



Stiftung  
Klimaneutralität



# PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren

10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung  
der PV-Politik

# IMPRESSUM

## **Stiftung Klimaneutralität**

[www.stiftung-klima.de](http://www.stiftung-klima.de)

[info@stiftung-klima.de](mailto:info@stiftung-klima.de)

Friedrichstraße 155–156 | 10117 Berlin

## **Autoren & Projektleitung**

Rainer Baake | [rainer.baake@stiftung-klima.de](mailto:rainer.baake@stiftung-klima.de)

Frederik Josten | [frederik.josten@stiftung-klima.de](mailto:frederik.josten@stiftung-klima.de)

## **Quantitative Analysen**

Daniel Fürstenwerth

1000 GW Institut | [www.1000gw.de](http://www.1000gw.de)

## **Danksagung**

Wir bedanken uns bei allen weiteren Beteiligten, die ihre Expertise und Erfahrungen mit uns geteilt haben. Dieser fachliche Austausch lieferte wichtige Impulse für unsere Empfehlungen.

## **Layout & Satz**

ASK Agentur Sales und Kommunikation GmbH, [www.ask-berlin.de](http://www.ask-berlin.de)

## **Bitte zitieren als:**

Stiftung Klimaneutralität (2025): PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren – 10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung der PV-Politik

# **PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren**

10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung  
der PV-Politik

# 10-Punkte-Plan

Stiftung Klimaneutralität empfiehlt eine nachhaltige Neuausrichtung der PV-Politik. So erfreulich der rasante Zuwachs an Solaranlagen in den letzten Jahren gewesen ist, er hat auch Probleme geschaffen, die angegangen werden müssen: Der Ausbau muss kosteneffizient, sozial gerecht und netzdienlich gesteuert werden.

Photovoltaik ist die günstigste Form der Stromerzeugung. Jede zusätzliche PV-Anlage verdrängt fossile Energieerzeugung und vermeidet CO<sub>2</sub>. Die Ausbauziele im EEG (§4) bleiben deshalb richtig. Sie können aber zu geringeren Kosten erreicht werden. Wichtig ist außerdem eine gerechtere Verteilung der Netzentgelte zwischen Stromkunden mit und ohne PV-Eigenenerzeugung. Zudem muss eine aktive Steuerung der Anlagen konsequent durchgesetzt werden, damit Risiken für die Netzstabilität gar nicht erst entstehen und negative Strompreise zu Lasten des EEG-Kontos vermieden werden.

Stiftung Klimaneutralität schlägt dazu einen 10-Punkte-Plan vor:

## 1 Zielvorgabe Freiflächenanlagen am PV-Ausbau im EEG von 50 % auf 65 % erhöhen.

Durch diese stärkere Ausrichtung auf das Freiflächensegment und einen Fokus der Gebäude-PV auf Neubau und ohnehin geplante Sanierungsvorhaben können die Erzeugungskosten des Ausbaus um rd. 25 % gesenkt werden.

## 2 Ausschreibungsmengen für PV-Freiflächenanlagen auf 14 GW/Jahr anheben.

Mit Preisen unter 5 ct/kWh stellen Freiflächenanlagen die günstigste Form der Stromerzeugung dar. Gleichzeitig sollten Projektentwickler einen Anreiz erhalten, sich an den Netzgegebenheiten zu orientieren. Dafür werden standardisierte Vorgaben zur Überbauung von Netzan schlüssen entwickelt und Baukostenzuschüsse im Fall von erforderlichem Netzausbau erhoben.

## 3 Einspeisevergütung für PV kurzfristig auf 10 ct/kWh deckeln, bis 2030 gestuft auf 7 ct/kWh senken.

Eine derart abgesenkte Einspeisevergütung ist weiterhin auskömmlich für kostengünstige PV-Anlagen beim Neubau und bei Dachsanierungsvorhaben, weil sie in die Bauvorhaben integriert werden können. Teurere Anlagen erfordern in Zukunft eine höhere private Zahlungsbereitschaft. Die langfristig planbare Abstufung der Vergütung setzt dem mittelständisch geprägten Sektor der Anlagenbauer Anreize, ihre Kosten zu senken. Der Förderbedarf sinkt.

## 4 Umsetzung EU-Gebäuderichtlinie nutzen, um PV-Anlagen im Neubau und bei Sanierungen zum Standard zu machen.

Die EU-Gebäuderichtlinie, die bis zum Mai 2026 in nationales Recht umzusetzen ist, enthält eine PV-Pflicht für öffentliche Gebäude sowie für Neubauten und Sanierungen. Durch eine standardisierte Integration in Planungs- und Bauprozesse können die PV-Kosten signifikant gesenkt werden. Ausnahmen für nachweislich unwirtschaftliche Installationen sollten vorgesehen werden.

## 5 Wirkung der Direktvermarktung stärken und auf kleine PV-Anlagen (>2 kW) ausweiten.

Direktvermarkter müssen ihre Vertragspartner in Zukunft unverzüglich über den finanziellen Schaden eines Weiterbetriebs bei negativen Preisen informieren. Bis 2030 wird die Grenze für die Direktvermarktungspflicht für neue Anlagen gestuft abgesenkt.

## 6 Beschleunigung der Anreize für einen Wechsel in die Direktvermarktung.

Durch das im Solarpaket angelegte sogenannte „Pauschalmodell“ erhalten PV-Bestandsanlagen mit Speicher einen Anreiz in die Direktvermarktung zu wechseln. Doch eine massentaugliche Umsetzung erfordert Festlegungen der Bundesnetzagentur und ist damit nach aktuellen Plänen frühestens im April 2027 anwendbar. Die erforderliche Arbeit der BNetzA und der Verteilnetzbetreiber sollte beschleunigt werden, sodass eine massentaugliche Umsetzung bereits im April 2026 ermöglicht wird.

## 7 Barrieren für netzdienliches Verhalten beseitigen.

Zeitvariable Netzentgelte werden für alle Stromkunden mit PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen bis 2028 ganzjährig und verpflichtend eingeführt. Hierdurch erhalten Kunden gezielt Anreize für einen dem Verteilnetz dienlichen Stromverbrauch. Zeitvariable Netzentgelte für Eigenerzeuger mindern zudem in vielen Netzgebieten unerwünschte Verteilungseffekte der Netzkosten zwischen Konsumenten mit und ohne PV-Eigenerzeugung.

## 8 Smart Meter Rollout durch einklagbaren Rechtsanspruch und pauschalierte Entschädigungsregelung beschleunigen.

Es wird ein mit Fristen konkretisierter Rechtsanspruch für alle Netzkunden zum Einbau von Smart Metern eingeführt. Werden die Fristen vom zuständigen Messstellenbetreibern nicht eingehalten, erhält der Netzkunde einen pauschalierten Mindestschadensersatz.

## 9 Digitales Netzmonitoring und Steuerungsfähigkeit von PV-Anlagen durch Verteilnetzbetreiber sicherstellen.

Verteilnetzbetreiber werden verpflichtet, ab 2028 einen jährlichen Nachweis der Steuerfähigkeit von PV-Anlagen auf Basis von Echtzeitmonitoring ihres Netzes zu erbringen. Eine Nicht-Erfüllung dieser Verpflichtung führt zu automatisch zu entrichtenden Pönalen.

## 10 Anschlussverfahren für Großbatteriespeicher maximal beschleunigen.

Batteriespeicher werden explizit aus dem Anwendungsbereich der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) herausgenommen und damit das bisherige Windhundverfahren abgeschafft. Es wird vom Gesetz- und Verordnungsgeber oder der Bundesnetzagentur ein neues regelbasiertes Reservierungsverfahren eingeführt, mit dem schnell zu verwirklichende Projekte priorisiert und die Anschlusskapazitäten maximal genutzt werden. Neuen kommerziellen Großbatteriespeichern jenseits von Netzengpässen wird das Laden in Zeiten von Redispatch untersagt.



---

# Inhalt

<b>10-Punkte-Plan</b>	<b>4</b>
<b>Begründungen 10-Punkte-Plan</b>	<b>8</b>
<b>Quantitative Analysen</b>	<b>16</b>
<b>Kapitel 1: Untersuchung verschiedener Ausbaupfade der Photovoltaik in Deutschland</b>	<b>17</b>
1.1 Szenarien	17
1.2 Vorgehen und Annahmen	18
1.3 Ergebnisse	19
1.4 Detailanalysen und Sensitivitäten	20
1.5 Unterschiedliche Kosten für PV-Anlagen bei Bestand vs. Neubau und Sanierung	21
<b>Kapitel 2: Aktuelle Stromgestehungskosten und Vergütungshöhen</b>	<b>22</b>
2.1 Stromgestehungskosten verschiedener EE-Technologien	22
2.2 Aktuelle Vergütungssätze für PV-Anlagen	23
<b>Kapitel 3: Auswirkungen der Überbauung von Netzanschlüssen auf PV-Freiflächenanlagen</b>	<b>24</b>
3.1 Status Quo der Planung von Netzanschlüssen	24
3.2 Einfluss der Überbauung auf Erzeugung und Erlöse von PV-Freiflächenanlagen	24
3.3 Einfluss der Überbauung auf Co-location von Speichern	25
<b>Kapitel 4: Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen</b>	<b>26</b>
4.1 Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit und ohne Direktvermarktung	26
4.2 Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit und ohne dynamische Tarife und Netzentgelte	27
4.3 Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit Direktvermarktung sowie dynamischen Tarifen und dynamischen Netzentgelten	27
<b>Kapitel 5: Eigenverbrauch und Verteilungseffekte</b>	<b>28</b>
5.1 Systemischer Wert von PV-Eigenverbrauch	28
5.2 Verteilungseffekte und verantwortliche Akteure zur Reduktion von Verteilungseffekten	29
5.3 Einfluss von zeitvariablen Netzentgelten auf Verteilungseffekte	30

# Begründungen 10-Punkte-Plan

# 1 Zielvorgabe Freiflächenanlagen am PV-Ausbau im EEG von 50 % auf 65 % erhöhen.

Durch diese stärkere Ausrichtung auf das Freiflächensegment und einen Fokus der Gebäude-PV auf Neubau und ohnehin geplante Sanierungsvorhaben können die Erzeugungskosten des Ausbaus um rd. 25 % gesenkt werden.

## Begründung

Im EEG ist derzeit festgelegt, dass etwa die Hälfte des Zubaus der PV auf Gebäuden stattfinden soll, die andere Hälfte auf der Freifläche. Dabei sind die Kosten für Freiflächen-PV signifikant geringer als die Kosten von Gebäude-PV. Die Investitionskosten von Freiflächen-PV liegen heute bei etwa 450 EUR/kW. Für die Installation auf bestehenden Gebäuden fallen Kosten zwischen 700 und 1.500 EUR/kW an – also etwa eineinhalb bis dreimal so viel.

Es liegt im gesamtgesellschaftlichen Interesse, den derzeit kostengünstigsten Energieträger PV zügig auszubauen, dabei aber keine unnötigen Kosten zu verursachen. Im Rahmen von detaillierten Szenariorechnungen wurde ermittelt, dass die Erzeugungskosten des PV-Ausbaus

mit angemessenen Maßnahmen bis 2040 um etwa 25 % gesenkt werden können (☞ [Quantitative Analyse Kapitel 1](#)). Im Szenario mit der Bezeichnung „Ausgewogen“ wurde unterstellt, dass der Anteil der Freiflächenanlagen am PV-Ausbau von 50 auf 65 % gesteigert wird und gleichzeitig der Fokus bei der Gebäude-PV auf Neubau und ohnehin geplanten Sanierungsvorhaben gelegt wird.

Die Kosten ließen sich mit einem noch höheren Anteil von Freiflächenanlagen weiter senken. Wir empfehlen jedoch einen ausgewogenen Ansatz, der auch gewichtige Aspekte wie Flächenverbrauch, Teilhabe von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende und Reduktion von Netzkosten durch den Ausbau der PV in urbanen Gegenden berücksichtigt.

# 2 Ausschreibungsmengen für PV-Freiflächenanlagen auf 14 GW/Jahr anheben.

Mit Preisen unter 5 ct/kWh stellen Freiflächenanlagen die günstigste Form der Stromerzeugung dar. Gleichzeitig sollten Projektentwickler einen Anreiz erhalten, sich an den Netzgegebenheiten zu orientieren. Dafür werden standardisierte Vorgaben zur Überbauung von Netzanschlüssen entwickelt und Baukostenzuschüsse im Fall von erforderlichem Netzausbau erhoben.

## Begründung

Die Kosten von PV-Anlagen sind in den letzten 15 Jahren um 85 % gefallen. Mit den aktuellen Ausschreibungsergebnissen von 4,7 ct/kWh ist die Freiflächen-PV die günstigste Form der Stromerzeugung in Deutschland (☞ [Quantitative Analyse Kapitel 2](#)). Dies gilt selbst dann, wenn Abregelungen in einen Kostenvergleich einbezogen werden. Eine Abregelung von z. B. 20 % führt zu Erzeugungskosten von 5,8 ct/kWh – und liegt damit immer noch signifikant unter den Kosten anderer Erzeugungstechnologien.

Durch höhere Ausschreibungsmengen von PV-Freiflächenanlagen wird der PV-Ausbau insgesamt kostengünstiger. Die dabei zugesicherte staatliche Förderung ist gering und hat in erster Linie eine Absicherungsfunktion für den Fall von dauerhaft niedrigen Marktwerten.

