

*Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien
- Impact of Renewable Energy Sources -*



Untersuchung im Rahmen des Projekts

„Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“,

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Jochen Diekmann, Wolf Peter Schill, DIW Berlin

Barbara Breitschopf, Luisa Sievers, Marian Klobasa, Fraunhofer ISI

Ulrike Lehr, GWS

Juri Horst, IZES

Berlin, Karlsruhe, Osnabrück,

Juni 2016

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Einleitung	1
2	Kosten- und Nutzenwirkungen	3
2.1	Überblick	3
2.2	Systemanalytische Differenzkosten	3
2.3	Vermiedene Umweltschäden	5
2.4	Technologischer Wandel	5
2.5	Energie(versorgungs)sicherheit.....	9
3	Preis- und Verteilungswirkungen	12
3.1	Politische Relevanz von Verteilungseffekten	12
3.2	Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich.....	15
3.2.1	Strompreiseffekte.....	15
3.2.2	Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage	17
3.2.3	Besondere Ausgleichsregelung des EEG.....	18
3.2.4	Wirkungen des EEG auf Betreiber von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (onshore) nach Bundesländern	20
3.2.5	Netzausbaukosten.....	23
3.2.6	Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage	27
3.3	Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich.....	28
3.4	Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich (Biotkraftstoffe).....	31
3.5	Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Steuern und Abgaben.....	32
3.6	Verteilungswirkungen der Forschungsförderung für erneuerbare Energien.....	34

4	Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektromobilität.....	38
4.1	Auswirkungen der Elektromobilität auf den Kraftwerkseinsatz	38
4.2	Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und den Regelleistungsmarkt	40
4.3	Weitere Analysen	42
5	Gesamtwirtschaftliche Wirkungen.....	44
5.1	Makroökonomische Bedeutung erneuerbarer Energien	44
5.2	Gesamtwirtschaftliche Effekte nach Regionen und Sektoren – eine modellgestützte Analyse	45
5.2.1	Methodik	46
5.2.2	Ergebnisse.....	48
6	Schlussfolgerungen	54
7	Literatur	60

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1:	Systemanalytische Differenzkosten..... 4
Abbildung 2:	Indikatoren zur Erfassung der Energiesicherheit im Wärmebereich 11
Abbildung 3:	Merit-Order Effekt in Deutschland 16
Abbildung 4:	Jährliche Gewinne aus dem Betrieb von PV-Anlagen nach Bundesländern (Preisbasis 2012) 21
Abbildung 5:	Systemanalytische und einzelwirtschaftliche Differenzkosten im Wärmebereich 30
Abbildung 6:	Einfluss der Elektromobilität auf den Kraftwerkseinsatz gegenüber einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 (Quelle: Schill, Gerbaulet 2015)..... 39
Abbildung 7:	Kostendifferenz in verschiedenen Szenarien zum jeweiligen Vergleichsfall ohne Bereitstellung von Regelleistung (RL) und Vehicle to Grid (V2G) im Jahr 2035 (Quelle: Schill et al. 2016) 42
Abbildung 8:	Relative Änderung der Bruttowertschöpfung im Energiewende- Szenario im Vergleich zur Referenz in Prozent für gruppierte Wirtschaftsbereiche..... 49
Abbildung 9:	Relative Änderung der Bruttowertschöpfung (links) bzw. Beschäftigung (rechts) im Energiewende-Szenario 2030 im Vergleich zur Referenz 2030, in Prozent..... 52
Abbildung 10:	Anteil der Energieausgaben (Strom und Wärme) am Nettoeinkommen pro Dezil (dimensionslos) in 2012, im Referenzszenario 2030 und Energiewendeszenario 2030..... 53

1 Einleitung

Die Nutzung erneuerbarer Energien kann wesentlich zur Umweltentlastung, zum Klimaschutz, zur Schonung erschöpfbarer Ressourcen und zur Energieversorgungssicherheit beitragen. Erneuerbare Energien spielen deshalb im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung zusammen mit verstärkter Energieeffizienz und -einsparung eine wesentliche Rolle. Längerfristig soll die Energieversorgung überwiegend oder sogar vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen. Mit dem erforderlichen Strukturwandel sind zudem Chancen für neue Wachstumsmärkte und Arbeitsplätze verbunden.

Die Bundesregierung verfolgt ambitionierte Ziele zum mittel- und längerfristigen Ausbau erneuerbarer Energien. Der Anteil am gesamten Bruttoendenergieverbrauch soll im Rahmen der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2020 auf mindestens 18 % steigen. Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung aus 2010 soll der Anteil bis 2050 auf mindestens 60 % ausgebaut werden. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf dem Stromsektor. Nach der Novelle des EEG 2014 soll sich der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 % erhöhen.

