapier. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/362_BDEW-Positionspapier_Kosten_der_Energiewende_und_Potenziale_zu_Einsparungen_eUWxrcg.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Bundesrat (2024): Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbau und der Netzregulierung (Drucksache 581/24). Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/brd/2024/0581-24.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Deutscher Bundestag - 19. Wahlperiode (Hg.) (2020): Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss), Drucksache 19/25326. Berlin. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/253/1925326.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode (2024): Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen (Drucksache 20/14235). Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/142/2014235.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Dünzen, K.; Krieger, S.; Ritter, D. (2024): Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland, Ein Überblick zu Flächenkulissen, Potenzialen, Finanzierung, Nachhaltigkeit und Produktionskapazitäten. (Stand Januar 2024). Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PVFA_Ueberblicksstudie.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2025.

Eichenauer, E. (2025): Umfrage zur Akzeptanz der Solarenergie, Frühjahr 2025. Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage zur Akzeptanz der Nutzung und des Ausbaus der Solarenergie in Deutschland. Fachagentur Wind und Solar (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Solar/Akzeptanz/FA_Wind_und_Solar_Umfrage_zur_Akzeptanz_der_Solarenergie_Fr%C3%BCChjahr_2025.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Fraunhofer ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2021): Dashboard Dispatch Strom O45/Dashboard Dispatch Electricity O45. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hg.). Online verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65717/731d403727280b81f1e65efb14a25f9c>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Haller, M.; Ritter, D.; Seebach, D.; Aschauer, J.; Schwartz, J. (2025): Übersicht über alle Vermarktungsformen. Öko-Institut und Montel (Hg.). Online verfügbar unter <https://ee-direktvermarktung.oeko-institute.eu/direktvermarktung>, zuletzt aktualisiert am 25.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Hölder, D. (2025): EEG 2023 §51 Rn. 1. Online-Kommentar. Greb, K.; Boewe, M. und Sieberg, C. (Hg.), zuletzt aktualisiert am 01.01.2025.

Hoppenberg, M.; Witt, S. de (2024): Handbuch des öffentlichen Baurechts 63. Auflage. München: C. H. Beck. Online verfügbar unter <https://www.beck-shop.de/hoppenberg-de-witt-handbuch-oeffentlichen-baurechts/product/430>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Hoppmann, J.; Huenteler, J.; Girod, B. (2014): Compulsive policy-making—The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. In: *Research Policy* 43 (8), S. 1422–1441. DOI: 10.1016/j.respol.2014.01.014.

Klarmann, T.; Hilpert, J.; Müller, T.; Kahles, M. (2023): Dynamische Stromtarife, Die rechtlichen Vorgaben an die Ausgestaltung von dynamischen Stromtarifen nach § 3 Nr. 31b EnWG und die Auswirkungen auf das Tarifmodell von LichtBlick/Neon. Inputpapier. Stiftung Umweltenergierecht (Hg.). Würzburg. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Kurzgutachten_Dynamischer_Stromtarif_final.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2025.

Kohler, M.; Wingenbach, M. (2024): Potenzialflächen für Agri-Photovoltaik, Eine GIS basierte Potenzialanalyse für Deutschland. Öko-Institut (Hg.). Freiburg. Online verfügbar unter <https://zenodo.org/records/10878761>.

König, C.; Papke, A. (2025): Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - ein Überblick über die Neuerungen durch das "Solarspitzengesetz". In: *EnWZ* (Heft 8-9), S. 291–297. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Zusammenfassung_Solarspitzengesetz_EnWZ_2025-09-19.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Kost, C. (2024): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Hg.). Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Mackensen, R.; Saint-Drenan, Y.-M.; Jost, D.; Fritz, R.; Asanalieva, N.; Widdel, M.; Hahler, M. (2017): Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel. Online verfügbar unter <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2016/rewp.html>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

NEP - Netzentwicklungsplan Strom (Hg.) (2024): Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Netztransparenz.de (2025): Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG. Netztransparenz.de (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Spotmarktpreis-nach-3-Nr-42a-EEG>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Palacios, S.; Bauknecht, D.; Ritter, D.; Kahles, M.; Wegner, N.; Gneisenau, C. von (2020): Photovoltaik-Pflicht mit Verpachtungskataster: Optionen zur Gestaltung einer bundesweiten Pflicht zur Installation und zum Betrieb neuer Photovoltaikanlagen. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_10_26_climate_change_34_2020_pv-pflicht_mit_verpachtungskataster.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Pritzsche, K. U.; Vacha, V. (2024): Energierecht, Einführung und Grundlagen 2. Auflage. München: C. H. Beck.

PV Think Tank (Hg.) (2025): Quantität mit Qualität: Ein Photovoltaik-Drehbuch für die nächste Legislaturperiode, PV Agenda 2025-2030. Online verfügbar unter https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2025/01/PV-Agenda-2025-2023_Quantitaet-mit-Qualitaet_PVTT.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Regelleistung Online (2025): Über 500 GW an Netzanschlussanfragen für Batteriespeicher. Regelleistung Online (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.regelleistung-online.de/ueber-500-gw-an-netzanschlussanfragen-fuer-batteriespeicher/>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Ritter, D. (04.08.2025): Entwicklung negativer Strompreise. Hintergrundgespräch. Interview mit Juri Schwartz.

Ritter, D.; Dünzen, K.; Schwartz, J.; Brinkhaus, M. (2025): Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2024 & Ausblick 2025. Öko-Institut und Montel (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-24.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Rollet, C. (2024): Akzeptanz von Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Ergebnisse von Befragungen und Studien in Deutschland. Hintergrundpapier. Fachagentur Wind und Solar (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Solar/Akzeptanz/FA_Wind_und_Solar_Akzeptanz_Photovoltaik_Freiflaechenanlagen.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2025.

RWTH Aachen (2024a): Battery Charts, RWTH Aachen. Online verfügbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

RWTH Aachen (2024b): Mobility Charts. RWTH Aachen (Hg.). Online verfügbar unter https://battery-charts.de/de/mobility-charts-de/#drive_type, zuletzt aktualisiert am 08.10.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

RWTH Aachen (2025): Speicherkapazität. RWTH Aachen (Hg.). Online verfügbar unter <https://battery-charts.de/de/battery-charts-de/#speicherkapa>, zuletzt aktualisiert am 07.10.2025, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Schulte, E.; Scheller, F.; Sloot, D.; Bruckner, T. (2022): A meta-analysis of residential PV adoption: the important role of perceived benefits, intentions and antecedents in solar energy acceptance. In: *Energy Research & Social Science* (Volume 84). Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629621004308>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Wirth, H. (2025): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hg.). Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Wüstenhagen, R.; Bilharz, M. (2006): Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. In: *Energy Policy* 34 (13), S. 1681–1696. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.07.013.