Um eine bessere Auslastung der Netzinfrastruktur zu ermöglichen, muss die Überbauung von Netzanschlüssen zum Standard werden (☞ [Quantitative Analyse](#)

*Kapitel 3*). Damit ist gemeint, dass eine oder mehrere Erneuerbare Anlagen und/oder Batteriespeicher nicht mit ihrer maximal möglichen Erzeugungskapazität ans Netz angeschlossen werden. Dafür braucht es deutschlandweite Standards für Netzanschlussvereinbarungen.

Ein Problem stellen die derzeit fehlenden Anreize für einen mit dem Netzausbau synchronisierten Ausbau der PV dar. Ein netzorientierter Ausbau der PV-Freiflächenanlagen kann durch neu einzuführende Bau-

kostenzuschüsse erreicht werden. Diese bevorzugen in den Ausschreibungen solche Anlagen, die weniger Netzausbaubedarf erzeugen. Wir empfehlen die Anwendung einer deutschlandweit einheitlichen Methodik, sobald Netzausbau verursacht wird. Dabei ist Augenmaß geboten, um eine Verlagerung von Netzkosten auf Strompreise zu verhindern. Die Erhebung der Baukostenzuschüsse muss standardisiert und reguliert erfolgen, um eine übermäßige Belastung der Freiflächen-Projekte zu vermeiden.

## 3 Einspeisevergütung für PV kurzfristig auf 10 ct/kWh deckeln, bis 2030 gestuft auf 7 ct/kWh senken.

Eine derart abgesenkte Einspeisevergütung ist weiterhin auskömmlich für kostengünstige PV-Anlagen beim Neubau und bei Dachsanierungsvorhaben, weil sie in die Bauvorhaben integriert werden können. Teurere Anlagen erfordern in Zukunft eine höhere private Zahlungsbereitschaft. Die langfristig planbare Abstufung der Vergütung setzt dem mittelständisch geprägten Sektor der Anlagenbauer Anreize, ihre Kosten zu senken. Der Förderbedarf sinkt.

### Begründung

Die Förderung von PV-Anlagen ist heute nach Anlagengröße gestaffelt und zusätzlich danach differenziert, ob der gesamte PV-Strom oder nur ein Teil eingespeist wird. Für Gebäude-PV liegen die höchsten Vergütungssätze derzeit bei 13 ct/kWh, die geringsten bei 6 ct/kWh (☺ *Quantitative Analyse Kapitel 2.2*). Freiflächen-PV-Anlagen werden derzeit mit ca. 4,7 ct/kWh vergütet.

Mit dem Vorschlag werden die staatlichen Förderkosten gesenkt und gleichzeitig die Menge an verschiedenen Vergütungssätzen reduziert. Günstige PV-Anlagen auf Neubauten und bei ohnehin geplanten Sanierungsvorhaben bleiben rentabel. Teurere kleine PV-Anlagen, zum Beispiel auf Bestandsgebäuden, bleiben weiter möglich,

erfordern in Zukunft jedoch eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft.

Die im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen höheren Vergütungssätze sind durch die Vorteile von Gebäude-PV in urbanen Gegenden aus Sicht des Stromsystems gerechtfertigt (☺ *Quantitative Analyse Kapitel 5.1*). Dazu zählen die im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen vermiedenen Kosten von Netzausbau, Netzverlusten und finanzielle Transaktionskosten, sowie die nur schwer zu beziffernden Vorteilen von vermiedenem Flächenverbrauch und Akzeptanz. Gleichzeitig sollte diese höhere Vergütung in einem vertretbaren Rahmen über der Vergütung von Freiflächen-PV liegen.

## 4 Umsetzung EU-Gebäuderichtlinie nutzen, um PV-Anlagen im Neubau und bei Sanierungen zum Standard zu machen.

Die EU-Gebäuderichtlinie, die bis zum Mai 2026 in nationales Recht umzusetzen ist, enthält eine PV-Pflicht für öffentliche Gebäude sowie für Neubauten und Sanierungen. Durch eine standardisierte Integration in Planungs- und Bauprozesse können die PV-Kosten signifikant gesenkt werden. Ausnahmen für nachweislich unwirtschaftliche Installationen sollten vorgesehen werden.

### Begründung

In der Europäischen Gebäuderichtlinie ist vorgegeben, dass im Fall von Neubau und wesentlichen Sanierungen von Nicht-Wohngebäuden eine PV-Anlage verpflichtend wird. Diese Pflicht gilt EU-weit ab 2027 für gewerbliche Neubauten mit Nutzflächen >250 m<sup>2</sup> und wird 2028 auf wesentlichen Sanierungen von gewerblichen Gebäuden erweitert. Für öffentliche Gebäude gelten umfangreichere Verpflichtungen. Ausgenommen von der Pflicht sind Fälle, in denen eine Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist. Die Ausgestaltung dieser Ausnahmetatbestände stellt eine wichtige Gestaltungsaufgabe bei der Umsetzung dar.

Bei der Installation von PV-Anlagen ist die Situation der Errichtung – ob als separates Projekt oder als Teil eines laufenden Bauvorhabens (Neubau oder Sanierung) – für die Höhe der Kosten von zentraler Bedeutung (☞ [Quantitative Analyse Kapitel 1.5](#)). Im Kontext einer Dachsa-

nierung entfallen z. B. die Kosten für Gerüste, bei einem Neubau die Kosten für die Anpassung der elektrischen Anlagen. Weitere Kosten entfallen bei einer vollen Integration der Installation der PV-Anlage in die bestehenden Gewerke (Dachdecker, Elektriker) und in die Planungen (Statik, TGA, Brandschutz, Blitzschutz). In den aktuellen Planungs- und Bauprozessen ist letzteres bislang jedoch oft die Ausnahme. Häufig erfolgen Planung und Bau von PV-Anlagen vollständig separat, was zu unnötigen Kosten führt.

Durch die Vorgabe, dass im Fall von Ausnahmetatbeständen nur solche Kosten für die PV-Anlagen akzeptiert werden, welche bei voll integrierten Planungs- und Bauprozessen anfallen, werden in der Bauindustrie die entsprechenden Standards entwickelt. Dadurch können zukünftig hohe Summen beim Ausbau der PV gespart werden.

## 5 Wirkung der Direktvermarktung stärken und auf kleine PV-Anlagen (>2 kW) ausweiten.

Direktvermarkter müssen ihre Vertragspartner in Zukunft unverzüglich über den finanziellen Schaden eines Weiterbetriebs bei negativen Preisen informieren. Bis 2030 wird die Grenze für die Direktvermarktungspflicht für neue Anlagen gestuft abgesenkt.

### Begründung

Bei der Direktvermarktung wird der Strom von EE-Anlagen über Händler an der Strombörse oder an Dritte verkauft. Zusätzlich erhält der Betreiber als staatliche Förderung die Differenz zwischen dem durchschnitt-

lichen Marktwert der jeweiligen Technologie (z. B. PV) und dem „anzulegenden Wert“, also der jeweiligen Vergütungshöhe. In Zeiten von negativen Strompreisen entsteht dadurch ein Anreiz, die PV-Anlage abzuregeln

(☹ [Quantitative Analyse Kapitel 4.1](#)). Zudem hat der Betreiber einen Anreiz, die Einspeisung von der Mittagszeit in die Morgen- und Abendstunden zu verschieben, z. B. durch eine Ost-West-Ausrichtung der Anlage oder den Einsatz einer Batterie oder durch die Nutzung von Flexibilitäten im Gebäude.

PV-Anlagen, die heute in der Direktvermarktung betrieben werden, reagieren allerdings nur zu einem geringen Anteil auf negative Großhandelspreise. Um diese Verzerrung im Markt zu vermeiden, schlagen wir eine Informationspflicht für Direktvermarkter vor. Diese müssen ihre Vertragspartner unverzüglich darüber informieren, wenn finanzielle Schäden aufgrund von Einspeisung in Zeiten negativer Strompreise auftreten. Eine transparente Darstellung ist unmittelbar nach der Veröffentlichung der Marktwerte zu übermitteln. Dadurch entstehen konkrete Anreize für die Direktvermarkter, die Prozesse für die Abregelung zu entwickeln und sich marktdienlich zu verhalten. Zusätzlich sollten alle Barrieren beseitigt werden, welche die Abregelung von PV-Anlagen in Zeiten negativer Preise verhindern, wie z. B. solche, die durch die jährliche Berechnung der Herkunftsnachweise entstehen.

Neue PV-Anlagen unter 100 kW können diese Fördervariante derzeit freiwillig wählen. Sie haben das Recht, monatlich in die Einspeisevergütung zurückzuwechseln. In beiden Fällen wird bei negativen Strompreisen keine Vergütung gezahlt. Allerdings besteht für den Anlagenbetreiber nur bei der Direktvermarktung ein Anreiz zur Abregelung.

Für eine kosteneffiziente Energiewende muss es für alle relevanten Akteure Anreize zum systemdienlichen Verhalten geben. Daher schlagen wir vor, die Direktvermarktung für neue PV-Anlagen >2 kW verpflichtend zu machen und die Schwelle für die Direktvermarktungspflicht bis 2030 gestuft abzusenken.

Dazu ist es erforderlich, dass die Verteilnetzbetreiber die benötigten Prozesse massentauglich umsetzen. Um sicherzustellen, dass dies auch tatsächlich geschieht, schlagen wir die Einführung von Pönalen vor. Pönale sind geeignet, um auf Seite der Verteilnetzbetreiber einen wirtschaftlichen Anreiz für die Umsetzung der Prozessverbesserungen für die Direktvermarktung zu erzielen.

## 6 Beschleunigung der Anreize für einen Wechsel in die Direktvermarktung.

Durch das im Solarpaket angelegte sogenannte „Pauschalmodell“ erhalten PV-Bestandsanlagen mit Speicher einen Anreiz in die Direktvermarktung zu wechseln. Doch eine massentaugliche Umsetzung erfordert Festlegungen der Bundesnetzagentur und ist damit nach aktuellen Plänen frühestens im April 2027 anwendbar. Die erforderliche Arbeit der BNetzA und der Verteilnetzbetreiber sollte beschleunigt werden, sodass eine massentaugliche Umsetzung bereits im April 2026 ermöglicht wird.

### Begründung

Das sogenannte „Pauschalmodell“ wurde im Februar 2025 in das EEG aufgenommen und bietet geförderten PV-Anlagen unter 30 kW, die in Kombination mit einem Speicher betrieben werden, die Möglichkeit, die Speicher sowohl mit eigenerzeugtem Strom als auch mit Graustrom zu betreiben. Dazu wurde eine pragmatische Regelung entwickelt, die das vorherige Ausschließlichkeitsprinzip ersetzt. Die Erhöhung der Rentabilität von ca. 11 GW bereits installierten Speichern ist ein starker Anreiz für einen freiwilligen Wechsel in die Direktvermarktung.

Die Vorgaben für die Umsetzung dieser Regelung muss die Bundesnetzagentur laut Gesetz bis spätestens Juni 2026 erarbeiten. Wir schlagen vor, diesen Prozess zu beschleunigen, sodass die BNetzA bis spätestens Oktober 2025 diesbezüglich eine Entscheidung trifft. Damit werden die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt, die Festlegungen im Update ihrer IT-Systeme bis zum April 2026 zu berücksichtigen. Dies beschleunigt die Einbeziehung von Bestandsanlagen in die Direktvermarktung in erheblichem Maße.

## 7 Barrieren für netzdienliches Verhalten beseitigen.

Zeitvariable Netzentgelte werden für alle Stromkunden mit PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen bis 2028 ganzjährig und verpflichtend eingeführt. Hierdurch erhalten Kunden gezielt Anreize für einen dem Verteilnetz dienlichen Stromverbrauch. Zeitvariable Netzentgelte für Eigenerzeuger mindern zudem in vielen Netzgebieten unerwünschte Verteilungseffekte der Netzkosten zwischen Konsumenten mit und ohne PV-Eigenerzeugung.

### Begründung

Die anwachsende, fluktuierende Stromerzeugung aus PV und Windenergie erfordert eine Flexibilisierung des Verbrauchs. Zeitlich konstante Netzentgelte, die aktuell den Standardfall für Netznutzer darstellen, hemmen diese Flexibilisierung (☞ [Quantitative Analyse Kapitel 4.2](#)).

Seit 2025 sind alle Verteilnetzbetreiber durch Festlegung der Bundesnetzagentur verpflichtet, Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtung in mindestens zwei Quartalen zeitvariable Netzentgelte als Option anzubieten. Dabei haben die Netzbetreiber drei Preisstufen für von ihnen zu wählenden Zeitfenster auszuweisen. Von der Anwendung dieser Regelung wird derzeit von Seiten der Verbraucher nur marginal Gebrauch gemacht.

Wir schlagen vor, dass alle Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen >4,2 kW (Wallbox, Wärmepumpe, Heimspeicher) zur ganzjährigen Nutzung von zeitva-

riablen Netzentgelten verpflichtet werden. Haushalte mit PV-Anlagen >2 kW werden in diese Pflicht miteinbezogen.

