

Andor, Mark Andreas; Frondel, Manuel; Sendler, Sophie

Research Report

Photovoltaik-Anlagen in Deutschland: Ausgestattet mit der Lizenz zum Gelddrucken?

RWI Materialien, No. 94

Provided in Cooperation with:

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

Suggested Citation: Andor, Mark Andreas; Frondel, Manuel; Sendler, Sophie (2015) : Photovoltaik-Anlagen in Deutschland: Ausgestattet mit der Lizenz zum Gelddrucken?, RWI Materialien, No. 94, ISBN 978-3-86788-666-6, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:061:3-49442>

This Version is available at:
<http://hdl.handle.net/10419/121181>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Materialien

Mark A. Andor
Manuel Frondel
Sophie Sandler

Diskussionspapier

Photovoltaik-Anlagen in Deutschland – Ausgestattet mit der Lizenz zum Gelddrucken?

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB 

Heft 94

Vorstand des RWI

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Präsident)

Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)

Prof. Dr. Wim Kösters

Verwaltungsrat

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender);

Manfred Breuer; Prof. Dr. Claudia Buch; Reinhold Schulte (Stellv. Vorsitzende);

Hans Jürgen Kerkhoff; Dr. Thomas A. Lange; Martin Lehmann-Stanislawski;

Dr.-Ing. Herbert Lütkestratkötter; Hans Martz; Andreas Meyer-Lauber;

Hermann Rappen; Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D.; Reinhard Schulz;

Dr. Michael H. Wappelhorst; Josef Zipfel

Forschungsbeirat

Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D. (komm. Vorsitzende);

Prof. Dr. Monika Bütler; Prof. Dr. Lars P. Feld; Prof. Dr. Stefan Felder;

Prof. Dr. Alexia Fűrnkranz-Prskawetz; Prof. Timo Goeschl, Ph.D.; Prof. Timothy W.

Guinnane, Ph.D.; Prof. Dr. Kai Konrad; Prof. Dr. Wolfgang Leininger;

Prof. Dr. Nadine Riedel; Prof. Dr. Kerstin Schneider; Prof. Dr. Conny Wunsch

Ehrenmitglieder des RWI

Heinrich Frommknecht; Dr. Eberhard Heinke; Prof. Dr. Paul Klemmer †;

Dr. Dietmar Kuhnt

RWI Materialien Heft 94

Herausgeber:

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen, Tel. 0201 - 8149-0

Alle Rechte vorbehalten. Essen 2015

ISSN 1612-3573

ISBN 978-3-86788-666-6

Materialien

Diskussionspapier

Mark A. Andor, Manuel Frondel und Sophie Sandler

**Photovoltaik-Anlagen in
Deutschland – Ausgestattet mit
der Lizenz zum Gelddrucken?**

Heft 94

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB

 **RWI**

Bibliografische Informationen der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über: <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Mitglied der



Das RWI wird vom Bund und vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert.

ISSN 1612-3573

ISBN 978-3-86788-666-6

Mark A. Andor, Manuel Frondel und Sophie Sandler ¹

Photovoltaik-Anlagen in Deutschland – Ausgestattet mit der Lizenz zum Gelddrucken?

Zusammenfassung

Auf Basis der Erhebungen zum Energieverbrauch der privaten Haushalte von RWI und forsia analysieren wir für mehrere hundert Haushalte, die über eine Photovoltaik-Anlage verfügen, die Renditen der Investitionen in PV-Anlagen. Unsere Ergebnisse verdeutlichen, dass diese Renditen mitunter sehr lukrativ waren, besonders bei Installation in den Jahren 2009 bis 2011, in denen hohe Vergütungssätze für Solarstrom mit stark gesunkenen Anlagekosten einhergingen. Unsere Sensitivitätsanalysen zeigen allerdings auch die nicht unerheblichen Risiken auf, die mit derartigen Investitionen verbunden sind. Zudem sind es tendenziell eher die wohlhabenderen Haushalte, die derartige Investitionen tätigen. Finanziert werden die damit erzielten Renditen von der großen Masse der übrigen Stromverbraucher über die EEG-Umlage, nicht zuletzt auch von den armutsgefährdeten Haushalten. Angesichts dieser Umverteilung finanzieller Ressourcen stellt sich bei der Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren in Deutschland mit Hilfe des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) die Frage nach einer gerechten Lastenverteilung.

JEL Classification: Q28, Q42, Q48

Keywords: Solarstrom; Verteilungsgerechtigkeit; Subventionen

September 2015

¹ Mark A. Andor, RWI; Manuel Frondel, RWI und RUB; Sophie Sandler, RWI. – Wir danken Frederik Hesse, Christoph M. Schmidt und einem anonymen Gutachter für wertvolle Kommentare und Anregungen und dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Projekts Akzeptanz, Förderkennzeichen 01 UN 1203C. – Korrespondenz: Manuel Frondel, RWI, Hohenzollernstr. 1-3, 45128 Essen, E-Mail: frondel@rwi-essen.de

1 Einleitung

Mit der Abkehr von der Kernenergie und dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Zuge der deutschen Energiewende ist unweigerlich eine Verteuerung des Stromverbrauchs verbunden (Frondel et al. 2015). Die für die Verbraucher wachsende Kostenbelastung lässt sich deutlich am Anstieg der sogenannten EEG-Umlage erkennen. Mit dieser Abgabe auf den Stromverbrauch werden die Kosten der Förderung der Erneuerbaren, die seit dem Jahr 2000 auf Grundlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) erfolgt, auf die Stromverbraucher umgelegt. Zwischen 2009 und 2015 hat sich diese Umlage etwa verfünffacht und ist von rund 1,3 Cent je Kilowattstunde (kWh) auf 6,17 Cent im Jahr 2015 gestiegen.

Maßgeblichen Anteil an diesem drastischen Anstieg hatte der auf der Photovoltaik (PV) beruhende sogenannte Solarboom in Deutschland, der vor allem in den Jahren 2009 bis 2013 zu verzeichnen war (Tabelle 1). Einhergehend mit den ab dem Jahr 2009 stark fallenden Preisen für PV-Module kam es in den Jahren 2009 und 2010 jeweils zu einer Verdopplung der neu installierten Kapazitäten gegenüber dem Vorjahr. (Für die daraus erwachsende Kostenbelastung ist das Jahr der Installation deswegen so bedeutend, weil die dann geltende Einspeisevergütung für jeweils 20 Jahre die Vergütung des mit der Anlage produzierten Stroms festlegt.) Um die Kosten für die Verbraucher in Grenzen zu halten, wurden die im Rahmen des EEG für Solarstrom gewährten Einspeisevergütungen im Jahr 2010 unterjährig gesenkt.

