März 2020

Leistungen und Kosten beim Weiterbetrieb von PV-Altanlagen

Kurzgutachten

SOLARENERGIE FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V. | SFV

DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

[GGSC]
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Projektnehmer: Susanne Jung, Tobias Otto
Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)

In Zusammenarbeit mit:
Jörg Sutter, Michael Vogtmann, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V.
Dr. Markus Behnisch, Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer und Coll. (GGSC)

Gefördert durch:
KTBL-Arbeitsprogramm „Kalkulationsunterlagen“ / Projekt: 5b2 19
Abschlussdatum März 2020

Kurzbeschreibung: Problemstellung

Ab 2021 werden die ersten Betreiber von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) keine Förderung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) mehr erhalten. Der vom Gesetzgeber festgelegte Förderzeitraum läuft aus. Das betrifft zunächst solche Anlagen, die bis zum 31.12.2000 in Betrieb gesetzt wurden. In den Folgejahren kommen sukzessive weitere Anlagen hinzu.

Die Anlagenbetreiber speisen den in diesen ersten Anlagen erzeugten Solarstrom auch heute noch in den überwiegenden Fällen vollständig in das öffentliche Stromnetz ein. Grund hierfür sind die vom Gesetzgeber im EEG 2000 gewährten Einspeisevergütungen, die bei rationeller Betriebsführung und geografisch angebotenen, durchschnittlichen Energiedargebot aus erneuerbaren Quellen grundsätzlich einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Nach Ablauf der Vergütungszahlungen wird die technische Lebensdauer der PV-Anlagen in den meisten Fällen noch nicht erreicht sein. Somit stellt sich für viele Anlagenbetreiber die Frage, unter welchen Bedingungen der Weiterbetrieb der Anlagen weiterhin möglich sein kann.

Vielfach im Gespräch ist, dass die Anlagenbetreiber die zunächst als Volleinspeiseanlagen betriebenen PV-Altanlagen nach 2020 zur Deckung des Eigenverbrauchs nutzen können. Wesentliche Hürde für diese naheliegende Variante ist, dass Netzbetreiber nicht verpflichtet sind, den überzähligen, nicht eigenverbrauchten Strom abzunehmen und zu vergüten. Es gibt weder einen Anspruch auf Zahlung eines Marktpreises bzw. einer Einspeisevergütung noch ein eindeutiges Recht auf Abnahme des Solarstroms. Immerhin sind die Anlagenbetreiber berechtigt, den Strom weiter einspeisen zu können, wenn sie für die jeweilige Strommenge einen konkreten Abnehmer benennen („sonstige Direktvermarktung“). Gleichzeitig steht fest, dass die Anlagenbetreiber für eigenverbrauchten Solarstrom nach Ablauf der Vergütungsdauer 40 % der EEG-Umlage entrichten müssen.

Die Autor*innen untersuchen im Gutachten, ob die unter den derzeitigen gesetzlichen Regelungen gegebenen Angebote / Möglichkeiten zur Vermarktung und (teilweisen) Eigennutzung von Solarstrom aus PV-Altanlagen nach Ablauf der Vergütung hinreichend sind, um den Weiterbetrieb zu sichern. Dabei werden die aktuellen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Möglichkeiten für einen Weiterbetrieb dargestellt.

Neben dem schnellstmöglichen Ausstieg aus fossiler Stromproduktion sind Energieeffizienz und Ressourcenschutz ein wichtiger Teil einer ökologischen und nachhaltigen Energiewende. In den Untersuchungen verfolgen die Autor*innen deshalb den Ansatz, ausgeförderte PV-Anlagen auch über den gesetzlichen Vergütungsrahmen hinaus weiterhin als Bestandteil einer aus Klimaschutzgründen dringend notwendigen Energiewende zu betrachten. Mit der im Gutachten analysierten Rechtslage sollen erforderliche Anpassungen in der deutschen Gesetzgebung vorgeschlagen werden, um den Weiterbetrieb von PV-Anlagen nach Auslauf der Förderungsdauer zu ermöglichen und die Energiewende nachhaltig fortzuführen.

Die Autor*innen werden die ausgeförderten PV-Anlagen im Gutachten auch als „Ü20-Anlagen“ bezeichnen. Die in Veröffentlichungen oft genutzten Begrifflichkeiten „Post-EEG-Anlagen“ oder „PV-Altanlagen“ werden nicht genutzt, da die verwendete PV-Technik in der Regel noch voll funktionstüchtig und nicht „alt“ ist und die betroffenen Anlagen prinzipiell noch den Regeln des EEG unterliegen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzbeschreibung: Problemstellung **2**

Zusammenfassung **6**

1 Methodik und Zielsetzung **7**

2 Rechtlicher Hintergrund **8**
2.1 Gegenwärtige Rechtslage 8
2.2 Handlungsspielraum aufgrund aktueller unionsrechtlicher Rahmenbedingungen 11

3 Betroffene Anlagen und Stromerzeugung **12**
3.1 Installierte Leistung 12
3.2 Quantifizierung und Klimanutzen der voraussichtlichen Stromproduktion nach Förderende . . 15
3.3 Wertstofferhaltung und Recycling 16

4 Wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen vor Inkrafttreten des EEG **17**
4.1 Stromeinspeisegesetz 17
4.2 Kostendeckende Vergütung 17
4.3 Bund-Länder-1.000-Dächer-Photovoltaikprogramm 18
4.4 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm 18

5 Betriebsoptionen **19**
5.1 Eigenversorgung, keine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz 19
5.2 Sonstige Direktvermarktung 20
5.3 Herkunftsnachweis 21
5.4 Regionalnachweise 22
5.5 Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte 22
5.6 Inselbetrieb 22

6 Vorstellungen der Anlagenbetreiber zum Weiterbetrieb ausgeförderter Solarstromanlagen **23**
6.1 Prosumer-Studie des Fraunhofer ISE 23
6.2 Umfrage der Technischen Hochschule Bielefeld zu Weiterbetriebsoptionen und Motivation der Anlagenbetreiber 24
6.3 Studienarbeit der Technischen Hochschule Köln zu den Betriebskosten von Ü20-Anlagen . . . 25

7 Umfrage zu Angeboten der Direktvermarkter **25**
7.1 Details über die verschiedenen Angebote 26
7.2 Hindernisse und Hemmnisse für die Akteure 29

8 Wirtschaftliche Betrachtung **29**
8.1 Berechnungen 29
8.2 Entwicklung des Marktpreises 30
8.3 Betriebskosten und Wirtschaftlichkeitsberechnung 30
8.3.1 Randbedingungen der Betrachtung 30
8.3.2 Darstellung der einzelnen Betriebskosten 32
8.3.3 Wirtschaftliche Berechnungen des Weiterbetriebs 35
8.4 Kurzfazit zu den Berechnungen 45

9 Petition des SFV **47**

Abbildungsverzeichnis

1 Auslauf der Einspeisevergütung zum 31.12.2020 – Anzahl der Anlagen nach Bundesland, Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Informationsdienst Erneuerbare Energien; Grafik: SFV . . . 13
2 Entwicklung des durchschnittlichen Ertrags in kWh pro kWpeak – grafische Darstellung anhand der Daten der Ertragsdatenbank des SFV . . . 15
3 Solarstromproduktion ausgeförderter Ü20-Anlagen in GWh, Werte gerundet . . . 16
4 Plant Ihr Unternehmen ein Angebot für PV-Altanlagen? . . . 26
5 Um welche Angebote handelt es sich? . . . 27
6 Entwicklung des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwerts von PV, aus: UBA-Kurzgutachten „Weiterbetrieb ausgeförderter PV-Anlagen, S. 33 . . . 31
7 Anlage 2 kWp, Umrüstung Eigenversorgung (Variante 1) . . . 37
8 Anlage 5 kWp, Umrüstung Eigenversorgung + Speicher (Variante 2) . . . 38
9 Anlage 2 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 3) . . . 39
10 Anlage 5 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 4) . . . 40
11 Anlage 30 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 5) . . . 41
12 Anlage 2 kWp, „Perspektive 1“ (Variante 6) . . . 42
13 Anlage 5 kWp mit Speicher, „Perspektive 2“ (Variante 7) . . . 43
14 Anlage 2 kWp, „Perspektive 3“ (Variante 8) . . . 44

Tabellenverzeichnis

1 Mindestvergütung nach EEG 2000 in Ct/kWh . . . 9
2 PV-Anlagen in Deutschland von 1990 – 2000: Kumulierte Leistung, Zubau, Bruttostromerzeugung, Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Informationsdienst Erneuerbare Energien . . . 12
3 Anzahl der PV-Anlagen, Förderende jeweils am 31.12. d.J. Daten: Informationsportal Erneuerbare Energien, BMWi . . . 14
4 Anlagengröße & Prozentuale Verteilung je Leistungsklasse, Förderende jeweils am 31.12. d.J. . . . 14
5 Durchschnittlicher Anteil der Wertstoffe pro Tonne PV-Modul . . . 17
6 EEG-Mindestvergütungen in Abhängigkeit zur Anlagengröße in Ct/kWh nach EEG 2000, 2004 – 2005, Bundesnetzagentur . . . 19
7 Umfrage zu den Angeboten der Direktvermarkter . . . 25
8 Zusammenfassung der Umsetzungsideen aus den Ergebnissen der SFV-Umfrage bei Direktvermarktern . . . 27
9 Zusammenfassung der Umsetzungsideen aus den Ergebnissen der SFV-Umfrage bei Direktvermarktern . . . 29
10 Betrachtung zur Wirtschaftlichkeit der Optionen . . . 45

Abkürzungsverzeichnis

KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
SFV	Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
PV	Photovoltaik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE	Erneuerbare Energien
Ü20-Anlagen	PV-Anlagen nach 20-jährigem Förderende
PVLOTSE	Beratungsprojekt für Ü20-PV-Anlagen
UBA	Umweltbundesamt
FH	Fachhochschule
TH	Technische Hochschule
EU	Europäische Union
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
kWp	Kilowatt Peak
StromStG	Stromsteuergesetz
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
RLM	Registrierende Leistungsmessung
BNetzA	Bundesnetzagentur
1/4-h	1/4-Stunden
EPEX	European Power Exchange
HKN	Herkunftsnachweis
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
P2P	Peer-to-Peer
EV	Eigenversorgung
DV	Direktvermarktung

Zusammenfassung

Zum Ende 31.12.2020 läuft für PV-Anlagen, die bis 31.12.2000 in Betrieb gesetzt wurden, der 20-jährige Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz aus. Das trifft zunächst Anlagen mit einer Gesamtleistung von 114 MW. In den Folgejahren kommen immer mehr Anlagen hinzu. Ende 2027 werden nach aktueller Rechtslage für 4 GW Solarleistung keine festen Einspeisetarife mehr gewährt. Aus Gründen des Klima- und Ressourcenschutzes ist es dringend erforderlich, den Weiterbetrieb der Anlagen nach Förderende sicherzustellen. Sollte es keine wirtschaftlich praktikable Anschlusslösung geben, droht die Stilllegung und der Abbau intakter Solartechnik.

Der Weiterbetrieb entspricht dem Willen von Anlagenbetreibern, die den ökologischen Nutzen ihrer Anlagen aufzeigen und anhand von Ertragsdaten darlegen, dass die vorhandene Technik auch weiterhin ein leistungsfähiger Bestandteil einer solaren Energieversorgung sein kann.

Nach aktueller Rechtslage bietet das EEG keine Möglichkeiten zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen. Jede Kilowattstunde Strom, die in das öffentliche Netz eingespeist werden soll, muss nach dem Verfahren der „sonstigen Direktvermarktung“ veräußert werden. Ein pauschaler Anspruch auf Erstattung des Marktwertes für netzeingespeisten Strom ohne Direktvermarktung existiert nicht. Ebenso ist es nicht möglich, Reststrom ohne Bilanzierung, ohne Vertragspartner und ohne Vergütung in das öffentliche Netz zu speisen.

Im Kurzgutachten wird gezeigt, dass in den ersten Jahren zunächst kleine PV-Anlagen vom Ende des Förderzeitraums betroffen sein werden; zum 31.12.2020 sind 93 % der Ü20-Anlagen kleiner als 7 kWp. Die Mehrheit der Anlagenbetreiber wünscht, den erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen. Um den Eigenverbrauch zu steigern, werden Zusatzinvestitionen in Speicher und Haustechnik sowie die Einbindung von Elektromobilität diskutiert. In einer Eigenversorgung (auch mit Speicher) kann jedoch praktisch nie der gesamte Strom der Solaranlage genutzt werden. Auch hier muss ein Teil des Stroms ins Netz eingespeist und damit direkt vermarktet werden.

Aus einer im November 2019 vom SFV bei Direktvermarktungsunternehmen durchgeführten Umfrage konnte abgeleitet werden, dass es trotz vorherrschendem Wunsch nach Anschlusslösungen kaum möglich ist, für Volleinspeiseanlagen und Eigenversorgungsanlagen bis 30 kWp wirtschaftlich sinnvolle Vermarktungsangebote anzubieten. Hohe Direktvermarktungs-Grundkosten werden durch geringe Entgelte je eingespeister Kilowattstunde nicht abgedeckt. Viele Unternehmen und Regionalversorger diskutieren deshalb über dringend notwendige gesetzliche Änderungen.

Ausgewertete Studien zeigen, dass der Wunsch nach Weiterbetrieb bei den Betreibern hoch ist, dabei jedoch einfache Umsetzungskonzepte angestrebt werden. Auch zusätzliche Investitionen (z.B. in Speicher) werden von der Mehrzahl der Betreiber in Erwägung gezogen. Jedoch zeigen die Studien und aktuelle Gespräche mit Betreibern, dass der Mehrzahl der Betreiber weder die Komplexität der verpflichtenden Vermarktung noch detaillierte Informationen zu den Kosten des Weiterbetriebs bekannt sind. Fehlende Möglichkeiten zur Direktvermarktung, hohe Kosten für eine Umrüstung auf Eigenversorgung sowie die verpflichtende Zahlung der reduzierten EEG-Umlage für jede vor Ort selbst verbrauchte Kilowattstunde erhöhen die wirtschaftlichen Risiken eines Weiterbetriebs.

Alternativ zur Eigenversorgung wird von wenigen Anlagenbetreibern die direkte Stromweitergabe an Dritte diskutiert (P2P). Eine solche Option macht jedoch die Einhaltung umfangreicher regulatorischer Anforderungen notwendig, die von Betreibern von Kleinanlagen in aller Regel nicht zu leisten sind. Dazu gehören u.a. vertragliche Pflichten zur Erfüllung der Liefervereinbarungen als Energieversorgungsunternehmen und die Bilanzierung der veräußerten Strommengen. Darüber hinaus muss für jede an Dritte gelieferte Kilowattstunde Solarstrom die volle EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezahlt werden. Auch eine gebündelte Vermarktung des PV-Stroms über Herkunftsnachweise bleibt nach derzeitigem Stand wirtschaftlich uninteressant.

Im vorliegenden Kurzgutachten wurde untersucht, ob unter den derzeit vorliegenden Randbedingungen

ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb (z.B. als Eigenversorgungsanlage oder per Direktvermarktung) möglich ist. Die vorgelegten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedene Weiterbetriebsoptionen belegen, dass für Anlagen bis 2 kWp aktuell keine wirtschaftlichen Optionen gegeben sind. Mit zunehmender Anlagengröße verringern sich die Vermarktungs- und Umrüstkosten pro erzeugter Kilowattstunde, so dass für Anlagen über 30 kWp eine Eigenversorgung und die Direktvermarktung prinzipiell wirtschaftlich darstellbar wäre.

Die Autoren belegen, dass der wirtschaftliche Betrieb für eine beispielhafte 2 kWp-Anlage nur dann zu erreichen wäre, wenn

a eine weitere Voll-/Teileinspeisung in das Stromnetz ohne größeren technischen Umbau ermöglicht wird (Wegfall der messtechnischen Anforderungen der Direktvermarktung),
b für Ü20-PV-Anlagen die Erhebung der EEG-Umlage entfällt,
c der Marktpreis Solar für eingespeiste Strommengen und
d zusätzlich ein Umweltbonus von mind. 2,5 Ct pro kWh bei Teileinspeisung und mind. 4,5 Ct/kWh bei Volleinspeisung ausbezahlt wird.

Diese vier, aus wirtschaftlicher Sicht notwendigen Aspekte decken sich auch mit den Wünschen der Anlagenbetreiber, die leicht umsetzbare, unbürokratische Weiterbetriebslösungen präferieren. Der Wegfall der messtechnischen Anforderungen sorgt für einen einfachen Weiterbetrieb, der Wegfall der EEG-Umlage vermeidet unnötige Bürokratie, die verpflichtende Zahlung einer Vergütung für netzeingespeisten Strom spiegelt den Wert für Umwelt und Gesellschaft wieder. Diese Punkte sichern den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen.

Diese vier Anforderungen könnten auf Grundlage der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2018/2001 (EU-RL) in deutsches Recht umgesetzt werden. Die EU-RL weist die verpflichtende Abnahme des EE-Stroms, mindestens zum Marktwert, aus. Darüber hinaus ist festgeschrieben, die Befreiung von Abgaben und Umlagen und bürokratischen Lasten für Eigen- und Drittverbrauchskonzepte bei Anlagenleistungen von mindestens 30 kWp und darüber hinaus umzusetzen. Die Änderungen müssen rasch umgesetzt werden. Sollten Betreiber und Installateure keine Klarheit über Anschlussförderungen und notwendige Umrüstungen bekommen, droht die Abschaltung völlig intakter und für den Klima- und Ressourcenschutz wertvoller Solarstromanlagen bereits Ende diesen Jahres.

1 Methodik und Zielsetzung

Der Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV) bietet eine allgemeine Betreiberberatung an. Dabei werden Anlageninvestoren und -betreiber bei der Anschaffung und dem Betrieb von Solaranlagen begleitet. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) ist im Bildungsbereich aktiv. Die Erfahrungen aus der Beratungs- und Bildungstätigkeit und umfangreiche Branchenkontakte bieten das Rüstzeug, verschiedene Direktvermarktungsangebote zu untersuchen und ihre Eignung als Lösung für den Weiterbetrieb von Ü20-PV-Anlagen zu diskutieren. Beide Organisationen treten für Klimaschutz, umfassende Umwelt- und Ressourcenschonung und insbesondere die verstärkte Nutzung der Solarenergie ein.

Betreiberthemen sind im SFV tief verwurzelt. Sie basieren auf dem Engagement für eine kostendeckende Einspeisevergütung (“kV”) für Solarstrom – lange vor dem bundesweiten Inkrafttreten des EEG. Viele solare Investitionen, für die zum 1.1.2021 keine Einspeisevergütung mehr beansprucht werden kann, wurden in den Jahren von 1995 – 2000 durch die kostendeckende Vergütung für Solarstrom des SFV initiiert. In mehr als 40 deutschen Städten wurde die als „Aachener Modell“ bekannte Förderung umgesetzt. Zu kommunalen und regionalen Akteuren der kV-Städte, Gemeinden und Landkreise pflegt der SFV noch heute intensive Kontakte. Einige Mitglieder des Vereins stammen aus diesen Anfangsjahren und unterstützen die Arbeit weiterhin.

Zur Abschätzung der Leistungsfähigkeit und zukünftiger Betriebskosten von Ü20-Anlagen bei Auslauf der Vergütung konnte auf die umfängliche Ertragsdatenbank des SFV[1] zurückgegriffen werden.

[1] Ertragsdatenbank des SFV, www.pv-ertraege.de

Die DGS setzt seit Mai 2019 ein Beratungsprojekt für Ü20-Anlagen um. Dieses unter dem Namen „PV-LOTSE“[2] geführte 2-jährige Angebot wird vom Umweltbundesamt (UBA) gefördert. Ziel ist die Beratung von Anlagenbetreibern zur Weiterführung des Betriebs von Photovoltaik-Anlagen nach Ende der EEG-Förderung.

Es ist aus Sicht des SFV und der DGS zwingend, Anschlusslösungen für Ü20-Anlagen nach Ablauf der Vergütung zu diskutieren und zu entwickeln. Betreiber von Ü20-Anlagen bestätigen das große Interesse am Weiterbetrieb der ausgeförderten PV-Anlagen.

Bei einem anfänglichen Investitionsvolumen von bis zu 10.000 € je kWp wurden in den Anfangsjahren überwiegend Anlagen bis zu 7 kWp installiert. Solarpioniere, die vor über 20 Jahren in die noch junge und teure Solartechnik investiert hatten, sind heute zumeist nicht mehr im Berufsleben. Es ist deshalb empfehlenswert, die durch Vermarktungsangebote angeregte Risikobereitschaft der Akteure zu betrachten. Hierzu sollen die Ergebnisse der Studien der FH Bielefeld und der TH Köln diskutiert werden, bei deren fachlicher Erstellung der SFV unterstützend beigetragen hat.

Nach aktueller Rechtslage ist es für Betreiber ausgeförderter Anlagen zwingend, in das Verfahren der „sonstigen Direktvermarktung“ zu wechseln, um Strom weiterhin in das öffentliche Stromnetz speisen zu können. Eine ungeregelte Einspeisung ist nicht möglich. Der Wechsel in die sonstige Direktvermarktung wird nicht automatisch stattfinden; Anlagenbetreiber müssen aktiv werden und einen Letztverbraucher oder Vermarktungsunternehmen wählen, um den Strom anzubieten. Die Wahl des Strombezugskunden, die Erfassung der IST-Einspeisung, der Abgleich von Stromerzeugung und -verbrauch und die Abrechnung werden Anlagenbetreiber vor große organisatorische und wirtschaftliche Herausforderungen stellen. Ob es möglich ist, unterstützende Direktvermarktungsunternehmen zu finden und ob die Erlöse aus der Direktvermarktung geeignet wären, die weiterhin anfallenden jährlichen Betriebskosten zu decken, soll Gegenstand unserer Untersuchungen sein. Der SFV führte im November/Dezember 2019 aus diesem Grund eine Umfrage bei Direktvermarktungsunternehmenern durch, um über Angebote und Lösungsideen für den Weiterbetrieb der Ü20-Anlagen informiert zu werden. Die Ergebnisse bestätigen die Autor*innen in der Überzeugung, dass ein dringender gesetzlicher Handlungsbedarf besteht.

Mit Hilfe des von der DGS bereitgestellten Wirtschaftlichkeitsprogramm PV@now werden auf Basis recherchierter Betriebskosten Anschlussvergütungen berechnen, die zwingend wären, um den betriebswirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen unter Betrachtung verschiedener Betriebsoptionen sicherzustellen. Aus diesen Ergebnissen ergeben sich Handlungsnotwendigkeiten des Gesetzgebers.

2 Rechtlicher Hintergrund

2.1 Gegenwärtige Rechtslage

Anlagenbetreiber erhalten für bis zum 31.12.2000 in Betrieb genommene PV-Anlagen nur noch bis zum 31.12.2020 eine Einspeisevergütung. Ursache dafür ist das im Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2000 (EEG 2000) für alle vor Einführung des EEG 2000 angeschlossenen Anlagen festgelegte fiktive Inbetriebnahmedatum (§ 9 Abs.1 Satz 2 EEG 2000[3]).

Nach der Gesetzesbegründung sollte der Beginn der Berechnungszeit für die Dauer der Vergütung von Strom aus Altanlagen am 01.01.2000 den Bestandsschutz für Betreiber von Altanlagen gewährleisten[4]. PV-Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2000 zum 1. April 2000 in Betrieb gesetzt wurden, sollten also ebenfalls von den festgelegten Einspeisevergütungen zur Förderung von EE-Strom profitieren.

[2] PV LOTSE der DGS, https://www.dgs.de/service/pvlotse

[3] EEG 2000: Ursprüngliche Fassung vom 29. März 2000, BGBl- I S. 305

[4] EEG 2000: Begründung B zu § 9 Absatz 1.