Zeitvariable Netzentgelte vermitteln für Verbraucher und Einspeiser einen starken Anreiz, Verteilnetze entsprechend ihrer Belastung zu nutzen; sie reduzieren Ausbaukosten. PV-Spitzen werden durch netzseitige Verbrauchsanreize besser integriert.

Durch den Eigenverbrauch von Strom aus PV-Dachanlagen entstehen derzeit ungewollte Verteilungseffekte. Die Netzkosten werden derzeit nach den aus dem Netz bezogenen Strommengen abgerechnet. Eine Eigenversorgung von 50% halbiert daher in etwa die vom PV-Besitzer gezahlten Netzentgelte. Das Stromnetz muss aber nach der Spitzenbelastung ausgebaut werden, also für Zeiten im Winter, wenn auch PV-Besitzer ihren Strom zu 100% aus dem Netz beziehen. Durch zeitvariable Netzentgelte werden diese ungewollten Verteilungseffekte gemindert (☞ [Quantitative Analyse Kapitel 5.3](#)).

## 8 Smart Meter Rollout durch einklagbaren Rechtsanspruch und pauschalierte Entschädigungsregelung beschleunigen.

Es wird ein mit Fristen konkretisierter Rechtsanspruch für alle Netzkunden zum Einbau von Smart Metern eingeführt. Werden die Fristen vom zuständigen Messstellenbetreibern nicht eingehalten, erhält der Netzkunde einen pauschalierten Mindestschadensersatz.

### Begründung

Smart Meter sind die zentrale Voraussetzung für die Digitalisierung und Flexibilisierung kleiner Stromver-

braucher. Die grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) bzw. Verteilnetzbetreiber sind seit Januar 2025 verpflichtet, bei Pflichteinbaufällen (Verbrauch >6.000 kWh p.a.; Erzeugung >7 kW; Steuerbare Einrichtung

nach § 14a EnWG) gesetzliche Quoten zu erfüllen. Für Konsumenten mit niedrigerem Verbrauch besteht die Möglichkeit eines freiwilligen Einbaus. Viele kleinere gMSB haben jedoch noch kein einziges Smart Meter installiert. Es besteht die Gefahr eines Verzugs beim Rollout.

Wir schlagen vor, dass alle Netzkunden einen einklagbaren Rechtsanspruch auf die Installation eines Smart Meters erhalten. Dafür werden konkrete Fristen bestimmt, z. B. 6 Monate. Kommt der gMSB seiner Verpflichtung nicht nach, erhalten die Netznutzer eine pauschale Entschädigung von 30 Euro je Monat für die Nicht-Erfüllung.

Pauschale Entschädigungen dürfen die Verteilnetzbetreiber nicht in ihre Netzkosten einbeziehen. Dadurch

erhalten die gMSB konkrete Anreize, den Ausbau entweder effizient zu skalieren oder an andere Unternehmen zu übertragen. gMSB können für die Smart Meter Installationen auf Dienstleister, wie z. B. Shared Service Center mit anderen gMSB oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber, zurückgreifen. Das Smart Meter erschließt Haushalten neue Potenziale für Einsparungen und netzdienliches Verhalten, z. B. über Direktvermarktung von PV und / oder Heimspeichern, und für Kostensenkungen, z. B. über dynamische Tarife oder zeitvariable Netzentgelte. Wenn der gMSB einem Kunden den Smart Meter Einbau vorenthält, entsteht ein wirtschaftlicher Schaden, der ausgeglichen werden sollte. Dazu bedarf es einer einfachen, pauschalen Regelung wie bei Verspätungen im Flug- oder Bahnverkehr.

## 9 Digitales Netzmonitoring und Steuerungsfähigkeit von PV-Anlagen durch Verteilnetzbetreiber sicherstellen.

**Verteilnetzbetreiber werden verpflichtet, ab 2028 einen jährlichen Nachweis der Steuerfähigkeit von PV-Anlagen auf Basis von Echtzeitmonitoring ihres Netzes zu erbringen. Eine Nicht-Erfüllung dieser Verpflichtung führt zu automatisch zu entrichtenden Pönalen.**

### Begründung

Die Anzahl und Höhe von PV-Einspeisespitzen stellen eine Herausforderung an die Stabilität des Stromsystems dar. Sie erhöhen das Risiko für Netzengpässe, welche durch zunehmend kleinteiligere Eingriffe behoben werden müssen. Gleichzeitig kann durch eine aktive Steuerung die bestehende Netzinfrastruktur besser ausgelastet werden und der Ausbau bei einer wachsenden Anzahl von Netznutzern minimiert werden. Ein digitales Monitoring auf Basis von Echtzeitdaten ist dabei von zentraler Bedeutung.

Seit Inkrafttreten des Redispatch 2.0 im Oktober 2021 sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Netzengpässe in ihren Gebieten zu erkennen und mittels geeigneter Maßnahmen in Abstimmung mit den ÜNB zu beheben. In die Maßnahmen werden alle einspeisenden Anlagen >100 kW Leistung mit einbezogen; so auch PV-Anlagen.

Im Stromspitzengesetz (14.02.2025) wurden Verteilnetzbetreiber zur Steuerung kleiner PV-Anlagen via Smart Meter verpflichtet. Ab 2026 muss diese Steuerungsfähigkeit jährlich getestet werden. Ab 2028 müssen Verteilnetzbetreiber bei erfolglosen Tests Strafzahlungen von 100 Euro pro Jahr an Anlagenbetreiber entrichten (§ 9 Abs. 2a und § 22 Abs. 3 EEG).

Derzeit ist eine Vielzahl von Verteilnetzbetreiber nicht in der Lage, sich am Redispatch 2.0 zu beteiligen und Anlagen abzuregeln. Es mangelt häufig bereits an der Transparenz über den Netzzustand, um die Notwendigkeit solcher Eingriffe zu antizipieren.

Wir schlagen daher vor, die Steuerungsanforderungen des Stromspitzengesetz dahingehend zu erweitern, dass Verteilnetzbetreiber ein aktives digitales Monitoring

ihrer Netze betreiben, um drohende Netzengpässe zu erkennen. Dazu sind Sensoren in Ortsnetzstationen zu installieren und eine geeignete Software-Lösung zur Auswertung und Überwachung der Auslastung zu implementieren („digitaler Zwilling“).

Diese Monitoring-Anforderungen werden gesetzlich vorgeschrieben und ab 2028 jährlich getestet. Bei Nicht-Erfüllung der Anforderungen werden Pönalen fällig.

Diese Pönale sollten gestaffelt nach angeschlossener Leistung von Erneuerbaren Anlagen erhoben werden und mindestens 200.000 Euro pro Jahr betragen. Der Verteilnetzbetreiber kann sie nicht als Netzkosten anrechnen.

Verteilnetzbetreiber können das digitale Monitoring ihrer Netze gemeinsam mit Dienstleistern oder im Rahmen von Shared Service Center mit anderen Netzbetreibern entwickeln.

## 10 Anschlussverfahren für Großbatteriespeicher maximal beschleunigen.

Batteriespeicher werden explizit aus dem Anwendungsbereich der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) herausgenommen und damit das bisherige Windhundverfahren abgeschafft. Es wird vom Gesetz- und Verordnungsgeber oder der Bundesnetzagentur ein neues regelbasiertes Reservierungsverfahren eingeführt, mit dem schnell zu verwirklichende Projekte priorisiert und die Anschlusskapazitäten maximal genutzt werden. Neuen kommerziellen Großbatteriespeichern jenseits von Netzengpässen wird das Laden in Zeiten von Redispatch untersagt.

### Begründung

Großbatteriespeicher unterstützen die Flexibilisierung des Stromsystems. Ihr schneller, geordneter Ausbau ist entscheidend für die Integration von PV-Spitzen und das Vermeiden von negativen Großhandelspreisen.

Aktuell registrieren Netzbetreiber in Deutschland zusammengekommen deutlich über 300 GW an Anschlussbegehren für Großbatteriespeicher. Diese Projekte erzeugen erhebliche Engpässe bei den Netzanschlussverfahren. Die Lage wird dadurch verschärft, dass die Bearbeitung der Begehren im Windhundverfahren („first come, first served“) erfolgt und teilweise kostenlos ist. Entsprechend haben Projektentwickler einen Anreiz, ihre Batterieprojekte schnellstmöglich anzumelden, um sich einen Platz zu sichern – auch wenn ihr Vorhaben sich noch in einem sehr frühen Stadium befindet.

Die KraftNAV gibt ein für Batteriespeicher ungeeignetes Windhundverfahren vor. Daher sollten die Großbatte-

riespeicher aus dem Anwendungsbereich der KraftNAV entfernt werden. An die Stelle tritt ein regelbasiertes Reservierungsverfahren, mit dem schnell zu verwirklichende Projekte priorisiert und die Anschlusskapazitäten maximal genutzt werden. Projektentwickler müssen Nachweise über die Projektreife erbringen und Gebühren zahlen, um einen Anschluss verbindlich zu reservieren. Die Reservierungsdauer sowie die Umsetzungsdauer netzseitiger Prozesse werden über klare Fristen geregelt.

Das Verbot von neuen Großbatteriespeichern (und anderen neuen großen Stromspeichern), im Falle von Redispatch jenseits des Netzengpasses zu laden, verhindert einen finanziellen Schaden durch zusätzlich erforderlichen Redispatch. Es bleibt bei Abregelungen von z.B. Windenergie im Norden einschließlich Entschädigungen, aber es wird kein zusätzlicher Strom in fossilen Kraftwerken im Süden produziert, um diese Speicher zu laden.

# Quantitative Analysen

# Quantitative Analyse Kapitel 1

## Untersuchung verschiedener Ausbaupfade der Photovoltaik in Deutschland

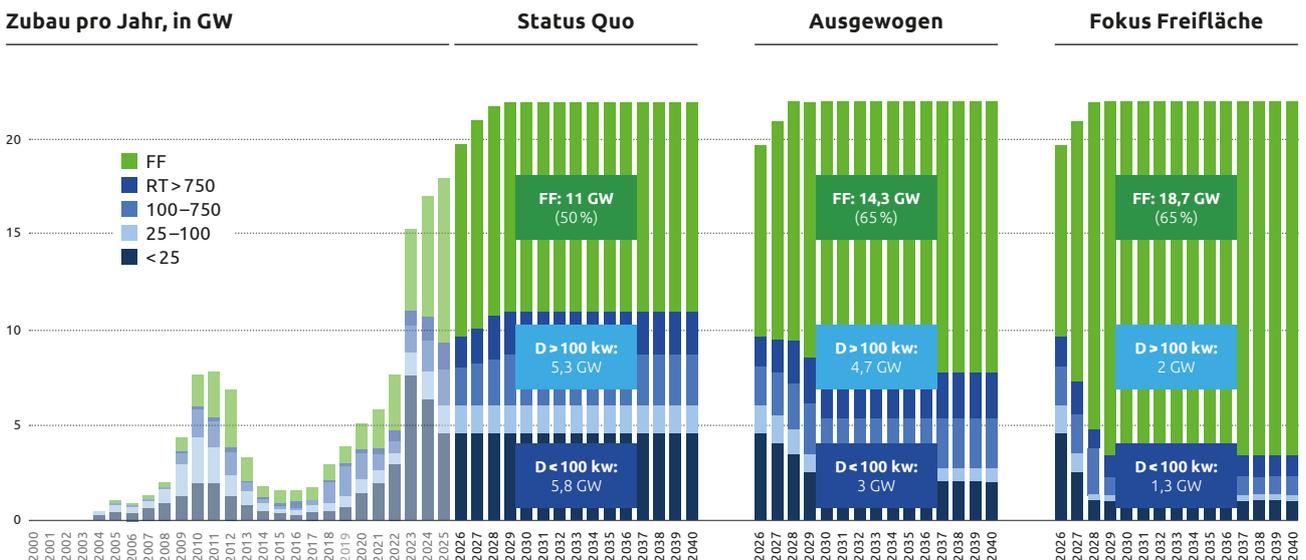
### 1.1 Szenarien

Untersucht wurden drei Szenarien des Ausbaus der PV in Deutschland. Im Szenario „BAU“ wird der Ausbau der PV fortgeführt wie bisher im EEG vorgesehen. Der Zubau der Freifläche wird ab dem Jahr 2027 um 11 GW pro Jahr ausgebaut und trägt damit bis 2040 jährlich etwa 50 % zum Ausbau der PV bei. Innerhalb der Gebäude-PV gibt es ab 2027 grob eine hälftige Aufteilung in kleine Anlagen <100 kW und solchen über 100 kW.

Im Szenario „Ausgewogen“ wird ein stärkerer Fokus auf den Ausbau der Freifläche gelegt. Der Zubau wird bis 2029 auf 14,4 GW Freifläche pro Jahr gesteigert und trägt damit 65 % zum jährlichen Zubau zu. Innerhalb der Gebäude-PV wird ein stärkerer Fokus auf die größeren PV-Anlagen >100 kW gelegt als im Szenario „BAU“. Dieses Segment wird von aktuell rund 3 GW pro Jahr auf 4,7 GW gestärkt.

Im Segment der kleinen PV <25 kW wird der aktuelle Abschwung auf einem Niveau von 3 GW stabilisiert. Im gesamten Gebäudesegment wird dabei ein Fokus auf die Dächer von Neubauten und im Fall von ohnehin geplanten Sanierungen gelegt. In den Analysen wird dabei ein Anteil von 90 % PV-Anlagen angenommen, die im Rahmen eines Gebäudeneubaus oder im Rahmen einer ohnehin stattfindenden Modernisierung errichtet werden.

