



# WIRTSCHAFTLICHE DIMENSIONEN DER DISKRIMINIERUNG

VON Ü20-PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN  
IM KABINETTSENTWURF EEG 2021

Kapitel 1	
<b>1. Hintergrund</b>	<b>4</b>
Kapitel 2	
<b>2. Studienansatz</b>	<b>6</b>
Kapitel 3	
<b>3. Handlungsoptionen für Anlagenbetreiber - Beispielrechnungen</b>	<b>10</b>
a. Annahmen	10
b. Ergebnisse der Beispielrechnungen	14
Kapitel 4	
<b>4. Änderungsvorschläge und Auswirkungen</b>	<b>20</b>
Kapitel 5	
<b>5. Hochrechnung volkswirtschaftlicher Schaden</b>	<b>25</b>
Kapitel 6	
<b>6. Fazit</b>	<b>34</b>
<b>EUPD Research</b>	<b>36</b>
<b>BSW Solar</b>	<b>38</b>
<b>Sponsoren</b>	<b>40</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anzahl der in Betrieb genommenen PV-Anlagen je Jahr nach Größenklassen (2000-2009)	7
Abbildung 2:	In Betrieb genommene Leistung je Jahr nach Größenklassen (2000-2009)	7
Abbildung 3:	Anzahl der in Betrieb genommenen PV-Anlagen von 2000 bis 2009 insgesamt	8
Abbildung 4:	Annahmen Eigenverbrauchsanteil	11
Abbildung 5:	Chashflow-Diagramm einer 6 kWp PV-Anlage mit Ende der Förderperiode im Jahr 2021 und Weiterbetrieb mit teilweisem Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers	15
Abbildung 6:	Amortisation des Weiterbetriebs einer 3 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre	16
Abbildung 7:	Amortisation des Weiterbetriebs einer 6 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre	17
Abbildung 8:	Amortisation des Weiterbetriebs einer 10 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre	18
Abbildung 9:	Amortisation des Weiterbetriebs einer 40 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre	19
Abbildung 10:	Amortisation der Nutzungsprofile bei Inkrafttreten des Gesetzesentwurfs	21
Abbildung 11:	Amortisation der Nutzungsprofile bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	22
Abbildung 12:	Amortisation der Nutzungsprofile bei Reduzierung der jährlichen Zählerkosten	22
Abbildung 13:	Amortisation der Nutzungsprofile bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und Reduzierung der jährlichen Zählerkosten	23
Abbildung 14:	Ausfallende Leistung durch Abschaltung unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen	26
Abbildung 15:	Ausfallende Stromerzeugungskapazitäten durch Abschaltung unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen	27
Abbildung 16:	Umweltkosten durch vorzeitigen Abbau noch funktionstüchtiger Ü20-Anlagen	28
Abbildung 17:	Anzahl abgeschalteter unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen	29
Abbildung 18:	Aufwand durch vorzeitigen Abbau und Ersatz noch funktionsfähiger Ü20-Anlagen	30
Abbildung 19:	Zusätzliche EEG-Umlagekosten durch vorzeitigen Abbau und Ersatz noch funktionstüchtiger Ü20-Anlagen	31
Abbildung 20:	Weiterbetriebspläne von Betreibern von bald ausgeführten PV-Anlagen (Endkundenmonitor 10.0)	32
Abbildung 21:	Umsatzverluste für die Speicherbranche durch nicht vorgenommene Speichernachrüstungen	32
Abbildung 22:	Arbeitsplatzverluste in der Speicherbranche und der PV-Wartung	33

## Bildverzeichnis

© adobestock.com: 33992362, Patrik Dietrich	Cover, links oben
© shutterstock.com: 144870697, Thomas Ramsauer	Cover, links unten
© shutterstock.com: 1488897269, KB_3	Cover, rechts
© adobestock.de: 78608704, vegefox.com	4
© shutterstock.com: 1376803097, slavum	6
© adobestock.dee: 29778535, stockpics	10
© shutterstock.com: 440065846, SFIO CRACHO	20
© adobestock.de: 39730353, spressmaster	25
© adobestock.de: 16899900, pressmaster	34



# 1. HINTERGRUND

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt seit dem Jahr 2000 die Rahmenbedingungen des Ausbaus und der Förderung von erneuerbaren und somit klimafreundlichen Formen der Energieerzeugung vor. Die aktuelle Fassung dieses Gesetzes, das EEG 2017, wurde im Jahr 2017 verabschiedet und brachte unter anderem Neuerungen im Bereich der Ausschreibungen für Photovoltaik (PV)-Anlagen mit sich. Anfang September 2020 erfolgte die Vorstellung eines Referentenentwurfes für eine weitere Novelle des EEG, das EEG 2021. Dieser Referentenwurf wurde im Verlauf des Septembers vom Bundeskabinett besprochen und leicht überarbeitet als Gesetzesentwurf in den Bundestag eingebracht.<sup>1</sup> Im Parlament wird über den Gesetzesentwurf nun debattiert, bevor er am 01.01.2021 in Kraft treten soll.

In diesem Kurzgutachten liegt der Fokus auf den fehlenden Perspektiven für Solarstromanlagen, welche ab 2021 mit Ablauf der 20-jährigen gesetzlichen Vergütungsdauer aus der EEG-Förderung herausfallen (nachfolgend auch als „ausgeförderte“ Anlagen oder Ü20-Anlagen bezeichnet).

<sup>1</sup> [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gesetz-zur-aenderung-des-eeg-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gesetz-zur-aenderung-des-eeg-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.html)



Im Folgenden sind die wichtigsten Punkte des Gesetzesentwurfs im Überblick aufgelistet:

- Für Ü20-PV-Anlagen bleibt eine vorrangige Einspeisung von Strom in das Stromnetz erhalten.
- Für Ü20-PV-Anlagen wird gemäß §21 EEG-Entwurf 2021 eine neue „Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen“ geschaffen. Diese Einspeisevergütung ist für Anlagen unter 100 kWp Leistung allerdings bis Ende 2027 befristet. Für Anlagen über 100 kWp Leistung ist sie bis Ende 2021 befristet. Danach ist eine Einspeisung des erzeugten Stroms nur über eine Direktvermarktung oder ein Power-Purchase-Agreement (PPA) möglich.
- Die Höhe der Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen berechnet sich aus dem Börsenstrompreis abzüglich anfallender Vermarktungsgebühren.
- Besitzer von Ü20-Anlagen müssen auf jede Kilowattstunde selbst genutzten Solarstrom ihrer PV-Anlage 40 % der EEG-Umlage zahlen.
- Für Ü20-Anlagen ab einer Leistung von 1 kWp besteht die Pflicht ein intelligentes Messsystem („Smart Meter“) innerhalb von 5 Jahren ab Markterklärung zu installieren.
- Für Ü20-Anlagenbetreiber, welche einen Teil ihres Stroms einspeisen und einen Teil selbst nutzen wollen, ist die sofortige Installation eines intelligenten Messsystems vorgeschrieben.
- Für ausgeförderte PV-Anlagen bis 100 kWp können bezüglich des Messsystems auch abweichende Regelungen getroffen werden, falls es sich um Direktvermarktung handelt und der gesamte erzeugte Strom eingespeist wird.

Grundsätzlich kann bei Photovoltaikmodulen von einer Lebensdauer von mehr als 30 Jahren ausgegangen werden. Ein Weiterbetrieb von Anlagen, welche vor 20 Jahren in Betrieb genommen wurden, ist entsprechend als realistisch anzusehen. Im Folgenden wird dargestellt, dass der Weiterbetrieb auf Basis der neuen Gesetzesgrundlage unwirtschaftlich ist und zu einem flächendeckenden Rückbau noch funktionstüchtiger PV-Anlagen führen wird. Dies wird sich am stärksten im Segment der kleineren PV-Anlagen bis 20 kWp Leistung bemerkbar machen, also Dachanlagen auf Privathäusern und kleinen Gewerbeanlagen.

Ein weitere Kritikpunkt ergibt sich aus der Verletzung der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) von 2018 durch den Gesetzesentwurf zum EEG 2021. Diese EU-Richtlinie besagt, dass Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kWp von unangemessenen und diskriminierenden Gebühren und Abgaben auf eigenverbrauchten Strom befreit werden sollen. Laut dem aktuellen Gesetzesentwurf zum EEG 2021 muss jedoch eine anteilige EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom abgeführt werden, falls es sich um eine PV-Anlage mit mehr als 20 kWp Leistung handelt oder die eigenverbrauchte Strommenge über 10.000 kWh je Jahr liegt. Zudem muss die anteilige EEG-Umlage auf sämtlichen eigenverbrauchten Strom aus Ü20-PV-Anlagen abgeführt werden, unabhängig von der Leistung der ausgeförderten PV-Anlage. Dies hat zur Folge, dass die anteilige EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus PV-Anlagen im Widerspruch zu europäischem Recht steht. Diese EU-Richtlinie soll bis zum 30.06.2021 in nationales Recht umgesetzt werden, der Gesetzesentwurf berücksichtigt dies jedoch nicht. Der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 steht somit im Konflikt mit geltendem europäischem Recht.<sup>2</sup>

Das vorliegende Kurzgutachten stellt fundiert dar, welche Auswirkungen der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 auf den Weiterbetrieb ausgefördelter PV-Anlagen haben wird und welche volkswirtschaftlichen Implikationen der Gesetzesentwurf mit sich bringt.

---

<sup>2</sup> [www.solarwirtschaft.de/2020/10/12/eeg-novelle-verstoest-gegen-europarecht/](http://www.solarwirtschaft.de/2020/10/12/eeg-novelle-verstoest-gegen-europarecht/)



## 2. STUDIENANSATZ

6

Im Rahmen dieser Studie werden PV-Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2010 betrachtet. Betreiber von PV-Anlagen, welche im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden, erhalten bis zum 31.12.2020 die feste Einspeisevergütung für ihren erzeugten und eingespeisten Solarstrom. Ab 2021 endet somit für die ersten Anlagen die 20-jährige Förderdauer und die Anlagenbesitzer müssen sich mit den Möglichkeiten des Weiterbetriebs ihrer noch funktionstüchtigen Anlage beschäftigen. In Abbildung 1 ist ersichtlich, dass dies im ersten Jahr knapp 10.000 PV-Anlagen betrifft, bis 2030 jedoch mehr als 630.000 PV-Anlagen. In den Jahren 2021 bis 2024 sind hauptsächlich PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 3 kWp vom Ende der festen Einspeisevergütung betroffen. Ab 2025 weisen die dann ausgeförderten PV-Anlagen meist eine Leistung von 10 bis 100 kWp auf, wobei auch viele PV-Anlagen im Segment 3 bis 6 kWp Leistung und 6 bis 10 kWp Leistung aus der festen Einspeisevergütung herausfallen.

Im Jahr 2021 endet für PV-Anlagen mit einer Leistung von ungefähr 40 MW die feste Einspeisevergütung. In den darauffolgenden Jahren steigt die jährlich aus der EEG-Einspeisevergütung herausfallende Leistung stetig an, bis hin zu mehr als 4,4 GW im Jahr 2030. Die Leistung der von 2000 bis 2009 installierten PV-Anlagen liegt somit insgesamt bei mehr als 10 GW.

Quelle: EUPD Research 2020

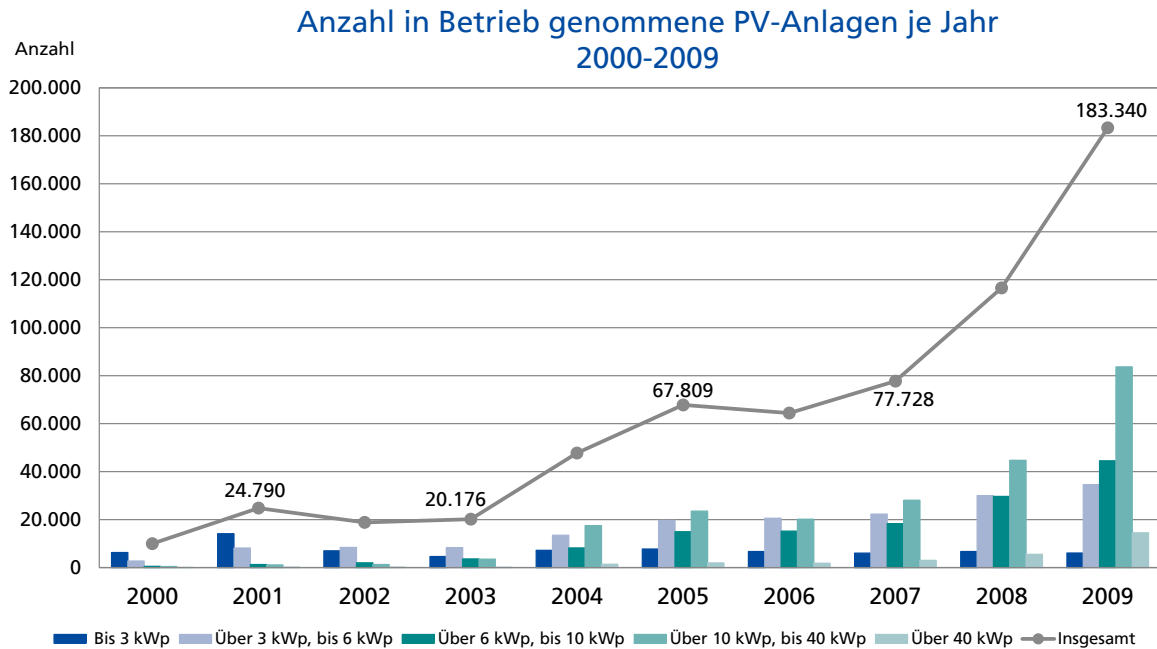


Abbildung 1: Anzahl der in Betrieb genommene PV-Anlagen je Jahr nach Größenklassen (2000-2009)

Quelle: EUPD Research 2020

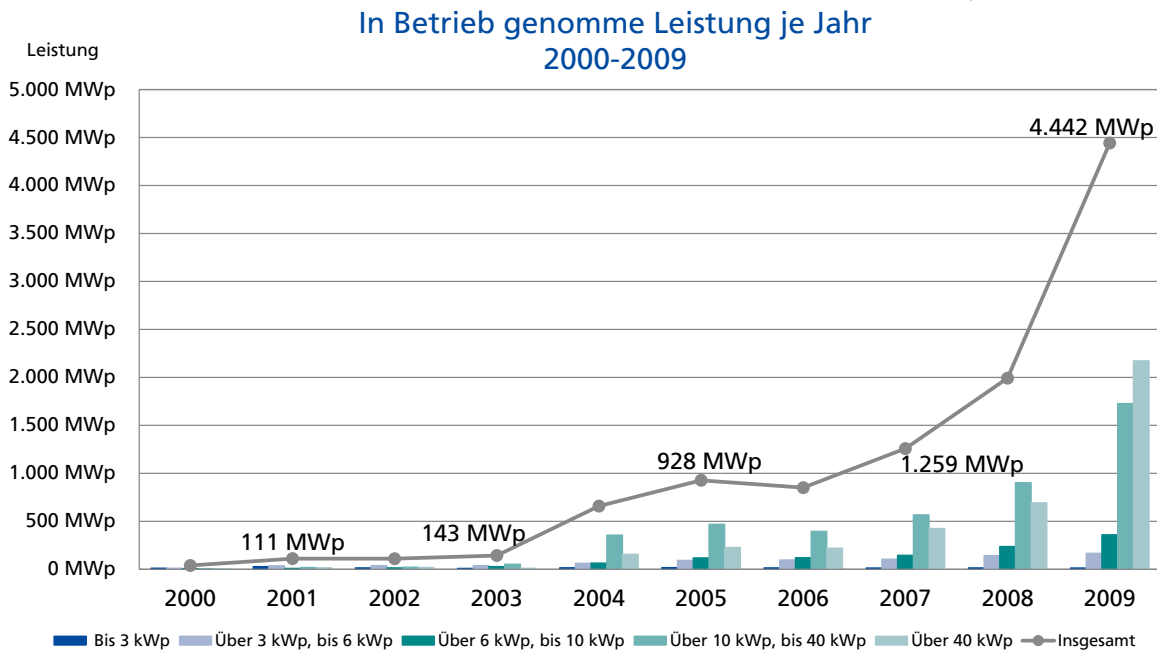


Abbildung 2: In Betrieb genommene Leistung je Jahr nach Größenklassen (2000-2009)

### Anzahl der in Betrieb genommenen PV-Anlagen von 2000 bis 2009 nach Größenklassen

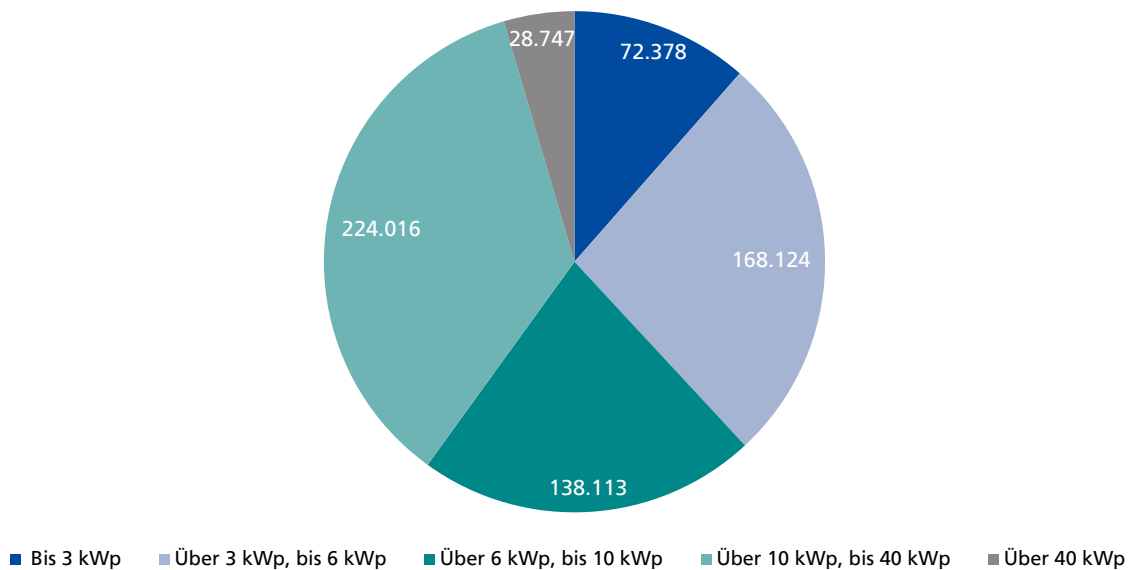


Abbildung 3: Anzahl der in Betrieb genommenen PV-Anlagen von 2000 bis 2009 insgesamt

Wie viele PV-Anlagen in den jeweiligen Größenklassen von 2000 bis zum Jahr 2009 insgesamt installiert worden sind, ist in Abbildung 3 zu sehen. So wurden in diesen Jahren etwas mehr als 72.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 3 kWp installiert. Rund die Hälfte aller installierten PV-Anlagen in diesem Zeitraum haben eine Leistung von über 3 kWp bis zu 10 kWp. Auch in der Größenklasse der größeren privaten und kleinen gewerblichen PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 kWp und 40 kWp wurden in den Jahren 2000 bis 2009 gut 224.000 Anlagen installiert. Am wenigsten PV-Anlagen wurden in der Größenklasse über 40 kWp Leistung in Betrieb genommen.