Trotz dieser Senkungen um 13% zum 1. Juli 2010 und um 3% zum 1. Oktober 2010 und einer weiteren Verringerung der Vergütungen zu Beginn des Jahres 2011 um wiederum 13% gelang es der Politik jedoch nicht, den Preisrückgang bei den PV-Anlagen durch Kürzung der Fördersätze angemessen zu berücksichtigen (Bardt und Niehues 2013: 212). Im Ergebnis haben sich nach unseren Berechnungen auf Basis von Frondel et al. (2008), Frondel et al. (2010) und Frondel et al. (2014) für sämtliche in der Zeit zwischen der Einführung des EEG im Jahr 2000 und Ende 2014 in Deutschland installierte PV-Anlagen rund 112 Mrd. Euro (in Preisen von 2012) an Zusatzkosten angehäuft (Tabelle 1). Diese Zusatzkosten wurden im Wesentlichen dadurch berechnet, dass von der Summe der Einspeisevergütungen der Wert des erzeugten Solarstroms, bemessen in Börsenstrompreisen, abgezogen wurde.

Mit diesen hohen Kosten des Solarbooms gehen kontroverse Diskussionen über dessen Folgen und Nutzen einher. So sind laut Heindl et al. (2014: 509) Haus- und Grundbesitzer die Profiteure der PV-Förderung, während die übrigen privaten Haushalte sowie die Stromverbraucher aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und der Industrie die hohen Kosten dafür zu tragen haben (Frondel und Sommer 2014).

Tabelle 1: Kapazitäten und Zusatzkosten der Photovoltaikförderung in Deutschland.

	Jährliche Kapazitätszuwächse und re-		Zusatzkosten	
	sultierende Solarstromerträge		Mrd. €	Mrd. € ₂₀₁₂
	MW	Mio. kWh		
2000	53	43	0,389	0,413
2001	110	89	0,802	0,836
2002	110	89	0,752	0,768
2003	139	112	0,889	0,890
2004	670	542	4,779	4,690
2005	951	769	7,338	7,057
2006	843	682	6,094	5,748
2007	1 271	1 028	8,595	7,951
2008	1 950	1 577	12,316	11,175
2009	3 794	3 068	19,810	17,642
2010	7 406	5 988	30,230	26,443
2011	7 485	6 054	20,628	17,761
2012	7 522	6 083	9,610	8,229
2013	3 304	2 671	1,902	1,649
2014	1 899	1 536	0,516	0,456
Summe Zusatzkosten 2000-2014:			124,650	111,708

Quelle: Jährliche Kapazitätszuwächse: BMU (2011), BNetzA (2015). Zusatzkosten: Eigene Berechnungen, zusätzliche Details finden sich in Frondel et al. (2008), Frondel et al. (2010) und Frondel et al. (2014).

Nach Berechnungen von Bardt und Niehues (2013: 213ff.) auf Basis von Daten des Sozio-oekonomischen Panels (SOEP) erzielen die mehr als eine Million Haushalte, die mit einer PV-Anlage ausgestattet sind, jährliche Überschüsse von etwa einer Milliarde Euro. Über die Hälfte dieser Überschüsse gehen laut Bardt und Niehues (2013: 217) an Haushalte der obersten drei Dezile der Einkommensverteilung. Es wird darüber hinaus vermutet, dass ein Schlüssel für diese Umverteilung von tendenziell ärmeren Haushalten zu den eher wohlhabenderen Haushalten, die eine PV-Anlage besitzen, Renditen sind, die deutlich höher ausfallen als bei vergleichbaren Investitionen.

Um dieser Diskussion eine empirische Grundlage zu liefern, wird in diesem Beitrag die Bandbreite an Renditen von Betreibern von PV-Anlagen in Deutschland analysiert. Dazu werden die Daten zum Energieverbrauch der privaten Haushalte verwendet, die RWI und forsa im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) seit mehr als einem Jahrzehnt erheben. Aus den Erhebungen für die Jahre 2007-2013 resultieren detaillierte Angaben von Haushalten, die über eine PV-Anlage verfügen: das Jahr der Inbetriebnahme der Anlage, die installierte Leistung und die damit jährlich produzierte Solarstrommenge. Diese Angaben ermöglichen uns die empirische Analyse der diesen Haushalten zufließenden Förderung sowie der sich daraus ergebenden Rendite von PV-Anlagen.

Im folgenden Abschnitt 2 werden die der Analyse zugrunde liegende Datenbasis sowie die Grundannahmen der Renditeberechnung vorgestellt. Die Darstellung der Ergebnisse des Grundmodells erfolgt in Abschnitt 3. Diese Ergebnisse werden im Abschnitt 4 anhand einer Sensitivitätsanalyse überprüft. Der abschließende fünfte Abschnitt zieht ein Fazit.

2 Datenbasis und Annahmen des Grundmodells

Unsere Analyse beruht auf den Daten dreier Befragungen zum Energieverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland für die Jahre 2006-2008, 2009-2010 und 2011-2013. An diesen Erhebungen haben 6 714, 7 125 bzw. 8 561 Haushalte teilgenommen (RWI, forsa 2011, 2013, 2015). Im Rahmen dieser Erhebungen wurden die Haushaltsvorstände nicht zuletzt nach dem Vorhandensein von PV-Anlagen und anderen alternativen Technologien befragt.

Insgesamt haben 563 Haushalte angegeben, im Besitz einer PV-Anlage zu sein.¹ Jeder vierte dieser Haushalte verfügt über ein Nettoeinkommen von mindestens 4 200 Euro im Monat, wohingegen nur 8,2% solcher Haushalte in den Einkommensklassen unter 1 700 Euro zu finden sind. Dies sind erste Indizien für die Vermutung, dass PV-Anlagen in einkommensstarken Haushalten häufiger verbreitet sind. Diese Vermutung wird dadurch bestätigt, dass über 90% dieser Haushalte angegeben haben, in der eigenen Immobilie zu wohnen. Im Übrigen leben vier von fünf Haushalten mit PV-Anlage in einem Ein- oder Zweifamilienhaus, die übrigen in Reihen- oder Doppelhäusern.

Für 294 der 563 Haushalte liegen uns die zur Berechnung der Renditen erforderlichen Angaben vor: der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage, ihre Kapazität in Kilowatt (kW) sowie die im Jahr 2013 erzeugte Solarstrommenge.² Mit Hilfe des Zeitpunkts der Inbetriebnahme der Anlage und der Angabe zur Kapazität konnte der Vergütungssatz je Kilowattstunde (kWh) Solarstrom ermittelt werden. Durch Multiplikation des Vergütungssatzes mit der im Jahr 2013 erzeugten Solarstrommenge konnten die in diesem Jahr erzielten Einnahmen aus der Solarstromerzeugung errechnet werden.³

Um die Einnahmen für die Jahre seit Inbetriebnahme einer Anlage abschätzen zu können, wurden die unbekanntes Solarstromerträge für die Jahre vor 2013 mit Hilfe von bundeslandspezifischen Daten des Deutschen Wetterdienstes zur jährlichen Sonnenscheindauer taxiert (DWD 2015). Es wurde dazu angenommen, dass die produzierte Strommenge hauptsächlich von der Sonnenscheindauer abhängt, wohingegen andere Faktoren wie Wartungszeiten vernachlässigt werden können (Bardt und Niehues 2013: 216). Auf Basis dieser Annahme lässt sich der unbekanntes Solarstromertrag einer Anlage für das Jahr t aus dem bekannten Solarstromertrag für das Jahr 2013 wie folgt abschätzen:

¹ Der Tabelle A1 im Anhang kann die Verteilung der Größenklassen aller 343 Haushalte, die hierzu Angaben gemacht haben, entnommen werden.