Im Szenario „Fokus Freifläche“ erfolgt der Zubau zu 85 % auf der Freifläche, oder 18,7 GW pro Jahr. Der Zubau an Aufdach-PV wird auf 3,3 GW reduziert, wovon ein Großteil größere Dächer sind. Aus Gründen der Konsistenz wird auch hier unterstellt, dass der Fokus des Gebäude-PV-Zubaus auf den Dächern von Neubauten und Sanierungen liegt.



## 1.2 Vorgehen und Annahmen

Gegenstand des Vergleichs sind die Kosten für den Ausbau und Betrieb von PV-Anlagen, also die gesamten über den Betrachtungszeitraum anfallenden Kapitalkosten (anteilige Investitionen und Zinszahlungen gemäß der Annuitätenmethode) und Betriebskosten. Zur Berechnung wurden für jedes Jahr bis 2040 Annahmen zu Investitionskosten und Betriebskosten für insgesamt 8 Größensegmente ermittelt. Innerhalb der 5 Segmente der Gebäude-PV wurden diese differenziert nach PV-Anlagen, die auf Bestandsgebäuden errichtet werden, und solchen, welche im Rahmen von Neubausprojekten oder sowieso anfallender Sanierungsvorhaben errichtet werden.

In den Investitionskosten sind die vollständigen Kosten für die Errichtung von PV-Anlagen enthalten, inklusive der Projektentwicklung und Projektleitung und inklusive der für den Netzanschluss auf Seite des Projektes erforderlichen Aufwendungen. Im Fall der Balkonsolaranlagen (<2 kW) wurden Eigenleistungen der privaten Errichter dabei nicht als Kosten angesetzt. Kosten für den auf Seite der Netzbetreiber anfallenden Ausbau von Netzen und weiteren Netzbetriebsmitteln wurden in der Analyse der Erzeugungskosten nicht berücksichtigt. Diese wurden

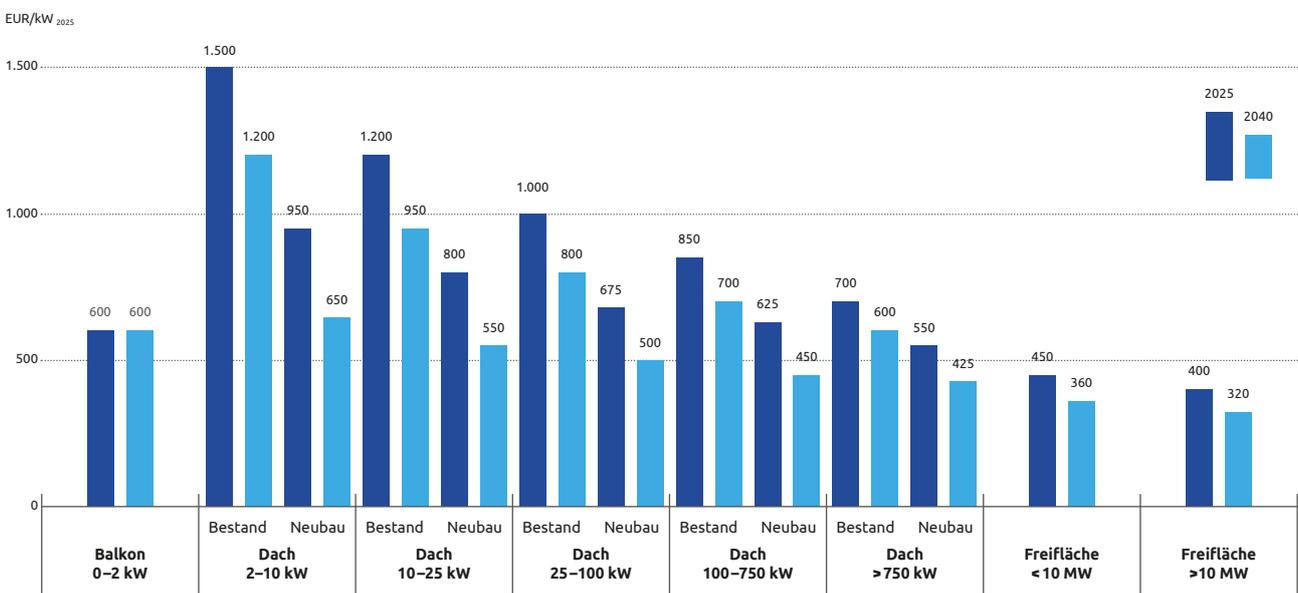
jedoch qualitativ in der Bewertung der quantitativen Analysen berücksichtigt, und werden in Kapitel 3 grob einordnend mit Blick auf den systemischen Wertbeitrag von PV in urbanen Gebieten quantifiziert.

Die Kapitalkosten (Annuitäten) wurden über branchenübliche Annahmen von 5 % Gesamtkapitalkosten (WACC) und eine Projektlaufzeit von 20 Jahren errechnet. Aufgrund der hohen Bedeutung des WACCs wurde hierfür eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der ein für private Bauvorhaben relevanter WACC von 3,5% (langfristige Finanzierungskosten für Baukredite) betrachtet wurde.

In den Betriebskosten sind alle Aufwendungen für den technischen Betrieb, Wartung und Reparatur, ausgelegt auf eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 20 Jahren, enthalten. Dazu gehört unter anderem der erwartete Austausch des Wechselrichters oder eine entsprechende Garantieverlängerung auf 20 Jahre. Die jeweiligen Annahmen wurden in Expertengesprächen verifiziert.

Zwischen dem Jahr 2025 und 2040 wurde eine lineare Interpolation der Kostenannahmen vorgenommen.

### Annahmen zu Investitionskosten für PV je Segment, Jahr und Gebäudetyp, in EUR/kW<sub>2025</sub>

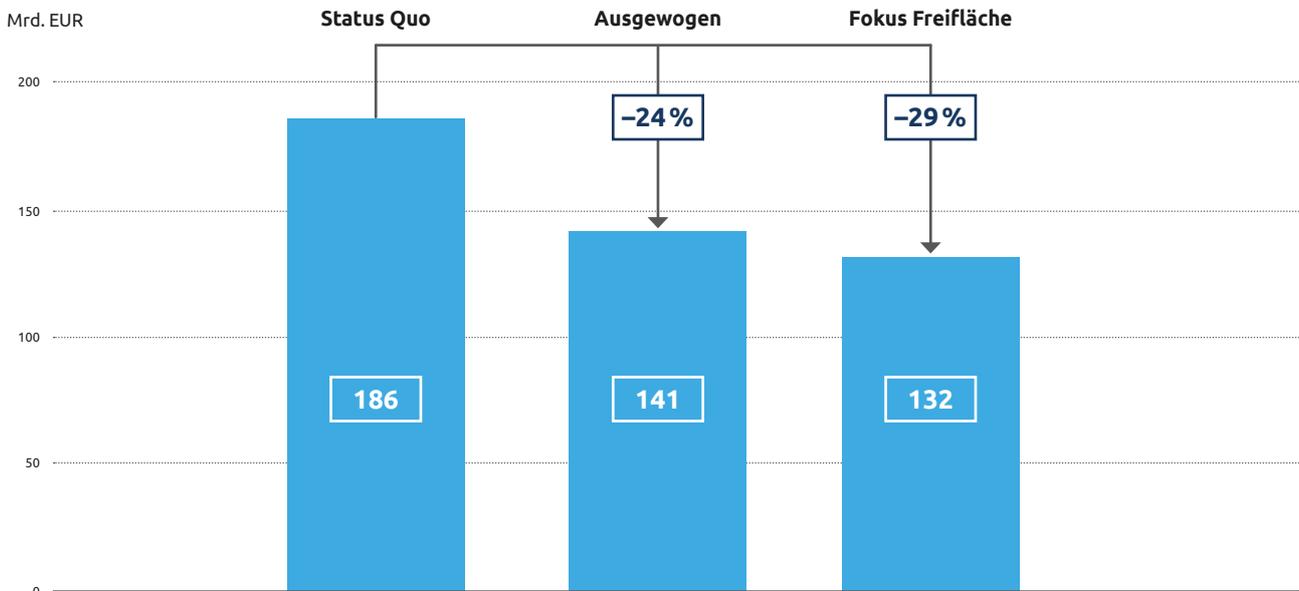


### 1.3 Ergebnisse

Im Szenario „Status Quo“ betragen die gesamten Kosten für den Ausbau und Betrieb von neu zugebauten PV-Anlagen 186 Mrd. Euro in dem Zeitraum von 2026-2040. In dem Szenario „Ausgewogen“ sinken diese Kosten um 24 % auf 141 Mrd. Euro. Die Einsparungen durch einen Wechsel zu dem Szenario „Ausgewogen“ betragen daher ca. 45 Mrd. Euro oder ca. 3 Mrd. Euro pro Jahr.

Im Szenario „Fokus Freifläche“ sind die Kosten nochmals um weitere 9 Mrd. Euro oder ca. 0,6 Mrd. Euro pro Jahr geringer als im Szenario „Ausgewogen“. Dies entspricht einer Kostenreduktion von 29 % gegenüber dem Szenario „Status Quo“ – und zusätzlichen 5 % gegenüber dem Szenario „Ausgewogen“.

#### Gesamtkosten 2025-2040, in Mrd. EUR



### 1.4 Detailanalysen und Sensitivitäten

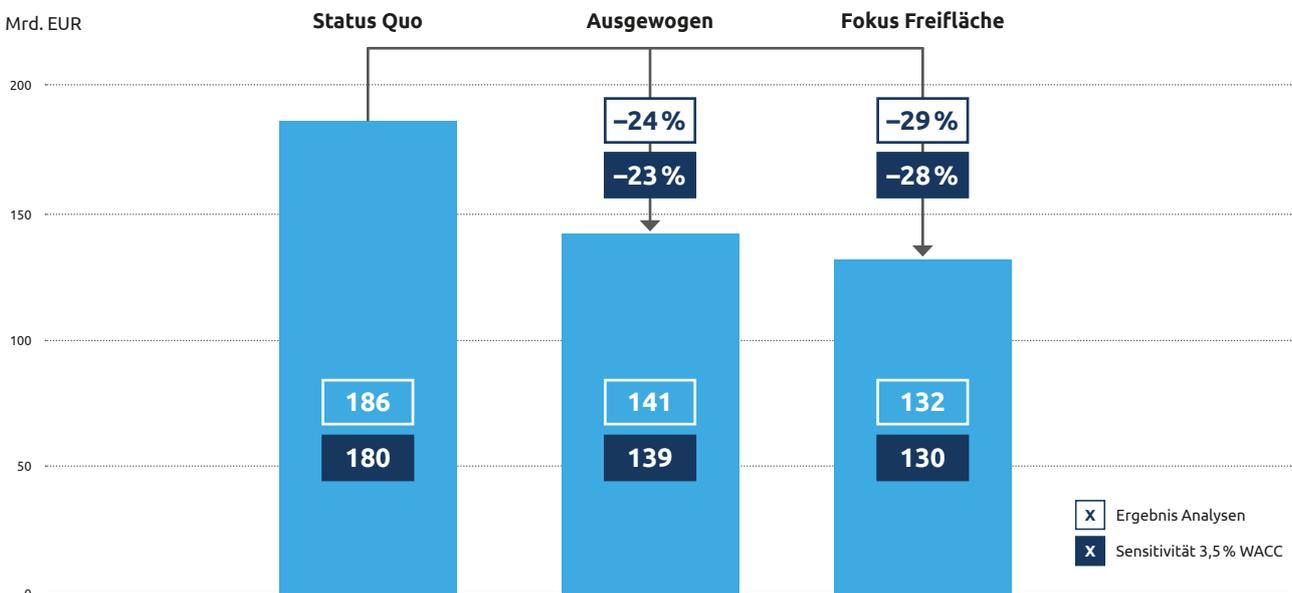
Bei einer zusätzlichen Analyse von einer Abwandlung des Szenarios „Ausgewogen“ zeigt sich die Relevanz des Unterschieds zwischen der Errichtung von PV-Anlagen auf bestehenden Gebäuden zu der Errichtung von PV-Anlagen im Fall eines Gebäudeneubaus oder einer Sanierung. In dem abgewandelten Szenario „Ausgewogen – Fokus Bestandsgebäude“ erreichen die Einsparungen gegenüber dem Szenario „BAU“ lediglich 14%. Das heißt, dass etwas mehr als die Hälfte der Einsparungen auf die Veränderung der Segmente von PV-Anlagen zurückgehen, also die Verschiebung hin zu mehr Freiflächen und hin zu größeren Dachanlagen. Weitere 10% der Kostenreduktion entsteht durch die Fokussierung auf günstigere PV-Anlagen innerhalb der gleichen Segmente.

Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung wurde analysiert, welche Änderungen sich in den Ergebnissen ergeben, wenn ein spezifischer WACC im Fall der Investition durch Privatpersonen angenommen wird. Im Fall von professionellen Investoren ist ein WACC von 5% eine repräsentative Annahme. Dieser spiegelt das Risikoprofil der Investition in PV-Anlagen in Deutschland und berücksichtigt das langfristige Niveau von Erträgen aus risikofreien Investments und die technischen und die – bislang in Deutschland nicht vorhandenen – regulatorischen Risiken. Im Fall von professionellen Investitionen teilen sich diese Gesamtkapitalkosten typischerweise

auf Eigenkapitalkosten und Fremdkapitalkosten auf und sind grundsätzlich gut nachvollziehbar, mit projektspezifischen und zeitlich variierenden Schwankungen. Für Privatpersonen steht typischerweise jedoch keine vergleichbar sichere Option für transaktionskostenfreie Investitionen mit 5% Gesamtkapitalverzinsung zur Verfügung. In der Sensitivitätsbetrachtung wurde die Anschaffung einer PV-Anlage im Kontext mit einem neuen Gebäude betrachtet. In diesem Fall wird die PV-Anlage typischerweise im Rahmen der Baufinanzierung finanziert, zu einem Zins von ca. 3,5% (langfristiges Mittel). Vereinfachend wurde angenommen, dass alle PV-Anlagen unter 25kW durch Privatpersonen errichtet werden.

Im Ergebnis der Sensitivität wirkt sich der reduzierte WACC von 3,5% besonders stark auf das Szenario „Status Quo“ aus, bei dem die Kosten um 6 Mrd. EUR geringer sind. In den beiden anderen betrachteten Szenarien sinken die Kosten ebenfalls, aufgrund der geringeren Investitionen in PV-Anlagen <25 kW jedoch weit geringer. Der Vergleich zwischen den Szenarien zeigt, dass die Ergebnisse dieser Sensitivität weitgehend mit der Betrachtung im Basisfall übereinstimmend sind: Eine große Kosteneinsparung von 23% (Basisfall: 24%) ist durch den Wechsel hin zum Szenario „Ausgewogen“ möglich, eine geringe zusätzliche Kosteneinsparung in Höhe von 4% (Basisfall: 4%) ist bei einem Wechsel zum Szenario „Fokus Freifläche“ möglich.

#### Gesamtkosten 2025–2040, in Mrd. EUR



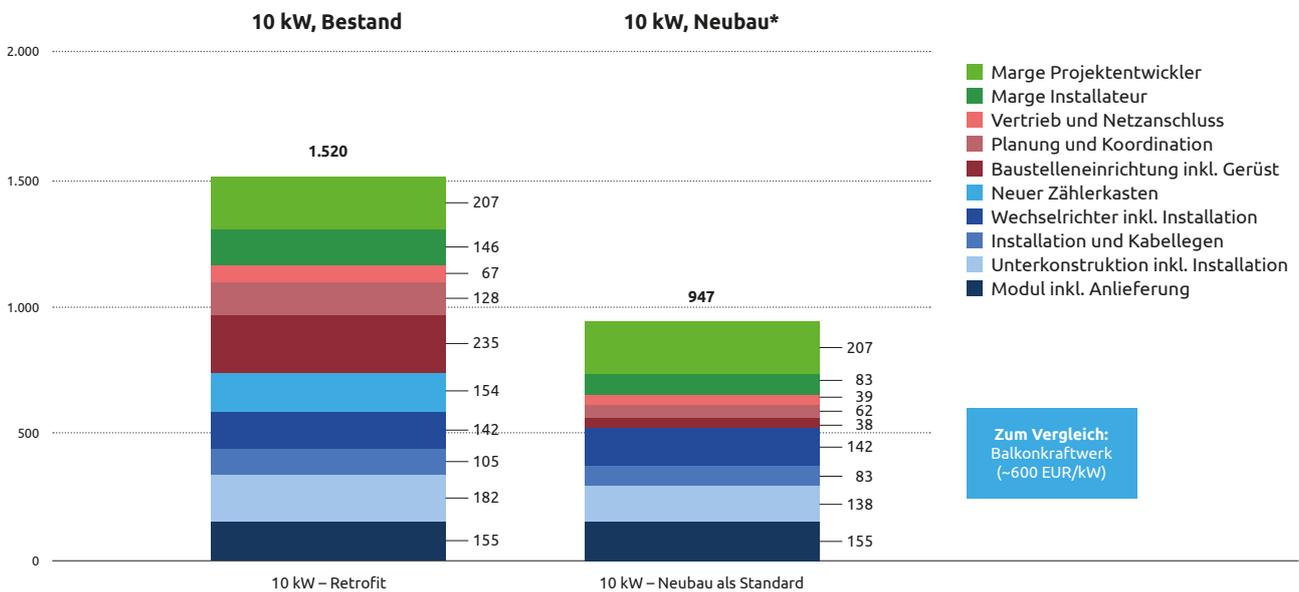
### 1.5 Unterschiedliche Kosten für PV-Anlagen bei Bestand vs. Neubau und Sanierung

Der Unterschied der Investitionskosten zwischen PV-Anlagen im Bestand und solchen, die im Rahmen eines Neubaus oder einer ohnehin geplanten Sanierung errichtet werden, ist besonders bei kleinen PV-Anlage relevant. Alleine der Aufwand für das Aufstellen eines Gerüsts sowie die Baustelleinrichtung kann einen Unterschied von ca. 200 EUR/kW machen. Ein bei Bestandsgebäuden sehr häufig erforderlicher Austausch des bestehenden Hausanschlusskastens (Zählerschrank) macht ca. 150 EUR/kW aus, zusätzliche Aufwände für die Installation einer Unterkonstruktion auf dem Dach sowie die Verlegung von Kabeln durch neu zu erschließende Wege verursachen weitere ca. 70 EUR/kW. Da anders als im Neubau keine bemaßten Pläne und de-

taillierte Unterlage zu Gegebenheiten vor Ort vorhanden sind, ergibt sich ein höherer Projektkoordinationsaufwand, welcher bei kleinen PV-Anlagen leicht 130 EUR/kW ausmacht.

Weil es sich bei den zusätzlichen Kosten mindestens teilweise um projektbezogene Kosten handelt, welche überwiegend nicht von der Anlagengröße abhängen, ist die Differenz der spezifischen Investitionskosten (in EUR/kW) bei kleinen Anlagen besonders hoch. So wurden für die hier genutzten Analysen repräsentative Preisdifferenzen von 550 EUR/kW für Anlagen der Größe 2-10 kW ermittelt, bei Anlagen der Größe >750 kW eine Preisdifferenz von lediglich 150 EUR/kW.

#### Kosten verschiedener 10 kW PV-Anlagen exkl. Batterie, in EUR/kW



---

# Quantitative Analyse Kapitel 2

## Aktuelle Stromgestehungskosten und Vergütungshöhen

### 2.1

#### Stromgestehungskosten verschiedener EE-Technologien

Im Folgenden sollen die Stromgestehungskosten der PV eingeordnet werden in den Kontext der Stromgestehungskosten anderer Technologien zur Stromerzeugung. Die relevante Perspektive ist hier dabei die der gesamten Gesellschaft, welche den Strom verbraucht. Dafür sind die gezahlten Vergütungen nach dem EEG ein geeigneter Indikator, sofern keine zusätzlichen Einnahmen für die Stromerzeugungsanlagen anfallen.

Der derzeit kostengünstigste Strom wird in großen PV-Freiflächenanlagen mit 4,7 ct/kWh erzeugt. Dieser Wert entspricht dem mengengewichteten Zuschlagswert der letzten von der Bundesnetzagentur durchgeführten Ausschreibung und liegt im selben Bereich wie die vorherigen Ausschreibungsergebnisse. Die Vergütungshöhe für Wind Onshore wird ebenfalls in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt, die mengengewichteten Zuschlagswerte liegen derzeit bei 7,0 ct/kWh.<sup>1</sup>

Der aktuelle Kostenvorteil der PV-Freifläche ggü. Wind Onshore ist auch dann gegeben, wenn die Erzeugung einer PV-Freiflächenanlage z. B. im Rahmen eines Netzanschlusses mit einer sehr starken Überbauung zu einem signifikanten Teil abgeregelt würde. Wenn zum Beispiel 20 % der gesamten potentiellen PV-Erzeugung aus netzbedingten Gründen (Überbauung des Netzanschlusses)

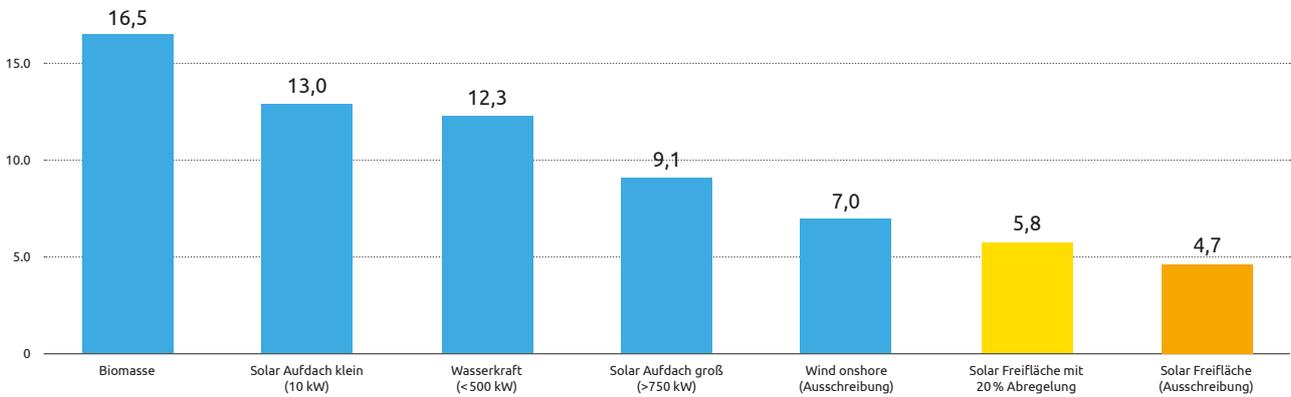
oder aus marktlichen Gründen (negative Strompreise) nicht eingespeist werden, steigen die Kosten je erzeugter und eingespeister kWh auf 5.8 ct/kWh. Diese Kalkulation beruht auf der Annahme, dass die jährlich anfallenden Kosten die gleichen sind trotz der Abregelungen, welche sich dann lediglich auf 80 % der Erzeugung verteilen. Dieser Vergleich zeigt, dass selbst bei einer Abregelung von 20 % der Strom immer noch weit günstiger als die zweitgünstigste relevante Erzeugungstechnologie, Wind Onshore.

Einschränkend sollte zu diesem Vergleich ergänzt werden, dass eine Knappheit an Angeboten bei einer wettbewerblichen Auktion zu einer Erhöhung der Vergütungssätze führen kann. Nach Auffassung verschiedener Marktbeobachter ist dies ein Grund für die aktuell relativ hohen Vergütungssätze bei Wind Onshore, wo die ausgeschriebenen Mengen in den letzten Jahren teils höher waren als die eingereichten Gebote. Gleichfalls würde dadurch nun ein Anreiz zur Entwicklung von Wind Onshore Projekte gegeben, so dass viele Marktbeobachter hier mittelfristig fallende Preise erwarten. Im Fall der PV-Freifläche haben die angebotenen Mengen in den letzten Jahren die ausgeschriebenen Mengen weit überstiegen, was ein wichtiger Grund für die sehr geringen Fördersätze ist.

---

<sup>1</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html; EEG2023>

**Stromgestehungskosten für EE-Technologien, Status Quo, in ct/kWh**

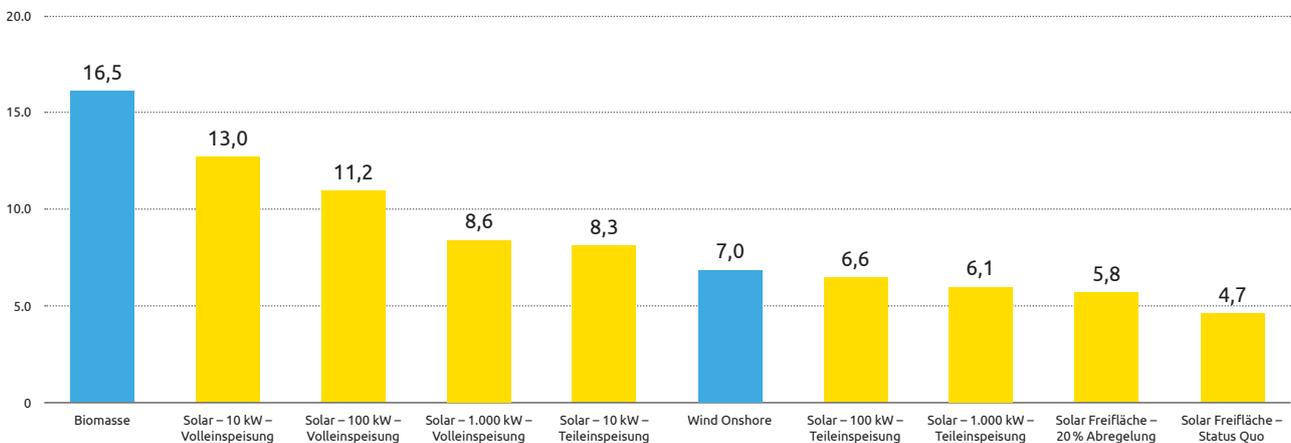


**2.2 Aktuelle Vergütungssätze für PV-Anlagen**

Die Vergütung für PV-Anlagen hängt ab von der Größe der Anlage und der Art der Einspeisung. Im Fall einer sogenannten Volleinspeisung wird die gesamte erzeugte Strommenge (bilanziell) in das Netz eingespeist und vergütet. Im Fall der Teileinspeisung (auch Überschusseinspeisung genannt) wird hingegen ein Teil des Stroms vor Ort verbraucht (Eigenverbrauch) und lediglich der überschüssige Strom in das Netz eingespeist. Der Betreiber der Anlage kann die Nutzungsart bzw. die Art der Einspeisung frei wählen und ein Wechsel bleibt möglich über den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren (zzgl. dem Jahr der Inbetriebnahme).