Nach § 9 Abs. 1 EEG. i. V. m. § 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 11 EEG 2017[5] besteht für alle PV-Anlagen ein Anspruch darauf, die Mindestvergütungen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres gezahlt werden. Die Höhe der Vergütung für die bis zum 31.12.2000 in Betrieb genommenen PV-Anlage betrug 50,62 Ct/kWh (Tabelle 1). Der Anspruch bestand für alle Einspeisungen ab 1.4.2000. Der Vergütungsanspruch bestand nach EEG 2000 unabhängig von der gesamten installierten Leistung und dem Standort der Anlage [6]. Für Anlagen ab dem 1.1.2002 in Betrieb genommene Anlagen sank die Vergütung nach § 8 Abs. 2 Satz 2 EEG 2000 um jeweils 5 Prozent pro Jahr.

Tabelle 1 Mindestvergütung nach EEG 2000 in Ct/kWh

Jahr der Inbetriebnahme	Anlagen auf Gebäuden und Lärmschutzwänden	Freiflächen-Anlagen	Auslauf der Vergütung
Bis 31.12.2000	50,62	50,62	31.12.2020
2001	50,62	50,62	31.12.2021
2002	48,10	48,10	31.12.2022
2003	45,70	45,70	31.12.2023

Von den Mindestvergütungen konnten damit auch diejenigen Anlagenbetreiber profitieren, deren Anlage vor Inkrafttreten des EEG auf Grundlage von kommunalen Beschlüssen einer kostendeckenden Einspeisevergütung für Solarstrom gefördert oder durch das 1.000-Dächer-Programm bzw. das 100.000-Dächer-Programm bezuschusst wurde.

Nur für den Vergütungszeitraum von 20 Jahren, zzgl. der Restmonate des Inbetriebnahmejahres besteht für Betreiber von PV-Anlagen ein Anspruch auf finanzielle Förderung (Einspeisevergütung, Marktprämie, Mieterstromzuschlag, vgl. § 25 EEG 2017). Dies gilt auch für Strom aus Speichern, die ausschließlich mit Erneuerbaren Energien betrieben werden. Der Anspruch besteht auch nur dann, wenn der Anlagenbetreiber während dieses Zeitraumes keine vermiedenen Netznutzungsentgelte in Anspruch nimmt (§ 19 Abs. 2 EEG 2017). Gleichzeitig können Anlagenbetreiber jederzeit den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Einspeisevergütung direkt vermarkten („sonstige Direktvermarktung“ gem. § 21a EEG 2019).

Die PV-Anlage unterliegt auch nach Auslauf der Förderung den Vorschriften des EEG. Obwohl keine Förderansprüche mehr bestehen, handelt es sich weiterhin um eine Anlage im Sinne des EEG. Die Clearingstelle EEG/KWKG[7] hat dazu ausgeführt:

„Nach gegenwärtiger Rechtslage bleibt damit auch der Anspruch auf Netzanbindung der „EEG-Anlage“ bestehen (sog. kleiner Anwendungsbereich des EEG). Einnahmen und sonstige wirtschaftliche Vorteile können Anlagenbetreiberinnen und -betreiber nach dem Ende des Vergütungszeitraums z.B. durch

- *den Verkauf des Stroms an Dritte (»sonstige Direktvermarktung«),*
- *einen (nicht gesetzlich vergüteten) Eigenverbrauch,*
- *die Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte unter den Voraussetzungen von § 18 StromNEV[8] oder*
- *durch steuerrechtliche Vergünstigungen für den Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen erzielen.*

Nach gegenwärtiger Rechtslage besteht allerdings nach dem EEG kein Anspruch darauf, dass der Netzbetreiber nach Ablauf des Förderzeitraums den eingespeisten Strom mit dem Monatsmarktwert vergütet.“

Somit sind nicht nur die Möglichkeiten der Finanzierung der Betriebskosten für den Weiterbetrieb von PV-Anlagen eingeschränkt. Die Netzbetreiber sind nach Ablauf des Förderzeitraums nur noch zur Abnahme des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz zur allgemeinen Versorgung der Stromkunden verpflichtet, wenn der Anlagenbetreiber diesen Strom direkt vermarktet („sonstige Direktvermarktung“) oder – laut Clearingstelle

[5] EEG 2017: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.

[6] Vergütungstabelle: https://www.sfv.de/artikel/eeg_20002004_einspeiseverguetung.htm

[7] „Wann endet der gesetzliche Vergütungszeitraum bei vor 2000 in Betrieb genommenen Anlagen und welche Rechte bestehen danach?“, Häufige Rechtsfrage der Clearingstelle EEG/KWKG, zuletzt geprüft am 20.10.2019

[8] Stromnetzentgeltverordnung (StromNEZ), https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/182

EEG / KWKG – eine Vereinbarung über die Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte getroffen wurde.

Eine Direktvermarktung setzt voraus, dass die gesamte IST-Einspeisung des angebotenen Stroms aus der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird (§ 21 b Abs. 3 EEG 2017). Der Anlagenbetreiber ist daher gezwungen, den Strom im Rahmen einer „sonstigen Direktvermarktung" dem Bilanzkreis eines Dritten zuzuweisen. Andernfalls ist der Netzbetreiber sogar berechtigt, den Anlagenbetreiber aufzufordern, eine Einspeisung in das öffentliche Netz zu unterlassen. Netzbetreiber sind nach derzeitiger Rechtslage weder berechtigt, den Strom ohne Zuordnung zu einer Veräußerungsform abzunehmen, noch verpflichtet, den Anlagenbetreiber jedenfalls einer „sonstigen Direktvermarktung" zuzuordnen. Ein Wechsel in die „sonstige Direktvermarktung" setzt somit eine aktive Handlung des Anlagenbetreiber voraus (§ 21 b Abs. 1 EEG 2017). Voraussetzung für die entsprechende Zuordnung zu einer (sonstigen) Direktvermarktung ist der vorherige Abschluss eines Direktvermarktungsvertrags. Dabei hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber auch den Bilanzkreis, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll, mitzuteilen (§ 21 c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017).

Hält der Anlagenbetreiber diese Anforderungen nicht ein, ist der Netzbetreiber nicht mehr verpflichtet, eingespeisten Solarstrom abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 11 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. § 21 b Abs. 1 EEG). Dem Anlagenbetreiber bleibt daher lediglich die Möglichkeit, seine PV-Anlage im Falle einer Überkapazität, d.h. soweit kein Eigenverbrauchsbedarf oder keine Weiterleitung an sonstige Dritte wie z.B. Nachbarn vorliegt, abzuschalten bzw. abzuregeln.

Ein Anlagenbetreiber könnte allerdings überlegen, vor allem geringe Überschussmengen ohne entsprechende Berechtigung in das öffentliche Netz einzuspeisen. Für diese Konstellation enthält das EEG neben dem Entfallen des für Ü20-Anlagen ohnehin nicht mehr relevanten Vergütungsanspruchs keine weiteren Regelungen bzw. Sanktionsregeln[9]. Weitergehende Regelungen enthalten aber die StromNZV sowie die regelmäßig abgeschlossenen Netznutzungsverträge.

Ein Netzbetreiber ist gem. § 11 StromNZV verpflichtet, einen Bilanzkreis für Erneuerbare-Energien zu führen. Daraus ergibt sich deshalb sogar die Verpflichtung des Netzbetreibers, eine „ungeregelte" Einspeisung zu verhindern bzw. abzubrechen. Es ist daher praktisch kaum anzunehmen, dass ein Netzbetreiber dennoch (ggf. unbeabsichtigt) über einen längeren Zeitraum unberechtigt eingespeisten Strom aufnimmt. Folgerichtig ist im Standard-Netznutzungsvertrag der Bundesnetzagentur sogar das Recht des Netzbetreibers vorgesehen, die Netznutzung sowie die damit verbundenen Dienstleistungen ohne vorherige Androhung fristlos zu unterbrechen und den Anschluss vom Netz zu trennen, weil eine Marktlokation keinem Bilanzkreis mehr zugeordnet ist (§ 10 Nr. 3 d).

Ein Anlagenbetreiber muss deshalb regelmäßig sogar damit rechnen, im Falle einer „ungeregelten" Einspeisung vollständig vom Netz getrennt zu werden; mithin nicht einmal mehr über einen Netzzugang für den Bezug von Strom zu verfügen.

Darüber hinaus bleibt zu überlegen, ob ein Anlagenbetreiber sogar mit weiteren Sanktionen rechnen müsste. Wie bereits ausgeführt, existieren dafür im EEG oder sonstigen energierechtlichen Vorschriften keine ausdrücklichen Regelungen. Entsprechende Schadensersatzansprüche müssten sich deshalb aus allgemeinen (zivilrechtlichen) Regelungen ableiten lassen.

Möglicherweise lässt sich eine weitere unberechtigte Einspeisung ggf. als eine Verletzung des aus aufgrund des weiter bestehenden Anschlussverhältnisses anzunehmenden gesetzlichen Schuldverhältnisses und der daraus resultierenden Schutz- und Rücksichtnahmepflichten gem. § 241 Abs. 2 BGB begründen[10].

[9] Vgl. ausführlich auch UBA, Climate Change 10/2020, Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen – Kurzgutachten, Seite 27 ff.

[10] So UBA, a.a.O., S. 29.

In diesem Sinne ließe sich annehmen, dass sich der Anlagenbetreiber auch nach Auslaufen der Einspeisevergütung so verhalten muss, dass die Rechte, Rechtsgüter und Interessen des Netzbetreibers nicht verletzt werden. Die Herausforderung für den Netzbetreiber bestände dann jedoch darin, im Einzelfall nachweisen zu können, dass ihm aufgrund dieser Pflichtverletzung ein kausaler Schaden entsteht. Ob sich dieser gerade bei zu unterschiedlichen Zeitpunkten unberechtigt eingespeisten Strommengen innerhalb verschiedenster Netze darstellen lässt, bliebe noch zu klären[11]. Die Anlagenbetreiber wären insoweit aber zumindest einem abstrakten Schadensersatzrisiko ausgesetzt.

2.2 Handlungsspielraum aufgrund aktueller unionsrechtlicher Rahmenbedingungen

Möglicherweise ergibt sich ein weitergehender Handlungsspielraum des Gesetzgebers aufgrund der aktuellen unionsrechtlichen Vorgaben. Ausgangspunkt ist vor allem Art. 21 Abs. 2 lit d) der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EE-RL). Danach sorgen die Mitgliedsstaaten dafür,

„dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität individuell oder über Aggregatoren berechtigt sind, d) gegebenenfalls auch im Rahmen von Förderregelungen eine Vergütung für die von ihnen in das Netz eingespeiste eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität zu erhalten, die dem Marktwert der eingespeisten Elektrizität entspricht und den langfristigen Wert dieser Elektrizität für das Netz, die Umwelt und die Gesellschaft berücksichtigen kann."

Zunächst lässt sich der Vorschrift keine Differenzierung der PV-Anlagen aufgrund einer bereits (abgelaufenen) Förderdauer entnehmen. Dies spricht dafür, dass der im Rahmen einer Eigenversorgung erzeugte Überschussstrom einer jeden Erzeugungsanlage zumindest dem Marktwert der eingespeisten Elektrizität entsprechen soll. Dafür spricht, dass dieser Umstand „gegebenenfalls" über entsprechende Förderregelungen herbeigeführt werden soll. Eine Beschränkung derartiger Regelungen auf „Neuanlagen" bzw. eine Förderdauer von 20 Jahren ist nicht zu erkennen.

Die Formulierung *„und den langfristigen Wert (…) berücksichtigen kann,"* legt nahe, dass die dem Marktwert entsprechende Vergütung des eingespeisten Stroms auch dazu dient, den langfristigen Wert von durch Eigenversorgung erzeugten erneuerbaren Stroms *„für das Netz, die Umwelt und die Gesellschaft"* ausreichend zu würdigen.

Fraglich ist, ob sich diese Interpretation mit den zu der Richtlinie erlassenen Erwägungsgründen stützen lässt. Dafür spricht zunächst Erwägungsgrund 17 EE-RL. Danach wird der große Nutzen kleiner Anlagen bezüglich der öffentlichen Akzeptanz erneuerbarer Energien festgehalten. Um die Beteiligung dieser kleinen Anlagen sicherzustellen, könnten daher weiterhin Sonderbedingungen, wie beispielsweise Einspeisetarife, erforderlich sein. Ein Anhaltspunkt für die Definition der „kleinen Anlage" bietet Erwägungsgrund 69 EE-RL. Dort ist im Zusammenhang mit dem Begriff der „kleinen Anlagen" eine Stromerzeugungskapazität von 30 kW genannt.

Erwägungsgrund 20 EE-RL verweist auf verschiedene Schlussfolgerungen des europäischen Rates[12], in denen dieser das Erfordernis einer ausreichenden Förderung von erneuerbaren Energien betont hat, um dem Führungsanspruch der europäischen Union bei der Energiewende gerecht zu werden. Danach ist, um die Ziele der Richtlinie nicht zu gefährden, ein Rückgang der Einspeisung von erneuerbarer Elektrizität unbedingt zu vermeiden. Dies gilt insbesondere in Hinblick auf die Gesamtleistung der ggf. bis zum Jahr 2025 aus der EEG-Förderung fallenden Anlagen (vgl. Absatz 3). Nach dem Erwägungsgrund 65 spielt die dezentrale Energieproduktion eine wichtige Rolle im Rahmen der angestrebten Energiewende. Ein Auslaufen der in Eigenversorgern betriebenen PV-Anlagen führt zu einem Rückgang der dezentralen Energieversorgung und widerspricht auch insofern den Zielen der Richtlinie.

[11] Worin ein derartiger Schadensersatz- bzw. sogar bereicherungsrechtlicher Anspruch konkret bestehen soll, lässt auch das UBA-Gutachten offen, vgl. a.a.O., S. 29 ff.

[12] Schlussfolgerungen des europäischen Rats vom 23. und 24. Oktober 2014.

Zentrale Bedeutung nehmen die Erwägungsgründe 68 und 69 ein. Danach sollten Eigenversorger keinen diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Lasten und Kosten ausgesetzt sein. Deshalb sollten die Mitgliedstaaten grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben auf erneuerbare Elektrizität, die Eigenversorger am selben Ort produzieren und verbrauchen, erheben. Allerdings sind die Mitgliedstaaten berechtigt, nichtdiskriminierende, verhältnismäßige Umlagen und Abgaben zu erheben, die Förderung also auf die objektiv nötige Hilfe zu beschränken, wenn damit die finanzielle Tragfähigkeit des Stromsystems sichergestellt wird und die Förderregelungen effizient zum Einsatz gebracht werden. Zudem sollten die Eigenversorger bei der Einspeisung von Strom an den damit verbundenen Kosten beteiligt werden. Um die finanzielle Tragfähigkeit von Förderregelungen zu gewährleisten wird allerdings auch auf die Möglichkeit verwiesen, die Förderung auf kleine Anlagen bis 30 kW zu beschränken oder aber eine Kombination aus teilweiser Befreiung von Umlagen und Abgaben und Förderung zu schaffen.

Insoweit ist in Erwägungsgrund 69 folgendes festgehalten: *„Die Mitgliedstaaten sollten bis zu der Höhe, die notwendig ist, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit entsprechender Projekte sicherzustellen, teilweise Befreiungen von Umlagen, Abgaben, oder eine Kombination aus beidem und Förderung gewähren dürfen."*

Das Unionsrecht räumt somit der Eigenversorgung insgesamt einen sehr hohen Stellenwert ein[13]. Insbesondere stützt Art. 21 EE-RL die Einführung nationaler Vorschriften, welche verhindern, dass eine Eigenversorgung unwirtschaftlich oder sogar verhindert wird. Daraus ergibt sich allerdings keine konkrete Verpflichtung, ein Auslaufen des Betriebs bzw. der Förderung von Ü-20 Anlagen zu verhindern.

Zwar kann ohne Rahmenbedingungen, welche einen Weiterbetrieb sichern, ggf. sogar ein massiver Rückbau der Anlagen und damit ein Rückgang der durch Eigenversorger erzeugten Energie eintreten. Andererseits räumt das Unionsrecht den Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Richtlinie einen gewissen Spielraum ein, welche Fördermaßnahmen diese ergreifen. Gemessen an den in Summe entfallenden Erzeugungskapazitäten dürfte eine Beendigung des Betriebs von Ü-20 Anlagen angesichts des hohen Stellenwerts der EE-Eigenversorgung für das Erreichen der Umwelt- und Klimaziele nicht im Interesse der EE-Richtlinie liegen. In diesem Sinne dürfte sich vor allem eine Reduzierung oder – in Abhängigkeit von der Größe der PV-Anlage – vollständige Befreiung von der EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom rechtfertigen lassen.

Im Übrigen stellt sich allerdings die Frage, ob eine in der Richtlinie am Marktwert orientierte Vergütung ausreicht, um einen Weiterbetrieb wirtschaftlich sicherzustellen. Möglicherweise kann aber auch eine Kombination aus verschiedenen Elementen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb sicherstellen (vgl. ausführlich unter Absatz 8.).

3 Betroffene Anlagen und Stromerzeugung

3.1 Installierte Leistung

Bis zum 31.12.2000 entstanden in Deutschland PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 114 MW[14]. Dies entsprach Ende 2000 einer Bruttostromerzeugung von 60 GWh.

Tabelle 2 PV-Anlagen in Deutschland von 1990 – 2000: Kumulierte Leistung, Zubau, Bruttostromerzeugung, Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Informationsdienst Erneuerbare Energien[14]

Jahre	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
MW (kumuliert)	2	2	6	9	12	18	28	42	54	70	114
Jährl. Zubau	2	0	4	3	3	6	10	14	12	16	44
Bruttostrom-erzeugung (GWh)	1	1	4	3	7	7	12	18	35	30	60

Im Rahmen des 1.000-Dächer-Programms wurden von 1990 – 1992 insgesamt 4 MW gefördert[11]. In Städten

[13] Papke, Sonnige Zeiten für Eigenversorger?, EnWZ 2019, 387, 393.

[14] BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: März 2020

der kostendeckenden Vergütung[15] und Förderung auf Grundlage von länderspezifischen Programmen wie z.B. das REN NRW[11] wurden bis 31.12.1999 ca. 10 MW installiert. Das 100.000-Dächerprogramms ergab bis Anfang 2000 einen Investitionsschub von ca. 55 MW. Weitere Anlagen wurden nach Stromeinspeisegesetz und als Pilot- und Demonstrationsanlagen errichtet. Mit Inkrafttreten des EEG 2000 kamen weitere 28 MW hinzu. Vor allem auf Grund unterschiedlicher Fördersituationen entwickelte sich eine starke lokale Streuung der Anlagen (Bild 1). Die Mehrzahl der installierten PV-Anlagen entstandenen in den alten Bundesländern. Spitzenreiter waren Bayern mit 5.597 Anlagen und NRW mit 4.654 Anlagen.

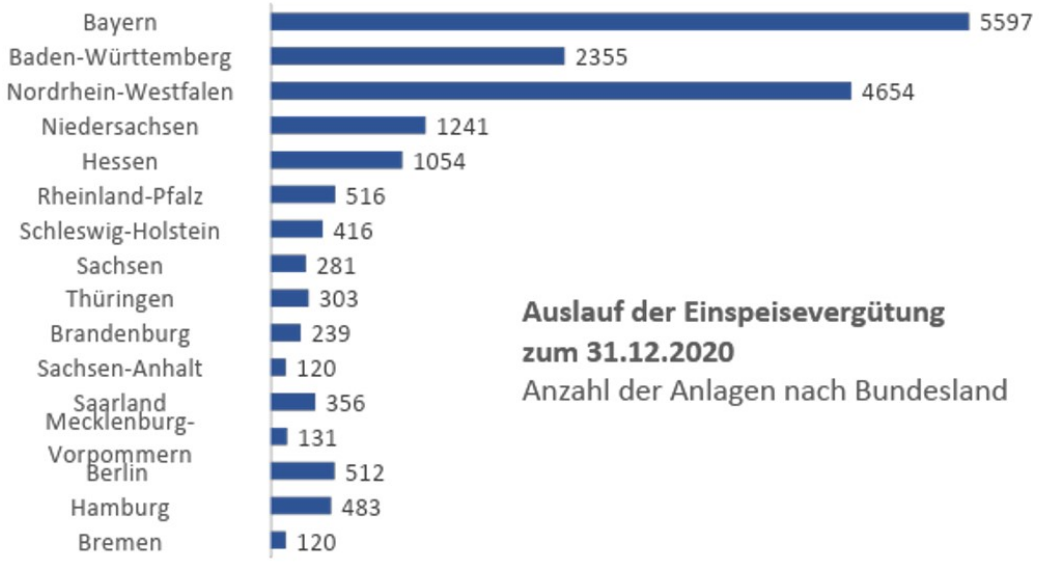

Abbildung 1 Auslauf der Einspeisevergütung zum 31.12.2020 – Anzahl der Anlagen nach Bundesland, Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Informationsdienst Erneuerbare Energien; Grafik: SFV

Bei den installierten Anlagen handelte es sich sowohl um Volleinspeise- als auch und Eigenverbrauchsanlagen, deren Verwendungszweck und Größe durch die Detailbestimmungen der jeweiligen Förderprogramme gelenkt wurde.

Obwohl regionale Stromversorgungsunternehmen auf Grundlage von Veröffentlichungen des Marktstammdatenregisters[16] Zugriff auf Daten zum Anlagenbestand und Inbetriebnahme-Zeitpunkt haben und damit betroffene Anlagenbetreiber direkt kontaktieren können, ist zu erwarten, dass die starke Verteilung regionale Vermarktungskonzepte einschränken wird. Nur in einigen Städten, z.B. in denen kommunale Beschlüsse zur kostendeckenden Einspeisevergütung von Solarstrom zum Ausbau der Solarenergie führten, könnte eine Bündelung regionaler Angebote zur „sonstigen Direktvermarktung“ interessant sein. In Aachen wurden beispielhaft 220 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 1 MW vor dem EEG 2000 in Betrieb gesetzt. Von Akteuren des „Runden Tisches Klimanotstand Aachen“ werden bereits Forderungen an die Stadt Aachen herangetragen, den Weiterbetrieb der Anlagen nach Auslauf der Vergütung durch eine kommunale Initiative sicherzustellen.

Die Tabelle 3 zeigt im Überblick, für wie viele Anlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung ab den Jahren 2020 bis 2027 (jeweils zum 31.12. d. J.) kein Anspruch auf Förderung nach dem EEG mehr beansprucht werden kann. Die Einteilung der Größenklassen wurde in Anlehnung an die messtechnischen Anforderungen des „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen – Messstellenbetriebsgesetz“ (MsbG)[17] vorgenommen. Im Gesetz wurden Festlegungen, Grundanforderungen und Zuständigkeiten getroffen, wie Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen auszurüsten sind. Alle Betreiber von Erzeugungsanlagen sind nach Inkrafttreten des MsbG innerhalb bestimmter Fristen verpflichtet, ihre Messstellen zur Erfassung der erzeugten und gelieferten Energie entsprechend den Vorgaben des MsbG einzurichten.

[15] Infoblatt 184 des SFV, Stand 8.12.1999
[16] Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR
[17] Messstellenbetriebsgesetz: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/

In § 31 MsbG sind Preisobergrenzen bei der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen festgeschrieben. Die wirtschaftliche Vertretbarkeit und entsprechende Preisobergrenzen beim Einsatz von Messstellen mit intelligenten Messsystemen wurde vom Gesetzgeber in folgender Staffelung festgeschrieben: bis einschl. 7 kW, über 7 kW bis einschl. 15 kW, über 15 kW bis einschl. 30 kW, über 30 kW bis einschl. 100 kW, über 100 kW. Da die Anforderungen des MsbG von allen Betreibern von Erzeugungsanlagen eingehalten werden müssen und Messgebühren als Teil der Betriebskosten (siehe Absatz 8) die wirtschaftliche Betriebsführung beeinflussen, wurde sich bei der nachfolgenden statistischen Betrachtung nach Leistungsklassen des MsbG (siehe §31 MsbG) orientiert.

