

Ein quantitativer Erklärungsansatz für die zeitliche und geographische Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland

Implikationen für das EEG und eine effiziente Kreislaufwirtschaft

Martin Dirr, Johannes Nebel, Ramin Sahamie und Axel Tuma, Augsburg

Zusammenfassung

Aufgrund der Gesetzgebung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) existiert in Deutschland eine umfassende Datensammlung zu Installationsort und -zeitpunkt sowie Umfang der installierten Photovoltaikleistung. Nachdem mindestens 35 % der weltweit installierten Photovoltaikleistung in Deutschland verortet sind, lassen sich die Ergebnisse unserer auf Deutschland bezogenen Untersuchung in gewissem Umfang auch auf andere Länder und Anwendungsgebiete übertragen. Unter Verwendung eines Regressionsansatzes erklären wir sowohl die zeitliche Entwicklung als auch die räumliche Verteilung der installierten Leistung in Deutschland. Mit dem zeitlichen Modell können wir zum einen eine Langfristprognose des zukünftigen Zubaus photovoltaischer Leistung bis zum Jahr 2035 vornehmen und zum anderen unterschiedliche Einflussfaktoren auf die Entwicklung der installierten Leistung untersuchen. Hierbei interessiert uns insbesondere die Wirkung der EEG-Einspeisevergütung, die seit 2012 dynamisch angepasst wird, da der Gesetzgeber einen Zubaukorridor der jährlich installierten Leistung intendiert. Wir betrachten sowohl die aktuelle Fassung der EEG-Förderung zum Erreichen des Zubaukorridors als auch die Vorgängerversion aus dem Jahr 2012. Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Vorgängerversion der aktuellen Fassung vorzuziehen ist, da sie zumindest das Ziel eines konstanten Zubaus bewirkt, wenngleich das Niveau in beiden Szenarien deutlich unter dem angestrebten liegt. Bei der Betrachtung der räumlichen Dimension versuchen wir insbesondere zu erklären, durch welche Einflüsse die Verteilung der Photovoltaik in Deutschland bedingt ist. Die Rekombination beider Modelle kann Aufschluss über die effiziente Ausgestaltung einer Kreislaufwirtschaft für Photovoltaikanlagen geben.

1 Einleitung

Jüngste Ereignisse, wie die immer stärker werdende Konkurrenz aus dem asiatischen Raum, stark schwankende Rohstoffpreise sowie zahlreiche Unternehmensinsolvenzen, zeigen, dass die Photovoltaikbranche vor bedeutenden Herausforderungen steht. Darüber hinaus ist bereits heute absehbar, dass die zur Herstellung von Photovoltaik-

modulen verwendeten Rohstoffe nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen. So spielt beispielsweise Silber eine wichtige Rolle bei der Produktion von Photovoltaikzellen. Bereits jetzt werden 9 Prozent der gesamten weltweiten Silberproduktion für die Herstellung von Photovoltaikzellen verwendet (Green, 2011). Da Silber und andere verwendete Rohstoffe zudem auch bei anderen High-Tech-Anwendungen zum Einsatz kommen, ist die Einführung einer Kreislaufwirtschaft durch Recycling ein wichtiger Ansatzpunkt.

Bislang findet in der Photovoltaikbranche allerdings Recycling kristalliner Module in nennenswertem Umfang nur für die Glasfraktion der Module statt. Für das effiziente Design einer Recyclinginfrastruktur ist es unabdingbar das potentielle Aufkommen von Photovoltaikmodulen zu kennen. Im Rahmen der Gestaltung eines Kreislaufwirtschaftssystems ist die Kenntnis über das Aufkommen notwendig, um sowohl die Dimensionierung der Aufbereitungskapazität als auch den Standort solcher Aufbereitungsanlagen ökonomisch sinnvoll vornehmen zu können. Für die Standortwahl ist der geographische Zusammenhang ausschlaggebend. Bei Entscheidungen bezüglich des Bereitstellungszeitpunkts von Aufbereitungskapazitäten und einer eventuell damit verbundenen Vorablagerung bis zur Erreichung einer kritischen Masse ist die zeitliche Entwicklung relevant.

Das potentielle Aufkommen, insbesondere in einem neuen Markt, wird langfristig geschätzt. Allerdings gehört in der Realität die Schätzung von Produktrückflüssen oder das potentielle Aufkommen nicht zu den Routineaufgaben im Sinne der operativen Planung (Fleischmann et al., 2010) in Unternehmen. Die Schätzung von Produktrückflüssen findet auf taktischer Ebene statt. Aus diesen Gründen ist es nicht unüblich, Produktrückflüssen nur reaktiv zu begegnen (Fleischmann et al., 2003). Für eine proaktive Handlungsweise ist im ersten Schritt die Schätzung des Aufkommens notwendig. Dies impliziert die räumliche Verteilung der installierten Photovoltaikanlagen zu verstehen und gleichzeitig den zeitlichen Verlauf des Zubaus an Photovoltaikleistung zu untersuchen.

In Deutschland spielt für den zeitlichen Verlauf des Zubaus das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (Artikel 1 des Gesetzes vom 25.10.2008 (BGBl. I, 2008), in Kraft getreten am 01.01.2009 zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.12.2012 (BGBl. I, 2012b) m. W. v. 28.12.2012) eine herausragende Rolle. Aus diesem Grund umfasst der größte Teil unserer Analyse die im EEG verankerten Ziele und die Wirksamkeit der darin kodifizierten Anreize zur Erreichung dieser Ziele.

Das EEG soll dazu beitragen, dass der Anteil an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 30 Prozent ansteigt. Mit einer Förderung der Solarenergie von im Schnitt 47,2 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2009 und einem Anteil von ca. 29 Prozent an der Gesamteinspeisevergütung für erneuerbare Energien, jedoch nur einem Anteil von ca. 8,6 Prozent an der Gesamtstromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wackerbauer et al., 2012), zeigt sich die deutliche Anreizsetzung des Gesetzgebers. Aus diesem Grund nimmt Deutschland mit mehr als 35 Prozent (EPIA, 2012; REN21, 2012) und

allein im Jahr 2010 sogar etwa 44 Prozent (Timilsina et al., 2012) der weltweit installierten Photovoltaikleistung eine Vorreiterrolle ein. Deshalb lassen sich Untersuchungsergebnisse in Deutschland bei ähnlichen politischen Rahmenbedingungen auch auf andere Länder und Anwendungsgebiete übertragen. Bei stärker abweichenden Rahmenbedingungen führt eine Adaption der Methodik mit vertretbarem Aufwand zu validen Ergebnissen.

Für Deutschland präsentieren wir eine umfassende Datensammlung bezüglich der installierten Photovoltaikleistung. Die Besonderheit des Datensatzes besteht darin, dass nahezu alle enthaltenen Informationen frei zugänglich sind. Durch die Verwendung des Geoinformationssystems ArcGIS aggregieren wir die Daten für den Zeitraum 1990–2012 auf Landkreisebene. Ferner verknüpfen wir diese mit statistischen Informationen (z. B. Bevölkerungszahl, Arbeitslosenquote, EEG-Einspeisevergütung, Gesamtsystemkosten von Photovoltaikanlagen, solare Einstrahlung) und untersuchen sowohl die zeitliche Entwicklung als auch die räumliche Verteilung der installierten Photovoltaikanlagen unter Verwendung jeweils eines Regressionsmodells. Durch die Untersuchung der räumlichen Dimension sollen Aussagen über die heterogene Verteilung der installierten Leistung innerhalb Deutschlands getroffen werden. Mit den daraus gewonnenen Erkenntnissen kann unter anderem auch die Verteilung der Photovoltaikanlagen in Ländern mit geringerer Dokumentationspflicht bezüglich Ort und Leistung installierter Anlagen geschätzt werden. Nach Lam et al. (2012) kann die starke Verbreitung von Photovoltaik die Netzstabilität gefährden, was einen entsprechenden Netzausbau erforderlich macht. Ein solches Erklärungsmodell ist in der Lage wertvolle Hinweise für die adäquate Dimensionierung des Netzausbaus zu liefern. Des Weiteren kann durch die Kombination von Installationsort und örtlicher Wettervorhersage eine Schätzung der erwarteten Einspeisemenge aus photovoltaischer Energieerzeugung vorgenommen werden (Lorenz et al., 2011). Durch die Kenntnis, wo, wie viel installierte Leistung vorliegt, lässt sich auch ein Ressourcenatlas anthropogener Lagerstätten (Urban Mining) anfertigen. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der langen Nutzungsphase von 25 und mehr Jahren (Fthenakis, 2000; McDonald und Pearce, 2010) und der damit einhergehenden extrem langen Bindung von Ressourcen im Zusammenhang mit der zuvor motivierten Knappheit und einem daher langfristig notwendigen Recyclingnetzwerk relevant.

Mit dem zeitlichen Modell nehmen wir zum einen eine Langfristprognose bis zum Jahr 2035 vor und untersuchen zum anderen unterschiedliche Einflussfaktoren auf die Entwicklung der installierten Leistung. Hierbei liegt unser Fokus insbesondere auf der Wirkung der EEG-Förderung, die seit 2012 dynamisch angepasst wird, da der Gesetzgeber einen Zubaukorridor der jährlich installierten Leistung intendiert. Insbesondere vor dem Hintergrund der Arbeiten von Frondel und Ritter (2010), Gärditz (2012), Khalilian und Peterson (2011), Leprich (2011), Schröer und Zierahn (2010), Wackerbauer (2009), Wackerbauer et al. (2012) scheinen Zweifel an der Wirksamkeit der EEG-Förderung für Photovoltaikanlagen bezüglich der in §1, Absatz 1 EEG verankerten nachhaltigen Entwicklung sowie der Verringerung der volkswirtschaftli-

chen Kosten angebracht. Bezogen auf den Zubau scheint das System der EEG-Förderung zwar wirksam, aber nicht effizient zu sein. Frondel und Ritter (2010) kritisieren die Art der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und gehen dabei auch auf die Ausgestaltung der Förderung in der Schweiz ein. Gärditz (2012, S. 276) stellt fest, „ohne eine auch sozial wie ökonomisch ausgewogene Förderung mit Augenmaß könnte dann mittelfristig das Modell des EEG generell in Frage gestellt werden“. Zusätzlich schlagen Khalilian und Peterson (2011) eine Reform des EEG vor. Ebenso fordert Leprich (2011) eine Reform, die investitionssichernde Rahmenbedingungen und Speichertechnologien einschließt. Schröder und Zierahn (2010) beschreiben insbesondere vor dem Hintergrund der Photovoltaik die Schwierigkeit der richtigen Ausgestaltung der EEG-Förderung. Die Autoren kritisieren unter anderem, dass die EEG-Förderung Anreize für einen verfrühten Investitionszeitpunkt setzt, da dadurch in nicht vollständig ausgereifte Technologie überinvestiert wird. Wackerbauer (2009) und Wackerbauer et al. (2012) kritisieren unter anderem in Bezug auf den Emissionshandel die Subventionierung durch das EEG. Deshalb untersuchen wir vor allem mithilfe des zeitlichen Modells die EEG-Förderung auf ihre Wirksamkeit bezüglich der politischen Zielsetzungen eines konstanten Zubaus innerhalb des gewünschten Korridors.

Durch die Rekombination beider Modelle lassen sich zudem Aussagen darüber treffen, wann, wo, wie viel Photovoltaikleistung installiert wird. Hinweise auf sinnvolle Instrumente zur effizienteren Umsetzung der Ausbauziele erneuerbarer Energien können hieraus abgeleitet werden.

2 Daten

Die für die vorliegende Analyse verwendeten Daten entstammen aus zuverlässigen und frei zugänglichen Quellen, so dass die Nachvollziehbarkeit gewährleistet ist. Der größte Datensatz beinhaltet Informationen der deutschen Bundesbehörden oder der Übertragungsnetzbetreiber, die durch §48 (1) des EEG dazu angehalten sind, alle netzgekoppelten Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Internet zu veröffentlichen. Weitere Quellen sind Verlage oder Verbände, wie der Industrieverband der europäischen Photovoltaikindustrie (European Photovoltaic Industry Association, EPIA), das statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) oder die Internationale Energieagentur (International Energy Agency, IEA).

Im vorliegenden Beitrag soll zum einen die geographische Verteilung und zum anderen die zeitliche Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung modelltheoretisch untersucht werden. In beiden Fällen verfolgen wir einen Regressionsansatz mit nichtlinearen Transformationen. Die Variablen beider Modelle werden in den nachfolgenden Abschnitten genauer erläutert, ebenso die Herkunft der verwendeten Daten.

2.1 Installierte Leistung als abhängige Variable

Beiden Modellen liegt die installierte Leistung als abhängige Variable zu Grunde. Im ersten Modell ist dabei der Installationsort (geographisches Modell) des Photovoltaiksystems ausschlaggebend, im zweiten Modell hingegen der Installationszeitpunkt (zeitliches Modell).

Die Übertragungsnetzbetreiber kommen ihrer aus §48 (1) EEG resultierenden Verpflichtung zur Veröffentlichung der erneuerbare Energie einspeisenden Anlagen nach, indem sie eine Datenbank mit den entsprechenden Informationen auf ihrer Internetseite bereitstellen (PGHoBA, 2012a). Nach §46 EEG sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber den Standort und die installierte Leistung der Anlage mitzuteilen. Andernfalls kann eine Förderung durch die Einspeisevergütung nicht erfolgen. Daher liegen in dieser Datenbank Informationen über den Anlagenstandort, aufgeschlüsselt nach Straße und Postleitzahl, die Höhe der installierten Leistung, den Installationszeitpunkt sowie über weitere technische Daten für alle netzgekoppelten Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie in Deutschland vor. Diese Datenbank bildet die Grundlage unserer Untersuchung, da zu nahezu jedem in Deutschland installierten Photovoltaiksystem detaillierte Daten vorliegen. Die Förderung stellt aktuell einen sehr starken finanziellen Anreiz dar, beispielsweise wurde im Jahr 2011 eine durchschnittliche Einspeisevergütung von 0,40 €/kWh an die Betreiber von Photovoltaikanlagen ausgezahlt (PGHoBA, 2012b). Da diese Vergütung deutlich über einem bei ungeförderter Einspeisung erzielbaren Preis liegt, kann angenommen werden, dass alle netzgekoppelten Photovoltaiksysteme in der Datenbank erfasst sind. Netzunabhängige Anlagen machen in Deutschland nur einen unbedeutenden Anteil von 0,07% der installierten Leistung aus (Observ'ER, 2011) und können folglich vernachlässigt werden.