Damit solche Ziele erreicht werden können, wird die Marktentwicklung durch unterschiedliche politische Maßnahmen gefördert. In Deutschland stehen dabei im Strombereich Vergütungsregelungen nach dem EEG, im Wärmebereich Finanzhilfen sowie ordnungsrechtliche Maßnahmen und im Verkehrsbereich Kraftstoffquoten im Vordergrund. Außerdem hängt die Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien von der Ausgestaltung der rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen z.B. im Baurecht ab. Darüber hinaus dient die Förderung von Forschung und Entwicklung dazu, die längerfristigen technischen und wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien zu erhöhen.

Mit dem forcierten Ausbau erneuerbarer Energien sind unterschiedliche ökonomische Wirkungen verbunden. Hierbei wird zwischen systemanalytischen Kosten- und Nutzenwirkungen, Verteilungswirkungen und makroökonomischen Effekten unterschieden (vgl. ISI, GWS, IZES, DIW 2010 und ISI, DIW, GWS, IZES 2015). Im ImpRES-Projekt sind solche Wirkungen detailliert untersucht worden. In diesem Papier werden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen des ImpRES-Projekts zusammengefasst.

In Kapitel 2 werden die Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland dargestellt. Im Vordergrund stehen dabei die systemanalytischen Differenzkosten und vermiedenen Umweltschäden im Vergleich zu einer Energieversorgung auf Basis fossiler und nuklearer Energien. Darüber hinaus wird der Einfluss erneuerbarer Energien auf den technologischen Wandel und die Sicherheit der Energieversorgung analysiert.

Kapitel 3 enthält eine Analyse unterschiedlicher Preis- und Verteilungseffekte, die mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie den dafür gesetzten Rahmenbedingungen verbunden sind. Nach einer übergreifenden Betrachtung der politischen Relevanz von Verteilungswirkungen, werden insbesondere die Verteilungseffekte, die vom Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich ausgehen, untersucht. Zentral sind hier Strompreiseffekte im Großhandel (Merit-Order-Effekt) und deren Überwälzung auf Stromverbraucher sowie die sozialen Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, deren Höhe u.a. auch von Ausnahmen für stromintensive Unternehmen (Besondere Ausgleichsregelung) abhängt. Weitere Verteilungseffekte ergeben sich bei Anlagenbetreibern, die von der Marktförderung im Strombereich profitieren, und durch die erforderlichen Aufwendungen für den Netzausbau. Vor diesem Hintergrund werden unterschiedliche politische Optionen zur Verminderung von Verteilungseffekten des EEG diskutiert. Neben dem Strombereich werden auch spezifische Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich und Verkehrsbereich analysiert. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf Steuern und Abgaben sowie die Verteilungswirkungen der Forschungsförderung betrachtet.

In Kapitel 4 werden die Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektromobilität untersucht. Eine wichtige Frage ist dabei, inwieweit eine zunehmende Nutzung von Elektrofahrzeugen künftig die Systemintegration erneuerbarer Energien im Strombereich unterstützen könnte. Von Bedeutung sind dabei die gesteuerte Beladung von Elektrofahrzeugen (Grid to Vehicle) sowie möglicherweise auch die dezentrale Speicherung und Rückspeisung in das Stromnetz (Vehicle to Grid). Mögliche Synergieeffekte im Strombereich betreffen sowohl den Großhandels- als auch den Regelleistungsmarkt.

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat auch beträchtliche gesamtwirtschaftliche Auswirkungen. In Kapitel 5 wird zum einen die makroökonomische Bedeutung der bisherigen Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland anhand makroökonomischer Indikatoren kurz beschrieben. Zum anderen werden die längerfristigen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des künftigen Ausbaus in modellgestützten Szenarien analysiert. Regionale Unterschiede beim Ausbau RE, unterschiedliche wirtschaftliche Strukturen sowie Belastungen für verschiedene Haushalte werden bei der Modellierung der Szenarien berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen die Nettowirkungen des Ausbaus nach Regionen, Sektoren und Einkommensgruppen auf.

Kapitel 6 enthält zusammenfassende Bewertungen und politische Schlussfolgerungen.