Um die Perspektiven und Möglichkeiten für Besitzer einer ausgeförderten PV-Anlage zu analysieren werden nun vier mögliche Arten des Weiterbetriebs, in der Form von vier Nutzungsprofilen betrachtet:

- Weiterbetrieb mit 100% Einspeisung des erzeugten Stroms
- Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers
- Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers
- Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos

Diese vier Möglichkeiten werden beispielhaft für fünf verschiedene Anlagengrößen kalkuliert und auf ihre Rentabilität analysiert. Die Anlagengrößen basieren auf den Durchschnittswerten der in Betrieb genommenen PV-Anlagen der Jahre 2000 bis 2009. Die betrachteten Anlagengrößen sind:

- 3 kWp PV-Anlage (kleine Privatanlage)
- 6 kWp PV-Anlage (gewöhnliche Privatanlage)
- 10 kWp PV-Anlage (größere Privatanlage)
- 40 kWp PV-Anlage (kleinere Gewerbeanlage)
- 100 kWp PV-Anlage (gewöhnliche Gewerbeanlage)



Da in Abbildung 3 zu sehen ist, dass die Anzahl der zwischen 2000 und 2009 in Betrieb genommenen PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 40 kWp im Vergleich mit den anderen Größenklassen eher gering ist, wird die 100 kWp PV-Anlage im Folgenden zwar erwähnt, jedoch nicht hauptsächlich betrachtet. Basierend auf den Analyseergebnissen der Beispielberechnungen zu den möglichen Weiterbetriebsformen werden dann Vorschläge gemacht, wie ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb von möglichst vielen ausgeförderten PV-Anlagen ermöglicht werden kann. Hierbei soll dargestellt werden, mit welchen Anpassungen im Gesetzesentwurf zum EEG 2021 eine Amortisation der ausgeförderten PV-Anlagen realistisch erscheint.

Zuletzt werden zwei Szenarien unter volkswirtschaftlicher Betrachtung miteinander verglichen:

- Inkrafttreten des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021 in seiner jetzigen Form
- Inkrafttreten eines geänderten Gesetzesentwurfs, basierend auf den in Kapitel 4 vorgestellten Anpassungsvorschlägen

Im Ergebnis werden die Schäden ermittelt, die das Inkrafttreten des aktuellen Gesetzesentwurfs im Vergleich zum Inkrafttreten eines geänderten Gesetzesentwurfs mit sich bringen. Es werden unter anderem die Verluste von Stromerzeugungskapazitäten, die Schäden durch vorzeitigen Abbau von funktionstüchtigen PV-Anlagen und entstehende Umsatzverluste für die Speicher- und Wallboxbranche herausgearbeitet.



### 3. HANDLUNGSOPTIONEN FÜR ANLAGENBETREIBER – BEISPIELRECHNUNGEN

#### a. Annahmen

Um die Auswirkungen des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021 darzustellen, sollen im Folgenden vier Arten des Weiterbetriebs in der Form von vier Nutzungsprofilen für jeweils fünf unterschiedliche Anlagengrößen berechnet und verglichen werden. Die Aufteilung nach installierter Leistung ist wesentlich, da sich in Abhängigkeit der Anlagengröße unterschiedliche Auswirkungen auf die Amortisation des Weiterbetriebs der PV-Anlage ergeben. Als Berechnungsgrundlage werden die folgenden Annahmen getroffen.

### Lebensdauer der PV-Anlage:

Es kann davon ausgegangen werden, dass PV-Module unter gewöhnlichen Umständen eine Lebensdauer von mindestens 30 Jahren aufweisen. Mit Ende der 20-jährigen EEG-Förderung bleiben somit mindestens 10 Jahre, in welchen die Anlage noch weiterbetrieben werden kann. In diesem Kurzgutachten wird daher eine Restlebensdauer von 10 Jahren unterstellt.

### Anlagenertrag und Anlagendegradation:

Da es sich bei den betrachteten Anlagen um ältere Module mit bereits 20 Jahren Nutzungsdauer handelt, wird von einem jährlichen Anlagenertrag von 792 kWh/kWp (80 % des durchschnittlichen Ertrages neuer PV-Anlagen) im ersten Jahr nach dem Ende der 20-jährigen Förderperiode ausgegangen. Zudem wird mit einer jährlichen Degradation der Anlagenleistung in Höhe von 0,25 % kalkuliert.

### Eigenverbrauchsanteil:

Der Anteil des erzeugten Stroms, welcher selbst verbraucht wird, variiert je nach Anlagengröße und Nutzungsprofil.<sup>3</sup> Hierzu wird bei den Anlagen bis 10 kWp Leistung von 4000 kWh Jahresstromverbrauch beziehungsweise 6000 kWh Jahresstromverbrauch bei Kauf eines Elektroautos ausgegangen. Für die Anlagen über 10 kWp Leistung werden Pauschalwerte genutzt, wobei die Eigenverbrauchsanteile deutlich höher liegen als bei Privathaushalten, da im Gewerbebetrieb tagsüber mit einem höheren Strombedarf im Tagesverlauf zu rechnen ist.

Annahmen - Eigenverbrauchsanteil					
	3 kWp	6 kWp	10 kWp	40 kWp	100 kWp
<b>Nutzungsprofil 1</b> – Weiterbetrieb mit 100% Einspeisung des erzeugten Stroms	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Nutzungsprofil 2</b> – Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers	43 %	27 %	18 %	60 %	60 %
<b>Nutzungsprofil 3</b> – Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers	70 %	52 %	40 %	80 %	80 %
<b>Nutzungsprofil 4</b> – Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos	82 %	62 %	50 %	88 %	-

Abbildung 4: Annahmen Eigenverbrauchsanteil

### Wartungs- und Versicherungskosten:

Die jährlichen Wartungskosten sowie die Versicherungskosten der PV-Anlage werden mit den folgenden Kosten für die fünf verschiedenen Größen angesetzt:

- 125 € für Anlagen mit 3 kWp Leistung
- 200 € für Anlagen mit 6 kWp Leistung
- 275 € für Anlagen mit 10 kWp Leistung
- 800 € für Anlagen mit 40 kWp Leistung
- 1.600 € für Anlagen mit 100 kWp Leistung

<sup>3</sup> [www.solarwirtschaft.de/2020/10/12/eeg-novelle-verstoest-gegen-europarecht/](http://www.solarwirtschaft.de/2020/10/12/eeg-novelle-verstoest-gegen-europarecht/)

### **Wechselrichter:**

Der für die Umwandlung des erzeugten Stroms benötigte Wechselrichter hat normalerweise eine geringere Lebensdauer als die PV-Module. Ein Austausch des Wechselrichters am Ende der bereits 20-jährigen Nutzungsdauer wird daher als notwendig angenommen, um die PV-Anlage weitere 10 Jahre zu betreiben. Die einmaligen Kosten für den neuen Wechselrichter und dessen Installation werden mit den folgenden Werten angesetzt:

- 875 € für Anlagen mit 3 kWp Leistung
- 1.500€ für Anlagen mit 6 kWp Leistung
- 1.875 € für Anlagen mit 10 kWp Leistung
- 5.625 € für Anlagen mit 40 kWp Leistung
- 10.000 € für Anlagen mit 100 kWp Leistung

### **Überprüfung der PV-Anlage:**

Um einen sicheren Weiterbetrieb zu gewährleisten, wird davon ausgegangen, dass vor der Entscheidung für die Form des Weiterbetriebs der PV-Anlage eine einmalige Überprüfung durch einen Elektriker notwendig ist. Hierfür wird bei allen Anlagengrößen und Nutzungsprofilen mit pauschalen Kosten in Höhe von 200 € kalkuliert.

### **Speicher:**

In der dritten und vierten betrachteten Form des Weiterbetriebs, dem „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers“ und dem „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos“ wird ein Speicher benötigt. Die Größen und Kosten des Speichers inklusive Installation gestalten sich in Anlehnung an die Leistung der PV-Anlage wie folgt:<sup>4</sup>

- 2.353 € für einen 2 kWh Speicher für Anlagen mit 3 kWp Leistung
- 4.706 € für einen 4 kWh Speicher für Anlagen mit 7 kWp Leistung
- 6.248 € für einen 7 kWh Speicher für Anlagen mit 10 kWp Leistung
- 24.990 € für einen 28 kWh Speicher für Anlagen mit 40 kWp Leistung
- 62.475 € für einen 70 kWh Speicher für Anlagen mit 100 kWp Leistung

### **Intelligentes Messsystem:**

In allen vier Nutzungsprofilen ist zumindest langfristig der Einbau eines intelligenten Messsystems nötig. Die anfallenden jährlichen Kosten sind für die kleineren Anlagen gesetzlich gedeckelt und betragen:

<sup>4</sup> Quelle: Speicherpreisindex Deutschland (EUPD Research 2020)

- 60 € für Anlagen mit 3 kWp und 6 kWp Leistung
- 100€ für Anlagen mit 10 kWp Leistung
- 200 € für Anlagen mit 40 kWp Leistung
- 400 € für Anlagen mit 100 kWp Leistung

### **RLM-Zähler:**

Da die Veräußerungsform der „Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen“ für alle Anlagen bis 100 kWp Leistung bis Ende 2027 befristet ist, kann danach nur eine Veräußerung des erzeugten PV-Stroms über die Direktvermarktung erfolgen. Hierfür ist ab 2028 die Installation eines RLM-Zählers nötig. Die jährlichen Betriebskosten für diesen Zähler werden mit 300 € angesetzt.

### **Umbaukosten auf Eigenverbrauch:**

Bei den in den nächsten Jahren aus der EEG-Einspeisevergütung herausfallenden PV-Anlagen handelt es sich zu einem großen Teil um „Volleinspeiser“, welche den gesamten erzeugten Strom direkt ins Netz einspeisen. In den Jahren 2008 und 2009 wurden jedoch auch zunehmend PV-Anlagen installiert, bei welchen ein Teil des erzeugten PV-Stroms direkt selbst verbraucht und der Rest ins Netz eingespeist wird, die sogenannten „Teileinspeiser“. Falls die Besitzer einer ausgeförderten PV-Anlage, bei welcher es sich um einen bisherigen „Volleinspeiser“ handelt, nun einen Teil ihres erzeugten Stroms selbst verbrauchen möchten, ist ein Anlagenumbau nötig. Die Kosten hierfür werden mit 250 € für alle PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 kWp, 350 € für PV-Anlagen mit einer Leistung von 40 kWp und 500 € für PV-Anlagen mit einer Leistung von 100 kWp angesetzt. Dies betrifft alle Szenarien, in welchen ein teilweiser Eigenverbrauch stattfindet und es sich bei der ausgeförderten PV-Anlage um einen bisherigen „Volleinspeiser“ handelt. Bei einem Umstieg eines bisherigen „Volleinspeisers“ auf eine Form des Weiterbetriebs mit teilweisem Eigenverbrauch kann auch ein Austausch des Zählerkastens notwendig sein. Ob ein solcher Austausch des Zählerkastens nötig ist, hängt jedoch stark von den lokalen Gegebenheiten ab und ist somit mit vielen Unsicherheiten belegt. Die in einem solchen Fall entstehenden Kosten, welche bis zu 2.000 € betragen können, werden in diesem Kurzgutachten daher nicht berücksichtigt.

### **Herkunftsnachweis Umweltbundesamt:**

Da ab 2028 für alle Anlagen unter 100 kWp Leistung nur noch die Direktvermarktung als Veräußerungsform möglich ist, muss ab diesem Zeitpunkt ein Herkunftsnachweis für den erzeugten Strom vorgelegt werden. Dieser bescheinigt dem Direktvermarkter, dass der eingespeiste Strom zu 100% aus erneuerbaren Erzeugungsformen stammt. Die Kosten hierfür liegen bei 50 € pro Jahr.

### **Börsenstrompreis:**

Für die Vergütung des eingespeisten Stroms ist mit Ablauf der 20-jährigen EEG-Einspeisevergütung der sogenannte Marktwert relevant. Die Anlagenbetreiber erhalten nur noch den Börsenstrompreis abzüglich anfallender Vermarktungsgebühren für ihren Strom. In diesem Kurzgutachten wird mit 4 ct/kWh bis einschließlich 2027 und 3,5 ct/kWh ab 2028 kalkuliert, welche die Betreiber einer ausgeförderten Anlage bei Einspeisung erhalten.



### **Strompreise:**

Falls ein Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms erfolgt, ist der aktuelle Strompreis für Privatverbraucher und Gewerbetreibende interessant, da auf Basis dieser Werte die Einsparung durch Eigenverbrauch kalkuliert wird. Für die privat genutzten Anlagen wird ein Haushaltsstrompreis von aktuell 31 ct/kWh angenommen. Für die 40 kWp-Anlage und die 100 kWp-Anlage, welche in diesem Kurzgutachten als kleine Gewerbeanlagen klassifiziert werden, wird ein Gewerbestrompreis von 21 ct/kWh angenommen. Zusätzlich wird eine jährliche Strompreissteigerung von 1,5 % berücksichtigt.

### **EEG-Umlage auf Eigenverbrauch:**

Laut dem aktuellen Gesetzesentwurf müssen Betreiber einer ausgeförderten PV-Anlage 40 % der EEG-Umlage auf jede Kilowattstunde eigenverbrauchten Solarstroms zahlen. Da die EEG-Umlage aktuell bei ca. 6,6 ct/kWh liegt und in Zukunft etwas sinken soll, wird konstant mit 2,5 ct/kWh kalkuliert. Diese Umlage muss für die Strommenge abgeführt werden, welche von der ausgeförderten Anlage selbst erzeugt und dann direkt selbst verbraucht wird.

### **Inflation:**

In diesem Kurzgutachten wird eine konstante Inflation von 1,5 % pro Jahr angenommen.

## **b. Ergebnisse der Beispielberechnungen**

Basierend auf den festgelegten Annahmen wird folgend ermittelt, ob eine Amortisation der zusätzlichen Investitionskosten in die bestehende PV-Anlage innerhalb ihrer restlichen Lebensdauer von 10 Jahren möglich ist oder der Betreiber mit Verlusten zu rechnen hat. Falls keine Amortisation erzielt werden kann, ist die Stilllegung und der Rückbau der noch funktionstüchtigen PV-Anlage zu erwarten. Zur Verdeutlichung des Vorgehens zur Berechnung der Amortisation in den einzelnen Nutzungsprofilen wird nachstehend beispielhaft eine 6 kWp PV-Anlage mit Inbetriebnahme im Jahr 2000 betrachtet, welche bisher den gesamten erzeugten Strom eingespeist hat. Für diese PV-Anlage läuft die feste Einspeisevergütung somit am 1. Januar 2021 aus und der Betreiber muss sich für eine Form des Weiterbetriebs oder die Abschaltung entscheiden. Für diesen Beispielfall erfolgt die Berechnung und Darstellung sehr detailliert um die Vorgehensweise bei den Berechnungen nachvollziehbar zu machen. Für die anderen Beispielfälle werden lediglich die Ergebnisse der Berechnungen zusammengefasst abgebildet.