Tabelle 3 Anzahl der PV-Anlagen, Förderende jeweils am 31.12. d.J. Daten: Informationsportal Erneuerbare Energien, BMWi

Anzahl der Anlagen	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Gesamt
$\leq$ 7 kW	17.257	21.988	15.865	13.868	22.869	30.798	31.06	32.561	186.266
>7 - 15 kW	872	1.384	1.992	4.763	11.542	19.723	19.057	23.953	83.286
>15 - 30 kW	279	480	489	1.142	9.734	12.709	10.352	14.626	49.811
>30 - 100 kW	132	214	254	213	3.069	3.797	3.247	5.405	16.331
>100 kW	17	30	36	17	260	417	389	692	1858
Gesamt	18.378	23.948	18.571	19.948	47.32	67.168	63.798	76.81	335.941
Leistung der Anlagen in MW									
Jährl. Zubau	72	107	142	654	921	842	842	1.248	
kumuliert	72	180	290	432	1.086	2.007	2.849	4.097	

Bis zum 31.12.2000 wurden 18.378 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 72 MW in Betrieb genommen. Diese Summe erhöht sich in den Folgejahren deutlich. Bis Ende 2004 bestand für 47.320 Anlagen mit insgesamt 1,086 GW ein Anspruch auf EEG-Einspeisevergütung. Diese Anlagen werden zum Ende 2024 aus der Vergütung fallen.

Ende 2027 werden 186.266 Anlagen mit ca. 4 GW betroffen sein. Der bis 2010 folgende Zubau zog stetig an und zeigt, wie dringlich es ist, eine Anschlusslösung zur Finanzierung der Anlagen nach Auslauf der gesetzlichen, über die EEG-Umlage finanzierten Einspeisevergütungen zu definieren.

92,99 % der Anlagen, für die ab 01.01.2021 kein Anspruch auf eine EEG-Einspeisevergütung mehr besteht, haben eine maximale Größe von 7 kW (Tabelle 4). Nur 149 Anlagen sind größer als 30 kW. Es sind demnach im kommenden Jahr weniger als 1 % der Gesamtzahl der Anlagen, für die aus heutiger Sicht möglicherweise eine Direktvermarktung wirtschaftlich sinnvoll wäre.

Anfang 2022 ändert sich der Anteil der PV-Anlagen in den jeweiligen Größenklassen nur marginal. Erst ab 2023 verschiebt sich die Verteilung. Der Anteil von Anlagen von 7 – 15 kW nehmen jeweils ca. ¼ des Anteils aller Anlagen ein. Ab 2024 steigt der Anteil der Anlagen der Größenklasse 15 – 30 kW auf über 20 %. Insgesamt werden dann 3.069 Anlagen eine Leistung von über 30 kW (Tabelle 4) aufweisen.

Tabelle 4 Anlagengröße & Prozentuale Verteilung je Leistungsklasse, Förderende jeweils am 31.12. d.J.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Gesamt
$\leq$ 7 kW	92,99%	91,25%	85,13%	69,33%	48,17%	45,66%	48,45%	42,16%	55,18%
>7 - 15 kW	4,70%	5,74%	10,69%	23,81%	24,31%	29,24%	29,73%	31,01%	24,67%
>15 - 30 kW	1,50%	1,99%	2,62%	5,71%	20,50%	18,84%	16,15%	18,94%	14,76%
>30 - 100 kW	0,71%	0,89%	1,36%	1,06%	6,46%	5,63%	5,07%	7,00%	4,84%
>100 kW	0,09%	0,12%	0,19%	0,08%	0,55%	0,62%	0,61%	0,90%	0,55%

3.2 Quantifizierung und Klimanutzen der voraussichtlichen Stromproduktion nach Förderende

Ende 2000 konnten in Deutschland bereits eine jährliche Bruttostromerzeugung von 60 GWh verzeichnet werden[18]. Die in vom BMWi veröffentlichten Statistik[14] quantifizierte Erzeugung bezog sich auf eine Gesamtleistung von 114 MW Solarleistung. In den EEG-Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber[19] geht man von einer solaren Gesamtleistung von 72 MW aus, für die ab 1.1.2021 keine Vergütung mehr beansprucht werden kann.

Um die voraussichtlichen Stromproduktion dieser Anlagen nach Förderende zu quantifizieren, greifen wir auf Ertragswerte der Ertragsdatenbank[20] des SFV zurück.

Die Ertragsdatenbank besteht seit 2001 und ist die älteste Datenbank über Solarstromerträge in ganz Deutschland. Die passwortgeschützte Eingabe der Daten erfolgt durch Anlagenbetreiber. Alle Daten werden regelmäßig mit großer Sorgfalt auf Plausibilität überprüft. Ziel der Internet-Ertragsdatenaufnahme war und ist, bundesweit Monats-Stromerträge von vielen PV-Anlagen zu sammeln, daraus regionale Durchschnittswerte zu errechnen, und diese Werte der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Dadurch wird Betreibern von PV-Anlagen die Möglichkeit gegeben, Übersichten der regionalen Erträge zu erhalten, um abschätzen zu können, welche Erträge von einer geplanten PV-Anlage in der jeweiligen Region zu erwarten sind. Sie können durch einen Vergleich mit dem regionalen Durchschnitt schon nach zwei bis drei Monaten festzustellen, ob eine neu installierte PV-Anlage unerwarteter Weise unter diesem Durchschnitt liegt und regelmäßig den Ertrag einer PV-Anlage mit dem regionalen Durchschnitt zu vergleichen und so (Teil-) Ausfälle der PV-Anlage frühzeitig zu erkennen. Die PV-Ertragsdatenaufnahme ist über die SFV-Homepage www.sfv.de erreichbar.

Das folgende Bild 2 zeigt den durchschnittlichen Ertrag in kWh pro kWp der in der Solarertragsdatenbank eingetragenen Werte von Solarstromanlagen, die von 1995 bis 2000 in Betrieb gesetzt wurden. Eine Differenzierung nach Orientierung und Dachneigung wurde nicht durchgeführt.

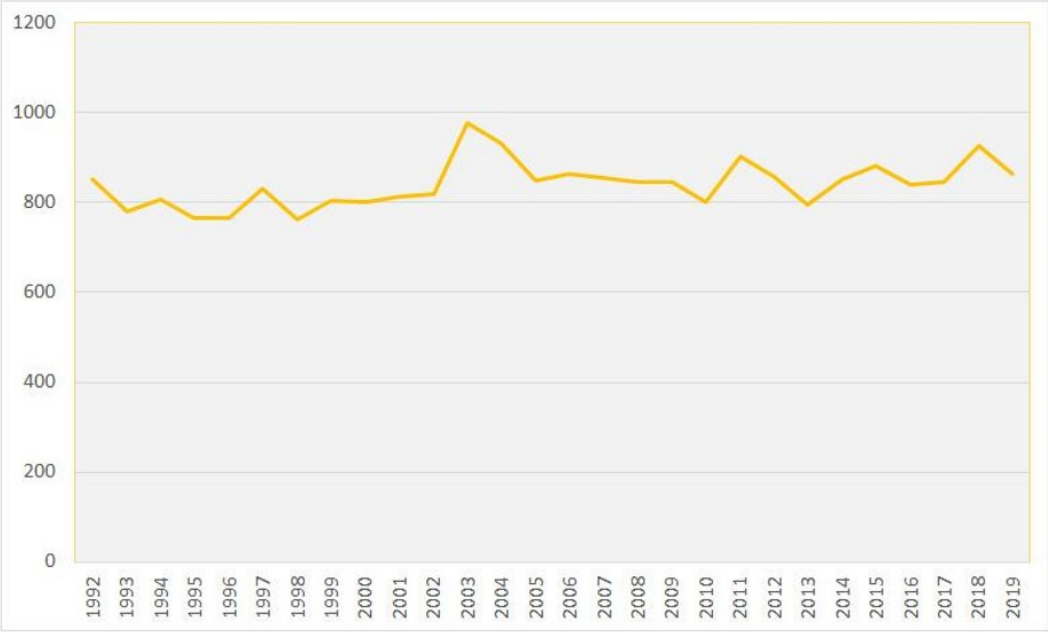

Abbildung 2 Entwicklung des durchschnittlichen Ertrags in kWh pro kWpeak – grafische Darstellung anhand der Daten der Ertragsdatenbank des SFV

Die Darstellung zeigt, dass sich die durchschnittlichen Erträge nur marginal geändert haben. Wenn man von gemittelten Strahlungsdaten in den Jahren 1992 bis 2019 ausgeht, ist ein durchschnittlicher Solarstromertrag

[18] Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

[19] www.netztransparenz.de

[20] Ertragsdatenbank des Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., www.pv-ertraege.de

von mindestens 800 kWh/kWpeak bei Ü20-Anlagen weiterhin plausibel. Die voraussichtliche Stromproduktion der ausgeförderten Solarstromanlagen stellt sich nach Bild 3 in den nächsten Jahren wie folgt dar:

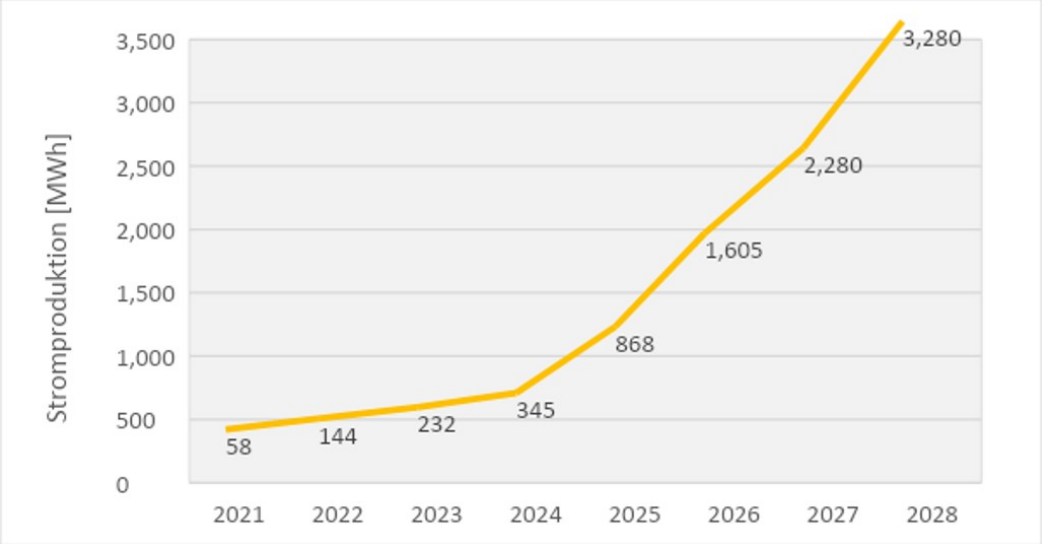

Abbildung 3 Solarstromproduktion ausgeförderter Ü20-Anlagen in GWh, Werte gerundet

Der Weiterbetrieb ausgeförderten Solarstromanlagen könnte im Jahr 2021 eine regenerative Stromerzeugung von 58 GWh erbringen. Nach Schätzungen des Umweltbundesamtes lagen die CO_2-Emissionen je Kilowattstunde Strom für 2018 bei 474 g[21]. Würde man davon ausgehen, dass sich seit 2018 der jeweilige Anteil der Stromerzeugung aus fossilen, atomaren und erneuerbaren Quellen nicht wesentlich geändert hat, könnten im Jahr 2021 allein durch den Weiterbetrieb der Anlagen ca. 27.000 t CO_2-Äq./Jahr eingespart werden. In dem im Februar 2020 vom Umweltbundesamt veröffentlichten Kurzgutachten „Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter PV-Anlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs“[22] wurde von einer Treibhausgasvermeidung von 20.000 – 34.000 t CO_2-Äq./a im Jahr 2021 und zwischen 663.000 t – 1,15 Mio t CO_2-Äq./a im Jahr 2026 ausgegangen.

3.3 Wertstofferhaltung und Recycling

Die Elektro-Altgeräte-Richtlinie der Europäischen Union (WEEE, 2012/19/EU) wurde in Deutschland im Oktober 2015 durch das Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) in nationales Recht umgesetzt. Photovoltaikmodule unterfallen dem Anwendungsbereich der Kategorie 4 „Geräte der Unterhaltungselektronik und Photovoltaikmodule“, wobei Hersteller von Photovoltaikmodulen seit dem 1. Februar 2016 ElektroG registriert sein müssen. Die Registrierung muss vorliegen, bevor PV Module in Deutschland angeboten oder verkauft werden. PV-Module aus älteren Anlagen müssen nicht registriert werden. Wechselrichter / Inverter fallen bereits seit dem Jahr 2005 in den Anwendungsbereich des ElektroG. Je nach Modultyp und Herstellungsjahr ergeben sich Schwankungsbreiten der Rohstoffanteile pro Tonne kristalliner Altmodule. In Tabelle 5 findet man eine Abschätzung zu den anfallenden Wertstoffen pro MW anhand eines in den Anfangsjahren häufig verbauten Solarmoduls BP 585 (7,5 kg Modul/85 Watt).

Durch das Recyceln von dem Glas und des Aluminiumrahmens werden zwar die gesetzlich vorgegebenen Quoten erreicht, aber zur Ressourcenschonung und aus Gründen der Nachhaltigkeit sollte die Recyclingquote wesentlich höher sein. Die Reinigung von Silizium trägt mit einem CO_2-Äquivalent von 30-35 kg pro kg Solarsilizium am stärksten zur CO_2-Emission bei [ISE Freiburg][23]; anfallende Wertstoffe in Abhängigkeit zur Leistung bei. Insofern wäre im es im Sinne des Klimaschutzes geboten, leistungsfähige Solarmodule weiterhin zur Stromproduktion zu nutzen und nicht frühzeitig in den Recyclingprozess zu führen. Momentan werden die

[21] CO_2-Emissionen der Stromerzeugung: https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-sinken
[22] https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-stromeinspeisung-ausgefoerderter
[23] https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/eol.html

Tabelle 5 Durchschnittlicher Anteil der Wertstoffe pro Tonne PV-Modul[23]

Wertstoff	**pro t PV-Modul**	**pro MW** (am Beispiel: BP-Modul 585, 7,5 kg / 85 W)
Silber	0,5 bis 1 kg	45 - 90 kg
Kupfer	5 - 10 kg	450 - 900 kg
Zinn	0,5 - 1 kg	45 - 90 kg
Silizium	25 - 50 kg	2,25 - 4,5 t
Aluminium (Rahmen)	100 - 150 kg	9 - 13,5 t
Glas	700 - 750 kg	63 - 67,5 t
Kunststoff	Rest	

abgetrennte Restfraktion aus Silicium, Silberkontakten, Zinn und schwermetallhaltigem Lot (Blei) zusammen mit der Kunststofffolie verbrannt.

4 Wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen vor Inkrafttreten des EEG

4.1 Stromeinspeisegesetz

Das Stromeinspeisegesetz (StromEinspG) vom 7. Dezember 1990 im Langtitel *„Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“*, trat am 1. Januar 1991 in Kraft. Nach § 2 StromEinspG waren EVU verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und den eingespeisten Strom nach § 3 zu vergüten. Die Höhe der Vergütung betrug im Jahr 1991 16,61 Pf/kWh (siehe Beleg). Das StromEinspG wurde am 1. April 2000 durch das EEG abgelöst[24].

4.2 Kostendeckende Vergütung

Seit 1989 arbeitete der SFV an der Umsetzung der Idee einer kostendeckenden Einspeisevergütung (kV)[25], die sich von sonst üblichen Zuschussprogrammen unterschied. Nicht der Bau einer Solaranlage sondern die Einspeisung von Solarstrom ins das öffentliche Netz sollte von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) vergütet werden. Die kostendeckende Vergütung (kV) wurde in mehr als 40 deutschen Städten umgesetzt und weltweit nachgeahmt[26]. Die ersten kommunalen Beschlüsse stammen aus Freising (1.10.1993), Hammelburg (17.12.1993) und Aachen (19.05.1995). Bis 1996 wurde in kV-Städten für jede in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde eine Vergütung von bis zu 2,01 DM gewährt. 1997 – 1999 wurden für Investitionen in PV-Neuanlagen noch bis zu 1,89 DM/kWh bzw. 1,76 DM/ kWh gezahlt. Die PV-Anlagen in diesen Städten wurden aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten in aller Regel in der Volleinspeisung betrieben. Die Re-Finanzierung erfolgte durch eine Anhebung der Stromgebühren[27][28].

Anlagenbetreiber erhielten damit einen Anreiz, den gesamt erzeugten Solarstrom in das öffentliche Netz zu speisen. Dafür konnten sie eine betriebswirtschaftlich kostendeckende Vergütung beanspruchen, die die Kapitalbeschaffungskosten und einen angemessenen Gewinn umfasste und für den Zeitraum von 20 Jahren vertraglich garantiert wurde. Die Vergütung bemaß sich nicht an den individuellen Kosten einer Solaranlage und den Kosten einer baujahrgleichen technisch optimierten Solaranlage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung.

[24] Stromeinspeisungsgesetz, BGBl. I S. 2633

[25] Historisches zur kostendeckenden Vergütung: https://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/kostendeckende_Verguetung_bis_hin_zum_EEG_2004.htm

[26] Die kostendeckende Vergütung – Eine Idee geht um die Welt: Wolf von Fabeck, https://www.sfv.de/artikel/die_kostendeckende_verguetung_-_eine_idee_geht_um_die_welt.htm

[27] Infoblatt 145 des SFV vom 1.1.1998: Grundsätze der Förderung der erhöhten Einspeisevergütungen für Strom aus Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Rheinland Pfalz und Schleswig Holstein

[28] Merkblatt für Elektrizitätsversorgungsunternehmen vom 1.1.1997: Maßnahmen von EVU im Rahmen der „Grundsätze der Strompreisaufsicht zur Förderung der Stromerzeugung aus unerschöpflichen Energiequellen“

4.3 Bund-Länder-1.000-Dächer-Photovoltaikprogramm

Im 1.000-Dächer-Förderprogramm von 1990 – 1992 bezuschusste man PV-Anlagen von 1 bis 5 kWp. Der Bund übernahm 50 % der Anlagen- und Installationskosten, die Bundesländer jeweils 20 %. Um eine gleichmäßige Verteilung der Solaranlagen sicherzustellen, wurde die Höchstzahl der zu fördernden Anlagen je Bundesland festgeschrieben. Mit einem Fördervolumen von etwa 80 Mio. DM konnten bis Ende 1992 2.200 Anlagen mit einer Leistung zwischen 1 und 5 kW (insgesamt etwa 4 MW) errichtet werden[29][30]. Eine Anlage mit 2,2 kW Standardleistung kostete inkl. Montage ca. 45.000 DM (ca. 22.500 €). (Nachweis: eigene Dokumente). Die Anlagen wurden als Eigenverbrauchsanlagen betrieben.

Mit Hilfe von Ertragserfassungssystemen wurde die direkte Ertragsmessung an der Anlage, die Einspeisung des Stroms in das Stromnetz und die aus dem Netz bezogene Leistung erfasst. Die Ertragsmeldungen gingen in den ersten fünf Jahren dreimonatlich an das Forschungsinstitut Fraunhofer ISE (Freiburg). Die in den Folgejahren vom Forschungsverbund Sonnenenergie veröffentlichte Auswertung der Ergebnisse zeigte, dass bei einem Großteil der PV-Anlagen eine hohe Verfügbarkeit vorlag und nachweislich gute Energieerträge geliefert wurden[31].

Eine vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMWF) 1993 geförderte und 1994/95 durchgeführte sozialwissenschaftliche Begleituntersuchung[32] sollte die Motivation und Erfahrungen von Privatpersonen mit netzgekoppelten PV-Anlagen im Rahmen des 1.000-Dächer-Programm analysieren. Die Auswertung der postalischen Befragung von 1.450 Anlagenbetreibern und zusätzliche Interviews ergaben, dass die überwiegende Mehrheit mit dem Förderprogramm und der installierten PV-Anlage zufrieden waren. Sie gaben an, dass sie sich noch einmal für eine netzgekoppelte PV-Anlage entscheiden würden. Auf die Frage, ob auch dann eine Anschaffung in Frage käme, wenn keine staatliche Förderung in Anspruch genommen werden könnte, verwies man auf die dann zwingend notwendige Randbedingung einer kostendeckenden Vergütung, die bereits in einigen Kommunen umgesetzt worden war. Bemerkenswert war auch die Feststellung der überwiegenden Zahl der Befragten, sie würden sich wieder für eine PV-Anlage mit staatlicher Förderung entscheiden, wenn die technischen Rahmenbedingungen des betreffenden Programms es zuließen, den erzeugten Strom in Batterien speichern zu können. Ebenso war wesentlich, dass der bürokratische Aufwand bei Beantragung von Fördermitteln so gering wie möglich gehalten werden müsste.

4.4 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm

Zwischen 1999 und 2003 erfolgte eine Förderung von Solarstromanlagen mittels zinsreduzierter Kredite durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Privatpersonen, Vereine, private Stiftungen sowie Wohnungsbaugesellschaften und -genossenschaften waren förderberechtigt. Gefördert wurde die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaik-Anlagen ab einer installierten Spitzenleistung von 1 kWp. Mitfinanziert wurden die gesamten Netto-Investitionskosten einschließlich der Wechselrichter, der Installationskosten, der Kosten für Messeinrichtungen sowie die Planungskosten. Wichtig war, dass der Kreditantrag vor Beginn des Vorhabens gestellt wurde. Der Kredithöchstbetrag lag bei max. 500.000 € bei anfänglich 0 % Zinsen. Die maximale Kreditlaufzeit betrug 10 Jahre bei höchstens zwei tilgungsfreien Anlaufjahren. Mittel aus dem 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm waren grundsätzlich mit Fördermitteln aus öffentlichen Haushalten kombinierbar, sofern die Gesamtförderung den Investitionsbetrag nicht übersteigt. Der Kreditbetrag wurde anteilig reduziert, sofern Vorhaben durch erhöhte Einspeisevergütungen zusätzlich gefördert wurden. Auftretende Finanzierungslücken konnten mit Mitteln aus dem KfW-Programm zur CO_2-Minderung geschlossen werden.

[29] Solarbrief „Sonderausgabe 1.000-Dächer-Programm“, https://www.sfv.de/solarbr/Sond1000.htm

[30] Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001, Frithjof Staiß, I-76, Bieberstein Verlag & Agentur

[31] Aus: Minderertragsanalysen und Optimierungspotentiale an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen des 1000-Dächer-Programms: Jörg Grochowski und Burchard Decker (ISFH), Klaus Kiefer und Eberhard Rössler, ISE Freiburg, Forschungsverbund Sonnenergie „Themen 19996/97“

[32] Sozialwissenschaftliche Begleituntersuchung zum Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm, Dipl.-Wirt. Volker U. Hoffmann, Fraunhofer-Institut Solare Energiesysteme Freiburg und Dipl.-Pol. B. Genennig, Umweltinstitut Leipzig

Ein Anspruch auf Förderung bestand nicht; mehrfach kam es auch zum Förderstau, weil die Freigabe weiterer Förderkredite nur zeitverzögert erteilt wurde[33]. Ende 2003 lief das 100.000-Dächer-Programm aus, da die finale Fördergrenze von 300 MW installierter Leistung erreicht war.

Unabhängig davon, ob PV-Anlagenbetreiber die Förderung nach dem 100.000-Dächer-Programm in Anspruch nahmen, bestand ein Anspruch nach EEG 2000 auf Einspeisevergütung ab dem 1.4.2000. Die Kreditbedingungen wurden für Anlagen, die ab EEG 2000 in Betrieb gesetzt wurden, angepasst und komplexer[34]. Um einen Ausgleich des Wegfalls der Förderung PV-Anlagen im gewollten Maße fördern zu können, wurde das EEG zum Jahreswechsel 2003/2004 entsprechend angepasst (Tab. 6).