² Der mittlere spezifische Solarstromertrag lag im Jahr 2013 bei 830 kWh je kW Leistung.

³ Da die Haushalte für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme lediglich das Jahr, nicht aber den Monat angeben mussten, wurde für die Jahre 2010, 2012 und 2013, in denen das EEG unterschiedliche Vergütungssätze innerhalb des Jahres bzw. eine monatliche Degression vorsah, ein gewogenes Mittel der monatlichen Werte als Vergütungssatz angenommen. Im Übrigen wurden in den Erhebungen für die Jahre 2006-2008 sowie 2009-2010 die für die Anlagen geltenden Vergütungssätze von den Haushalten erfragt. Der Vergleich dieser Angaben mit den veröffentlichten Vergütungssätzen zeigt eine sehr große Übereinstimmung: Lediglich bei fünf Haushalten gibt es nicht rundungsbedingte Abweichungen.

Stromertrag im Jahr t = Stromertrag im Jahr 2013 * Sonnenscheindauer in t /Sonnenscheindauer in 2013. (1)

Um den jährlichen Gewinn einer Anlage ermitteln zu können, müssen von den Einnahmen die jährlichen Kosten des Betriebs der Anlagen sowie die jährliche Abschreibung der Anlage abgezogen werden. Es wird dazu angenommen, dass die Abschreibung der Anschaffungskosten linear über die Nutzungsdauer von 20 Jahren erfolgt. Mithin erfolgt die Abschreibung über genau jenen Zeitraum, für den die Vergütung gesetzlich gewährleistet ist. Für die jährlichen Betriebskosten wird ein Richtwert von 1% der Anschaffungskosten angenommen (Acker 2015a; Finke 2015a; Madel 2015). In den Betriebskosten nicht enthalten sind im Grundmodell die jährlichen Kosten für die Versicherung der Anlage. Diese werden jedoch in den Sensitivitätsrechnungen berücksichtigt, ebenso wie die Möglichkeit, die Investition durch Kredite zu finanzieren. Im Grundmodell wird hingegen angenommen, dass die Investition zu 100% aus Eigenkapital finanziert wird.

Die für keine der Anlagen aus der Erhebung bekannten Anschaffungskosten werden mit Hilfe eines Preisindex für schlüsselfertige PV-Anlagen taxiert (Ziegler 2015). Um mit Hilfe des Preisindex die Anschaffungskosten in Euro abschätzen zu können, mussten wiederum die bekannten Angaben zum Jahr der Installation der Anlage und zu deren Leistung zu Rate gezogen werden. In unseren Sensitivitätsrechnungen variieren wir die Anschaffungskosten, um zu berücksichtigen, dass Haushalte besonders günstige bzw. weniger günstige Anbieter gewählt haben könnten.

Bei der Bestimmung der Rendite ist zu beachten, dass das eingesetzte Kapital nicht über die gesamte Nutzungsdauer der PV-Anlage gebunden ist: Jährlich erwirtschaftet die Anlage Einnahmen, die erneut investiert werden können. Daher gehen wir bei der Berechnung der Rendite vereinfachend davon aus, dass das über die Nutzungsdauer durchschnittlich gebundene Kapital der Hälfte der Anschaffungskosten entspricht (siehe hierzu beispielsweise Wöhe und Döring (2008: 529)). Demnach beziehen wir die jährlichen Gewinne bei der Berechnung der Rendite r_t auf die Hälfte der Anschaffungskosten:

$$r_t = \frac{\theta * q_t - A_t - c_t}{\frac{I}{2}}, \quad (2)$$

wobei q_t in dieser Formel die eingespeiste Solarstrommenge im Jahr t bezeichnet, θ den gesetzlich garantierten Einspeisevergütungssatz, A_t die jährliche Abschreibung, c_t die jährlichen Betriebskosten sowie I die einmaligen Anschaffungskosten.

3 Ergebnisse des Grundmodells

Die Berechnung der Renditen erfolgt getrennt für das jeweilige Jahr der Inbetriebnahme der Anlagen, da dieses eine sehr starke Determinante des Gewinns darstellt. Dies wird aus den in Tabelle 2 dargestellten Renditen sehr deutlich: Mit im Mittel über 10% erzielen jene Betreiber die höchsten Renditen, die ihre Anlagen in den Jahren 2009, 2010 oder 2011 installierten. Anlagen, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden, erzielten hingegen die geringsten Renditen im Betrachtungszeitraum von 2008 bis 2013.

Entsprechende Unterschiede ergeben sich auch bei den über alle Anlagen eines Jahrgangs hinweg gemittelten Gewinnen. Diese liegen für Anlagen mit Installationsjahr 2012 bei 306 Euro pro Jahr,

während Anlagen, die im Jahr 2011 installiert wurden, im Schnitt 943 Euro an Gewinn erzielen. Im Übrigen stimmt der durchschnittliche Jahresgewinn von 1 210 Euro für das Installationsjahr 2010 mit den von Bardt und Niehues (2013: 217) geschätzten jährlichen Gewinnen praktisch überein. Die im Wesentlichen auf Annahmen beruhenden Berechnungen dieser Autoren ergeben bei Inbetriebnahme einer 10 kW-Anlage im ersten Quartal 2010 einen Gewinn von ca. 100 Euro pro Monat.

Natürgemäß schwanken die Renditen der Anlagen mit der jährlichen Sonnenscheindauer. Dies ist per Annahme der einzige Faktor, der die Unterschiede in den von uns berechneten Renditen eines Anlagenjahrgangs in den Jahren seit Inbetriebnahme erklärt, denn mangels Informationen zu den Solarstromerträgen vor 2013 musste angenommen werden, dass sich der unbekannte Stromertrag einer Anlage für das Jahr t nach Gleichung 1 ergibt. Auffällig ist, dass die Sonnenscheindauer im Jahr 2013 relativ gering ausfiel (Tabelle 2). Daher geht die relativ geringe Rendite für im Jahr 2012 installierte Anlagen im Jahr 2013 teilweise darauf zurück und nicht allein auf die gesunkenen Vergütungen. Die jeweils höchsten Renditen ergaben sich für das Jahr 2011, das die höchste Sonnenscheindauer im Betrachtungszeitraum 2008 bis 2013 aufweist.

Tabelle 2: Durchschnittliche Rendite der Photovoltaikanlagen privater Haushalte im Zeitraum 2008 bis 2013.