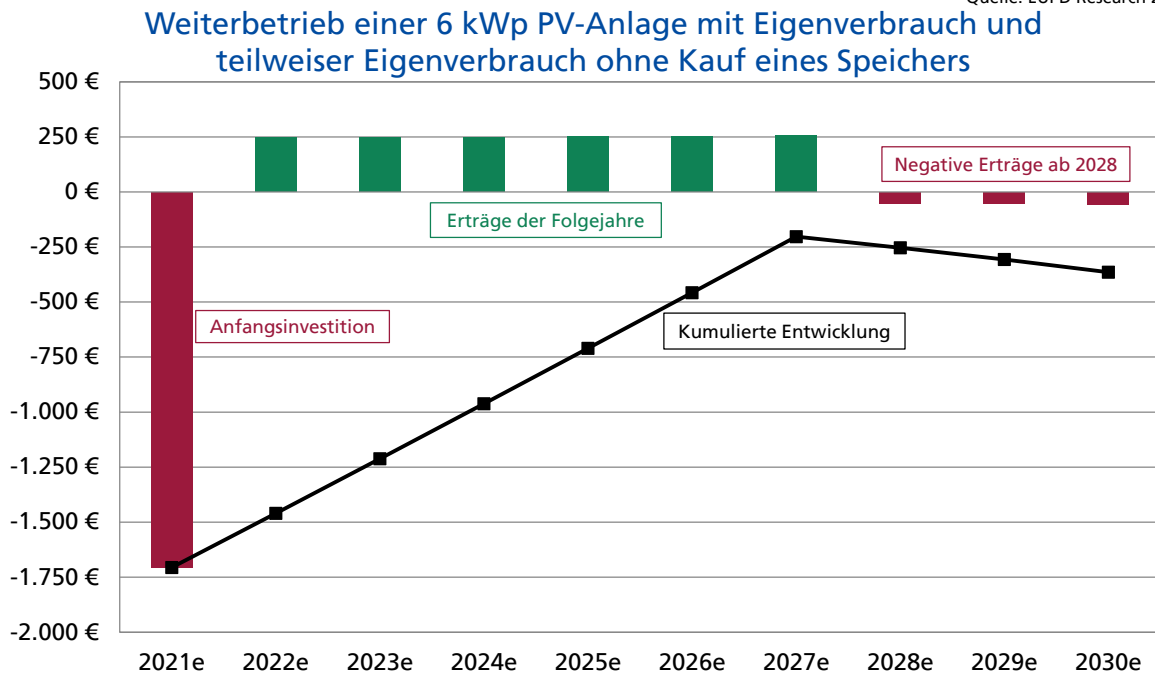


Abbildung 5: Cashflow-Diagramm einer 6 kWp PV-Anlage mit Ende der Förderperiode in Jahr 2021 und Weiterbetrieb mit teilweisem Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers

In Abbildung 5 ist das Cashflow Diagramm einer 6 kWp PV-Anlage nach Ablauf der 20-jährigen festen Einspeisevergütung dargestellt. In diesem Beispiel entscheidet sich der Anlagenbesitzer für den „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers“. Zudem handelt es sich um eine PV-Anlage, welche bisher den gesamten erzeugten Strom eingespeist hat. Im Jahr 2021 sind zunächst Investitionen nötig, um den Weiterbetrieb der Ü20-Anlage zu ermöglichen. Zum einen ist dies der Umbau der notwendigen Technik für 250 €, um den teilweisen Eigenverbrauch des erzeugten Stroms zu ermöglichen. Zusätzlich erfolgen eine Überprüfung der PV-Anlage durch einen Elektriker für 200 € und der Austausch des Wechselrichters für 1.500 €. Ab 2021 kommen zudem jährliche Kosten für Versicherung und Wartung der PV-Anlage in Höhe von 200€ und die jährlichen Betriebskosten des intelligenten Messsystems in Höhe von 60 € hinzu. Dem gegenüber stehen Einsparungen durch Eigenverbrauch des erzeugten Stroms und Erträge durch Einspeisung des Reststroms in Höhe von ca. 400 € bis 450 € jährlich. Allerdings muss auch die EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom in Höhe von gut 60 € abgeführt werden. Infolge der hohen Investitionskosten in 2021 übersteigen die Kosten in diesem Jahr die Einnahmen. In den Folgejahren liegt der jährliche Cashflow mit ungefähr 250 € im positiven Bereich. Da die Einspeisevergütung für ausgeförderete Anlagen bis 2027 befristet ist, wird ab 2028 für den PV-Anlagenbetreiber der Umstieg in die Direktvermarktung nötig sein. Hierdurch erhöhen sich die jährlichen Zählerkosten auf 300 € und der Cashflow dreht wieder leicht in den negativen Bereich.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Beispielberechnungen für die fünf PV-Anlagengrößen und die vier Nutzungsprofile übersichtlich dargestellt. Hierbei wird die kumulierte Summe von Investitionen und Erträgen am Ende der Lebensdauer der PV-Anlage angegeben. An diesem Wert lässt sich ablesen, ob mit einer Amortisation des Weiterbetriebs zu rechnen ist. Die Beispielberechnungen werden für PV-Anlagen durchgeführt, bei welchen es sich um bisherige „Volleinspeiser“ handelt, also bisher den gesamten erzeugten Strom eingespeist haben. Für jede PV-Anlagengröße geschieht dies für PV-Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2000, 2004 und 2009 und somit Herausfallen aus der festen Einspeisevergütung in den Jahren 2021, 2025 und 2030.

Quelle: EUPD Research 2020

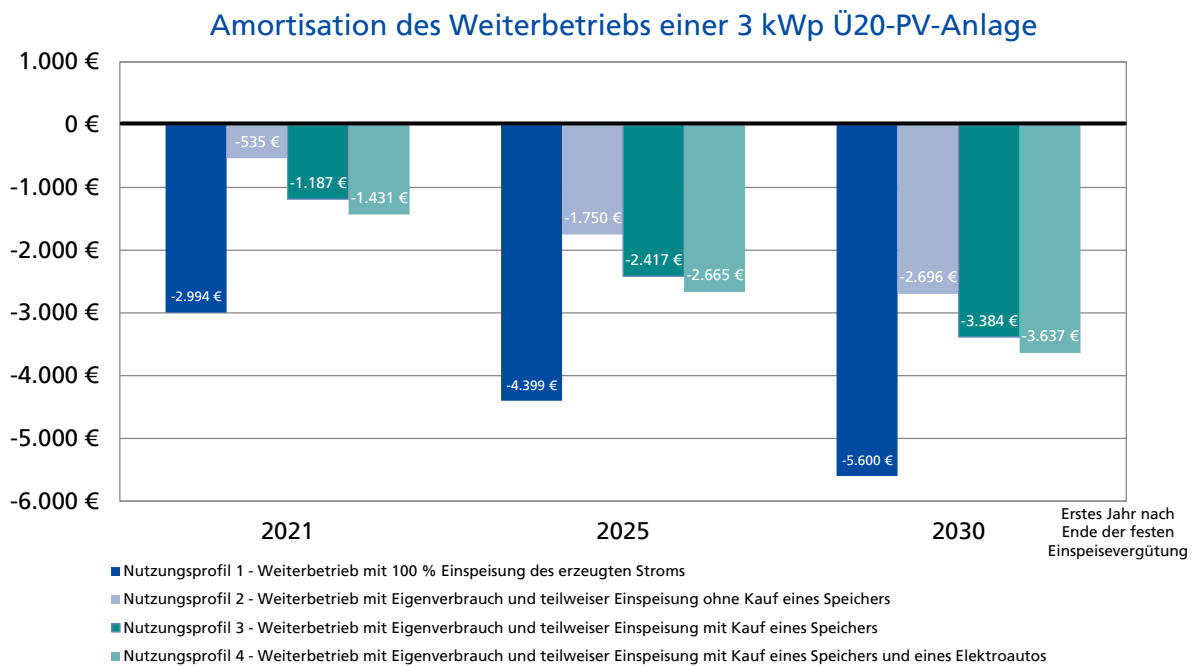


Abbildung 6: Amortisation des Weiterbetriebs einer 3 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre

Bei einer Anlagengröße von 3 kWp ist ersichtlich, dass keine Form des Weiterbetriebs für den Betreiber der ausgeführten Anlage wirtschaftlich abbildbar ist. Bei einer PV-Anlage, für welche die feste Förderperiode bereits 2021 endet und in der Form des ersten Nutzungsprofils „Weiterbetrieb mit 100 % Einspeisung des erzeugten Stroms“ weiterbetrieben wird, liegt der Ertrag des eingespeisten Stroms unter den jährlichen Betriebskosten der Anlage. Dies führt nach einer Restlaufzeit von 10 Jahren zu einem Verlust von knapp 3.000 €. Falls die PV-Anlage erst 2009 in Betrieb genommen wurde und somit ab 2030 keine feste Einspeisevergütung mehr erhält, muss der Betreiber bei Volleinspeisung des erzeugten Stroms bis zum Ende der Lebensdauer der PV-Anlage sogar mit Verlusten in Höhe von 5.600 € rechnen. Bei Weiterbetrieb über eines der anderen drei Nutzungsprofile und somit mit einem teilweisen Eigenverbrauch liegen der Ertrag des eingespeisten Stroms und die Ersparnis durch den eigenverbrauchten Strom über den jährlichen Betriebskosten. Aufgrund der Umbau- und Investitionskosten zur Ermöglichung des Weiterbetriebs ist eine Amortisation innerhalb der angenommenen 10 Jahre zusätzlicher Betriebsdauer jedoch nicht gegeben. Der Weiterbetrieb von PV-Anlagen mit einem Ende der festen Förderung in 2021 ist grundsätzlich nicht mit so hohen Verlusten verbunden, wie der Weiterbetrieb einer PV-Anlage mit Ende der festen Förderung in 2030.

Dies liegt an der Befristung der „Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen“ bis Ende 2027. Ab 2028 ist der Umstieg in die Direktvermarktung nötig, welcher mit höheren Zählerkosten verbunden ist. Abschließend kann festgestellt werden, dass ein Weiterbetrieb einer ab 2021 ausgeförderten PV-Anlage in keinem der betrachteten Fälle wirtschaftlich möglich ist.

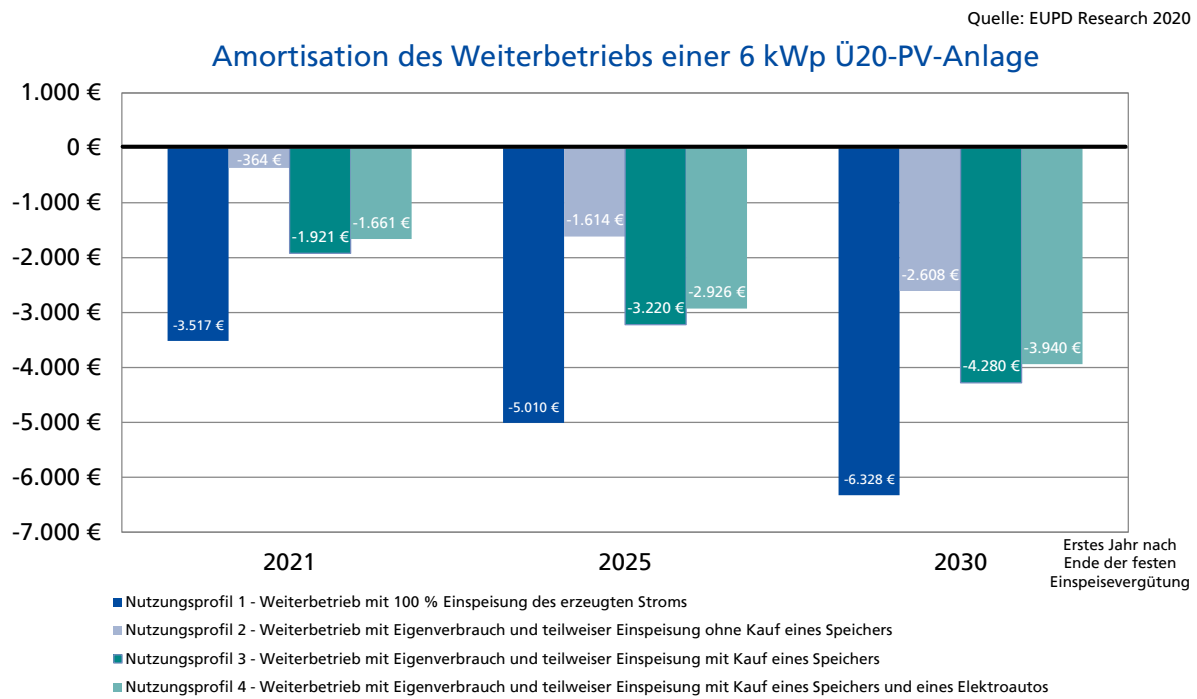


Abbildung 7: Amortisation des Weiterbetriebs einer 6 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre

Für eine Anlage mit 6 kWp Leistung gestaltet sich der Weiterbetrieb ähnlich zum Weiterbetrieb einer 3 kWp-Anlage. Im Nutzungsprofil 1 „Weiterbetrieb mit 100 % Einspeisung des erzeugten Stroms“ übersteigen die Betriebskosten die jährlichen Erträge, wodurch sich der Weiterbetrieb der ausgeförderten PV-Anlage nicht amortisiert. Im zweiten Profil „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und Teileinspeisung“ führen die Umbau- und Investitionskosten<sup>5</sup> wiederum dazu, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb nicht möglich ist. Im dritten Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers“ führt die Nachrüstung eines Speichers zu einem höheren jährlichen Ertrag, da durch den erhöhten Eigenverbrauch mehr Stromkosten eingespart werden. Allerdings kann dieser höhere Ertrag die Kosten für den Speicher nicht vollständig kompensieren. Auch ein noch höherer Eigenverbrauchsanteil in der vierten Form des Weiterbetriebs „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos“ resultiert nicht in einer wirtschaftlich positiven Perspektive für die Ü20-Anlage. In allen betrachteten Fällen amortisiert sich der Weiterbetrieb der Ü20-Anlage nicht. Den geringsten Verlust verzeichnet der Betreiber einer Ü20-Anlage beim „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung“, doch auch hier muss mit Verlusten gerechnet werden. Im Ergebnis lässt sich einzig die Abschaltung der Anlage als Handlungsalternative ansehen.

<sup>5</sup> Die Kosten für den Kauf und die Installation einer Wallbox werden mit 1.000€ angesetzt.

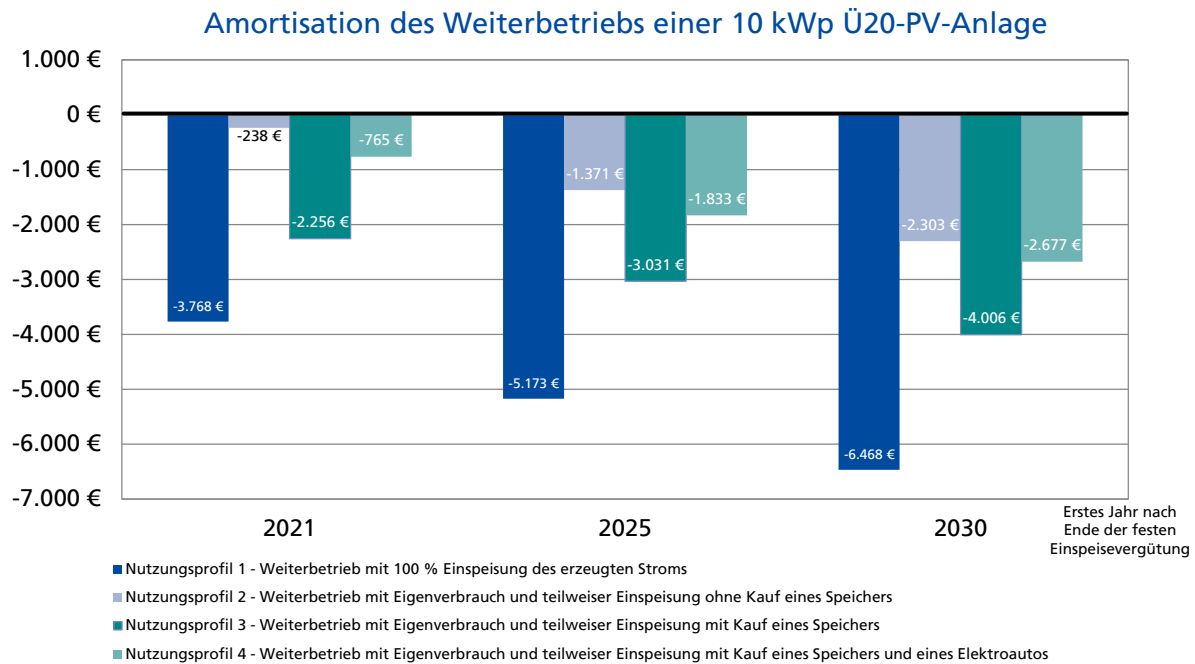


Abbildung 8: Amortisation des Weiterbetriebs einer 10 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre

Auch für eine Anlage mit 10 kWp Leistung ergibt sich gleichermaßen in keinem der betrachteten Fälle eine Amortisation im Weiterbetrieb. Im Fall der Volleinspeisung lässt sich erkennen, dass die jährlichen Betriebskosten höher als die Erträge sind. Dieser Umstand betrifft auch die drei Nutzungsprofile mit teilweise Eigenverbrauch. Bei einer PV-Anlage, welche im Jahr 2021 aus der festen Einspeisevergütung herausfällt, ist im Nutzungsprofil 2 „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers“ nur mit einem geringen Verlust von knapp 240 € zu rechnen. In allen Nutzungsprofilen summieren sich für den Anlagenbetreiber einer Ü20-Anlage durch den Weiterbetrieb nach Ende der 20-jährigen EEG-Einspeisevergütung ungedeckte Kosten in Höhe von gut 200 € bis weit über 6.000 €.

Im Falle einer kleinen gewerblichen PV-Anlage mit 40 kWp Leistung ist eine Amortisation der Investition in den Weiterbetrieb der ausgeförderten PV-Anlage realistisch. Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ist in drei von vier Nutzungsprofilen gegeben. Für das erste Nutzungsprofil mit Volleinspeisung des erzeugten Stroms gleichen sich die jährlichen Betriebskosten und die Erträge aus, was zu einem Verlust in Höhe der Investitionskosten des Weiterbetriebs von ungefähr 5.000 € bis 8.000 € führen würde, abhängig vom Zeitpunkt des Herausfallens aus der festen Einspeisevergütung. In den drei folgenden Nutzungsprofilen mit teilweise Eigenverbrauch kann der Anlagenbetreiber jedoch von den Einsparungen durch den selbstverbrauchten Strom profitieren. Basierend auf der Annahme, dass der Gewerbetreibende vor allem tagsüber einen hohen Strombedarf besitzt, liegt der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms höher als bei Privathaushalten. Damit profitiert der Anlagenbetreiber in größerem Maße von der Nutzung des eigenen Stroms gegenüber dem externen Strombezug zu Gewerbestrompreisen. Die wirtschaftlichste Form des Weiterbetriebs für eine 40 kWp-Anlage ist daher der teilweise Eigenverbrauch ohne Nachrüstung eines Speichers, mit einer Amortisationszeit von 4 Jahren. Doch auch die Nachrüstung eines Speichers rentiert sich für den Betreiber einer ausgeförderten Anlage, wobei sich hier die Amortisationszeit auf 8 Jahre verdoppelt. Insgesamt ist ersichtlich, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb einer ausgeförderten 40 kWp-Anlage realistisch ist, da sich die Nachrüstkosten bei teilweise Eigenverbrauch des erzeugten Stroms amortisieren.