2 Kosten- und Nutzenwirkungen

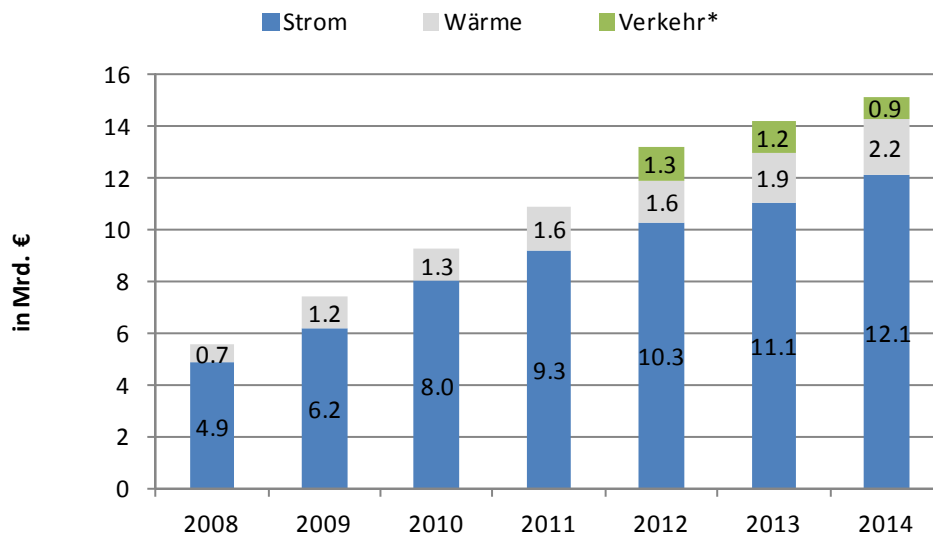
2.1 Überblick

Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien umfassen auf Systemebene alle direkten und indirekten Kosten, denen ein unmittelbarer oder mittelbarer Ressourcenverbrauch gegenübersteht (vgl. ISI u.a. 2010, Breitschopf, Diekmann 2015). Die direkten Kosten erfassen die zur Erstellung und zum Betrieb einer Anlage benötigten Ressourcen, während die indirekten Kosten Folgekosten der Anlagenerstellung oder des Anlagenbetriebs darstellen, insbesondere Infrastrukturkosten (Netze, Speicher). Die systemanalytischen Kosten- und Nutzenwirkungen erneuerbarer Energien werden grundsätzlich im Vergleich zu einer Energieversorgung ohne eines forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien bilanziert und unabhängig davon ermittelt, welche Akteure damit belastet werden. Nutzenwirkungen ergeben sich insbesondere aus der Ressourcenschonung und vermiedenen Umweltschäden. Darüber hinaus sind die Auswirkungen auf den technologischen Wandel und die Sicherheit der Energieversorgung zu beachten, die allerdings nur teilweise quantitativ erfasst werden können.

2.2 Systemanalytische Differenzkosten

Die systemanalytischen Differenzkosten ermöglichen Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen Kosten von Energien aus erneuerbaren Quellen im Vergleich zu konventionellen Energien. Diese Differenzkosten können grundsätzlich positiv oder negativ sein. Die direkten systemanalytischen Differenzkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den Gestehungskosten für Strom, Wärme und Kraftstoffe aus erneuerbaren und aus fossilen Referenztechnologien. Sie berechnen sich jeweils aus den annuitätischen Investitions- und Betriebskosten und ggf. Brennstoffkosten, unabhängig davon, ob die Investitionen in erneuerbare Energien aufgrund gesetzlicher Vorgaben (etwa im Rahmen des EEWärmeG) oder aufgrund anderer Anreize erfolgen. Auch möglicherweise gewährte Fördermittel oder die auf fossile Brennstoffe erhobenen Energiesteuern bleiben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt. Zusätzlich zu den direkten Differenzkosten sind indirekte Differenzkosten zu berücksichtigen, die sich u.a. aus zusätzlichen Kosten für Regel- bzw. Ausgleichsenergie und den Netzausbau ergeben. Im Jahr 2014 lagen die gesamten systemanalytischen Differenzkosten der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland bei 16,1 Mrd. Euro (Breitschopf u.a. 2015).

Abbildung 1: Systemanalytische Differenzkosten



Quelle: ISI, DIW, IZES, GWS (2015). Anmerkung: * Abschätzung erstmals für 2012 durchgeführt.