Jahr	Rendite bei Inbetriebnahme im Jahr						durchschnittl. Sonnenscheindauer (Std./Jahr)
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
2008	7,18%						1 623
2009	7,39%	10,18%					1 678
2010	5,90%	9,47%	9,91%				1 533
2011	9,84%	10,31%	14,54%	15,36%			1 839
2012	7,93%	8,32%	12,07%	12,89%	13,38%		1 662
2013	5,50%	6,47%	9,21%	9,93%	10,46%	4,50%	1 488
Arithm. Mittel	7,29%	8,95%	11,43%	12,73%	11,92%	4,50%	
Zahl der Beob.	15	20	44	91	60	64	
Marktzinssätze							
Bundesanleihe	4,51%	4,62%	4,33%	3,60%	3,51%	2,49%	
EURIBOR	4,45%	4,81%	1,62%	1,35%	2,01%	1,11%	

Bei den angegebenen Renditen handelt es sich um arithmetische Mittel aller Beobachtungen. Bei den zum Vergleich angegebenen Zinssätzen handelt es sich um eine börsennotierte Bundesanleihe mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren und die Euro Interbank Offered Rate (EURIBOR) mit einer Laufzeit von 12 Monaten.

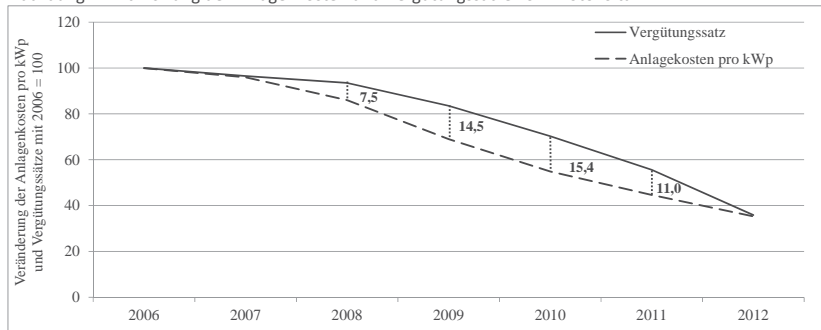
Quelle: Eigene Berechnungen

Um die mit PV-Anlagen erzielbaren Renditen mit anderen Investitionsmöglichkeiten vergleichen zu können, sind in Tabelle 2 zwei verschiedene Marktzinssätze angegeben. Hierbei handelt es sich zum einen um eine börsennotierte Bundesanleihe, die eine mit der angenommenen Nutzungsdauer einer PV-Anlage übereinstimmende Restlaufzeit von 20 Jahren aufweist und eine vergleichbare Sicherheit bietet wie die garantierte PV-Vergütung. Da sich vermutlich nicht alle Anleger an dieser langen Laufzeit orientieren, ist zudem der EURIBOR (Euro Interbank Offered Rate) mit einer Laufzeit von 12 Monaten als Referenzzinssatz angegeben (Deutsche Bundesbank 2015a, b). Beide Zinssätze sind in Tabelle 2 als Jahresmittelwerte der monatlich veröffentlichten Zinssätze dargestellt.

Der Vergleich mit diesen Zinssätzen zeigt, dass die über die Anlagen eines Jahrgangs sowie den Betrachtungszeitraum 2008-2013 gemittelte Rendite von PV-Anlagen, die in den Jahren 2007 und 2008 installiert wurden, deutlich höher ausfällt als die Marktzinssätze für die darauffolgenden Jahre. Mit Einbruch des EURIBOR ab dem Jahr 2009 und des gleichzeitigen – wenngleich nicht so starken – Rückgangs der Bundesanleihe gewann die Investition in PV-Anlagen sogar noch weiter an Attraktivität. Die Rendite von Anlagen, die in den Jahren 2009 bis 2011 installiert wurden, beträgt im Mittel rund das Dreifache der Zinssätze der Bundesanleihe für diese Jahre. Je nach Sonnenscheindauer gehen die Renditen dieser Anlagen in einzelnen Jahren sogar noch deutlich über die Referenzzinssätze hinaus.

Deutlich wird die Zunahme der Rentabilität von PV-Anlagen nach dem Jahr 2008 auch bei Betrachtung des Verhältnisses von Anschaffungskosten und Vergütungssätzen. So sind die durchschnittlichen Anlagenkosten in den Jahren 2009 und 2010 schneller gesunken als die Vergütung. Dies hat zu besonders hohen Renditen bei Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2009 bzw. 2010 geführt (Bardt und Niehues 2013: 216). Abbildung 1 veranschaulicht diese Entwicklung und unterstreicht damit den Befund besonders hoher Renditen bei Anlagen mit einem Installationsjahr zwischen 2009 und 2011.

Abbildung 1: Entwicklung der Anlagenkosten und Vergütungssätze von Photovoltaik.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von BDEW (2014) und Ziegler (2015)

4 Sensitivitätsanalysen

Die Robustheit der im vorigen Abschnitt dargestellten Ergebnisse wird nun mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen überprüft. Hierzu werden einige Annahmen des Grundmodells abgeändert, etwa indem die aus einer Versicherungsprämie resultierenden Kosten berücksichtigt werden.

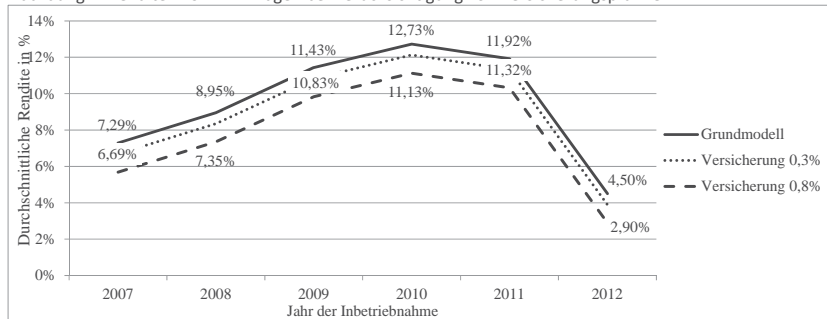
Versicherungsprämie

Um dem Ausfallrisiko von Anlagen, etwa infolge von Sturm-, Feuer- oder Hagelschäden, gerecht zu werden und um die Vergleichbarkeit des Risikos der Anlage mit den Zinssätzen der 20-jährigen Bundesanleihe sicherzustellen, wird die Renditeberechnung nun um eine Versicherungsprämie ergänzt. (Wird eine PV-Anlage mittels eines Kredits finanziert, wird von den Kreditinstituten ohnehin oftmals eine Versicherung verlangt.) Durch eine solche Versicherung wird neben dem versicherten Schaden

auch die durch den Ausfall der Anlage entgangene Einspeisevergütung ersetzt (Meyer 2015). Als Versicherungsprämie sind jährliche Kosten von 0,3-0,8% des Anschaffungspreises anzusetzen (Finke 2015b).