Im Fall der Volleinspeisung wird die gesamte Stromerzeugung der PV-Anlage vergütet, zusätzliche Erlöse sind nicht möglich. Die Vergütungshöhe entspricht daher weitestgehend den Erzeugungskosten. Die Vergütungshöhe in der Teileinspeisung ist hingegen bei Gebäude-PV Anlagen darauf ausgerichtet, dass der Betreiber zusätzliche Wertschöpfung durch den Eigenverbrauch erzielt. Weil die dabei eingesparten Stromkosten heute weit über den Vergütungssätzen liegen, kann die Förderhöhe in der Teileinspeisung unter der in der Volleinspeisung liegen.

**Förderhöhen EE-Anlagen in ct/kWh, 2025**



# Quantitative Analyse Kapitel 3

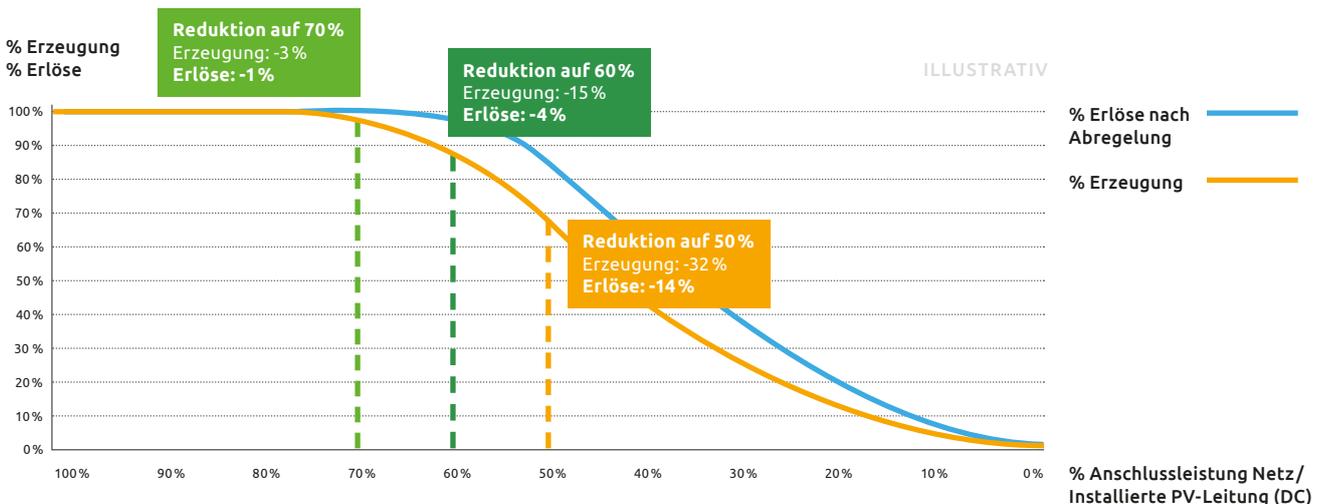
## Auswirkungen der Überbauung von Netzanschlüssen auf PV-Freiflächenanlagen

### 3.1 Status Quo der Planung von Netzanschlüssen

Gemäß den aktuellen gesetzlichen Vorgaben werden die Netzanschlüsse für PV-Freiflächenanlagen, wie alle anderen Kraftwerke, derart an das öffentliche Stromnetz angeschlossen, dass der gesamte erzeugte Strom abgenommen werden kann. Diese Vorgabe ergibt sich grundsätzlich aus den § 8 und § 11 des EEG 2023 und wird in einer Ausarbeitung des BEE detailliert beschrieben.<sup>2</sup> Für eine 10 MW-PV Freiflächenanlage wird nach dieser Regelung das Netz derart ausgebaut, dass eine maximale Einspeiseleistung von 10 MW möglich ist. Hierfür können sowohl auf der direkt betroffenen Spannungsebene Kosten für den Netzausbau anfallen als auch in den darüber gelagerten Spannungsebenen und Netzbetriebsmitteln. Die Kosten für die Netzausbaumaßnahmen werden gemäß der aktuellen Systematik der Netzentgelte vollständig auf die Netznutzer verteilt. Der Projektentwickler der PV-Freiflächenanlage erhält keinerlei Preissignal, welches eine Information über die durch ihn verursachten Netzausbaukosten enthält.

### 3.2 Einfluss der Überbauung auf Erzeugung und Erlöse von PV-Freiflächenanlagen

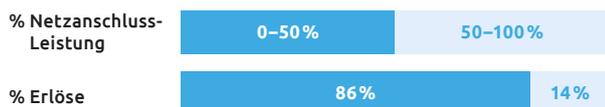
Aufgrund des wetterabhängigen Produktionsprofils von PV-Anlagen wird die maximale Produktionsleistung lediglich in einigen wenigen Stunden im Jahr erreicht. Eine Reduktion der maximal möglichen Einspeisung einer PV-Anlage um 30 % der gesamten installierten Leistung reduziert daher die gesamte erzeugte Strommenge im Jahr lediglich um ca. 3 %. Gleichzeitig kommt es aufgrund der sehr hohen Korrelation der Erzeugung aus PV-Anlagen in Deutschland immer häufiger dazu, dass bei gutem Wetter die Strombörsenpreise sinken. Die in dem oben beschriebenen Fall abgeregelte Strommenge von etwa 3 % würde daher erwartungsgemäß einen weit unterdurchschnittlichen Marktwert haben. Diese Logik lässt sich grundsätzlich auf weitergehende Reduktionen der Erzeugungsleistungen übertragen, da strukturell die Zeiten mit der höchsten PV-Erzeugung die Zeiten mit den geringsten Strombörsenpreisen sind.



<sup>2</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240408\\_BEE-NVP-Studie\\_Rechtsgutachten\\_BEE\\_Dok-Nr.\\_9199328\\_Az.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240408_BEE-NVP-Studie_Rechtsgutachten_BEE_Dok-Nr._9199328_Az.pdf)

In obenstehender Grafik werden die Ergebnisse einer solchen Analyse illustrativ dargestellt. Als Datenbasis wurden dabei stündliche Werte der Börsenstrompreise und der summierten Erzeugung von PV-Anlagen in Deutschland genutzt.<sup>3</sup> In orange dargestellt ist der Verlauf des Anteils an Erzeugung (y-Achse), welche bei einer Reduktion der Anschlussleistung (x-Achse) verbleibt. Bei einer Reduktion der Anschlussleistung auf 70 % reduziert sich die Erzeugung auf etwa 97 %. In blau dargestellt ist zusätzlich der Verlauf des Anteils der Erlöse (y-Achse). Bei gleicher Reduktion auf 70 % der Anschlussleistung reduzieren sich diese – aufgrund des geringen Wertes der verlorenen Erzeugung – auf weniger als 1 %. Auch bei einer Reduktion der Anschlussleistung auf 60 % sinkt die Erzeugung um 16 %, die Erlöse um lediglich 4 %. Bei einer Reduktion auf 50 % sinkt die Erzeugung um 32 %, die Erlöse um 14 %.

Die zusammenfassende Erkenntnis dieser illustrativen Analyse ist, dass die ersten 50 % des Netzanschlusses bei einer PV-Anlage etwa 86 % des Wertes ausmachen – die weiteren 50 % jedoch nur noch 14 % hinzufügen. Direkte Rückschlüsse auf eine für das Gesamtsystem kostenoptimale Anschlussleistung von PV-Parks sind aus dieser illustrativen Analyse nicht möglich. Mit Sicherheit kann aber davon ausgegangen werden, dass die aktuelle Regelung zum Netzausbau für PV-Freiflächenanlagen langfristig zu einem aus Kostensicht überdimensionierten Netzausbau führt.



ILLUSTRATIV

### 3.3 Einfluss der Überbauung auf Co-location von Speichern

Die Platzierung eines Speichers direkt am Ort der PV-Freiflächenanlage, die sogenannte „Co-location“, bietet grundsätzlich die Möglichkeit, das neu für die PV-Anlage errichtete Stromnetz im Jahresdurchschnitt deutlich stärker auszulasten. Der Strom würde gleichmäßiger über den Tag eingespeist, der Marktwert gesteigert und die durch eine Überbauung verlorene Strommenge reduziert. Aufgrund der derzeitigen Regelungen und den fehlenden Preissignalen für Projektentwickler findet eine derartige Optimierung bisher nicht statt. Im Fall einer Überbauung würde solch ein Anreiz für die Co-location von Speichern direkt am Ort der PV-Freiflächenanlage gegeben: Im Gegensatz zu Speichern an einer anderen Stelle im Netz würde solch ein Speicher zusätzlich die Abregelung von PV-Strom reduzieren.

<sup>3</sup> Datenbasis: [www.energy-charts.info](http://www.energy-charts.info); Um den Effekt der Verstetigung des PV-Erzeugungsprofils der gesamten PV-Anlagen in Deutschland ggü. einer einzelnen PV-Freiflächenanlage auszugleichen, wurden die Erzeugungswerte mit einem konstanten Faktor skaliert. Weitergehende detaillierte Analysen anhand von Einspeisezeitreihen einzelner PV-Anlagen vor dem Einfluss von markt- oder netzbedingter Abregelungen sind zu empfehlen.

# Quantitative Analyse Kapitel 4

## Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen

Um die gesamten Kosten der Stromversorgung zu minimieren, ist ein kosteneffizienter Einsatz von Erzeugungseinheiten und Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite zentral. Die Koordination dieser Komponenten erfolgt über den Marktpreis an der Strombörse, der viertelstündlich ermittelt wird.

### 4.1 Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit und ohne Direktvermarktung

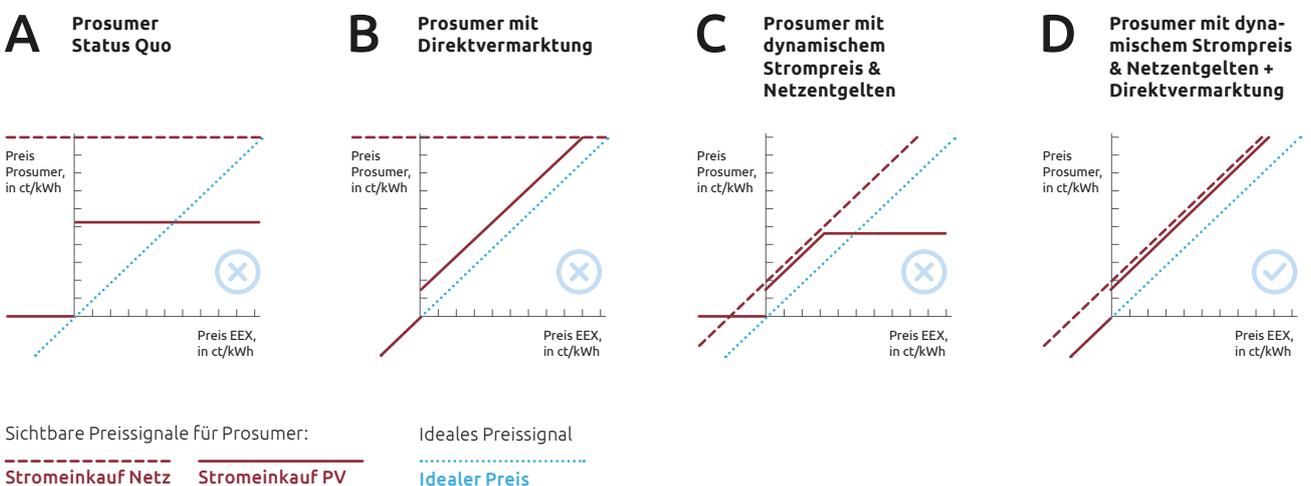
Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW ist die sogenannte Direktvermarktung erforderlich, um eine Vergütung nach EEG zu erhalten. Dabei wird der Strom über einen Händler direkt an der Strombörse oder an Dritte verkauft. Wenn der Marktwert des in Deutschland insgesamt erzeugten Solarstroms innerhalb eines Jahres geringer ist als die jeweilige Vergütungshöhe (genannt „anzulegender Wert“), erhält der Betreiber zusätzlich eine sogenannte Marktprämie, um die gesetzlich zugesicherte Vergütung zu erreichen.

Anlagen unter 100 kW haben derzeit noch Anspruch auf eine sogenannte „Einspeisevergütung“. Dabei wird der eingespeiste Strom durch die Netzbetreiber an der

Strombörse vermarktet, der Betreiber erhält jedoch eine über 20 Jahre fixe Vergütung je eingespeister kWh – unabhängig von dem jeweiligen Wert des Stroms.