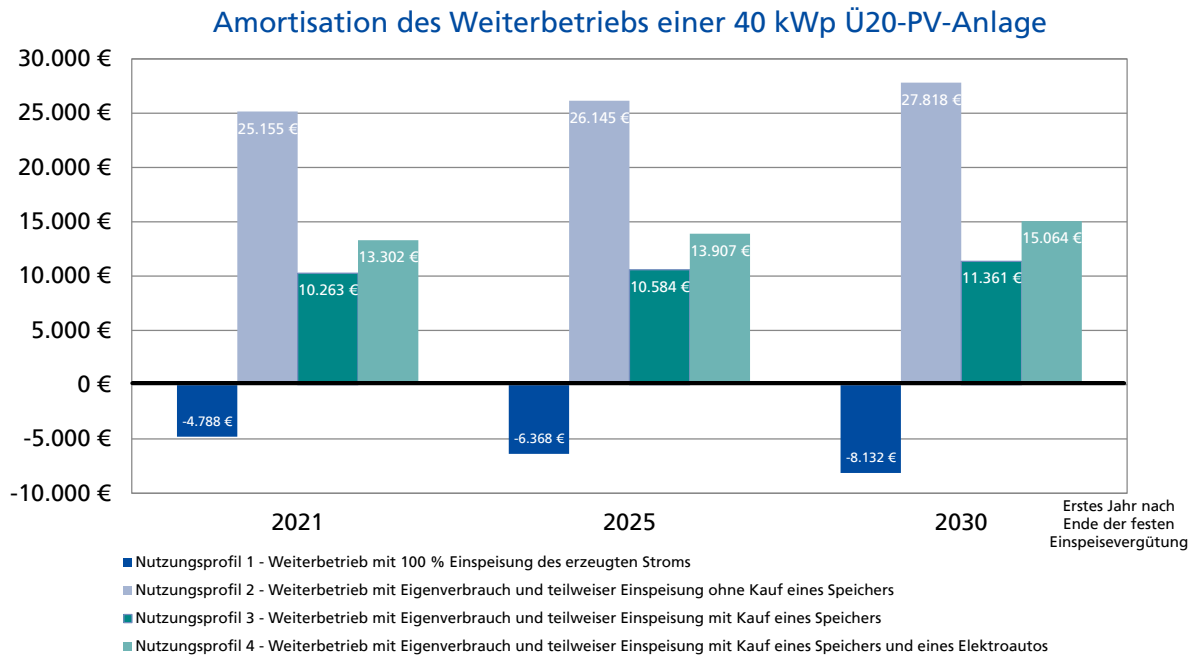


Abbildung 9: Amortisation des Weiterbetriebs einer 40 kWp Ü20-Anlagen für 10 weitere Jahre

Bei einer Ü20-Anlage mit einer Leistung von 100 kWp gestaltet sich der Weiterbetrieb fast identisch zur 40 kWp PV-Anlage. Eine Amortisation der Umbau- und Nachrüstungskosten erscheint realistisch. Das Einsparungspotenzial bei teilweisem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms wird ebenfalls wieder deutlich, da ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb nur beim ersten Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit 100 % Einspeisung des erzeugten Stroms“ nicht möglich ist. Aufgrund des unterstellten hohen Eigenverbrauchs kann der Anlagenbetreiber ohne Nachrüstung eines Speichers bereits nach 2 Jahren die Investitionskosten amortisieren. Je später die PV-Anlage aus der festen Einspeisevergütung herausfällt, desto stärker profitiert der Betreiber in diesem Beispiel vom Einsparungspotenzial des Eigenverbrauchs gegenüber den steigenden Gewerbestrompreisen. Bei Nachrüstung eines Speichers sind die jährlichen Erträge zwar höher als ohne Speichernachrüstung – Bedingt durch die Kosten der Nachrüstung wird allerdings erst nach etwa 7 Jahren die Amortisation erreicht. Insgesamt ist ersichtlich, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb einer Ü20-Anlage mit 100 kWp Leistung umsetzbar ist.

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass gerade kleinere PV-Anlagen, die das Feld der Ü20-Anlagen deutlich mengenmäßig dominieren, aufgrund der unvorteilhaften Rahmenbedingungen des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021, nicht wirtschaftlich weiter zu betreiben sind. Ausgehend von den Berechnungen lässt sich feststellen, dass die Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp nicht wirtschaftlich weiter betrieben werden können. Somit werden die privaten Haushalte benachteiligt, die sich als Pioniere einer nachhaltigen Energieerzeugung mit Beginn des EEG für eine PV-Anlage entschieden haben. Leistungsstärkere Ü20-Anlagen, welche fast ausschließlich im gewerblichen und industriellen Sektor installiert sind, sind weniger stark betroffen und können bis zum Ende ihrer Lebensdauer wirtschaftlich weiterbetrieben werden.



## 4. ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE UND AUSWIRKUNGEN

Anhand der Ergebnisse der Beispielberechnungen lässt sich erkennen, dass sich der aktuelle Gesetzesentwurf zum EEG 2021 deutlich negativ auf den Weiterbetrieb des Großteils der installierten PV-Anlagen auswirkt. Eine Amortisation der Investition und Umbauten, die für einen Weiterbetrieb notwendig sind, ist bei PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp nicht realistisch. Der Weiterbetrieb einer Ü20-Anlage ist jedoch nicht zwangsläufig unrentabel. Unter geeigneten Rahmenbedingungen können auch kleine PV-Anlagen, nach Ende der festen Einspeisevergütung, weiterbetrieben werden. Hierzu muss der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 jedoch vom Gesetzgeber angepasst werden, sodass Ü20-Anlagen keine Hindernisse in den Weg gelegt werden, sondern realistische Perspektiven des Weiterbetriebs eröffnet werden. Im Folgenden wird ermittelt, welche Anpassungen des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021 nötig wären, damit die „Pioniere der Photovoltaik“ weiterhin zur Energiewende beitragen könnten.

Um die nötigen Änderungen und deren Auswirkungen auf die Betreiber von Ü20-Anlagen darzustellen, werden erneut die Annahmen und Ergebnisse der Beispielberechnungen aus Kapitel 3 verwendet. Es wird zudem zwischen zwei Arten von PV-Anlagen unterschieden. Zum einen sind dies die bisherigen „Vollin-

speiser“, bei denen ein Umbau der Technik nötig ist, falls ein teilweiser Eigenverbrauch stattfinden soll. Des Weiteren die bisherigen „Teileinspeiser“, bei denen kein zusätzlicher Umbau der Technik notwendig ist, um einen teilweisen Eigenverbrauch zu ermöglichen. Ausgehend von diesen Ergebnissen, werden dann einzelne Annahmen geändert, um die Auswirkung von Änderungen im Gesetzesentwurf zum EEG 2021 deutlich zu machen. In Abbildung 10 sind die Nutzungsprofile und deren Rentabilität für vier PV-Anlagengrößen zu sehen, falls die Regelungen des Gesetzesentwurfs am 1. Januar 2021 in ihrer jetzigen Form in Kraft treten. Die Angaben zur Amortisation der ausgeführten PV-Anlagen beziehen sich im folgenden Kapitel zudem auf PV-Anlagen, welche im Jahr 2021 aus der festen Einspeisevergütung herausfallen und somit zu den ersten PV-Anlagen gehören, bei denen zwischen Weiterbetrieb und Abschaltung entschieden werden muss.

Amortisation bei Inkrafttreten des Gesetzesentwurfs								
Leistung der PV-Anlage	Nutzungsprofil							
	1 100% Einspeisung des erzeugten Stroms	2 Teilweiser Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers	3 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers	4 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos				
3 kWp	- 2.994 €	- 2.994 €	- 535 €	- 285 €	- 1.187 €	- 937 €	- 1.431 €	- 1.181 €
6 kWp	- 3.517 €	- 3.517 €	- 364 €	- 114 €	- 1.921 €	- 1.671 €	- 1.661 €	- 1.411 €
10 kWp	- 3.768 €	- 3.768 €	- 238 €	12 €	- 2.256 €	- 2.006 €	- 765 €	- 515 €
40 kWp	- 4.788 €	- 4.788 €	22.155 €	25.505 €	10.263 €	10.513 €	13.302 €	13.625 €

Legende: Bisheriger „Volleinspeiser“ Bisheriger „Teileinspeiser“

Quelle: EUPD Research 2020

Abbildung 10: Amortisation der Nutzungsprofile bei Inkrafttreten des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021

Wie bereits in Kapitel 3 erläutert, ist bei den PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp eine Amortisation bei Weiterbetrieb der Ü20-Anlage nicht möglich. Lediglich im Fall einer PV-Anlage mit einer Leistung von 10 kWp, die im Jahr 2021 aus der festen Einspeisevergütung herausfällt und bei der es sich um einen bisherigen „Teileinspeiser“ handelt, ist eine Amortisation knapp realisierbar. Dieses Szenario ist aber unrealistisch, da PV-Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2000 in der Regel ihren gesamten erzeugten Strom einspeisen, also bisherige „Volleinspeiser“ sind. Bei den zwei größeren PV-Anlagen aus dem gewerblichen Sektor ist ein Weiterbetrieb hingegen wirtschaftlich möglich, da eine Amortisation durch die Einsparungen bei teilweisem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms realistisch erscheint.

Da der aktuelle Gesetzesentwurf zum EEG 2021 zu einem Abbau eines großen Teils der PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp Leistung führen würde, stellt sich nun die Frage, welche Maßnahmen und Regelungen geändert werden müssten, um Ü20-Anlagen den Weiterbetrieb auf wirtschaftlicher Basis zu ermöglichen. Zuerst wird die anteilige EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus ausgeführten PV-Anlagen betrachtet. Da diese Umlage im Konflikt mit der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU von 2018 steht und somit geltendem europäischen Recht widerspricht, raten auf Energiericht spezialisierte Anwaltskanzleien dazu, diesen Aspekt des Gesetzesentwurfs zu ändern.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> <https://www.pv-magazine.de/2020/10/12/rechtsgutachten-geplante-eeq-novelle-verstoest-bei-photovoltaik-eigenverbrauch-gegen-europarecht/>

## Amortisation bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Leistung der PV-Anlage	Nutzungsprofil							
	1 100% Einspeisung des erzeugten Stroms		2 Teilweiser Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers		3 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers		4 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos	
3 kWp	- 2.994 €	- 2.994 €	- 282 €	- 32 €	- 776 €	- 526 €	- 949 €	- 699 €
6 kWp	- 3.517 €	- 3.517 €	- 47 €	203 €	- 1.310 €	- 1.060 €	- 932 €	- 682 €
10 kWp	- 3.768 €	- 3.768 €	115 €	365 €	- 1.082 €	- 832 €	214 €	464 €
40 kWp	- 4.788 €	- 4.788 €	29.854 €	30.204 €	16.528 €	16.878 €	20.194 €	20.544 €

<b>Legende:</b>	Bisheriger „Volleinspeiser“	Bisheriger „Teileinspeiser“
-----------------	-----------------------------	-----------------------------

Quelle: EUPD Research 2020

Abbildung 11: Amortisation der Nutzungsprofile bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Wenn die anteilige EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus Ü20-Anlagen abgeschafft wird und in den Berechnungen der einzelnen Nutzungsprofile mit ct/kWh statt 2,5 ct/kWh angesetzt wird, verändert sich die Rentabilität der verschiedenen PV-Anlagengrößen leicht. Grundsätzlich profitieren alle Nutzungsprofile mit teilweisem Eigenverbrauch von der Entlastung. Je größer der Eigenverbrauchsanteil und die eigenverbrauchte Strommenge werden, desto stärker profitieren dann auch die Betreiber der Ü20-Anlage. Vor allem für die 10 kWp PV-Anlage ergeben sich Nutzungsprofile, in denen sich der Weiterbetrieb amortisiert. Hierbei stellen das erste Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers“ und das vierte Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos“ wirtschaftliche Perspektiven des Weiterbetriebs dar. Jedoch führt nur die Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom nicht zu einer wirtschaftlich positiven Möglichkeit des Weiterbetriebs aller Ü20-Anlagen.

## Amortisation bei Reduzierung der jährlichen Zählerkosten

Leistung der PV-Anlage	Nutzungsprofil							
	1 100% Einspeisung des erzeugten Stroms		2 Teilweiser Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers		3 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers		4 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos	
3 kWp	- 1.861 €	- 1.861 €	598 €	848 €	- 54 €	196 €	- 298 €	- 48 €
6 kWp	- 2.384 €	- 2.384 €	768 €	1.018 €	- 788 €	- 538 €	- 528 €	- 278 €
10 kWp	- 2.355 €	- 2.355 €	1.175 €	1.425 €	- 844 €	- 594 €	648 €	898 €
40 kWp	- 2.676 €	- 2.676 €	27.268 €	27.618 €	12.376 €	12.726 €	15.415 €	15.765 €

<b>Legende:</b>	Bisheriger „Volleinspeiser“	Bisheriger „Teileinspeiser“
-----------------	-----------------------------	-----------------------------

Quelle: EUPD Research 2020

Abbildung 12: Amortisation der Nutzungsprofile bei Reduzierung der jährlichen Zählerkosten



Ein weiterer großer Kostenpunkt für Ü20-Anlagen besteht in den jährlichen Zählerkosten. Dies betrifft die jährlichen Kosten für das intelligente Messsystem und ab 2028 dann den RLM-Zähler. Falls nun die jährlichen Zählerkosten für alle PV-Anlagen auf 20 Euro reduziert werden, ergibt sich für alle PV-Anlagengrößen die Perspektive, einen Weiterbetrieb ohne Verluste zu realisieren. Hier fällt vor allem auf, dass für alle PV-Anlagengrößen das zweite Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers“ die optimale Form des Weiterbetriebs darstellt.

Amortisation bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und Reduzierung der jährlichen Zählerkosten									
Leistung der PV-Anlage	Nutzungsprofil								
	1 100% Einspeisung des erzeugten Stroms		2 Teilweiser Eigenverbrauch ohne Kauf eines Speichers		3 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers		4 Teilweiser Eigenverbrauch mit Kauf eines Speichers und eines Elektroautos		
3 kWp	- 1.861 €	- 1.861 €	851 €	1.101 €	357 €	607 €	184 €	434 €	
6 kWp	- 2.384 €	- 2.384 €	1.085 €	1.335 €	- 177 €	73 €	200 €	450 €	
10 kWp	- 2.355 €	- 2.355 €	1.527 €	1.777 €	331 €	581 €	1.627 €	1.877 €	
40 kWp	- 2.676 €	- 2.676 €	31.967 €	32.317 €	18.641 €	18.991 €	22.307 €	22.657 €	

**Legende:**    Bisheriger „Volleinspeiser“    Bisheriger „Teileinspeiser“

Quelle: EUPD Research 2020

Abbildung 13: Amortisation bei Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch und Reduzierung der jährlichen Zählerkosten

Im Falle der Abschaffung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom und der Reduzierung der Kosten für den Betrieb des Stromzählers auf maximal 20 €/a, wäre bei fast allen Nutzungsprofilen eine Amortisation möglich. Dies ist vor allem bei den Nutzungsprofilen mit teilweisem Eigenverbrauch der Fall. So können auch die Kosten für die Anschaffung eines Speichers im dritten und vierten Nutzungsprofil innerhalb von 10 Jahren amortisiert werden. Auch die Anschaffungskosten einer Wallbox und die Kosten der Installation führen für den Betreiber nicht zu Verlusten, sondern stellen im Falle einer 10 kWp Anlage sogar die optimale Form des Weiterbetriebs dar. Für die PV-Anlagen mit 3 kWp, 6 kWp und 40 kWp Leistung stellt weiterhin der „Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch und teilweiser Einspeisung ohne Kauf eines Speichers“ die rentabelste Perspektive dar. Das Nutzungsprofil „Weiterbetrieb mit 100 % Einspeisung des erzeugten Stroms“ führt jedoch für alle vier untersuchten PV-Anlagengrößen auch nach 10 Jahren zu Verlusten. Die Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms ist also aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise in keinem Fall zu empfehlen.



Ein Austausch des Zählerkastens kann in einzelnen Fällen notwendig sein, um eine Ü20-Anlage weiter zu betreiben. Allerdings haben verschiedenste Faktoren, wie lokale Gegebenheiten und Regularien einen Einfluss darauf, ob ein solcher Austausch des Zählerkastens erfolgen muss. Deshalb wurde dieses Szenario in dem vorliegenden Kurzgutachten nicht spezifisch berücksichtigt. Da dieser Austausch durchaus 2.000 € kosten kann, wäre ein Weiterbetrieb von kleineren Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp auch bei Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf eigenverbrauchten PV-Strom und Reduzierung der jährlichen Zählerkosten wirtschaftlich nicht abbildbar, falls ein Austausch des Zählerkastens notwendig ist. Hier könnte eine teilweise Übernahme der Kosten des Austauschs durch staatliche Stellen Abhilfe schaffen. Als Folge würde sich der Weiterbetrieb einer Ü20-Anlage auch dann amortisieren, wenn es zu einem Austausch des Zählerkastens kommen sollte.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen jeglicher Größe grundsätzlich möglich ist. Wichtig ist hierbei vor allem die Verringerung der jährlichen Kosten für den Betrieb des Stromzählers. Hier müssen geeignete Regelungen und Vorgaben geschaffen werden, damit die jährlichen Betriebskosten für intelligente Messsysteme verringert werden oder eine alternative Mess- bzw. Schätzmethode angewandt wird, wie dies von der Solar- und Energiewirtschaft empfohlen wird. Zudem müssen auch die Kosten für den RLM-Zähler bei Umstieg in die Direktvermarktung verringert werden, wobei eine günstigere und einfachere Alternative zur Nutzung des RLM-Zählers wohl die bessere Lösung wäre. In Fachkreisen wird die Schaffung eines Prosumer-Standardlastprofils empfohlen, wodurch der Messaufwand deutlich reduziert werden kann.<sup>7</sup> Hierdurch werden den Betreibern von Ü20-Anlagen Kosten erspart, wodurch eine Amortisation des Weiterbetriebs ermöglicht wird. Hilfreich ist zudem die Abschaffung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom. Da diese auch im Konflikt mit geltendem europäischem Recht steht, würden auch zukünftig entstehende juristische Probleme verhindert werden. Mit Abschaffung der anteiligen EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch und verringerten Zählerkosten lassen sich ausgeförderte aber noch funktionstüchtige PV-Anlagen also bis zum Ende ihrer Lebensdauer von etwa 30 Jahren ohne Verluste weiterbetreiben.