Tabelle 6 EEG-Mindestvergütungen in Abhängigkeit zur Anlagengröße in Ct/kWh nach EEG 2000, 2004 – 2005, Bundesnetzagentur

Inbetr.Jahr	Anlagen Gebäude/Lärmschutz			Freifläche	Vergütungsende
	$\leq$ 30 kW	>30 - 100 kW	>100 kW - 1MW		
2004	57,40	54,50	54,00	45,70	31.12.2024
2005	57,40	54,60	54,00	45,70	31.12.2025

Die Höhe der Einspeisevergütung wurde vom Gesetzgeber so bemessen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage grundsätzlich möglich war. In der Begründung zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 2004, Teil A liest man hierzu *"Die im Gesetz enthaltenen Vergütungssätze sind mit Hilfe der genannten wissenschaftlichen Studien nach der Maßgabe ermittelt worden, dass damit bei fortgeschrittenem Stand der Technik und rationeller Betriebsführung sowie unter dem geografisch vorgegebenen natürlichen Energiedargebot erneuerbarer Quellen grundsätzlich ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich ist. Eine Garantie für eine auf jede Anlage bezogene Kostendeckung ist damit jedoch wie bisher nicht verbunden."*[35]

Nach Ablauf des Vergütungszeitraums Ende 2020 wird davon ausgegangen, dass Anlagenbetreiber bei rationeller Betriebsführung die Kosten zum Bau und Betrieb der PV-Anlagen inklusive der Kapitalbeschaffungskosten abgedeckt haben. Ob bei später beschlossenen EEG-Änderungen dieser Grundsatz weiter verfolgt wurde, wird im Kurzgutachten nicht weiter betrachtet.

5 Betriebsoptionen

5.1 Eigenversorgung, keine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz

Unter den aktuellen rechtlichen Voraussetzungen besteht die Möglichkeit, den erzeugten Strom ganz oder in Teilen selbst zu nutzen. Die Einspeisung von (Rest-)Strom in das öffentliche Stromnetz ohne Vertragspartner im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung" ist nicht möglich. Es besteht weder die Möglichkeit des Verzichtes auf finanzielle Abgeltung der eingespeisten Strommenge noch ein Anspruch auf Erstattung eines Marktpreises.

Anlagenbetreiber müssten demnach sicherstellen, dass kein Solarstrom in das öffentliche Stromnetz gespeist wird. Über den Eigenverbrauch erzeugte Strommengen müssen vom Anlagenbetreiber verworfen bzw. abgeregelt werden. Zur Steigerung des Eigenverbrauchs bieten sich Zusatzinvestitionen in Stromspeicher, die Strombedarfsdeckung einer Wärmepumpe oder die Integration von Ladestationen für die Elektromobilität an. Ebenso könnte Überschussstrom in Wärme umgewandelt und zur Warmwasserbereitung bzw. für Heizzwecke genutzt werden.

Die beschriebenen Optionen zur Erhöhung der Eigenversorgung machen Zusatzinvestionen erforderlich. Neben der Umrüstung der Anlage und dem Umbau der Zähleinrichtungen müssen Schaltvorrichtungen zur Abregelung, Speicher und ggf. Ladestationen, Wärmepumpen etc. integriert werden. Ob eine Auswahl dieser

[33] 100.000-Dächer-Programm in der Warteschleife, Wolf von Fabeck https://www.sfv.de/lokal/mails/betreib/b0005020.htm
[34] Vergleich EEG – 100.000-Dächer-Programm, https://www.sfv.de/lokal/mails/kw/pvfoerpr.htm
[35] Aus: EEG 2004, Begründung A

Investitionen unter Gegenrechnung des geldwerten Vorteils eingesparter Strombezugskosten wirtschaftlich sinnvoll sind, wird in Kapitel 8 näher betrachtet. Mit Hilfe des Simulationsprogrammes pv@now easy lassen sich die Eigenversorgungsanteile für vorgegebene PV-Anlagengrößen und Haushaltsstromverbräuche abschätzen. Im Folgenden werde insbesondere eine 2 kWp-PV-Anlage bei einem Haushaltsstrom-Jahresverbrauch von 3.000 kWh (Ansatz 2-Personen-Haushalt) und eine 5 kWp große PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus mit 4 Personen und einem Jahres-Stromverbrauch von 4.900 kWh betrachtet. Die Verbräuche entsprechen dem Bundesdurchschnitt des Jahresstromverbrauchs bei 2 bzw. 4-Personenhaushalten.

Für die Betrachtungen mit Ergänzung eines Batteriespeichers wurden Speichergrößen gewählt, die als Daumenauslegung der Branche als „sinnvolle Größe“ erachtet werden: Die Regel besagt pro kWp PV-Anlage eine kWh Stromspeichervolumen. Für die 2-kWp-Anlage wird also ein 2 -kWh-Speicher betrachtet, bei 5 kWp Photovoltaik-Leistung ein Speicher mit 5 kWh. Mittels oben genannter Simulation ergeben sich folgende Abschätzungen des Eigenverbrauches:

2 kWp ohne Speicher: 40 %
2 kWp mit Speicher (2 kWh): 68 %

5 kWp ohne Speicher: 30 %
5 kWp mit Speicher (5 kWh): 58 %

Es muss darauf hingewiesen werden, dass diese Werte als grobe Näherung zu verstehen sind, denn die Verbräuche im Haushalt und damit auch der Eigenversorgungsanteil schwanken zwischen verschiedenen realen Haushalten erheblich. Hier haben sowohl verschiedene Verbraucher (Elektroboiler, Dauerverbraucher wie Aquarium etc.), die Berufstätigkeit der Bewohner (mit Auswirkungen auf den Zeitpunkt des Stromverbrauchs) und das allgemeine Nutzerverhalten selbst große Auswirkungen.

Ein Vergleich zeigt, dass auch das aktuelle UBA-Gutachten[22] mit vergleichbaren Ansätzen (bei 5 kWp-Anlage Eigenversorgung 25 % ohne Speicher und 55 % mit Speicher) arbeitet. Die Annahmen sind daher als belastbar anzunehmen.

5.2 Sonstige Direktvermarktung

Anlagenbetreiber müssen den erzeugten Solarstrom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, vollständig oder teilweise vermarkten. Sie werden damit Teilnehmer im Strommarkt.

Im Peer-to-Peer (englisch: peer „Gleichgestellter“, „Ebenbürtiger“, Abkürzung P2P) treten gleichgestellte Vertragspartner in direkte Vertrags- und Handelsbeziehungen. P2P im eigentlichen Sinne würde somit Intermediäre, Vermittler und Dienstleister, wie z.B. Energieversorger & Direktvermarkter überflüssig machen, da Strombezug- & Lieferung sowie Abrechnung direkt zwischen den „Peers“, den Stromproduzierenden und Stromendkunden stattfinden. P2P-Stromhandel wird sich (zumindest in naher Zukunft noch) nicht wesentlich entwickeln, da zu vermuten ist, dass Handelsteilnehmer sowohl Stromlieferanten als auch Strombezugskunden mit der Einhaltung bestimmter regulatorischer und organisationstechnischer Regeln wie z.B. Messpflichten nach MsbG, Meldepflichten (§ 74 EEG), EEG-Umlagepflichten (§ 60 EEG) sowie der Stromsteuerabführung (§ 5 Abs. 1 StromStG) überfordert sind. Weiterhin müssen alle P2P-Teilnehmer die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit erfüllen, die auch von Energieversorgungsunternehmer (EVU) erwarten werden. Das fluktuierende Angebot von solarer Strahlungsenergie kann ohne hinreichende Dimensionierung von Kurz- und Langzeitspeichern keine zuverlässige Lieferung von Solarstrom zu jeder Stunde des Jahres bewerkstelligen. Es geht dabei nicht nur um den Ausgleich des Tag/Nacht- und variablen Jahresangebots an solarer Strahlungsenergie sondern auch um die Abdeckung von Bedarfsspitzen der Letztverbraucher.

P2P-Stromlieferverträge können nach heutigem Stand nur dann funktionieren, wenn sich Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen und Speicher zusammenschließen und in virtuellen Kraftwerken gemeinsame Vermarktungsstrukturen aufbauen. Hier ist es wie bei jeder anderen Form der Direktvermarktung erforderlich, Bilanz-

kreise aufzustellen, um Angebot und Nachfrage 1/4stündlich abzugleichen. Ebenso sind Regeleinrichtungen und –vereinbarungen notwendig, um bei einem Überangebot die EE-Anlagen abzuregeln.

Damit unterscheidet sich die P2P bisher im Grundsatz nicht von einer klassischen Direktvermarktung. Wenn ein Teil des erzeugten Solarstroms selbst verbraucht wird, muss pro Kilowattstunde Eigenverbrauch 40 % der EEG-Umlage an den Netzbetreiber abgeführt werden. Die Bagatellgrenze, nach der für Anlagen bis 10 kW und 10 MWh Eigenverbrauch, die Zahlung einer EEG-Umlage entfällt, gilt nicht für Ü20-Anlagen. Die Rücknahme der Zahlungspflicht wurde nur für 20 Jahre nach Erstinbetriebsetzung der Anlage gewährt (§ 61a Nr. 4 EEG 2017).

Erfolgt eine Weitergabe an Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage (z.B. Mieter), ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, für jede gelieferte Kilowattstunde die volle EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen. Den Reststrom, der vom Anlagenbetreiber oder Dritten nicht verbraucht wird und in das öffentliche Netz gespeist werden soll, muss nach aktueller Rechtslage direkt vermarktet werden. Da es sich in den ersten Jahren nach Auslauf der Vergütungen auf Grund der geringen Anlagengröße von Ü20-Anlagen in aller Regel um kleine, schwer kalkulierbare Solarstromeinspeisungen handelt, deutet sich an, dass es schwer ist, geeignete Vertriebspartner zu finden (siehe Tabelle 3) .

Wenn Strom an Dritte verkauft wird, werden Anlagenbetreiber zum Energieversorgungsunternehmen. Es ist abzusehen, dass die daraus erwachsenen Pflichten von Privatpersonen, die in aller Regel ohne juristisches und energiewirtschaftliches Grundverständnis agieren, schwer umgesetzt werden können. Erhöhte Messanforderungen (1/4h-Messung), die Erstellung von Bilanzkreisen zum Abgleich von Solarstromangebot und –nachfrage sowie der Abschluss von Stromlieferverträge können von Laien in aller Regel nicht erfüllt werden. Es bedarf Messdienstleistern und Direktvermarktern, die die Abnahme und Weitergabe des Stroms regeln. Diese zusätzlichen Anforderungen und Verantwortlichkeiten führen zu der Direktvermarktung anhaftenden Prozesskosten und Jahresgebühren, die von Anlagenbetreibern getragen werden müssen. Die bei gleichzeitiger Eigenversorgung schwer kalkulierbaren Strommengen aus Einzelanlagen erhöhen das wirtschaftliche Risiko der Direktvermarktungsakteure. Die Entwicklung von gebündelten Stromlieferprodukten sowie von im Stromnetz gemeinschaftlich betriebener Speicher- und Messdienstleistungen werden als Chance wahrgenommen, Weiterbetriebslösungen anzubieten. Eine Zusammenstellung der Rückmeldungen von Direktvermarktungsunternehmen findet man in Kapitel 7.

5.3 Herkunftsnachweis

Für produzierte und ins Netz eingespeiste Strommenge können Herkunftsnachweise beim Umweltbundesamt ausgestellt werden, sofern der Strom nicht bereits über das EEG vergütet wird. Somit könnte Strom aus Ü20-Anlagen prinzipiell über Herkunftsnachweise vermarktet werden, da eine Anspruchsvoraussetzung für eine EEG-Förderung fehlt. Herkunftsnachweise werden je erzeugte MWh ausgegeben und sind Bestandteil des europäischen Stromhandels.

Die Herkunftsnachweisregister gelisteten Strommengen bescheinigen, wie und wo Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde. Gleichzeitig soll ein Dokument dafür sorgen, dass die zertifizierte Qualität nur einmal verkauft werden kann.

Eine aktuelle Untersuchung des Marktes für Herkunftsnachweise (HKN)[36] ergab, dass die Preise anhand des Alters der Anlagen und des Herkunftslandes der HKN differenzieren. Sie lagen zwischen 0,5 € /MWh für skandinavischen Wasserstrom und 4 Euro/MWh für Neuanlagen.

Für Ü20-PV-Anlagen sind in aller Regel keine Einspeisungen im MWh-Bereich zu erwarten. Auch aus wirtschaftlicher Sicht wird der Handel des PV-Stroms aus Ü20-Anlagen über Herkunftsnachweise uninteressant

[36] Marktanalyse Ökostrom II: Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, August 2019, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom-ii

bleiben.

Bei verschiedenen Regionalanbietern wird darüber nachgedacht, im Rahmen von Blockchain-Strom aus mehreren PV-Anlagen zu poolen und gemeinsam anzubieten. Bei dem Ausstellen von Herkunftsnachweisen ist allerdings die Verlässlichkeit der Systeme entscheidend. Es muss sichergestellt werden, dass die Nachweise nur einmal und für gelieferter EE-Strom ausgegeben werden. Nur so kann die Glaubwürdigkeit gegenüber den Verbraucher*innen nachgewiesen werden. Ob das Blockchain-Modell manipulierungssicher ist und durch unrichtige und genaue Eingaben von Daten nicht fehleranfällig bleibt, wird diskutiert[37]. Vom Umweltbundesamt wird ebenso vorgeschlagen, in einer Kosten-/Nutzen-Analyse zu prüfen, ob sich die erhoffte Minderung des Aufwandes und der Transaktionskosten bei der Nutzung der Blockchain-Technologie überhaupt kompensieren lässt.

5.4 Regionalnachweise

Der vielfach von Regionalversorgern geäußerte Wunsch, den Solarstrom aus Ü20-Anlagen im Rahmen von Regionalstrom abzunehmen, in Stromrechnungen auszuweisen und gemeinschaftlich zu vermarkten, ist nach aktueller Rechtslage nicht möglich.

Regionalnachweise können nur für EEG-geförderten Strom ausgegeben werden können. Stromversorger dürfen in der Stromrechnung nur EEG-Strommengen ausweisen, die aus Anlagen in der Region der Verbraucherin oder des Verbrauchers kommen und eine Förderung nach EEG erhalten. Durch ein Regionalnachweissystem stellt das Umweltbundesamt sicher, dass die regionale Eigenschaft einer aus erneuerbaren Energien erzeugten Kilowattstunde Strom nur einmal an eine Verbraucherin oder einen Verbraucher verkauft wird. Gesetzliche Grundlage hierfür ist die Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV).

Allenfalls könnte öffentliche Werbung über die Aufnahme von Strom aus Ü20-Anlagen zur Erhöhung des positiven Images der Regionalversorger beitragen.

5.5 Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte

Nach § 18 (1) StromNEV hatten Betreiber von dezentralen, volatilen Erzeugungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden sind, die Möglichkeit, von Betreibern des Elektrizitätsverteilernetzes, in das sie einspeisen, ein Entgelt zu verlangen. Dieses Entgelt musste gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Hintergrund war die Überlegung, dass für die dezentrale Einspeisung, die verbrauchsnah ins Niederspannungs- oder ins Mittelspannungsnetz erfolgte, Netzbetreiber geringere Aufwendungen als bei Einspeisung aus Großkraftwerken entstünden. In § 120 (3) des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur[38] wurde die Erstattung von vermiedenen Netznutzungsentgelten allerdings für volatile Einspeisungen ab 1.1.2020 aufgehoben.

5.6 Inselbetrieb

Prinzipiell denkbar wäre ein Weiterbetrieb einer Ü20-PV-Anlage im Inselbetrieb. Ein Inselbetrieb würde jedoch bedeuten, dass die Anlage nicht weiter an das Stromnetz gekoppelt ist. Hierfür sind drei Möglichkeiten prinzipiell vorstellbar:

a) Die PV-Anlage wird direkt an spezielle Verbraucher angeschlossen, die im Idealfall auch nur bei hoher Sonneneinstrahlung benötigt werden. Diese Möglichkeit ist in der Industrie, z.B. bei Lüftungsanlagen, die nur bei

[37] Umweltbundesamt, Marktanalyse Ökostrom II und Herkunftsnachweise, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom-ii

[38] Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), Bundesgesetzblatt Teil I, 2017Nr. 48 vom 21.07.2017

hoher Wärmelast des Gebäudes laufen, denkbar, bei kleinen Hausanlagen eher nicht. Technisch müssten hier Verbraucher mit einer Gleichstromversorgung eingebunden werden und die bestehenden Wechselrichter entfernt werden, da diese nur arbeiten (und einspeisen), wenn von außen ein Stromnetz anliegt.

b) Das ganze Gebäude inklusive PV-Anlage wird im Inselbetrieb betrieben und vom öffentlichen Stromnetz getrennt. Auch dieser Fall ist theoretisch denkbar, aber aus einer Reihe von Gründen in der Praxis gänzlich unwahrscheinlich. So müsste im Gebäude neben der PV-Anlage eine weitere Stromerzeugungsanlage (für Nacht und Winter) sowie eine Speichermöglichkeit vorgesehen werden, die auch mögliche Lastspitzen (taktende Haushaltsgeräte wie Gefrierschränke, Kaffeemaschine, Wasserkocher etc.) mitversorgen kann. Sicherlich wäre eine solche Autarkie und völlige Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz prinzipiell für PV-Anlagenbetreiber als Idee lukrativ. Die Kosten für ein solches System (inklusive Regelung, großem Speicher usw.) sprengen jedoch einen wirtschaftlich vernünftigen Rahmen. Außerdem entfällt dabei der große Vorteil einer extrem stabilen und sicheren Stromversorgung (mit dem öffentlichen Netz als Puffer).

c) Eine weitere Möglichkeit kann darin bestehen, eine alte PV-Anlage durch Neuverkabelung als reines DC-Stromversorgungsystem z.B. für die Warmwasserbereitung einzusetzen. Viele Solarmodule der ersten Anlagen haben eine Modulspannung von 12 Volt; hier könnte durch eine (jedoch aufwändige) Umverkabelung auf dem Dach ein 12 oder 24-Volt-System erstellt werden, das dann eine Heizpatrone am Warmwasserspeicher als Inselsystem autark versorgt. Für alle drei Möglichkeiten sehen wir keine gute Umsetzungschancen, da diese entweder mit hohen Kosten (bei b) oder mit der Einschränkung auf die Versorgung einzelner Verbraucher (a und c) einhergehen. Ein Weiterbetrieb soll aber aus Sicht der Anlagenbetreiber zum einen kostengünstig sein und zum zweiten den Strom in Gänze zur breiten Anwendung zur Verfügung stellen. Die Möglichkeit Inselbetrieb wird daher nicht weiter betrachtet.

6 Vorstellungen der Anlagenbetreiber zum Weiterbetrieb ausgeförderter Solarstromanlagen

Ein Großteil der Anlagen, die in den Anfangsjahren entstanden, wurde von Energiewende-Pionieren auf die Dächer gebracht. Sie entschlossen sich, trotz finanzieller Risiken und mangelnder Langzeiterfahrungen auf dem Gebiet der Photovoltaik in eine junge Technik zu investieren. Durch ihr Engagement erhielt die Photovoltaik in Deutschland eine Chance, zur Marktreife zu gelangen. Die in Kapitel 4 beschriebenen Förderprogramme trugen dazu bei, dass das Investitionsrisiko sank und die Zahl der Anlagen stetig zunahm.

Ob diese Betreiber über den gesetzlichen Vergütungszeitraum hinaus interessiert sind, neue Risiken aufzunehmen, die den Weiterbetrieb ihrer Anlage durch geänderte Betriebsläufe und Neuinvestitionen ermöglichen, hängt von zahlreichen Einflussfaktoren ab. Folgende Studien sollen hier betrachtet werden.

6.1 Prosumer-Studie des Fraunhofer ISE

In der vom Fraunhofer ISE im Jahr 2019 durchgeführten Prosumer-Studie[39] wurden die Vorstellungen der PV-Anlagenbetreiber untersucht. Die Studie wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Programms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“[40] und dem Projekt „C/sells“[41] gefördert. Man betrachtete folgende lokale und regionale Lösungskonzepte mit teilweise partizipativem Ansatz:

1. Weiterbetrieb der Anlage (mit Speicher) zur Deckung des Eigenbedarfs
2. Vermarktung des PV-Stroms über Drittanbieter oder eine Plattform

[39] PV-Prosumerstudie des Fraunhofer ISE, Dr. Sebastian Götz, Jessica Berneiser
[40] SINEG, https://www.sinteg.de/programm/
[41] C/sells, https://www.sinteg.de/schaufenster/csells/

3. Peer-to-Peer-Lösungen
4. Volleinspeisung
5. Verpachtung
6. Abbau

Die Studie wurde auf Grundlage einer Befragung von 1.371 Anlagenbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet mit Schwerpunkt Baden-Württemberg und Niedersachsen durchgeführt. Die Anlagen wurden von 1982 – 2019 installiert. Die Hälfte der Befragten errichtete ihre PV-Anlage vor 2002.

Die Zielgruppenanalyse ergab zunächst, dass das durchschnittliche Alter der Befragten 59 Jahre betrug, wobei über 90 % der Teilnehmer über 45 Jahre waren. Mit 90,5 % handelte es sich um Personen männlichen Geschlechts. Die Anlagen wurden mit 90 % überwiegend von Privatpersonen und fast ausschließlich auf Dächern (95 %) errichtet. Die angegebenen Nennleistungen betrugen bei Privatpersonen durchschnittlich ~ 4 kWp, bei Landwirten ~ 25 kWp und bei Unternehmen ~ 10 kWp.

Bei der Befragung der ISE-Forschergruppe zu Entscheidungsfaktoren für den weiteren Betrieb der Anlagen wurde deutlich, dass den Anlagenbetreibern der Umweltnutzen, die Möglichkeit der Autonomie/Autarkie, der finanzielle Nutzen und der Systemnutzen bei den Entscheidungen über Weiterbetriebsoptionen wichtig wären. Es gab eine hohe Bereitschaft, zusätzliche Investitionen zu tätigen. Vor allem die Eigenstromoptimierung mit Hilfe von Stromspeichern wurde präferiert. Ebenso attraktiv bewertet wurden Energy Community, regionaler Handel, die Direktvermarktung und die weitere Volleinspeisung. Die Verpachtung der Anlage oder der Abbau der Anlage kam nur für wenige Betreiber in Frage. Hinweise zur Wirtschaftlichkeit der Weiterbetriebsoptionen wurden während der Befragung nicht gegeben.

Nur ca. ein Viertel der Befragten gab an, dass man sich bereits „gut“ oder „ziemlich gut“ informiert habe, welche Optionen es für den Weiterbetrieb ihrer Anlage gäbe. Diese Rückmeldung deckt sich mit den Erfahrungen aus den Beratungstätigkeiten des SFV und der DGS. Die Komplexität der Regelungen zum Weiterbetrieb und den daran knüpfenden wirtschaftlichen Möglichkeiten sind nur wenigen Anlagenbetreibern bekannt, es besteht ein hoher Informationsbedarf. Des Weiteren ist anzunehmen, dass sich die meisten Betroffenen erst dann intensiv mit der Thematik auseinander setzen, wenn die Auszahlung der festen Einspeisevergütung endet. Um den Weiterbetrieb von funktionstüchtigen und leistungsfähigen PV-Anlagen zu sichern, wäre es aus Sicht der Verfasser deshalb geboten, einfache und leicht umsetzbare Optionen anzubieten.