Der größte Anteil an den gesamten Differenzkosten entfällt auf den Strombereich. Die (direkten) Differenzkosten für die Stromerzeugung haben sich 2014 auf 12,1 Mrd. Euro erhöht. Sie werden maßgeblich durch den Ausbau erneuerbarer Energien, die spezifischen Investitionskosten der regenerativen Techniken und die Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energien, die stark von der Entwicklung der Kohle- und Gaspreise abhängen, bestimmt. Zunehmende Bedeutung haben auch die Kosten für den Ausbau der Stromnetze. Auf Basis der bisher bereits realisierten Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes im Onshore- und Offshorebereich werden für das Jahr 2014 (annuitätische) Netzausbaukosten von rund 720 Mio. Euro geschätzt. Hinzu kommen Kosten für Regel- bzw. Ausgleichsenergie zur Vermarktung von EEG-Strom durch Übertragungsnetzbetreiber und Direktvermarkter in Höhe von ca. 188 Mio. Euro. Insgesamt ergeben sich somit für 2014 systemanalytische Differenzkosten von Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 13,1 Mrd. Euro.

Die Ermittlung der systemanalytischen Differenzkosten erneuerbarer Energien im Wärmebereich ist komplexer als im Strombereich, da dort dezentrale Systeme in Wohn- und Nichtwohngebäuden überwiegen. Neben technologiespezifischen Parametern sind auch gebäudespezifische Kennwerte zu berücksichtigen. Auf Basis von Berechnungen für unterschiedliche Gebäudetypen werden die Differenzkosten im Wärmebereich für das Jahr 2014 auf rund 2,2 Mrd. Euro geschätzt.

Die Differenzkosten im Verkehrsbereich ergeben sich aus dem Unterschied der Herstellerpreise von Biokraftstoffen und den jeweils ersetzten fossilen Kraftstoffen (Benzin bzw. Diesel). Insgesamt ergeben sich für 2014 Differenzkosten in Höhe von 0,85 Mrd. Euro, wovon etwa 27 % auf Bioethanol und knapp 73 % auf Biodiesel entfallen.

2.3 Vermiedene Umweltschäden

Den systemanalytischen Differenzkosten stehen als Nutzengröße insbesondere Umweltschäden gegenüber, die durch die Nutzung erneuerbare Energien vermieden werden. Dabei hat die Verminderung der Emission von Treibhausgasen insbesondere CO₂ die größte Bedeutung. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erbringt Deutschland einen wesentlichen Beitrag zum globalen Klimaschutz. Die durch erneuerbare Energien vermiedenen Umweltschäden (einschließlich Luftschadstoffe) werden für das Jahr 2014 auf insgesamt 11,6 Mrd. Euro geschätzt; davon entfallen auf die Bereiche Strom 10,2 Mrd. Euro, Wärme 1,3 Mrd. Euro und Verkehr 0,1 Mrd. Euro (Breitschopf u.a. 2015). Die Umweltschäden fossiler Energien spiegeln sich zum Teil (vor allem im Strombereich) bereits in den Zertifikatspreisen des europäischen Emissionshandelsystems (EU ETS) wider. Bereinigt um diese Teilinternalisierung beträgt der Nettonutzen durch erneuerbare Energien vermiedener Umweltschäden rund 10,9 Mrd. Euro (2014).

2.4 Technologischer Wandel

Rolle von Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien

In der Literatur besteht weitgehende Übereinstimmung darin, dass spezifische politische Instrumente eingesetzt werden müssen, um Marktmängel und Hemmnisse zu überwinden, die Innovationen im Bereich von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien entgegenstehen (Groba, Breitschopf 2013). Technologiespezifische Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien wie Vergütungsregelungen, Ausschreibungen oder Quoten sind notwendige Ergänzungen zu allgemeinen umweltpolitischen Instrumenten wie dem Emissionshandel oder der Einführung von Emissionssteuern. Zusätzlich zu solchen nachfrageorientierten Instrumenten (market pull) sind insbesondere im frühen Stadium der Technologieentwicklung angebotsorientierte Instrumente (technology push) notwendig. Erfolgreicher technologischer Wandel erfordert somit ein Bündel unterschiedlicher politischer Maßnahmen (policy mix), das sowohl die Entwicklung als auch die Verwendung von neuen Energietechnologien fördert.

Zur Messung von politischen Anstrengungen und Erfolgen beim technologischen Wandel stehen unterschiedliche methodische Ansätze zur Verfügung. Dabei ist es wichtig unterschiedliche Wirkungsebenen und Stufen des Prozesses des technologischen Wandels zu betrachten.

Die Literaturanalyse zeigt, dass nach den bisherigen Erfahrungen Umweltpolitik und dadurch ausgelöste Innovationen die internationale Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Wirtschaftszweige stärken können. Die Kosten neuer Technologien können unter anderem durch Lerneffekte und Suchprozesse gesenkt werden.

