

Hubertus Bardt / Judith Niehues / Holger Techert

Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Wirkungen und Herausforderungen des EEG

Positionen

Beiträge zur Ordnungspolitik
aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Hubertus Bardt / Judith Niehues / Holger Techert

Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Wirkungen und Herausforderungen des EEG

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie. Detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://www.dnb.de> abrufbar.

ISBN 978-3-602-24153-8 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-602-45953-7 (E-Book|PDF)

Herausgegeben vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln

© 2012 Institut der deutschen Wirtschaft Köln Medien GmbH

Postfach 10 18 63, 50458 Köln

Konrad-Adenauer-Ufer 21, 50668 Köln

Telefon: 0221 4981-452

Fax: 0221 4981-445

iwmedien@iwkoeln.de

www.iwmedien.de

Druck: Hundt Druck GmbH, Köln

Inhalt

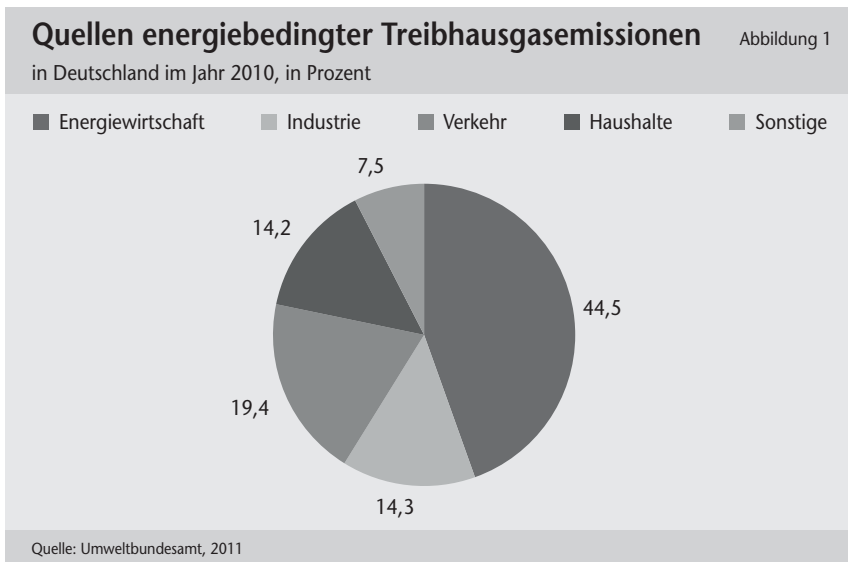
1	Einleitung	4
2	Konzepte der Förderung erneuerbarer Energien	6
2.1	Funktionsprinzipien des EEG	6
2.2	Quotenmodelle und Einspeisetarife	8
2.3	EEG und Emissionshandel	17
3	Erfolge und Nebenwirkungen des EEG	21
3.1	EEG-Strom und -Vergütung	21
3.2	Wirkung des EEG auf die Strompreise	27
3.3	Verteilungswirkungen der EEG-Umlage	31
4	Reformbemühungen innerhalb des EEG	39
4.1	Marktintegration durch den „atmenden Deckel“ und die Marktprämie	39
4.2	EEG-Reform 2012	42
5	Fazit	48
	Literatur	50
	Kurzdarstellung / Abstract	53
	Die Autoren	54

1

Einleitung

Spätestens mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 und dem Beschluss zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie vom Frühsommer 2011 ist es in Deutschland politischer Konsens, dass die Energieversorgung weitgehend auf kohlendioxidarme und insbesondere auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll. Seit dem Atom-Moratorium im März 2011 wird von einer „Energiewende“ gesprochen. Kern dieser Wende ist die langfristige Umstrukturierung des Energieerzeugungssystems bis zur Mitte des Jahrhunderts.

Im Zentrum der Diskussion steht dabei die Stromerzeugung. Insgesamt trägt die Energiewirtschaft mit ihrer Produktion von Strom und Wärme heute 44,5 Prozent zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen und immerhin 37 Prozent zu den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands bei. Die Bereiche Verkehr und Haushalte sind mit 19,4 und 14,2 Prozent weniger bedeutsam (Abbildung 1). Dennoch wäre es verfehlt, nur die Stromerzeugung zu betrachten und andere Emissionsquellen auszublenden. So wird im Straßenverkehr ungeachtet der hohen Vermeidungskosten mit erheblichem



Aufwand die Einhaltung strengerer Reduktionsziele für die Fahrzeugflotte verfolgt. Minderungspotenziale bei den privaten Haushalten werden vor allem durch die energetische Sanierung von Gebäuden gehoben. Maßnahmen zur Verringerung des Stromverbrauchs der Haushalte schlagen sich hingegen nicht in den Werten für die Haushalte nieder, sondern aufgrund der verringerten Produktion von Strom als Emissionsminderung in der Energiewirtschaft.

Die Energiewende weist im Kern nicht in eine neue Richtung. Schon seit mehr als 20 Jahren wird die Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen gefördert – zunächst mit dem Stromeinspeisegesetz und seit dem Jahr 2000 mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). In der Folge hat sich der Anteil von Strom aus regenerativen Quellen an der Bruttostromerzeugung auf inzwischen rund 20 Prozent erhöht. Dafür mussten allerdings Subventionen in Milliardenhöhe aufgebracht werden – mit deutlicher Tendenz nach oben.

Um bei weiter wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien die Kosten nicht immer mehr steigen zu lassen, werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert. Der Vorschlag einer europaweiten Einführung eines Quotensystems geht dabei am weitesten. Im Rahmen des EEG werden speziell für die Photovoltaik eine Deckelung des Zubaus und eine erneute Kürzung der Vergütungssätze in Betracht gezogen.

Dies sind wichtige Ansätze mit dem Ziel, die Kosten bei den erneuerbaren Energien und damit die der Energiewende zu begrenzen. Nur ein Konzept, das die Ausgaben im Blick hat und die Lasten von privaten und unternehmerischen Verbrauchern tragbar gestaltet, kann die Ziele einer sicheren, sauberen und wirtschaftlichen Energieversorgung erreichen. Die Energiewende muss so wirtschaftlich wie möglich sein, wenn sie nicht scheitern soll.

Gleichzeitig sind die infrastrukturellen Voraussetzungen zu schaffen. Zu denken ist hier vor allem an den Ausbau der Netze. Entsprechend dem Netzentwicklungsplan müssen im deutschen Übertragungsnetz 4.800 Kilometer neue Leitungen gebaut und 5.800 Kilometer bestehende Leitungen verstärkt und optimiert werden (Übertragungsnetzbetreiber, 2012b). Zudem müssen die lokalen Verteilnetze massiv verstärkt werden – zumindest dann, wenn die Stromversorgung durch regenerative Energiequellen enorm ausgeweitet werden soll. Der wichtigste Grund dafür ist, dass die großen Kapazitäten an Windenergie, die besonders durch die Offshore-Anlagen eine tragende Säule darstellt, im Norden des Landes produziert werden, während die großen Verbrauchszentren eher im Süden und Westen zu finden sind.

Die mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes verbundenen Kosten in Höhe von rund 20 Milliarden Euro und mehr (hinzu kommt eine ähnliche Größenordnung für den Ausbau der Verteilnetze) sind dabei nur die eine Seite des Problems. Viel schwieriger ist es, die notwendige Akzeptanz der Bevölkerung in den vom Netzausbau betroffenen Regionen zu gewinnen. Bisher sind hier noch keine großen Fortschritte zu erkennen. Ob die zusätzlichen Kompetenzen der Bundesnetzagentur zur Sicherung der gesamtstaatlichen Perspektive ausreichen, wird weiterhin kritisch zu beobachten sein.

2

Konzepte der Förderung erneuerbarer Energien

Ziel des EEG ist es, den Ausbau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu fördern und dadurch mittelbar den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. Die EEG-Förderung basiert auf Einspeisetarifen, die den Anlagenbetreibern für jede erzeugte Kilowattstunde (kWh) Strom gezahlt werden. International gibt es neben Einspeisetarifen weitere Förderinstrumente für erneuerbare Energien, zum Beispiel Quotenmodelle, staatliche Ausschreibungen oder Investitionszuschüsse. Ebenso existieren noch andere Instrumente, um die Treibhausgasemissionen zu senken. Der zeitgleiche Einsatz verschiedener Instrumente mit demselben Ziel birgt Konfliktpotenzial. Im Folgenden werden die Funktionsprinzipien des EEG erläutert sowie die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien oder zur Reduktion der Emissionen.

2.1 Funktionsprinzipien des EEG

Das EEG soll die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ankurbeln. Es umfasst im Wesentlichen Regelungen für den Vorrang erneuerbarer Energien bei

- Netzanschluss,
- Stromabnahme,
- Stromübertragung/-verteilung und
- Stromvergütung.

Die Kosten, um Erneuerbare-Energien-Anlagen an das bestehende Netz anzuschließen, tragen grundsätzlich die Anlagenbetreiber. Die Netzbetreiber wiederum sind verpflichtet, diese Anlagen vorrangig an ihre Netze anzuschließen

und die Kosten für die Verstärkung und den Ausbau der Netze zu tragen. Des Weiteren müssen sie den durch diese Anlagen erzeugten Strom vollständig abnehmen und ihn an die Stromverbraucher weitergeben (Übertragung und Verteilung). Der Strom ist – unabhängig von der aktuellen Nachfrage und dem aktuellen Marktpreis – zu den im EEG festgelegten Einspeisetarifen zu vergüten.

Um den Ausbau erneuerbarer Energien anzureizen, wird den Anlagenbetreibern durch das EEG eine Mindestvergütung garantiert. Die Vergütungssätze unterscheiden sich je nach Technologie und Anlagengröße. Sie werden in der Regel für 20 Jahre zugesichert und übersteigen den Marktpreis oft um ein Vielfaches. So wird zum Beispiel bei Photovoltaikanlagen Strom aktuell mit 12,71 bis 18,36 Cent/kWh vergütet (Stand: Oktober 2012) und bei Wasserkraft mit 3,4 bis 12,7 Cent/kWh. Zum Vergleich: Der monatliche Durchschnittspreis für eine kWh lag an der Strombörse (European Electricity Index – ELIX, Day-Ahead-Auktion, Base) im ersten Halbjahr 2012 zwischen 3,6 Cent/kWh (Mai) und 6,7 Cent/kWh (Februar).

Der abgenommene und vergütete Strom wird von den Netzbetreibern an der Strombörse zu Marktpreisen verkauft. Die Differenzkosten zwischen der durchschnittlich gezahlten Vergütung nach dem EEG und dem durchschnittlichen Marktpreis werden mittels eines Umlageverfahrens auf die Stromverbraucher übergewälzt (Ausgleichsmechanismus). Diese sogenannte EEG-Umlage beträgt derzeit 3,6 Cent/kWh (Stand: 2012). Im Jahr 2013 wird die Umlage auf 5,277 Cent/kWh ansteigen. Durch Ausnahmeregelungen ist eine teilweise Befreiung von der Zahlung der Umlage möglich (Ausgleichsregelung). Dies gilt vor allem für stromintensiv produzierende Unternehmen.

Skalen- und Lernkurveneffekte senken die Kosten für die Hersteller von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Im aktuellen EEG werden diese Effekte durch das regelmäßige Absenken der Vergütungssätze (Degression) für neu installierte Anlagen berücksichtigt. Die Vergütung für Strom aus Wasserkraft beispielsweise sinkt jährlich um 1 Prozent, die Vergütung für Strom aus Biomasse um 2 Prozent. Das heißt: Der für 20 Jahre garantierte Vergütungssatz für jede kWh eines Wasserkraftwerks, das 2012 ans Netz geht, ist um 1 Prozent geringer als der für 20 Jahre garantierte Vergütungssatz eines Wasserkraftwerks, das bereits 2011 ans Netz ging. Nicht zuletzt um zu prüfen, ob die festgelegten Vergütungs- und Degressionssätze weiterhin angemessen sind, werden die Auswirkungen des EEG regelmäßig evaluiert. Die daraus resultierenden EEG-Erfahrungsberichte bilden die Grundlage für Gesetzesänderungen, speziell für solche hinsichtlich der Vergütungssätze.

2.2 Quotenmodelle und Einspeisetarife

Erneuerbare Energien werden in vielen Ländern gefördert. Die Politik greift dazu im Wesentlichen auf zwei unterschiedliche Instrumente zurück: Quotenmodelle und Einspeisetarife.

Bei einem **Quotenmodell** sind beispielsweise Kraftwerksbetreiber, Stromhändler oder Endkunden verpflichtet, einen von der Politik festgelegten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen oder zu beziehen, den sie nachweisen müssen. Für die Erzeugung dieses Stroms werden handelbare Zertifikate erteilt. Der Preis bestimmt sich also durch Angebot und Nachfrage. Die Verpflichteten können den erforderlichen Anteil entweder selbst erzeugen oder sie kaufen Zertifikate von Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu. Haben sie nicht ausreichend Zertifikate, so drohen ihnen Strafzahlungen. Ziel des Quotenmodells ist es, durch den Marktmechanismus gelenkt zunächst die günstigsten Erzeugungspotenziale zu realisieren. So soll die Kosteneffizienz beim Ausbau erneuerbarer Energien sichergestellt werden. In der Europäischen Union (EU) setzen zum Beispiel Belgien, Schweden und das Vereinigte Königreich auf ein Quotenmodell.

Einspeisetarife sehen dagegen keinen Mindestanteil erneuerbarer Energien vor. Hier werden die Anreize dadurch gesetzt, dass die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen für jede kWh eine gesetzlich festgelegte Mindestvergütung erhalten. Die Mindestvergütung ist bei den meisten Einspeisetarifen (insbesondere beim EEG) unabhängig vom Marktpreis und übersteigt diesen oft um ein Vielfaches. Dem Anlagenbetreiber wird damit das Risiko von Preis- und Absatzschwankungen am Strommarkt vollständig abgenommen. Einige Modelle sehen auch einen Premiumtarif vor, der dadurch gekennzeichnet ist, dass er zusätzlich zum Marktpreis gezahlt wird.

Die genaue Ausgestaltung eines Quotenmodells (Anzahl der Zertifikate pro erzeugte kWh, Quotenverpflichtete, Höhe der Quote etc.) oder eines Einspeisetarifs (Höhe der Mindestvergütungen, Vergütungsdauer, geförderte Technologien etc.) unterscheidet sich von Land zu Land. Auch geografische Gegebenheiten wie windstarke oder sonnenreiche Standorte oder gebirgige und wasserreiche Regionen beeinflussen den Ausbau erneuerbarer Energien. Durch einen Vergleich der Länder anhand der installierten Leistung oder des Anteils erneuerbarer Energien lässt sich die Wirksamkeit der einzelnen Förderinstrumente also nicht zuverlässig beurteilen.

Beurteilt werden kann aber, ob die jeweiligen Länder ihre (selbst gesteckten) Ziele beim Ausbau erneuerbarer Energien erreichen. Diese Ziele werden häufig als Anteil ausgedrückt, den erneuerbare Energien an der Stromerzeugung

einnehmen sollen. Sie können aber auch absolut als produzierte Strommenge (in Terawattstunden – TWh) oder als installierte Leistung (in Gigawatt – GW) formuliert werden. Im Folgenden werden die Förderinstrumente ausgewählter europäischer Länder dargestellt.

Belgien (Flandern)

Quotenverpflichtet sind in Flandern (Übersicht 1) die Stromversorger. Durch das Quotensystem werden alle Erneuerbare-Energien-Technologien gleichermaßen gefördert. Allerdings existiert für den Netzbetreiber eine Verpflichtung, Zertifikate zu einem technologieabhängigen Festpreis aufzukaufen. Sofern der Festpreis über dem Marktpreis für Zertifikate liegt, schafft dies de facto eine Einspeisevergütung im Sinne eines Premiumtarifs, der zusätzlich zum Marktpreis gezahlt wird. Ein hoher Festpreis existiert derzeit bei Zertifikaten für Photovoltaikstrom; aktuell liegt er bei 250 Euro für jedes Zertifikat von Anlagen bis 250 Kilowattpeak (kWp). Bei Offshore-Windenergie sind es 107 Euro pro Zertifikat. Der durchschnittliche Zertifikatepreis für Strom aus erneuerbaren Energien schwankte im Zeitraum 2004 bis 2010 zwischen 106 und 110 Euro. Im Jahr 2011 ist er deutlich zurückgegangen auf einen mittleren Preis von 100 Euro. Der Preisverfall wird auf einen Überschuss an handelbaren Zertifikaten zurückgeführt (VREG, 2011, 103).

In den ersten Jahren wurde die angestrebte Quote in Flandern zum Teil klar verfehlt. So wurden im Jahr 2002 nur 37 Prozent der erforderlichen Zertifikate eingereicht, obwohl deutlich mehr verfügbar waren (VREG, 2010, 71). Dies ist umso verwunderlicher, als die Strafzahlung für nicht eingereichte Zertifikate über dem mittleren Zertifikatepreis lag. Der Kauf weiterer Zertifikate wäre also günstiger gewesen, als die Strafe zu akzeptieren. Möglicherweise erwarteten die Stromversorger, dass die Zertifikate in den

Förderung erneuerbarer Energien in Belgien (Flandern)		Übersicht 1
	Quotenmodell	
Einführung	2002	
Ziel	Kontinuierlich zunehmender Anteil erneuerbarer Energien von 0,8 Prozent (2002) auf 13 Prozent (2020)	
Stand 2010	Ziel 2010 (6 Prozent) zu 100 Prozent erreicht	
Bemerkungen	Geringere Quote für große Verbraucher (> 20 GWh/Jahr)	
Eigene Zusammenstellung		

kommenden Jahren nicht ausreichen werden und gleichzeitig die Strafzahlung angehoben wird. In diesem Fall könnte es günstiger gewesen sein, die fünf Jahre lang gültigen Zertifikate zunächst zurückzuhalten. Die Strafe wurde tatsächlich angehoben – zunächst von 75 auf 100 Euro und dann auf 125 Euro. Seit dem Jahr 2006 wird die Quote erneuerbarer Energien zu über 99 Prozent erreicht.