---

<sup>7</sup> [www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/wie-alte-solaranlagen-weiterhin-energiewende-und-anlagenbetreibern-nutzen-koennen/](http://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/wie-alte-solaranlagen-weiterhin-energiewende-und-anlagenbetreibern-nutzen-koennen/)



## 5. HOCHRECHNUNG VOLKSWIRTSCHAFTLICHER SCHADEN

Der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 stellt Betreiber von Ü20-Anlagen ab nächstem Jahr vor große Herausforderungen. Anhand der Berechnungen in Kapitel 3 ist ersichtlich, dass gerade für kleinere PV-Anlagen ein Weiterbetrieb nach dem Ende der 20-jährigen Einspeisevergütung nicht wirtschaftlich ist. Dies hätte zur Folge, dass ein Großteil der noch funktionstüchtigen Anlagen mit Ende der garantierten Einspeisevergütung abgeschaltet und vom Netz genommen wird. In Kapitel 4 wurde gezeigt, dass der Weiterbetrieb einer Ü20-Anlage nicht zwingend mit Verlusten für den Betreiber verbunden ist, sondern eine Amortisation möglich ist. Um den Weiterbetrieb der Ü20-Anlagen zu ermöglichen, muss der Gesetzgeber jedoch einige Anpassungen im aktuellen Gesetzesentwurf vornehmen. Hierzu zählt die Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch, sowie eine Verringerung der jährlichen Kosten für den Stromzähler bzw. der Verzicht auf den Einbau von Smart-Metern, zumindest bei Anlagen mit weniger als 7 kWp Leistung und die alternative Nutzung von Standardlastprofilen im Falle anteiligen solaren Eigenverbrauchs.

In diesem Kapitel werden die zu erwartenden Folgen des EEG 2021 auf den gesamten PV-Markt, den deutschen Energiemarkt und die deutsche Volkswirtschaft dargelegt. Hierzu werden zwei mögliche Szenarien miteinander verglichen. Zum einen wird eine Anpassung des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021 mit den in Kapitel 4 erarbeiteten Vorschlägen berücksichtigt, wodurch einem Großteil der Ü20-Anlagen ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ermöglicht wird. Dem gegenüber wird ein Inkrafttreten des aktuellen Gesetzesentwurfs gestellt, was zu einem weitreichenden Abschalten von Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp führen würde. Bei den im Folgenden vorgestellten Schäden handelt es sich somit um Auswirkungen, die bei Inkrafttreten des aktuellen Gesetzesentwurfs entstehen würden, verglichen mit dem Inkrafttreten eines angepassten Gesetzesentwurfs und somit dem Weiterbetrieb der meisten Ü20-Anlagen.

Im Szenario des aktuellen Gesetzesentwurfs wird angenommen, dass ein gewisser Anteil der PV-Anlagen, welche im jeweiligen Jahr aus der 20-jährigen Förderdauer der Einspeisevergütung herausfallen, abgeschaltet und abgebaut wird. Da bei PV-Anlagen von bis zu 20 kWp Leistung eine Amortisation des Weiterbetriebs nicht gegeben ist und vermutlich nur einzelne Ü20-Anlagen aus anderen Gründen weiterbetrieben werden, ist der Abschaltungsanteil hier sehr hoch. Bei den bisherigen „Volleinspeisern“ mit einer Leistung von bis zu 20 kWp handelt es sich um 95 %. Bei den bisherigen „Teileinspeisern“ handelt es sich um 92 %. Der Anteil der bisherigen „Volleinspeiser“ wird für die Jahre 2000 bis 2009 mit 60 % angesetzt, der Anteil der bisherigen „Teileinspeiser“ wird mit 40 % angesetzt. Diese Daten stammen aus dem „Endkunden Monitor 10.0“ von EUPD Research und beruhen auf den Angaben von 652 Besitzern einer PV-Anlage mit Inbetriebnahme zwischen 2000 und 2009. Bei den Ü20-Anlagen mit einer Leistung von über 20 kWp ist eine Amortisation gegeben, weshalb hier nur mit einem Anteil von 5 % kalkuliert wird, welcher aufgrund von technischen Problemen abgeschaltet wird.

In Kapitel 4 wurde gezeigt, dass mit Anpassungen im Gesetzesentwurf ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb einer ausgeförderten PV-Anlage jeglicher Größe ermöglicht werden kann. Im Szenario eines angepassten Gesetzesentwurfs ist daher davon auszugehen, dass nur 5 % der Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp abgeschaltet werden. Bei den PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 20 kWp wird ebenfalls von einer Abschaltungsquote von lediglich 5 % ausgegangen. Auf Basis dieser Annahmen lässt sich dann der zu erwartende Schaden des EEG 2021 ermitteln.

Quelle: EUPD Research 2020

### Ausfallende Leistung durch Abschaltung unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen

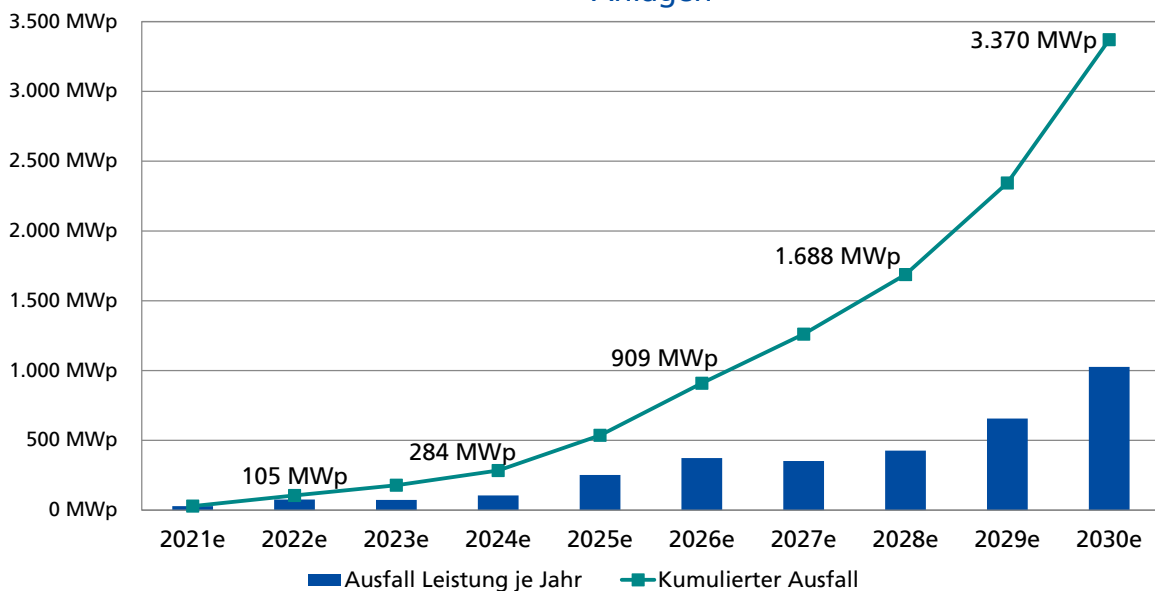


Abbildung 14: Ausfallende Leistung durch Abschaltung unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen

Durch die Abschaltung eines Großteils aller Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp endet auch deren Einspeisung in das Stromnetz. Da in den Jahren 2000 bis 2003 die gesamte installierte Leistung in diesem Segment noch vergleichsweise gering war, ist auch die Gesamtleistung der bis 2024 abgeschalteten PV-Anlagen eher gering. So kann davon ausgegangen werden, dass im Jahr 2021 Ü20-Anlagen mit einer Leistung von 30 MWp vom Netz genommen werden. Ab dem Jahr 2024 fallen die vom Netz abgeschalteten Anlagen jedoch immer stärker ins Gewicht. So kann prognostiziert werden, dass bis zum Jahr 2030 durch das EEG 2021 PV-Anlagen mit einer gesamten Leistung von mehr als 3,3 GW verloren gehen.

Quelle: EUPD Research 2020

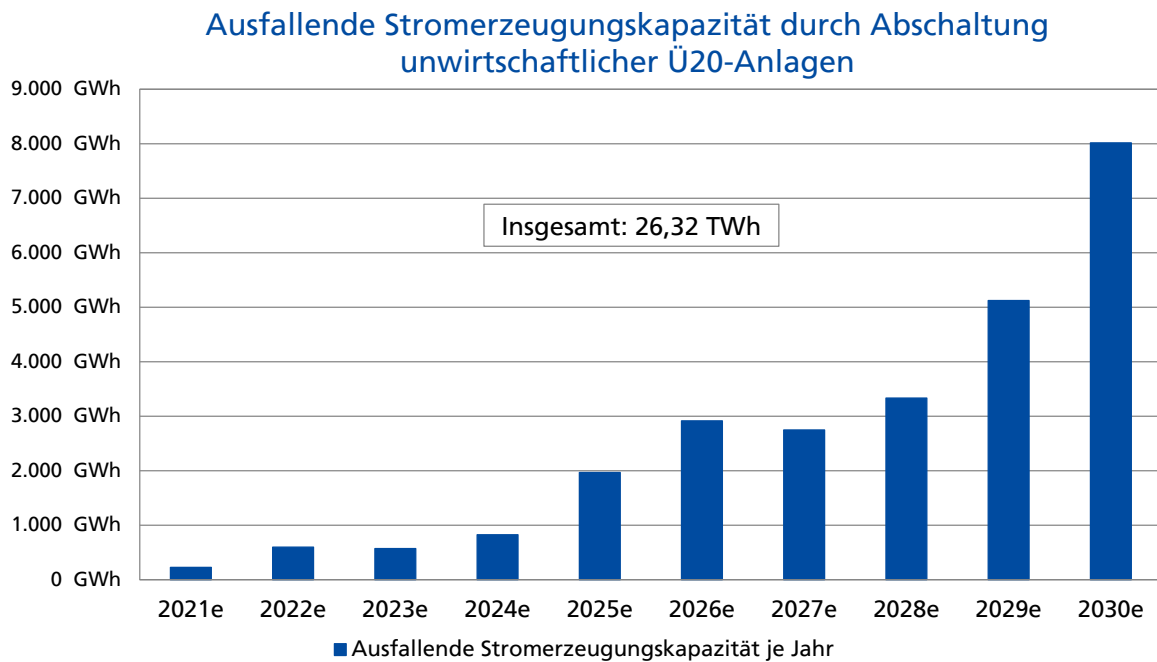


Abbildung 15: Ausfallende Stromerzeugungskapazitäten unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen

Es ist davon auszugehen, dass die Ü20-Anlagen noch eine Restlaufzeit von 10 Jahren haben und mit einer jährlichen Leistung von 781 kWh/kWp Strom erzeugen können. Die Abschaltung der Ü20-Anlagen, bei welchen keine Amortisation des Weiterbetriebs gegeben ist, würde bis zum Jahr 2030 zu einem effektiven Verlust von Stromerzeugungskapazitäten in Höhe von insgesamt 26,32 TWh führen. Allein die PV-Anlagen, welche im nächsten Jahr vorzeitig vom Netz genommen und abgeschaltet werden, hätten bis zum Ende ihrer Laufzeit von 30 Jahren noch 226 GWh Strom produzieren können. Die potenzielle Stromerzeugung der PV-Anlagen, welche im Jahr 2030 aus der festen Einspeisevergütung herausfallen, liegt für den Rest ihrer Lebenszeit sogar bei mehr als 8 TWh.

Mit der potenziellen Abschaltung von Ü20-Anlagen nach dem Ende der 20-jährigen Förderdauer werden PV-Anlagen stillgelegt, welche noch weitere 10 Jahre nachhaltigen und umweltfreundlichen Strom produziert hätten. Aufgrund der Tatsache die durch den Gesetzesentwurf zum EEG 2021 verlorengehenden Stromerzeugungskapazitäten durch andere Formen der Stromerzeugung ersetzt werden müssen, wird ein zusätzlicher Ausstoß von CO<sub>2</sub> die Folge sein. Der gesamtdeutsche Strommix wies 2019 einen Ausstoß von 401 Gramm CO<sub>2</sub> je kWh Strom auf. Aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Strommix und des Kohleausstiegs kann davon ausgegangen werden, dass dieser Anteil bis 2030 auf 201 Gramm CO<sub>2</sub> je kWh Strom sinkt. Unter der Annahme einer linearen Reduktion dieses Emissionswertes in Kombination mit den ausfallenden Stromerzeugungskapazitäten je Jahr aus Abbildung 15, lässt sich der zusätzliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß ermitteln, den der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 zur Folge hätte. Durch den Ausfall von Ü20-Anlagen im Jahr 2021 werden entsprechend gut 86.000 Tonnen CO<sub>2</sub> zusätzlich ausgestoßen. Die

zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen im Jahr 2025 mehr als 590.000 Tonnen CO<sub>2</sub> und im Jahr 2030 über 1,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Insgesamt bedeutet der Verlust der nachhaltigen Stromerzeugung durch nicht umsetzbaren Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen bis 2030 einen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Höhe von über 6,4 Millionen Tonnen. Für einen 2016er VW Golf TDI (Diesel) mit einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 158 g CO<sub>2</sub> je km<sup>8</sup> würde dies den CO<sub>2</sub> Emissionen von 1.070.000 Erdumrundungen entsprechen.

Quelle: EUPD Research 2020

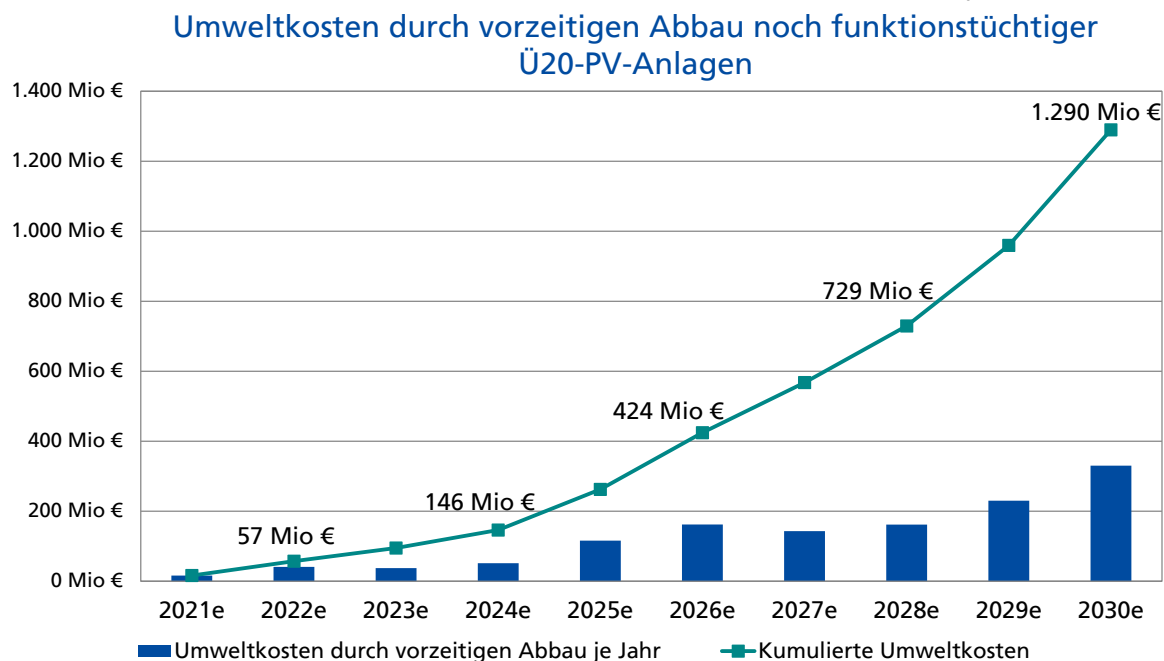


Abbildung 16: Umweltkosten durch vorzeitigen Abbau noch funktionstüchtiger Ü20-Anlagen

Durch diesen zusätzlichen Ausstoß von CO<sub>2</sub> entstehen zudem Umweltschäden, welche monetär zu bewerten sind. Das Umweltbundesamt gibt die Klimakosten von CO<sub>2</sub> Emissionen mit 180 € je Tonne CO<sub>2</sub> für 2016 und 205 € je Tonne CO<sub>2</sub> für 2030 an.<sup>9</sup> Für die zwischenliegenden Jahre wird eine lineare Steigerung der Klimakosten angenommen. Der zusätzliche Ausstoß von mehr als 6,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, bedingt durch die Abschaltung von noch funktionstüchtigen Ü20-PV-Anlagen aufgrund des Gesetzesentwurfs zum EEG 2021, verursacht demnach knapp 1,29 Milliarden Euro Umweltschäden.