Die jährlichen Versicherungsprämien sind neben den Betriebskosten und den Abschreibungen bei der Berechnung der Rendite von der jährlichen Vergütungssumme abzuziehen. Abbildung 2 verdeutlicht, dass sich die Renditen des Grundmodells bei Berücksichtigung einer Versicherungsprämie von 0,3% bzw. 0,8% der Anschaffungskosten um 0,6 bzw. 1,6 Prozentpunkte verringern. Somit wirkt sich eine solche Versicherung relativ gesehen stark aus und kann die Rendite einer Anlage beträchtlich senken. Dennoch bleiben die mittleren Renditen von Anlagen, die in den Jahren 2009 bis 2011 installiert wurden, im zweistelligen Prozentbereich.

Abbildung 2: Renditen von PV-Anlagen bei Berücksichtigung von Versicherungsprämien.

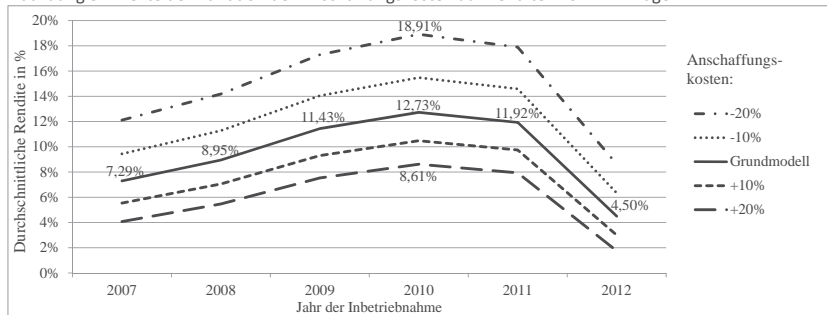


Quelle: Eigene Berechnungen

Anschaffungskosten

Da die Haushalte keine Informationen zu ihren individuellen Anschaffungskosten zur Verfügung stellen mussten, haben wir diese mit Hilfe eines Preisindexes für schlüsselfertige Anlagen geschätzt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die tatsächlichen Investitionskosten der Haushalte davon in der Regel nach oben oder unten abweichen. Unsere Renditeberechnung haben wir daher um Variationen in den Anschaffungskosten um $\pm 10\%$ und $\pm 20\%$ ergänzt. Die Bandbreite der Rendite bei einer Installation der Anlage im Jahr 2010, das Jahr mit dem günstigsten Verhältnis von Kosten und Vergütung gemäß Abbildung 1, reicht von 8,61% bis 18,91% (Abbildung 3). Diese Bandbreite unterstreicht die Bedeutung der Anschaffungskosten für die erzielbare Rendite.

Abbildung 3: Effekte der Variation der Anschaffungskosten auf Renditen von PV-Anlagen.



Quelle: Eigene Berechnungen

Austausch des Wechselrichters

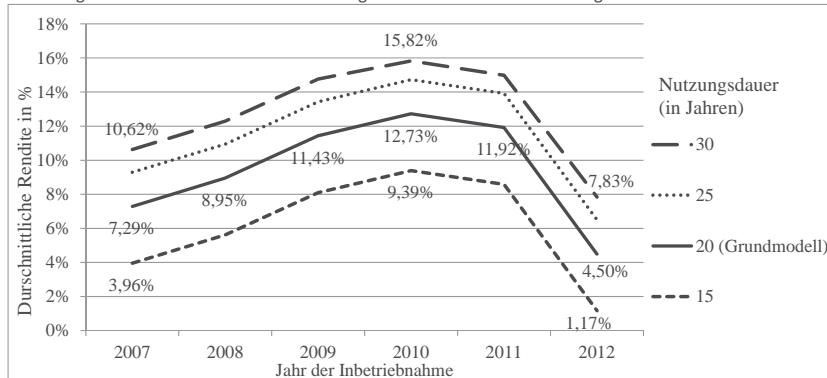
Jede PV-Anlage benötigt zur Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in den üblicherweise verwendeten Wechselstrom einen sogenannten Wechselrichter. Je nach Qualität des Wechselrichters ist Einschätzungen von Experten zufolge von einer Lebensdauer von etwa 10 Jahren auszugehen (Acker 2015b). Folglich könnte damit zu rechnen sein, dass innerhalb des Vergütungszeitraums von 20 Jahren ein zusätzlicher Wechselrichter benötigt wird. Die Kosten für einen neuen Wechselrichter sind mit etwa 10% der Anschaffungskosten anzusetzen (Acker 2015b; Zahn 2015). Der Effekt dieser zusätzlichen Kosten auf die Rendite kann daher jener Kurve aus Abbildung 3 entnommen werden, die die Rendite für um 10% höhere Anschaffungskosten wiedergibt, als im Grundmodell angenommen.

Lebensdauer von Photovoltaikanlagen

Obwohl umfangreiche Erfahrungswerte fehlen, wird vielfach davon ausgegangen, dass PV-Anlagen eine über den Vergütungszeitraum von 20 Jahren hinausgehende Laufzeit haben. So bieten viele Hersteller Leistungs-Garantien über 25 Jahre, mit denen sie versprechen, dass der jährliche Leistungsrückgang einen gewissen Prozentsatz nicht überschreitet (Acker 2015c). Andere Quellen sprechen gar von Lebensdauern von 30-40 Jahren (Elsner 2012; Focus online 2015; Gehrlicher Solar 2015). Vor diesem Hintergrund könnte die tatsächlich erzielbare Rendite noch deutlich höher ausfallen als die im vorigen Abschnitt dargestellten Resultate suggerieren, denn wenngleich die EEG-Förderung nach 20 Jahren ausläuft, könnte die darüber hinausgehende Eigennutzung des Solarstroms die Rendite steigern. Andererseits sollte auch betrachtet werden, welchen Effekt eine verkürzte Lebensdauer hat. In Abbildung 4 werden daher die Renditen des Grundmodells, das auf einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahren basiert, mit solchen Renditen verglichen, die sich aus alternativen Nutzungsdauern von 15, 25 und 30 Jahren ergeben.

Abbildung 4 zeigt, dass eine verkürzte Nutzungsdauer von 20 auf 15 Jahre die Rendite stark reduziert. So kann sich die ohnehin vergleichsweise geringe Rendite für im Jahr 2012 installierte Anlagen bei einer Nutzungsdauer von 15 anstatt 20 Jahren auf 1,17% reduzieren. Andererseits verbessert eine längere Lebensdauer die Rendite beträchtlich: Bei einer Lebensdauer von 30 Jahren erzielen selbst Anlagen, die im Jahr 2012 installiert wurden, durchschnittliche Renditen von 7,83%.

Abbildung 4: Effekte unterschiedlicher Nutzungsdauern von Photovoltaikanlagen auf die Rendite.