Die Förderung in Flandern hat zu einem moderaten Ausbau von Windkraft- und Biomasseanlagen geführt. Seit dem Jahr 2009 findet ein starker Ausbau der Photovoltaik statt. Dieser ist auf die Erhöhung des Festpreises zurückzuführen. Im genannten Jahr war ein Zertifikat für Photovoltaikstrom 450 Euro wert. Mittlerweile ist der Festpreis deutlich reduziert worden und wird in unregelmäßigen Abständen weiter gesenkt. Die neu installierte Photovoltaikleistung ist nach dem explosionsartigen Anstieg im Jahr 2009 um fast 700 Prozent zurückgegangen und liegt seit dem zweiten Halbjahr 2011 fast bei null. Dennoch wurden 30 Prozent der Zertifikate für Strom aus Photovoltaikanlagen ausgegeben (Stand: Juni 2011), auf Biomasseanlagen entfielen 40 Prozent (VREG, 2011, 73).

Belgien (Wallonien)

In Wallonien (Übersicht 2) sind die Stromversorger sowie die Netzbetreiber für ihren Eigenbedarf quotenverpflichtet. Für jede regenerativ erzeugte Megawattstunde (MWh) erhält ein Anlagenbetreiber eine mit einer technologie- und größenspezifischen Zuteilungsrate gewichtete Menge an Zertifikaten. Mit durchschnittlich 6,7 Zertifikaten wurden im Jahr 2011 die meisten Zertifikate pro MWh für Photovoltaikanlagen erteilt. Für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis von Biomasse gab es durchschnittlich

Förderung erneuerbarer Energien in Belgien (Wallonien)		Übersicht 2
	Quotenmodell	
Einführung	2003	
Ziel 2012	Anteil erneuerbarer Energien 2012: 12 Prozent	
Ziel ausgeweitet 2009	Anteil erneuerbarer Energien 2012: 15,75 Prozent	
Ziel ausgeweitet 2012	Anteil erneuerbarer Energien 2020: 37,9 Prozent	
Stand 2011	Ziel 2011 (13,5 Prozent) zu 100 Prozent erfüllt	
Bemerkungen	Geringere Quote für große Verbraucher (> 5 GWh/Jahr)	
Eigene Zusammenstellung		

1,2 Zertifikate pro MWh und für Windenergie ein Zertifikat pro MWh (CWaPE, 2012, 27). Eine Besonderheit des wallonischen Modells liegt darin, dass auch fossil befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (bis 20 Megawatt Leistung) Zertifikate erhalten. Allerdings wird die produzierte Strommenge mit einem geringen Faktor gewichtet (0,1 bis 0,4 Zertifikate pro MWh).

Das wallonische System zur Förderung erneuerbarer Energien hatte Anlaufschwierigkeiten. Die festgelegte Quote wurde im Jahr 2003 nur zu 70 Prozent erreicht und im Zeitraum 2004 bis 2006 dann zu 80 bis 90 Prozent. Seit dem Jahr 2007 wird sie jedoch stets erfüllt (CWaPE, 2011, 38). Vor allem in den Jahren 2010 und 2011 überstieg die Zahl der erteilten Zertifikate deutlich die notwendige Anzahl. Da die Zertifikate fünf Jahre lang gültig sind, ist auch für die kommenden Jahre zu erwarten, dass die Quote eingehalten wird.

Ab dem Jahr 2005 setzte das Quotenmodell in Wallonien vor allem Anreize für den Ausbau der Windkraft- und Biomassekapazitäten. Aufgrund einer deutlichen Erhöhung der Zuteilungsrate für kleine Photovoltaikanlagen im Jahr 2008 (von einem Zertifikat pro MWh auf 6 bis 7 Zertifikate pro MWh für Anlagen bis 10 Kilowatt) wurden auch die Photovoltaikkapazitäten stark erweitert. Betreiber solcher Anlagen profitierten im Jahr 2011 von sehr attraktiven Erlösen in Höhe von durchschnittlich 52,6 Cent/kWh (CWaPE, 2012, 30). Im selben Jahr wurde Strom aus Photovoltaik zudem durch den Solwattplan gefördert; Steuernachlässe und Investitionszuschüsse waren zusätzlich zu den Zertifikaten erhältlich. Der größte Anteil des aus regenerativen Quellen gewonnenen Stroms entfiel im Jahr 2011 mit rund 41 Prozent auf die Biomasse, überwiegend erzeugt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (CWaPE, 2012, 31). Ein Viertel wird von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe beigesteuert. Die Windenergie hat einen Anteil von rund 26 Prozent. Photovoltaik spielt mit 3,5 Prozent noch eine untergeordnete Rolle.

Vereinigtes Königreich

Quotenverpflichtet sind im Vereinigten Königreich (Übersicht 3) die Stromversorger. Gefördert wurden lange Zeit alle Technologien gleichermaßen. Seit April 2009 gilt allerdings eine gestaffelte Zuteilung für die Zertifikate. Um zum Beispiel die Nutzung der Offshore-Windenergie stärker voranzutreiben, erhält ein Anlagenbetreiber zwei Zertifikate pro MWh statt wie vorher nur ein Zertifikat. Für die gleiche Menge Strom aus Deponiegas werden hingegen nur 0,25 Zertifikate erteilt, denn diese Technologie ist stärker etabliert und konkurrenzfähiger als die Offshore-Windenergie.

Förderung erneuerbarer Energien im Vereinigten Königreich

Übersicht 3

	Quotenmodell
Einführung	April 2002 (England, Schottland, Wales); April 2005 (Nordirland)
Ziel 2015/16	Anteil erneuerbarer Energien: 15,4 Prozent (England, Schottland, Wales)
Stand 2011	Erfüllung der Quote 2010/11 England, Wales: 71 Prozent; Schottland: 81 Prozent; Nordirland: 75 Prozent
Bemerkungen	Seit April 2010 existiert zudem ein Einspeisetarif; Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden zusätzlich durch eine Abgabenbefreiung gefördert

Eigene Zusammenstellung

Die festgelegte Quote wird im Vereinigten Königreich deutlich verfehlt. Am schlechtesten schnitt zunächst Nordirland ab. Bis 2007/08 wurden dort 20 Prozent nicht überschritten; 2009/10 stieg dieser Wert auf 63 Prozent und 2010/11 weiter auf 75 Prozent. In England und Wales wurde im Zeitraum von 2004/05 bis 2010/11 die Quote jeweils zu 64 bis 71 Prozent erreicht, in Schottland zu 61 bis zuletzt 81 Prozent (OFGEM, 2012, 14 f.; 2009, 8 ff.). Dass die Quote häufig klar unterschritten wird, liegt unter anderem an zu niedrig angesetzten Strafen und einem komplexen Rückverteilungssystem der geleisteten Strafzahlungen.

Im Jahr 2010/11 lag die Strafe bei 36,99 Britischen Pfund (GBP) pro nicht eingereichtes Zertifikat und der durchschnittliche Zertifikatspreis betrug 47,03 GBP (1 GBP = 1,25 Euro, Stand: November 2012). Die gesamten Strafzahlungen werden wieder an die Stromversorger verteilt – jeweils anteilig nach den eingereichten Zertifikaten. Der Wert eines Zertifikats ergibt sich für die Stromversorger also aus der Summe der vermiedenen Strafzahlung und der (erwarteten) Rückzahlung. Je mehr Zertifikate insgesamt eingereicht werden, je höher also die Quote ist, desto geringer fällt die Rückzahlung pro Zertifikat aus. Die Stromversorger müssen somit bei der Entscheidung, ob sie ein Zertifikat kaufen, in Abhängigkeit von der Quote die Rückzahlung abschätzen. Im genannten Jahr betrug sie 14,35 GBP pro Zertifikat. Der Wert eines Zertifikats lag folglich bei insgesamt 51,34 GBP und damit über dem durchschnittlichen Zertifikatspreis. Das war den Stromversorgern allerdings ex ante nicht bekannt. Ein Stromversorger, der einen Zertifikatswert unterhalb des Preises für ein Zertifikat antizipierte, wird die Strafzahlung in Kauf genommen haben. Die nur teilweise Erfüllung der Quote zeigt, dass die Rück-

verteilung der Strafen nicht die beabsichtigte Wirkung erzielt – nämlich einen verstärkten Anreiz zu setzen, die Quote einzuhalten.

Zunächst wurden im Vereinigten Königreich die meisten Zertifikate für Strom aus Deponiegas erteilt. In den letzten Jahren wurde vor allem der Ausbau der Windkraft vorangetrieben. 95 Prozent der Leistung neu errichteter Erneuerbare-Energien-Anlagen steuerten im Jahr 2010/11 die Onshore- und die Offshore-Windenergie bei. Sie repräsentierten zusammen zwei Drittel der bislang installierten Kapazität erneuerbarer Energien. Im selben Jahr entfiel etwas mehr als die Hälfte der erteilten Zertifikate auf Windenergieanlagen (OFGEM, 2012, 58 ff.). Mit einem Anteil von 12 Prozent an der insgesamt installierten Leistung spielt Deponiegas weiterhin eine bedeutende Rolle. Aufgrund der besseren Auslastung der Anlagen wurden pro installierte Kraftwerksleistung aus Deponiegas mehr Zertifikate erteilt (20 Prozent der Zertifikate). Die dritt wichtigste erneuerbare Energiequelle im Vereinigten Königreich ist Biomasse (11 Prozent der insgesamt installierten Leistung, 19 Prozent der Zertifikate).

Schweden

In Schweden (Übersicht 4) wurde im Mai 2003 ein Quotenmodell zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt. Die Stromversorger sind verpflichtet, für den Verbrauch ihrer Kunden die entsprechende Menge an Zertifikaten vorzuweisen. Anfangs war die Quotenregelung bis 2010 begrenzt. 2006 wurden dann längerfristige jährliche Quoten – mit Zwischenzielen – festgelegt. Alle Technologien werden gleichermaßen gefördert; für jede erzeugte MWh wird technologieunabhängig ein Zertifikat ausgestellt. Große Wasserkraftanlagen (ab 1,5 Megawatt), die vor 2003 errichtet wurden, sind allerdings davon ausgenommen. Strom aus Windkraft wird in Schweden zusätzlich steuerlich privilegiert. Photovoltaikanlagen werden außerdem mit einem Investitionskostenzuschuss gefördert. Schweden kommt damit dem idealtypischen technologieoffenen Quotenmodell in der Theorie recht nahe.

In der Praxis wurde das schwedische Quotenmodell im Laufe der Zeit mehrmals aufgrund von Fehlentwicklungen angepasst. So wurden zum Beispiel im Jahr 2003 zwar deutlich mehr Zertifikate ausgestellt, als es die Erfüllung der Quote erforderte. Geringe Strafzahlungen für nicht eingereichte Zertifikate – 175 Schwedische Kronen (SEK; 1 SEK = 0,12 Euro, Stand: November 2012) und damit teilweise weniger als der Preis für ein Zertifikat – führten jedoch dazu, dass Zertifikate zurückgehalten und die Strafzahlungen akzeptiert wurden. Die Zertifikate sind in Schweden ohne zeitliche

Förderung erneuerbarer Energien in Schweden

Übersicht 4

	Quotenmodell
Einführung	Mai 2003
Ziel 2003	10 TWh/Jahr zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2010 (verglichen mit 2002)
Ausgeweitet 2006	17 TWh/Jahr zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2016 (verglichen mit 2002)
Ausgeweitet 2009	25 TWh/Jahr zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2025 (verglichen mit 2002)
Stand 2010	11,6 TWh/Jahr zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (verglichen mit 2002) und damit Quote zu 100 Prozent erfüllt
Bemerkungen	Torf als erneuerbare Energiequelle (so nicht in der EU-Richtlinie); Ausnahmen für energieintensive Industrien

TWh: Terawattstunden.
Eigene Zusammenstellung

Begrenzung gültig. Die Zielquote für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurde daher nur zu 77 Prozent erfüllt. Offenbar erwarteten die Stromlieferanten für die Zukunft einen Zertifikatepreis von über 175 SEK. Seit dem Jahr 2005 liegt die Strafzahlung bei 150 Prozent des mittleren Zertifikatepreises. Seither wird die Zielquote zu über 99 Prozent erreicht. Kritisiert wurde auch, dass der zunächst bis 2010 begrenzte Zeitraum zu kurz für einen sicheren Investitionsrahmen war.

Verglichen mit dem Jahr 2002 wurde im Jahr 2010 mit zusätzlichen 7,1 TWh vor allem mehr Strom aus Biomasse erzeugt, gefolgt von Windkraft (+ 3 TWh) und Wasserkraft (+ 1,5 TWh; SEA, 2011). Die schwedische Regierung hat damit ihre ursprünglichen Ziele übertroffen. Zu Anfang hat das Quotenmodell bewirkt, dass vor allem das reichlich vorhandene Potenzial zur Nutzung der Biomasse gehoben wurde. Seit dem Jahr 2007 findet auch ein verstärkter Ausbau von Windkraftanlagen statt. Strom aus Photovoltaik spielt mit einer installierten Leistung von 575 Kilowatt hingegen so gut wie keine Rolle.

Niederlande

Ein besonderer Einspeisetarif wurde in den Niederlanden (Übersicht 5) im Juli 2011 eingeführt. Der Tarif sieht eine technologiespezifische Vergütung vor, die von den Anlagenbetreibern in verschiedenen Zeitphasen beantragt werden kann. Die niederländische Energieagentur entscheidet binnen drei Monaten über den Antrag. Die Förderhöhe steigt von Phase zu Phase an. Alle Technologien konkurrieren dabei zunächst miteinander um die Förder-

Förderung erneuerbarer Energien in den Niederlanden

Übersicht 5

	Einspeisetarif
Einführung	Juli 2011 – das alte Fördersystem SDE (Stimulering Duurzame Energie), das seit 2008 bestand, wurde von dem neuen System SDE+ abgelöst
Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien: 14 Prozent

Eigene Zusammenstellung

gelder. So soll sichergestellt werden, dass die günstigsten Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien zuerst gehoben werden. Die Förderung wird durch technologiespezifische Maximalpreise begrenzt. Diese Preise orientieren sich an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten (Kosten der Energieumwandlung in Strom) der jeweiligen Branche. In den verschiedenen Phasen kann die Förderung für einzelne Technologien nicht über diesen Maximalpreis hinaus steigen. Teurere Technologien werden in diesem System daher tendenziell erst zu einem späteren Zeitpunkt genutzt – also dann, wenn die Förderhöhe angestiegen ist. Gleichwohl steht es den Anlagenbetreibern frei, für eine teurere Technologie bereits bei einer geringen Vergütung die Förderung zu beantragen. Dies kann lohnend sein, wenn sie gegenüber dem Branchendurchschnitt deutliche Kostenvorteile haben. Ebenso existiert ein Maximalbudget pro Jahr. Ist das Budget aufgebraucht, so wird für das laufende Jahr keine weitere Förderung mehr bewilligt. Das festgelegte Jahresbudget stimuliert zum einen den Wettbewerb zwischen den einzelnen Technologien. Zum anderen begrenzt es die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Das niederländische Modell des Einspeisetarifs ist von seiner Art her neu. Da es erst vor kurzem eingeführt wurde, können hier noch keine empirischen Erfahrungen wiedergegeben werden. Aus theoretischer Sicht kann es eine kosteneffiziente Alternative zum Quotenmodell darstellen. Allerdings bleibt abzuwarten, ob der angestrebte Ausbau erneuerbarer Energien so tatsächlich erreicht wird. Das begrenzte Jahresbudget und die damit verbundene Gefahr einer Ablehnung des Förderantrags verringern die Planungssicherheit für Projektierer deutlich. Zudem stellt eine mögliche Kürzung des Budgets in den kommenden Jahren ein erhebliches politisches Risiko für sie dar.

Zwischenfazit

Die Beispiele Belgien (Flandern und Wallonien) und Vereinigtes Königreich zeigen, dass man dort von einem idealtypischen Quotenmodell weit entfernt ist.

Charakteristika wie technologiespezifische Zertifikatezuteilung oder bessere Abschreibungsmöglichkeiten für einzelne Technologien konterkarieren die Idee des Modells – dass nämlich zuerst die volkswirtschaftlich günstigsten Möglichkeiten genutzt werden, Strom aus regenerativen Quellen zu gewinnen. Schweden hingegen kommt mit seinem technologieoffenen Modell dem Ideal recht nahe. Insgesamt aber können auf Basis der betrachteten Länder keine belastbaren Aussagen über die Entwicklung der erneuerbaren Energien unter einem idealtypischen Quotenmodell getroffen werden. Allerdings zeigen die Beispiele auch, dass ein Quotenmodell nicht im Widerspruch steht zu einer technologiespezifischen Förderung. Junge Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium dürfen – unter bestimmten Bedingungen – durchaus stärker gefördert werden als ausgereifte und etablierte Technologien.

Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien am Strommix wird in den meisten der dargestellten Länder mittlerweile erreicht. Anlaufschwierigkeiten lassen sich unter anderem zurückführen auf zu niedrig angesetzte Strafzahlungen für nicht eingereichte Zertifikate. Die Höhe der Strafzahlung definiert die Obergrenze für die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien. Übersteigt der Preis für ein Zertifikat die Strafzahlung, so werden die Quotenverpflichteten die Strafe in Kauf nehmen, anstatt Zertifikate zu erwerben. Diese faktische Kostenobergrenze entsteht allerdings nur, wenn die Strafzahlung in ihrer absoluten Höhe festgelegt ist. Eine Strafzahlung, die sich – wie in Schweden – am Zertifikatepreis orientiert, begrenzt die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht wirksam. Die Alternative, die Strafe in Kauf zu nehmen, ist in diesem Fall immer ungünstiger als der Kauf eines Zertifikats. Der Zertifikatepreis ist damit in seiner Höhe nicht begrenzt. Im Vereinigten Königreich ist die Strafzahlung festgelegt; der Wert der Zertifikate hingegen muss in Abhängigkeit von den insgesamt entrichteten Strafzahlungen und Rückflüssen an die Zertifikatebesitzer geschätzt werden.

Insgesamt betrachtet können richtig ausgestaltete Quotenmodelle ein wirksames Instrument sein, um den Anteil erneuerbarer Energien auf einen festgelegten Wert zu erhöhen. Zu beachten ist jedoch, dass die Kosten der jeweiligen Technologien nicht unangemessen durch andere wirtschaftspolitische Förderinstrumente verzerrt werden dürfen. Bei der Ausgestaltung eines Quotenmodells bestehen erhebliche Spielräume, zum Beispiel hinsichtlich der technologiespezifischen Elemente. Damit wird auch durch die konkrete Ausgestaltung eines Quotensystems über dessen Kosteneffizienz entschieden.

2.3 EEG und Emissionshandel

Das EEG steht in Deutschland neben dem Emissionshandel mit Kohlendioxid-Zertifikaten und neben weiteren Instrumenten zur klimapolitisch begründeten Beeinflussung von Stromproduktion und Stromverbrauch. Der Nutzen solcher parallel eingesetzten Instrumente wird häufig infrage gestellt. Außer dem Emissionshandel, in den alle Stromerzeuger eingebunden sind, zielt auch die im Jahr 1998 eingeführte und von den Kunden zu zahlende Stromsteuer auf eine Verteuerung von Strom ab und damit auf einen Rückgang von Stromverbrauch und Emissionen. Das EEG hingegen bezweckt zwar ebenfalls eine Emissionssenkung, geht aber den Weg über eine direkte Förderung der Umstellung des Energiemixes hin zu mehr regenerativen Quellen.

Für die in Deutschland ansässigen Industrieunternehmen ist all das mit deutlichen Zusatzkosten in der Produktion verbunden. Zusätzlich zu Stromsteuer und EEG hat auch der Emissionshandel zu erhöhten Stromkosten geführt, da die (Opportunitäts-)Kosten der Emissionsrechte weitgehend in den Strompreis eingepreist werden konnten. Bei der Stromsteuer und dem EEG ist für besonders betroffene Unternehmen eine kostenbegrenzende Sonderregelung getroffen worden, beim Emissionshandel fehlt ein derartiger Ausgleich bisher.

Allen drei Instrumenten für sich betrachtet kann eine positive Wirkung für den Klimaschutz unterstellt werden. Die Förderung erneuerbarer Energien sorgt für einen geringeren spezifischen Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) pro kWh Strom, soweit die Verstromung fossiler Energiequellen ersetzt wurde. Die Substitution von Atomenergie durch erneuerbare Energien hätte hingegen keinen positiven Klimateffekt. Auch die Stromsteuer und der Emissionshandel können isoliert gesehen für eine reduzierte Belastung mit Treibhausgasen sorgen.

Kumuliert betrachtet liegen die Dinge jedoch völlig anders, und zwar aufgrund der besonderen Konstruktionsprinzipien des Emissionshandels. Die Festlegung einer Obergrenze aller Emissionen des Emissionshandelssektors bedeutet, dass diese Menge auch erreicht wird. Voraussichtlich höhere Emissionen sorgen für steigende Preise und zusätzliche Reduktionsanstrengungen. Niedrigere Emissionen sorgen für sinkende Preise, was zusätzliche Emissionen aus anderen in den Emissionshandel einbezogenen Anlagen ermöglicht. Eine parallele Erhöhung des Strompreises durch eine Stromsteuer kann zwar zu einem reduzierten Stromverbrauch und damit zu geringeren Emissionen bei der Stromerzeugung führen. Durch den Emissionshandel

werden jedoch Emissionsrechte an andere Sektoren vergeben, der gesamte Ausstoß von Treibhausgasen ändert sich bei gegebener Obergrenze nicht. Wenn dabei Kosten zur Emissionsvermeidung anfallen, die über den Zertifikatepreisen liegen, ist dies ein unwirtschaftlicher Einsatz der Mittel. Die Besteuerung von Strom, der den Regeln des Emissionshandels unterliegt, ist also ein ineffizientes Instrument.

Ähnliche Mechanismen wirken auch in Bezug auf die Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG. Mit ihr werden mehrere Ziele verfolgt, vor allem aber der Schutz der Umwelt durch einen verringerten Ausstoß von CO₂. Mit der angestrebten Kostenreduktion bei den entsprechenden Technologien sollen die Voraussetzungen geschaffen werden für einen langfristig günstigeren Klimaschutz. In Kombination mit dem Emissionshandel erzeugt das EEG auf kurze Sicht jedoch keine weiteren Einsparungen von CO₂. Aufgrund eines erhöhten Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien benötigen die Energieversorger weniger Emissionszertifikate. Bei festgelegtem Emissionsbudget lassen sich diese Zertifikate dann von Unternehmen aus anderen Branchen nutzen. Die Folge ist, dass eine durch das EEG motivierte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien CO₂-Einsparungen in der Energiewirtschaft erzeugt, die dann an anderer Stelle wieder zunichte gemacht werden (Frondel et al., 2011; Wissenschaftlicher Beirat, 2004, 6 ff.). Wenn jedoch davon auszugehen ist, dass die Emissionsminderungen durch die erneuerbaren Energien bei der Festlegung der Obergrenzen berücksichtigt wurden, sodass innerhalb des Emissionshandels weniger Zertifikate zur Verfügung stehen als ohne EEG-Förderung (Kemfert/Diekmann, 2009), dann bedeutet das: Mit den erneuerbaren Energien wird eine Vermeidungstechnik mithilfe staatlich festgesetzter Zahlungen angewendet, die eigentlich nicht zu den aktuell günstigsten Formen des Klimaschutzes zählt.

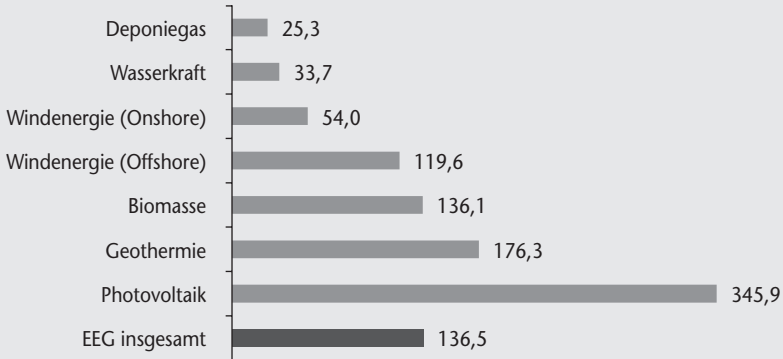
Die Idee des Emissionshandels ist es, die Marktkräfte von Angebot und Nachfrage zu nutzen, um einen Preis für die Emission einer Tonne CO₂ zu bestimmen. Innerhalb des Systems sollen kostengünstigere Klimaschutzpotenziale genutzt und auf teurere soll verzichtet werden. So lässt sich ein verhältnismäßig effizienter Klimaschutz organisieren. Der Preis für eine Tonne CO₂ lag zuletzt bei unter 10 Euro. Demgegenüber betragen allein die durchschnittlichen Vermeidungskosten beim EEG fast 137 Euro. Für einzelne Teile der EEG-Förderung, namentlich die Photovoltaik, sind sie noch deutlich höher.

Die Kosten in Abbildung 2 beziehen sich auf bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen. Sie basieren auf den im laufenden Jahr entstandenen

CO₂-Vermeidungskosten im EEG und im Emissionshandel

Abbildung 2

für alle bestehenden Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2011, in Euro pro Tonne CO₂



Basis: Eingespart werden die Emissionen eines fossilen Kraftwerks, die 940 Gramm/kWh betragen.
Eigene Berechnungen

Differenzkosten zwischen EEG-Vergütungen und dem Wert des Stroms. Ausschlaggebend für die aktuellen Vermeidungskosten sind aber auch die gegenwärtigen Kosten für Neuanlagen, die sich unterscheiden durch die nach Anlagengröße und nach weiteren Merkmalen differenzierten Vergütungen im EEG.

Obwohl so kein direkter zusätzlicher Nutzen für den Klimaschutz in Form von eingesparten Emissionen entsteht, fallen Zusatzkosten in erheblichem Umfang an. Es müssen sehr viel höhere Kosten getragen werden, als es die Marktkräfte als Vermeidungskosten an anderer Stelle signalisieren. Durch den Emissionshandel werden auch die CO₂-Kosten bei der Stromerzeugung berücksichtigt. Ein zusätzliches Instrumentarium ist damit zunächst einmal nicht erforderlich. Weiterführende Regelungen – wie etwa eine absolute Emissionsbeschränkung bei einzelnen Anlagen oder Unternehmen – würden bei gleichbleibenden Minderungszielen nicht zu einer Senkung der Emissionen führen, aber zu einer Erhöhung der Kosten. Es werden dann nicht mehr die preiswertesten Minderungsmaßnahmen getroffen, sondern teurere, die den Zusatzregeln entsprechen. Demzufolge werden durch das EEG auch Maßnahmen von bis zu 300 Euro und mehr pro vermiedene Tonne CO₂ ergriffen, statt günstigerer Maßnahmen in einem Kostenrahmen, der im Emissionshandel zuletzt bei Werten von unter 10 Euro lag.

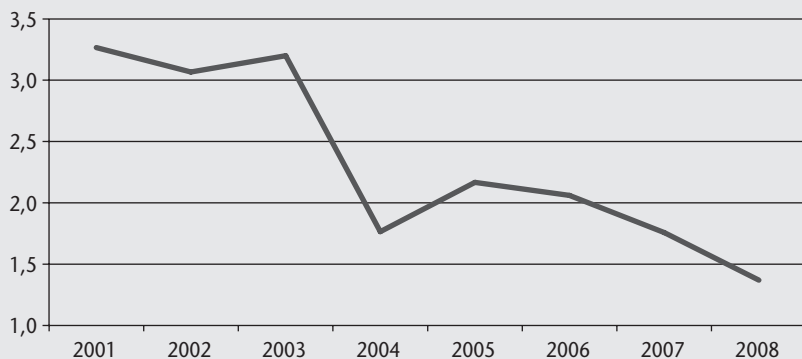
Flankierende Maßnahmen wie das EEG werden besonders mit langfristigen Überlegungen zur Kostenentwicklung bei verschiedenen Technologien der Energieerzeugung gerechtfertigt (Walz, 2005; SRU, 2011, 240 ff.). Es wird argumentiert, dass erneuerbare Energien zwar heute noch nicht wettbewerbsfähig seien, künftig aber eine günstige Form des Klimaschutzes darstellen würden. Aufgrund von erst in der Zukunft finanziell einträglichen Skalen- und Lernkurveneffekten könnten die neuen Technologien sich derzeit innerhalb des Emissionshandels noch nicht durchsetzen, weshalb eine spezifische Förderung notwendig sei. Auch wenn man diesem Innovationsargument folgen will, stellt sich doch die Frage, ob der eingeschlagene Weg der Technologieförderung wirklich derjenige ist, der schnell die innovativsten und kostengünstigsten Lösungen hervorbringt. Im Wesentlichen wird beim EEG auf Mengenwachstum gesetzt, wodurch über die Skalen- und Lernkurveneffekte die Produktionskosten nach und nach sinken. Neue Technologien entstehen daraus aber zunächst einmal nicht.

Insgesamt sind bei den erneuerbaren Energien bis heute gut 50 Milliarden Euro an Subventionen zusätzlich zum eigentlichen Stromwert geflossen und es wurde ein vermutlich dreistelliger Milliardenbetrag für künftige Subventionen heute schon bestehender Anlagen fest versprochen. Trotz dieser Summen liegen die Kosten von Ökostrom auch bei Neuanlagen nach mehr als zehn Jahren EEG-Förderung immer noch teilweise deutlich über dem Marktpreis. Auch die niedrigen Ausgaben für Forschung und Entwicklung

FuE-Ausgaben der Photovoltaikindustrie

Abbildung 3

in Deutschland (inklusive Zulieferer), in Prozent des Umsatzes



Eigene Berechnungen auf Basis von BSW Solar, 2010

(FuE) in der Photovoltaikindustrie (Abbildung 3) in Deutschland von zuletzt unter 2 Prozent des Umsatzes lassen erhebliche Zweifel aufkommen, ob die Milliarden der Stromkunden richtig angelegt sind oder ob eine breitere Forschungsförderung nicht erfolversprechender gewesen wäre.

3

Erfolge und Nebenwirkungen des EEG

Das EEG wird häufig als Erfolgsmodell bezeichnet, das weltweit von vielen Ländern kopiert wurde. Hintergrund ist der starke und dauerhafte Ausbau erneuerbarer Energien. Deutschland liegt bei der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen weltweit und bei Windkraftanlagen immerhin europaweit auf Platz eins. Die durch erneuerbare Energien gewonnene Strommenge hat sich im Zeitraum 2000 bis 2011 mehr als verdreifacht. Auf der anderen Seite stehen die Ausgaben. Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung sind auch die Kosten gestiegen. Nachfolgend werden die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland und die damit verbundenen Ausgaben beschrieben. Dabei wird insbesondere eingegangen auf die Auswirkungen auf den Strommarkt sowie auf Verteilungswirkungen innerhalb der Bevölkerung.

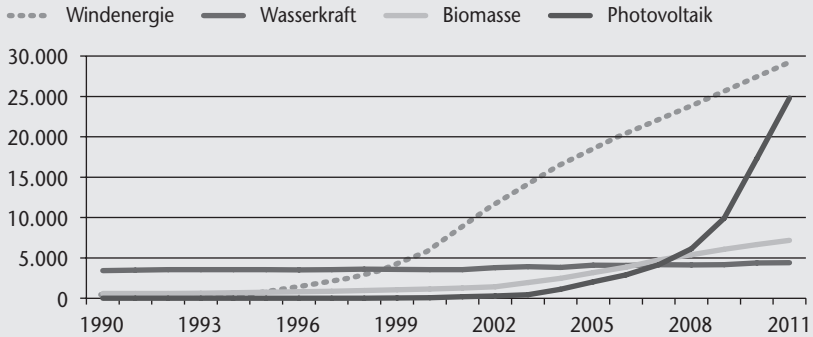
3.1 EEG-Strom und -Vergütung

Die wichtigste direkte Folge des EEG ist die Zunahme der installierten Leistung (Abbildung 4). Mit dem Inkrafttreten im Jahr 2000 führte das EEG zunächst zu einer starken Nutzung von Windenergie. Seit dem Jahr 2004 findet auch ein verstärkter Ausbau von Biomasse- und Photovoltaikkapazitäten statt. Der Photovoltaikausbau ist zudem ab dem Jahr 2008 sprunghaft angestiegen. Die insgesamt installierte Leistung aus erneuerbaren Energien lag im August 2012 bei rund 70.000 Megawatt, also rund 70 Gigawatt. Das entspricht über 40 Prozent der verfügbaren Kraftwerksleistung in Deutschland. Zu bedenken ist, dass sich nicht alle regenerativen Quellen gleichermaßen gut nutzen lassen. Biomassekraftwerke etwa können mit rund 7.400 Betriebsstunden im Jahr (Auslastungsgrad: 85 Prozent) sehr gut ausgelastet werden. Die Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen schwankt naturgemäß stärker. Sie sind durchschnittlich nur zu 15 bis 25 Prozent (Wind) und zu 10 Prozent (Photovoltaik) ausgelastet (IER, 2008, 3).