<sup>8</sup> <https://www.autobild.de/artikel/vw-golf-co2-bilanz-benziner-gegen-diesel-14865105.html>

<sup>9</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>



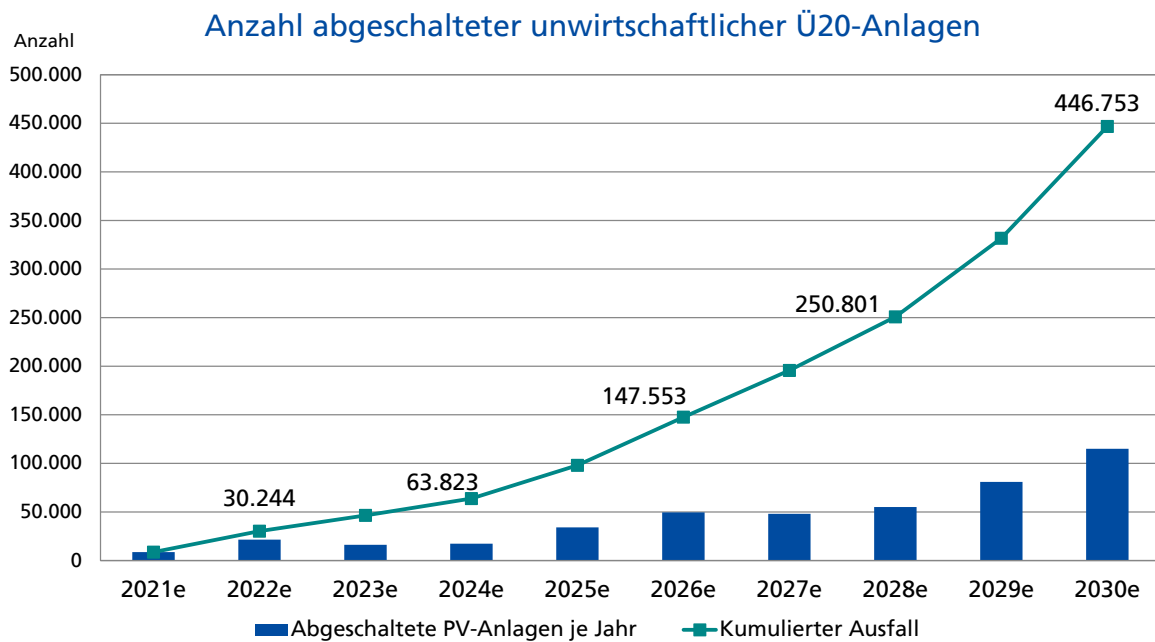


Abbildung 17: Anzahl abgeschalteter unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen

Die Anzahl der noch funktionstüchtigen PV-Anlagen, welche durch die Regelungen des EEG 2021 vorzeitig abgeschaltet werden würden, beläuft sich auf mehr als 446.000 Anlagen. Bei diesen PV-Anlagen handelt es sich nahezu ausschließlich um Aufdachanlagen in Privatbesitz, beispielsweise auf Einfamilienhäusern. Somit würde das EEG 2021 knapp eine halbe Million private PV-Anlagenbesitzer dazu zwingen, ihre PV-Anlage vor Ende ihrer Nutzungsdauer abzuschalten und abzubauen. Im Jahr 2021 sind nur knapp 8.700 PV-Anlagen betroffen, im Jahr 2026 bereits rund 50.000 PV-Anlagen.

Im Zusammenhang mit den ausfallenden Stromerzeugungskapazitäten entsteht der deutschen Volkswirtschaft durch den frühzeitigen Abbau von mehr als 446.000 Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp auch ein großer wirtschaftlicher Schaden und vermeidbarer Aufwand. Dieser lässt sich in mehrere Kategorien aufteilen.

Zuerst wird der vermeidbare Aufwand betrachtet, welcher durch den vorzeitigen Abbau einer noch funktionierenden PV-Anlage entsteht. Hierzu wird angenommen, dass die Gesellschaft beim Wegfall einer ausgeführten PV-Anlage diese durch eine Neuanlage ersetzt. Da die bestehende PV-Anlage nun unwirtschaftlich geworden ist, wird also davon ausgegangen, dass eine neue PV-Anlage mit gleicher Leistung installiert wird. Die Kosten für die Neuinstallation werden als vermeidbare Investitionskosten angesetzt, welche durch den vorzeitigen Abbau einer funktionsfähigen PV-Anlage entstehen. Im Jahr 2021 beträgt der Aufwand ungefähr 39 Millionen Euro, im Jahr 2026 beläuft sich der Schaden auf knapp 380 Millionen Euro. Der gesamte Aufwand summiert sich bis zum Jahr 2030 auf mehr als 3,2 Milliarden Euro.

## Aufwand durch vorzeitigen Abbau und Ersatz noch funktionsfähiger Ü20-Anlagen

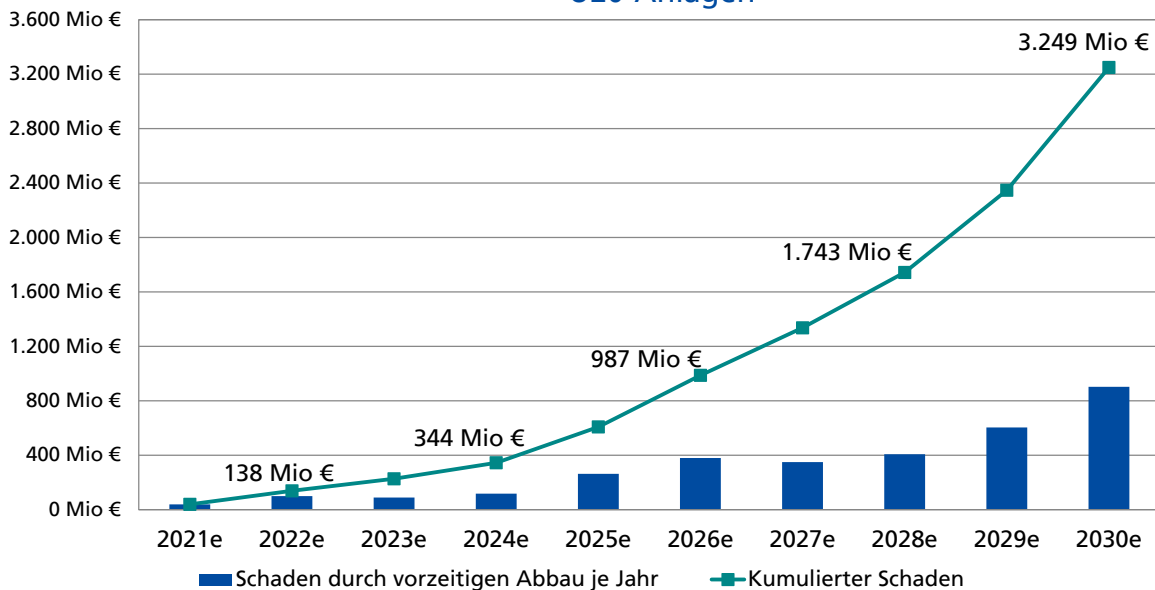


Abbildung 18: Schaden durch vorzeitigen Abbau noch funktionsfähiger Ü20-Anlagen

Der Gesellschaft entsteht ein klarer monetärer Schaden durch den vorzeitigen Abbau noch funktionstüchtiger Ü20-Anlagen. Wenn davon ausgegangen wird, dass die nicht mehr wirtschaftlich weiter zu betreibenden Ü20-Anlagen durch neue PV-Anlagen mit gleicher Leistung ersetzt werden, fallen hierfür Kosten für die feste EEG-Einspeisevergütung dieser neuen PV-Anlagen an. Im Juni 2020 betrug diese EEG-Einspeisevergütung einer neuen PV-Anlage mit bis zu 10 kWp Leistung 9,17 ct/kWh<sup>10</sup> und es kann mit einer Degression von 1% je Monat gerechnet werden. Der zusätzliche Aufwand für die Gesellschaft besteht aber nur in der Differenz zwischen der EEG-Einspeisevergütung und dem Börsenstrompreis zu dem der PV-Strom weiterverkauft wird, den so genannten EEG Differenzkosten. Diese Beträge lassen sich nun mit den ausfallenden Stromerzeugungskapazitäten in Verbindung bringen, da für die Ü20-Anlagen keine feste Einspeisevergütung gezahlt wird. Wenn eine Amortisation des Weiterbetriebs der Ü20-Anlagen aber aufgrund des Gesetzesentwurf zum EEG 2021 nicht möglich ist, muss für die neuen PV-Anlagen, welche die noch funktionstüchtigen aber unwirtschaftlichen Ü20-Anlagen ersetzen, die feste EEG-Einspeisevergütung gezahlt werden. Allein im Jahr 2021 beläuft sich dieser Betrag auf 9 Millionen Euro. Ab 2027 entsteht kein zusätzlicher EEG-Aufwand mehr, da die feste EEG-Einspeisevergütung unter dem angenommenen Börsenstrompreis von 4 ct/kWh liegt. Die gesamten Kosten der zusätzlichen EEG-Einspeisevergütung, welche durch den Gesetzesentwurf zum EEG 2021 verursacht werden, belaufen sich bis 2026 auf insgesamt 89 Millionen Euro.

<sup>10</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>

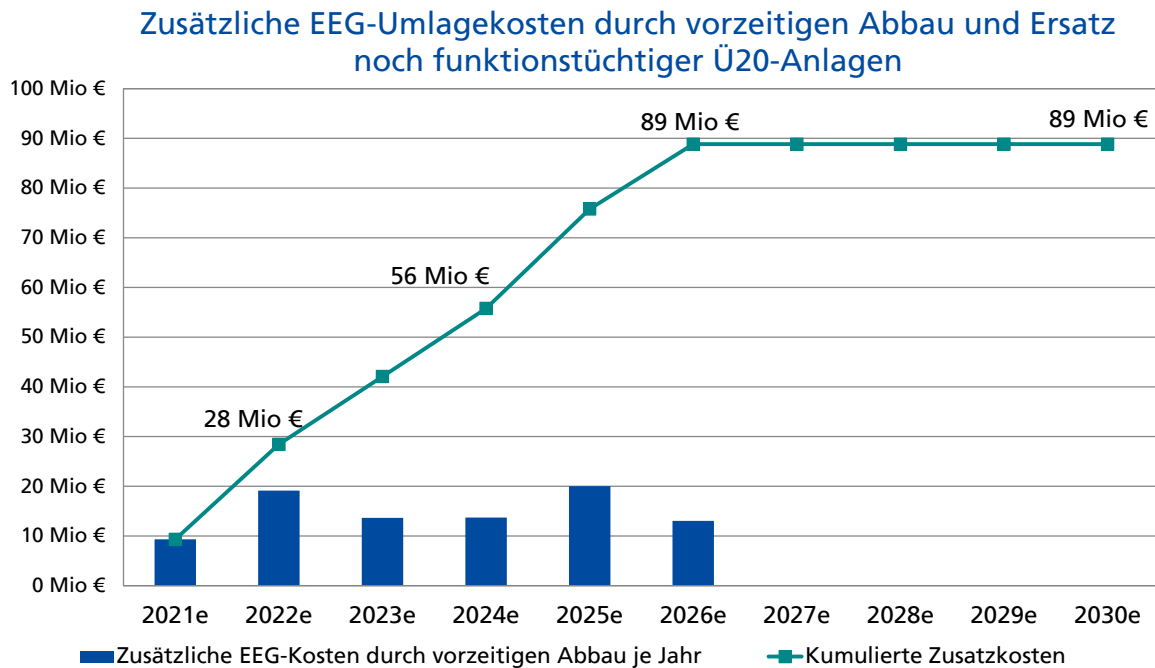


Abbildung 19: Zusätzliche EEG-Umlagekosten durch vorzeitigen Abbau und Ersatz noch funktionstüchtiger Ü20-Anlagen

Nicht nur private Verbraucher und die Gesellschaft sind vom Gesetzesentwurf zum EEG 2021 betroffen, sondern auch Teile der Photovoltaik-Branche. Durch das vorzeitige Abschalten von PV-Anlagen entgehen Herstellern und Installateuren von Speichern Umsätze, welche durch das Nachrüsten der ausgeführten PV-Anlagen mit Speicherlösungen entstanden wären. Dieses sogenannte „Retrofitting“ mit Speichern steigert die Eigenverbrauchsquote des selbst erzeugten Stroms. Hierdurch können PV-Anlagenbesitzer gegenüber den Strompreisen im Netzbezug deutliche Einsparungen erzielen und die Installationskosten eines Speichers amortisieren sich. Wenn sich Besitzer einer Ü20-Anlage aufgrund der unwirtschaftlichen Rahmenbedingungen seitens des Gesetzgebers jedoch für das Abschalten der PV-Anlage, anstelle einer Speichernachrüstung entscheiden, gehen der Speicherbranche hohe Umsätze im Retrofitting-Markt verloren. Aus dem aktuellen Endkunden Monitor 10.0 von EUPD Research geht hervor, dass ein Großteil der relevanten PV-Anlagenbesitzer eine Steigerung des Eigenverbrauches (79 %) und die Nachrüstung der Anlage mit einem Speicher (62 %) nach Ende der festen Einspeisevergütung planen. Diese Ergebnisse basieren auf einer aktuellen Befragung unter 362 Betreibern einer PV-Anlage mit Installation vor 2010.

### Wie planen Sie nach Ablauf der Einspeisevergütung mit der Anlage zu verfahren? (Mehrfachnennungen)

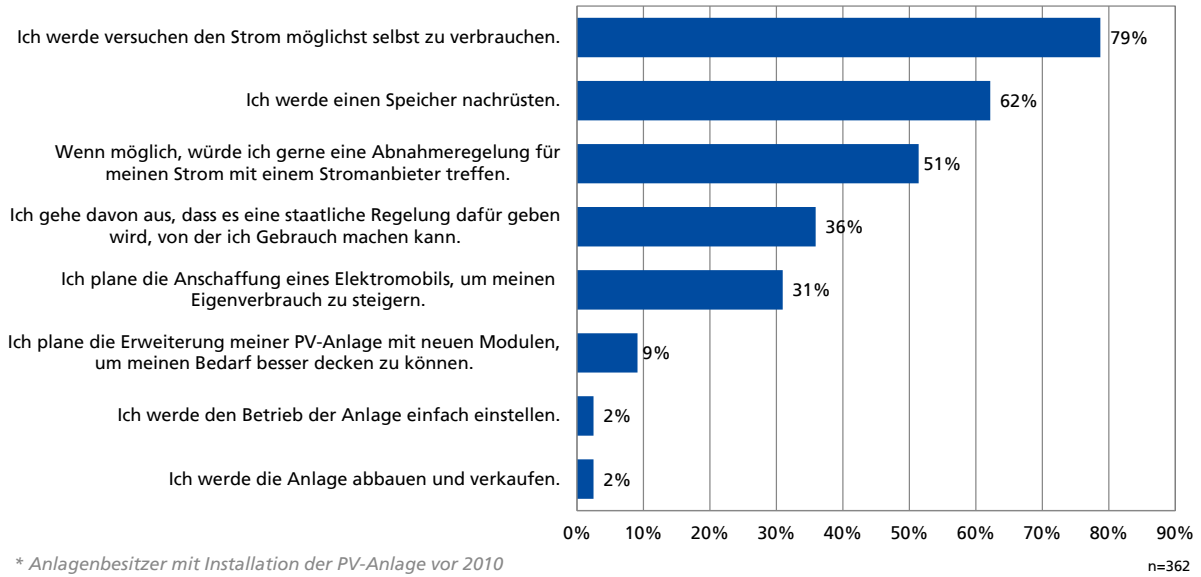


Abbildung 20: Weiterbetriebspläne von Betreibern von bald ausgeführten PV-Anlagen (Endkundenmonitor 10.0)

Auf Basis dieser Befragungsergebnisse werden nun die zu erwartenden Umsatzverluste für die Speicherbranche ermittelt. Hierzu wird angenommen, dass lediglich 20% der PV-Anlagen mit einer Leistung bis zu 3 kWp mit Speichern nachgerüstet werden, da eine solche Nachrüstung bei kleinen PV-Anlagen nur zu einer geringen Steigerung der Eigenverbrauchsquote führt und eher unüblich ist. Bei PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 3 kWp und 20 kWp wird mit einer Speichernachrüstung von 80 % der Anlagen kalkuliert, da ein Großteil der Betreiber auf eine Steigerung des Eigenverbrauchs abzielt. Bei PV-Anlagen mit einer Leistung von über 20 kWp wird mit einer Nachrüstung von 50 % der ausgeführten Anlagen kalkuliert. Da bei diesen PV-Anlagengrößen jedoch nicht mit frühzeitigen Abbauten zu rechnen ist, werden die Speicherhersteller bei diesen PV-Anlagen auch keine Umsatzeinbußen erwarten müssen. Die Kosten für Nachrüstung mit einem Speicher werden mit 791 € je kWh Speicherkapazität für Speicher mit bis zu 6 kWh Kapazität angesetzt. Für Speicher mit über 6 kWh Kapazität werden mit Kosten von 600 € je kWh Speicherkapazität kalkuliert. Zudem wird angenommen, dass die Kapazität des Speichers 0,7 kWh je kWp Leistung der PV-Anlage beträgt und die Kosten für einen neuen Speicher jedes Jahr um 3 % sinken.

Quelle: EUPD Research 2020

### Umsatzverlust für die Speicherbranche durch nicht vorgenommene Speichernachrüstungen

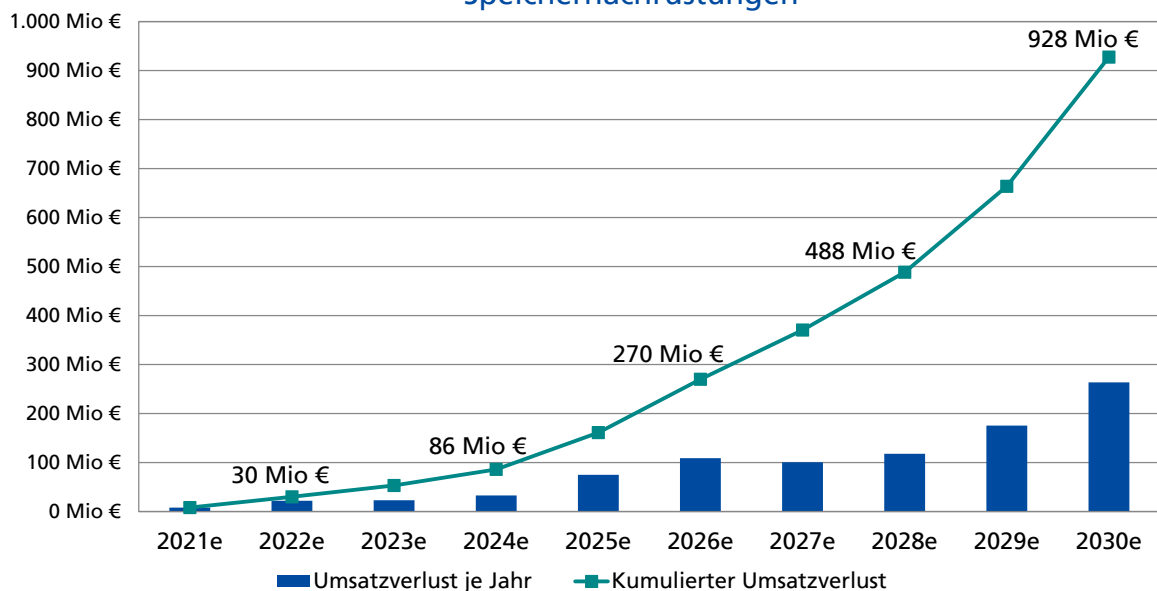


Abbildung 21: Umsatzverluste für die Speicherbranche durch nicht vorgenommene Speichernachrüstungen

Basierend auf diesen Annahmen können die zu erwartenden Umsatzverluste für die nächsten 10 Jahre ermittelt werden, welche durch das vorzeitige Abschalten unwirtschaftlicher Ü20-Anlagen entstehen. Im Jahr 2021 sind Einbußen in Höhe von 8 Millionen Euro zu erwarten, allein im Jahr 2026 könnten die Umsatzverluste bereits 109 Millionen Euro betragen. Bis 2028 ist mit entgangenen Umsätzen in Höhe von 488 Millionen Euro zu rechnen, bis 2030 können Umsatzverluste von gut 928 Millionen Euro entstehen.