Besonders Privatpersonen, die den größten Teil der Befragten der ISE-Studie ausmachten, könnten mit komplexen Vermarktungsregelungen überfordert sein. So wurden Prosumer-Gruppen identifiziert, die wenig informiert waren und ein eher geringes Interesse an Änderungen des Nutzerverhaltens (Optimierung des Eigenverbrauchs) und Energie-Sharing-Konzepten sowie geringe Technikaffinität aufzeigten. Weitere Prosumer-Gruppen zeigten zwar eine hohe Bereitschaft an zusätzlichen Investitionen auf, waren allerdings an einem möglichst geringen Aufwand für Eigenversorgungskonzepte interessiert.

Wenn es ein energiepolitisches und gesellschaftliches Anliegen bleibt, den Weiterbetrieb von PV- Anlagen nach Auslauf der Vergütung als wichtigen Teil einer ökologisch nachhaltigen, erneuerbaren Energiewende zu verstehen, bleibt es aus Sicht des SFV und der DGS wesentlich, einfach umsetzbare und wirtschaftlich attraktive Optionen anzubieten.

6.2 Umfrage der Technischen Hochschule Bielefeld zu Weiterbetriebsoptionen und Motivation der Anlagenbetreiber

An einer Anfang 2018 mit Unterstützung des SFV und DGS durchgeführten Umfrage von Studierenden der Fachhochschule Bielefeld, Studiengang Regenerative Energien im Fachbereich Ingenieurwissenschaft und Mathematik[42], beteiligten sich insgesamt 132 PV-Anlagenbetreiber. Die durchschnittliche Spitzenleistung der Anlage

[42] Online-Umfrage zur auslaufenden EEG-Einspeisevergütung von PV-Anlagen, FH Bielefeld, ites; Matthias Rogalla von Bieberstein, Hendrik Vahrson, Alexander Gossen, Eva Schwenzfeier-Hellkamp

betrug 8,4 kWp, das Installationsjahr lag bei 2007. Die Mehrzahl der Anlagen wurde nach ab 2001 in Betrieb gesetzt. Die Betreiber wurden gefragt, welche Weiterbetriebsoptionen nach Auslauf der Einspeisevergütung präferiert und ob die Anlage weiterhin genutzt werden würde.

Die Studierenden der FH Bielefeld brachten in Erfahrung, dass 64 % der Befragten es für wahrscheinlich hielten, den Strom aus der PV-Anlage nach Vergütungsende weiterhin zur Deckung des Eigenbedarfs zu nutzen. 51 % waren bereit, das Verbrauchsverhalten zugunsten eines höheren Eigenverbrauchs anzupassen. Der Betrieb der Haushaltsgeräte über eine Steuerung von der überwiegenden Mehrheit der Befragten als sinnvoll erachtet (84,9 %). Ein Großteil der Befragten zeigte Interesse an einer Stromspeicher-Investition. Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit von Zusatzinvestitionen wurden nicht abgefragt.

Über 63 % gaben an, dass die Anlage „auf keinen Fall“ abgebaut werden würde. Nach eigenen Angaben bewerteten 73 % der Befragten den Zustand ihrer Anlage mindestens als „gut“.

Auch diese Umfrage bestätigt, dass es ein gesteigertes Interesse gibt, die Anlagen nach Ablauf des Vergütungszeitraumes weiter zu betreiben und ggf. sogar zusätzliche Investitionen zu tätigen. Eine detaillierte Untersuchung über den Kenntnisstand der Befragten zu Weiterbetriebsoptionen und deren wirtschaftlichen Attraktivität wurde allerdings nicht durchgeführt.

6.3 Studienarbeit der Technischen Hochschule Köln zu den Betriebskosten von Ü20-Anlagen

In der im Jahr 2017 erstellten Studienarbeit wurden auf Basis einer Datenerhebung, teilweise auf Grundlage einer Umfrage bei Nutzern der Ertragsdatenbank des SFV, die spezifischen Betriebskosten in drei Kategorien ermittelt und ausgewertet. Die mittleren Betriebskosten für Photovoltaikanlagen bis 30 kWp lagen bei 4,7ct/kWh, für Anlagen zwischen 30 kWp und 100 kWp bei 4,2ct/kWh und für Anlagen über 100 kWp bei 5,2ct/kWh. Die Kostenzusammenstellung aus den einzelnen Faktoren war für jede Anlage individuell. Für privat genutzte Anlagen wurde festgestellt, dass die Umstellung auf Eigenverbrauch ohne Speicher anzustreben sei[43].

7 Umfrage zu Angeboten der Direktvermarkter

Im November 2019 führte der SFV eine Umfrage bei Direktvermarkter und Regionalversorgern durch (Anlage). Ziel dieser Umfrage war es, einen Überblick über die Angebote der Unternehmen für Betreiber von Ü20-PV-Anlagen zu erhalten. Die Umfrage bestand aus 11 inhaltlichen Fragen, die Aufschluss über Tätigkeitsgebiet (regional oder bundesweit), Details über Angebote für Ü20-Anlagen, Kosten- und Einnahmeabschätzungen sowie Hindernisse bei der Umsetzung geben. Weiterhin wurde um die Kontaktdaten der Teilnehmenden gebeten, so dass eine persönliche Kontaktaufnahme bei Nachfragen möglich war.

Tabelle 7 Umfrage zu den Angeboten der Direktvermarkter

Kontaktierte Unternehmen	80
Umfrage ausgefüllt (komplett & teilweise)	34
Kontaktdaten für Rückfragen angegeben	16
Regionale / bundesweite Tätigkeit	50% / 50%

Insgesamt wurden 80 Unternehmen kontaktiert, die im Bereich der Energieversorgung und Direktvermarktung tätig sind, unter anderem Stadtwerke, regionale Direktvermarkter, aber auch größere und bundesweit tätige Unternehmen sowie Startups und Energiegenossenschaften. Davon haben 34 Akteure die Umfrage komplett oder zum Teil ausgefüllt.

[43] Studienarbeit von Jens Reifschneider, Alexander Gelhorn, Tom Rüther,RRentabilitätsgrenze von Photovoltaikanlagen nach Ablauf der Förderung durch das EEGTTH-Köln, Okt. 2017, http://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2017-10-Alt-PV/Betriebskosten_Alt-PV.htm

Die Umfrage war über mehrere Seiten konzipiert, um die Teilnehmer thematisch durch die Fragen zu leiten. Bei der Auswertung ließ sich über die Fragen hinweg eine sinkende Anzahl an Teilnehmern feststellen. Die Zahl der Antworten schwankte dabei zwischen 11 und 34. Die Gründe dafür können vielfältig sein, zum Beispiel Zeitknappheit, verlorenes Interesse, mangelndes Wissen oder Geschäftsgeheimnisse.

Dennoch lässt sich aus den Antworten auf Detailfragen, die auf Angebotsbeschreibung, Kosten und Hemmnisse abzielen, bereits ein guter Eindruck ableitet, ob und wie sich die Unternehmen auf das kommende Vergütungsende für PV-Anlagen vorbereiten.

17 der befragten Akteure sind regional tätig, die andere Hälfte gab an, bundesweit tätig zu sein. Drei Unternehmen haben eine bundesweite Tätigkeit angegeben, jedoch würden wir diesen anhand der Kontaktdaten eher eine regionale Tätigkeit zuschreiben, so dass sich dann ein Verhältnis von 60 % regional und 40 % bundesweit ergeben würde. Seit der Strommarktliberalisierung 1998 ist es allen Akteuren möglich, ihren Strom bundesweit zu vermarkten, auch wenn es sich um ein regionales Stadtwerk handelt.

7.1 Details über die verschiedenen Angebote

Weiterhin plant ein Großteil der Teilnehmer (80 %) ein Abnahme- und Vermarktungsangebot für Strom aus Ü20-PV-Anlagen anzubieten oder hat bereits ein solches im Angebot. Dabei verteilt sich das Angebot zu gleichen Teilen auf regionale und bundesweite Akteure. Unsere Vermutung, dass überwiegend regionale Anbieter Angebote in Planung haben, lässt sich auf Basis der geringen Teilnehmerzahl nicht bestätigen. Die Umfrage ergab aber auch, dass nicht nur unterschiedliche Umsetzungsideen und Herangehensweisen für die Vermarktungsangebote, sondern auch unterschiedliche Kenntnisse über die gesetzlichen Rahmenbedingungen vorlagen. Fast alle Unternehmen planen, den Strom über die sonstige Direktvermarktung des EEG zu veräußern.

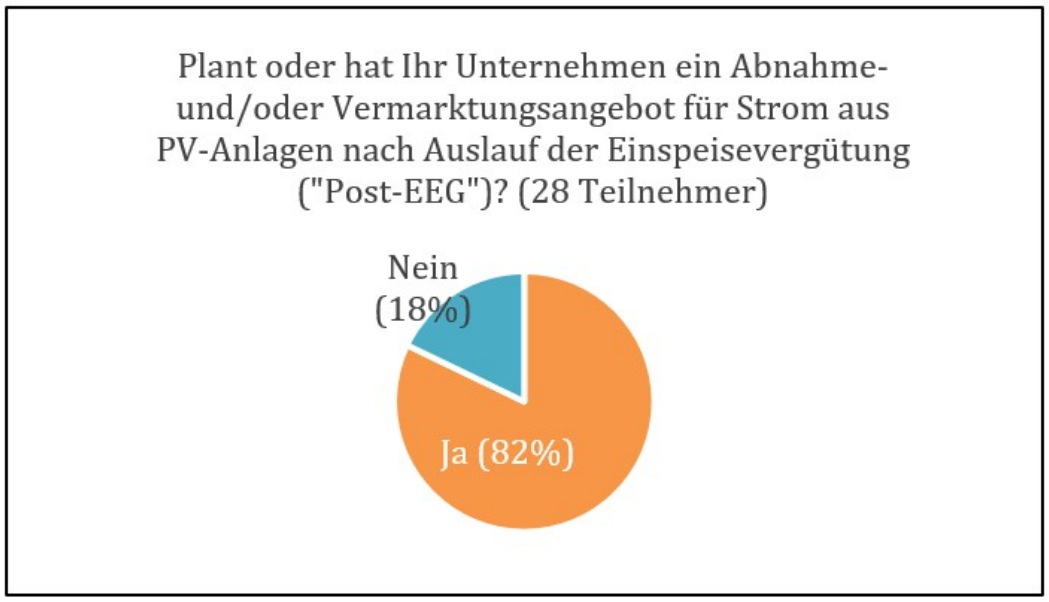

Abbildung 4 Plant Ihr Unternehmen ein Angebot für PV-Altanlagen?

Viele Unternehmen verwenden aus Marketing-Gründen und auf Grund der technischen Umsetzung unterschiedliche Begriffe. Aus energierechtlicher Sicht handelt es sich jedoch stets um eine sonstige Direktvermarktung, die gegebenenfalls durch Herkunftsnachweise ergänzt werden kann. Die Beschreibung des jeweiligen Angebots ergab einen guten Überblick über die Umsetzungsideen der Unternehmen. Über hinterlegte Kontaktdaten konnten Nachfragen bei unklaren Formulierungen gestellt werden.

Die folgende Tabelle 8 zeigt eine Zusammenfassung der Umsetzungsideen, die teilweise auch miteinander kombiniert wurden und sich inhaltlich vermischen.

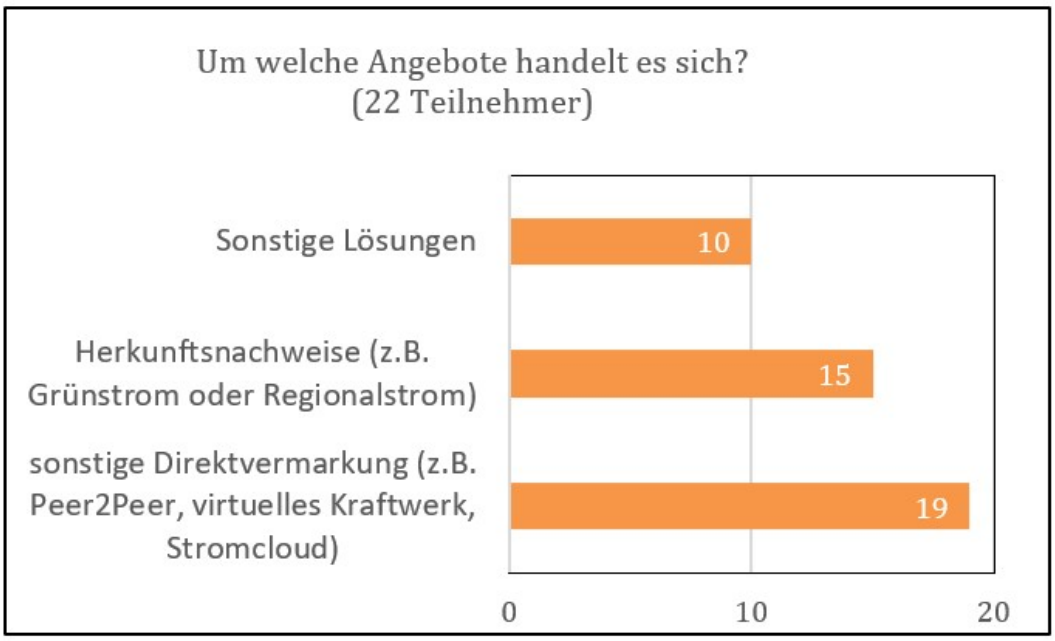

Abbildung 5 Um welche Angebote handelt es sich?

Tabelle 8 Zusammenfassung der Umsetzungsideen aus den Ergebnissen der SFV-Umfrage bei Direktvermarktern

Umrüstung von Voll- auf Überschusseinspeisung & ggf. Speicher
Festpreisabnahme
Abnahme zu Spotpreisen oder Monatsmarktwert Solar
Vermarktung von Herkunftsnachweisen
Lokal/Regionalstrombörse (z.B. als White Label-Lösung)
Einspeisung in virtuelle Batterie oder & Stromcloud & vergünstigte Rückspeisung
Umsetzung einer Peer-to-Peer-Handelsplattform (Testphase)
Verzicht auf 1/4hMetering/Bilanzierung über Standardeinspeiseprofile

Zum besseren Verständnis werden die einzelnen Punkte der Tabelle nachfolgend noch einmal kurz erläutert:

Umrüstung von Voll- auf Überschusseinspeisung & ggf. Speicher
Nach Ende der Festvergütung wird die Volleinspeiseanlage auf Eigenverbrauch umgerüstet und ggf. mit einem Batteriespeicher erweitert. Die Strombezugskosten sinken dadurch, dennoch muss der überschüssige Strom weiterhin ins Netz gespeist und direktvermarktet werden. Vielfach erhielten wir die Rückmeldung, dass der Reststrom auf Grund der volatilen Eigenschaft und der schweren Kalkulierbarkeit „keinen Wert“ besäße. Die Vermarktung wurde als schwer bis unmöglich eingestuft.

Festpreisabnahme
Der eingespeiste Strom wird zu einem festen Preis pro kWh vergütet. Der Vorteil läge darin, dass die Anlagen als Volleinspeiseanlagen weiter betrieben werden könnten, keine großen Änderungen an der Anlage vorgenommen werden müssten und der Betreiber mit festen Einnahmen rechnen könnte. Über die Höhe einer möglichen Vergütung wurde keine Auskunft erteilt. Ebenso bestand Unklarheit darüber, dass der aus Ü20-Anlagen aufgenommene Strom an der Börse direkt vermarket werden muss und damit Regionalversorger nicht mit einem fixen Preis rechnen können.

Abnahme zu Spotpreisen oder Monatsmarktwert Solar
Der Stromversorger könnte dem Betreiber den an der Börse erzielten Spotmarktpreis pro Kilowattstunde auszahlen. Da der Marktpreis großen Schwankungen unterliegt, müssten allerdings Preisunterschiede an die Betreiber weitergegeben werden. Ebenso wird diskutiert, die der Vermarktung anhängenden Prozesskosten –

möglicherweise in Anlehnung an die Managementprämie von 0,4 Ct/kWh - von den Vergütungen abzuziehen.

Vermarktung von Herkunftsnachweisen (HKN)
Mittels HKN könnte Strom aus Erneuerbaren-Energien, der nicht über die EEG-Vergütung gefördert wird, nachgewiesen und somit eine Doppelvermarktung ausgeschlossen sein. Auch für Ü20-PV-Anlagen könnten HKN ausgestellt werden. Der in MWh ausgewiesene Preis pro HKN wäre allerdings zu gering. Die Bewertung für kleine Strommengen ist aufwändig und könnte von den Verwaltungskosten überlagert werden[44].

Lokal/Regionalstrombörse (z.B. als White Label-Lösung)
Einige Unternehmen betreiben bereits Regionalstrombörsen, viele weitere befinden sich in der Entwicklung. Weiterhin gibt es White-Label-Lösungen, mit deren Hilfe auch kleinere Akteure Regionalstrom vermarkten können. Grundlage dafür bilden die Regionalnachweise (RN), die auf EEG-geförderte Anlagen ausgestellt werden können. Dass für Ü20-Anlagen keine RN ausgestellt werden können, war nicht allgemein bekannt. Ebenso bestand Unklarheit darüber, dass eine regionale Vermarktung von Ü20-Strom nur über HKN möglich ist.

Einspeisung in „virtuelle Batterie" oder „Stromcloud" & vergünstigte Rückspeisung
Einige Akteure bewarben die Möglichkeit, überschüssigen Strom unvergütet in ihre sogenannte „virtuelle Batterie" oder auch „Stromcloud" einzuspeisen. Dass es sich hierbei um Marketingbegriffe handelt, wird selten klar kommuniziert. Letztendlich gilt auch bei diesem Angebot, dass der Strom vom Anbieter über die sonstige Direktvermarktung veräußert werden muss und Teil des als Stromprodukt angebotenen Mischstroms ist. Ein Stromcloud-Angebot wird meist in Kombination mit einem Stromliefervertrag offeriert, der es den Anlagenbetreibern bzw. Kunden ermöglichen soll, den vormals in die „virtuelle Batterie" oder „Cloud" eingespeisten Strom zu günstigeren Preisen wieder aus dem Netz zu beziehen. Ist dieses virtuelle Stromkonto leer, fiele der reguläre Strompreis an. Im Zusammenhang mit den Stromlieferverträgen, die tatsächlich ohne physikalischen Bezug zur eingespeisten Strommenge stehen, wurden Speicher angeboten, um die Eigenversorgung vor Ort zu erhöhen.

Tests von Peer-to-Peer-Handelsplattformen
Die Weiterentwicklung von Lokalstrombörsen bilden Peer-to-Peer-Strombörsen. Der Strom wird dabei direkt zwischen Privatpersonen gehandelt. So könnte ein Haushalt Stromüberschüsse an seinen Nachbarn verkaufen. Der Handel geschieht nur auf bilanzieller Ebene und der Strom wird ins öffentliche Netz gespeist. Die technische Umsetzung ist aufwändig und erfordert einen hohen Automatisierungsgrad. Rechtlich und regulatorisch wären die Peers einem Energieversorger gleichgestellt, der Stromlieferverträge abschließt. Derzeit erscheint die Umsetzung nur über eine Mittlerinstanz möglich, die die P2P-Plattform betreibt und die rechtlichen und regulatorischen Bedingungen für die Teilnehmer erfüllt. In Deutschland befinden sich echte P2P-Stromhandelskonzepte noch in der Entwicklungs- und Testphase[45].

Verzicht auf 1/4hMetering/Bilanzierung über Standardeinspeiseprofile
Die sonstige Direktvermarktung setzt eine 1/4h-Messung der Ü20-Anlage voraus. Die Kosten für die Umrüstung könnten die Anlage unrentabel machen und, gemessen an den geringen Strommengen, ist der Aufwand unverhältnismäßig. Einige Akteure überlegen, bewusst auf ein 1/4h-Metering zu verzichten und beispielsweise auf 2-Richtungszähler und Bilanzierung über PV-Standardeinspeiseprofile zurückzugreifen. Bisher herrscht in der Branche große Unsicherheit, ob dieses Verfahren angewendet werden darf, da es in Konsequenz die im EEG und MsbG vorgeschriebene 1/4h-Bilanzierung und Regelung der Anlagen übergeht.

Die vielen vorgestellten Lösungen zeigen, dass Unternehmen gewillt sind, ihren Kunden Produkte anzubieten und den Strom aus Ü20-Anlagen über die EEG-Förderung hinaus abzunehmen. Jedoch zeichnet sich gleichermaßen eine gewisse Unkenntnis und Unsicherheit über die rechtlichen und regulatorischen Besonderheiten von PV-Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, ab. So sind es oftmals die besonderen Bedingungen der sonstigen Direktvermarktung, insbesondere die verpflichtende 15-minütigen Bilanzierung des Stromes,

[44] Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., 2019, Marktanalyse Ökostrom II: Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht.

[45] Rohbogner, G. (2020), Datenversorger statt Energieversorger in einem Post-Erneuerbare-Energien-Gesetz-Zeitalter. In: Doleski, O. D. (Hrsg.), Realisierung Utility 4.0 Band 1. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 587–598.

sowie die Nachrüstung der Steuerbarkeit der Anlage, die die wirtschaftliche Umsetzung der Angebote einschränken. Weiterhin hemmen der große Aufwand zur Registrierung und Ausgabe von Herkunftsnachweisen, sowie die Beschränkung auf 1 MWh-Blöcke die Nutzung von HKN für die Vermarktung von Ü20-Kleinanlagen, obwohl die Unternehmen diese Möglichkeit gerne in Anspruch nehmen würden.

Einigen Akteuren wurden diese Tatsachen erst in der Kommunikation im Nachgang zur Umfrage bewusst. Ebenso lagen zum Zeitpunkt der Umfrage noch keine Informationen vor, ob und wie die Bundesregierung die Ü20-Anlagen-Thematik angehen wird. Dies führte zur Verunsicherung und spiegelte sich auch in den Bedenken wieder, Produktentwicklungen und Ideen zum Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen durch eventuelle Neuregelungen im EEG nicht umsetzen zu können.

7.2 Hindernisse und Hemmnisse für die Akteure

Die Umfrage schloss mit einer Frage an die Unternehmen, welche Hemmnisse und Hindernisse für die Umsetzung ihres Angebotes bestehen, und der Möglichkeit, konkrete Wünsche an die Politik zu äußern. Die Antworten der Akteure zeigen abermals den Willen, Angebote zu entwickeln und anzubieten und gleichzeitig die Kritik an den aktuellen Rahmenbedingungen für ausgeförderte PV-Anlagen.

Tabelle 9 Zusammenfassung der Umsetzungsideen aus den Ergebnissen der SFV-Umfrage bei Direktvermarktern

Dauerhafte und klare Vereinfachung der Gesetze
Umsetzung der EU-Richtlinie 2018/2001
Abschaffung der EEG-Umlage auf Eigenstromnutzung
keine Netznutzungsentgelte für eingespeisten Überschussstrom
Befreiung von kleinen PV-Anlagen von der Pflicht zur 1/4h-Bilanzierung und Messung
Einführung eines für alle Beteiligten wirtschaftlichen sinnvollen Vermarktungsmodell
Automatisierung und Vereinfachung von Herkunftsnachweisen
Ausstellung von Regionalnachweisen nach EEG-Förderung
finanzielle Erleichterungen bei der Direktbelieferung über das öffentliche Stromnetz
Fördergelder f. Einbau v. Speichern, Ladesäulen, um Eigenverbrauch zu erhöhen,
Fördergelder für Blockchain-Lieferungen

8 Wirtschaftliche Betrachtung

8.1 Berechnungen

Die DGS beschäftigt sich (insbesondere im Landesverband Franken) schon seit Jahren detailliert mit der Wirtschaftlichkeitsberechnung von PV-Anlagen. Es wurde eine Software (pv@now)[46] selbst entwickelt und über die Jahre optimiert, die in der Lage ist, sowohl einfache als auch komplexe Solarprojekte abzubilden.