Die Anzahl und Leistung der vor dem Jahr 1990 installierten Photovoltaikanlagen ist vernachlässigbar klein und findet deshalb in unserer Untersuchung keine Beachtung. Entsprechend erhalten wir aus der beschriebenen Datenbank 1162153 Datensätze, von welchen 52270 Datensätze aus nachfolgenden Gründen verworfen werden. In erster Linie sind dafür doppelte Einträge verantwortlich, die aufgrund des Transfers der Anlagen zwischen den einzelnen Netzbetreibern entstehen. Deutlich weniger als 1% der Datensätze muss aufgrund möglicher Fehler im Datensatz, wie beispielsweise einem angeblichen Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Jahr 1899, verworfen werden. Da keine Struktur hinter den fehlerhaften Datensätzen erkennbar ist, erwarten wir keine Verzerrung durch die Verwerfung dieser Datensätze. Insgesamt verbleiben 1109883 Photovoltaiksysteme für die weitere Untersuchung.

Diese aggregieren wir auf Landkreisebene unter Verwendung der Postleitzahlen mithilfe des Geoinformationssystems ArcGIS. Die Aggregation ist notwendig, da Landkreise die kleinste geographische Einheit darstellen, für die umfassende statistische Daten zur Verfügung stehen. Lediglich für zwei Landkreise liegen keine entsprechenden Daten vor, wobei mit 411 verbleibenden Landkreisen noch immer eine hochauf-

Martin Dirr, Johannes Nebel, Ramin Sahamie und Axel Tuma

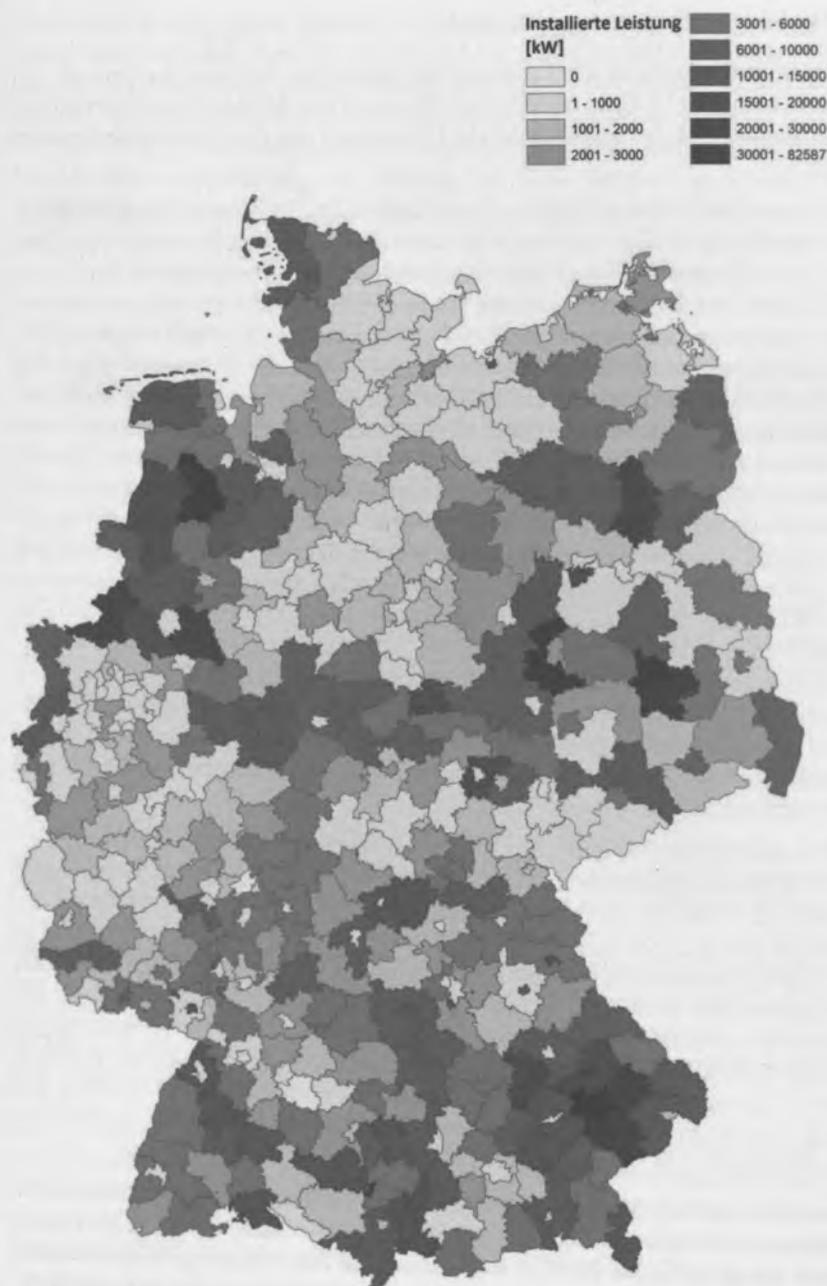


Abbildung 1: Installierte Leistung je Landkreis (Stand: einschließlich Dezember 2011)

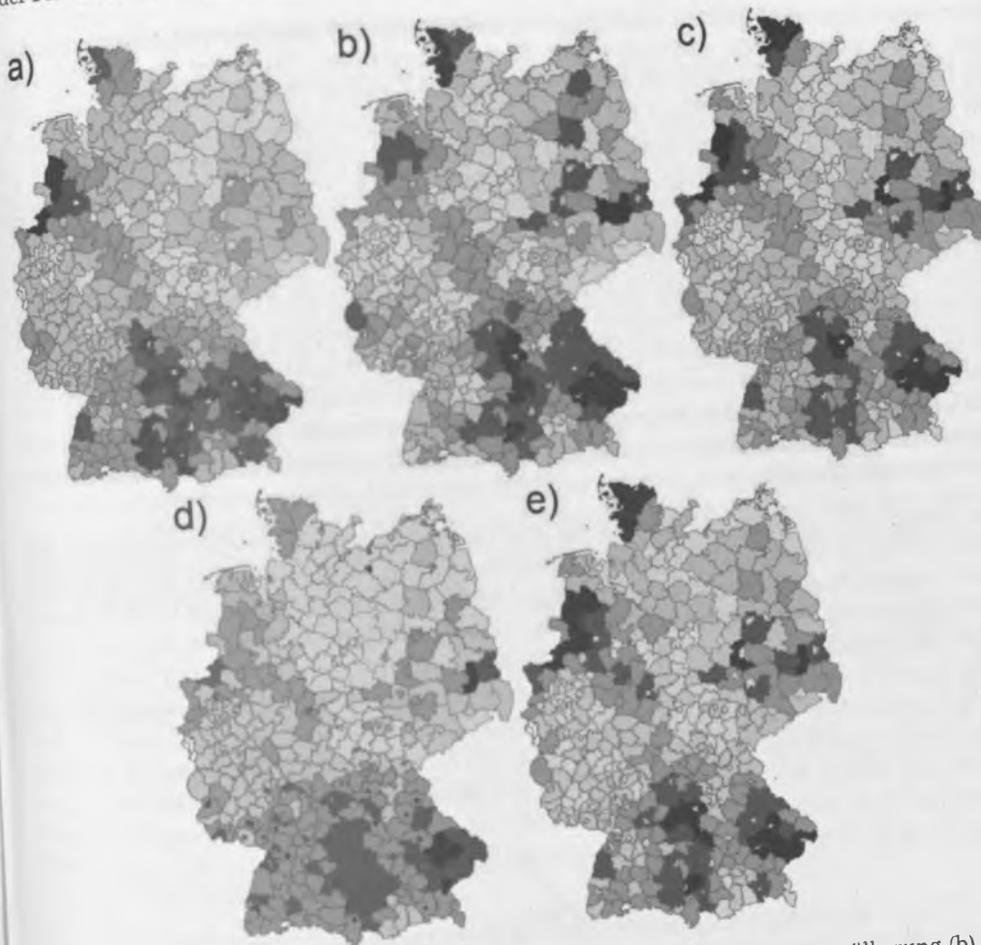


Abbildung 2: Installierte Leistung normiert nach Arbeitslosenquote (a), Bevölkerung (b), Einkommen pro Kopf (c), Fläche (d), Globalstrahlung (e)

lösende Untersuchung der deutschen Photovoltaiklandschaft möglich ist. Abbildung 1 zeigt die installierte Leistung pro Landkreis (ILG) am Ende des Jahres 2011. Hieraus lässt sich die heterogene Verteilung der Höhe der installierten Leistung je Landkreis erkennen. Beispielsweise existieren in Mitteldeutschland und im Norden viele Landkreise mit einer hohen installierten Leistung trotz einer höheren solaren Einstrahlung im Süden. Genauso wäre eine mögliche Erklärung die Fläche des Landkreises. Hier finden sich zwar oft in den größeren Landkreisen höhere installierte Leistungen, aber genauso gibt es eine nicht unerhebliche Zahl großer Landkreise mit nur geringer installierter Leistung. Gleiches lässt sich für jeden anderen von uns untersuchten Faktor beobachten. Um zu untersuchen, ob die installierte Leistung mit

nur einem einzelnen Faktor erklärbar ist, haben wir die installierte Leistung jeweils mit jeder potentiellen unabhängigen Variable normiert. Aus der entsprechenden Abbildung 2 (a) bis (e) lässt sich erkennen, dass in keiner dieser Abbildungen durch eine Normierung auf nur eine der potentiellen unabhängigen Variablen ein homogenes Bild entsteht. Dies legt den Schluss nahe, dass eine Erklärung mit nur einem einzigen Faktor nicht ausreicht, sondern die Faktoren nur gemeinsam die Verteilung gesamt erklären.

Im zeitlichen Modell betrachten wir die Entwicklung der jährlich zusätzlich installierten Leistung an Photovoltaikanlagen in Deutschland (ILZ) (siehe Abbildung 3). Zu Illustrationszwecken verwenden wir eine logarithmische Skala. Ab dem Jahr 2000 zeigt sich eine sehr deutliche Zunahme der jährlich installierten Leistung. Als Erklärungsansatz für diese Entwicklung können beispielsweise die Förderung durch das EEG, eine Veränderung der Strompreise (Abnehmerpreise inklusive aller Steuern und Abgaben) oder abnehmende Kosten für die Installation neuer Photovoltaiksysteme herangezogen werden.

Um sowohl die zeitliche Entwicklung als auch die geographische Verteilung der installierten Photovoltaikleistung erklären zu können, verwenden wir die im nächsten Abschnitt beschriebenen unabhängigen Variablen. Deren Auswahl wird in Kapitel 3 näher motiviert.

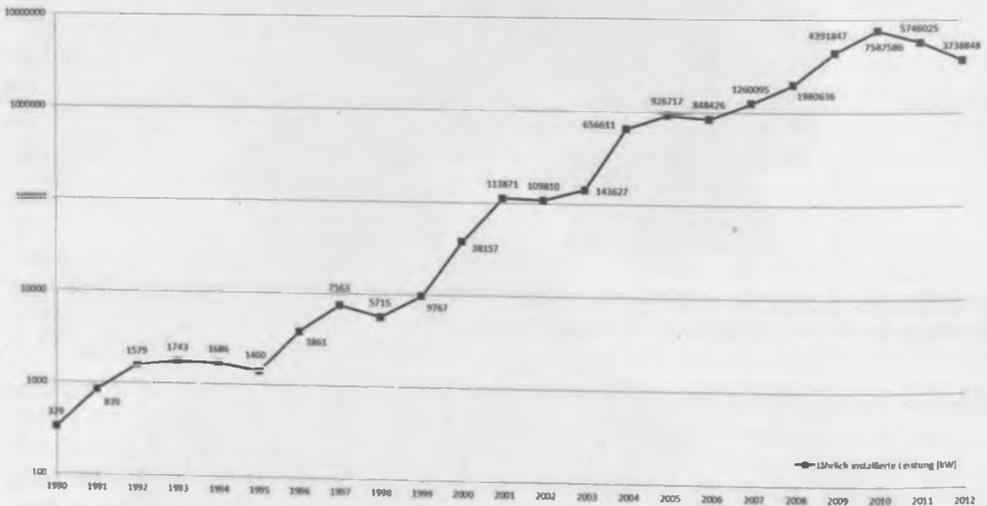


Abbildung 3: Entwicklung der jährlich installierten Leistung

2.2 Unabhängige Variablen für die zeitliche Regression

Bezüglich der zeitlichen Regression erachten wir die folgenden Variablen als sinnvoll:

- Einspeisevergütung aufgrund des EEG als Maß für den Zuschuss, der mit der Installation einer Photovoltaikanlage einhergeht: [€/kWh] (EV)
- Strompreis als Maß für die Kosten von elektrischer Energie: [€/kWh] (SP)
- Gesamtsystemkosten als Maß für die Kosten der Installation einer Photovoltaikanlage¹: [€/W] (GK)

Die Einspeisevergütung ist mit dem EEG gesetzlich geregelt und wurde seit 1990 aufgrund der mit der Förderung zu erreichenden, jedoch sich im Zeitablauf verändernden politischen Ziele mehrmals angepasst. Im Folgenden werden die für die Analyse relevanten Änderungen kurz skizziert.

Das „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)“ (BGBl. I, 1990) galt in den Jahren 1991 bis 2000. Hierin war festgelegt, dass die Vergütung für eingespeiste erneuerbare Energie aus solarer Stromerzeugung neunzig Prozent des durchschnittlichen Erlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher betragen muss.

Im Jahr 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das EEG ersetzt (BGBl. I, 2000). Hier wird in §8 eine Förderung in Höhe von 0,5062 €/kWh festgelegt, wobei sich diese ab dem Jahr 2002 jährlich um 5 Prozent für neu installierte Systeme reduziert. Dabei legt der Zeitpunkt des Netzzugangs die Höhe der Förderung für die gesamte Förderdauer fest. Aufgrund der jährlichen Reduktion der Förderhöhe für die neu installierten Systeme wird jeweils kurz vor Jahresende die größte Anzahl an neuen Systemen in Betrieb genommen. Zunächst war die Förderung in dieser ersten Version des EEG auf einen Gesamtzubau an installierter Photovoltaikleistung in Höhe von 350 MW beschränkt.

Da bereits 2003 dieser Grenzwert erreicht wurde, war eine Anpassung des EEG notwendig (BGBl. I, 2002). Nach dieser Überarbeitung hat der Gesetzgeber bei der Förderhöhe auch eine Unterscheidung nach dem Aufstellungsort der Anlage vorgenommen (BGBl. I, 2003). So erhalten Aufdachanlagen eine höhere Förderung als Freiflächenanlagen. Da in der von uns verwendeten Datenbank der installierten Anlagen keine Information über den Installationstyp enthalten ist, verwenden wir nur eine unabhängige Variable zur Abbildung des Einflusses der Förderung. Entsprechend aggregieren wir die unterschiedlichen Förderhöhen für unterschiedliche Installationstypen.