Mit den Umsatzeinbußen sind in der Speicherbranche auch Verluste von Arbeitsplätzen in Produktion, Installation und Management zu erwarten. Weitere Arbeitsplätze werden in der Wartung von PV-Anlagen verloren gehen. Gerade die Ü20-Anlagen bedürfen eines erhöhten Wartungsaufwands, welcher durch den vorzeitigen Abbau der Ü20-Anlagen entfällt. Die hiermit verbundenen Arbeitsplätze geraten durch den aktuellen Gesetzesentwurf zum EEG 2021 daher ebenfalls in Gefahr.

Quelle: EUPD Research 2020

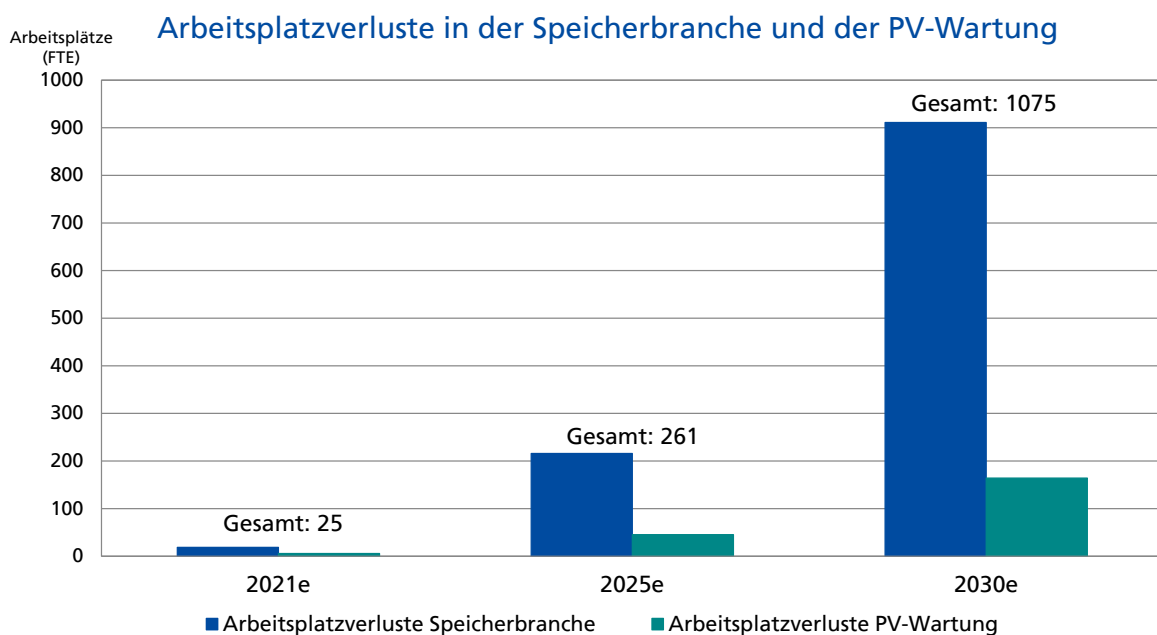


Abbildung 22: Arbeitsplatzverluste in der Speicherbranche und der PV-Wartung

Bereits im Jahr 2025 entsteht ein Verlust von 261 Arbeitsplätze, der bis zum Jahr 2030 auf 1.175 Arbeitsplätze in der Speicherbranche und der PV-Wartung anwächst.

Auch die Elektromobilitätsbranche wird vom vorzeitigen Abbau von Ü20-Anlagen betroffen sein. Laut Abbildung 18 aus dem aktuellen Endkunden Monitor 10.0 von EUPD Research planen 31 % der Besitzer einer PV-Anlage mit Installation vor 2020 den Kauf eines Elektroautos, um ihren Eigenverbrauch nach Ende der festen Einspeisevergütung zu erhöhen. Im Folgenden wird daher angenommen, dass 30 % der Betreiber einer Ü20-Anlage eine Wallbox installieren, um den Strom der eigenen PV-Anlage zum Laden ihres Elektroautos zu nutzen. Zudem wird mit Kosten in Höhe von 1.000 € für den Kauf und die Installation der Wallbox kalkuliert. Wenn nun ein Großteil der PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp abgeschaltet wird und somit kein Kauf eines Elektroautos und einer Wallbox stattfindet, führt dies bis 2030 zu einem Umsatzausfall im Wallbox-Bereich von insgesamt 134 Millionen Euro.





## 6. FAZIT

In dem vorliegenden Kurzgutachten wurde der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 im Hinblick auf ausgeförderte PV-Anlagen ab 2021 analysiert. Hierbei wurde ein Fokus auf Regelungen gelegt, welche die Perspektiven von PV-Anlagen nach dem Ende ihrer 20-jährigen festen Einspeisevergütung beeinflussen. Mithilfe von wissenschaftlichen Methoden und Beispielberechnungen auf Basis von Nutzungsprofilen wurden folgende Erkenntnisse gesammelt:

- Der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 führt dazu, dass Ü20-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kWp nicht mehr ohne Verluste weiterbetrieben werden können.
- Bis 2030 werden dadurch bis zu 446.000 funktionstüchtige PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 3,37 GWp vorzeitig abgeschaltet und abgebaut.
- Es entsteht der Verlust von 26,32 TWh an klimafreundlichen Strom bis 2030

Damit wären unter den getroffenen Annahmen folgende wirtschaftliche Auswirkungen verbunden:

- Über 6,4 Millionen Tonnen zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche über 1,2 Milliarden Euro Umweltkosten verursachen
- Über 928 Millionen Euro Umsatzverluste für die Speicherbranche bis 2030 im lang erwarteten Retrofit-Markt
- Verlust von über 1.000 Arbeitsplätzen in der Speicherbranche und der Wartung von PV-Anlagen bis zum Jahr 2030
- Umsatzverluste von über 130 Millionen Euro im Wallbox-Segment

Sollte es zu einem Ersatz der wegfallenden noch funktionstüchtigen PV-Kapazitäten durch neue PV-Systeme kommen, so entstünde der Gesellschaft folgender vermeidbarer Aufwand bzw. Schaden:

- Mehr als 3,2 Milliarden Euro Aufwand zum Ersatz funktionstüchtiger PV-Anlagen bis 2030
- Damit verbundene zusätzliche EEG-Differenzkosten in Höhe von 89 Millionen Euro

Der Gesetzesentwurf zum EEG 2021 verhindert in seiner aktuellen Form den Weiterbetrieb der meisten Ü20-Anlagen.

Das vorliegende Kurzgutachten zeigt, dass ein Weiterbetrieb von ausgeförderten PV-Anlagen ohne neue Förderungen und Einspeisevergütungen für die Betreiber möglich ist, da sich entstehende Kosten durch eine Kombination aus Eigenverbrauch und Einspeisung zu Großhandelspreisen amortisieren. Hierzu erforderlich wäre lediglich:

- die Abschaffung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom in Übereinstimmung mit dem europäischen Recht

sowie

- der Verzicht auf unnötige Messanforderungen bzw. stark gedeckelte Kosten beim Einbau neuer Stromzähler für PV-Kleinanlagen

# EUPD RESEARCH

Seit dem Jahr 2000 steht EUPD Research für primärdatenbasierte Forschungs- und Beratungsleistungen im Energiemarkt sowohl im nationalen als auch im internationalen Kontext. Das Arbeitsfeld der EUPD Research orientiert sich an den vier Grundsäulen der Energiewende: Strom, Wärme, Mobilität und Energieeffizienz. Die Schwerpunkte unserer Expertise liegen aktuell in den Technologien Photovoltaik, Stromspeicher, Wärmepumpen und Elektromobilität. Über unsere Unternehmensbereiche: RESEARCH, CONSULT und CERT bieten wir unseren Kunden innovative und ganzheitliche Lösungen für verschiedenste Fragestellungen an.

Mit der sich entwickelnden Energiewende hat sich der Arbeitsfokus von EUPD Research immer stärker auf das gesamte Spektrum der Erneuerbaren Energien und Umwelttechnologien ausgeweitet. In mittlerweile über 2.500 Forschungsprojekten haben wir einzelne erneuerbare Technologien, die gesamten Erneuerbaren Energien oder auch den kompletten Energiemarkt analysiert. Gerade Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien bedingen die Untersuchung sowohl der Erneuerbaren als auch der konventionellen Energien, da nur im Zusammenspiel aller Technologien, und auch Übertragungs- und Speicherungstechniken, die Energiewende gelingen kann.

Für unsere Projekte erheben wir fortlaufend Primärdaten bei den verschiedenen Akteursgruppen, vom Endkunden, über Installateure, Handel und Hersteller bis hin zu Verbänden, Verwaltung und Politik. Die Tatsache, dass die Energiewende nur funktionieren kann, wenn alle beteiligten Gruppen dies mittragen, kann man täglich in den Medien verfolgen oder auch in unseren Studienergebnissen ablesen. Daher hat es für unsere Arbeit seit jeher eine hohe Bedeutung, dass die verschiedenen Akteure in einen komplexen Prozess wie die Energiewende eingebunden werden.

20 Jahre Expertise  
in den Bereichen

**EUPD** Research

**EUPD** Cert

**EUPD** Consult

Exemplarisch zeigen die Ergebnisse der Installateurs- und Endkundenbefragungen von EUPD Research immer wieder die hohe Bedeutung des Installateurs für den Erfolg von Erneuerbaren Energien beim privaten Endkunden.

In der vorliegenden Kurzstudie „Wirtschaftliche Dimensionen der Diskriminierung von Ü20-Photovoltaik-Anlagen im Kabinettsentwurf EEG 2021“ verbinden sich die langjährigen Kompetenzen der EUPD Research in Markt- und Branchenanalysen, Befragungen unterschiedlichster Akteursgruppen sowie der Simulation und Prognose komplexer Energiemärkte. Die vorliegende Kurzstudie ist zugleich Bestätigung unserer tagtäglichen Arbeit, den erneuerbaren Energien, allen voran der Photovoltaik, zum Durchbruch im Energiemarkt zu verhelfen. Die aktuelle Situation einer Pandemie mit noch nicht abschätzbaren Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft besitzt dennoch die Chance, den Wiederaufbau nachhaltig mit erneuerbaren Energien zu gestalten. Wie zentral hierbei die Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen ist,

zeigt eindrucksvoll das Beispiel Deutschlands.

Unsere Zielsetzung war und ist es stets, methodisch und inhaltlich neue Bereiche zu erschließen. Ausgehend von der Energiewirtschaft und dem Fokus auf das Feld der Erneuerbaren Energien, verfolgt EUPD Research das Ziel, die Integration von ökologischer, ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeit in seinen Arbeitsfeldern abzudecken. In der Ausrichtung seiner Spezialgebiete Erneuerbare Energien, CleanTech, Emissionshandel, und Gesundheitsmanagement spiegelt sich bei EUPD Research dieser Gedanke wider.

[www.eupd-research.com](http://www.eupd-research.com)

## BSW SOLAR

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) ist der führende deutsche Wirtschaftsverband für solare und mit Solarenergie verbundene Technologien und dezentrale Systemlösungen der neuen Energiewelt. Er vertritt die Interessen von über 500 Unternehmen der deutschen und europäischen Solar- und Speicherbranche. Als Informant, Berater und Vermittler im Aktionsfeld zwischen Wirtschaft, Politik und Verbrauchern sorgt der BSW für Investitionssicherheit in der Wachstumsbranche Solarenergie und Speichertechnik. Alle wichtigen Unternehmen der Branche – von Rohstofflieferanten und Produktionsfirmen, über das Handwerk bis hin zu Betreibergesellschaften, Planern und Financiers – bauen auf den Sachverstand und die Kommunikationsstärke des BSW.

Als Wegbereiter, Treiber und Gestalter der Solarisierung und als Dienstleister stehen die Bedürfnisse der Mitglieder für den BSW an erster Stelle. Er wirkt auf attraktive Investitionsbedingungen hin, prägt Standards und Normen und sichert durch Verlässlichkeit und hohe Präsenz in Politik und Öffentlichkeit die Geschäftsgrundlage und dynamische Weiterentwicklung seiner Mitgliedsunternehmen. Er bietet Plattformen für den Austausch untereinander und mit relevanten Stakeholdern.

Durch gezielte Politikberatung nimmt der BSW entscheidenden Einfluss auf die Schaffung geeigneter politischer Rahmenbedingungen für ein kontinuierliches Marktwachstum der Solarenergie. Zudem setzt sich der Verband durch regelmäßige Medienberichterstattung und die Initiierung von Kampagnen für ein positives Branchen- und Firmenimage ein.

### Jahrzehntelange Erfahrung

Seit nunmehr vierzig Jahren engagieren sich Unternehmerinnen und Unternehmer im BSW und seinen Vorgängerverbänden gemeinsam für die Solarisierung der Energieversorgung mithilfe von Photovoltaik, Solarthermie sowie intelligenten Energiemanagement- und Speicherlösungen. In dieser Zeit hat sich die Photovoltaik von einer Weltraumtechnologie zur günstigsten Stromquelle entwickelt. Heutzutage können neue Photovoltaikkraftwerke günstiger Strom erzeugen als neue fossile Kraftwerke und auch der Strom aus der kleinen eigenen Photovoltaikanlage kostet Privatleute nicht einmal halb so viel wie beim Energieversorger. Keine andere Energieform verfügt über eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung. In Deutschland sind mehr als 1,7 Millionen Photovoltaikanlagen installiert und bereits im Sommer 2018 konnten wir den 100.000sten Solarstromspeicher in Betrieb nehmen.





Immer mehr Privathaushalte und Stromverbraucher in Gewerbe, Handel und Industrie aber auch zunehmend Stadtwerke, Energiegenossenschaften und lokale Wohnungsbaugesellschaften nutzen Solarstrom im Eigenverbrauch oder im Rahmen neuer Direktvermarktungsmodelle. Geschäftsmodelle wie Eigenverbrauch, Stromlieferung, Anlagenpacht, Betreiber- und Betriebsführungsmodelle werden immer stärker zur Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen. Der BSW begleitet diese Entwicklung von Anfang an und setzt sich auf allen Ebenen für passende rechtliche und administrative Rahmenbedingungen und den Abbau von Bürokratie ein. Mit praxisorientierten Marktübersichten, mit Handlungsleitfäden und Musterverträgen unterstützt der Verband die Akteure bei der Umsetzung neuer Solarstromprojekte.

In zahlreichen Fachgruppen tauschen sich BSW-Mitglieder zu Fragen der täglichen unternehmerischen Praxis aus und erarbeiten gemeinsame zentrale Branchenpositionen. Sie gestalten so gemeinsam die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland und erschließen sich interessante Exportmärkte. Schon seit mehr als zehn Jahren ist der BSW Exklusivpartner der Messen Intersolar Europe, der weltweit führenden Messe für die Solarwirtschaft, die jedes Frühjahr zehntausende Fachleute aus der ganzen Welt nach München lockt sowie ihrer Schwestermesse ees Europe unter dem Dach der führenden Innovationsplattform The smarter E Europe.

## Internationale Kooperationen

Mittlerweile ist der BSW-Solar in der ganzen Welt als Partner und Wissensträger rund um Solar- und Speichertechnologie gefragt. In über vierzig Ländern unterhält der Verband aktive Verbandspartnerschaften, zahlreiche Großprojekte in wichtigen Solarmärkten wurden realisiert – meist unter Einbindung und Qualifizierung lokaler Organisationen. Seit 2015 organisiert der BSW zusammen mit Partnern den Berlin Energy Transition Dialogue, eine von ihm initiierte internationale Energiewendekonferenz im Auswärtigen Amt, bei der auf Einladung der Bundesregierung dutzende Delegationen und tausende Gäste aus aller Welt über Herausforderungen und Chancen der Energietransformation diskutieren. Der BSW organisiert so erfolgreich einen weltweit geschätzten Erfahrungsaustausch zwischen Machern aus den „Maschinenräumen“ der Energiewende in Politik und Wirtschaft.

[www.solarwirtschaft.de/](http://www.solarwirtschaft.de/)

## BAYWA R.E.

**r.e. think energy – wir denken Energie neu – und nutzen dafür Solar-, Wind- und Bioenergie. Wir wollen Erneuerbare Energien noch besser machen. Wir warten nicht auf neue Markttrends – wir gestalten sie.**

Wir sind ein weltweit führender Entwickler, Dienstleister, Großhändler und Anbieter von Energielösungen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Mit Geschäftsaktivitäten in Europa, Nordamerika, Asien, Australien und Afrika investieren wir in neue und aufstrebende Märkte weltweit, gestalten die Zukunft der Energiebranche aktiv mit und leisten unseren Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel.