In den untenstehenden Grafiken sind die Preissignale illustrativ dargestellt, welche für eine Betreiberin einer PV-Anlage mit der Option auf Eigenverbrauch – also mit sogenannter „Überschusseinspeisung“ – in verschiedenen Fällen sichtbar sind. Diese Situation spiegelt eine sehr große Mehrzahl der aktuell zugebauten und der in Betrieb befindlichen Gebäude-PV-Anlagen wider. In der vertikalen y-Achse ist das für die Betreiberin sichtbare Preissignal dargestellt, in der horizontalen x-Achse abgebildeten Börsenstrompreis.

Fall A stellt die sichtbaren Preissignale im Fall einer PV-Anlage in der Einspeisevergütung mit Teileinspeisung dar, also den Standardfall einer Gebäude-PV-Anlage mit Eigenverbrauch. Das einzige durch den Strompreis dynamisch übermittelte Signal ist der Preis für den Stromverkauf ins Netz, welcher bei negativen Börsenstrompreisen auf 0 ct/kWh sinkt. Wegen des Eigenverbrauchs ist das Preissignal für den Stromeinkauf aus dem Netz ebenfalls relevant: im Fall von Eigenverbrauch wird zwar keine Vergütung gezahlt, aber die Kosten für sonst anfallenden Stromeinkauf vermieden. Im heutigen



Standardfall ohne zeitvariable Stromtarife und Netzentgelte ist der Preis für den Stromeinkauf konstant in ct/kWh, unabhängig von den stündlichen Börsenstrompreisen. Da der Stromeinkaufspreis typischerweise ein Vielfaches von der Vergütungshöhe im Fall des Stromverkaufs ist, gibt es hier also grundsätzlich einen dauerhaften Anreiz für Eigenverbrauch, vollständig unabhängig vom Börsenstrompreis. Dieser dauerhafte Anreiz ist theoretisch zwar nicht ideal, stellt praktisch jedoch ein sehr netz- und marktdienliches Preissignal zur Verfügung. Dies entsteht zum einen dadurch, dass die aktuelle Erzeugungsleistung der eigenen PV-Anlage ein gutes Proxy für die gesamte Erzeugung aus PV-Anlagen in Deutschland ist (relativ hohe Korrelation der Erzeugung aus PV in ganz Deutschland), zum anderen durch den starken Effekt von PV-Erzeugung auf die Börsenstrompreise (hohe Korrelation der Erzeugung aus PV mit geringen Börsenstrompreisen). Problematisch wird dieses undynamische Preissignal jedoch in Kombination mit einer Batterie: Auch wenn der Börsenstrompreis höher als der Vergütungssatz ist (z. B. am frühen Morgen kurz nach Sonnenaufgang) erhält die Betreiberin einen Anreiz, die Batterie zu beladen, um den Eigenverbrauch zu maximieren, statt den Strom zu hohen Preisen einzuspeisen.

Im Fall B sind die Preissignale dargestellt, welche die Betreiberin sieht, wenn Sie ausgehend vom Fall A in die Direktvermarktung wechselt. Der Preis für den Stromverkauf von PV in das Netz entspricht bei positiven Strompreisen der Börse dem Strompreis zuzüglich der Marktprämie. Bei negativen Strompreisen an der Börse entfällt die Marktprämie, so dass der negative Preis direkt für die Betreiberin sichtbar ist. Im Unterschied zum Fall A (Einspeisevergütung) besteht hier also ein direkter Anreiz für die Betreiberin, die Anlage bei negativen Preisen abzuregeln. In Kombination mit einer Batterie entsteht hier zudem ein Anreiz, den Verkauf des nicht für Eigenverbrauch genutzten Stroms in solche Zeiten zu verschieben, in denen der Strompreis hoch ist. Da in Zukunft zu Mittagszeiten aufgrund der hohen PV-Erzeugung strukturell geringere Preise erwartet werden, entsteht durch die Preissignale in der Direktvermarktung ein Anreiz für die Betreiberin, den Marktwert der gesamten Stromproduktion z. B. durch eine Ost-West-Ausrichtung zu erhöhen – und nicht wie in der Einspeisevergütung lediglich die Menge der Stromproduktion durch eine reine Süd-Ausrichtung zu optimieren.

## 4.2

### Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit und ohne dynamische Tarife und Netzentgelte

Im Fall C sind die Preissignale dargestellt, welche die Betreiberin sieht, wenn Sie ausgehend vom Fall A zu einem dynamischen Tarif mit idealisierten zeitvariablen Netzentgelten wechselt. Dabei wird hier idealisierend unterstellt, dass Preissignale von der Strombörse zu 100 % mit denen aus dem Verteilnetz korrelieren. Aufgrund der verbleibenden, nicht dynamischen Kostenbestandteile wie Konzessionsabgabe und Umlagen (zzgl. nicht-zeitvariablen Netzentgeltkomponenten) ist das Preissignal für den Bezug von Strom aus dem Netz um wenige ct/kWh von dem Börsenstrompreis abweichend. Dies ist insbesondere in Zeiten von leicht negativen Strompreisen nachteilig, wo trotz entsprechendem Preissignal an der Börse die Betreiberin weiterhin einen Anreiz zum Eigenverbrauch von PV-Strom hat – weil der Bezug von Strom weiterhin mit Kosten einhergeht. Da die PV-Anlage mit Eigenverbrauch in diesem Fall eine Einspeisevergütung erhält, sind die Preissignale für den Verkauf von Strom in das Netz mit denen in Fall A weitgehend identisch. Lediglich in dem Bereich der Börsenstrompreise zwischen 0 und der individuellen Vergütungshöhe (typischerweise 0-7 ct/kWh) entspricht das Preissignal hier den vermiedenen Strombezugskosten. Eine parallele Einspeisung mit Verkauf des Stroms und Strombezug zu günstigeren Preisen ist aus technischen Gründen bei einer Teileinspeisung nicht möglich.

## 4.3

### Preissignale für Betreiber von PV-Anlagen mit Direktvermarktung sowie dynamischen Tarifen und dynamischen Netzentgelten

Im Fall D ist das ideale Zielbild für eine netz- und systemdienliche PV-Betreiberin dargestellt, welches durch die Kombination der Direktvermarktung von PV-Strom und zeitvariablen Strompreisen und Netzentgelten entsteht. Die Betreiberin sieht hier sowohl für Verkauf als auch für Einkauf von Strom ein Preissignal, welches sich sehr nah an dem Börsenstrompreis bewegt. Die entsprechenden dynamischen Preiskomponenten aus Fall B und Fall C werden dabei kombiniert. Die einzige verbleibende Abweichung von einem „idealen“ Preissignal stellen hierbei die festen variablen Strompreiskomponenten im Stromeinkauf dar, welche Stromverbrauch in Zeiten von negativen Strompreisen verhindern.

# Quantitative Analyse Kapitel 5

## Eigenverbrauch und Verteilungseffekte

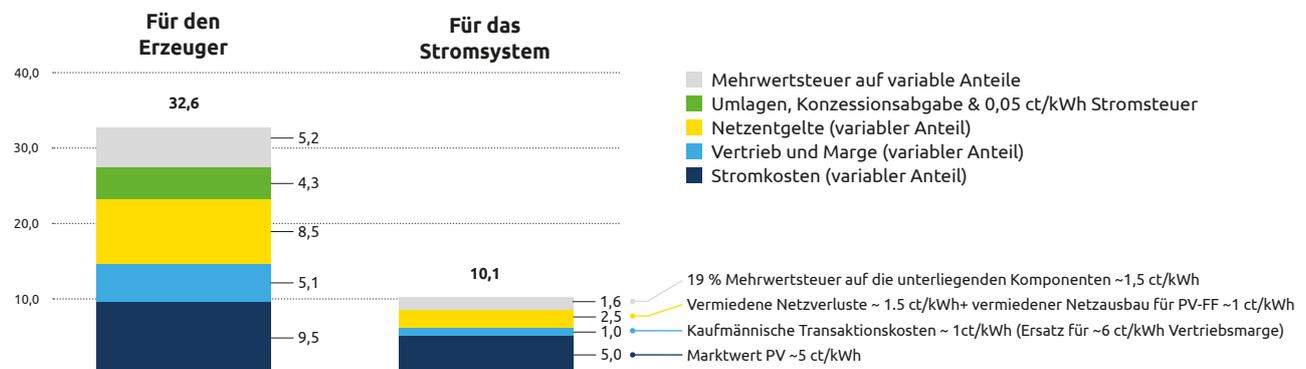
### 5.1 Systemischer Wert von PV-Eigenverbrauch

Der Anreiz zum Eigenverbrauch von PV-Strom entsteht durch die Einsparung von Kosten, die beim Strombezug aus dem Netz entstehen. Diese Kosten müssen von der Betreiberin der PV-Anlage nicht getragen werden. Das heißt allerdings nicht automatisch, dass diese Kosten im Gesamtsystem ebenfalls entfallen. Ein oft angeführtes Beispiel hierfür ist der Fall der Netzentgelte. Hierbei werden die Kosten größtenteils (zu etwa 80 %) über einen zeitlich konstanten Arbeitspreis – also ein fester Betrag in ct/kWh – gezahlt. Eine Betreiberin, die durch ihre PV-Anlage ihren jährlichen Strombezug um 50 % reduziert, zahlt also fast 50 % weniger Netzentgelte. Die gleiche Betreiberin wird jedoch durch ihre PV-Anlage den Stromverbrauch in den für die Netzauslegung besonders relevanten Zeiten (Abendstunden im Winter) nicht notwendigerweise reduzieren, die gesamten Kosten des Netzes werden also nicht um 50 % reduziert. Sofern die Kostenreduktion des Netzes aber geringer ist als die Einsparungen in Netzentgelten durch die Betreiberin, findet eine Verteilung statt: andere Netznutzer müssen die Kosten für das Netz tragen, welche die Betreiberin nicht mehr zahlt. Um den Effekt dieser „Umverteilung“ zu quantifizieren, müssen die Einsparungen der PV-Betreiberin mit dem „wahren Wert“ der PV-Anlage für das Stromsystem verglichen werden.

Die Einsparungen der PV-Betreiberin ergeben sich durch die eingesparte Strommenge, also alle Kostenkomponenten, die je kWh anfallen. Basierend auf den aktuellen vom BDEW veröffentlichten durchschnittlichen Strompreisen sind dies ca. 33 ct/kWh. Diese Zahl ergibt sich aus den gesamten durchschnittlichen Strompreisen von ca. 40 ct/kWh abzüglich der jährlich fixen Komponenten (ca. 190 Euro oder umgerechnet etwa 5 ct/kWh) und exklusive der voraussichtlich ab 2026 um 2 ct/kWh reduzierten Stromsteuer.<sup>4</sup>

Um die Einsparungen im Stromsystem zu ermitteln, bedarf es eines geeigneten Vergleiches. Dieser muss die gesamten Kosten abbilden für den Strom, der von der PV-Betreiberin zusätzlich verbraucht würde, wenn Sie keine PV-Anlage errichtet hätte. Besonders geeignet erscheint hier der Vergleich mit einer großen Freiflächen-PV-Anlage, da diese die günstigste alternative Form der Erzeugung darstellt und praktisch zu den gleichen Zeiten Strom erzeugt wie die Gebäude-PV-Anlage. Die Einsparungen im Stromsystem für die Erzeugung von Strom können über den Marktwert von PV abgeschätzt werden und liegen etwa bei 5 ct/kWh.

### Wert von PV-Eigenverbrauch, in ct/kWh



<sup>4</sup> <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>; <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/koalitionsvertrag-2025-2340970>

Zusätzlich entstehen Kosten für den physikalischen Transport des Stroms zu der Stromverbraucherin. Dabei sind lediglich die zusätzlich anfallenden Kosten gegenüber dem Fall der lokalen Erzeugung von PV-Strom zu berücksichtigen. Dazu gehören in dem hier gewählten Beispiel die Netzkosten für den Anschluss der PV-Freiflächenanlage an das Stromnetz (auf Mittelspannungs- oder Hochspannungsebene). Solche Kosten fallen im Fall der Gebäude-PV-Anlage nicht an, da hier der Netzanschluss bereits vorhanden ist und im Rahmen der Elektrifizierung der Wärme- und Verkehrssektoren auch langfristig von einem hinreichend ausgebauten Verteilnetz ausgegangen werden kann. Die für diesen Netzanschluss anfallenden Kosten werden hier mit etwa 1 ct/kWh abgeschätzt, basierend auf den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Daten im Rahmen der Wälzung von EE-bedingten Mehrkosten.<sup>5</sup>

Weitere Kosten entstehen durch den physikalischen Verlust beim Transport des Stroms. Diese werden hier mit 1,5 ct/kWh abgeschätzt, basierend auf den von den VNB veröffentlichten Verlusten und Beschaffungsenergiekosten bei der Stromlieferung im Verteilnetz und Übertragungsnetz (ca. 16 ct/kWh, Verluste in Summe etwa 8 %).<sup>6</sup>

Neben dem physikalischen Transport des Stroms muss der Strom im Fall der PV-Freiflächenanlage auch kaufmännisch und juristisch der Stromabnehmerin zugeordnet werden, was im Fall des selbst erzeugten PV-Stroms nicht erforderlich ist. Die deutschlandweit durchschnittlichen variablen Transaktionskosten für eine solche Belieferung sind gemäß der BDEW-Strompreisanalysen etwa 5 ct/kWh („Vertrieb und Marge“). Für den hier gewählten Vergleich werden diese Transaktionskosten im Fall der PV-Freifläche mit 1 ct/kWh abgeschätzt.