Im Jahr 2009 wurde unter anderem eine erweiterte Dokumentationspflicht festgelegt (BGBl. I, 2008). Damit wurde die Verpflichtung geschaffen, die von uns verwendete Datenbank (vgl. Kapitel 2.1) mit detaillierten Informationen zu jeder einzelnen Anlage zu veröffentlichen.

¹ Darin spiegelt sich auch der technische Fortschritt wider.

Tabelle 1: Historische Daten für die zeitliche Regression²

Jahr	Installierte Leistung pro Jahr [kW]	Einspeisevergütung aus EEG [€/kWh]	Strompreis [€/kWh]	Gesamtsystemkosten [€/W]
1990	329			
1991	839	0,1062	0,1180	
1992	1579	0,1084	0,1205	10,2300
1993	1743	0,1139	0,1265	9,9200
1994	1686	0,1176	0,1307	9,2500
1995	1400	0,1204	0,1338	8,3900
1996	3861	0,1097	0,1219	7,7200
1997	7563	0,1053	0,1170	7,0600
1998	5715	0,1043	0,1159	6,5400
1999	9767	0,1063	0,1181	6,1900
2000	38 157	0,5062	0,1100	6,5400
2001	113 871	0,5062	0,1130	6,4000
2002	109 810	0,4809	0,1152	5,6000
2003	143 627	0,4569	0,1263	5,0800
2004	656 611	0,5293	0,1272	5,3000
2005	926 717	0,5028	0,1344	5,6000
2006	848 426	0,4761	0,1430	5,4000
2007	1 260 095	0,4507	0,1612	5,5000
2008	1 980 636	0,4268	0,1699	4,2000
2009	4 391 847	0,3769	0,1802	3,2000
2010	7 587 586	0,3121	0,1893	2,7000
2011	5 746 025	0,2933	0,2002	2,0000

Eine umfassende Überarbeitung des EEG trat im April 2012 in Kraft (BGBl. I, 2011) (vgl. hierzu auch Gärditz (2012)) und wurde im weiteren Jahresverlauf ex post facto für April 2012 mit dem Zusatz der sogenannten Photovoltaik-Novelle (BGBl. I, 2012a) ergänzt. Da hierbei unter anderem die Fördersätze angepasst wurden, verwenden wir entsprechend für die Höhe der Förderung im Jahr 2012 Monatsmittelwerte und aggregieren diese zu einem mittleren Jahreswert. Die historischen Werte der Förderung finden sich in Tabelle 1. In der beschriebenen Fassung des EEG findet ab dem Jahr 2013 halbjährlich eine Anpassung der Förderhöhe statt, die von der im Vorjahr installierten Photovoltaikleistung abhängt. Dabei ist eine Verschiebung um ein Vier-

² Ab dem Jahr 1992 liegen für alle betrachteten Parameter Informationen vor, entsprechend verwenden wir erst ab diesem Zeitpunkt die Daten für das Modell.

teljahr vorgesehen. Dies ist erforderlich, da die Datensammlung und -aufbereitung eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt.

In Tabelle 2 findet sich die Anpassung der EEG-Förderung für installierte Photovoltaikleistung, welche von der im Vorjahr installierten Leistung abhängt. „Der Korridor für den weiteren Zubau von geförderten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (Zubaukorridor) beträgt 2500 bis 3500 Megawatt pro Kalenderjahr“ (§20a, EEG, 2012). Dieser politisch vorgegebene Korridor soll durch die halbjährliche Anpassung der Förderung erreicht werden. Wir greifen diese Version der Etablierung eines Zubaukorridors im EEG in unserer Untersuchung auf, indem wir sie zusätzlich zum nachstehend beschriebenen aktuellen Stand der Förderung im Szenario „EEG 2012“ betrachten.

Tabelle 2: Anpassung der EEG-Förderung

EEG 2012		EEG 2013		
Installierte Leistung (ILZ) [MW]	Jährliche Verringerung	Installierte Leistung (ILZ) [MW]	Monatliche Verringerung	Jährliche Wirkung
		ILZ < 1000MW	-1,50 %	-19,56 %
ILZ < 1500MW	1,50 %	1000MW ≤ ILZ < 1500MW	0,00 %	0,00 %
1500MW ≤ ILZ < 2000MW	4 %	1500MW ≤ ILZ < 2000MW	0,50 %	5,84 %
2000MW ≤ ILZ < 2500MW	6,50 %	2000MW ≤ ILZ < 2500MW	0,75 %	8,64 %
2500MW ≤ ILZ ≤ 3500MW	9 %	2500MW ≤ ILZ ≤ 3500MW	1,00 %	11,36 %
3500MW < ILZ ≤ 4500MW	12 %	3500MW < ILZ ≤ 4500MW	1,40 %	15,56 %
4500MW < ILZ ≤ 5500MW	15 %	4500MW < ILZ ≤ 5500MW	1,80 %	19,58 %
5500MW < ILZ ≤ 6500MW	18 %	5500MW < ILZ ≤ 6500MW	2,20 %	23,43 %
6500MW < ILZ ≤ 7500MW	21 %	6500MW < ILZ ≤ 7500MW	2,50 %	26,20 %
7500MW < ILZ	24 %	7500MW < ILZ	2,80 %	28,88 %
BGBI. I, 2011		BGBI. I, 2012a		

Dagegen stellt das Szenario „EEG 2013“ den aktuellen Stand der Gesetzgebung zur Förderung des Stroms aus solarer Strahlungsenergie in Bezug auf die Anpassung der Förderhöhen dar. Dem liegt das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ vom 17. August 2012 (BGBI. I, 2012a) zu Grunde. Die prozentuale Veränderung der Fördersätze wird jeweils für 3 Monate fixiert, der entsprechende Wert wird monatlich angewendet. Ab August 2013 hängt die Anpassung dabei von der installierten Leistung in den vorangegangenen zwölf Monaten ab. Die prozentuale Veränderung der Fördersätze wird jeweils zum 31. Januar, 30. April, 31. Juli und 31. Oktober veröffentlicht. Für den Zeitraum vor August 2013 sind im Gesetz die jeweils kürzeren Zeiträume beginnend ab Juli 2012 fixiert. Die erhaltenen Werte werden dann auf ein Jahr normiert. Das bedeutet, dass für den Zeitraum November 2012 bis

Januar 2013 der Bezugszeitraum Juli 2012 bis September 2012 gilt und die Summe mit $3/12$ multipliziert werden muss, um sie auf ein Jahr zu normieren. Für den Zeitraum Februar 2013 bis April 2013 verlängert sich der Bezugszeitraum von Juli 2012 bis Dezember 2012. Und für den Zeitraum Mai 2013 bis Juli 2013 gilt der Bezugszeitraum von Juli 2012 bis März 2013. In Tabelle 2 sind die Prozentsätze für die Verringerung der Förderung in Abhängigkeit der im Vorjahr installierten Leistung dargestellt. Dabei entspricht ein negativer Eintrag einer Erhöhung. Um die Vergleichbarkeit mit der Förderung nach „EEG 2012“ herzustellen, sind in der letzten Spalte der Tabelle 2 die monatlichen Werte auf ihre entsprechenden jährlichen Auswirkungen hochgerechnet. Auffallend dabei ist, dass in der aktuellsten Version des EEG eine wesentlich stärkere Reduktion der Fördersätze vorgesehen ist. Lediglich für einen Zubau, der deutlich unter dem angestrebten Korridor liegt, ist in der neuen Version sogar eine Erhöhung der Förderung vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die aktuell gültigen Fördersätze im Bundesanzeiger sowie auf ihrer Homepage³. Für den Zeitraum bis Oktober 2013 liegen diese Fördersätze bereits vor.

Grundsätzlich spielt für die Prognose der zukünftig installierten Leistung das Auslaufen der Einspeisevergütung eine große Rolle. Sobald eine geförderte Leistung von insgesamt 52 Gigawatt erreicht ist, wird ab dem folgenden Monat die Förderung für neu installierte Anlagen vollständig eingestellt (§20b Abs. 9a EEG). Allerdings waren in vorherigen Versionen des EEG immer wieder Fördergrenzen vorgesehen, die nach deren Erreichen durch eine Überarbeitung des Gesetzes angehoben wurden. Daher ist eine Langzeitprognose der Entwicklung des Zubaus auch über die angesprochene Grenze von 52 GW geförderter Leistung hinaus interessant.

Vom statistischen Amt der Europäischen Union stehen uns Informationen bezüglich der historischen Strompreise in Deutschland (vgl. Tabelle 1) zur Verfügung (Eurostat, 2013). Es handelt sich dabei um Abnehmerpreise inklusive aller Steuern und Abgaben. Diese sind unterteilt nach Haushalt und Industrie und werden von uns entsprechend dem Verbrauch der beiden Sektoren im jeweiligen Jahr gewichtet, wodurch wir den Strompreis auf einen Wert aggregieren können. Die Verbrauchsmengen von Haushalt und Industrie sind vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie erhältlich (BMWi, 2012). Innerhalb der Europäischen Union werden sich die Strompreise bis zum Jahr 2035 für Haushaltskunden um schätzungsweise 10 Cent und für Industriekunden um rund 12 Cent erhöhen (IEA, 2012). Diese Information entstammt einer Veröffentlichung der IEA, deren Aufgabe die zuverlässige Bereitstellung von Informationen und Forschungsergebnissen ist, die es den Mitgliedsländern ermöglicht, nicht nur saubere sondern auch bezahlbare Energie bereitzustellen (Khatib, 2012). Verwendet man zusätzlich den durchschnittlichen Anteil des Verbrauchs der beiden Sektoren aus den Jahren 1991 bis 2011, so lassen sich die beiden Preisvorher-

³ <http://www.bundesnetzagentur.de>

sagen zu einer Preisreihe für den durchschnittlichen Elektrizitätspreis bis zum Jahr 2035 aggregieren.

Die Gesamtsystemkosten sind der Preis für eine bestimmte schlüsselfertig installierte Leistung und setzen sich zusammen aus den Modulkosten, den Kosten für die sogenannten Balance-of-System-Komponenten und den Installationskosten. Unter dem Begriff der Balance-of-System-Komponenten versteht man dabei alle für den Betrieb einer Photovoltaikanlage nötigen Teile, außer den Modulen. Dies sind beispielsweise Verkabelung, Wechselrichter oder Aufständerung (vgl. beispielsweise Bower, 2000). Tabelle 1 zeigt die Kosten pro Watt photovoltaischer, schlüsselfertiger Leistung⁴. Entsprechende historische Werte finden sich in den jährlichen Trendreports des IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEAPVPS, 2012). Innerhalb dieser Berichte sind länderspezifische Werte für die Gesamtsystemkosten enthalten, allerdings erst ab dem Jahr 1992. Für die zukünftigen Werte verwenden wir eine Langzeitprognose aus EPIA (2011), die in 5-Jahresintervallen Schätzungen für zwei Szenarien der Entwicklung der Gesamtsystemkosten vorgibt.

In der Literatur finden sich nur wenige Quellen, die eine Langzeitprognose der Gesamtsystemkosten vornehmen. Zudem wurden bei den uns bekannten Prognosen die zugrundeliegenden Daten und Berechnungen nicht offengelegt, was die Nachvollziehbarkeit deutlich erschwert. Deshalb versuchen wir die Gesamtsystemkosten anhand der Teilkomponente des technischen Fortschritts zu verifizieren. Rohstoffindizes weisen darauf hin, dass die Materialpreise langfristig nicht sinken werden (vgl. beispielsweise Sahamie, 2013). Allein durch Größendegressionseffekte bei den Herstellungskosten können dabei die sinkenden Gesamtsystemkosten nicht gerechtfertigt werden. Entsprechend muss der technische Fortschritt eine bedeutende Rolle für die Entwicklung der Gesamtsystemkosten spielen. Durch höhere Effizienz der Bauteile und damit geringerem Materialeinsatz pro Watt, sinken die Gesamtsystemkosten. Stellvertretend für die technologische Entwicklung betrachten wir nachstehend die Entwicklung der Moduleffizienz und evaluieren, ob diese mit der Veränderung der Gesamtsystemkosten einhergeht. Die Moduleffizienz trägt von allen Komponenten am stärksten zur Einsparung bei.

Während in der Literatur ausreichend Informationen zu den aktuell höchsten Wirkungsgraden unterschiedlicher Zelltechnologien im Bereich der Forschung (vgl. Abbildung 4) vorliegen (NREL, 2013), finden sich für auf dem Markt erhältliche Photovoltaikmodule nahezu keine Daten zur zeitlichen Entwicklung. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Wirkungsgrade von Photovoltaikmodulen in der Forschung, aufgliedert nach den unterschiedlichen Technologien. Dabei fällt auf, dass sich für die etablierten Technologien der kristallinen und Dünnschichtmodule kaum nennenswerte Verbesserungen in jüngerer Zeit ergeben haben. Sollen die zukünftigen auf dem

⁴ Die Materialpreise für beispielsweise Aluminium, Glas, Silizium oder Silber sind bereits in den Gesamtsystemkosten enthalten.