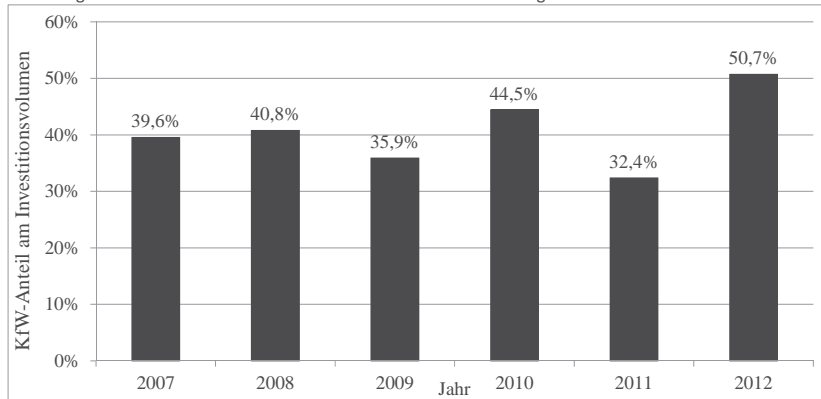


Quelle: Eigene Berechnungen

Fremdkapital

Für das Grundmodell wurde angenommen, dass Haushalte die Anschaffungskosten zu 100% durch Eigenkapital finanzieren. Ein Großteil der PV-Anlagen wird jedoch fremdfinanziert, etwa wenn das nötige Startkapital nicht verfügbar ist oder wenn attraktive Fremdkapitalzinsen genutzt werden, um die Eigenkapitalrendite zu steigern. Tatsächlich bot die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hierfür in den vergangenen Jahren günstige Kredite an und hatte einen großen Anteil an der Finanzierung von PV-Investitionen (Abbildung 5). Im Jahr 2012 lag der Anteil der durch die KfW finanzierten PV-Anlagen an den gesamten Investitionen in Deutschland sogar bei 50,7%, auch wenn der KfW-Anteil in den Jahren davor deutlich niedriger ausfiel.

Abbildung 5: KfW-Anteil am Investitionsvolumen für Photovoltaikanlagen in Deutschland.



Quelle: Eigene Berechnungen mit Daten von ZSW (2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008)

Die große Bedeutung der KfW in diesem Zusammenhang legt es nahe, zur Untersuchung des Effekts der Fremdfinanzierung die Zinssätze des Kredits 274 der KfW für PV-Anlagen heranzuziehen. Diese sollten einen guten Richtwert für die Fremdfinanzierung derartiger Investitionen bieten (BMWi 2014: 24; ZSW 2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008). Da auf den Internetseiten der KfW lediglich die aktuellen effektiven Jahreszinssätze für den Kredit 274 abrufbar sind, wurden die für die folgende Sensitivitätsanalyse erforderlichen Zinssätze für die Jahre 2007 bis 2012 durch Rückschreibung anhand des EURIBOR und der intertemporal als konstant angenommenen Differenz zwischen KfW-Zinssatz und dem EURIBOR ermittelt. Somit ergibt sich annahmegemäß der Zinssatz für das Jahr t aus dem EURIBOR desselben Jahres zuzüglich der Differenz von EURIBOR und dem KfW-Effektivzins vom April 2015.

Häufig werden Investitionen in PV-Anlagen nicht gänzlich durch Darlehen finanziert. Vielmehr schwankt der kreditfinanzierte Anteil nach Angaben der KfW um die 80% (siehe auch Fraunhofer-ISE 2013: 11). Tatsächlich lagen die Fremdkapitalquoten für die Jahre 2007 bis 2012 zwischen rund 70% und 80% (Tabelle 3). Bei Fremdfinanzierung einer Investition kann sich für die Eigenkapitalrendite r_{EK} eine Hebelwirkung (Leverage-Effekt) ergeben, wenn die Rendite r der Investition den Fremdkapitalzinssatz r_{FK} übersteigt (Wöhe und Döring 2008: 661):

$$r_{EK} = r + V * (r - r_{FK}), \quad (3)$$

wobei V den Verschuldungsgrad bezeichnet, der sich aus dem Anteil von Fremd- (FK) und Eigenkapital (EK) ergibt: $V = FK/EK$. Günstige Fremdkapitalzinssätze begünstigen demnach die Eigenkapitalrendite einer Investition.

Tabelle 3: Darlehens- und Investitionsvolumen der KfW für Photovoltaik 2007 - 2012.

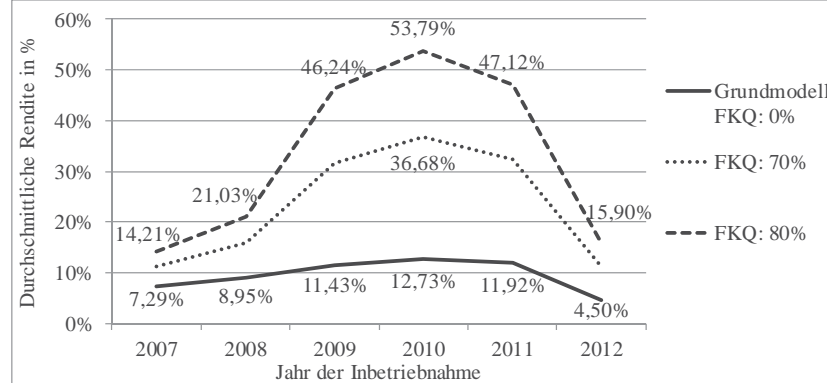
Jahr	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Darlehensvolumen (in)	1,7	2,5	3,8	6,8	3,9	3,9
Investitionsvolumen (in)	2,10	3,26	4,89	8,18	4,86	5,68
Quote (in %)	81%	77%	78%	83%	80%	69%

Quelle: Eigene Berechnungen mit Daten des ZSW (2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008)

Ein wichtiger Einflussfaktor auf die Höhe der Fremdkapitalzinssätze ist die Bonität der Haushalte. Dabei gilt grundsätzlich, dass der Fremdkapitalzins umso niedriger ist, je höher die Bonität bewertet wird. So lagen im April 2015 die KfW-Zinssätze für Haushalte mit einer guten, mittleren und schlechten Bonität bei 1,35%, 3,15% bzw. 7,75%. Wegen fehlenden Angaben der Haushalte über ihre Kreditwürdigkeit werden im Folgenden die Renditen für diese grobe Bonitätsklassifizierung dargestellt.