Speziell für komplexere Projekte können in der Software verschiedene Rollen vergeben werden, die dann auch getrennt analysiert werden. So kann z.B. ein PV-Mietmodell betrachtet werden, bei den wirtschaftlich zu betrachtenden Rollen der Investor der PV-Anlage, der Gebäudebesitzer (als Bereitsteller des Daches) sowie der Mieter (als Abnehmer des Solarstromes) modelliert werden können. Diese komplexe Modellierung macht Sinn, da bei der Planung eines solchen Projektes in der Regel eine Realisierung nur in Aussicht steht, wenn eine Win-Win-Situation erreicht wird, bei der jeder der Projektpartner einen meist finanziellen Vorteil durch die Projektumsetzung hat.

Mit einer Simulation eines solchen Projektes in pv@now kann nun eine Variation von Parametern vorgenommen werden, um z.B. durch Variation der Höhe der Dachpacht, der Höhe des Strompreises für die Mieter

[46] www.pv-now.de

etc. eine solche Win-Win-Optimierung zu erreichen. Für die schnelle Betrachtung von einfachen Situationen ist die Software pv@now ist inzwischen auch in einer einfachen „light"-Variante verfügbar („pv@now easy", www.pv-now-easy.de), bei der durch die Eingabe nur weniger Parameter wie Strombedarf, Anlagenleistung und Investitionssumme einige wichtige Eckwerte (Autarkiegrad, Vorteil bei den Stromkosten über die Betriebszeit, Stromkosten der PV-Anlage) einfach ermittelt werden können.

Für die folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen des Weiterbetriebs von Ü20-Anlagen wird auf die Vollversion von pv@now zurückgegriffen, da nur dort Anpassungen wie detaillierte Kostenbetrachtungen der laufenden Kosten und ein Ansatz der Laufzeit von weiteren 10 Jahren vorgenommen werden können.

Die DGS betreibt zusätzlich im Rahmen des UBA-geförderten Projektes PVLOTSE eine bundesweit tätige Telefon- und Emailberatung speziell für Ü20-Anlagenbetreiber und weitere Interessenten. Über vier große Landesverbände der DGS wurden hier eigens PV-erfahrene Berater geschult, die seit Dezember 2019 auf Anfrage allgemeine Informationen und Hinweise zum Weiterbetrieb geben können. Sobald konkrete und realistische Möglichkeiten eines lukrativen Weiterbetriebs in Aussicht stehen, wird auch dazu telefonisch und per Email beraten. Derzeit zeigen die Lösungen insbesondere für kleine Anlagen (betrachtet 2 und 5 kWp) nach aktuellen (insbesondere gesetzlichen) Rahmenbedingen keine wirtschaftliche Weiterbetriebsmöglichkeit (siehe im folgenden Text).

Das Projekt PVLOSTE läuft aber gefördert bis zum April 2021. Damit können in die Beratung auch die Erfahrungen und Schwierigkeiten aus den real umgesetzten Umrüstungen und Weiterbetriebs-Anlagen ab 1.1.2021 einfließen.

8.2 Entwicklung des Marktpreises

Die Entwicklung des Marktpreises kann nur schwer für die kommenden Jahre vorausgesagt werden. Er wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst wie der gesamten Kraftwerkskapazität in Deutschland, dem Zubau von insbesondere weiterer PV-Anlagen und der allgemeinen Strompreisentwicklung. Die Unsicherheiten auf der Seite des Stromverbrauches (z.B. wie schnell kommt die Elektromobilität?) spielt ebenfalls eine große Rolle. Eine Detailbetrachtung dieser Entwicklung ist an dieser Stelle nicht möglich, daher sei hier auf das aktuelle UBA-Gutachten verwiesen, das den Verlauf des Marktwert Solar ab 2012 darstellt, der in der Höhe nahezu dem durchschnittlichen Börsenstrompreis der EPEX folgt.

Der Marktwert Solar schwankte seit 2012 in einem Band zwischen 2 und 6 Cent pro Kilowattstunde, in den meisten Zeiten lag er zwischen 3 -4 Cent pro Kilowattstunde.

Um weitere Betrachtungen der Wirtschaftlichkeit durchzuführen, muss auch noch klar sein, dass der Marktwert Solar bei einem PV-Volleinspeiser (mit genau prognostizierbarem Einspeiseprofil) etwas höher liegt als bei einer Anlage mit Eigenversorgung (mit oder ohne Speicher). Bei letzterer ist die reale Stromeinspeisung dann auch abhängig vom Stromverbrauch, der ja bei diesen Anlagen vorrangig vor der Einspeisung bedient wird. Da die Abschätzungen der Wirtschaftlichkeit von Ü20-PV-Anlagen mit zahlreichen Annahmen und Unsicherheiten behaftet sind, ist es auch nicht sinnvoll, den Marktpreis zu detailliert für die kommenden Jahre zu simulieren. Das aktuelle UBA-Gutachten prognostiziert hier aber einen leichten Anstieg in den kommenden Jahren bis in eine Range von 4,4 bis 5,5 Cent pro kWh in 2024. Bei unseren folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind wir daher von einem Marktwert Solar in Höhe von fünf Cent pro kWh ausgegangen.

8.3 Betriebskosten und Wirtschaftlichkeitsberechnung

8.3.1 Randbedingungen der Betrachtung

Im Folgenden soll eine wirtschaftliche Betrachtung des Weiterbetriebs von PV-Anlagen erfolgen, dazu ist die Festlegung einiger Rahmenbedingungen notwendig.

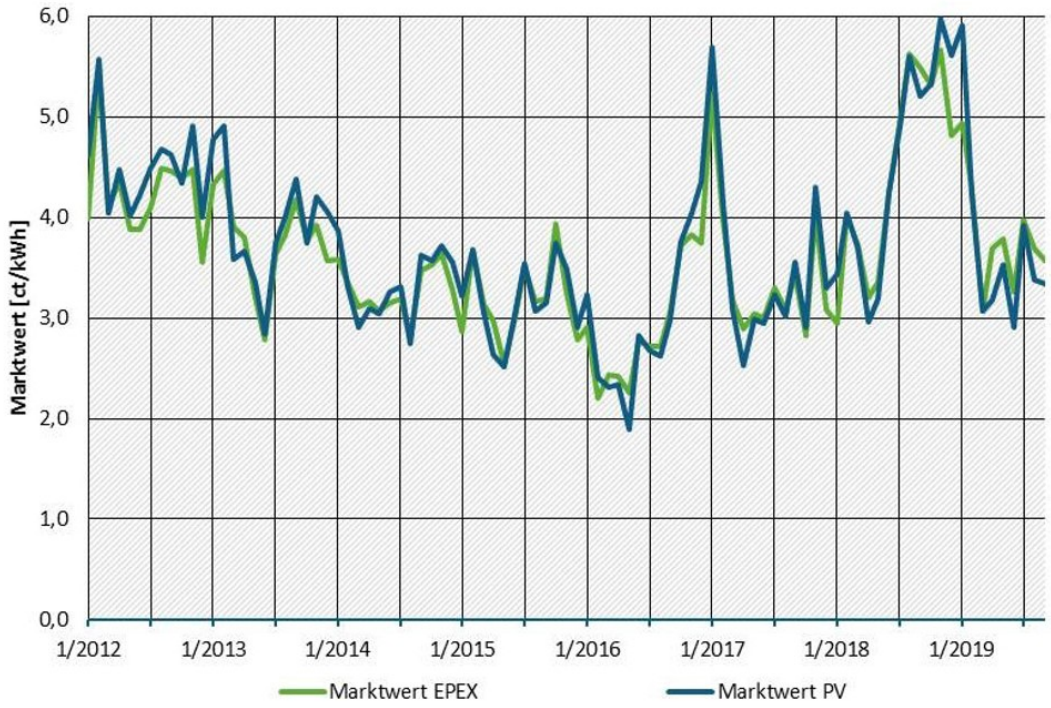

Abbildung 6 Entwicklung des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwerts von PV, aus: UBA-Kurzgutachten „Weiterbetrieb ausgeförderter PV-Anlagen, S. 33

Laufzeit:
Grundsätzlich muss eine Laufzeit des Weiterbetriebs angesetzt werden, also die Anzahl der Betriebsjahre, über die die Anlage weiter betrieben werden soll. Nachdem zahlreiche PV-Anlagen nach einer Laufzeit von 20 Jahren ohne größeren Minderertrag und ohne größere technische Probleme betrieben werden, gehen wir im Durchschnitt von einer Weiterbetriebszeit von 10 Jahren aus. Ob eine alte PV-Anlage dann nach insgesamt 30 Jahren Betriebsdauer noch weitergenutzt werden kann, kann erst zu einem späteren Zeitpunkt und dem dann vorhandenen technischen Zustand der Anlagen abgeschätzt werden.

Weiterhin gehen wir davon aus, dass die Anlage in diesen 10 Jahren keinen größeren Reparaturen oder zwangsweisen Umrüstungen unterworfen wird, so dass nur geringe Kosten für Wartung und Kleinreparaturen angesetzt werden. Der Beginn des „Weiterbetriebs nach EEG-Vergütungszeit“ wird für die Berechnungen durchgängig mit 1.1.2021 angesetzt.

Anlagengröße:
Nach den statistischen Analysen (siehe Kapitel 3.1) kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Vergütung fallen, fast durchweg eine sehr kleine Anlagengröße aufweisen. Für die betrachtete Anlagengröße haben wir daher zwei kleine Anlagengrößen (2 und 5 kWp) sowie eine größere Anlagengröße mit 30 kWp angesetzt. 2 kWp entsprechen einer kleineren PV-Anlage für ein Einfamilienhaus. Bei Inbetriebnahme im Jahr 2000 mussten damals umgerechnet rund 14.000 Euro als Investitionskosten angesetzt werden. Eine Anlage mit 5 kWp ist eine typische Anlage für eine größere Dachfläche auf einem Einfamilienhaus.

Die Anlagengröße mit 30 kWp kann als typisch für eine gewerbliche oder landwirtschaftliche Anlage gelten. Statistisch wurden Anlagen in diesem Leistungsbereich eher in späteren Jahren (verstärkt ab 2004) errichtet, aber auch schon im Jahr 2000 wurden aufgrund lokaler Förderungen (z.B. in Aachen oder Pforzheim) solche Anlagen in der Größenklasse der 30 kWp aufgebaut.

Haushaltsgröße und Stromverbrauch:
Für eine Berechnung einer Eigenverbrauchslösung ist es auch notwendig, den Stromverbrauch des Hauses zu betrachten. Je höher der Jahres-Stromverbrauch ist, desto höher kann auch der Eigenverbrauchsanteil ausfal-

len. Es wird hier bei der 2 kWp-Anlage von einem 2-Personen-Haushalt ausgegangen mit 3.000 kWh Stromverbrauch pro Jahr (ohne elektrisches Warmwasser), bei der 5 kWp-Anlage wird ein 4-Personen-Haushalt angesetzt, der 4.900 kWh Stromverbrauch p.a. (auch ohne elektrisches Warmwasser) hat. Diese Werte entsprechen den durchschnittlichen deutschen Haushaltsverbräuchen[47]. Für das Gebäude der 30 kWp-Anlagen wurde ein jährlicher Stromverbrauch von 40.000 kWh unterstellt.

Der Eigenverbrauchsanteil wurde für Anlagen mit 2 und 5 kWp aus einer Schnellberechnung mit pv@now ermittelt. Dies sind belastbare und in der Praxis bestätigte Werte. Für die 30 kWp-Anlage wurde ein Ansatz von 60 % (80 % mit Speicher) angesetzt. Hier gibt es durch die Unterschiedlichkeit der gewerblichen oder landwirtschaftlichen Verbraucher und die individuellen Lastprofile des Stromverbrauchs keine „Daumenregel“ oder Abschätzbarkeit. Dies muss im Einzelfall anhand des genauen Lastprofils analysiert werden. Geht man jedoch von einer hohen Grundlast und einem tagesdominierten Stromverbrauch (z.B. kein Schichtbetrieb) aus, ist die Annahme von 60 % (80 % mit Speicher) aus unserer Praxiserfahrung plausibel.

Wirtschaftliches Umfeld:
Für eine Vorausbetrachtung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung ist auch das wirtschaftliche Umfeld wichtig, insbesondere muss eine durchschnittliche Inflation als Grundparameter in eine langfristige Betrachtung einfließen. In den vergangenen Monaten Ende 2019 und Anfang 2020 schwankte der Monatswert zwischen 1,1 und 2,0 Prozent. Wir gehen bei der Berechnung von einer durchschnittlichen Kostensteigerung von 1,25 % pro Jahr aus.

Angesetzte Rahmendaten:
Laufzeit: 10 Jahre nach Auslaufen der Vergütung Start der Betrachtung: 1.1.2021 Anlagengrößen: 2 kWp, 5 kWp und 30 kWp Inflation: 1,25 % p.a.

8.3.2 Darstellung der einzelnen Betriebskosten

Auch nach 20 Betriebsjahren arbeitet eine PV-Anlage vollautomatisch und speist Strom aus Sonnenlicht in das Stromnetz ein. Ein großer Vorteil der PV wird auch hier in den Betriebskosten sichtbar: Eine PV-Anlage hat keine beweglichen Teile und damit keine Verschleißteile, die regelmäßig ersetzt oder gewartet werden müssen.

Die für die wirtschaftliche Betrachtung zu berücksichtigenden Betriebskosten setzen sich wie folgt zusammen:

a) Versicherung
b) Wartung, Reparaturen
c) Zählerkosten
d) Vermarktungskosten
e) Umlagen, Gebühren
f) einmalige Umrüstkosten

Wenn zu einem späteren Zeitpunkt auch größere PV-Anlagen betrachtet werden, müssen technische und kaufmännische Betriebsführungskosten sowie weitere Verwaltungskosten einbezogen werden. Beides spielt bei den hier betrachteten Anlagengrößen keine Rolle, da die Betreiber selbst anfallende Aufgaben in der Regel unentgeltlich erledigen. Die Übernahme der steuerlichen Meldungen in der Steuererklärung des Betreibers wird selbst oder durch den Steuerberater erledigt, der die Jahressteuererklärung des Betreibers übernimmt. Es werden somit keine Steuerberatungs-Zusatzkosten in den hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen veranschlagt.

Nicht betrachtet sind mögliche weitere Kosten, die auftreten könnten. Dazu gehören Demontage- und Montagekosten bei einer notwendigen Dachsanierung, Reinigung der Solarmodule, Erneuerung der Verkabelung oder ähnliches.

[47] www.stromvergleich.de

Abschätzung der Betriebskosten:
Die Höhe der Betriebskosten kann nur grob abgeschätzt werden, die gewählten Ansätze genügen jedoch, um Aussagen zur prinzipiellen Attraktivität von verschiedenen Weiterbetriebsmöglichkeiten machen zu können. Berücksichtigt werden muss zum einen, dass manche Kosten abhängig von der Anlagengröße und auch der Anlagenqualität sind. Zum anderen werden sich auch die Betriebskosten in den 10 Jahren Betriebszeit ändern und Schwankungen unterworfen sein, die ebenfalls nur abgeschätzt, aber nicht vorausgesagt werden können. Eine jährliche Preissteigerung (s.o.) wird in der Wirtschaftlichkeitssimulation mit pv@now angesetzt, so dass hier nun zuerst die Betriebskosten im ersten Ü20-Betriebsjahr (also dem 21. Betriebsjahr der PV-Anlage) angegeben werden müssen.

a) Versicherung
Nachdem die Abschreibung einer PV-Anlage nach 20 Jahren beendet ist, beträgt der kaufmännische Wert der Anlage noch 1 Euro. Aus diesem Grund wird für die Versicherung an dieser Stelle nur eine Haftpflichtversicherung angesetzt. Diese deckt Haftpflichtschäden ab, die von der Anlage unter Umständen verursacht werden und wird den Betreibern dringend empfohlen.

Ansatz:
für 2 kWp-Anlage 50 Euro/Jahr
für 5 kWp-Anlage 75 Euro/Jahr
für 30 kWp-Anlage 200 Euro/Jahr

b) Wartung, Reparaturen
Die realen Kosten für Wartung und Reparaturen sind großen Schwankungen unterworfen. Einige Betreiber führten über die bisherige Laufzeit der Anlage keinerlei Wartung durch und hatten aufgrund der guten Anlagenqualität hohe Erträge und keine Ausfälle. Andere Anlagen waren anfälliger, wurden jährlich gewartet und benötigten im Abstand von einigen Jahren auch Ausgaben für Reparaturen, sei es für einen defekten Wechselrichter, ausgefallene Sicherungen oder Überspannungsschutzelemente oder auch den Ersatz einer defekten Modulleitung.

Ansatz:
für 2 kWp-Anlage 50 Euro/Jahr
für 5 kWp-Anlage 120 Euro/Jahr
für 30 kWp-Anlage 450 Euro/Jahr

c) Zählerkosten
Bei den Zählerkosten gilt es, die Spanne der Möglichkeiten zu betrachten und dann einen Kostenansatz anzunehmen. Zum einen gibt es Anlagenbetreiber, die den Stromzähler (alter Ferraris-Zähler) mit ihrer PV-Anlage gekauft haben und (aufgrund des Ablaufens der Eichfrist) austauschen mussten. Hier entstehen in den nächsten Betriebsjahren keine zusätzlichen Zählerkosten.

Die meisten Anlagenbetreiber haben den Einspeisezähler von ihrem Stromversorger/Netzbetreiber installiert bekommen und bezahlen dafür eine jährliche Zählermiete, die von der Preisgestaltung des Stromversorgers/Netzbetreibers abhängt.

Perspektivisch soll mit dem SmartMeter-Rollout, der im Januar 2020 gestartet wurde, bis zum Jahr 2032 alle Haushalte in Deutschland mit Smart Metern ausgestattet werden. In den ersten Jahren des Rollouts sind nur Verbraucher mit großen Stromverbräuchen für die Umrüstung vorgesehen. Nachdem derzeit die Geschwindigkeit der Umrüstung nicht abgeschätzt werden kann (auch der ursprüngliche Zeitplan bis 2032 ist in Diskussion, weil der Rollout später als geplant startet), gehen wir davon aus, dass in den ersten 5 Jahren des Weiterbetriebs ein üblicher Zweirichtungszähler eingesetzt und die für die Direktvermarktung vorgeschriebene ¼ h-Übermittlung der aktuellen Anlagenleistung ein Portal (wie z.B. Solarlog) genutzt wird. Für die folgenden 5 Jahre des Weiterbetriebs wurden dann Zählerkosten für den SmartMeter angesetzt, die derzeit von der Bundesnetzagentur als Preisobergrenze mit 23-60 Euro/Jahr bei verpflichtender Umrüstung festgelegt sind.

Da sich die Zählerkosten bei den Anlagen ohne Direktvermarktung nur gering unterscheiden (Marktpreis Zweirichtungszähler 20-40 Euro, laut Preisobergrenze 23-60 Euro pro Jahr), werden für die Berechnung bei 2 und 5 kWp vereinfachend 40 Euro Jahreskosten für die gesamte Laufzeit angesetzt, da nach momentanem Stand auch bei Umstellung auf Eigenversorgung ein Erzeugungszähler vorhanden sein muss. Analoges gilt für 30 kWp-Anlagen, bei denen mit rund 100 Euro (Zweirichtungszähler, keine Wandlermessung) aktuell und 130 Euro (Preisobergrenze lt. BNetzA für 30 kW Erzeuger) anzusetzen wäre. Hier werden im Folgenden durchgängig 115 Euro p.a. zuzüglich 20 für den Erzeugungszähler, also zusammen 135 Euro angesetzt.

Ansatz:
für 2 kWp-Anlage 40 Euro/Jahr
für 5 kWp-Anlage 40 Euro/Jahr
für 30 kWp-Anlage 135 Euro/Jahr

Eine Besonderheit bei den Zählerkosten muss bei der Betrachtung der Direktvermarktung berücksichtigt werden. Nach aktueller Rechtslage ist hier eine Lastgangmessung notwendig, also der Einsatz eines RLM-Zählers. Diese Preise dieser Zähler unterscheiden sich je nach Netzbetreiber ganz erheblich (zwischen unter 200 und über 1.000) Euro pro Jahr[48]. Im Folgenden werden für die Betrachtung 250 Euro p.a. angesetzt.

d) Vermarktungskosten
Diese sind von dem ausgewählten Direktvermarkter und den Vertragskonditionen abhängig. Angesetzt wurden Vermarktungskosten in Höhe von 0,5 Cent/kWh bei 30 kWp-Anlagen, für 2 und 5 kWp-Anlage ein deutlich höherer Wert, der dem aktuellen Marktpreis eines Anbieters entspricht. Zu beachten ist hier allerdings, dass Direktvermarkungsoptionen für Anlagen unter 30 kW noch nicht angeboten werden (siehe Kapitel 7).

e) Umlagen, Gebühren
Hier muss als Kostenfaktor noch betrachtet werden, dass (s.o.) für Ü20-Anlagen auch bei kleinen Anlagengrößen unter 10 kWp die EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom nach derzeitiger Rechtslage abzuführen ist.

Im Jahr 2020 beträgt der reguläre Satz der EEG-Umlage 6,756 Cent pro Kilowattstunde. Der auf 40 % des regulären Satzes ermäßigte Betrag beträgt damit 2,70 Cent pro Kilowattstunde.

Die EEG-Umlage wird jährlich neu von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt. Es ist also davon auszugehen, dass die Höhe der EEG-Umlage in den folgenden Jahren schwanken wird. Berechnungen der Agora Energiewende[49] gehen davon aus, dass die EEG-Umlage unter den derzeitigen Förderbestimmungen in den kommenden Jahren um 2 – 4 Ct/kWh sinken wird. Die voraussichtlich leicht sinkende EEG-Umlage ist im Berechnungsmodul von pv@now bereits enthalten.

Ansatz EEG-Umlage für 2020:
6,756 Cent pro kWh bei Stromverkauf (voller Satz)
2,70 Cent pro kWh bei Eigenverbrach (reduzierter Satz)
Die EEG-Umlage wird von pv@now automatisch berücksichtigt.

f) einmalige Umrüstkosten
Diese Kosten betreffen mögliche (und z.T. notwendige) technische Umrüstungsarbeiten an der PV-Anlage, um die jeweilige Weiterbetriebsoption nutzen zu können. Diese können ebenfalls nur grob und nicht für den konkreten Einzelfall abgeschätzt werden. Die Umrüstungskosten sind abhängig von der konkreten Einbausituation, z.B. des Stromzählers, dem Alter des Zählerschranks und vielen anderen Randbedingungen.

Weiterhin werden noch in allen Modellen 200 Euro für eine allgemeine Überprüfung der Anlage angesetzt, um zum Beginn einer Weiterbetriebszeit zumindest eine Einschätzung eines Fachmannes (z.B. Elektriker) zu ha-

[48] ComMetering-Kurzanalyse: Aktuelle Preise für RLM-Zähler, 27.03.2019
[49] Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035, Agora Energiewende

ben, ob insbesondere die technische Sicherheit der Anlage noch gewährleistet ist.

Umbau auf Eigenverbrauch:
Eine EEG-Volleinspeiseanlage hat bisher einen eigenen Einspeisezähler, über den der gesamte Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde. Dieser Zähler kann nun entfallen und ausgebaut werden, die Verkabelung wird entfernt. Gegebenenfalls kann an diesem Zählerplatz ein interner Erzeugungszähler eingebaut werden (nur zur Erfassung der PV-Erträge). Im Zählerschrank der Hausversorgung muss jedoch ein Zählertausch mit Umverkabelung des Zählerschrankes erfolgen: Der bisherige Zähler, der den Hausverbrauch misst, wird dabei durch einen Zweirichtungszähler ersetzt. Die AC-Seite der PV-Anlage wird nun in das (bereits gezählte) Hausnetz umverkabelt, so dass die PV-Anlage zuerst die Verbraucher im Gebäude versorgt und erst bei einer höheren Stromerzeugung auch Energie ins Netz abgibt.