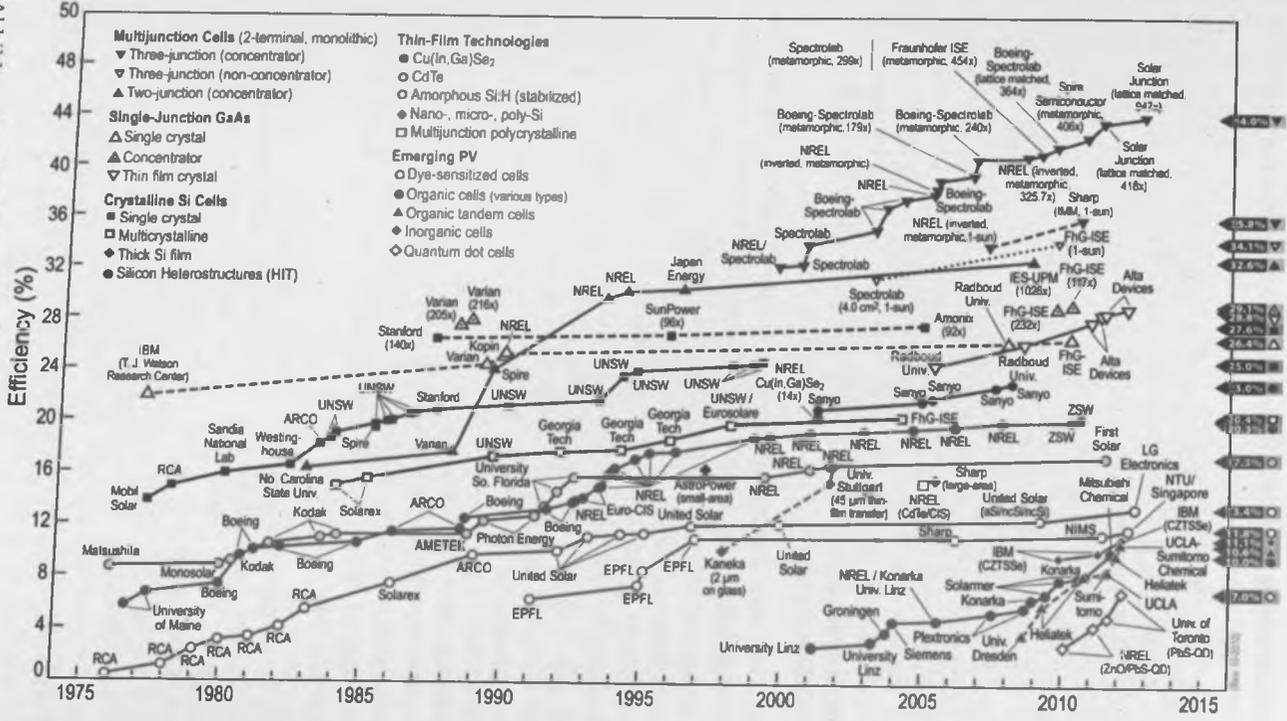


Abbildung 4: Höchste unter Laborbedingungen gemessene Zelleffizienzen (NREL, 2013)

Markt erhältlichen Wirkungsgrade anhand der aktuell in der Forschung erreichten geschätzt werden, stehen diesem Ansatz zwei Probleme entgegen. Zum einen zeigt sich seit dem Jahr 2000 eine deutlich abgeflachte Innovationsgeschwindigkeit, wodurch eine Durchschnittsbildung über den Gesamtzeitraum zu einer Überschätzung führen würde. Zum anderen ist die Zeit bis zur Marktreife der entwickelten Technologien nicht bekannt. Um die beschriebene Problematik zu vermeiden, verwenden wir für die Daten zum Wirkungsgrad der auf dem Markt erhältlichen Module eine Datenbank von Photon (Photon, 2012). Diese enthält detaillierte Daten zu einer Vielzahl kommerzieller Photovoltaikmodule. Nach Bereinigung und Validierung stehen 11721 Datensätze unterschiedlicher Module zur Verfügung. Bei den Datensätzen ist jeweils das Start- und Enddatum der Produktion gegeben. Fehlt einer dieser beiden Datenpunkte, verwenden wir zu dessen Ergänzung den Mittelwert des Produktionszeitraums der Module der entsprechenden Technologie. Nimmt man nun an, dass die Anzahl der pro Technologie erhältlichen unterschiedlichen Modultypen näherungsweise auch die Anzahl verkaufter Module pro Technologie widerspiegelt, so lässt sich der durchschnittliche Wirkungsgrad der auf dem Markt erhältlichen Module errechnen. Für eine Vorhersage basierend auf diesen historischen Daten verwenden wir ARIMA.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der kommerziellen Module gemäß der Photon-Datenbank. Dabei sind zwei Möglichkeiten der Vorhersage mit ARIMA abgebildet. Die gepunktete Vorhersage verwendet die vollständigen Daten aus dem Zeitraum 1990 bis 2012. Für die gestrichelte Linie werden hingegen nur die Daten aus den Jahren 2000 bis 2012 verwendet, um die oben beschriebene Verzerrung zu vermeiden. In

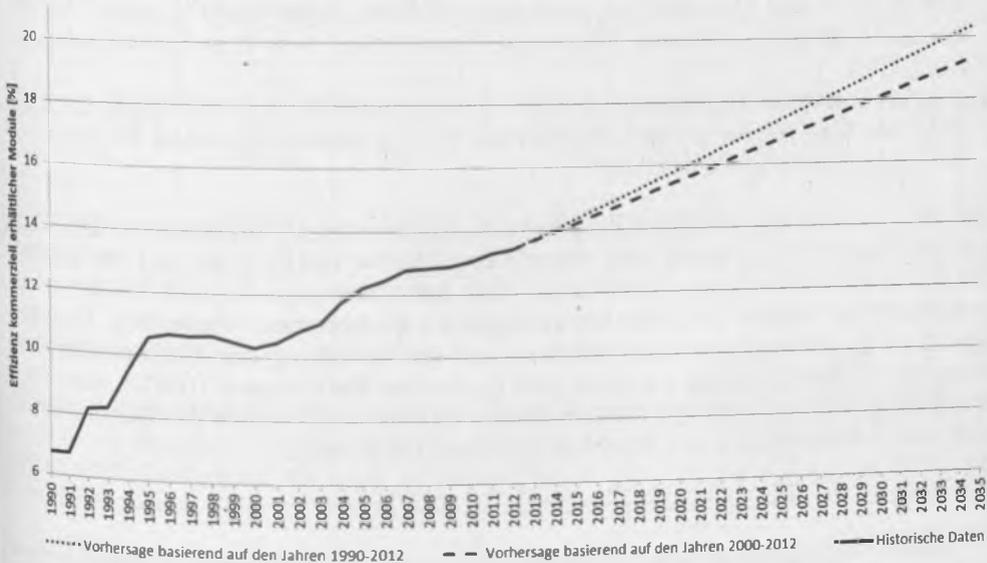


Abbildung 5: Vorhersage der Effizienzen kommerziell erhältlicher Module

beiden Fällen wird zur Modellspezifikation nach Hyndman und Khandakar (2008) vorgegangen. Hierfür werden ARIMA-Modelle untersucht, die sich in Bezug auf die Ordnung des autoregressiven Anteils, dem Grad der Differenzenbildung und der Ordnung des gleitenden Mittelwert-Anteils unterscheiden. Anhand des Akaike Informationskriteriums findet eine Entscheidung für die beste Modellspezifikation statt. Die besten Ergebnisse werden für beide untersuchten Zeiträume mit der Spezifikation ARIMA(0,1,0) und einem konstanten Term (Drift) in Höhe von 0,3031 für den Zeitraum 1990 bis 2012 beziehungsweise 0,2581 für den Zeitraum 2000 bis 2012 erreicht. Die gestrichelte Linie scheint eine realistischere Schätzung aufgrund der sich verlangsamen technologischen Fortentwicklung abzugeben.

Aufgrund der Entwicklung der Moduleffizienz erscheint die in der Literatur ange-deutete Entwicklung der Gesamtsystemkosten plausibel.

2.3 Unabhängige Variablen für die geographische Regression

Für unsere Untersuchung erachten wir die folgenden unabhängigen Variablen als sinnvoll:

- Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte je Einwohner als Maß für die Kaufkraft: [€/Kopf] (VE)
- Arbeitslosenquote als Maß für die Strukturstärke des Landkreises: [%] (AL)
- Bevölkerung als Maß für die potentielle Anzahl an Photovoltaik-Interessenten in einem Landkreis: [# Personen] (BV)
- Verfügbare Fläche, also die Gesamtfläche ohne Wald- und Wasserflächen, Friedhöfe, Unland und Abbauflächen sowie ohne Straßen, Wege und Plätze als Maß für die zur Verfügung stehende Fläche zur Installation von Photovoltaikanlagen⁵: [km²] (FL)
- Durchschnittliche Globalstrahlung pro Jahr, gemittelt über die Jahre 1981 bis 2010, als Maß für die potentielle Energie, die zur photovoltaischen Nutzung zur Verfügung steht: [kWh/m²] (GS)

Die Daten zu den unabhängigen Variablen VE, AL, BV und FL entstammen der „Regionaldatenbank Deutschland“ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder (SABL, 2012). Verfügbares Einkommen und Arbeitslosenquote sind hierbei nicht redundant, da Ersteres die Höhe des verfügbaren Einkommens wiedergibt. Dagegen gibt die Arbeitslosenquote einen Hinweis auf die Verteilung des Einkommens. Die Daten zur Globalstrahlung stammen vom Deutschen Wetterdienst (DWD), einer teilrechtsfähigen Anstalt des öffentlichen Rechts im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (DWD, 2012).

⁵ Die Anzahl Gebäude und die bebaute Fläche sind zum aktuellen Stand nicht vollständig verfügbar und können entsprechend nicht mit aufgenommen werden.

Tabelle 3 zeigt die Daten zur besseren Übersicht auf Bundesländer aggregiert.⁶ Insgesamt entspricht die Datengrundlage damit weitgehend dem Open-Data-Gedanken, so dass die Nachvollziehbarkeit in jedem Fall gegeben ist und Folgeuntersuchungen durchgeführt werden können.

Tabelle 3: Aggregierte Daten der geographischen Regression

Bundesland	Installierte Leistung gesamt [kW]	Verfügbares Einkommen [€/Kopf]	Arbeits- losenquote [%]	Bevölkerung [# Personen]	Verfügbare Fläche [km ²]	Global- strahlung [kWh/m ²]
Baden-Württemberg	3 640 096	20 504	4,9	10 753 880	19 566	1127,14
Bayern	7 964 136	20 111	4,5	12 538 696	40 260	1120,80
Berlin	51 113	15 843	13,6	3 460 725	548	1036,00
Brandenburg	1 320 508	16 398	11,1	2 503 273	16 369	1042,00
Bremen	30 427	21 156	12	660 706	317	988,50
Hamburg	25 248	24 137	8,2	1 786 448	557	972,00
Hessen	1 178 127	19 956	6,4	6 067 021	10 881	1053,15
Mecklenburg- Vorp.	464 590	15 226	12,7	1 642 327	15 890	1028,06
Niedersachsen	2 057 293	18 431	7,5	7 918 293	33 639	998,52
Nordrhein- Westfalen	2 580 006	19 682	8,7	17 845 154	21 915	1006,00
Rheinland-Pfalz	1 124 679	18 637	5,7	4 003 745	10 150	1082,47
Saarland	217 742	18 743	7,5	1 017 567	1501	1093,50
Sachsen	857 797	15 881	11,8	4 149 477	11 874	1053,54
Sachsen-Anhalt	820 479	15 568	12,5	2 335 006	14 179	1037,00
Schleswig- Holstein	990 882	18 620	7,5	2 834 259	12 451	991,87
Thüringen	494 789	15 514	9,8	2 235 025	9983	1028,52
Deutschland	23 817 912	18 983	7,7	81 751 602	220 081	1061,66

3 Methodik

Um den Einfluss von Variablen auf eine Zielgröße zu untersuchen, ist die Regressionsanalyse ein geeignetes Instrument (Stock und Watson, 2011). Im Bereich Energiewirtschaft und Nachhaltigkeit wird beispielsweise in den wissenschaftlichen Beiträgen von Ediger et al. (2006), Nelson (2012), Muehlenbachs et al. (2013) und Mundaca

⁶ Eine vollständige Übersicht findet sich im Online-Supplement, erhältlich unter <http://www.wiwi.uni-augsburg.de/bwl/tuma/downloads/>

(2013) dieses Analyseinstrument genutzt. Auch in der vorliegenden Problemstellung geht es um die Quantifizierung der Einflüsse von Variablen auf eine Zielgröße, weswegen wir in diesem Beitrag den Regressionsansatz verwenden. Damit kann einerseits die zeitliche Entwicklung der Neuinstallationen von Photovoltaikmodulen untersucht werden und andererseits lassen sich Faktoren identifizieren, die einen Einfluss auf die geographische Verteilung der installierten Photovoltaikmodule haben.

Auf den ersten Blick bietet sich eine Vielzahl von Parametern zur Beschreibung der unabhängigen Variablen beider Modelle an. Zwischen zahlreicher dieser im Vorfeld der Untersuchung betrachteten Parameter liegt eine hohe Korrelation vor, die manche Variablenkombinationen überflüssig macht beziehungsweise ausschließt. Außerdem sollten für die Übertragbarkeit der Untersuchungsergebnisse auf andere Länder nur relativ allgemeine, in anderen Regionen üblicherweise verfügbare, Faktoren berücksichtigt werden. Aufgrund dieser Argumente ergibt sich die in Kapitel 2 beschriebene Variablenauswahl.

Da die beiden zu erklärenden Variablen einerseits einen Wertebereich von 0 bis $+\infty$ aufweisen und dies nicht dem Wertebereich einer zu erklärenden Variablen im klassischen Regressionsmodell entspricht, war eine logarithmische Transformation erforderlich. Andererseits kann durch diese Transformation auch die in beiden Fällen vorliegende schiefe Verteilung korrigiert werden. Im Modell für die zeitliche Entwicklung des Zubaus der installierten Leistung wurde hierdurch die empirische Schiefe der abhängigen Variable von 1,97 auf 0,01 und im Modell für die geographische Verteilung der installierten Leistung von 1,86 auf 0,22 reduziert.

Für die Spezifikation der unabhängigen Variablen haben wir jeweils die Streudiagramme zwischen abhängiger Variable und jeder unabhängigen Variable betrachtet. Aus diesen ließ sich erkennen, dass in allen Fällen ein rein linearer Trend den funktionalen Zusammenhang nicht korrekt beschreiben würde. Hingegen erwies sich für das zeitliche Modell ein log-inverser-Zusammenhang und im geographischen Modell ein log-log-Zusammenhang als sehr geeignet, da bei diesen Spezifikationen jeweils ein linearer Trend im Streudiagramm zu erkennen war. Für die unabhängigen Variablen bietet es sich aus Gründen der einfacheren Vergleichbarkeit an, für alle jeweils die gleiche Transformation zu verwenden.⁷

Unter diesen beiden Prämissen hat sich für die zeitliche Entwicklung des Zubaus der installierten Leistung das log-inverse Modell

$$\ln(ILZ) = \beta_0 + \beta_1 \cdot \frac{1}{SP} + \beta_2 \cdot \frac{1}{EV} + \beta_3 \cdot \frac{1}{GK} + \varepsilon$$

als am aussagekräftigsten erwiesen. Die Störgröße ε wird hierbei als normalverteilte Zufallsvariable angenommen, die einen Erwartungswert von Null und eine un-

⁷ Details zur Modellauswahl wie Streudiagramme und alternative Modellspezifikationen finden sich im Online-Supplement, erhältlich unter <http://www.wiwi.uni-augsburg.de/bwl/tuma/downloads/>

kannte, konstante Varianz aufweist. Ins Modell fließen alle Daten ab 1992 ein, da dies der früheste Zeitpunkt ist, ab dem für alle unabhängigen Variablen Informationen vorliegen.