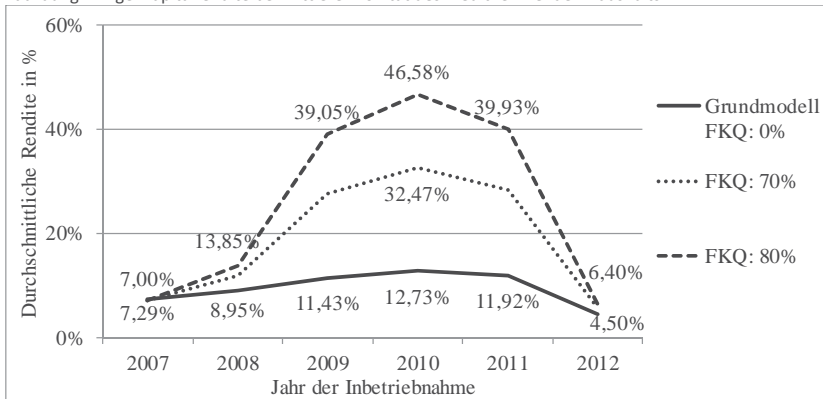
Die in den Abbildungen 6, 7 und 8 präsentierten Ergebnisse zeigen, dass sich in den Jahren 2009 bis 2011, in denen der Fremdkapitalzins deutlich unterhalb der Anlagen-Rendite gelegen haben dürfte, Eigenkapitalrenditen von 30% und mehr erzielen lassen konnten. Bei hoher Fremdkapitalquote von 80% und guter Bonität der Haushalte waren sogar Eigenkapitalrenditen um die 50% möglich. Wie Abbildung 7 verdeutlicht, waren die Eigenkapitalrenditen auch bei mittlerer Bonität deutlich über den ermittelten Renditen des Grundmodells.

Abbildung 6: Eigenkapitalrendite bei guter Bonität des kreditnehmenden Haushalts (FKQ: Fremdkapitalquote).



Quelle: Eigene Berechnungen

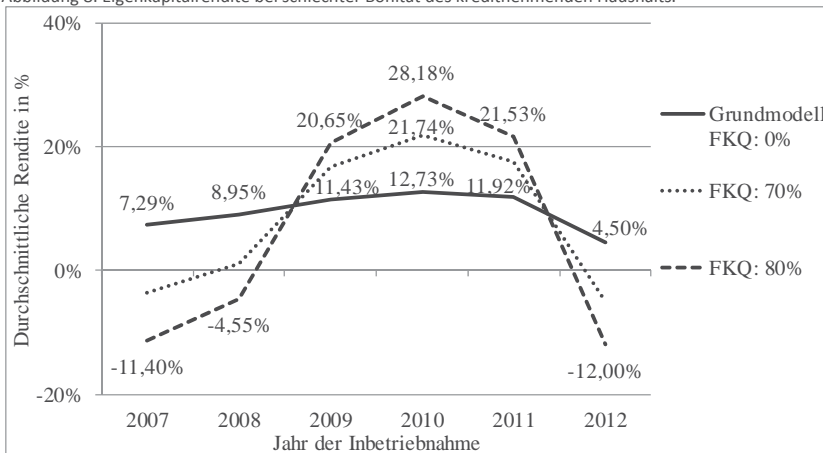
Abbildung 7: Eigenkapitalrendite bei mittlerer Bonität des kreditnehmenden Haushalts.



Quelle: Eigene Berechnungen

Schlechte Bonitäten sollten bei Haushalten, die in PV-Anlagen investieren, eher die Ausnahme bilden. Zum Vergleich wurden dennoch in Abbildung 8 die Renditen und Eigenkapitalrenditen von Haushalten mit schlechter Bonität betrachtet, um darzustellen, dass diese Investitionen auch mit Risiken verbunden sind, die zu negativen Renditen führen können.

Abbildung 8: Eigenkapitalrendite bei schlechter Bonität des kreditnehmenden Haushalts.



Quelle: Eigene Berechnungen

Insgesamt bestätigen sich hierbei noch deutlicher die Unterschiede je nach Jahr der Inbetriebnahme der PV-Anlagen. So ließen sich in den Jahren 2009 bis 2011 Renditen von um die 20% erzielen. Für die Inbetriebnahmejahre 2007, 2008 und 2012 liegen die Renditen hingegen in den Negativbereich.

5 Fazit

Zur Rentabilität von Investitionen in Anlagen zur Solarstromerzeugung auf Basis von Photovoltaik (PV) existiert mit wenigen Ausnahmen, wie etwa der Studie von Bardt und Niehues (2013), kaum mehr als anekdotische Evidenz. Die Erhebungen zum Energieverbrauch der privaten Haushalte, die RWI und forsa im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums seit mehr als einem Jahrzehnt durchführen, können diesbezüglich ein wenig Abhilfe schaffen und eine Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit des Betriebs von PV-Anlagen liefern: Für mehrere hundert Haushalte, die über eine PV-Anlage verfügen, resultieren aus diesen Erhebungen detaillierte Angaben über das Jahr der Inbetriebnahme der Anlage, deren Leistung und die damit jährlich produzierte Solarstrommenge.

Unsere hierauf basierende empirische Analyse für die Jahre 2008-2013 hat gezeigt, dass die Renditen von Investitionen in PV-Anlagen mitunter sehr lukrativ waren, besonders in den Jahren 2009 bis 2011, in denen hohe Vergütungssätze für Solarstrom mit stark gesunkenen Anlagekosten einhergingen. Während es eher die wohlhabenderen Haushalte sind, die die nötigen Dach- und Freiflächen zur Verfügung haben und solche Investitionen tätigen können, werden die damit erzielbaren, oftmals hohen Renditen von der großen Masse der übrigen Stromverbraucher über die EEG-Umlage finanziert, nicht zuletzt auch von armutsgefährdeten Haushalten. Angesichts dieser Umverteilung finanzieller Ressourcen stellt sich bei der Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren in Deutschland mit Hilfe des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) die Frage nach einer gerechten Lastenverteilung.

Diese Frage wird umso drängender, je stärker der Eigenverbrauch von Solarstrom zur Triebfeder des weiteren PV-Ausbaus in Deutschland wird. Während Betreiber von kleineren Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 Kilowatt, wie dies bei privaten Haushalten zumeist der Fall ist, nach dem aktuell geltenden EEG weder Stromsteuer noch Umlagen noch andere Abgaben auf den selbstverbrauchten Strom zu zahlen haben, führt der Eigenverbrauch von Solarstrom zu höheren Lasten für die übrigen Stromverbraucher. Diese haben bei einer Zunahme des Eigenverbrauchs immer höhere Beiträge zur Finanzierung der EEG-Umlage sowie anderen Abgaben zu schultern. Zudem müssen die Haushalte höhere Netzentgelte zahlen. Dies dürfte zu einem sich selbst verstärkenden Effekt führen: Die aufgrund des wachsenden Eigenverbrauchs steigenden Umlagen und Netzentgelte erhöhen sukzessive die Anreize zum Selbstverbrauch (Bardt et al. 2014: 94).