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

Abbildung 4

von ausgewählten Technologien in Deutschland, in Megawatt



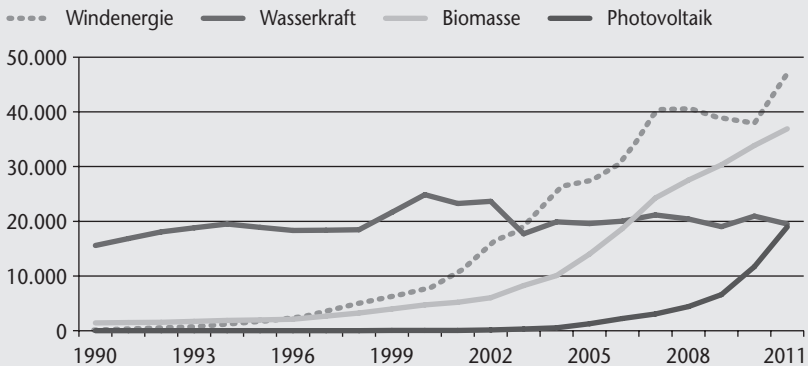
Biomasse und biogener Anteil des Abfalls zusammengefasst.
Quelle: BMU, 2012

Aus der Zunahme der installierten Leistung leiten sich zum einen ein Anstieg der erzeugten Strommenge aus regenerativen Quellen (Abbildung 5) und zum anderen ein Anstieg der Einspeisevergütungen sowie der darin enthaltenen Subventionen ab. Aufgrund der differenzierten Einspeisevergütung bildet die erzeugte Strommenge bei den einzelnen Technologien nicht

Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung

Abbildung 5

von ausgewählten Technologien in Deutschland, in Gigawattstunden

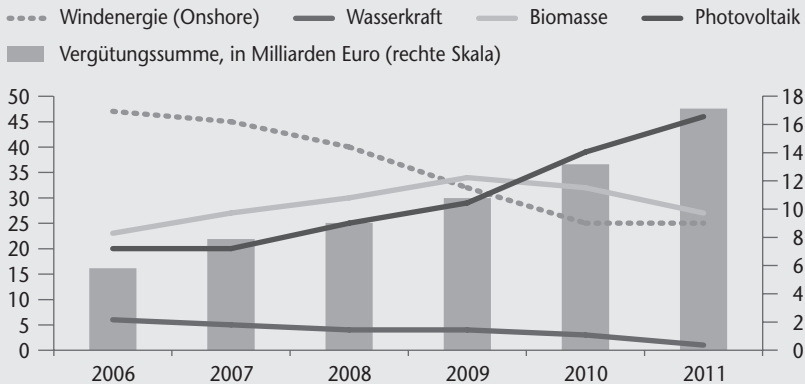


Biomasse und biogener Anteil des Abfalls zusammengefasst.
Quelle: BMU, 2012

Vergütungen für erneuerbare Energien aus der EEG-Umlage

Abbildung 6

bei ausgewählten Technologien, in Prozent der Vergütungssumme



Quellen: Übertragungsnetzbetreiber, 2007; 2008; 2009; 2010; 2011; 2012a

deren Anteil an der Einspeisevergütung ab. So lag der Anteil des im Jahr 2011 durch Photovoltaikanlagen erzeugten Stroms am EEG-Strom bei 21 Prozent. Gleichzeitig entfielen aber knapp 46 Prozent der Vergütung auf diese Technologie (Abbildung 6). Ungefähr die Hälfte des EEG-Stroms stammte im selben Jahr aus Windkraftanlagen; sie belasteten das EEG-Konto jedoch nur mit einem Anteil von 25 Prozent. Der starke Zubau bei der Photovoltaik lässt erwarten, dass der Anteil der Vergütungen bei dieser Technologie weiterhin deutlich anwachsen wird.

Mit der Zunahme der Mengen sind die Preise für Erneuerbare-Energien-Anlagen gesunken. Zugleich konnte ihr Wirkungsgrad erhöht werden. Diese Faktoren wirken sich positiv auf die Erträge der Anlagenbetreiber aus. Der Gesetzgeber berücksichtigt diese Entwicklung durch regelmäßige Anpassungen der Vergütungssätze. Das ursprüngliche EEG aus dem Jahr 2000 wurde im Laufe seiner Geschichte mehrmals novelliert. Umfassende Novellen gab es in den Jahren 2004, 2009 und 2012. Darüber hinaus wurden einige kleinere Änderungen vorgenommen. Im Jahr 2004 wurde die jährliche Degression für die Vergütungssätze eingeführt. So sinken die gezahlten Vergütungen für neu installierte Anlagen jährlich um einen festgelegten Prozentsatz. Der Prozentsatz ist technologieabhängig. Aktuell liegt er in der Regel zwischen 1 Prozent (Wasserkraft) und 11 Prozent (Photovoltaik, unter der Voraussetzung,

dass der Zubaukorridor eingehalten wird). Bei der Photovoltaik kann der Prozentsatz seit der Novelle im Jahr 2011 – abhängig vom Zubau neuer Anlagen – angehoben oder abgesenkt werden.

Nicht nur die Höhe der Vergütungssätze wurde in den Novellen angepasst, sondern es wurden auch die Größenklassen der Anlagen und die Technologien weiter ausdifferenziert. So unterscheiden sich die Vergütungsvorschriften für Biomasse in Abhängigkeit von der Anlagengröße sowie vom eingesetzten Brennstoff. Tabelle 1 zeigt die Vergütungssätze für ausgewählte Anlagenklassen.

Vergütungssätze nach dem EEG

Tabelle 1

bei ausgewählten Technologien, in Cent/kWh

Technologie (Anlagengröße)	2000	2004	2009	2010	2011	2012
Wasser (bis 500 Kilowatt)	6,7	9,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Biomasse (bis 150 Kilowatt)	10,2	11,5	11,7	11,7	11,4	14,3
Windkraft (Onshore) ¹	9,1	8,7	9,2	9,2	9,0	8,9
Photovoltaik (an Gebäuden, bis 30 Kilowatt)	50,6	57,4	43,0	39,1	28,7	24,4

Werte jeweils zum Jahresbeginn. ¹Bei der Windenergie ist der jeweils für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme gezahlte erhöhte Vergütungssatz angegeben. Er wird anschließend um 3 bis 4 Cent gesenkt.

Quelle: EEG in der jeweiligen Fassung

Eine hohe Lernrate lässt sich besonders bei der Photovoltaiktechnologie feststellen. Die Module werden international gehandelt. Zudem ist die Exportquote der deutschen Photovoltaikindustrie mit 55 Prozent recht hoch (BSW Solar, 2012, 2). Die Lernkurve ist also auf globaler Ebene zu betrachten. Seit dem Jahr 2006 hat sich die weltweit installierte Leistung drei Mal (2008, 2010 und 2011) verdoppelt. Zusätzlich zur europäischen Nachfrage wird in den kommenden Jahren eine ähnlich starke Nachfrage aus Asien erwartet. Die nächste Verdopplung der weltweit installierten Leistung dürfte spätestens im Jahr 2013 erfolgen. Die Preise für Photovoltaikanlagen sind bis Mitte 2012 auf ein Drittel des Preises von Anfang 2006 gefallen. Das entspricht einer Kostensenkung von 25 Prozent bei jeder Verdopplung der ausgebrachten Menge. Bei einer Verdopplung der installierten Windenergieleistung beträgt dieser Wert 12 Prozent (Onshore) und 19 Prozent (Offshore; SRU, 2011, 249). Biomasse und vor allem Wasserkraft gelten hingegen als weitgehend ausgereifte Technologien. Die Kostensenkungspotenziale sind entsprechend gering.

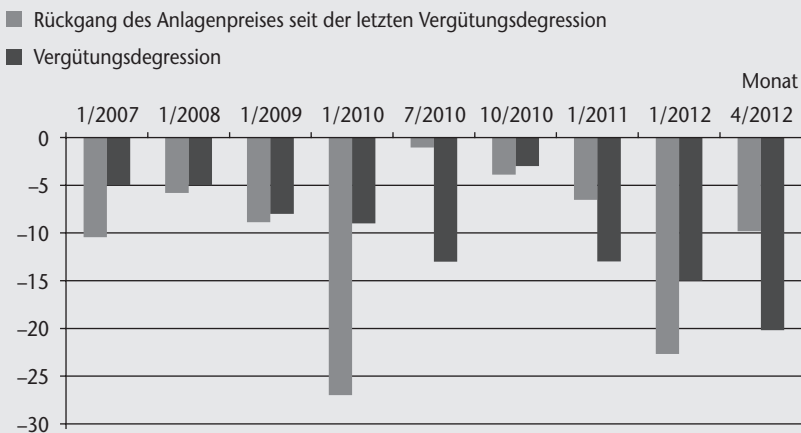
Der starke Kostenrückgang bei Photovoltaikanlagen im Jahr 2009 hat zu einem unerwartet starken Ausbau der Kapazitäten geführt. Um die Ausgaben

in Grenzen zu halten, wurden die Einspeisevergütungen im Jahr 2010 unterjährig angepasst. Die Vergütung für Dachanlagen bis 30 Kilowatt zum Beispiel wurde im Juli auf 34,05 Cent/kWh und im Oktober dann auf 33,03 Cent/kWh verringert. Abgesehen von den gesenkten Vergütungssätzen zur Jahresmitte 2010 und im Jahr 2011 ist es der Politik allerdings in den letzten Jahren nicht gelungen, den Kostenrückgang bei Photovoltaikanlagen durch Kürzungen der Förderung angemessen zu berücksichtigen. Vor allem im Jahr 2007 sowie Anfang 2010 und 2012 war die Degression bei der Vergütung deutlich geringer als der Rückgang der Anlagenpreise. Die Bundesregierung reagierte daher mit einer zusätzlichen Einmalabsenkung im April 2012, um die Vergütungen nachträglich anzupassen (Abbildung 7). Seit Mai 2012 werden die Vergütungssätze monatlich um 1 Prozent abgesenkt.

Vergütungsdegression und Kostenrückgang bei einer Photovoltaikanlage

Abbildung 7

10-Kilowatt-Dachanlage, in Prozent



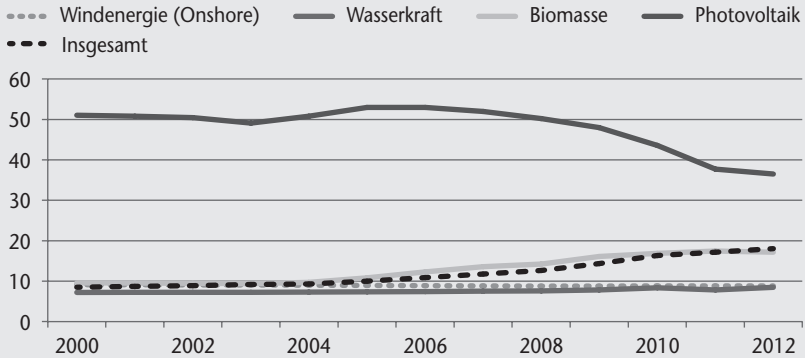
Quellen: BSW Solar, 2012; EEG in der jeweiligen Fassung

Durch die regelmäßige Degression der Vergütungssätze und weitere Anpassungen wachsen die Kosten des EEG nicht proportional zur erzeugten Strommenge. Je nachdem, wann eine Anlage ans Netz gegangen ist, erhält der Betreiber einen anderen Vergütungssatz. Für die Gesamtkosten des EEG sind daher die durchschnittlichen Vergütungssätze relevant. Insgesamt sind diese seit der Einführung des EEG kontinuierlich angestiegen (Abbildung 8).

Durchschnittliche EEG-Vergütungssätze

Abbildung 8

bei ausgewählten Technologien, in Cent/kWh

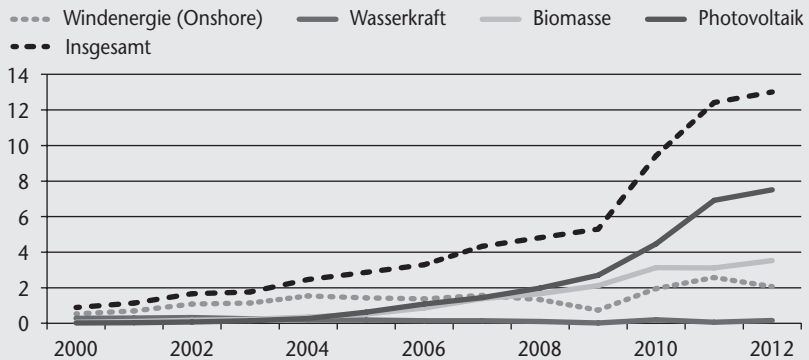


Quelle: BDEW, 2012

EEG-Differenzkosten

Abbildung 9

bei ausgewählten Technologien, in Milliarden Euro



Differenzkosten: Summe der durchschnittlichen Vergütungszahlungen abzüglich der Erlöse der erneuerbaren Energien am Strommarkt und ab 2006 abzüglich der vermiedenen Netzentgelte.

Quelle: BDEW, 2012

Die mit Abstand höchsten durchschnittlichen Sätze entfallen weiterhin auf die Photovoltaik; jedoch sind diese unter anderem durch die im Jahr 2009 beschlossenen Kürzungen ab 2010 deutlich gesunken. Die Sätze für Biomasse haben hingegen durchgehend zugelegt. Dies ist vor allem auf den starken Zubau kleiner, hoch vergüteter Anlagen zurückzuführen.

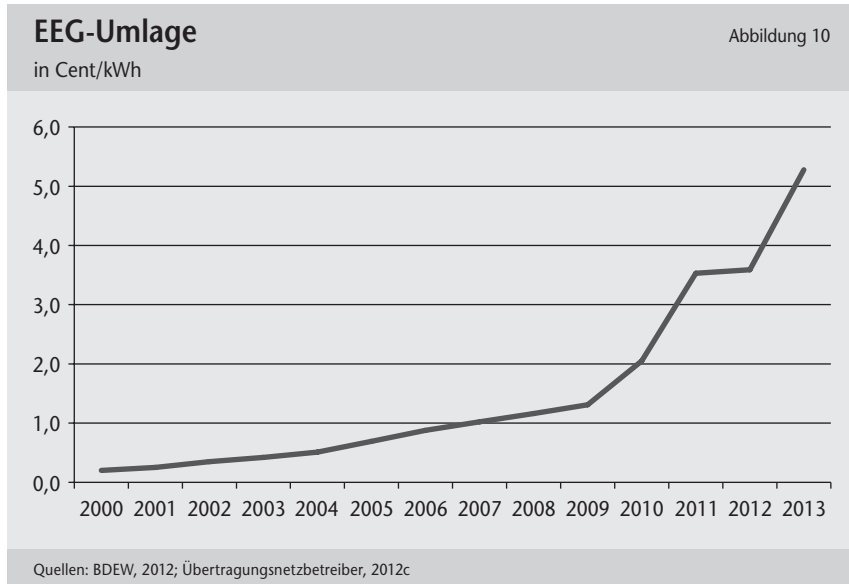
Die aus dem EEG resultierenden Gesamtkosten werden ausgedrückt durch die EEG-Differenzkosten (Abbildung 9). Diese setzen sich zusammen aus der Summe der durchschnittlichen Vergütungszahlungen abzüglich der Erlöse am Strommarkt und ab dem Jahr 2006 abzüglich der vermiedenen Netzentgelte. Die Differenzkosten drücken also die zusätzliche Belastung für den Verbraucher durch das EEG aus. Seit dem Jahr 2010 wird bei der Berechnung außerdem berücksichtigt, dass zum Beispiel zur Mittagszeit gewonnener Photovoltaikstrom an der Strombörse einen höheren Erlös erzielt als in der Nacht erzeugter Windstrom. Steigende durchschnittliche Vergütungen sowie der Ausbau der installierten Leistung und damit eine zunehmende Stromproduktion aus Erneuerbare-Energien-Anlagen haben die Differenzkosten stark anwachsen lassen. Kostentreiber sind die Vergütungen für Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Es ist zu beachten, dass der Börsenstrompreis einen entscheidenden Einfluss auf die Differenzkosten hat. So wurde der starke Anstieg der Differenzkosten im Jahr 2010 verstärkt durch verglichen mit dem Vorjahr deutlich gesunkene Strompreise.

3.2 Wirkung des EEG auf die Strompreise

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG ist also mit erheblichen Kosten verbunden. Die Differenzkosten – Einspeisevergütung abzüglich des Marktwerts des Stroms und der vermiedenen Netzentgelte – werden auf die Stromkunden umgelegt. Abgesehen von einigen besonders energieintensiven Unternehmen, denen aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit die EEG-Umlage weitgehend erlassen wird, zahlt jeder Stromabnehmer einen festen Satz pro verbrauchte kWh, um die Mehrkosten der erneuerbaren Energien zu decken. Über diese Umlage hat das EEG eine direkte treibende Wirkung auf den Strompreis. Zusätzlich entstehen indirekte Kosten, zum Beispiel durch den Ausbau der Netze oder durch die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten für die Zeiten, in denen wetterbedingt nicht ausreichend Strom aus regenerativen Quellen produziert werden kann. Auf der anderen Seite können Markteffekte wie der Merit-Order-Effekt (vgl. Abbildung 11) zu einer Absenkung der Preise für konventionell erzeugten Strom führen, wodurch ein gewisser Ausgleich für die preisstärkernden Tendenzen erneuerbarer Energien gegeben sein kann.

In den letzten Jahren sind nicht nur der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und damit die nach dem EEG vergütete Strommenge rasant angestiegen. Auch die durchschnittliche Vergütung ist deutlich gewachsen – unter anderem wegen des Trends zu einem höheren Anteil der

Photovoltaik. Die Entwicklung geht also nicht hin zu einem verringerten, sondern zu einem erhöhten durchschnittlichen Preis. Zuletzt haben die als Subvention einzuordnenden Differenzkosten erheblich zugenommen. Im Jahr 2011 lagen sie bei insgesamt 12,4 Milliarden Euro, nach 9,4 Milliarden Euro im Vorjahr und 5,3 Milliarden Euro im Jahr 2009.