Da der gewöhnliche Regressionsansatz an einige Annahmen geknüpft ist (von Auer, 2011), müssen diese überprüft und bei einer Annahmeverletzung geeignete Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Der Goldfeld-Quandt-Test, der in der Lage ist Heteroskedastizität aufzudecken (Goldfeld und Quandt, 1965), liefert mit einem p-Wert von 0,276 kein alarmierendes Ergebnis. Ebenso wenig ist von einer Verletzung der Annahme normalverteilter Störgrößen auszugehen, da der Shapiro-Wilk-Test (Shapiro und Wilk, 1965) einen p-Wert von 0,3114 ausgibt. Auch die Variance Inflation Factors, die eine lineare Abhängigkeit zwischen den unabhängigen Variablen aufdecken können, erscheinen mit den Werten 2,70, 1,27 und 2,97 unverdächtig. Allenfalls der Durbin-Watson-Test, der die Störgrößen auf Autokorrelation erster Ordnung untersucht (Durbin und Watson, 1971), gibt einen p-Wert von 0,002241 an, was auf eine Annahmeverletzung hinweist. Da autokorrelierte Störgrößen vor allem eine verzerrende Wirkung bei der inferenzstatistischen Analyse der Regressionskoeffizienten haben, gilt es der Autokorrelation adäquat entgegenzuwirken. Dies kann mithilfe einer angepassten Schätzung der Varianz-Kovarianz-Matrix erfolgen. Für unsere Anpassung und die darauf aufbauenden Signifikanztests haben wir die Vorgehensweise von Lumley und Heagerty (1999) verfolgt. Weitere Ansätze sind beispielsweise bei Zeileis (2004) nachzulesen. Anzumerken ist, dass diese (von der klassischen Regression ohne Autokorrelation abweichende) Anpassung das Überprüfen des Gesamtmodells anhand des Wald-Tests (Wald, 1943) (anstelle des F-Tests) erforderlich macht. Tabelle 4 umfasst sämtliche Ergebnisse der Regression.

Tabelle 4: Regressionsergebnisse des zeitlichen Modells

Variable	Koeffizient β_i	Standardfehler	Teststatistik	p-Wert	Signifikanz
Konstante	17,0096	2,67263	6,3644	$1,961 \cdot 10^{-10}$	***
1/SP	-0,63892	0,26005	-2,457	0,01401	*
1/EV	-0,53753	0,07079	-7,5932	$3,121 \cdot 10^{-14}$	***
1/GK	9,30473	4,20222	2,2142	0,02681	*
R ²	0,9263				
Adj. R ²	0,9125				
Wald-Test			66,909	$2,847 \cdot 10^{-9}$	***
Standardfehler	0,9042				
# Beobachtungen	20				

Signifikanzgrenzen: 0 '***' 0,001 '***' 0,01 '**' 0,05

Aufgrund des vergleichsweise hohen Erklärungsgehalts von über 90% und des durchwegs signifikanten Einflusses aller Variablen eignen sich die ermittelten Koeffi-

zienten gut für eine Prognose. Allerdings muss beachtet werden, dass die Daten zuvor transformiert wurden und somit die Koeffizienten nicht unmittelbar den partiellen Effekt einer Variablen widerspiegeln. Die Rücktransformation des Modells lautet:

$$ILZ = e^{\beta_0 + \beta_1 \cdot \frac{1}{SP} + \beta_2 \cdot \frac{1}{EV} + \beta_3 \cdot \frac{1}{GK}} \cdot e^\varepsilon.$$

Der Einfluss einer unabhängigen Variablen i kann mithilfe der partiellen Elastizitäten γ_i angegeben werden. Diese bringen die prozentuale Veränderung der abhängigen Variable zum Ausdruck, die ceteris paribus durch eine prozentuale Veränderung einer unabhängigen Variablen ausgelöst wird. Wegen

$$\frac{\partial ILZ}{\partial SP} = -ILZ \cdot \frac{\beta_1}{SP^2}, \quad \frac{\partial ILZ}{\partial EV} = -ILZ \cdot \frac{\beta_2}{EV^2} \quad \text{und} \quad \frac{\partial ILZ}{\partial GK} = -ILZ \cdot \frac{\beta_3}{GK^2}$$

ergeben sich folgende partielle Elastizitäten:

$$\gamma_{SP} = \frac{\partial ILZ / \partial SP}{ILZ} \cdot SP = -\frac{\beta_1}{SP}, \quad \gamma_{EV} = \frac{\partial ILZ / \partial EV}{ILZ} \cdot EV = -\frac{\beta_2}{EV} \quad \text{und}$$

$$\gamma_{GK} = \frac{\partial ILZ / \partial GK}{ILZ} \cdot GK = -\frac{\beta_3}{GK}.$$

Aus den partiellen Elastizitäten ist ersichtlich, dass, falls β_i einen negativen (positiven) Wert annimmt, eine Erhöhung der unabhängigen Variablen i auch zu einer Erhöhung (Verringerung) der abhängigen Variablen führt. Je größer der Wert der unabhängigen Variablen jedoch bereits ist, desto schwächer fällt dieser Effekt aus.

Da der (auf neue Beobachtungswerte bedingte) Erwartungswert von ILZ offensichtlich noch vom Erwartungswert des Ausdruckes e^ε abhängt, schlägt Sprugel (1983) den Korrekturfaktor $e^{\hat{\sigma}^2/2}$ vor, wobei $\hat{\sigma}^2$ die geschätzte Varianz der Störterme bezeichnet. Im vorliegenden Fall kann also unter Verwendung von $e^{\hat{\sigma}^2/2}$ die Schätzgleichung

$$\widehat{ILZ} = e^{\hat{\sigma}^2/2} \cdot e^{\beta_0 + \beta_1 \cdot \frac{1}{SP} + \beta_2 \cdot \frac{1}{EV} + \beta_3 \cdot \frac{1}{GK}}$$

verwendet werden.

Für die geographische Verteilung von installierter Leistung ergibt sich gemäß der oben beschriebenen Vorgehensweise das folgende logarithmische Modell:

$$\ln(ILG) = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln(VE) + \beta_2 \cdot \ln(BV) + \beta_3 \cdot \ln(GS) + \beta_4 \cdot \ln(AL) + \beta_5 \cdot \ln(FL) + \varepsilon.$$

Landkreise, in denen eine Häufung von Großanlagen auftritt, können eine verzerrende Wirkung auf die Ergebnisse der Regression haben. Daher wurden im Folgenden Landkreise von der Untersuchung ausgeschlossen, bei denen die durchschnittliche Anlagengröße einen Wert von 150 kW überschreitet. Es handelt sich hierbei um die Landkreise Schwerin, Wismar, Demmin und Oberspreewald-Lausitz, in welchen insgesamt 16 der 100 größten Photovoltaikanlagen installiert sind. Außerdem wurden der Landkreis Aachen sowie die Städtereion Aachen aufgrund nicht verfügbarer

Daten der unabhängigen Variablen ausgeschlossen. Wiederum überprüfen wir die Annahmen mithilfe oben beschriebener Methoden, wobei auf Grund der verwendeten Querschnittsdaten auf eine Überprüfung von Autokorrelation verzichtet wurde. Wegen der nachfolgenden Ergebnisse ist nicht von einer Annahmenverletzung auszugehen:

Methode	Ergebnis
Goldfeld-Quandt-Test	p-Wert: 0,1073
Shapiro-Wilk-Test	p-Wert: 0,2178
Variance Inflation Factors	2,27; 1,45; 1,76; 3,03; 1,65

Tabelle 5 umfasst sämtliche Ergebnisse der Regression.

Tabelle 5: Regressionsergebnisse des geographischen Modells

Variable	Koeffizient β_i	Standardfehler	Teststatistik	p-Wert	Signifikanz
Konstante	-25,14805	5,42859	-4,633	$4,89 \cdot 10^{-6}$	***
ln (VE)	-0,73115	0,28823	-2,537	0,0116	*
ln (BV)	0,22762	0,04348	5,235	$5,235 \cdot 10^{-7}$	***
ln (GS)	5,39812	0,58636	9,206	$<2,2 \cdot 10^{-16}$	***
ln (AL)	-0,62716	0,09284	-6,755	$5,03 \cdot 10^{-11}$	***
ln (FL)	0,63354	0,02793	22,679	$<2,2 \cdot 10^{-16}$	***
R ²	0,7787				
Adj. R ²	0,7759				
F-Test			282,1	$<2,2 \cdot 10^{-16}$	***
Standardfehler	0,4775				
# Beobachtungen	407				

Signifikanzgrenzen: 0 '****' 0,001 '***' 0,01 '**' 0,05

Auch beim geographischen Modell eignen sich die ermittelten Koeffizienten gut für eine Prognose. Wie zuvor muss das Modell zu Prognosezwecken rücktransformiert werden in

$$ILG = e^{\beta_0} \cdot VE^{\beta_1} \cdot BV^{\beta_2} \cdot GS^{\beta_3} \cdot AL^{\beta_4} \cdot FL^{\beta_5} \cdot e^{\epsilon}$$

Zur Verdeutlichung des Einflusses einer unabhängigen Variablen i berechnen wir die partiellen Elastizitäten γ_i auch für das geographische Modell.

Wegen

$$\frac{\partial ILG}{\partial VE} = ILG \cdot \frac{\beta_1}{VE}, \quad \frac{\partial ILG}{\partial BV} = ILG \cdot \frac{\beta_2}{BV}, \quad \frac{\partial ILG}{\partial GS} = ILG \cdot \frac{\beta_3}{GS}, \quad \frac{\partial ILG}{\partial AL} = ILG \cdot \frac{\beta_4}{AL}$$

$$\text{und } \frac{\partial ILG}{\partial FL} = ILG \cdot \frac{\beta_5}{FL}$$

ergeben sich folgende partielle Elastizitäten:

$$\gamma_{VE} = \frac{\partial ILG / \partial VE}{ILG} \cdot VE = \beta_1, \quad \gamma_{BV} = \frac{\partial ILG / \partial BV}{ILG} \cdot BV = \beta_2, \quad \gamma_{GS} = \frac{\partial ILG / \partial GS}{ILG} \cdot GS = \beta_3, \quad \gamma_{AL} = \frac{\partial ILG / \partial AL}{ILG} \cdot AL = \beta_4 \quad \text{und} \quad \gamma_{FL} = \frac{\partial ILG / \partial FL}{ILG} \cdot FL = \beta_5$$

Aus den partiellen Elastizitäten ist ersichtlich, dass, falls β_i einen positiven (negativen) Wert annimmt, eine Erhöhung der unabhängigen Variablen i zu einer Erhöhung (Verringerung) der abhängigen Variablen führt. Allerdings sind die partiellen Elastizitäten konstant, d. h. der partielle Effekt ist unabhängig von der Höhe des Wertes der unabhängigen Variablen immer derselbe.

Offensichtlich ist für die Prognose auch im geographischen Modell eine Anpassung nach Sprugel (1983) erforderlich. Die resultierende Schätzgleichung unter Verwendung von $e^{\hat{\sigma}^2/2}$ lautet

$$\widehat{ILZ} = e^{\hat{\sigma}^2/2} \cdot e^{\hat{\beta}_0} \cdot VE^{\hat{\beta}_1} \cdot BV^{\hat{\beta}_2} \cdot GS^{\hat{\beta}_3} \cdot AL^{\hat{\beta}_4} \cdot FL^{\hat{\beta}_5}$$

4 Ergebnisse

Im Folgenden präsentieren wir die aus Kapitel 3 resultierenden Ergebnisse, wobei wir zunächst das zeitliche Modell und die darauf aufbauende Prognose betrachten. Danach stellen wir die Ergebnisse des geographischen Modells vor, wobei sich mögliche Hebel für eine Überarbeitung des EEG herauskristallisieren. Aus beiden Modellen motivieren wir Implikationen für eine effizientere Ausgestaltung des EEG.

4.1 Zeitliches Modell

Mit den Ergebnissen aus Kapitel 3 ergibt sich nachfolgende Schätzgleichung für das zeitliche Modell:

$$\widehat{ILZ} = 1,504994 \cdot e^{17,00960 - 0,63892 \cdot \frac{1}{SP} - 0,53753 \cdot \frac{1}{EV} + 9,30473 \cdot \frac{1}{GK}}$$

Für gegebene Werte SP, EV und GK lässt sich damit der Zubau jährlicher installierter Leistung prognostizieren. Um die Einflüsse der einzelnen unabhängigen Variablen auszudrücken, verwenden wir die in Kapitel 3 ermittelten partiellen Elastizitäten.

Beim Strompreis SP ergibt sich dabei nach Einsetzen des geschätzten Koeffizienten $\hat{\beta}_1$ eine partielle Elastizität von $\hat{\gamma}_{SP} = 0,63892/SP$. Dies bedeutet, dass eine Erhöhung des Strompreises zu einer Erhöhung des Zubaus jährlicher installierter Leistung führt. Bei einer 1-prozentigen Erhöhung des Strompreises erhöht sich die jährlich installierte Leistung um $\hat{\gamma}_{SP}$ Prozent. Die Auswirkung auf die jährlich installierte

Leistung hängt allerdings von der absoluten Höhe von SP ab und wird mit steigenden Werten schwächer. Dieses Resultat ist plausibel, da mit steigendem Strompreis die Ersparnis durch aus Photovoltaik gewonnener Energie zunimmt. Denn nach Ende der Förderdauer von 20 Jahren erhält der Investor die Ersparnis aus eigengenutzter Energie oder einen (ungeförderten) Erlös für den Verkauf von Strom. Je höher die Ersparnis beziehungsweise der Erlös, desto höher ist der Anreiz in Photovoltaik zu investieren.

Für die Einspeisevergütung EV gilt entsprechend $\hat{\gamma}_{EV} = 0,53753/EV$. Auch hier ist der Wirkungszusammenhang der gleiche, das heißt eine Erhöhung der Einspeisevergütung führt zu einer Erhöhung des Zubaus jährlicher installierter Leistung. Folglich bestätigt unser Ergebnis die intuitive Vermutung, dass eine sinkende Einspeisevergütung, die nach aktueller Ausgestaltung des EEG am wahrscheinlichsten ist, ceteris paribus zu einer Verringerung des Zubaus führt. Jedoch lässt sich aus der partiellen Elastizität ein weiterer interessanter Zusammenhang ableiten. Die Stärke der prozentualen Veränderung hängt von der absoluten Höhe der Einspeisevergütung ab. Je niedriger diese ist, desto stärker wirkt sich der Effekt auf den Zubau installierter Leistung aus. Unterstellen wir die mittlere Einspeisevergütung für Neuanlagen im Jahr 2010 in Höhe von rund 0,31 €/kWh, so führt eine 1-prozentige Verringerung dieser ceteris paribus zu einer 1,7-prozentigen Verringerung des Zubaus. Dagegen führt bei einer mittleren Einspeisevergütung für Neuanlagen von rund 0,13 €/kWh, wie sie im zweiten Quartal dieses Jahres vorlag, eine 1-prozentige Verringerung dieser ceteris paribus bereits zu einer 4,1-prozentigen Verringerung des Zubaus. Bei der aktuellen Gesetzgebung erwarten wir für das Jahr 2022, wie in Kapitel 4.2 beschrieben, eine Einspeisevergütung in Höhe von 0,0594 €/kWh. In diesem Fall führt eine 1-prozentige Verringerung dieser ceteris paribus sogar zu einer 9-prozentigen Verringerung des Zubaus. Dieser Zusammenhang stellt eine nicht zu vernachlässigende Komponente bei der zukünftigen Ausgestaltung des EEG dar.