Der sich selbst verstärkende Effekt könnte mit den steigenden Strompreisen auf der einen Seite und fallenden Technologiepreisen auf der anderen Seite an Fahrt gewinnen. Besonders wenn die Preise von Speichertechnologien künftig stark fallen sollten, könnten immer mehr Haushalte beschließen, weitgehend autark zu werden, indem sie überschüssigen Solarstrom in Batterien speichern, um sich in sonnenarmen Zeiten weiterhin selbst mit Strom versorgen zu können. Dies wäre nicht allein unter Verteilungsgesichtspunkten als kritisch zu sehen. Eine solche Entwicklung birgt auch ein hohes Ausmaß an Ineffizienzen, nicht zuletzt, weil alternative Technologien, die nicht dem Selbstverbrauch dienen, etwa zur Windstromerzeugung, benachteiligt werden.

Im Vergleich zu einer kostenoptimalen Entwicklung bis zum Jahr 2025 werden diese Ineffizienzen von Jägemann et al. (2013: 1) für private Haushalte, die sich mit PV- und Speichereinheiten ausstatten, auf 116 Mrd. Euro (in Preisen von 2011) beziffert. Das Ausmaß an Ineffizienzen kann jedoch noch viel stärker ausfallen, wenn auch Unternehmen aus der Industrie und Firmen aus dem Sektor

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen von dieser Möglichkeit verstärkt Gebrauch machen sollten. Ein künftig durchaus realistischer Solarboom 2.0 wäre daher sowohl unter Effizienz- als auch Verteilungsgesichtspunkten äußerst kritisch zu sehen.

Anhang

Tabelle A1: Größenverteilung der Photovoltaik-Anlagen von all jenen Befragten, die eine Angabe zur Kapazität gemacht haben.

Anlagengröße in kWp	Anzahl Haushalte	Anteil
bis zu 5	117	34,1%
bis zu 10	150	43,7%
bis zu 15	50	14,6%
bis zu 20	10	2,9%
bis zu 30	8	2,3%
bis zu 40	8	2,3%
Gesamt	343	100,0%

Quelle: Eigene Darstellung

Literaturverzeichnis

- Acker, U. (2015a), Photovoltaik Kosten. Internet: <http://www.photovoltaik.org/betrieb/photovoltaik-kosten>.
- Acker, U. (2015b), Wechselrichter. Internet: <http://www.photovoltaik.org/ratgeber/wechselrichter>.
- Acker, U. (2015c), Lebensdauer einer Photovoltaikanlage. Internet: <http://www.photovoltaik.org/wissen/lebensdauer-einer-photovoltaikanlage>.
- Bardt, H. und J. Niehues (2013), Verteilungswirkungen des EEG. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(3): 211-218.
- Bardt, H., E. Chrischilles, C. Growitsch, S. Hagspiel, und L. Schaupp (2014), Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale, Trends. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38(2): 83-99.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015), Photovoltaikanlagen Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze, Bonn. Internet <http://www.bundesnetzagentur.de/>.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011), Erneuerbare Energien 2010. Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Vorläufige Angaben, Stand 23. März 2011, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014), Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013, Stand Oktober 2014, Berlin, online unter: <http://www.bmwi.de>. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014), in: Energie-Info. Internet: <https://www.bdew.de>.
- Deutsche Bundesbank (2015a), Renditen der Bundesanleihen, Zinsstrukturkurve (Svensson-Methode) / Börsennotierte Bundeswertpapiere / 20,0 Jahr(e) RLZ / Monatsendstand. Internet: <http://www.bundesbank.de>.
- Deutsche Bundesbank (2015b), Geldmarktsätze nach Monaten, Geldmarktsätze / EURIBOR / Zwölfmonatsgeld / Monatsdurchschnitt. Internet: <http://www.bundesbank.de>.
- Deutscher Wetterdienst (DWD) (2015), Zeitreihen von Gebietsmittel - Sonnenscheindauer. Internet: <http://www.dwd.de>.
- Elsner, A. (2012), Planung PV-Anlagen. Internet: <http://www.gutachten-pv.eu/pv-anlagenplanung/>.
- Finke, S. (2015a), Lohnt sich Photovoltaik weiterhin. Internet: <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/lohnt-sich-photovoltaik>.

- Finke, S. (2015b), Photovoltaik-Kosten im Jahr 2015. Internet: <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaik-kosten>.
- Focus online (2015), Wie lange hält so eine Solaranlage? Internet: http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/tid-17794/solaranlagen-11-wie-lange-haelt-so-eine-solaranlage_aid_496077.html.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2013), Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Studie des ISE, Freiburg, November 2013. Internet: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
- Frondel, M., N. Ritter und C. M. Schmidt (2008), Germany's Solar Cell Promotion: Dark Clouds on the Horizon. *Energy Policy* 36 (4): 4198-4204.
- Frondel, M., N. Ritter, C. M. Schmidt und C. Vance (2010), Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience. *Energy Policy* 38 : 4048-4056.
- Frondel, M., C. M. Schmidt und C. Vance (2014), Revisiting Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. *Economic Analysis and Policy* 44 (1): 3-13.
- Frondel, M. und S. Sommer (2014), Energiekostenbelastung privater Haushalte: Das EEG als sozialpolitische Zeitbombe? *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 40(4): 382-402.
- Frondel, M., S. Sommer und C. Vance (2015), The Burden of Germany's Energy Transition - An Empirical Analysis of Distributional Effects. *Economic Analysis and Policy* 45: 89-99.
- Gehrlicher Solar (2015), Wie hoch ist die Lebensdauer einer Photovoltaikanlage? Internet: <http://www.gehrlicher.com/de/service/faq/wie-hoch-ist-die-lebensdauer-einer-photovoltaikanlage/>.
- Heindl, P., R. Schüßler und A. Löschel (2014), Ist die Energiewende sozial gerecht? *Wirtschaftsdienst*, 94(7), 508-514.
- Jägemann, C., S. Hagspiel und D. Lindenberger (2013), The Economic Inefficiency of Grid Parity: The Case of German Photovoltaics. EWI Working Paper, No 13/19, Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln.
- Madel, A. (2015), Photovoltaik Betriebskosten. Internet: <http://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-betriebskosten>.
- Meyer, O. (2015), Photovoltaik Versicherung für PV-Anlagen vergleichen. Internet: <https://www.photovoltaiik-versicherung-vergleichen.de/>.
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (2015), Erhebung des Energieverbrauchs der

privaten Haushalte für die Jahre 2011-2013. Internet: <http://www.rwi-essen.de/haushaltsenergieverbrauch>.

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (2013), Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009-2010. Internet: <http://www.rwi-essen.de/haushaltsenergieverbrauch>.

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (2011), Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2008. Internet: <http://www.rwi-essen.de/haushaltsenergieverbrauch>.

Wöhe, G. und U. Döring (2008), Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, Aufl. 23, München: Vahlen.

Zahn, S. (2015), Kosten Photovoltaik – Das kosten Photovoltaik-Anlagen. Internet: <http://www.energieheld.de/photovoltaik/kosten-pv-anlage>.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008), Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien, Gutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe. Internet: <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/Konzernthemen-%28D%29/Research/Evaluationen/Evaluationen-Erneuerbare-Energien/>.

Ziegler, M. (2015), Photovoltaik-Preisindex. Internet: <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>.