BayWa r.e. bietet End-to-End-Projektlösungen einschließlich Planung, Projektentwicklung, schlüsselfertigem Bau und der anschließenden technischen wie kaufmännischen Betriebsführung. Wir stehen für Innovation und Kreativität und haben mit unserer langjährigen Erfahrung bereits Solar-, Windenergie- und Bioenergieanlagen mit einer Leistung von über 3 GW erfolgreich ans Netz gebracht. Darüber hinaus betreuen wir weltweit Anlagen mit einer Leistung von über 8,3 GW und stellen für unsere Kunden sicher, dass diese rund um die Uhr störungsfrei und effizient Erträge erbringen.

Mit Sitz in über 26 Ländern arbeitet BayWa r.e. mit Unternehmen und Organisationen auf der ganzen Welt zusammen, um maßgeschneiderte Lösungen für erneuerbare Energien anzubieten, die den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck reduzieren,

die Energiekosten senken und den Weg in eine nachhaltige Zukunft ebnen.

Als führender globaler Anbieter auf dem Solar-Großhandelsmarkt bieten wir ein umfassendes Portfolio an Qualitätsprodukten. Wir sind langjähriger Partner für tausende von Installateuren, arbeiten ständig an der Optimierung unseres Kundensupports und unterstützen unser Installateurs-Netzwerk durch Schulungen, Logistikerfahrung und Onlinedienste.

Mit dem Energiehandel verfügen wir außerdem über einen schnell wachsenden Geschäftsbereich. Hier bieten wir Anlagenbesitzern Direktvermarktungsdienstleistungen und beliefern mehrere zehntausend Privat- und Geschäftskunden in ganz Deutschland mit Ökostrom.

BayWa r.e. ist Teil der BayWa AG, einem Unternehmen mit einem Gesamtumsatz von rund 17,1 Milliarden Euro und weltweit erfolgreichen Niederlassungen in 40 Ländern. Mit Sitz in München bietet der BayWa-Konzern seit über 90 Jahren Lösungen in den Kernsegmenten Agrar, Energie und Bau.

Tagtäglich setzen wir uns dafür ein, innovative Lösungen zu finden, neue technologische Maßstäbe zu setzen, Servicestandards neu zu definieren und Erneuerbare Energien noch besser zu machen.

[www.baywa-re.com](http://www.baywa-re.com)

## FRONIUS DEUTSCHLAND GMBH

**Wir machen Produkte für die eigene Energiewende.** Die Elektrifizierung der Mobilität, der Wärmeerzeugung und der Industrie wird zukünftig einen enormen Bedarf an erneuerbarem Strom mit sich bringen. Denn Benzin und Diesel werden zunehmend durch elektrische Energie ersetzt.

Für den Privat- und Gewerbebereich bietet Fronius Lösungen und Technologien, um mit E-Auto, Wärmepumpe und Heizstab den Gesamtenergieverbrauch zu reduzieren und zusätzlich den verbleibenden Energiebedarf durch erneuerbaren Strom zu decken. Besonders im Gewerbe ergeben sich durch intelligente Steuerung des Eigenverbrauchs und gewerbliche Speichersysteme neue Möglichkeiten

**Zum Glück sind die erforderlichen Technologien/Produkte bereits verfügbar:**

- Strom von unseren Fronius Wechselrichtern: Fronius Wechselrichter optimieren den Ertrag, steuern Energieflüsse und stellen eine Notstromfunktion zur Verfügung.
- Speicherlösung von Fronius: Mit der Fronius Speicherlösung kann man die überschüssige Energie einer PV-Anlage in einer Batterie zwischenspeichern.
- Solare E-Mobilität mit Fronius: Hier kommt es auf ein passendes Gesamtkonzept an. Der Fronius Wechselrichter teilt der Wallbox mit, wieviel Überschussstrom zum Laden des Autos zur Verfügung steht.

- Fronius Wärme aus Sonnenstrom:

Mit dem Fronius Ohmpilot kann man überschüssigen Strom zur Warmwasserbereitung nutzen. Damit schont man die Heizung und verlängert deren Lebensdauer.

- Ökostromtarif von Fronius:

Mit dem flexiblen Stromtarif Lumina Strom hat man die Möglichkeit, Ökostrom zum Börsenpreis zu beziehen. Wenn Wind und Sonne den Preis niedrig halten, zahlt man weniger für die Energie.

**Ü20-Anlagen fallen aus der Förderung: Mit der passenden Technologie eine große Chance für den Eigenverbrauch**

Mit dem Wegfall der EEG-Förderung für PV-Anlagen älter als 20 Jahre eröffnet sich die Chance, den günstig erzeugten Solarstrom selbst zu nutzen. Durch Eigenverbrauchsoptimierung oder die Nachrüstung eines Speichers oder Ohmpilots kann im Vergleich zum Netzbezug einiges gespart werden, da die Anlagen ja bereits abgeschrieben sind und quasi zu 0,-€ produzieren.

**Unsere Motivation ist unsere Vision: 24 Stunden Sonne**

Revolutionäre Technologien und Ideen zur Transformation und Kontrolle von Energie sind für uns der Schlüssel, um dieses Ziel zu erreichen.

[www.fronius.de](http://www.fronius.de)

## PFALZSOLAR GMBH

**#WeLoveSolar** – wir lieben und leben Solar, denn wir sind überzeugt, dass wir mit Sonnenenergie den Unterschied in Sachen Klimaschutz machen und sich eine Investition in Photovoltaik wirtschaftlich langfristig rechnet.

Seit 2003 entwickelt, baut und betreibt PFALZSOLAR deshalb Photovoltaikanlagen jeder Größenordnung für Kommunen, Gewerbe, Industrie, institutionelle Investoren und Privatkunden nach Energieversorger Standards im In- und Ausland. Ob 2 KWp oder 50 MWp, jedes Projekt, jeder Kunde, jeder Anspruch ist anders – was alle Solarprojekte verbindet? Unsere Leidenschaft die Sonnenenergie optimal zu nutzen!

Die PFALZSOLAR Experten aus den Bereichen Projektentwicklung, EPC und Operations & Maintenance begleiten jedes Solarprojekt und haben dabei vor allem eins im Blick: CO2 neutralen Sonnenstrom langfristig und versorgungssicher produzieren. Als Teil der Pfalzwerke-Gruppe hat das Unternehmen einen verlässlichen und starken Partner hinter sich, der seit über 105 Jahren Tradition, Innovation und Know-how rund um das Thema Strom vereint.

Wir bei PFALZSOLAR lieben was wir tun. Weil wir immer wieder begeistert und stolz sind, wenn aus Sonnenlicht Strom wird. Die Leiden-

schaft und Begeisterung unseres Teams geben wir an unsere Kunden und Partner weiter, so entstehen seit über 15 Jahren erfolgreiche Partnerschaften und Photovoltaikanlagen, die höchste Qualitätsansprüche erfüllen, schließlich sind sie von unseren Solarprofis geplant und gebaut.

**#WeLoveSolar:** Gemeinsam nutzen wir die Sonnenenergie nachhaltig, verbessern die Lebensqualität der Menschen und treiben gemeinsam aktiv die Energiewende voran - lokal, dezentral und global.

[www.pfalzsolar.de](http://www.pfalzsolar.de)

# SENEC GMBH

**Gegründet im Jahr 2009, entwickelt und produziert die SENEK GmbH in Leipzig intelligente Stromspeichersysteme und speicherbasierte Energielösungen. Mit seinem Komplettangebot für die Eigenversorgung mit Solarstrom bietet das Unternehmen Hausbesitzern und Gewerbetreibenden maximale Flexibilität bei der Nutzung ihres Solarstroms aus der eigenen PV-Anlage und die größtmögliche Unabhängigkeit von ständig steigenden Preisen am Strommarkt.**

Mit SENEK.360° bietet das Unternehmen seinen Kunden eine Rundum-Lösung, um sich selbst mit Solarstrom zu versorgen. Neben den selbst entwickelten und in Deutschland produzierten Stromspeichern vertreibt das Unternehmen hochwertige PV-Module unter der Marke SENEK.Solar. Bereits 2016 hat das Unternehmen die SENEK.Cloud entwickelt, einen virtuellen Stromspeicher, der es ermöglicht, den eigenen Solarstrom rund um das Jahr zu nutzen und den gesamten Strombedarf selbst zu decken. Dieses innovative Angebot ist seitdem mehrfach kopiert worden.

Lösungen für die Elektromobilität runden das Angebot ab. Für das Laden zuhause bietet die SENEK.Wallbox pro die Option, die Ladestärke an die Stromerzeugung der PV-Anlage anzupassen und so solaroptimiert zu laden. Die einzigartige SENEK.Cloud to go ermöglicht es, das Elektroauto unterwegs an mehr als 100.000 Ladepunkten in sechs europäischen Ländern mit dem eigenen Strom zu beladen.

Mit mehr als 40.000 verkauften Systemen gehört SENEK zu den beliebtesten Marken für innovative Energie- und Speicherlösungen. Die Stromspeicher der SENEK.Home-Serie zeichnen sich unter anderem durch eine einzigartige Garantie auf 100% der Speicherkapazität in den ersten zehn Jahren aus. Das Unternehmen arbeitet deutschlandweit mit 850 erfahrenen und zertifizierten Fachpartnern zusammen, die Hausbesitzern beratend zur Seite stehen und PV-Anlagen und Stromspeicher planen und installieren.

Die Produkte und Lösungen von SENEK wurden wiederholt ausgezeichnet. Der SENEK.Home erhielt zuletzt vom Deutschen Institut für Service-Qualität und dem Fernsehsender n-tv den „Deutschen Exzellenzpreis 2020“ sowie den Australian Brand Award 2020 in der Kategorie „Neue Produktinnovation“ verliehen.

Seit 2018 gehört SENEK als 100 %-ige Tochtergesellschaft zur EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

[www.senec.com](http://www.senec.com)



## SHARP ENERGY SOLUTIONS: YOUR SOLAR PARTNER FOR LIFE

SHARP ist seit mehr als 60 Jahren auf dem Solarmarkt tätig - länger als jedes andere Unternehmen in der Branche. Als Pionier im PV Markt ist SHARP seit Jahrzehnten eine treibende Kraft für den Einsatz von Photovoltaik-Technologien und hat weltweit mehr als 50 Millionen Module ausgeliefert. Die erzeugte Leistung von 14,9 GW (Gigawatt) entspricht einer gesamten CO<sub>2</sub>-Vermeidung von 163 Mt (Megatonnen).

Mit neuen Solaranwendungen in High-Tech-Branchen wie der Luftfahrt und der Elektromobilität zeigt SHARP weiterhin seine Innovationsfähigkeit. SHARP PV-Module werden weltweit in einer Vielzahl von Anwendungen und Umgebungen eingesetzt. Von den Bergen bis zur Wüste und von eisigen Klimazonen bis zu den heißesten Temperaturen haben sich SHARP-Module als robust und zuverlässig erwiesen.

Für Installationen in Wohnhäusern, in Industrie und Gewerbe sowie für Freiflächenanlagen bietet SHARP polykristalline und monokristalline Hochleistungsmodule sowie Halbzellenmodule an. Die strengen Produkttests von SHARP basieren auf jahrzehntelanger Erfahrung in der Industrie und sind bis zu fünfmal strenger als in den IEC-Normen vorgeschrieben. Das Kern-Modulportfolio hat eine 15-jährige Produktgarantie für die EU und 13 weitere Länder, eine 25-jährige lineare Leistungsgarantie und

diverse Zertifikate für jede Produktlinie. Das Produktportfolio wird durch Speicherlösungen ergänzt. Neben der Hardware bietet SHARP jetzt auch Projektkooperationen für Großprojekte inkl. Finanzierungslösungen an.

Das Solargeschäft von SHARP ist Teil eines Großkonzerns mit einer breiten Produktpalette und einem starken finanziellen Rückgrat, wie die Tier-1-Notierung von Bloomberg bestätigt.

„Aktuell kommen viele Treiber zusammen, die den Ausbau der Photovoltaik massiv beschleunigen werden. Das Umweltbewusstsein der Bevölkerung ist im letzten Jahr wesentlich gestiegen. Gleichzeitig sind die Erzeugungskosten für Solarenergie inzwischen niedriger als für Kern- und Kohlekraftwerke und auch Batteriespeicher werden immer günstiger. Im Vergleich zu Windenergie hat Photovoltaik auf Immobilien den Vorteil, dass der Strom dort erzeugt und gespeichert wird, wo er auch verbraucht wird. Wir sind zuversichtlich, dass die Energiewende jetzt kommt.“  
Peter Thiele, Präsident SHARP Energy Solutions Europe

[www.sharp.de/energysolutions](http://www.sharp.de/energysolutions)



# SMA SOLAR TECHNOLOGY AG

**Als ein global führender Spezialist für Photovoltaik-Systemtechnik schafft SMA heute die Voraussetzungen für die dezentrale, digitale und erneuerbare Energieversorgung von morgen. Dieser Aufgabe widmen sich über 3.000 SMA Mitarbeiter\*innen in 18 Ländern rund um den Globus mit großer Leidenschaft. Mit unseren innovativen Lösungen für alle Photovoltaikanwendungen ermöglichen wir Menschen und Unternehmen weltweit mehr Unabhängigkeit in der Anwendung von Energie. Gemeinsam mit unseren Kooperationspartnern und Kunden machen wir den Umbau zu einer unabhängigen, dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung möglich.**

Seit rund 40 Jahren setzt SMA technologische Trends und treibt die Entwicklung der erneuerbaren Energien voran. Mit unseren bahnbrechenden Wechselrichter-Technologien haben wir maßgeblich dazu beigetragen, dass die erneuerbaren Energien die Pionierphase hinter sich gelassen haben und weltweit zur Selbstverständlichkeit wurden.

Das Portfolio von SMA umfasst ein breites Spektrum an effizienten und qualitativ hochwertigen Solar-Wechselrichtern und ganzheitlichen Systemlösungen für Photovoltaikanlagen aller Leistungsklassen, intelligenten Energiemanagementsystemen und Batterie-

speicherlösungen sowie Gesamtlösungen für PV-Diesel-Hybridanwendungen. Digitale Energiedienstleistungen sowie umfangreiche Serviceleistungen bis hin zur Übernahme von Betriebsführungs- und Wartungsdienstleistungen für Photovoltaik-Kraftwerke runden das Angebot ab. Weltweit sind SMA Wechselrichter mit einer Gesamtleistung von mehr als 90 GW in über 190 Ländern installiert. Sie tragen dazu bei, jährlich rund 62 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> einzusparen.

Die mehrfach ausgezeichnete Technologie von SMA ist durch über 1.600 Patente und eingetragene Gebrauchsmuster geschützt. Die Muttergesellschaft SMA Solar Technology AG ist seit 2008 im Prime Standard der Frankfurter Wertpapierbörse (S92) notiert und im SDAX gelistet.

[www.sma.de](http://www.sma.de)

SPONSOREN

## SOLARWATT – PHOTOVOLTAIK-SYSTEME AUS EINER HAND

Was 1993 als Vision zweier Solarpioniere begann, ist heute führender deutscher Hersteller von Photovoltaiksystemen, europäischer Marktführer bei Glas-Glas-Modulen und einer der größten Anbieter für Stromspeicher weltweit. Über den ganzen Globus verteilt arbeiten bei SOLARWATT über 400 Menschen an der Zukunft für Solarenergie.

Neben dem Hauptsitz in Dresden und dem Innovationszentrum in Hürth hat SOLARWATT Niederlassungen in Australien, Frankreich, Großbritannien, Italien, den Niederlanden und Spanien. Weltweit sind Installateure und Endverbraucher in über 50 Ländern von der Qualität der SOLARWATT Produkte überzeugt. Als Hauptanteilseigner fungiert seit Anfang 2013 Stefan Quandt. Die Geschäftsleitung besteht aus Detlef Neuhaus (CEO) und Sven Böhm (CFO).

Das SOLARWATT-System basiert auf drei Säulen: Energieerzeugung, Energiemanagement und Energiespeicherung. Das Produktportfolio umfasst extrem langlebige Solarmodule, intelligente Energiemanager und hocheffiziente Stromspeicher. Als einziges Unternehmen weltweit entwickelt und produziert SOLARWATT alle wesentlichen Komponenten von Photovoltaiksystemen selbst.

### **Langlebige und robuste Glas-Glas-Module**

SOLARWATT entwickelte 1998 das erste Glas-Glas-Modul. Seitdem hat sich viel getan: Die aktuellen Module sind mit nur zwei Millimeter dünnen Glasscheiben sehr leicht, aber gleichzeitig

widerstandsfähig – z.B. gegen Umwelteinflüsse oder aggressive Stoffe wie Ammoniak und Salz. Deshalb gibt es auf solche Module eine Produkt- und Leistungsgarantie von 30 Jahren und eine kostenfreie Komplettschutz-Versicherung für fünf Jahre.

### **Der EnergyManager optimiert Energieflüsse**

Das Energiemanagement erfasst die Energieströme im Haushalt und steuert die Verbraucher so, dass möglichst viel selbsterzeugter Solarstrom in den eigenen vier Wänden verbraucht wird. Der EnergyManager ist auf den Endkunden zugeschnitten: Alle Daten werden leicht verständlich dargestellt und einmal eingerichtet, funktioniert das System automatisch und kann jederzeit über Tablet, Smartphone oder PC gesteuert werden.

### **MyReserve-Speicher – Effizienz Made in Germany**

Um für jeden individuellen Bedarf die optimale Speicherlösung zu schaffen, ist der MyReserve-Speicher vollständig modular aufgebaut. Er besteht aus zwei Grundkomponenten, die sich in puncto Kapazität und Leistung beliebig zu einer maßgeschneiderten Speicherlösung kombinieren lassen. Egal, ob Einfamilienhaus oder Gewerbebetrieb – die Einsatzmöglichkeiten des MyReserve sind nahezu grenzenlos.

[www.solarwatt.de](http://www.solarwatt.de)



# INITIATOREN



# SPONSOREN





smart.energy.intelligence.

---

EuPD Research Sustainable Management GmbH  
Adenauerallee 134  
53113 Bonn  
Germany

Oktober 2020  
Paul Ahlgrim  
Natalja Semerow  
Dr. Martin Ammon