Bei den Gesamtsystemkosten GK ergibt sich nach Einsetzen des geschätzten Koeffizienten $\hat{\beta}_3$ eine partielle Elastizität von $\hat{\gamma}_{GK} = -9,30473/GK$. Aufgrund des negativen Terms bedeutet eine Erhöhung der Gesamtsystemkosten eine Verringerung der installierten Leistung. Nicht nur der Zusammenhang von höherer installierter Leistung bei sinkenden Gesamtsystemkosten ist plausibel, sondern auch die Verstärkung des Effekts, je geringer die Gesamtsystemkosten sind. Denn durch die sinkenden Gesamtsystemkosten erhöht sich die Rendite einer Investition in Photovoltaikanlagen bei gleichbleibendem Risiko. Dagegen sind Ersatzinvestitionen auf dem Finanzmarkt normalerweise bei höherer Rendite auch mit einem höheren Risiko verbunden. Entsprechend steigt in diesem Fall deutlich die Attraktivität einer Investition in Photovoltaikanlagen.

4.2 Prognose

Das beschriebene zeitliche Regressionsmodell erlaubt es uns, eine Prognose zur zukünftigen Entwicklung der installierten Leistung innerhalb Deutschlands zu

erstellen. Dabei ist etwa ab dem Jahr 2025 ein gleichförmig leicht abwärts gerichteter Verlauf zu erkennen. Deshalb beschränken wir unsere Prognose und zeigen die Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2035. Für die Prognose ermitteln wir die zukünftigen Werte der Variablen SP und GK wie in Abschnitt 2.2 beschrieben. Da die Anpassung der EEG-Förderung und damit die absolute Förderhöhe jeweils von der im Vorzeitraum installierten Leistung abhängt, können nicht einfach die unabhängigen Variablen des zu prognostizierenden Zeitpunkts in die Regressionsgleichung eingesetzt werden. Entsprechend ist es nötig, in rollierender Weise vorzugehen. Das heißt, wir prognostizieren von der Gegenwart weg jeweils so viele Monate in die Zukunft, wie für die Anpassung der Förderhöhe in Betracht gezogen werden müssen. Anschließend passen wir die Förderhöhe basierend auf den errechneten Werten der installierten Leistung an und prognostizieren mit der angepassten Förderhöhe weiter. Dieses iterative Vorgehen wiederholt sich, bis das Ende des Betrachtungszeitraums erreicht ist.

Für das Szenario „EEG 2013“ bedeutet dies beispielsweise, dass die für drei Monate fixierten Werte für August bis Oktober 2014 sich aus der im Vorjahr (Juli 2013 bis Juni 2014) installierten Leistung zusammensetzen. Hat man also bis einschließlich Juni 2014 die voraussichtlich installierte Leistung geschätzt, so kann mit diesen Werten die Förderhöhe dem EEG entsprechend (vgl. Tabelle 2) angepasst und damit die Prognose der installierten Leistung für die Monate Juli bis September 2014 mit der neuen Förderhöhe fortgesetzt werden. Diese rollierende Prognose wiederholt sich entsprechend bis zum Ende des Untersuchungszeitraums. Im Szenario „EEG 2012“ findet, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, nur halbjährlich eine Anpassung der Förderhöhe statt. Da die installierten Leistungen aber über diesen entsprechend langen Zeitraum bekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Photovoltaikinvestoren die Anpassung hier bereits antizipieren. Entsprechend betrachten wir zusätzlich, was eine monatliche Anpassung der Förderhöhe in diesem Szenario zur Folge hätte und bezeichnen diesen Fall als „EEG 2012 antizipierend“.

Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse der Prognose in allen Szenarien bis zum Jahr 2035. Dabei ist der Zubaukorridor von 2500 bis 3500 MW hervorgehoben. Es ist zu erkennen, dass für beide Szenarien bereits im Jahr 2014 ein deutlich geringerer Zubau als in den vergangenen Jahren zu erwarten ist. Beide Szenarien haben geglättet einen ähnlichen Verlauf, jedoch liegt die Prognose im Szenario „EEG 2013“ deutlich unterhalb der Prognose im Szenario „EEG 2012“. Dies ist dadurch zu begründen, dass im Bereich über 1500 MW installierter Leistung eine stärkere Reduktion der Förderung im „EEG 2013“-Szenario vorgesehen ist (vgl. Tabelle 2). Unterstellt man den Akteuren Antizipation im „EEG 2012“, so führt dies zu einer Glättung der teils erheblichen Schwankungen und ab Unterschreitung des Zubaukorridors zu einer tendenziell höheren installierten Leistung als im Szenario „EEG 2012“ (ohne Antizipation). Dabei pendelt sich zunächst die zu erwartende installierte Leistung auf Höhe der unteren Grenze des Zubaukorridors ein und verläuft bis zum Jahr 2020 auf Höhe dieser. Das heißt, dass sich hier die abnehmende Förderung einerseits und die positiven

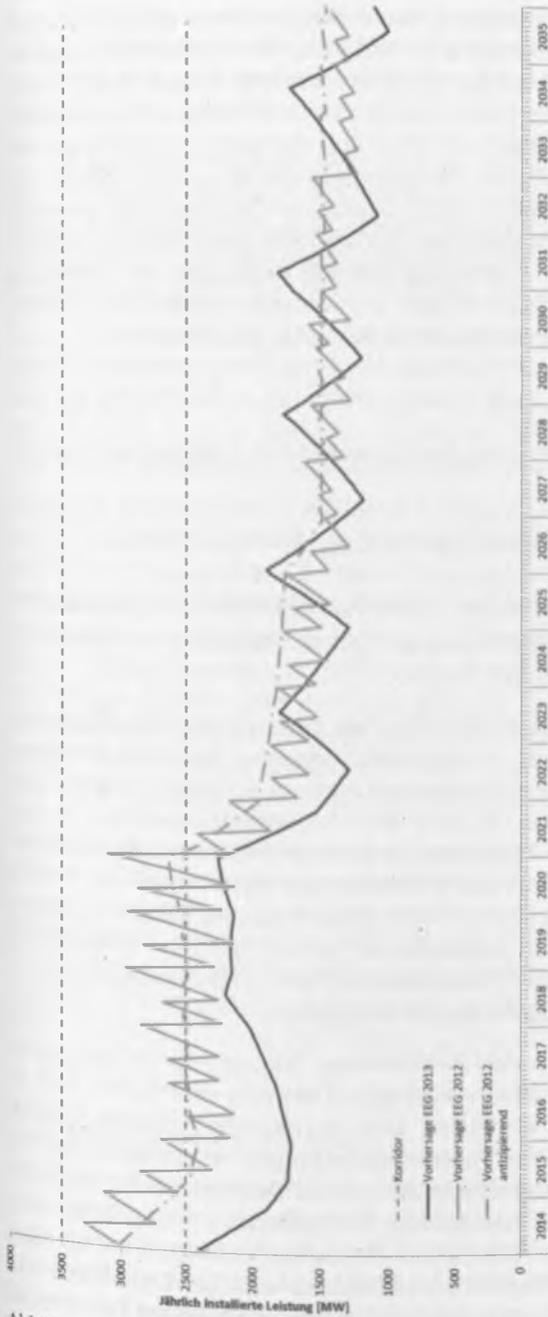


Abbildung 6: Prognose der jährlich installierten Leistung

Einflüsse wie sinkende Gesamtsystemkosten andererseits nahezu ausgleichen. Ab dem Jahr 2020 kann die Abnahme der Förderung nicht mehr durch den positiven Einfluss der anderen unabhängigen Variablen kompensiert werden. Dies gilt ebenso für das aktuelle „EEG 2013“. Die Prognose nach diesem Szenario zeigt nicht nur einen deutlich geringeren Zubau, sondern dieser verläuft auch durchgängig unterhalb des Zubaukorridors. Durch die Möglichkeit, die Förderung nicht zu kürzen, können die starken Schwankungen im Szenario „EEG 2013“ begründet werden. Nur wenn die installierte Leistung durch die positiven Einflüsse der anderen unabhängigen Variablen wieder über 1500 MW gestiegen ist, findet eine erneute Reduktion der Förderung statt. Die Fördergrenze von 52 GW berücksichtigen wir aus oben genannten Gründen in dieser Prognose nicht, zeigen jedoch die Auswirkungen in Abschnitt 4.4.

4.3 Geographisches Modell

Nachfolgende Schätzgleichung für das geographische Modell erhalten wir mit den Ergebnissen aus Kapitel 3:

$$\hat{ILZ} = 1,120756 \cdot e^{-25,14805} \cdot VE^{-0,73115} \cdot BV^{0,22762} \cdot GS^{5,39812} \cdot AL^{-0,62716} \cdot FL^{0,63354}.$$

Im Gegensatz zum zeitlichen Modell sind die partiellen Elastizitäten hier konstant und entsprechen jeweils dem zugehörigen Koeffizienten β_i . Für diese verwenden wir die geschätzten Koeffizienten $\hat{\beta}_i$ aus Tabelle 5.

Das negative Vorzeichen der partiellen Elastizität des verfügbaren Pro-Kopf-Einkommens VE wirkt auf den ersten Blick kontraintuitiv, da man bei einer Erhöhung dieser Größe eher auf eine gesteigerte installierte Leistung schließen würde. Eine mögliche Erklärung für dieses Ergebnis ist, dass in dicht besiedelten Gebieten eine höhere Kaufkraft vorliegt. In solchen Gebieten sind Baulandpreise meist entsprechend höher, folglich werden normalerweise höherwertige Nutzungen als Freiflächenanlagen angestrebt. Zudem ist aufgrund von Mehrfamiliengebäuden weniger Dachfläche pro Einwohner vorhanden, entsprechend besteht weniger Potential für Aufdachanlagen. Darüber hinaus könnten Haushalte mit extrem hoher Kaufkraft aus diversen Gründen, wie Optik, auf Aufdachanlagen verzichten.

Unterscheiden sich zwei Landkreise in der Bevölkerung BV um ein Prozent, so ist eine entsprechend um 0,2276 Prozent höhere verbaute Leistung an Photovoltaik im bevölkerungsstärkeren Landkreis zu erwarten. Die zugehörige Aussage, dass in bevölkerungsstärkeren Landkreisen mehr Photovoltaikanlagen zu erwarten sind, ist intuitiv, da ein bevölkerungsstärkerer Landkreis auch mehr Personen aufweist, die in Photovoltaik investieren können. Die Steigerung ist unterproportional, da eine höhere Bevölkerungszahl tendenziell mit dichterem Bepflanzung einhergeht. Dies führt analog zur Argumentation beim Pro-Kopf-Einkommen zu weniger Dachfläche pro Einwohner aufgrund von Mehrfamilienhäusern und weniger Potential für Freiflächenanlagen.

Dass die Globalstrahlung *GS* einen positiven Effekt auf die installierte Leistung in einem Landkreis aufweist, ist plausibel, denn eine höhere potentielle Energie, die zur photovoltaischen Nutzung zur Verfügung steht, führt zu höheren damit verbundenen Erträgen.

Bei der Arbeitslosenquote *AL* liegt eine negative partielle Elastizität vor, was bedeutet, dass eine höhere Arbeitslosenquote zu einer geringeren installierten Leistung führt. In strukturschwachen Landkreisen stehen entsprechend weniger Photovoltaikanlagen, was über geringere Einkommens- und Gewerbesteuer einen weiteren schwächenden Effekt auf den Landkreis ausübt.

Die verfügbare Fläche übt einen positiven Effekt auf die installierte Leistung in einem Landkreis aus, da in einem größeren Landkreis auch mehr Fläche zur Installation zur Verfügung steht. Diese Fläche kann zum einen durch Freiflächenanlagen genutzt werden, zum anderen existieren in größeren Landkreisen typischerweise mehr Dachflächen und folglich steht mehr Fläche für Aufdachanlagen zur Verfügung.

Durch die Untersuchung der fünf Einflussfaktoren entsteht ein Verständnis für die heterogene Verteilung der installierten Leistung innerhalb Deutschlands. Um sowohl die Dimensionierung der Aufbereitungskapazität als auch den Standort von Aufbereitungsanlagen, also die Gestaltung einer effizienten Kreislaufwirtschaft, ökonomisch sinnvoll vornehmen zu können, sind die aus den partiellen Elastizitäten abgeleiteten Zusammenhänge ausschlaggebend. Beispielsweise kann die Auswirkung zukünftiger Änderungen der modellierten Einflussfaktoren durch Betrachtung der partiellen Elastizitäten vorweg genommen werden. So sinkt bei einem negativen Vorzeichen der partiellen Elastizität *ceteris paribus* das zum Recycling zur Verfügung stehende Aufkommen bei einer Steigerung der erklärenden Variable.

Unsere Analyse bestätigt und quantifiziert nahezu alle intuitiv erscheinenden Effekte. Zudem kann mit unserem Modell die Verteilung der Photovoltaikanlagen in Regionen mit geringerer Dokumentationspflicht bezüglich Ort und Leistung installierter Anlagen geschätzt werden. Gleichzeitig können auch innerhalb Deutschlands die Auswirkungen der Bevölkerungsentwicklung auf den Ort zukünftig installierter Leistung vorweggenommen werden. Dies spielt beispielsweise eine Rolle für die adäquate Dimensionierung des Übertragungsnetzes und hilft somit den Netzausbau bedarfsgerecht zu planen.

4.4 Implikationen für das EEG

Das EEG sieht sowohl in der aktuellen als auch in der vorherigen Version (EEG 2013, EEG 2012) explizit den Zubaukorridor im Bereich von 2500 bis 3500 MW jährlich installierter Leistung vor. Jedoch ist das Erreichen dieses Ziels in keiner der beiden Ausprägungen des EEG langfristig zu erwarten. In beiden Fällen liegt die geschätzte installierte Leistung spätestens ab dem Jahr 2020 unterhalb des Korridors. Vor dem Jahr 2020 erreicht das „EEG 2012“ zumindest annäherungsweise die untere

Schranke von 2500 MW jährlich installierter Leistung. Dagegen erwarten wir für keinen Zeitpunkt in der Zukunft mit der aktuellen Fassung des EEG die Einhaltung des Korridors.