Die Umbaukosten (bei vorhandenem Zählerschrank, der weiter genutzt werden kann) werden hier abgeschätzt mit ca. 500 Euro, sowohl für die 2 und 5 kWp Anlage (da Zählertechnik dort unabhängig von der Anlagengröße identisch). Für eine 30 kWp-Anlage wird ein höherer Aufwand mit 1.000 Euro angesetzt, da hier oftmals technisch komplexere Messschränke im Einsatz sind.

Ansatz Umbaukosten (2 kWp-Anlage): 500 Euro
Ansatz Umbaukosten (5 kWp-Anlage): 500 Euro
Ansatz Umbaukosten (30 kWp-Anlage): 1.000 Euro

Umbau auf Eigenverbrauch mit Speicher:
Wenn der Eigenverbrauch gleichzeitig durch die Anschaffung eines Speichers weiter erhöht werden soll, erhöhen sich die Umbaukosten. Zum einen kostet die Anschaffung des Speichers, vor allem benötigt dieser aber auch einen regelungstechnischen Zugriff zum Anschlusspunkt, um in optimaler Betriebsweise gefahren zu werden. In aller Regel wird hier der Ersatz des bisherigen Zählerschranks erforderlich sein. Die Speichergröße zur Erhöhung des Eigenverbrauches wird mit 1 kWh Speichervolumen pro 1 kWp Photovoltaik-Leistung angesetzt.

Ansatz Speicherkosten (2 kWp-Anlage): 1.500 Euro (750 Euro pro kWp)
Ansatz Speicherkosten (5 kWp-Anlage): 3.500 Euro (700 Euro pro kWp)
Ansatz Speicherkosten (30 kWp-Anlage): 18.000 Euro (600 Euro pro kWp)

Umbau auf Direktvermarktung:
Auch für die Umrüstung auf eine Direktvermarktung wird in allen drei Anlagengrößen ein grober Ansatz von 500 Euro Umrüstungskosten angenommen.

Überprüfung der Anlage:
Hier wird in allen Berechnungen eine pauschale Summe von 200 Euro veranschlagt. Wir empfehlen, die PV-Anlage nach 20 Jahren einer Überprüfung, insbesondere der technischen Sicherheit, zu unterziehen. Für die Gewährleistung der weiteren Sicherheit ist es wichtig, dass ein Elektriker z.B. parallel zum Umbau der Anlage für den Weiterbetrieb auch auf dem Dach und an den Wechselrichtern die Anlage „checkt“. Neben porösen Kabeln (z.B. wegen Marderbiss oder UV-Schäden) können damit auch z.B. Korrosion an der Unterkonstruktion oder Hitzeschäden an den Wechselrichtern erkannt werden. Für eine umfassende Überprüfung einer Anlage (z.B. durch einen Gutachter) müssen deutlich höhere Kosten angesetzt werden. Diese Option wird hier nicht betrachtet.

8.3.3 Wirtschaftliche Berechnungen des Weiterbetriebs

Im Folgenden sind als Ergebnis der Berechnungen die Verläufe der Liquidität über 10 Jahre Weiterbetrieb dargestellt. Die Diagramme zeigen jeweils im ersten Betrachtungsjahr (2021) die für den Weiterbetrieb notwendigen Investitionen, die inklusive der Umsatzsteuer bezahlt werden müssen (dunkelblauer Balken ins Negative).

Ab dem 2. Jahr entstehen dann Einnahmen (durch Stromverkauf oder Einsparung bei Eigenversorgung), die in hellen, positiven Balken dargestellt sind. Der größere Einnahmebalken, der immer im 2. Jahr auftritt, ist durch eine Sondereinnahme (Rückerstattung der Umsatzsteuer) verursacht.

Die orangene Linie kumuliert die Liquidität über die Jahre. Bleibt diese Linie nach 10 Jahren unter der Nulllinie, so wurden beim Weiterbetrieb weniger Einnahmen generiert, als zu Beginn investiert wurden. Übersteigt die orangene Linie die Nulllinie, so konnte ein Überschuss erwirtschaftet werden. Durch den Verlauf und die Lage des Endpunkts der orangenen Linie kann die Wirtschaftlichkeit einer betrachteten Variante zum Weiterbetrieb beurteilt werden.

Anlage 2 kWp, Umrüstung Eigenversorgung (Variante 1)

Eigenversorgungsquote 40 %.

Ergebnis:
Die Investitionskosten für den Weiterbetrieb in dieser Variante (500 Euro für Zählerschrankumbau+ 200 Euro für einen Check der Anlage) sind „verloren“, die laufenden Kosten werden durch die Einsparungen bei der Eigenversorgung gerade einmal leicht überkompensiert.

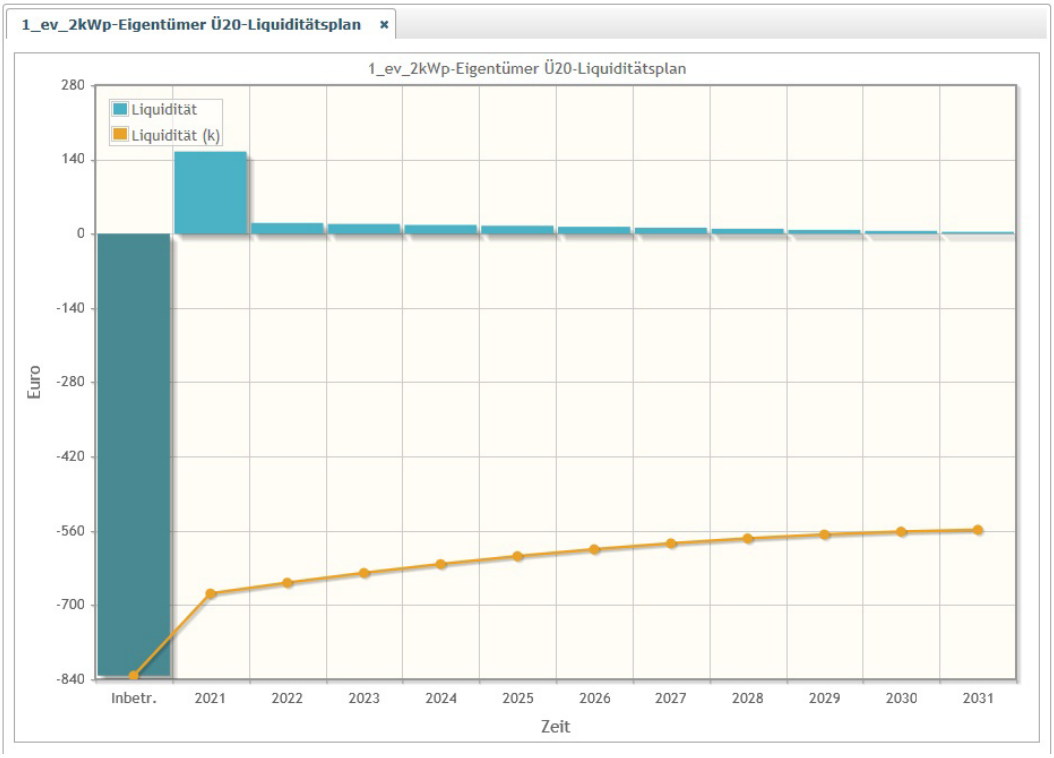

Abbildung 7 Anlage 2 kWp, Umrüstung Eigenversorgung (Variante 1)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit diesen angenommen Eckpunkten negativ.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Weiterbetrieb selbst aufgrund der Einsparung durch Eigenversorgung nicht kostendeckend, da die Investition der Umrüstung nicht erwirtschaftet werden kann.

Weitere Berechnungen für Eigenversorgung bei 5 und 30 kWp-Anlagen zeigen, dass bei größeren Anlagenleistungen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Anlage 5 kWp, Umrüstung Eigenversorgung + Speicher (Variante 2)

Eigenversorgungsquote 58 % (wegen Speicher).

Ergebnis:
Die Investitionskosten für den Weiterbetrieb in dieser Variante (500 Euro für Zählerschrankumbau + 200 Euro Anlagencheck + 3.500 Euro Speicher) sowie die laufenden Kosten werden durch die Einsparungen bei der Eigenversorgung nicht kompensiert.

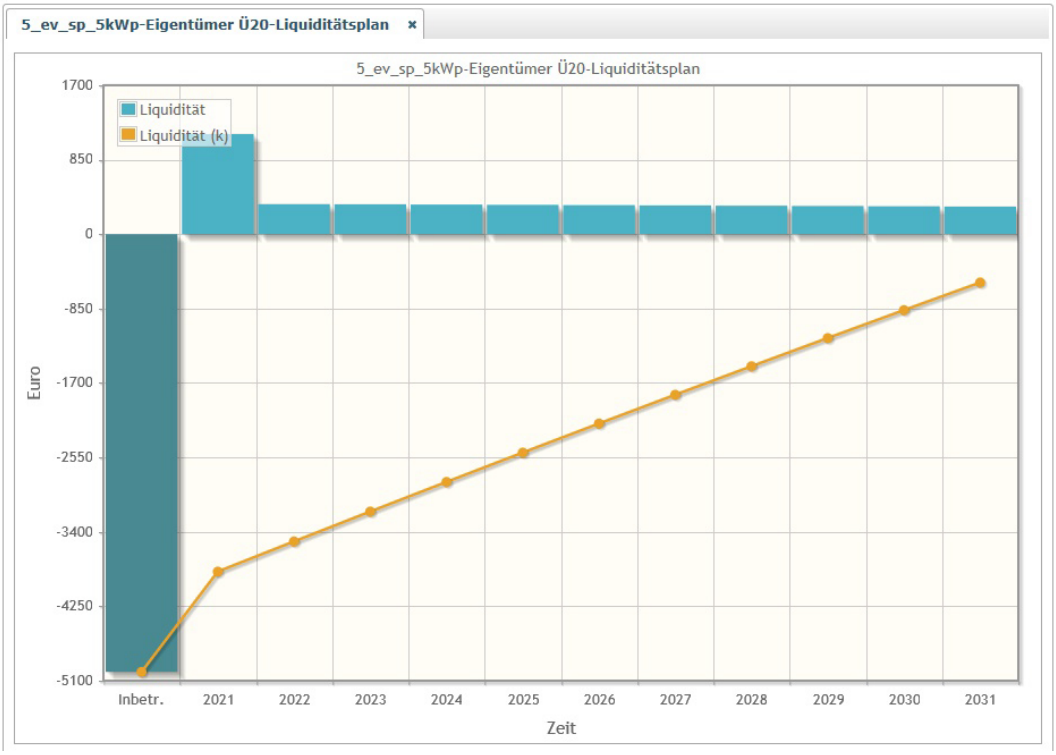

Abbildung 8 Anlage 5 kWp, Umrüstung Eigenversorgung + Speicher (Variante 2)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit diesen angenommen Eckpunkten negativ.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Betrieb selbst aufgrund der Einsparung durch Eigenversorgung kostendeckend (orange Linie weist nach oben). Jedoch die Investition der Umrüstung und Speicherkauf ist zu teuer und kann nicht erwirtschaftet werden.

Erwartungsgemäß gilt gleiches auch bei einer Berechnung einer 2 kWp-Anlage. Dagegen ist bei den gegebenen Annahmen und Rahmenbedingungen eine 30 kWp-Anlage mit Speicher wirtschaftlich weiterbetreibbar.

Anlage 2 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 3)

Berechnung der Umstellung auf sonst. Direktvermarktung.
Vergütung 5 Ct/kWh, Vermarktungskosten 4,6 Ct/kWh.

Ergebnis: Die Investitionskosten für den Weiterbetrieb in dieser Variante (500 Euro für Zählerschrankumbau + 200 Euro für Einbau RLM-Zähler+200 Euro Anlagencheck) sowie die laufenden Kosten werden durch die Erlöse (90 Euro p.a.) bei weitem nicht kompensiert. Laufende Kosten von 350 Euro pro Jahr stehen Erlösen in Höhe von 90 Euro pro Jahr gegenüber (bei 5 Cent/kWh Vergütung Marktpreis Solar).

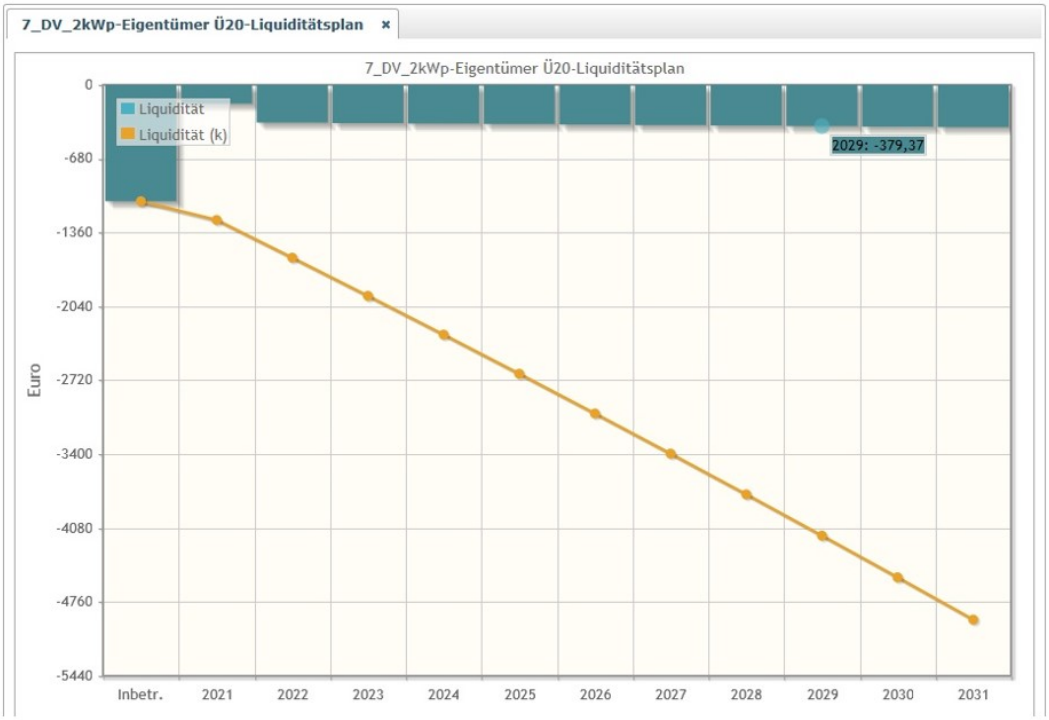

Abbildung 9 Anlage 2 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 3)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist unter den angenommen Randbedingungen stark negativ. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen nicht sinnvoll.

Anlage 5 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 4)

Berechnung der Umstellung auf sonst. Direktvermarktung.
Vergütung 5 Ct/kWh, Vermarktungskosten 2 Ct/kWh.

Ergebnis:
Die Investitionskosten für den Weiterbetrieb in dieser Variante (500 Euro für Zählerschrankumbau + 200 Euro RLM-Zähler+200 Euro Anlagencheck) sowie die laufenden Kosten werden durch die Erlöse (225 Euro p.a.) bei weitem nicht kompensiert. Laufende Kosten von 450 Euro pro Jahr stehen Erlösen in Höhe von 225 Euro pro Jahr gegenüber (bei 5 Cent/kWh als Vergütung).

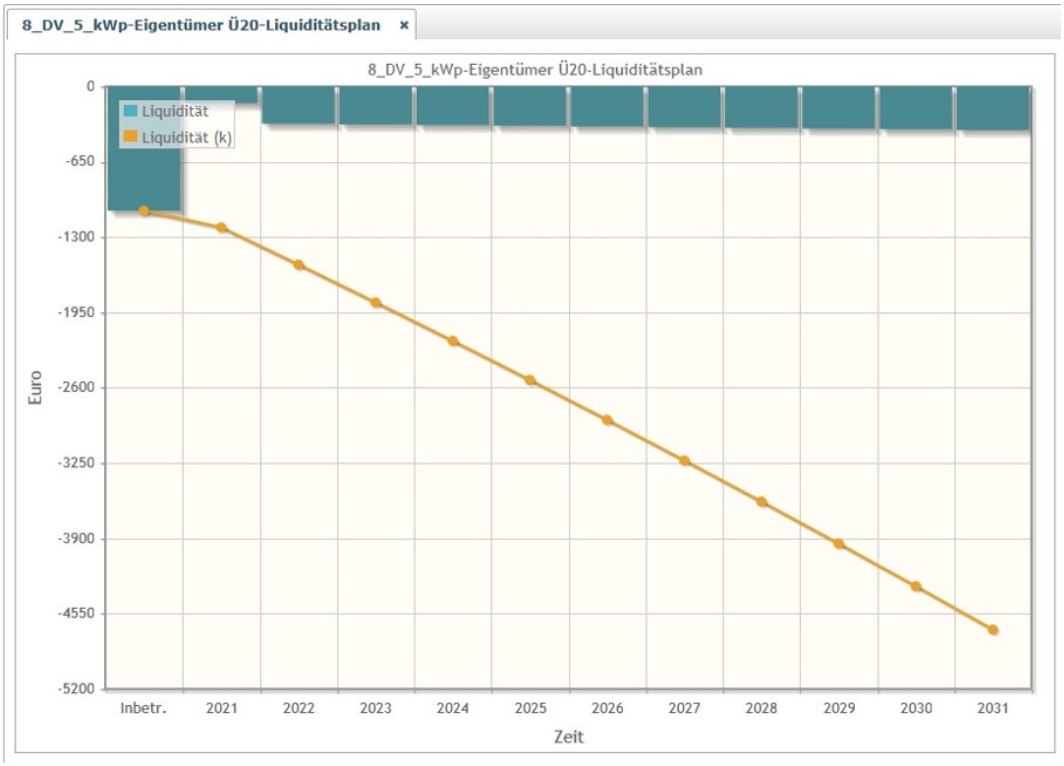

Abbildung 10 Anlage 5 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 4)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit den angenommen Eckpunkten stark negativ. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen nicht sinnvoll.

Anlage 30 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 5)

Berechnung der Umstellung auf sonst. Direktvermarktung.
Vergütung 5 Ct/kWh, Vermarktungskosten 0,4 Ct/kWh.

Ergebnis: Die Investitionskosten für den Weiterbetrieb in dieser Variante (500 Euro für Zählerschrankumbau + 200 Euro für Einbau RLM-Zähler+200 Euro Anlagencheck) sowie die laufenden Kosten werden durch die Erlöse (1.350 Euro p.a.) überkompensiert. Laufende Kosten von 900 Euro pro Jahr stehen Erlösen in Höhe von 1.350 Euro pro Jahr gegenüber (bei 5 Cent/kWh).

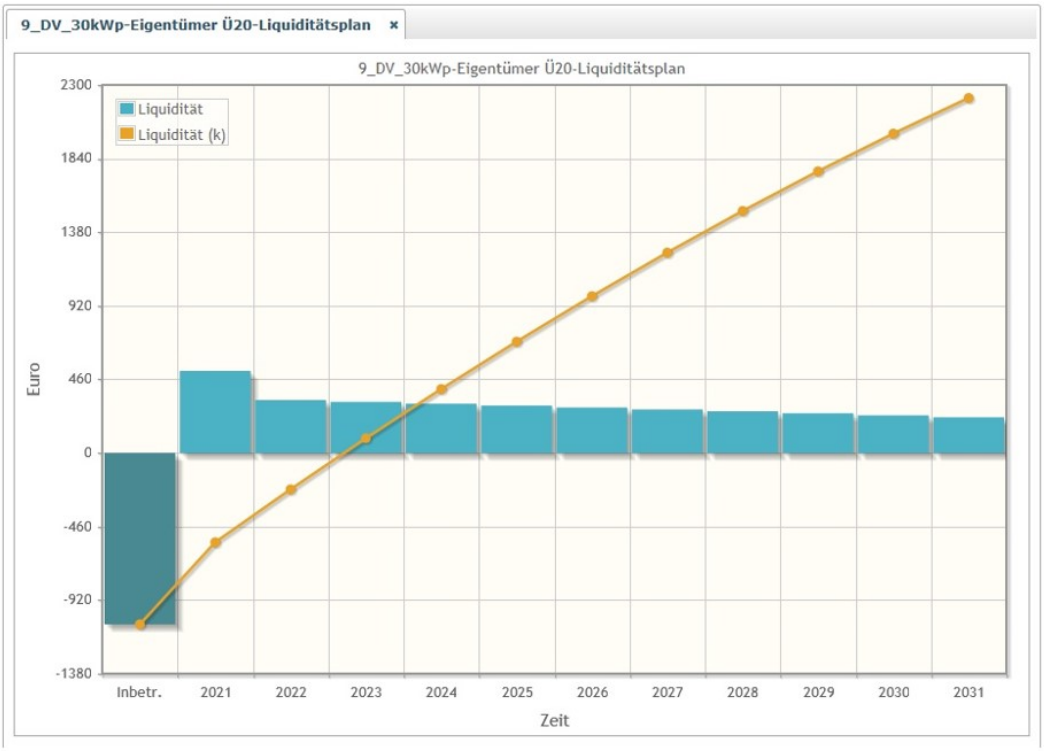

Abbildung 11 Anlage 30 kWp, Umrüstung auf Direktvermarktung (Variante 5)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit den angenommenen Eckpunkten positiv. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen sinnvoll, die Investition hat sich schon nach wenigen Jahren Weiterbetrieb erwirtschaftet.

Anlage 2 kWp, „Perspektive 1“ (Variante 6)

Bei dieser und der nächsten Berechnung werden die bisher angesetzten aktuellen Randbedingungen verlassen. Hier werden für die 2 kWp-Anlage Randbedingungen angesetzt, die aus unserer Sicht leicht umsetzbar wären und die Wirtschaftlichkeit zukünftig verbessern könnten.
Gleiche Randbedingungen wie Variante 1: Anlagengröße, Verbrauch etc. wurden wie bei Berechnung V1 (2 kWp-Eigenverbrauch ohne Speicher) angenommen.

geänderte Randbedingungen:

a) Wegfall der Anforderungen für Direktvermarktung für Ü20-Anlagen kleiner z.B. 30/100kWp
b) DV-Vergütung von Marktpreis 5 Ct/kWh + 2,5 Cent/kWh Umweltbonus
c) Abschaffung der EEG-Umlage für Ü20-Anlagen bis 30 kWp

damit ergibt sich für die Berechnung konkret
- Kosten Zählertausch entfällt
- Kosten EEG-Umlage (2,7 Ct auf 0 gesenkt)
- Vergütung Reststrom mit 7,5 Ct/kWh

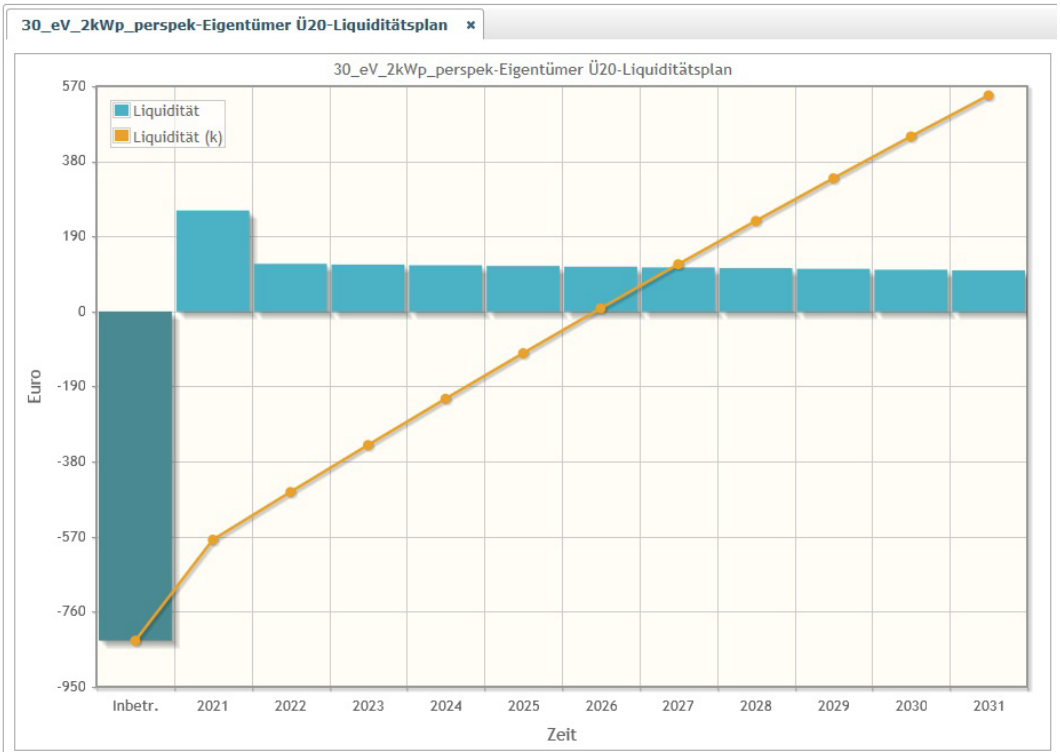

Abbildung 12 Anlage 2 kWp, „Perspektive 1“ (Variante 6)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit den angenommenen Eckpunkten positiv. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen sinnvoll, die Investition hat sich nach wenigen Jahren Weiterbetrieb erwirtschaftet.