Entsprechend ist auch die EEG-Umlage zulasten der Stromverbraucher gestiegen (Abbildung 10). Im Zeitraum 2000 bis 2009 kletterte sie kontinuierlich von 0,2 Cent/kWh auf 1,31 Cent/kWh. Anschließend erhöhte sie sich drastisch auf 2,05 Cent/kWh (2010), 3,53 Cent/kWh (2011) und 2013 wird sie auf 5,277 Cent/kWh steigen. Für einen typischen Haushalt mit einer Abnahmemenge von 3.500 kWh Strom pro Jahr bedeutete dies eine Zunahme der ausgewiesenen EEG-Kosten von rund 7 Euro (2000) über 71,80 Euro (2010) auf 125,70 Euro im laufenden Jahr (inklusive Mehrwertsteuer fast 150 Euro). Der Anstieg der Umlage auf 5,277 Cent/kWh in 2013 hat Kosten in Höhe von 185 Euro zur Folge oder 220 Euro inklusive Mehrwertsteuer.

Neben den direkten Kosten des EEG gibt es auch indirekte Kosten erneuerbarer Energien, etwa für die Infrastruktur. Eine dezentralere und räumlich anders strukturierte Energieerzeugung auf Basis regenerativer Quellen erfordert einen Ausbau der Netze. Die damit verbundenen Ausgaben

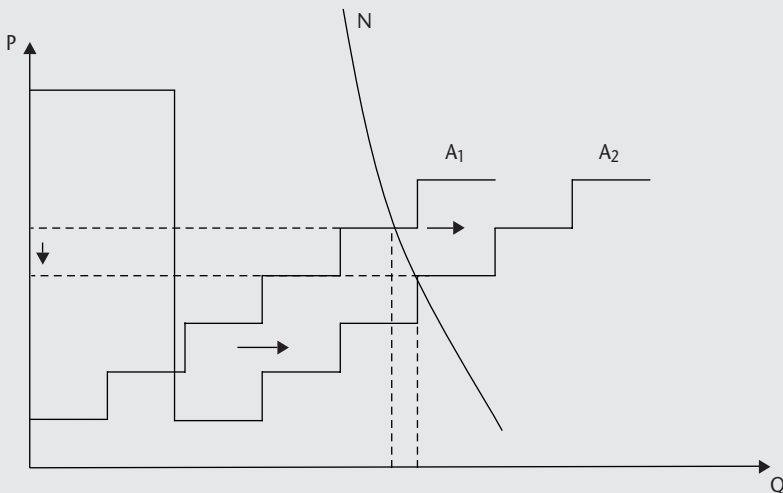
werden nicht den Kosten der erneuerbaren Energien zugerechnet und damit nicht über die EEG-Umlage finanziert, sondern über die Netzkosten auf die Stromkunden umgelegt. Erdmann (2011) schätzt diese netzbezogenen Kosten für das Jahr 2010 auf 800 Millionen Euro und geht von einem Anstieg auf 7,2 Milliarden Euro (2020) und 10,9 Milliarden Euro (2030) aus. Zusätzlich kalkuliert er einen preissteigernden Effekt von weiteren 100 Millionen Euro wegen der Reservekapazitäten, die dem Markt entzogen werden müssen, um als Ausgleich für wetterbedingte Schwankungen bei den erneuerbaren Energien eingesetzt werden zu können. Damit lagen die indirekten Kosten im Jahr 2010 bei etwa 10 Prozent der EEG-Kosten. Hätte man diese über die EEG-Umlage berücksichtigt, wäre sie um rund 0,2 Cent/kWh höher ausgefallen. Für die Zukunft ist besonders aufgrund des Netzausbaus von deutlich erhöhten Anteilen der indirekten EEG-Kosten auszugehen.

Neben den preissteigernden Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien wird auch ein preissenkender Effekt diskutiert. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt resultiert aus der ansteigenden Angebotskurve der

Merit-Order-Effekt

Abbildung 11

Schematische Darstellung



A₁: Angebot alt; A₂: Angebot mit EEG; N: Nachfragekurve; P: Preis; Q: Menge.
Eigene Darstellung

Stromproduktion (Abbildung 11). Es wird zunächst diejenige Stromerzeugungskapazität mit den geringsten Kosten an den Markt gebracht, dann die nächstgünstige und so weiter. Die Produktionsanlage, die notwendig ist, um gerade noch die Nachfrage decken zu können, bestimmt den Preis. Durch die Förderung der erneuerbaren Energien und den Einspeisevorrang nach dem EEG werden jedoch zuerst die regenerativen Quellen – soweit verfügbar – genutzt. Erst danach kommen die günstigeren Kapazitäten.

Der Vorrang der erneuerbaren Energien bedeutet, dass weniger konventionelle Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen. Damit wird der Einsatz der teuersten fossilen Kraftwerke überflüssig. Das preissetzende Kraftwerk, welches gerade noch zur Nachfragedeckung benötigt wird, ist damit günstiger als im Fall ohne erneuerbare Energien. Folglich wird der Börsenpreis für Strom durch die Förderung erneuerbarer Energien niedriger. Erdmann (2011) ermittelt einen Preiseffekt von etwa 0,8 Cent/kWh, Bode/Groscurth (2006) schätzen einen Wert von unter 1 Cent/kWh. Sensfuß/Ragwitz (2007) gehen von einem Merit-Order-Effekt aus, der im Jahr 2006 mit fast 0,8 Cent nah an den kostensteigernden Effekt der EEG-Umlage herankam. Lechtenböhmer/Samadi (2010) kalkulieren rund 5 Prozent der Subventionen als Merit-Order-Effekt, was einen deutlich geringeren Preiseffekt bedeuten würde. Der preissenkende Effekt auf den Großhandelspreis ist durchaus relevant; ob er sich jedoch im Preis für Endkunden niederschlägt, ist strittig (Lechtenböhmer/Samadi, 2010; Frondel et al., 2010). So stellt sich folglich die Frage, ob der Merit-Order-Effekt nur am Day-Ahead-Markt (also beim Handel am Tag vor der Lieferung) wirkt, auf dem der EEG-Strom vermarktet wird, oder ob und wie stark er sich auch auf die Märkte auswirkt, auf denen sich Stromanbieter langfristig mit Strom eindecken.

Selbst man wenn eine Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Endkundenpreis unterstellt, ändert dies jedoch nichts an den erhöhten Ausgaben, die durch die Förderung der erneuerbaren Energien entstehen. Der wirtschaftliche Ressourceneinsatz der Stromerzeugung ergibt sich aus den Kosten bei den einzelnen eingesetzten Energieträgern und nicht aus den Marktpreisen. Die EEG-Förderung mit der vorrangigen Einspeisung führt zu einem Kostenanstieg, da preiswertere Energiequellen durch teurere ersetzt werden, die zudem zusätzliche Ausgaben für die Netze und zur Bereitstellung von Reservekapazitäten erfordern. Der Merit-Order-Effekt bewirkt allenfalls eine Umverteilung von Renten von den Stromproduzenten hin zu den Stromkonsumenten.

3.3 Verteilungswirkungen der EEG-Umlage

Das EEG ist mit nicht unerheblichen Verteilungswirkungen verbunden, die zunehmend kontrovers diskutiert werden (Bardt et al., 2012; Gawel/Korte, 2012; Löschel et al., 2012; Techert et al., 2012). Diese erwachsen aus den Zahlungen der Stromverbraucher auf der einen Seite und den Einnahmen der Anlagenbetreiber auf der anderen Seite. Dabei ist die Einnahmenseite kaum hinreichend zu erfassen, da hier nicht nur die privaten Eigentümer von Erneuerbare-Energien-Anlagen berücksichtigt werden müssten, sondern auch die Eigentümerstruktur größerer Unternehmen, die beispielsweise Windparks betreiben, Solaranlagen auf Werkstdächern installieren oder Biomasseanlagen besitzen. Möglich ist aber eine Betrachtung der Verteilungswirkungen, die aus den Zahlungen der privaten Haushalte für das EEG resultieren. Diesen Ausgaben lassen sich beispielhaft die durchschnittlichen Einnahmen privater Photovoltaikanlagen gegenüberstellen.

Die folgenden Berechnungen basieren auf den Befragungswellen des Sozio-oekonomischen Panels (SOEP) der Jahre 2003 und 2010, da in diesen Jahren die monatlichen Stromkosten der Haushalte abgefragt wurden. Für die weiteren Jahre wird das Einkommen jeweils mit der Veränderungsrate des verfügbaren Einkommens aus den Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) fortgeschrieben (Statistisches Bundesamt, 2011) und bei den Stromkosten werden jeweils die Steigerungsraten der Strompreise verwendet. Die Auswahl der hier betrachteten Jahre richtet sich nach den grundlegenden Änderungen der EEG-Regelungen (vgl. Tabelle 1, Abschnitt 3.1). Weil die Haushalte je nach Verbrauch und Anbieter unterschiedlichen Strompreisen unterliegen, wird auf den durchschnittlichen Strompreis für einen Drei-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zurückgegriffen. Dieser stieg von 17,96 Cent/kWh im Jahr 2004 auf 24,95 Cent/kWh im Jahr 2011 (BDEW, 2012). Auch der Verbrauch wird anhand dieser unterstellten Durchschnittspreise ermittelt, weil die Mikrodaten nur Angaben über die monatlichen Stromkosten der Haushalte enthalten.

Wie in Verteilungsanalysen üblich, wird ein bedarfsgewichtetes Haushaltsnettoeinkommen verwendet, um unterschiedliche Haushaltsgrößen und Skaleneffekte innerhalb von Haushalten zu berücksichtigen. Zur Bedarfsge-
wichtung wird standardmäßig die modifizierte Äquivalenzskala der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) herangezogen, bei der dem Haushaltsvorstand ein Gewicht von 1, jedem weiteren erwachsenen Haushaltsmitglied ein Gewicht von 0,5 und Kindern unter 14 Jahren ein Gewicht von 0,3 zugewiesen wird. Das resultierende

Äquivalenzeinkommen wird schließlich jedem Haushaltsmitglied zugeordnet und lässt sich als bedarfsgemäß modifiziertes Pro-Kopf-Einkommen interpretieren. Auch die Stromkosten und die anteiligen EEG-Kosten werden bedarfsgewichtet, weil der Stromverbrauch zwar mit zunehmender Haushaltsgröße steigt, jedoch nur unterproportional.

Das durchschnittliche bedarfsgewichtete Nettoeinkommen der ärmsten 10 Prozent der Bevölkerung (Dezil 1) beträgt 706 Euro, das des obersten und damit reichsten Dezils (Dezil 10) 4.744 Euro. Tabelle 2 zeigt die Höhe der durchschnittlichen monatlichen Stromkosten sowie der EEG-Umlage nach Dezilen. Zwar liegen für das Jahr 2011 die Stromkosten in den oberen Dezilen etwas höher als in den unteren. Im Vergleich zu den Einkommen ist dieser Unterschied jedoch gering. Bei einem mehr als sechsmal so hohen Einkommen sind die Stromkosten nur um rund ein Viertel höher. Entsprechend verhält es sich mit der EEG-Umlage. Für die ärmere Hälfte liegt die bedarfsgewichtete Pro-Kopf-EEG-Umlage knapp unter 6 Euro, die reichsten 10 Prozent der Bevölkerung zahlen 7,20 Euro. Da das durchschnittliche Bedarfsgewicht in Deutschland rund 1,5 beträgt (gegenüber einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von etwa zwei Personen), sind die entsprechenden Haushaltswerte ungefähr um den Faktor 1,5 höher.

Während also mit zunehmenden Einkommen die absoluten EEG-Kosten der Haushalte leicht steigen, verdeutlicht eine relative Betrachtung die

Verteilung der Stromkosten und der EEG-Umlage

Tabelle 2

pro Monat und pro Person (bedarfsgewichtet) nach Einkommensdezilen, in Euro

Einkommensdezil	2011		2013	
	Stromkosten	EEG-Umlage	Stromkosten	EEG-Umlage
1.	41,34	5,85	44,45	8,75
2.	40,00	5,66	43,00	8,47
3.	40,63	5,75	43,68	8,60
4.	40,76	5,77	43,81	8,63
5.	40,77	5,77	43,86	8,63
6.	43,68	6,18	46,93	9,24
7.	42,31	5,99	45,47	8,95
8.	44,99	6,37	48,35	9,52
9.	44,61	6,31	47,97	9,44
10.	50,86	7,20	54,67	10,76

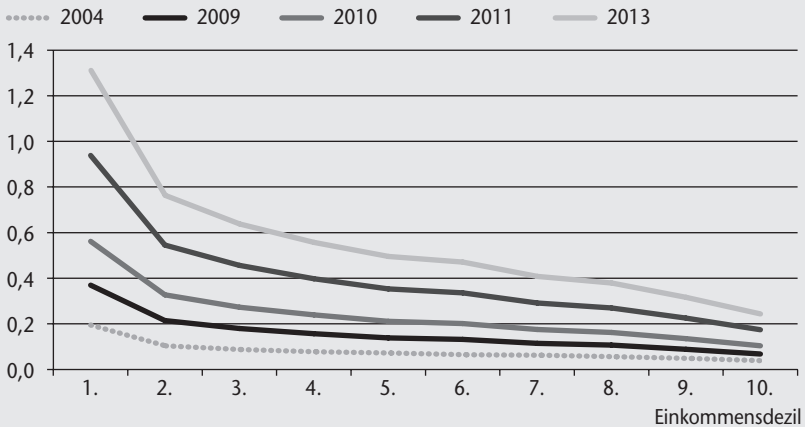
Die Haushalte werden gemäß der Höhe ihrer bedarfsgewichteten Nettoeinkommen sortiert und in zehn gleich große Gruppen eingeteilt (Dezile); Stromkosten und EEG-Umlage sind ebenfalls bedarfsgewichtet; alle Werte beziehen sich auf Monatsangaben und Durchschnitte in den jeweiligen Dezilen; die Einkommen und Stromkosten für das Jahr 2013 basieren auf Prognosewerten. Quellen: Sozio-oekonomisches Panel; eigene Berechnungen

unverhältnismäßig hohe Belastung der Haushalte mit niedrigem Einkommen. Abbildung 12 veranschaulicht die Anteile der EEG-Kosten der Haushalte an deren jeweiligem Nettoeinkommen: Bei den einkommensschwächsten 10 Prozent floss im Jahr 2011 beinahe 1 Prozent des Einkommens in die EEG-Finanzierung, bei den einkommensstärksten 10 Prozent war dieser Anteil mit nur 0,17 Prozent deutlich geringer. Mit steigender Umlagenhöhe wächst auch die Belastung der einkommensschwachen Haushalte. Setzt man für das Jahr 2013 den Wert von 5,28 Cent/kWh für die EEG-Umlage an, müssen die Haushalte des untersten Dezils bereits 1,32 Prozent ihres Einkommens für die EEG-Finanzierung aufwenden.

Anteile der EEG-Umlage am Einkommen

Abbildung 12

nach Einkommensdezilen auf Basis bedarfsgewichteter Pro-Kopf-Einkommen, in Prozent



Die Einkommen und Stromkosten für das Jahr 2013 basieren auf Prognosewerten.
 Quellen: Sozio-oekonomisches Panel; eigene Berechnungen

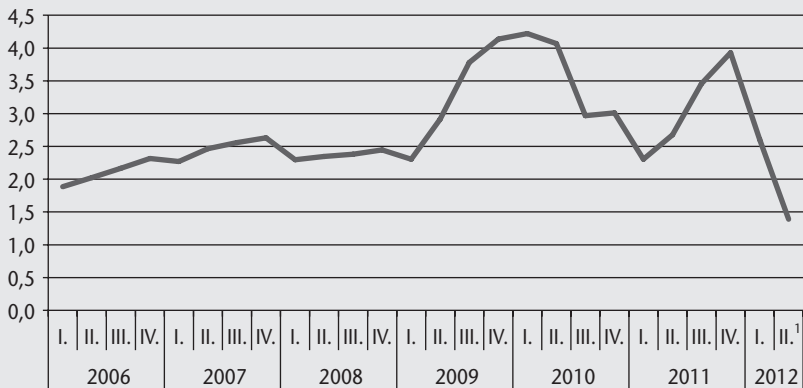
Es ist zu beachten, dass bei dieser Betrachtung nur die Verteilungswirkungen der direkten EEG-Kosten für die privaten Haushalte erfasst werden. Die Förderung hat auch indirekte Effekte auf die Strompreise. Diese ergeben sich etwa aus dem erforderlichen Netzausbau, aber auch aus der Mehrwertbesteuerung. Bei zusätzlicher Berücksichtigung der durch die EEG-Umlage verursachten höheren Mehrwertsteuerbelastung liegt der Anteil der EEG-Finanzierung bei den einkommensschwächsten Haushalten im Jahr 2013 schon bei 1,6 Prozent des verfügbaren Einkommens. Bezogen auf die Einkommen der privaten Haushalte wirkt die EEG-Umlage somit klar regressiv.

Die Einnahmen der Haushalte durch das EEG lassen sich anhand der Mikrodaten nicht vollständig abbilden. Sie können aber beispielhaft berechnet werden für die Haushalte mit privaten Photovoltaikanlagen (kurz: Solarhaushalte). Die Verteilung der Solarhaushalte wird auf Basis der SOEP-Daten ermittelt. Da in den Mikrodaten die Eigentümer von Solarthermieanlagen nicht eindeutig von Eigentümern von Photovoltaikanlagen zu unterscheiden sind, wird gemäß der Anzahl der Photovoltaikanlagen unter 30 Kilowatt eine zufällige Auswahl aus der Gesamtheit der Solarhaushalte getroffen. Robust gegenüber der Auswahl zeigt sich bei der Verteilung der Haushalte mit Photovoltaikanlagen das erwartete Bild: In den unteren Einkommensbereichen sind keine bis sehr wenige Solarhaushalte zu finden. Die Anzahl steigt beinahe kontinuierlich mit zunehmendem Einkommen an. Jeder fünfte Solarhaushalt gehört zu den reichsten 10 Prozent der Bevölkerung.