Durch die Implementierung einer nach dem erreichten Zubau gestaffelten Förderung beabsichtigt der Gesetzgeber die jährlich installierte Leistung zu stabilisieren, was auch durch die explizite Kodifizierung des Zubaukorridors im EEG unterstrichen wird. Die Abnahme der Förderung soll dabei in einem Rahmen stattfinden, der die positiven Einflüsse durch steigende Strompreise und sinkende Gesamtsystemkosten ausgleicht, wodurch das stabile Niveau des jährlichen Zubaus erreicht werden soll. Wenngleich die gewünschte Höhe des Zubaus nicht erreicht wird, führt die konkrete Ausgestaltung der Anpassung der Förderhöhe tatsächlich zu einem nahezu stabilen Niveau. Um den Zubau stabil im Korridor zu halten, sollte im EEG zusätzlich der Tatsache Rechnung getragen werden, dass bei einer geringen absoluten Höhe der Einspeisevergütung sich diese stärker auf den Zubau installierter Leistung auswirkt. Entsprechend sollten die Anpassungsraten von der absoluten Höhe der Einspeisevergütung abhängen. Der implementierte Mechanismus einer langfristigen Stabilisierung durch eine dynamische Einspeisevergütung bei technologischem Fortschritt beziehungsweise bei einer zu erwarteten Ertragssteigerung der geförderten Technologie scheint also partiell wirkungsvoll zu sein. Während zwar bezüglich des erwünschten Niveaus weitere Untersuchungen nötig wären, kann der Mechanismus an sich auch auf andere subventionierte Anwendungen übertragen werden.

Nehmen wir nun die 52 GW-Grenze hinzu, so entfällt die Förderung im Szenario „EEG 2013“ voraussichtlich ab April 2022, im Szenario „EEG 2012“ ab März 2020 beziehungsweise Mai 2020 unter Berücksichtigung des antizipativen Verhaltens der Akteure. Für das „EEG 2013“-Szenario ist dies zu dem Zeitpunkt, zu welchem sich der Zubau gerade auf einem stabilen, wenn auch zu niedrigen Niveau, einzupendeln beginnt. Die Förderhöhe beträgt dann voraussichtlich noch 0,0594 €/kWh. Wenn diese nicht unerhebliche Förderung gänzlich entfällt, würde statt des Übergangs in das stabile Niveau ein weiterer rasanter Rückgang des Zubaus zu erwarten sein. Im Szenario „EEG 2012“ tritt das Ausbleiben der Förderung gegen Ende des oberen stabilen Bereichs, in dem das Ausbauziel noch eingehalten wird, ein. Würde nun die Förderung komplett wegfallen, ist zu erwarten, dass sich der Zubau nicht erneut auf einem zwar niedrigeren, aber wieder stabilen Niveau von rund 1500 MW einpendelt. Dies ist dadurch zu begründen, dass die Förderung mit voraussichtlich 0,0721 €/kWh zu diesem Zeitpunkt noch einen starken Einfluss auf die Zubaurate ausübt. Die neue Version des EEG verzögert zwar das Auslaufen der Förderung um rund zwei Jahre, jedoch sind die Konsequenzen in beiden Fällen ähnlich. In der Vergangenheit wurde, wie in Abschnitt 2.2 erwähnt, bei Erreichen einer solchen Grenze und einem drohenden Stocken des Zubaus das EEG angepasst. Spätestens zu den oben genannten Zeitpunkten wird eine erneute Anpassung des EEG erforderlich sein, wenn ein weiterer Zubau photovoltaischer Anlagen erwünscht ist.

Im Szenario „EEG 2012“ wäre eine Anpassung der Förderhöhe erst im Jahr 2020 notwendig, was auch mit dem Zeitpunkt des Erreichens der Fördergrenze einhergeht. Hier ist eine Diskussion bezüglich der politischen Ziele des EEG also ohnehin erforderlich. In der aktuellen Fassung besteht hingegen akuter Handlungsbedarf, um den Zubaukorridor einzuhalten.

Außerdem wird aus der bisherigen Diskussion deutlich, dass ein Zielkonflikt zwischen der Fördergrenze und dem Zubaukorridor besteht. Dies bedeutet, dass bei einem primären Ziel des Zubaukorridors, die Zubaugrenze aufgehoben werden muss und die Förderung nur über die Anpassungsraten langsam auslaufen darf.

Um also den aktuell kodifizierten, stabilen Zubaukorridor zu erreichen, muss sowohl die Förderhöhe als auch die Fördergrenze angepasst werden.

Bei einer Überarbeitung des EEG besteht außerdem die Möglichkeit, mit der Förderung auf die von uns in Kapitel 4.3 herausgearbeiteten geographischen Einflüsse einzugehen. So kann es beispielsweise wünschenswert sein, strukturschwache Regionen stärker zu fördern. Hierfür bietet es sich an, Regionen mit höherer Arbeitslosenquote durch eine höhere Einspeisevergütung stärker zu fördern, da so zusätzliche Investitionen zu erwarten sind. Diese zusätzlichen Investitionen führen gleichzeitig zu höheren Einkommen- und Gewerbesteuerereinnahmen und damit zu einer Stärkung strukturschwacher Landkreise.

4.5 Implikationen für die Kreislaufwirtschaft

Abbildung 7 präsentiert für ein Kreislaufwirtschaftssystem ein hierarchisches Planungsgerüst, welches den Güterfluss der Produkte als Kreislauf darstellt und eine Klassifikation der Planungsaufgaben nach den jeweiligen Dimensionen Planungshorizont und Prozess vornimmt.

Analog zur traditionellen Supply Chain sind langfristige Planungsaufgaben in der rückwärtsgerichteten sogenannten Reverse Supply Chain „in einer einzelnen Box dargestellt, um den umfassenden, ganzheitlichen Charakter der strategischen Planung zu visualisieren“ (Fleischmann et al., 2010, S. 97). Diese strategischen Planungsaufgaben machen die Gestaltung bzw. das Design von Rückflussnetzwerken aus und legen die Grundlagen für die nachgelagerte mittel- und kurzfristige Planung.

Die Planung der Rückflüsse findet auf allen Planungsebenen statt. Zunächst werden auf strategischer Ebene für die Gestaltung von Wiederherstellungsnetzwerken die Rückflüsse nur auf hohem Abstraktionsniveau geschätzt. Bei der Aufkommenschätzung für die Photovoltaik kann dies bedeuten, dass noch nicht zwischen Technologien unterschieden wird. Auf den nachgelagerten Ebenen mit kürzerem Planungshorizont sind dagegen Schätzungen konkreter Produktrückflüsse notwendig.

Aus Abbildung 7 wird deutlich, dass der Verbraucher in zweierlei Hinsicht zur Unsicherheit in einem Kreislaufwirtschaftssystem beiträgt. Im Vorwärtsfluss stellt der Verbraucher eine Unsicherheit aufgrund stochastischer Nachfrage für neue sowie

aufbereitete Produkte dar. Im Rückfluss hingegen trägt der Verbraucher dadurch zur Unsicherheit bei, dass der Zeitpunkt, die Menge und die Qualität der Rückflüsse ebenfalls stochastisch sind. Eine Besonderheit bei der Photovoltaik ist die hohe Lebensdauer der Module (Fthenakis, 2000; McDonald und Pearce, 2010). Im Vergleich zu Elektronikgeräten, wie beispielsweise Smartphones oder Laptops, besteht für die meisten der in den nächsten Jahren dem Recycling zur Verfügung stehenden Module Kenntnis über den Aufkommensort. Außerdem befinden sich für einen Planungshorizont von 25 Jahren die Module bereits im Umlauf, so dass für die strategische Planung der Recyclingmenge eine geringere Unsicherheit besteht, weil zukünftige Verkaufsmengen nicht zusätzlich antizipiert werden müssen. Bei den Elektronikgeräten mit kürzerer Lebens- und Nutzungsdauer kann mit den heute verkauften Mengen nur sehr kurz in die Zukunft geblickt werden. Für einen längeren Planungshorizont müssen bei diesen Geräten die Verkäufe zusätzlich geschätzt werden. Aber auch für die Photovoltaikmodule spielen die zukünftigen Installationen eine Rolle, da ein nicht zu vernachlässigender Anteil der Recyclingmenge aus Produktions- und Installationsschäden besteht. Außerdem kann in der Realität nicht von einer fixen Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen werden. Stattdessen ist die Lebensdauer stochastischer Natur und kann besser durch eine geeignete Verteilungsfunktion abgebildet werden, wodurch der Tatsache Rechnung getragen wird, dass Module auch schon früher ausfallen oder deutlich länger funktionsfähig bleiben können. Beispielsweise

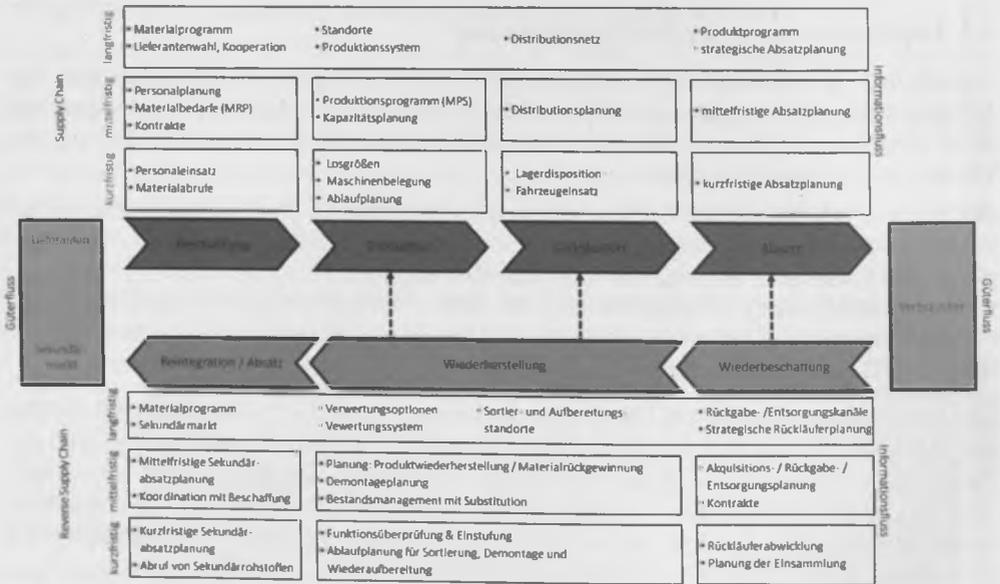


Abbildung 7: Strukturelle Planung eines Kreislaufwirtschaftssystems (in Anlehnung an Fleischmann et al. (2010, S. 97) und Krikke et al. (2003, S. 3690))

verwenden Linton und Yeomans (2002) für die Lebensdauer eine Badewannenkurve, während Marwede und Reller (2012) eine Weibull-Verteilung unterstellen.

Entsprechend ist das präsentierte Schätzmodell mit einer räumlichen und zeitlichen Dimension die Grundlage für die Gestaltung eines Kreislaufwirtschaftssystems. Verbindet man die daraus resultierenden Ergebnisse mit einer Lebensdauerschätzung sowie den in Abhängigkeit vom Installationsjahr enthaltenen Materialien ergibt sich die Information, wann, wo, wie viel zum Recycling anfallen wird. Diese Information umfasst nicht nur die Photovoltaikmodule, sondern sogar explizit die darin enthaltenen Materialien. In Summe liefert dies die essentiellen Daten für die strategische Planung des Wiederherstellungsnetzwerks. Die damit verbundenen Entscheidungen umfassen den Standort, die zu verwendenden Sortier- und Aufbereitungstechnologien und Kapazitäten je Standort. Das Aufkommen ist für die Planung der Sortier- und Aufbereitungsstandorte besonders relevant, da aufgrund von Transportkosten diese Standorte potentiell in Regionen mit dem höchsten Aufkommen positioniert werden sollten. Für die Photovoltaik ist auch denkbar, dass die Rückläufer so lange unbearbeitet gelagert werden, bis ökonomisch sinnvolle Mengen akkumuliert wurden (Minner und Lindner, 2004). Ein Vorschlag für ein strategisches Planungsmodell zur Gestaltung eines Wiederherstellungsnetzwerks kann Choi und Fthenakis (2010) entnommen werden. Das von den Autoren beschriebene Modell ließe sich durch Realdaten für das Gesamtaufkommen, wie sie aus unserem Modell entnehmbar wären, verbessern. Des Weiteren wäre die Modellierung aller im vorherigen Absatz beschriebenen Entscheidungen für einen ganzheitlichen Ansatz erforderlich.

5 Schlussfolgerungen

Mit der aktuellsten Fassung des EEG hat der Gesetzgeber bezogen auf den Zubaukorridor für Photovoltaik eine Verschlimmbesserung gegenüber der vorherigen Version aus dem Jahr 2012 bewirkt. Während die Version des EEG, die wir im Szenario „EEG 2012“ beschrieben haben, zwar nur die untere Grenze des Zubaukorridors einhalten kann, verschafft sie zumindest bis zum Jahr 2020 Handlungsspielraum, da die gewünschten Ziele bis dahin zumindest annähernd eingehalten werden könnten. Im Jahr 2020 bestünde dann ohnehin Handlungsbedarf, da die Fördergrenze von 52 GW erreicht ist. Die im Szenario „EEG 2013“ beschriebene aktuelle Version des EEG schafft es zwar diese Fördergrenze bis ins Jahr 2022 hinauszuschieben, jedoch wird in keinem der vorausgehenden Jahre der angestrebte Zubaukorridor jemals erreicht. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Mechanismus des EEG zwar wirkt und eine stabile Zubauhöhe erreicht wird, dies erfolgt aber nicht in der gewünschten Höhe und außerdem erst zu einem Zeitpunkt, zu dem die Förderung aufgrund des Erreichens der 52 GW-Grenze auslaufen würde. Außerdem zeigen unsere Ergebnisse, dass nach Erreichen der 52 GW-Grenze selbst bei fortgesetzter Einspeisevergütung der erwünschte Zubaukorridor nicht eingehalten werden könnte. Bei einer Überarbeitung des EEG sollte außerdem berücksichtigt werden, dass die partiellen Effekte

einer Veränderung bei den drei Variablen Einspeisevergütung, Gesamtsystemkosten und Strompreis von der absoluten Höhe dieser abhängen. Beispielsweise führt bei einer geringen Einspeisevergütung bereits eine kleine prozentuale Verringerung dieser zu einer relativ starken Reduktion des Zubaus an Photovoltaikanlagen.