In Summe errechnen sich die Einsparungen im System, oder der „wahre Wert“ der Erzeugung der Gebäude-PV zu etwa 8,5 ct/kWh exklusive Mehrwertsteuer. Um eine direkte Vergleichbarkeit zu den Einsparungen der PV-Betreiberin herzustellen, ist die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % auf die Komponenten des „wahren Wertes“ anzurechnen, der sich dann als 10 ct/kWh errechnet.

Im Ergebnis lässt sich der systemische Wert für PV-Eigenverbrauch also als ca. 8,5 ct/kWh (10 ct/kWh inkl. Mehrwertsteuer) abschätzen, bzw. der systemische Mehrwert

von PV-Eigenverbrauch gegenüber der PV-Freifläche als ca. 3,5 ct/kWh (4,2 ct/kWh inkl. Mehrwertsteuer).

## 5.2

### Verteilungseffekte und verantwortliche Akteure zur Reduktion von Verteilungseffekten

Anhand eines Vergleiches der Einsparungen im System und der Einsparungen der PV-Betreiberin können die Verteilungseffekte durch PV-Eigenverbrauch quantifiziert und die jeweils zuständigen Akteure identifiziert werden.

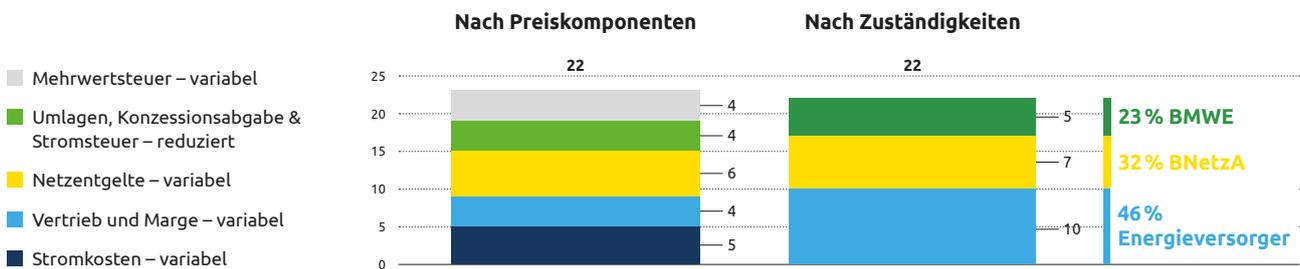
Bei dem Vergleich wird sichtbar, dass fast die Hälfte des Verteilungseffekts bei den Kosten für die Stromerzeugung und Lieferung liegt, also im Handlungsbereich der privaten Energieversorger. Während die PV-Betreiberin ca. 10 ct/kWh an Kosten für die Stromerzeugung einspart, betragen die entsprechenden Einsparungen im System, hier die Strombeschaffungskosten für den Energieversorger, lediglich etwa 5 ct/kWh. Die Differenz von 5 ct/kWh ergibt sich durch die Mehrkosten der Stromerzeugung insbesondere in den Wintermonaten und zu Abendzeiten, wenn PV wenig Strom erzeugt. Die Umverteilung entsteht hierbei durch eine mangelnde zeitscharfe Bepreisung des Stroms an Endkunden. Die Verteilung dieser Differenz erfolgt innerhalb des Kundenportfolios eines Stromanbieters oder direkt zulasten des Stromanbieters. Der Stromanbieter kann diesen Verteilungseffekt mit einer dynamischen Bepreisung oder der Nutzung von angepassten Standardlastprofilen<sup>7</sup> unmittelbar beheben. Bei den Kosten für „Vertrieb und Marge“ reduziert die PV-Betreiberin ihre Kosten um etwa 5 ct/kWh, denen jedoch ein abgeschätzter Wert von lediglich etwa 1 ct/kWh entgegensteht. Da es sich bei der Differenz von ca. 4 ct/kWh erwartungsgemäß zu einem großen Teil um „Mitnahmeeffekte“ als Ergebnis eines ineffizienten Wettbewerbs handelt, werden häufig Argumente gegen eine Bezeichnung als „Verteilungseffekte“ angeführt – dieser Argumentation wird hier aber nicht gefolgt. Die Verteilung dieser Differenz geht ebenfalls zulasten der anderen Kunden des Stromanbieters oder des Stromanbieters selber. Behoben werden kann dieser Verteilungseffekt durch den Stromversorger durch angemessene Bepreisung seiner Produkte – also die Umlage von Fixkosten als Fixkosten statt über variable Preise – oder durch Reduktion der Vertriebskosten und Marge.

<sup>5</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html>

<sup>6</sup> <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzverluste-und-beschaffungskosten-der-verlustenergie.html>; <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/Netzverluste>

<sup>7</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/2025-03-17\\_AWH\\_Aktualisierte\\_SLP\\_Strom\\_2025\\_Veroeffentlichung.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2025-03-17_AWH_Aktualisierte_SLP_Strom_2025_Veroeffentlichung.pdf)

## Quantifizierung des Verteilungseffektes bei PV-Eigenverbrauch, in ct/kWh



Der zweitgrößte Verteilungseffekt tritt bei den Netzkosten auf. Während die Einsparungen der PV-Betreiberin hier etwa 8,5 ct/kWh betragen, sinken die Einsparungen im System lediglich um etwa 2,5 ct/kWh. Die Differenz von ca. 6 ct/kWh muss von anderen Netznutzern getragen werden. Für eine angemessene Bepreisung der Netznutzung zuständig ist die Bundesnetzagentur, welche mit dem AgNes-Verfahren bereits eine Anpassung der Netzentgelte in die Wege geleitet hat.

Die Umlagen, Konzessionsabgaben und Stromsteuer (ab 2026 vermutlich reduziert auf 0,05 ct/kWh) stellen für die PV-Betreiberin direkte Einsparungen in Höhe von 4,3 ct/kWh dar, welcher jedoch keine Einsparungen im System entgegenstehen. Um die gesamte Summe an Einnahmen für Offshore-Netze, privilegierte Industriekunden und Gemeindeausgaben konstant zu halten, müssten also andere Stromkunden einen höheren Preis bezahlen. Da es sich hierbei jeweils um politisch entschiedene und gesetzlich verankerte Verteilungsfragen handelt, ist für eine Anpassung dieser Verteilungseffekte die Bundesregierung zuständig. Da hierbei – anders als z. B. bei Netzentgelten oder Stromkosten – keine direkt verursachungsgerechte Verteilungssystematik offensichtlich ist, erscheint eine sozial möglichst gerechte Verteilung z. B. über die Finanzierung aus dem Haushalt als eine Möglichkeit. Um die nicht systemkonformen Preissignale dieser Komponenten (Kapitel 4.1) zu vermeiden, wurde u. a. eine zeitvariable Verteilungssystematik vorgeschlagen.<sup>8</sup>

Die Mehrwertsteuer ist hierbei nicht als eigener Kostenblock zu betrachten, sondern als jeweils proportionaler Anteil der einzelnen Komponenten. Da es sich um einen proportionalen Aufschlag auf die einzelnen Kostenkomponenten handelt, ist diese in der Zuständigkeit jeweils den einzelnen Komponenten zuzuordnen.

Im Ergebnis wird deutlich, dass in der öffentlichen Diskussion sehr viel um Verteilungsgerechtigkeit mit Bezug auf Netzentgelte diskutiert wird – diese jedoch nur etwa ein Drittel der Verteilungseffekte ausmachen.

### 5.3 Einfluss von zeitvariablen Netzentgelten auf Verteilungseffekte

Die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten hat einen signifikanten Einfluss auf die Einsparungen durch Eigenverbrauch der Betreiberin einer PV-Anlage. Im Fall von statischen Netzentgelten ist der Zeitpunkt des Eigenverbrauchs nicht relevant – jede kWh erzeugten Stroms führt zu der gleichen Einsparung. Dies ändert sich im Fall von zeitvariablen Netzentgelten. Die Einsparungen während der Zeit der PV-Erzeugung hängen dann von der jeweiligen Höhe der Netzentgelte ab. In einem Stromsystem mit hohen Anteilen an PV-Erzeugung werden erwartungsgemäß die Netzentgelte – ähnlich wie die Strompreise – langfristig immer dann gering sein, wenn viel Solarstrom erzeugt wird. Dies kann zu einem entstehen mit Blick auf die marginalen Netzkosten (Netzausbau und Netzverluste) in Verteilnetzen mit hoher Rückspeisung in die übergeordneten Netzebenen, zum anderen durch eine Weitergabe von Preissignalen aus den übergeordneten Netzebenen.

Als Beispiele solcher langfristig zu erwartenden zeitvariablen Netzentgelte werden im Folgenden die zeitvariablen Netzentgelte gemäß dem Modul 3 des §14a EnWG in der Ausprägung der LEW Verteilnetze, sowie die vom niederländischen Verband der VNB vorgeschlagene Systematik betrachtet.<sup>9</sup> Im Fall des LEW-Verteilnetzes reduzieren sich die Einsparungen an einem Sommertag

<sup>8</sup> [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora\\_Gutachten\\_Konzession\\_12092012\\_final\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf)

von aktuell ca. 47 ct/kWh um 50 % auf 24 ct/kWh. Auf das gesamte Jahr gerechnet, reduzieren sich die Einsparungen an Netzentgelten für die PV-Betreiberin um etwa 55 % von 7 ct/kWh auf etwa 3 ct/kWh, was in etwa dem systemischen Nutzen entspricht.

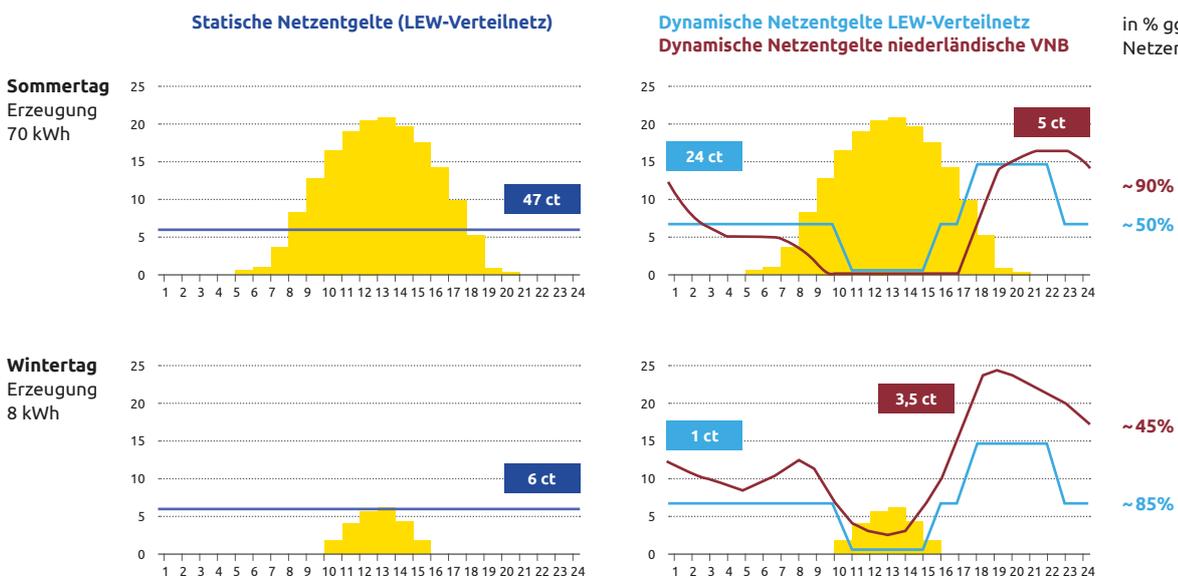
Mit Blick auf die Verteilungseffekte bedeutet dies, dass eine PV-Betreiberin mit einem PV-Eigenverbrauch von 2000 kWh (z. B. 8 kW PV-Anlage mit 25 % Eigenverbrauch) im Fall der Netzentgelte mit einem statischen Arbeitspreis von 7 ct/kWh jährlich 140 Euro weniger zahlt, obwohl der „wahre Wert“ der von ihr im Strom-

system verursachten Einsparungen lediglich etwa 50 Euro entspricht. Im Fall der dynamischen Netzentgelte im Netzgebiet der LEW würde die gleiche PV-Betreiberin hingegen lediglich 65 Euro weniger zahlen, nur 15 Euro mehr Einsparungen als durch den hier abgeschätzten „wahren Wert“ gerechtfertigt.

In dem von den niederländischen Verteilnetzbetreibern vorgeschlagenen Model der zeitvariablen Netzentgelte würden die Einsparungen der gleichen PV-Betreiberin im gesamten Jahr sogar um 70 % auf etwa 40 Euro fallen.

### Einsparungen Netzentgelte einer 10-kW-Anlage je Tag, in ct pro Tag

### Reduktion der Einsparungen



<sup>9</sup> <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/berenschot-verkenning-alternatief-nettariefstelsel-kleinverbruik>;  
<https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-netzkunden/uebersicht-ueber-netzentgelte>



Stiftung  
Klimaneutralität



Die Stiftung Klimaneutralität wurde gegründet, um robuste sektorübergreifende Strategien für ein klimaneutrales und -gerechtes Deutschland zu entwickeln. Auf der Basis von guter Forschung will die Stiftung informieren und beraten – jenseits von Einzelinteressen.