Aufgrund der Panelstruktur der Mikrodaten lässt sich ebenfalls abschätzen, zu welchem Zeitpunkt eine Anlage in Betrieb genommen wurde. Dies ist aus zwei Gründen relevant: Erstens entscheidet der Zeitpunkt der Inbetriebnahme darüber, mit welchem Betrag jede erzeugte kWh der Anlage über die nächsten 20 Jahre gefördert wird. Zweitens hängen die Investitionskosten für die Anlage und damit die Rentabilität für den Betreiber vom Anschaffungszeit-

Bruttoüberschussrendite einer Photovoltaikanlage Abbildung 13

10-Kilowatt-Dachanlage, nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme, in Prozent



Diskontfaktor für zukünftige Einnahmen/Ausgaben: 2 Prozent; durchschnittlicher Jahresertrag pro installiertes Kilowatt: 900 kWh; Betriebskosten: 30 Euro pro installiertes Kilowatt und Jahr, jährlich 2 Prozent steigend.

¹April 2012.

Eigene Berechnungen auf Basis von BSW Solar, 2012 und von EEG in der jeweiligen Fassung

punkt ab. Im Zeitablauf sinken sowohl die Fördersätze als auch die Kosten für die Anlage. Eine hohe Bruttorendite erzielt ein Betreiber dann, wenn die Differenz zwischen der Förderung und dem Kaufpreis der Anlage möglichst groß ist.

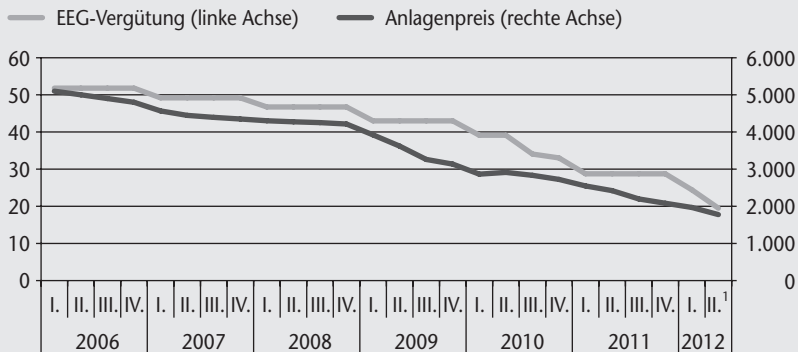
So konnte zum Beispiel der Betreiber einer Anlage bis 10 Kilowatt das beste Verhältnis zwischen Fördersatz und Anlagenpreis mit einer Inbetriebnahme zwischen der zweiten Jahreshälfte 2009 und der ersten Jahreshälfte 2010 erreichen. Ein (noch) hoher Fördersatz traf hier mit bereits deutlich gesunkenen Modulpreisen zusammen (Abbildung 13).

Zu beachten ist, dass die Abbildung die Rendite einer durchschnittlichen Photovoltaikanlage bei einem Jahresertrag von 900 kWh pro installiertes Kilowatt zeigt. Dieser Ertrag ist ein konservativer Wert. Abhängig vom Wirkungsgrad der Anlage, vom Aufstellwinkel und von anderen Faktoren kann der Jahresertrag und damit die Rendite deutlich von den angegebenen Werten abweichen. So steigt die jährliche Rendite bei einem Jahresertrag von 1.100 kWh – etwa an einem sonnenreichen Standort in Süddeutschland – und einer Photovoltaikanlage bis 30 Kilowatt, die im ersten Quartal 2010 installiert wurde, auf rund 6,5 Prozent. Abbildung 14 stellt den Rückgang der Modulpreise und die Entwicklung der Fördersätze grafisch dar.

Endkundenpreis und Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Abbildung 14

Durchschnittlicher Netto-Systempreis für fertig installierte 10-Kilowatt-Dachanlagen, in Euro pro Kilowattpeak, EEG-Vergütung in Cent/kWh



¹April 2012.
Quellen: BSW Solar, 2012; EEG in der jeweiligen Fassung

Wie bereits erwähnt, hängt der Ertrag einer Anlage außer vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme von weiteren Faktoren ab (Standort, Ausrichtung, verwendete Technologie etc.). In der folgenden Modellrechnung wird auf Durchschnittswerte zurückgegriffen. Dabei werden die Förderungen und Gewinne der Betreiber einer Photovoltaikanlage bis 30 Kilowatt gemäß dem jeweiligen Anschaffungsjahr berechnet. Es werden nur diese kleineren Anlagen betrachtet, weil sich die Analyse auf Privathaushalte beschränkt. Die Einnahmen ergeben sich aus einem durchschnittlichen Jahresertrag von 900 kWh pro installiertes Kilowatt Leistung sowie der für die Anlage gültigen Vergütung über 20 Jahre. Dabei wurde eine Diskontierungsrate von 2 Prozent angenommen, um die reale Rendite der Photovoltaikanlage darzustellen. 2 Prozent entsprechen etwa der durchschnittlichen Inflationsrate der vergangenen 20 Jahre von 1,9 Prozent.

Den Einnahmen werden die Installationskosten gegenübergestellt, die jeweils quartalsweise vorliegen (BSW Solar, 2012). Wegen technischer Alterung und Verschmutzungen der Anlagen wird außerdem angenommen, dass der Stromertrag jährlich um 0,2 Prozent sinkt. Auf der Ausgabenseite fallen neben der Anfangsinvestition jährliche Betriebskosten an. Bei Photovoltaikanlagen sind diese im Vergleich zu anderen Technologien zur Stromerzeugung gering. Sie wurden mit 30 Euro pro installiertes Kilowatt und Jahr bewertet. Es wird zudem unterstellt, dass die Betriebskosten jährlich um 2 Prozent steigen (Fraunhofer ISE, 2012, S. 9 ff.).

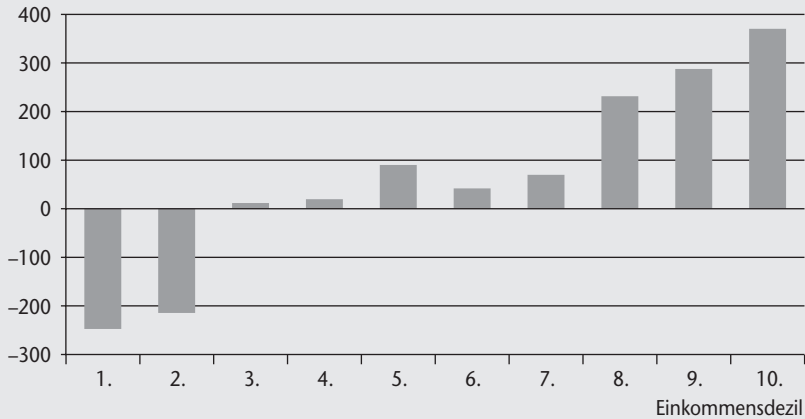
Die Vergütungen der Anlagenbetreiber werden zu einem Großteil durch die EEG-Umlage finanziert. Bei der Photovoltaik liegt der Subventionsanteil bei rund 85 Prozent. Der Rest wird über die Erlöse des Photovoltaikstroms am Strommarkt finanziert. Um die Vergütungen auf die Anlagenstruktur in den Mikrodaten zu beziehen, wird zunächst die gesamte Vergütungssumme der Anlagen unter 30 Kilowatt durch die Anzahl dieser Anlagen geteilt. Jedem Solarhaushalt werden dann die durchschnittlich gezahlten Vergütungen gemäß Zeitpunkt der Inbetriebnahme zugewiesen. Insgesamt ergeben sich so Förderkosten (Differenzkosten) von jährlich knapp über 3 Milliarden Euro, die an die privaten Haushalte fließen. Dies entspricht rund 45 Prozent der gesamten Vergütungen für Photovoltaikstrom im Jahr 2011. Die Mikrodaten können somit den privaten Photovoltaikanteil sehr gut abbilden, da dieser mit rund 40 Prozent (Klaus Novy Institut, 2011, 62) beziffert wird, kleinere Anlagen aber von höheren Fördersätzen profitieren.

Entsprechend der Verteilung der Solarhaushalte fließt die Fördersumme vorwiegend an die Haushalte mit höheren Einkommen. Stellt man diesen

Saldo aus EEG-Vergütung und -Kosten

Abbildung 15

Summen für Einkommensdezile auf Basis bedarfsgewichteter Pro-Kopf-Einkommen im Jahr 2011, in Millionen Euro



Die EEG-Vergütungen und -Kosten beziehen sich auf die jährlichen Gesamtzahlungen innerhalb eines Einkommensdezils. Es werden nur die durch die Photovoltaikförderung verursachten EEG-Kosten berücksichtigt (rund 55 Prozent der Gesamtkosten).
Quellen: Sozio-oekonomisches Panel; eigene Berechnungen

Vergütungen die EEG-Kosten der Haushalte gegenüber, die auf Photovoltaikanlagen zurückzuführen sind (im Jahr 2011 waren das approximativ 55 Prozent der gesamten EEG-Kosten), resultieren nur für die ärmsten 20 Prozent der Haushalte negative Finanzierungssaldos (Abbildung 15). Insgesamt fließen durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen mehr Vergütungen an die privaten Haushalte, als diese über die EEG-Kosten finanzieren. Das liegt daran, dass der Anteil privater Photovoltaikanlagen höher ist als der Finanzierungsanteil der privaten Haushalte an der EEG-Umlage. Zu rund zwei Dritteln wird diese Umlage vom Industrie- und Dienstleistungssektor getragen.

Wenn diesen Vergütungssummen allerdings Investitions- und Betriebskosten der Photovoltaikanlagen in ähnlicher Höhe gegenüberstehen, gewinnen auch die reicheren Haushalte nicht. Berücksichtigt man diese Kosten bei der modellhaften Kapitalwertberechnung und saldiert nur die Gewinne aus den Photovoltaikanlagen mit den photovoltaikinduzierten EEG-Kosten der privaten Haushalte, dann profitiert keine Einkommensgruppe als Ganze: Über ihren Stromverbrauch beteiligen sich alle Haushalte an den EEG-Kosten, die Zahl der profitierenden Solarhaushalte ist

aber vergleichsweise gering; auch im reichsten Dezil sind dies lediglich gut 5 Prozent der Haushalte.

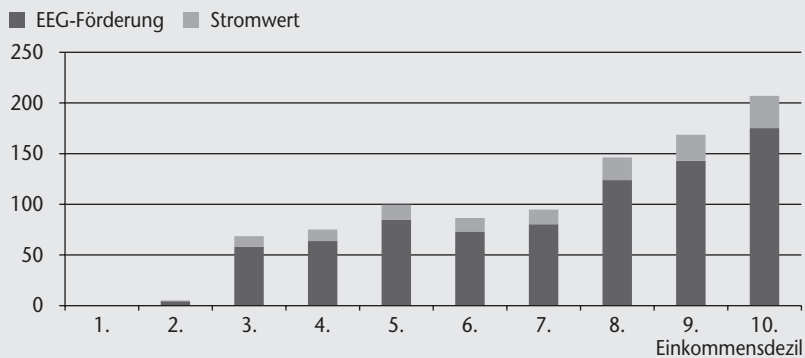
Nur für einen Teil der Solarhaushalte rechnet sich die Photovoltaik. Beispiel: Bei Inbetriebnahme einer 10-Kilowatt-Anlage im ersten Quartal 2010 und unter den oben getroffenen Annahmen erzielt der Eigentümer monatlich Gewinne von rund 100 Euro. Diese liegen deutlich über seinem EEG-Beitrag. Hierbei bleibt sogar unberücksichtigt, dass die Anlage auch nach Ablauf der 20 Jahre weiterhin Einnahmen erbringen kann. Abbildung 16 zeigt, in welche Einkommensbereiche die jährlichen Gewinne aus den Photovoltaikanlagen jeweils fließen. Insgesamt erwirtschafteten die etwa eine Million Solarhaushalte in Deutschland jährliche Überschüsse von knapp 1 Milliarde Euro. Über die Hälfte dieser Überschüsse gehen an Haushalte der obersten drei Einkommensdezile. Die unteren Dezile profitieren kaum. Nur ein geringer Teil der Überschüsse wird am Strommarkt erwirtschaftet, 85 Prozent der Gewinne fließen aus dem Fördertopf an vorwiegend einkommensstarke Haushalte.

Da die Mikrodaten keine Rückschlüsse auf die jeweilige Anlagengröße erlauben, wird der Umverteilungseffekt tendenziell unterschätzt, denn es ist anzunehmen, dass reichere Haushalte über größere Anlagen verfügen. Ebenso kann die regional variierende Sonneneinstrahlung Einfluss auf die Ergebnisse haben. Weil in Süddeutschland im Durchschnitt sowohl die Sonneneinstrahlung als auch die Einkommen der Haushalte höher sind, wird auch hierdurch die Umverteilungswirkung der EEG-Umlage unterschätzt.

Gewinne aus privaten Photovoltaikanlagen

Abbildung 16

nach Einkommensdezilen auf Basis bedarfsgewichteter Pro-Kopf-Einkommen im Jahr 2011, in Millionen Euro



Quellen: Sozio-oekonomisches Panel; eigene Berechnungen

4

Reformbemühungen innerhalb des EEG

Das EEG trat im Jahr 2000 in Kraft. Nachdem erste Erfahrungen vorlagen, wurde das Gesetz mehrmals an aktuelle wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen angepasst. Technologische Fortschritte und Skaleneffekte in der Erneuerbare-Energien-Branche erforderten regelmäßige Korrekturen bei den Vergütungssätzen. Die jüngsten Änderungen des EEG werden in den folgenden beiden Abschnitten diskutiert.

4.1 Marktintegration durch den „atmenden Deckel“ und die Marktprämie

Mit der im Jahr 2011 beschlossenen Novelle des EEG kam es zu zwei wesentlichen Neuerungen: Die Degression durch den sogenannten atmenden Deckel wurde erheblich verschärft und die Marktprämie wurde eingeführt.

Mit dem atmenden Deckel soll der Zuwachs der Photovoltaikförderung in Abhängigkeit von der neu installierten Leistung begrenzt werden. Der jährliche Zielausbaukorridor für Photovoltaik liegt zwischen 2.500 und 3.500 Megawatt. Sofern dieser Korridor erreicht wird, werden die Vergütungssätze nach alter Rechtslage ab dem Jahr 2012 regelmäßig jeweils zum 1. Januar um 9 Prozent gesenkt. Wenn der Ausbau der Photovoltaik den Korridor unter- oder überschreitet, wird die Degression der Sätze entsprechend angepasst. Zusätzlich wird die Vergütung unterjährig jeweils zum 1. Juli in Abhängigkeit von der neu installierten Leistung verändert. Dadurch ergibt sich bei einem sehr hohen Zubau (> 7.500 Megawatt pro Jahr) eine jährliche Degression von maximal 35 Prozent.

Die unterjährige Anpassung jeweils zum 1. Juli ist ein richtiger Schritt dahin, Vorzieheffekte beim Ausbau von Photovoltaikanlagen zu verringern. Fraglich ist allerdings, ob eine Degression im halbjährlichen Rhythmus ausreicht bei der derzeitigen Geschwindigkeit der Kostensenkungen in der Branche. Die Bauzeit einer kleinen Anlage beträgt nur rund sechs Wochen. 2011 und 2012 sind die Kosten für Photovoltaikanlagen binnen eines halben Jahres jeweils um mehr als 300 Euro pro Kilowattpeak gesunken. Bei einer 15-kWp-Anlage ergibt sich daraus eine Differenz von rund 5.000 Euro oder 14 Prozent des Anlagenpreises zwischen dem Beginn und dem Ende eines Halbjahres. Ein halbjährlicher Rhythmus genügt also nicht, um Vorzieheffekte zu vermeiden.

Ziel des zweiten Reformelements – der Marktprämie – ist es, den EEG-Strom zunehmend in das marktliche System zu integrieren. Die Anlagenbetreiber sollen sich stärker nach dem Preissignal des Marktes richten. Alternativ zur garantierten Einspeisevergütung können die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen den erzeugten Strom selbst verkaufen (Direktvermarktung). Als Ausgleich für den Verzicht auf die Einspeisevergütung erhalten sie zusätzlich zum Verkaufserlös eine Marktprämie. Ausgangspunkt für deren Höhe ist die Einspeisevergütung, die von ihnen hätte in Anspruch genommen werden können. Davon wird der (energieträgerspezifische) Monatsmittelwert des Börsenstrompreises abgezogen. Bei den fluktuierenden Energieträgern Wind und Sonne setzt sich der Monatsmittelwert zusammen aus den mit dem tatsächlich eingespeisten Wind- oder Sonnenstrom gewichteten Stundenpreisen des Spotmarkts. Bei allen anderen erneuerbaren Energieträgern gilt der Mittelwert über alle Stundenkontrakte.

Ferner erhalten die Anlagenbetreiber eine Managementprämie (ebenfalls energieträgerspezifisch). Sie soll die mit der Direktvermarktung verbundenen Kosten decken (Börsenzulassung, IT-Infrastruktur, Prognosen etc.). Die Managementprämie beträgt aktuell für Onshore-Windkraft und für Sonnenkraft je 1,2 Cent/kWh. Bei Offshore-Windkraft liegt sie bei 1 Cent/kWh und bei allen anderen erneuerbaren Energien bei 0,3 Cent/kWh.