Um die angestrebte Energiewende in Deutschland fortzuführen und dabei die bisherige Kostendynamik des EEG durch eine Begrenzung der Stromkostensteigerung zu durchbrechen, wurde am 21. Januar 2014 ein Eckpunktepapier zu einer weiteren Reform des EEG vom neuen Bundesminister für Wirtschaft und Energie vorgestellt (BMW, 2014). Neben anderen Punkten wird darin für die Photovoltaik nicht mehr von einem angestrebten Zubaukorridor, sondern von einem Zielwert des Zubaus von 2500 MW pro Jahr gesprochen. Dieser Wert entspricht der unteren Grenze des bisher intendierten Korridors. Während für andere Energieerzeugungsarten konkrete Änderungen der Förderung angesprochen werden, bleibt das Papier bezüglich der Photovoltaik vage. Es heißt nur, dass sich die Förderung für die Solarenergie, wie sie mit der PV-Novelle 2012 ausgestaltet wurde, bewährt hat (BMW, 2014). Interpretiert man diese Aussage dahingehend, dass die Form der gestaffelten Verringerung der Förderung beibehalten wird, allerdings wieder mit den Fördersätzen nach EEG 2012, zeigt unsere Analyse, dass damit das Ziel des Zubaus von 2500 MW pro Jahr zumindest bis zur 52 GW-Grenze erreicht wird. Wenn allerdings die Staffelung der Förderung nicht auf das Niveau EEG 2012 zurückgeführt wird, sondern es bei den Sätzen nach EEG 2013 bleibt, kann das Ziel von 2500 MW nicht erreicht werden. Ferner muss mit einem merklich geringeren Zubau gerechnet werden (vgl. Abbildung 6). Diese Aussagen treffen aber nur *ceteris paribus* zu, das heißt, dass eine angedachte Veränderung beim Umgang mit Eigenverbrauch signifikanten Einfluss auf den Zubau nehmen kann. Gleiches gilt für eine Umstellung der Förderung von Freiflächen auf Ausschreibungen. Gleichzeitig wird im Eckpunktepapier die Umstellung der Förderung für Windkraft ebenfalls auf das System des „atmenden Deckels“, also analog zur Photovoltaik, angekündigt. Unsere Ergebnisse zeigen, dass bei richtiger Ausgestaltung der Staffelung damit auf jeden Fall ein stabiler Korridor erhalten werden kann. Jedoch bietet es sich an, bei der Einführung des atmenden Deckels für die Windkraft von Beginn an die geographischen Einflüsse in die Förderstruktur aufzunehmen, um die Verteilung der Windkraft innerhalb Deutschlands effizient zu incentivieren.

Mit unserem Erklärungsansatz schaffen wir außerdem die Datengrundlage für den adäquaten Netzausbau, auch in Regionen, in denen nur die Informationen der unabhängigen Variablen bekannt sind. Dabei sind unsere unabhängigen Variablen so gewählt, dass diese auch in den meisten Regionen außerhalb Deutschlands verfügbar sind. Während in Deutschland bereits durch die Kombination von Installationsort und örtlicher Wettervorhersage eine Schätzung der erwarteten Einspeisemenge an erneuerbarer Energie vorgenommen wird (Lorenz et al., 2011), kann diese mit unserem Modell nun auch auf Regionen, in denen die Installationsorte der Photovoltaikanlagen nicht oder nicht vollständig vorliegen, übertragen werden.

Aufgrund der zu erwartenden Rohstoffknappheit und der langen Nutzungsphase von Photovoltaikmodulen, spielt die Bindung relevanter Rohstoffe eine wichtige Rolle. Durch die Kombination unseres zeitlichen mit dem geographischen Modell lassen sich Ort, Zeitpunkt und Menge installierter und zukünftig zu installierender Photovoltaikanlagen bestimmen. Verbindet man diese Information zum einen mit den bekannten Rohstoffgehalten der Module und zum anderen mit einem End-of-Life-Modell, so kann festgelegt werden wann, wo, wie viele Rohstoffe zum Recycling zur Verfügung stehen werden. Diese Information erlaubt einerseits eine Kartographierung anthropogener Lagerstätten. Andererseits ist diese Information notwendig für die Dimensionierung einer Kreislaufwirtschaft. Spätestens wenn auch für Photovoltaikmodule Recycling vorgeschrieben wird, was aufgrund veränderter WEEE-Richtlinie (OJ L197, 2012) voraussichtlich in der nächsten Fassung des Elektro- und Elektronikaltgerätegesetz (ElektroG) Eingang finden wird, bietet die Einführung eines effizienten Kreislaufwirtschaftssystems den beteiligten Unternehmen dieser Wertschöpfungskette die Chance, Wettbewerbsvorteile zu generieren.

Das vorliegende Modell dient primär als Datengrundlage für die Gestaltung einer Kreislaufwirtschaft für Photovoltaikaltgeräte. Der vorliegende Beitrag zeigt, dass man das Modell gleichzeitig dazu nutzen kann, zum einen eine rechtliche Rahmenbedingung zu evaluieren und zum anderen vielen im Zusammenhang mit dem EEG aufgeworfenen Fragen eine quantitative Grundlage zu geben.

Literaturverzeichnis

- BGBI.I (1990): Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz). Bundesgesetzblatt Teil I 1990/67, S. 2633–2634.
- BGBI.I (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Bundesgesetzblatt Teil I 2000/13, S. 305–309.
- BGBI.I (2002): Gesetz zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes und anderer Gesetze. Bundesgesetzblatt Teil I 2002/52, S. 2778–2781.
- BGBI.I (2003): Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Bundesgesetzblatt Teil I 2003/68, S. 3074–3075.
- BGBI.I (2008): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Bundesgesetzblatt Teil I 2008/49, S. 2074–2100.
- BGBI.I (2011): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bundesgesetzblatt Teil I 2011/42, S. 1634–1678.
- BGBI.I (2012a): Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. Bundesgesetzblatt Teil I 2012/38, S. 1754–1764.

- BGBI.I (2012b): Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Bundesgesetzblatt Teil I 2012/61, S. 2730–2744.
- BMWi (2012): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Energiedaten-Gesamt. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls> (Abrufdatum: 14.11.2012).
- BMWi (2014): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Eckpunkte für die Reform des EEG. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Abrufdatum: 10.02.2014).
- Bower, W. (2000): Inverters – critical photovoltaic balance-of-system components: status, issues, and new-millennium opportunities. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 8, S. 113–126.
- Choi, J.-K., Fthenakis, V. (2010): Design and optimization of photovoltaics recycling infrastructure. *Environmental Science & Technology* 44, S. 8678–8683.
- Durbin, J., Watson, G. S. (1971): Testing for serial correlation in least squares regression. III. *Biometrika* 58, S. 1–19.
- DWD (2012): Weather and climate. http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_wir_ueberuns&_nfls=false (Abrufdatum: 16.11.2012).
- Ediger, V., Sertaç, A., Berkin, U. (2006): Forecasting production of fossil fuel sources in Turkey using a comparative regression and ARIMA model. *Energy Policy* 34, S. 3836–3846.
- EPIA (2011): Solar generation 6. <http://www.epia.org/news/publications/> (Abrufdatum: 14.08.2012).
- EPIA (2012): Global market outlook for photovoltaics until 2016. <http://www.epia.org/news/publications/> (Abrufdatum: 16.05.2012).
- Eurostat (2013): Statistisches Amt der Europäischen Union – Energie-Datenbank. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Abrufdatum: 07.02.2013).
- Fleischmann, B., Meyr, H., Wagner, M. (2010): Advanced Planning. In Stadtler, H., Kilger, C., Meyr, H. (Hrsg.): *Supply Chain Management und Advanced Planning*. Springer, S. 89–122.
- Fleischmann, M., van Nunen, J., Gräve, B. (2003): Integrating closed-loop supply chains and spare parts management at IBM. *Interfaces* 33(6), S. 44–56.
- Frondel, M., Ritter, N. (2010): Deutschlands Art der Förderung erneuerbarer Energien: Nicht zur Nachahmung zu empfehlen. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 33(3), S. 261–283.

- Fthenakis, V. M. (2000): End-of-life management and recycling of PV modules. *Energy Policy* 28, S. 1051–1058.
- Gärditz, K. F. (2012): Die Entwicklung des Umweltrechts im Jahr 2011: Umweltpolitische Herausforderungen zwischen Partizipation, Wutbürgertum und Energiewende. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 35(3), S. 249–281.
- Goldfeld, S. M., Quandt, R. E. (1965): Some tests for homoscedasticity. *Journal of the American Statistical Association* 60, S. 539–547.
- Green, M. (2011): Ag requirements for silicon wafer-based solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19, S. 911–916.
- Hyndman, R. J., Khandakar, Y. (2008): Automatic time series forecasting: The forecast Package for R. *Journal of Statistical Software* 27(3), S. 1–22.
- IEA (2012): *World Energy Outlook 2012*. Organization for Economic Cooperation and Development.
- IEAPVPS (2012): *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme – Statistic reports*. <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92> (Abrufdatum: 19.01.2013).
- Khalilian, S., Peterson, S. (2011): Auf dem Weg zu einer effizienteren Regulierung im Energiebereich – Subventionsabbau und grundlegende Reformen. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 34(2), S. 183–211.
- Khatib, H. (2012): IEA World Energy Outlook 2011 – A comment. *Energy Policy* 48, S. 737–743.
- Krikke, H., Bloemhof-Ruwaard, J., van Wassenhove, L. N. (2003): Concurrent product and closed-loop supply chain design with an application to refrigerators. *International Journal of Production Research* 41(16), S. 3689–3719.
- Lam, K. H., Lai, T. M., Lo, W. C., To, W. M. (2012): The application of dynamic modelling techniques to the grid-connected PV (photovoltaic) systems. *Energy Policy* 46, S. 264–274.
- Leprih, U. (2011): Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem. In Schütz, D., Klusmann, B. (Hrsg.): *Die Zukunft des Strommarktes*, Ponte Press, S. 11–36.
- Linton, J. D., Yeomans, J. S. (2002): The role of forecasting in sustainability. *Technological Forecasting & Social Change* 70, S. 21–38.
- Lorenz, E., Scheidsteger, T., Hurka, J., Heinemann, D., Kurz, C. (2011): Regional PV power prediction for improved grid integration. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19, S. 757–771.
- Lumley, T., Heagerty, P. (1999): Weighted empirical adaptive variance estimators for correlated data regression. *Journal of the Royal Statistical Society* 61, S. 459–477.

- Marwede, M., Reller, A. (2012): Future recycling flows of tellurium from cadmium telluride photovoltaic waste. *Resources, Conservation and Recycling* 69, S. 35–49.
- McDonald, N. C., Pearce, J. (2010): Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules. *Energy Policy* 38, S. 7041–7047.
- Minner, S., Lindner, G. (2004): Lot-sizing decisions in product recovery management. In Dekker, R., Fleischmann, M., Inderfurth, K., van Wassenhove, L. N. (Hrsg.): *Reverse Logistics: Quantitative Models for Closed-Loop Supply Chains*. Springer, S. 157–179.
- Muehlenbachs, L., Cohen, M., Gerarden, T. (2013): The impact of water depth on safety and environmental performance in offshore oil and gas production. *Energy Policy* 55, S. 699–705.
- Mundaca, L. (2013): Climate change and energy policy in Chile: Up in smoke? *Energy Policy* 52, S. 235–248.
- Nelson, H. (2012): Lost opportunities: Modeling commercial building energy code adoption in the United States. *Energy Policy* 49, S. 182–191.
- NREL (2013): Best research-cell efficiencies. http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg (Abrufdatum: 19.02.2013).
- Observ'ER (2011): EurObserv'ER annual report – The state of renewable energies in Europe. <http://www.eurobserv-er.org/pdf/bilan11.asp> (Abrufdatum: 17.03.2013).
- OJ L197 (2012). Richtlinie 2012/19/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über Elektro- und Elektronik-Altgeräte. *Amtsblatt der europäischen Union* 55, S. 38–52.
- PGHoBA (2012a): EEG-Anlagenstammdaten. http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_Anlagenstammdaten.zip (Abrufdatum: 12.11.2012).
- PGHoBA (2012b): EEG-Jahresabrechnung 2011. http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2011.pdf (Abrufdatum: 18.01.2013).
- Photon (2012): Solar module database. http://www.photon.info/photon_site_db_solar_module_en.photon (Abrufdatum: 18.01.2013).
- REN21 (2012): Renewables 2012 global status report. <http://www.ren21.net/gsr> (Abrufdatum: 11.07.2012).
- SABL (2012): Statistische Ämter des Bundes und der Länder – Regionaldatenbank Deutschland. <http://www.regionalstatistik.de> (Abrufdatum: 18.11.2012).
- Sahamie, R. (2013): Planungs- und Entscheidungsmodelle für Closed-Loop Supply Chains. Dissertationsschrift, Universität Augsburg.
- Schröer, S., Zierahn, U. (2010): Die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien: Eine Effizienzanalyse. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 33(1), S. 83–108.
- Shapiro, S.S., Wilk, M.B. (1965): An analysis of variance test for normality (for complete samples). *Biometrika* 52, S. 591–611.

Sprugel, D. G. (1983): Correcting for bias in log-transformed allometric equations. *Ecology* 64, S. 209–210.

Stock, J. H., Watson, M. (2011): *Introduction to Econometrics*, 3. Auflage, Pearson.

Timilsina, G. R., Kurdgelashvili, L., Narbel, P. A. (2012): Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, S. 449–465.

von Auer, L. (2011): *Ökonometrie*, 5. Auflage, Springer.

Wackerbauer, J. (2009): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Instrument der Umweltpolitik oder der Industriepolitik?. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 32(2), S. 165–178.

Wackerbauer, J., Albrecht-Saavedra, J., Gronwald, M., Ketterer, J., Zimmer, M. (2012): Die Kosten der klimapolitischen Instrumente in der infrastrukturegebundenen Energieversorgung. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 35(3), S. 313–362.

Wald, A. (1943): Tests of statistical hypotheses concerning several parameters when the number of observations is large. *Transactions of the American Mathematical Society* 54, S. 426–482.

Zeileis, A. (2004): Econometric computing with HC and HAC covariance matrix estimators. *Journal of Statistical Software* 11, S. 1–17.

Summary

Due to the German Renewable Energies Act (EEG) a comprehensive database is available comprising location, setup time and installed capacity of photovoltaics in Germany. As in Germany at least 35 per cent of worldwide photovoltaic capacity is installed, our study may have substantial global significance. Using a regression approach we can explain the development in time and the geographical distribution of installed photovoltaic capacity in Germany. We conduct a long-term forecast of the installed photovoltaic capacity up to the year 2035. Additionally, the time series regression model provides insights on the effects of EEG-funding that is dynamically adapted from the year 2012 onwards. We analyze the latest version of EEG-funding as well as the preceding version as of 2012 which both aim to achieve a target level. Our results show that the preceding version is preferable to the latest version as it at least results in a constant growth rate of installed capacity. However, both do not achieve the targeted level. Concerning the geographical dimension we explain the variables determining the distribution of photovoltaics in Germany. Recombining both approaches we can shed light on how an efficient design for a photovoltaics' closed-loop supply chain should look like.