Anlage 5 kWp mit Speicher, „Perspektive 2“ (Variante 7)

Auch bei dieser Berechnung werden die bisher angesetzten aktuellen Randbedingungen verlassen. Hier werden für die 5 kWp-Anlage Randbedingungen angesetzt, die aus unserer Sicht leicht umsetzbar wären und die Wirtschaftlichkeit zukünftig verbessern könnten.

Gleiche Randbedingungen wie Variante 2: Anlagengröße, Verbrauch etc. wurden wie bei Berechnung Variante 2 (5 kWp-Eigenverbrauch mit Speicher) angenommen.

Geänderte Randbedingungen:

a) Wegfall der Anforderungen für Direktvermarktung für Ü20-Anlagen kleiner z.B. 30/100kWp
b) DV-Vergütung von Marktpreis 5 Ct/kWh + 2,5 Cent/kWh Umweltbonus
c) Abschaffung der EEG-Umlage für Ü20-Anlagen bis 30 kWp

damit ergibt sich für die Berechnung konkret
- Kosten Zählertausch entfällt
- Kosten EEG-Umlage (2,7 Ct auf 0 gesenkt)
- Vergütung Reststrom mit 7,5 Ct/kWh

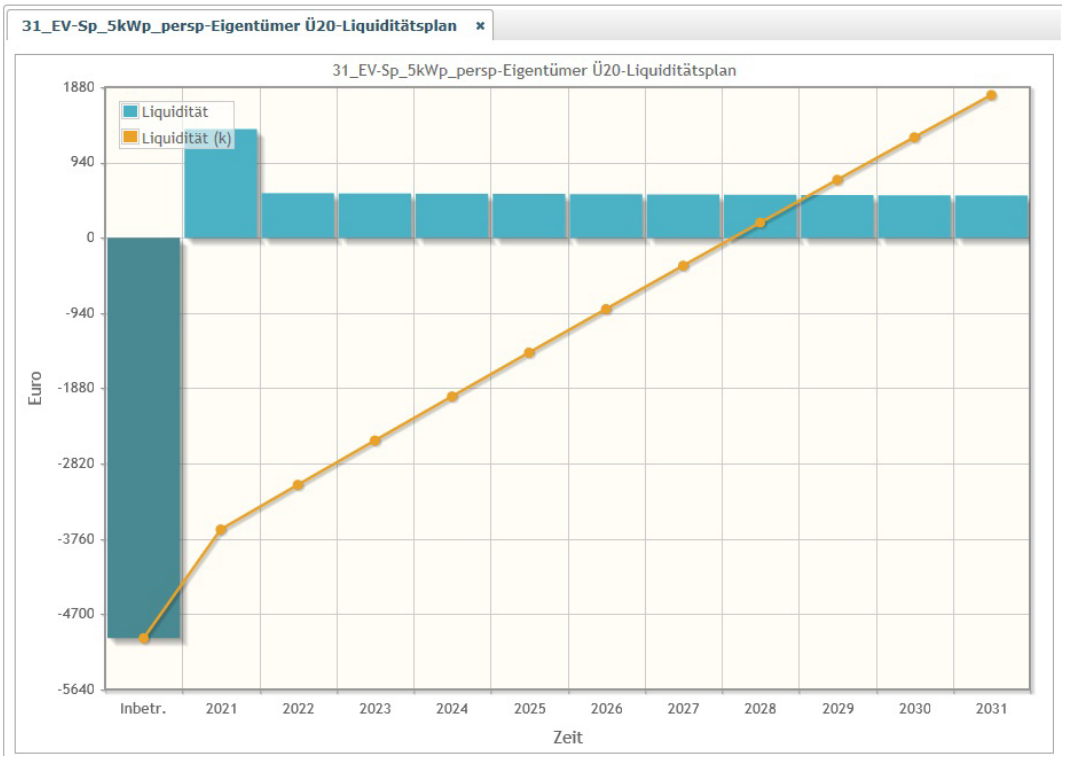

Abbildung 13 Anlage 5 kWp mit Speicher, „Perspektive 2“ (Variante 7)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit den angenommenen Eckpunkten **positiv**. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen sinnvoll, die Investition braucht jedoch längere Zeit (wegen der hohen Investition in den Speicher), bevor eine schwarze Null erreicht ist.

Anlage 2 kWp, „Perspektive 3“ (Variante 8)

Auch bei dieser Berechnung werden die bisher angesetzten aktuellen Randbedingungen verlassen. Hier werden für die 2 kWp-Anlage Randbedingungen angesetzt, die aus unserer Sicht ebenfalls leicht umsetzbar wären und die Wirtschaftlichkeit zukünftig verbessern könnten.

Gleiche Randbedingungen wie „Perspektive 1“ (2 kWp-Anlage ohne Speicher) angenommen, jedoch jetzt nicht als Eigenverbrauchsanlage, sondern als Weiterbetrieb mit Fortsetzung einer Volleinspeisung.

geänderte Randbedingungen:

a) Wegfall der Anforderungen für Direktvermarktung für Ü20-Anlagen kleiner z.B. 30/100kWp
b) Vergütung von Marktpreis 5 Ct/kWh + 2,5 Cent/kWh Umweltbonus + 2,0 Cent/kWh Kleinanlagenzuschlag = gesamt 9,5 Cent/kWh
c) Abschaffung der EEG-Umlage für Ü20-Anlagen bis 30 kWp
d) Volleinspeisung ins öffentliche Stromnetz ohne zusätzlichen finanziellen Aufwand.

Damit ergibt sich für die Berechnung konkret
- Kosten Zählertausch entfällt
- Vergütung eingespeister Strom mit 7,5 Ct/kWh ergibt einen negativen Verlauf, daher ist zum Erreichen eines wirtschaftlich positiven Verlaufes eine Vergütung von 9,5 Cent/kWh erforderlich.

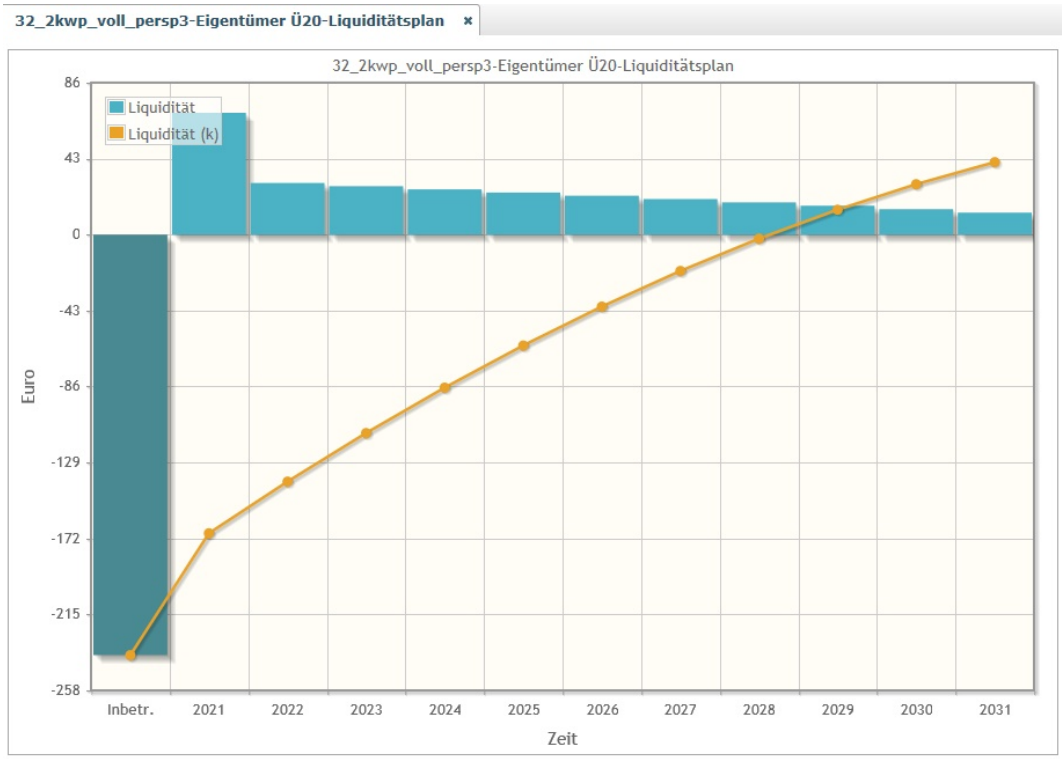

Abbildung 14 Anlage 2 kWp, „Perspektive 3“ (Variante 8)

Sichtbar am Verlauf der orangenen Linie: Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ist mit den angenommenen Eckpunkten leicht positiv. Aus wirtschaftlicher Sicht ist ein Weiterbetrieb daher mit diesen Randbedingungen sinnvoll, die Investition (hier nur der Anlagencheck) kann bis zum Ende der 10 Jahre Weiterbetrieb erwirtschaftet werden.

8.4 Kurzfazit zu den Berechnungen

A) Umstellung auf Eigenverbrauch
Ohne eine Vergütung der Rest-Einspeisemenge kann eine 2 kWp-Anlage im Eigenverbrauch nicht wirtschaftlich betrieben werden (Berechnung 1). Bei einer 5 kWp oder 30 kWp (bei hohem Eigenverbrauchsanteil) könnte der Eigenverbrauch wirtschaftlich lukrativ sein. Zu beachten ist allerdings, dass der Reststrom nach derzeitiger Rechtslage ohne Direktvermarktung nicht eingespeist werden darf.

B) Umstellung auf Eigenverbrauch mit Speicher
Mit den angesetzten Parametern verbessert der Zubau eines Speichers die Wirtschaftlichkeit bei den Eigenverbrauchsanlagen in allen drei Anlagengrößen nicht. Auch die Wirtschaftlichkeit der 5 kWp-Anlage entwickelt sich durch den Speichereinsatz negativ.

C) Direktvermarktung
Während die Direktvermarktung trotz hohen Prozesskosten bei einer 30 kWp-Anlage wirtschaftlich sein kann, gilt das nicht für 2 und 5 kWp-Anlagen. Die Kosten für Umrüstung und Betrieb sind zu hoch.

2-kWp-Anlage
Alle drei Weiterbetriebsmöglichkeiten A – C (Umrüstung auf Eigenverbrauch, Umrüstung Eigenverbrauch mit Speicher und die Direktvermarktung) sind für 2 kWp-Anlagen unter den gewählten Parametern nicht wirtschaftlich.

5 kWp-Anlage
Die Betrieb einer 5 kWp-Anlage im Eigenverbrauch kann wirtschaftlich sein. Bedingung wäre, dass der Reststrom ohne Direktvermarktungs-Verpflichtung abgenommen wird. Der Speichereinsatz verringert die Wirtschaftlichkeit.

30 kWp-Anlage
Für 30 kWp-Anlagen kann der Eigenverbrauch bei angesetzt hoher Eigenverbrauchquote eine wirtschaftlich sinnvolle Option sein. Die Ergänzung um einen Speicher verringert die Wirtschaftlichkeit (die aber positiv bleibt). Auch die Umstellung auf Direktvermarktung ohne Eigenverbrauch (insbesondere bei gepachteten Dächern notwendig!) könnte unter optimalen Randbedingungen (geringe Prozesskosten der Direktvermarktung) wirtschaftlich möglich sein.

Tabelle 10 Betrachtung zur Wirtschaftlichkeit der Optionen

2 kWp	5 kWp	30 kWp
Eigenverbrauch	Eigenverbrauch	Eigenverbrauch
Eigenverbrauch + Speicher	Eigenverbrauch + Speicher	Eigenverbrauch + Speicher
Direktvermarktung	Direktvermarktung	Direktvermarktung

	Nicht wirtschaftlich
	Wirtschaftlich

In den Berechnungen *Perspektive* (Variante 6-8) werden Randbedingungen dargestellt, unter denen ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich wäre.

Die Randbedingungen für eine 2 kWp lauten:

a weitere Voll-/Teileinspeisung in das Stromnetz ohne größeren technischen Umbau (Wegfall der messtechnischen Anforderungen der Direktvermarktung),
b keine EEG-Umlage auf Eigen- und Drittversorgung,
c Vergütung des Marktpreis Solar für eingespeiste Strommengen (5 Ct/kWh) UND
d zusätzlich Auszahlung eines Umweltbonus von mind. 2,5 Ct pro kWh bei Teileinspeisung und mind. 4,5 Ct/kWh bei Volleinspeisung.

Bei der Diskussion zu wirtschaftlichen Perspektiven sollte beachtet werden, dass selbst bei einer Vergütung für Reststrom von 7,5 Ct/kWh bei Eigenverbrauchsanlagen bis 5 kW nur minimale Einnahmen erzielt werden können. Bei der *Perspektive 1*-Anlage (2-kW-Anlage) bleibt dem Betreiber ein Überschuss von nur rund 100 Euro pro Jahr. Ähnlich auch in *Perspektive 2*. Betrachtet man das Betreiberrisiko z.B. Reparaturen, Ertragsausfälle (nicht in die Berechnung einbezogen), so sind diese Mindest-Einnahmen gerechtfertigt und notwendig. Anlagen, die weiterhin in Volleinspeisung betrieben werden, machen einen Umweltbonus von mindestens 4,5 Ct/kWh erforderlich, um den Weiterbetrieb sicherzustellen, *Perspektive 3*.

9 Petition des SFV

Am 22.1.2020 rief der SFV in einer Petition „Kein AUS von Solaranlagen nach 20 Jahren“[50] die Bundesregierung dazu auf, den Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen sicherzustellen. Gemeinsam mit über 70 mitzeichnenden Organisationen, unter ihnen an erster Stelle die DGS, wurde folgendes gefordert:

Die Bundesregierung solle zunächst anerkennen, dass funktionstüchtige Photovoltaikanlagen auch nach Auslauf der EEG-Förderung ein wichtiger Bestandteil der Energiewende bleiben müssen. Dabei gilt es festzustellen, dass Strom aus jeder Photovoltaikanlage unabhängig von deren Alter weiterhin wie bisher vom Netzbetreiber abgenommen werden muss. Ein Weiterbetrieb wäre allerdings nur dann sichergestellt, wenn Anlagenbetreiber die Möglichkeit erhalten, den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage fortzuführen. Es ist demnach zwingend zu beschließen, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb (z. B. Messung) so einfach und kostengünstig wie möglich gestaltet werden. Des Weiteren forderten die Organisationen und Initiativen die Bundesregierung auf, die Regelungen in der EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung Erneuerbarer Energien spätestens bis Ende 2020 umzusetzen, um damit wichtige Grundvoraussetzungen für den Weiterbetrieb der Anlagen zu schaffen. Dazu gehörten

a) für netzeingespeisten Strom pro Kilowattstunde (unabhängig vom Alter der Anlage) mindestens den Börsenstrompreis auszuzahlen (Art. 21 Nr. 2d EU-RL)

b) und zusätzlich den langfristigen Wert des Solarstroms für das Netz, die Umwelt sowie die Gesellschaft bei der Festlegung der Einspeisevergütung angemessen zu berücksichtigen (Art. 21 Nr. 2d EU-RL) sowie

c) auf eigenverbrauchten und durch Dritte in örtlicher Umgebung zur Photovoltaikanlage genutzten Solarstrom keine Abgaben und Umlagen zu erheben. (Art. 21 Nr. 3 c u. 4 EU-RL)

Die Petition wurde inzwischen von über 115.000 Privatpersonen (Stand 30.03.2020) unterzeichnet und konnte auf Grund der Reisebeschränkungen bisher nur per E-Mail an das Bundesministerium für Wirtschaft übergeben werden.

[50] Petition: Kein AUS für Solaranlagen nach 20 Jahren, https://weact.campact.de/petitions/kein-aus-fur-solaranlagen-nach-20-jahren?just_launched=true

Impressum

Projektnehmer:
Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV) (*Kapitel 1, 3 - 7, 9*)
Frère-Roger-Str. 8-10, 52062 Aachen
Tel.:0241-511616, Fax 0241-535786
https://www.sfv.de, https://klimaklage.com/
Dipl.-Ing. Susanne Jung, jung@sfv.de
B.eng. Tobias Otto, zentrale@sfv.de

In Zusammenarbeit mit:
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. (*Kapitel 1, 8*)
Erich-Steinfurth-Straße 8, 10243 Berlin
https:\www.dgs.de
Dipl.-Phys. Jörg Sutter, Tel. 07231-603 8201, sutter@dgs.de
Dipl.-Kfm. (Univ.) Michael Vogtmann, Tel. 0911 / 376 516-30, info@dgs-franken.de

Dr. Markus Behnisch (*Kapitel 2*)
Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer und Coll. (GGSC)
Stralauer Platz 34, 10243 Berlin
Tel 030-72610260, Fax 030-726102610
behnisch@ggsc.de
https:\www.ggsc.de

kurze Umfrage (5 Min.) zu Ihrem Angebot für PV-Altanlagen

Seite 1

Das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) hat den **Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)** beauftragt, ein Gutachten zum Thema: “Leistungen und Kosten beim Weiterbetrieb von PV-Altanlagen“ zu erstellen.
Das Gutachten wird in Zusammenarbeit mit der **Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)** und mit juristischer Unterstützung der Rechtsanwaltskanzlei **Gaßner, Groth, Siederer und Coll (GGSC)** erarbeitet.

Die Ergebnisse sollen dazu dienen, einen Überblick über die rechtlichen Hintergründe, die derzeit vorliegenden und diskutierten Möglichkeiten für den Weiterbetrieb von PV-Altanlagen und ggf. notwendigen gesetzlichen Handlungs- und Regulierungsnotwendigkeiten zu geben.
Das **Umweltbundesamt (UBA)** hat bereits Interesse an den Ergebnissen bekundet, um sie ebenfalls in ihre Studien und den EEG-Diskussionsprozess einzubringen.

Auch Ihr Unternehmen ist nach unserer Recherche im Bereich der Direktvermarktung bzw. mit Angeboten zur Stromabnahme auf dem Markt. Daher möchten wir gerne auch Ihr Angebot in die Auswertung einbeziehen.

Wir bitten Sie, die 12 kurzen Fragen zu beantworten und Ihre Kontaktdaten für eventuelle Rückfragen beizufügen.
Um eine schnelle Beantwortung auch für Sie zu ermöglichen, haben wir die Umfrage online erstellt.
Die Ergebnisse werden ausschliesslich anonymisiert veröffentlicht, so dass keine Details über Angebote offen gelegt werden.

Bitte geben Sie uns auch Hindernisse/Hemmnisse für ein mögliches Angebot an. Über das Gutachten möchten wir auch Handlungsempfehlungen an die Politik adressieren, um für Betreiber von PV-Altanlagen einen einfachen und möglichst unbürokratischen Weiterbetrieb zu ermöglichen.

Als Dankeschön zur Teilnahme an der Umfrage bekommen Sie von uns, wenn gewünscht, den neuen SFV Karikaturen-Kalender 2020 zugeschickt.

Vielen Dank für Ihre Mithilfe!

Mit freundlichen Grüßen

Susanne Jung, Projektkoordinatorin
Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (jung@sfv.de)

Tobias Otto, Mitarbeiter
Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (tobias.otto@sfv.de)

Jörg Sutter, Vizepräsident
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (sutter@dgs.de)

* Sind Pflichtangaben

Seite 2

1. Bitte hinterlassen Sie uns Ihre Kontaktdaten.

Die Ergebnisse unserer Studie werden ausschließlich anonymisiert veröffentlicht. Jedoch würden wir Sie gerne für Rückfragen & weitere Infos kontaktieren können.
Als Dankeschön zur Teilnahme an der Umfrage bekommen Sie, wenn gewünscht, von uns den neuen SFV Karikaturen-Kalender 2020 zugeschickt.

Unternehmen	
Vor- und Nachname	
Abteilung	
PLZ, Ort	
Straße	
Telefonnummer	
Email-Adresse	

2. Ist Ihr Unternehmen bundesweit oder regional tätig? *

- ◯ Bundesweit
- ◯ Regional

3. Wenn regional, in welcher Region sind Sie tätig?

Seite 3

4. Plant oder hat Ihr Unternehmen ein Abnahme- und/oder Vermarktungsangebot für Strom aus PV-Anlagen nach Auslauf der Einspeisevergütung ("Post-EEG")? *

- ◯ ja
- ◯ nein

5. Wenn ja, um welche Angebote handelt es sich?

- ☐ sonstige Direktvermarkung (z.B. Peer2Peer, virtuelles Kraftwerk, Stromcloud)
- ☐ Herkunftsnachweise (z.B. Grünstrom od. Regionalstrom)
- ☐ Sonstige Lösungen

6. Bitte beschreiben Sie das/die Angebot(e) mit wenigen Worten.

7. Gibt es weitere Bedingungen, z.B. verpflichtende Volleinspeisung des Stroms / Möglichkeit der Reststromeinspeisung?

Seite 4

8. Sehen Sie Probleme, die Alt-Anlagenbetreiber zu erreichen?

- ◯ ja
- ◯ nein

9. Wie wollen Sie Anlagenbetreiber erreichen?

Erläuterungen oder Details (z.B. Webseite, Flyer o.Ä.)

Seite 5

10. Wie hoch schätzen Sie die Kosten für Umrüstungen und Geräte ein?

bis 30 kW	
bis 100 kW	
über 100 kW	
Sonstige Einteilung / Details	

11. Welche Art von Umrüstungen sind notwendig, bzw. gibt es größenspezifische Unterschiede? (z.B. Zähl- und/oder Abregeleinrichtung)

bis 30 kW	
bis 100 kW	
über 100 kW	
Sonstiges / Details	

12. Können mit den Einnahmen die Betriebskosten der PV-Anlage gedeckt werden? Mit welchen Einnahmen kann der Betreiber pro kWh in etwa rechnen?

Seite 6

13. Geben Sie uns Hindernisse und Hemmnisse für ein mögliches Angebot oder Produkt an.
Was würden Sie sich von der Politik wünschen?

Seite 7

14. Möchten Sie den SFV Kalender 2020 als Dankeschön erhalten? (Maximal 2 Exemplare)

Möchten Sie mehr als 2 Exemplare bestellen? Kontaktieren Sie uns gerne unter zentrale@sfv.de
Musterbeispiel von 2019: https://www.sfv.de/pdf/Entwurf_Karikaturensammlung_2019b.pdf

◯ Nein

◯ Ja (Anzahl) ____

» Umleitung auf Schlussseite von Umfrage Online