Die Marktprämie unterliegt einer Degression. Bis zum Jahr 2015 wird sie sukzessive abgesenkt (Wind- und Sonnenkraft: 0,7 Cent/kWh; Sonstige: 0,225 Cent/kWh). Neben der Marktprämie gibt es das Grünstromprivileg. Dieses Instrument fördert ebenfalls die Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Es wurde bereits im Jahr 2004 in das EEG aufgenommen. Aufgrund der Marktprämie spielt die Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg allerdings kaum mehr eine Rolle. Für weniger als 5 Prozent der direkt vermarkteten Leistung wird das Grünstromprivileg in Anspruch genommen (Stand: August 2012).

Die Marktprämie sollte so ausgelegt sein, dass sich Anlagenbetreiber durch einen Wechsel von der Einspeisevergütung in die Direktvermarktung besserstellen, wenn sie an der Börse einen überdurchschnittlichen Preis für ihren Strom erzielen – das heißt: wenn sie Strom dann ins Netz einspeisen, wenn das Angebot gering oder die Nachfrage groß ist. Vor allem aufgrund noch fehlender Speichermöglichkeiten wäre zu erwarten gewesen, dass kurzfristig vor allem Betreiber von steuerbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen wie Biomasse- oder Wasserkraftwerken die Marktprämie nutzen. So gingen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Jahresprognose für 2012 davon aus, dass

38 Prozent der durch Wasserkraft und 20 Prozent der durch Biomasse erzeugten Strommenge in Verbindung mit der Marktprämie direkt vermarktet werden (Leipziger Institut für Energie, 2011). Bislang wird die zum Januar 2012 eingeführte Marktprämie allerdings überwiegend von Betreibern von Windenergieanlagen in Anspruch genommen (Tabelle 3).

Ein Anlagenbetreiber kann grundsätzlich mit einer einmonatigen Frist zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen wechseln. Er übermittelt dabei dem Netzbetreiber, welchen Anteil der installierten Leistung er direkt vermarktet. Aktuell liegen die Angaben von Juni 2012 vor, das heißt, es sind jene Anlagenbetreiber erfasst, die im August 2012 die Direktvermarktung in Verbindung mit der Marktprämie in Anspruch nehmen. Mit fast 21.600 Megawatt entfallen rund 86 Prozent der direkt vermarkteten Leistung auf Windenergieanlagen. Das entspricht drei Viertel der insgesamt installierten Windenergieleistung. In der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber wird hingegen angenommen, dass im Jahr 2012 ein Anteil von 15 Prozent der erzeugten Strommenge aus Windkraft in Verbindung mit der Marktprämie vermarktet wird. Dieser Wert wird vermutlich deutlich übertroffen werden.

Von Anlagenbetreibern direkt vermarktete Leistung¹ Tabelle 3

bei ausgewählten Technologien, in Megawatt

Monat	Windenergie	Biomasse	Photovoltaik	Wasserkraft
Okt 11	3.111	875	0,9	530
Nov 11	2.491	876	0,6	501
Dez 11	2.070	693	0,7	471
Jan 12	12.110	933	59	344
Feb 12	15.516	1.014	93	346
Mrz 12	17.764	1.110	167	383
Apr 12	18.499	1.223	238	378
Mai 12	19.376	1.344	456	380
Jun 12	20.122	1.433	828	392
Jul 12	20.779	1.519	1.202	419
Aug 12	21.579	1.611	1.409	425

¹ Nach § 17 EEG 2009 und nach § 33b Nr. 1 EEG 2012.

Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012

Betreiber von Windenergieanlagen können die Stromerzeugung nun aber gerade nicht zeitlich anpassen. Die hohe Inanspruchnahme der Marktprämie bei der Windenergie ist also nicht darauf zurückzuführen, dass die Anlagenbetreiber ihren Strom bedarfsgerechter anbieten und somit einen überdurch-

schnittlichen Preis erzielen können. Vielmehr ist der Grund in der Managementprämie zu finden, die offenbar über den aktuellen Vermarktungskosten angesetzt ist. Wegen der unerwartet großen Menge direkt vermarkteter Windenergie und der vergleichsweise hohen Managementprämie dürften die Kosten für das Instrument der Marktprämie deutlich über den für das Jahr 2012 erwarteten Kosten liegen. Zwar hat die Marktprämie kurzfristig zu einem starken Anstieg der direkt vermarkteten Leistung erneuerbarer Energien geführt. Das Ziel, die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen als flexible Anbieter auf dem Strommarkt zu etablieren, die sich am Marktpreis orientieren, wurde jedoch nicht erreicht. Die Anlagenbetreiber nutzen die Marktprämie stattdessen für Mitnahmeeffekte. Problematisch ist dabei auch das monatliche Wahlrecht, von der Marktprämie in die EEG-Vergütung zu wechseln und umgekehrt. Der durch die Degression der Marktprämie vom Gesetzgeber vorgesehene Anreiz, die Vermarktungskosten zu senken, wird damit abgeschwächt.

4.2 EEG-Reform 2012

Die Bundesregierung hat Anfang 2012 eine erneute Revision des EEG in die Wege geleitet. Obwohl keine grundlegende Reform in Angriff genommen wurde, werden die Veränderungen kritisch diskutiert (Diekmann et al., 2012). Die Grundstrukturen des EEG werden nicht verändert. Der Einspeisevorrang wird nicht infrage gestellt. Auch bleiben die Fördersätze bei den meisten Formen erneuerbarer Energien erhalten. Vielmehr wird ein punktueller Eingriff vorgenommen, indem die Förderung der Photovoltaik bei Neuanlagen begrenzt wird. Hintergrund dieser Maßnahme waren die erheblichen Zubauten an installierter Leistung von jeweils rund 7.500 Megawatt in den Jahren 2010 und 2011. Die Konsequenz waren wachsende Einspeisevergütungen und Differenzkosten, die für Solarstrom auf 6,9 Milliarden Euro im Jahr 2011 angestiegen sind – zusätzlich zum Wert des Stroms.

Mit der Neugestaltung der Solarförderung wurden folgende wesentliche Veränderungen beschlossen:

- In einem kurzfristigen Schritt wurden die Vergütungssätze für neu installierte Photovoltaikanlagen zum 1. April 2012 je nach Anlagengröße um 20 Prozent bis knapp unter 30 Prozent gesenkt.
- Seit Mai 2012 werden die Vergütungssätze monatlich um 1 Prozent gesenkt. Damit und mit strengeren sachlichen Anforderungen an die Inbetriebnahme der Anlagen werden Anreize zum zeitlichen Vorziehen der Inbetriebnahme abgebaut. Der Wert wird entsprechend dem Ansatz des atmenden Deckels

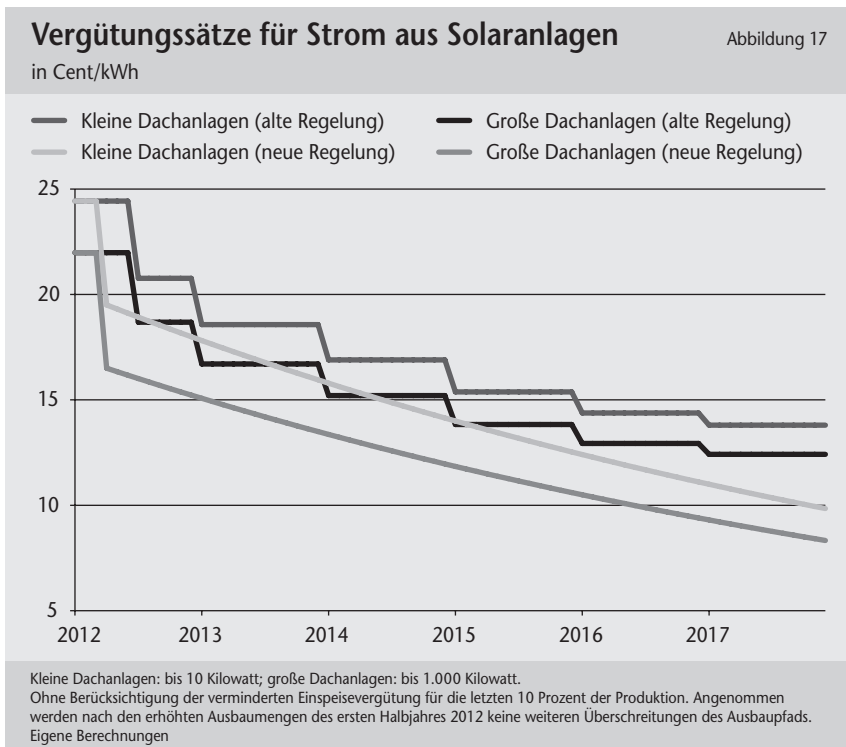
auf bis zu 2,8 Prozent im Monat erhöht oder um bis zu 0,5 Prozent verringert, wenn der vorgesehene Ausbaukorridor über- oder unterschritten wird.

- Für die nächsten Jahre wird ein Kapazitätszubau von jährlich bis zu 3.500 Megawatt Leistung angestrebt. In den Rekordjahren 2010 und 2011 sind jeweils rund 7.500 Megawatt installiert worden.
- Die gesamte installierte Leistung für Photovoltaik, die durch das EEG gefördert wird, wird auf 52.000 Megawatt begrenzt. Später installierte Anlagen werden nicht mehr gefördert. Allerdings ist eine Neuregelung vor Erreichen dieser Grenze vorgesehen.
- Die Vergütung bei jeder Anlage wird (mit Ausnahmen) auf 90 Prozent des erzeugten Stroms beschränkt.

Bis zum Jahr 2017 werden die Vergütungen gegenüber heute um bis zu 40 Prozent verringert. Eine derartige Bremse durch Kürzung der Subventionen für Neuanlagen erscheint angebracht, um den Kostenanstieg in Grenzen zu halten. Allerdings führen auch die neuen Fördersätze nicht dazu, dass die Kosten für den Verbraucher zurückgehen. Schließlich müssen für die bestehenden Anlagen noch für viele Jahre die alten hohen Vergütungssätze gezahlt werden. Immerhin kann aber ein Anstieg der Fördermenge vermindert werden. Diekmann et al. (2012) kritisieren die deutliche Absenkung der Fördersätze und die Begrenzung der Ausbauziele, halten jedoch die Umstellung auf eine monatliche Absenkung der Fördersätze für sinnvoll, um besondere Anreize durch Vorzieheffekte vor dem jeweiligen Stichtag abzubauen (vgl. auch Grau, 2012).

Vergleicht man die Entwicklung der Vergütungssätze vor und nach der aktuellen Reform entsprechend den Beschlüssen des Deutschen Bundestags vom 29. März 2012 (Abbildung 17), erkennt man eine beschleunigte Reduktion der Vergütungssätze. Die Differenz liegt bei kleinen Dachanlagen (bis 10 Kilowatt) und großen Dachanlagen (bis 1.000 Kilowatt) zum Ende jedes Jahres bei rund 5 Cent/kWh, zum jeweiligen Jahresanfang bei rund 4 Cent/kWh – jeweils mit steigender Tendenz. Deutlicher fällt der Rückgang für Anlagen von über 10 bis 30 Kilowatt Leistung aus, da diese aus der stärker geförderten Klasse der Kleinanlagen herausgenommen werden. Angenommen wurde bei dieser Rechnung, dass die Ausbauziele der Bundesregierung in den Jahren 2013 bis 2017 eingehalten werden. Bis Juni 2012 wurde auf den Ist-Zahlen der Bundesnetzagentur aufgebaut. In der Summe der Monate ist der Zubau mit fast 4.400 Megawatt fast dreimal so schnell vorangeschritten wie im Vorjahr. Das Jahresziel ist damit bereits im Juni übertroffen worden. Hier hat es erhebliche Anreize gegeben, noch vor Inkrafttreten der geplanten

Kürzungen Anlagen in Betrieb zu nehmen. Für die weiteren Monate wird mit einer Rückkehr auf den Ausbaupfad der Bundesregierung gerechnet, was als konservative Annahme zu sehen ist. Nach altem Recht hätte der starke Zubau aus dem ersten Halbjahr 2012 zu einer verstärkten Degression der Vergütung zum Jahreswechsel geführt. Für die monatliche Reduktion nach neuem Recht ist aber erst der Zeitraum ab Juli 2012 relevant, sodass hier keine Reaktion auf den Zubauboom stattfinden wird.



Die Eingriffe in die Förderung sind deutlich. Es resultieren daraus bis zum Jahr 2017 um rund 30 Prozent niedrigere Fördersätze, wenn der Zubaukorridor ab 2013 eingehalten wird. Auch wurden die politischen Ausbauziele für die nächsten Jahre angepasst. Mit der Begrenzung der gesamten durch das EEG privilegierten Photovoltaikanlagen auf 52.000 Megawatt Leistung wird zum ersten Mal ein Ende der Förderung angedeutet. Ob diese Grenze tatsächlich bestehen bleibt und es zu einem plötzlichen Ende der Förderung für neue Anlagen kommt, ist allerdings sehr zweifelhaft.

In der Kombination der Maßnahmen ist mit einer Begrenzung der zusätzlichen Kostensteigerungspotenziale zu rechnen. Nicht umgesetzt wurde jedoch eine weitergehende Beschränkung der maximalen Zubaumenge von Anlagen zur Erzeugung von Solarstrom. Die politischen Ausbauziele wurden schon in der Vergangenheit erheblich übererfüllt – und damit auch die entstandenen Ansprüche der Betreiber von Solaranlagen auf die Einspeisevergütung. Die Subvention für Strom aus erneuerbaren Energien ist weiterhin kaum nach oben beschränkt. Dennoch ist die Reform insgesamt positiv zu bewerten.

Aber nicht nur aus Kostengründen sind diese Maßnahmen nötig. Sie sind auch deshalb geboten, weil die erneuerbaren Energien schnell günstiger werden müssen, um sich international durchzusetzen. Nur so kann die Energiewende wirklich gelingen. Selbst wenn regenerative Stromquellen in Zukunft den meisten Strom erzeugen sollten, wird es auch immer wieder Stunden geben, in denen kaum Wind weht und keine Sonne scheint. Hier werden in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke erforderlich sein – sofern es nicht zu Technologiesprüngen bei der Speichertechnik kommt. Konventionelle Kraftwerke rechnen sich aber immer weniger, wenn sie immer weniger Stunden im Jahr am Netz sind. Daher wird über sogenannte Kapazitätsmärkte diskutiert. Die Idee ist, die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten zu fördern, auch wenn sie nur als Back-up zur Verfügung stehen und selten abgerufen werden.

Perspektivisch muss die Frage beantwortet werden, inwiefern sich die Bereitstellung von Kapazitäten und damit von Versorgungssicherheit bepreisen lässt. Dabei ist darauf zu achten, tatsächlich einen Markt zu gestalten statt ein neues enges Regulierungsregime zu schaffen. Im schlechtesten Fall droht auch für den konventionellen Kraftwerkspark die Rückkehr zur Welt der kostenbasierten Preisregulierung, bei der Kosten erstattet und nicht Marktpreise erwirtschaftet werden. Eine verstärkte Integration der europäischen Strommärkte sorgt für zusätzlich nutzbare Kapazitäten in anderen EU-Ländern und neue Absatzgebiete für Strom jenseits der Grenzen. Das Problem der zu geringen Stundenzahl bei konventionellen Kraftwerken und der damit verbundenen fehlenden Wirtschaftlichkeit lässt sich dadurch verringern, ohne dass zwingend eine Subventionierung von Kapazitäten erfolgen muss. Entscheidend ist es, am Strommarkt die Flexibilität der Elemente zu steigern – seien es Importe, Back-up-Kraftwerke, Speicher oder die Nachfrage. Der optimale Mix der Flexibilitätsmaßnahmen lässt sich kaum zentral von staatlichen Stellen bestimmen. Hier ist ein Marktmechanismus notwendig. Grundlegende Reformen zur Überführung der bisherigen Förderregimes

und zur Bewahrung marktwirtschaftlicher Strukturen im Strommarkt bleiben weiterhin gefordert.

Ferner ist ein glaubwürdiges Ausstiegsszenario aus der Förderung der erneuerbaren Energien zu entwickeln. Falls dies nicht gelingt, stellt die Energiewende den Strommarkt grundlegend infrage. Heute liegt der Stromanteil erneuerbarer Energien, die wesentlich nach dem EEG gefördert und damit außerhalb der Marktmechanismen produziert werden, bei 20 Prozent. Hinzu kommt noch der Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung. Wenn es tatsächlich zu einem Marktanteil von 80 Prozent und mehr für die erneuerbaren Energien kommen soll, muss die Politik die Rahmenbedingungen verändern, damit es weiterhin so etwas wie einen Markt für Strom geben kann.

Die nun durch die Obergrenze für Photovoltaik eingeführte Festlegung eines Budgets an zusätzlichen Anlagen, die für die EEG-Förderung infrage kommen, führt zu einem Verteilungsproblem. Nach der aktuellen Regelung werden die zunächst installierten Anlagen gefördert, später installierte Anlagen hingegen nicht mehr. Neben dieser rein zeitlichen Auswahl lässt sich auch eine ökonomische Auswahl vornehmen. Damit würden die wirtschaftlich interessantesten Anlagen gefördert, welche die geringsten Subventionen brauchen.

Eine praktische Alternative zur kostenfreien Aufteilung des gedeckelten Budgets für Einspeisevergütungen neuer Anlagen ist ein Versteigerungsprozess (Bardt, 2011). Dabei erhielten Anlagenbetreiber das Recht, die gesetzlich definierten Fördersätze nach dem EEG zu beziehen, im Gegenzug für die Entrichtung des per Versteigerung ermittelten Preises. Aber auch Anlagenhersteller könnten bei den Auktionen zum Zuge kommen und dann im Paket ihre Technik zusammen mit dem Bezugsrecht für Einspeisevergütungen über maximal 20 Jahre (analog zur heutigen Regelung) verkaufen. Nutzer und zumindest mittelbare Käufer der Rechte wären die Anlagenbetreiber. Die Nettoförderung bestünde dabei in der Differenz zwischen dem erhaltenen Fördersatz und den Bezugskosten und würde somit am Markt bestimmt. Die Einführung eines Versteigerungsprozesses hätte den Vorteil, übermäßige Renditen bei Anlagenbetreibern und -herstellern abzuschöpfen. Die Gebote würden sich an dem Nettofördersatz orientieren, zu dem der Bau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen gerade noch wirtschaftlich wären. Dadurch ließe sich der Wettbewerb um kosteneffiziente Technologien erheblich steigern und die Gesamtkosten würden sinken.

Eine Versteigerung des Bezugsrechts für Einspeisevergütungen an die Anlagenhersteller hat den Charme, dass ein Teil der Förderkosten an die

Stromverbraucher zurückflösse, beispielsweise durch eine entsprechende Senkung der EEG-Umlage. Dies würde Stromkunden entlasten, ohne die Leistung der geförderten Anlagen weiter zu begrenzen.

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien braucht es mehr als nur zahlenmäßige Zielvorgaben, technische Konzepte und Regelungen für den Augenblick. Es ist an der Zeit, eine klare Vorstellung davon zu entwickeln, wie der Strommarkt gestaltet sein kann, wenn 80 Prozent des Stroms aus regenerativen Quellen stammen. Fallen für die Produktion einer kWh Strom keine variablen Kosten mehr an, kann möglicherweise auch kein Preis realisiert werden, der die notwendigen Investitionen finanziert. Vor diesem Problem steht im Jahr 2050 sowohl die erneuerbare als auch die konventionelle Energieerzeugung. Letztere kann sich bei einem Rückgang der Betriebsstunden möglicherweise nicht mehr finanzieren. Ein wettbewerbliches und markt-basiertes Stromsystem muss auch nach erfolgreicher Energiewende möglich sein. Dazu können die Effizienz und die Innovationskraft des Wettbewerbs genutzt werden, die für eine sichere, umweltverträgliche und wirtschaftliche Stromversorgung notwendig sind. Eine klare Vorstellung von einem zukünftigen Strommarkt bildet den Maßstab, an dem sich kurzfristige Regelungen und Übergangsprozesse ausrichten müssen. Ohne ein solches Leitbild bleiben die Instrumente am Strommarkt Stückwerk.

Eine Förderung mithilfe eines Quotensystems (Frondelet al., 2012) oder einer Auktion des Zugangs zur EEG-Vergütung muss den Weg zu einem funktionierenden Strommarkt ebnen. Dazu ist auch die Europäisierung der Förderung anzustreben. Erst dann lassen sich die Effizienzvorteile eines technologieneutralen Quotensystems in hohem Grade nutzen. Für den Übergang mögen technologiespezifische Sonderregeln wie in anderen europäischen Ländern notwendig werden. Wichtig ist es aber ebenfalls, mögliche unerwünschte Verteilungswirkungen eines Quotensystems zu beachten. Je nach Konstellation können erhebliche Produzentenrenten entstehen, sodass die Stromverbraucher von der größeren Effizienz nicht in Form von niedrigeren Stromkosten profitieren. Ferner muss – mit Blick auf den internationalen Wettbewerb – die Möglichkeit zur Entlastung stromintensiver Unternehmen weiterhin sichergestellt werden.

5

Fazit

Die Energiewende nimmt in der wirtschaftswissenschaftlichen Debatte breiten Raum ein. Im März 2012 sind im Rahmen des Expertenvotums des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln (IW) 72 in Deutschland tätige Hochschullehrer der Wirtschaftswissenschaften gefragt worden, wie sie die Energiewende bewerten (Baal/Placke, 2012).

Besonders kritisch sehen die Befragten die Förderung der erneuerbaren Energien. Mit 53 Prozent hält mehr als die Hälfte von ihnen das EEG für „nicht kosteneffizient“. Weitere 31 Prozent halten es für „eher nicht kosteneffizient“. Damit beurteilen 84 Prozent der Ökonomen das EEG als ineffizient. Nur 13 Prozent bewerten die Förderung als „eher kosteneffizient“. Zu einem klaren Urteil, das Gesetz sei effizient, konnte sich keiner der befragten Wirtschaftswissenschaftler durchringen.

Das EEG ist das zentrale politische Instrument in Deutschland zur Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Mit dem im EEG verankerten Vorrang des aus regenerativen Quellen erzeugten Stroms im Stromnetz und mit der über eine Umlage finanzierten gesetzlich verankerten Vergütung, die über den Marktpreisen liegt, werden die alternativen Stromerzeugungstechniken gefördert.

Das primäre Ziel des EEG, die neuen Technologien in die Anwendung zu bringen, ist erfüllt worden. Ohne das EEG oder ein anderes Förderinstrument hätte es den rasanten Anstieg bei den erneuerbaren Energien kaum gegeben. Das politisch gewünschte Wachstum lässt sich als Erfolg werten. Dabei wurden die Zielvorstellungen teilweise sogar erheblich übertroffen.

Nicht gelungen ist hingegen die Marktintegration. Noch immer sind die erneuerbaren Energien auf Subventionen angewiesen. In einem freien Markt könnten sich die neuen Formen der Stromerzeugung trotz der langjährigen Förderung und trotz der erreichten Kostensenkungen weiterhin nicht halten. Die durchschnittliche Vergütung ist über die letzten Jahre aufgrund einer Verschiebung der Anteile der einzelnen Technologien sogar gestiegen. Die Fokussierung auf die Förderung bestehender Technologien und das Setzen auf Skalen- und Lernkurveneffekte hat nicht zu Innovationssprüngen geführt, die für eine schnellere Kostenreduktion notwendig gewesen wären.

Die EEG-Förderung ist mit erheblichen Ausgaben verbunden. Allein im Jahr 2011 wurden zusätzlich zum Stromwert Subventionen in Höhe von über

12,4 Milliarden Euro gezahlt. Für die Stromkunden bedeutet dies im Jahr 2012 Mehrkosten von fast 3,6 Cent/kWh. Für einen typischen Haushalt belaufen sich die Kosten aus der Förderung von EEG-Strom auf gut 125 Euro im Jahr. Einkommensschwächere Haushalte müssen hierfür einen deutlich höheren Anteil am Haushaltseinkommen aufwenden als einkommensstärkere. Zudem profitieren unter den Haushalten, die private Solaranlagen installiert haben, nur wenige und eher die einkommensstarken. Die EEG-Umlage hat damit eine unter Verteilungsgesichtspunkten unerwünschte regressive Wirkung.

Für die Zukunft ist es entscheidend, die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Die derzeitige Reduktion von Fördersätzen ist hierfür ein erster wichtiger Schritt. Versteigerungsmodelle innerhalb des EEG (Bardt, 2011), Quotenmodelle oder weitere Maßnahmen sind Alternativen, die grundlegender ansetzen. Die große Gefahr der aktuellen Fördersystematik liegt darin, dass der Anteil außermärklich erzeugten Stroms immer weiter steigt, wenn die Nutzung erneuerbarer Energien der Energiewende entsprechend anwächst. Die Kräfte des Wettbewerbs, die im EEG nur sehr eingeschränkt wirken können, sind jedoch notwendig, um die Energiewende ohne überhöhte Kosten gestalten und auch Strom aus erneuerbaren Quellen möglichst effizient zur Verfügung stellen zu können. Ein berechenbares Herauswachsen der erneuerbaren Energien aus dem EEG ist die Herausforderung der nächsten Jahre.

Literatur

Baal, Sebastian van / **Placke**, Beate, 2012, Energiewende in Deutschland. Ergebnisse des IW-Expertenvotums, Deutschland-Check, Nr. 27, Bericht der Institut der deutschen Wirtschaft Köln Consult, Köln

Bardt, Hubertus, 2011, Ein Vorschlag für die effizientere Förderung erneuerbarer Energien, in: Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hrsg.), Politik ohne Geld. Was trotz knapper öffentlicher Kassen getan werden kann, Köln, S. 209–223

Bardt, Hubertus / **Niehues**, Judith / **Techert**, Holger, 2012, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Erfahrungen und Ausblick, Studie für die Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Köln

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2012, Erneuerbare Energien und das EEG. Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), Berlin

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012, Erneuerbare Energien 2011, Daten des BMU zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: 20. Februar 2012, Berlin

Bode, Sven / **Groscurth**, Helmuth, 2006, Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper, Nr. 348, Hamburg

BSW Solar – Bundesverband Solarwirtschaft, 2010, Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), August 2010, Berlin

BSW Solar, 2012, Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Juni 2012, URL: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf [Stand: 2012-06-21]

CWaPE – Commission Wallonne pour l'Énergie, 2011, L'évolution du marché des certificats verts. Rapport Annuel Spécifique 2010, URL: <http://www.cwape.be/?dir=1.6.01&title=Rapports+annuels> [Stand: 2012-02-23]

CWaPE, 2012, L'évolution du marché des certificats verts. Rapport Annuel Spécifique 2011, URL: <http://www.cwape.be/?dir=1.6.01&title=Rapports+annuels> [Stand: 2012-08-03]

Diekmann, Jochen / **Kemfert**, Claudia / **Neuhoff**, Karsten, 2012, Solarförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll, in: DIW-Wochenbericht, 79. Jg., Nr. 12, S. 3–9

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Fassungen von 2000, 2004, 2009 und 2012

Erdmann, Georg, 2011, Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien, Studie für die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft u. a., München

Fraunhofer ISE – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2012, Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Mai 2012, Freiburg

Fronedel, Manuel / **Ritter**, Nolan / **Schmidt**, Christoph M., 2011, Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise, RWI Positionen, Nr. 45, Essen

Frondel, Manuel / Schmidt, Christoph M. / Moore, Nils aus dem, 2010, Eine unbequeme Wahrheit. Die frapierend hohen Kosten der Förderung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, RWI Positionen, Nr. 40, Essen

Frondel, Manuel / Schmidt, Christoph M. / Moore, Nils aus dem, 2012, Marktwirtschaftliche Energiewende. Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Essen

Gawel, Erik / Korte, Klaas, 2012, Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen, in: Wirtschaftsdienst, 92. Jg., Nr. 8, S. 512–515

Grau, Thilo, 2012, Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen, in: DIW-Wochenbericht, 79. Jg., Nr. 12, S. 11–16

IER – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2008, Stromerzeugungskosten im Vergleich, Arbeitsbericht, Nr. 4, Stuttgart

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG, Stand: 21.6.2012, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Juli_2012_Internet.pdf [Stand: 2012-06-25]

Kemfert, Claudia / Diekmann, Jochen, 2009, Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides, in: DIW-Wochenbericht, 76. Jg., Nr. 11, S. 169–174

Klaus Novy Institut (Hrsg.), 2011, Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung, Köln

Lechtenböhrmer, Stefan / Samadi, Sascha, 2010, Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen, Studie für die Agentur für Erneuerbare Energien, Wuppertal

Leipziger Institut für Energie, 2011, Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2012, Studie im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber, URL: <http://www.eeg-kwk.net/de/file/IE-EEG-Jahresprognose2012-Internet-end.pdf> [Stand: 2012-03-07]

Löschel, Andreas / Flues, Florens / Heindl, Peter, 2012, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion, in: Wirtschaftsdienst, 92. Jg., Nr. 8, S. 515–519

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets, 2009, Renewables Obligation: Annual Report 2007-08, URL: http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Annual%20report%202007-08_Version%204.pdf [Stand: 2012-02-24]

OFGEM, 2012, Renewables Obligation: Annual Report 2010-11, URL: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Renewables%20Obligation%20Annual%20Report%202010-11.pdf> [Stand: 2012-06-25]

SEA – Swedish Energy Agency, 2011, Energy in Sweden 2011, URL: <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=3928fa664fb74c2f9b6c2e214c274698> [Stand: 2012-02-21]

Sensfuß, Frank / Ragwitz, Mario, 2007, Analyse des Preiseffekts der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Gutachten für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin

Statistisches Bundesamt, 2011, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung – Erste Jahresergebnisse, Fachserie 18, Reihe 1.1, Wiesbaden

Techert, Holger / Niehues, Judith / Bardt, Hubertus, 2012, Ungleiche Belastung durch die Energiewende: Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren, in: Wirtschaftsdienst, 92. Jg., Nr. 8, S. 507–512

Übertragungsnetzbetreiber, 2007, EEG-Jahresabrechnung 2006, Stand: 21.9.2007, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG-Jahresabrechnung-2006_Internet.pdf [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2008, EEG-Jahresabrechnung 2007, Stand: 25.9.2008, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG-Jahresabrechnung-2007_Internet.pdf [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2009, EEG-Jahresabrechnung 2008, Stand: 27.7.2009, URL: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/2009-07-27_EEG-Jahresabrechnung-2008_Internet\(1\).pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2009-07-27_EEG-Jahresabrechnung-2008_Internet(1).pdf) [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2010, EEG-Jahresabrechnung 2009, Stand: 26.7.2010, URL: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26_EEG-Jahresabrechnung-2009_Internet\(1\).pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26_EEG-Jahresabrechnung-2009_Internet(1).pdf) [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2011, EEG-Mengentestat 2010, Stand: 25.8.2011, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG_2010_Public.pdf [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2012a, EEG-Mengentestat 2011, Stand: 20.7.2012, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2011.pdf [Stand: 2012-09-11]

Übertragungsnetzbetreiber, 2012b, Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2012c, Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV, Berlin

Umweltbundesamt, 2011, Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990, Dessau

VREG – Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt, 2010, Market Monitor 2010, URL: <http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/rep-2010-1.pdf> [Stand: 2012-02-22]

VREG, 2011, Market Monitor 2011, URL: http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2011-14_0.pdf [Stand: 2012-07-09]

Walz, Rainer, 2005, Interaktion des EU Emissionshandels mit dem Erneuerbare Energien Gesetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29. Jg., Nr. 4, S. 261–270

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, Zur Förderung erneuerbarer Energien, Köln

Kurzdarstellung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist bislang eine der Grundlagen der Energiewende. Durch das EEG wurde die Produktion von Strom aus regenerativen Quellen erheblich gesteigert. Doch dies ging mit einem rasanten Anstieg der Subventionen für erneuerbare Energien einher. Eine Alternative zum deutschen Einspeisetarif wäre ein Quotensystem, mit dem in verschiedenen europäischen Ländern Erfahrungen gesammelt werden könnten. Mit solch einem System ließe sich der Wettbewerb zwischen den einzelnen Technologien alternativer Stromerzeugung stärken. Kritisch an der bisherigen Förderung ist aber auch die mit dem EEG verbundene Verteilungswirkung zu sehen, die einkommensschwache Haushalte stark überproportional belastet. Eine andere Finanzierungsform könnte unerwünschte Verteilungswirkungen verringern. Die jüngste Novelle des EEG stellt keine grundlegende Reform der Förderung dar. Auch wenn es deutliche Verbesserungen gibt, fehlt weiterhin ein realistischer, verlässlicher und klar definierter Ausstiegspfad aus der Subventionierung.

Abstract

The Renewal Energies Act has so far been one of the cornerstones of the energy revolution. As a result of the Act the production of electricity from renewable sources has been considerably increased. However, this has been accompanied by soaring subsidies for renewable energies. One alternative to the current system of fixed prices for electricity fed into the grid would be a quota system with which various European countries have already gained experience. Such a system would make it possible to stiffen competition between the different technologies used for alternative power generation. Placing a relatively high burden on low-income households, the distributive effect of the subsidies associated with the Act should also be viewed critically. An alternative form of financing might serve to diminish such undesirable distribution effects. The latest amendment to the Act does not represent a fundamental reform of the subsidies. Though it includes significant improvements, it still lacks a realistic, reliable and clearly defined road map for ending subsidies altogether.

Die Autoren

Dr. rer. pol. **Hubertus Bardt**, geboren 1974 in Bonn; Studium der Volkswirtschaftslehre und der Betriebswirtschaftslehre in Marburg und Hagen sowie Promotion in Marburg; seit 2000 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, seit 2005 Leiter des Kompetenzfelds „Umwelt, Energie, Ressourcen“ und Redakteur des IW-Umwelt-Service, seit 2009 zudem stellvertretender Leiter des Wissenschaftsbereichs „Wirtschaftspolitik und Sozialpolitik“; seit 2011 außerdem Lehrbeauftragter an der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.

Dr. rer. pol. **Judith Niehues**, geboren 1982 in Münster; Studium der Volkswirtschaftslehre in Köln und San Diego sowie Promotionsstudium im Graduiertenkolleg SOCLIFE in Köln; seit 2011 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Economist im Kompetenzfeld „Öffentliche Haushalte und Soziale Sicherung“.

Dipl.-Volkswirt **Holger Techert**, geboren 1983 in Stuttgart; Studium der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften in Dortmund; 2010 bis September 2012 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Economist im Kompetenzfeld „Umwelt, Energie, Ressourcen“; seit Oktober 2012 Mitarbeiter im Bereich Erneuerbare Energien bei der Stadtwerke Stuttgart GmbH.