Technologischer Wandel im internationalen Vergleich

Die Dynamik des technologischen Wandels im Bereich erneuerbarer Energien im internationalen Vergleich kann anhand verschiedener Indikatoren untersucht werden (Groba 2014). Während eine Analyse der FuE-Ausgaben die Anstrengungen im Hinblick auf Investitionen in den Innovationsprozess abbildet (Innovative-Input), stellen die Betrachtungen der Patentanmeldungen und des Außenhandels Indikatoren über die Erfolge dieser Politik dar (Innovative-Output).

Im Vergleich zu anderen Ländern legt Deutschland einen deutlichen Forschungsschwerpunkt auf erneuerbare Energien und reiht sich sowohl hinsichtlich der Höhe der Ausgaben als auch der Forschungsintensität in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie in die Spitzengruppe ein. Lediglich bei der Höhe und Forschungsintensität im Bereich Biokraftstoffe und beim Ausgabenzuwachs liegt es in allen drei untersuchten Technologiebereichen im Mittelfeld.

Gleichzeitig zeigt sich, dass die Investitionen in FuE und Wissen durch Erfolge begleitet werden. Deutschland gehört bereits seit 1990 zu den größten Exporteuren von Technologiegütern zur Nutzung erneuerbarer Energien. Diese Position wurde relativ zu anderen OECD Staaten bis 2011 weiter ausgebaut. Dabei erfuhren alle untersuchten Technologiebereiche ein starkes Ausfuhrwachstum (monetär), wobei dies in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie stärker ausgeprägt war als bei Biokraftstoffen und entsprechenden Technologiegütern. Insgesamt ist daher eine zunehmende Außenhandelsspezialisierung Deutschlands auf den Handel mit erneuerbaren Energietechnologiekomponenten zu beobachten. Deutschlands Ausfuhren in diesem Bereich sind größer als im globalen Durchschnitt. Insgesamt liegt es nahe, dass die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland wesentlich zu diesen Erfolgen beigetragen hat. Dennoch ist festzuhalten, dass es deutschen Produzenten von Photovoltaik- und Windenergiekomponenten nicht gelingt, stärker auf ausländische Märkte vorzudringen als dieses ausländischen Konkurrenten im Deutschland möglich ist. Die Ursache hierfür ist, dass die Importe in diesen Bereichen in den letzten Jahren stärker stiegen als die Exporte. Darüber hinaus hat die Analyse aufgezeigt, dass sich aus der Exportspezialisierung nicht unbedingt ein komparativer Vorteil ableiten lässt. In den Bereichen Photovoltaik und Windenergie ist ein komparativer Nachteil zu beobachten, da die Exporte bezogen auf die Importe jeweils geringer sind als im Durchschnitt aller Industriegüter. Dies gilt in geringerem Maße auch für den Handel mit Biokraftstoffen, während beim Handel mit Technologiegütern zur Bereitstellung von Biokraftstoffen ein deutlicher komparativer Vorteil zu erkennen ist.

Die Betrachtung der Innovationsindikatoren auf Basis von Patentanmeldungen unterstreicht die gute Position Deutschlands beim technologischen Wandel im Bereich erneuerbarer Energien. Im Hinblick auf die Anzahl der jährlichen Patentanmeldungen

und deren Dynamik war Deutschland im Zeitraum von 1990 bis 2008 das innovativste Land in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie.¹ Lediglich bei der Biokraftstofftechnologie ist im internationalen Vergleich Deutschland weniger innovationsstark. Dieses Bild bestätigt sich auch bei der Analyse der Patentspezialisierung, d.h. des Anteils der erneuerbaren Energiepatente an den Gesamtpatenten, und vor allem bei einem Blick auf die Forschungsintensität gemessen als erneuerbare Energiepatente pro Einwohner. Auch hier liegt der Schluss nahe, dass die Ausbauförderung durch das EEG ein wichtiger Treiber der Patentanmeldungen – Förderer der Innovationskraft - ist.

Zusammenfassend kann damit festgehalten werden, dass Deutschland beim internationalen Vergleich des technologischen Wandels – gemessen an den ausgewählten Indikatoren - im Bereich erneuerbare Energien insgesamt gut abschneidet und zu den führenden Ländern gehört. Ein kausaler Zusammenhang zwischen der Forschungsförderung sowie der Marktförderung erneuerbarer Energien bzw. zwischen Ausbau erneuerbarer Energien und den innovativen Outputs Deutschlands kann im Rahmen einer deskriptiven Analyse nicht aufgezeigt werden. Es lassen sich jedoch anhand dieser Analyse einige Handlungsbereiche identifizieren, mit denen sich die internationale Position in Zukunft ausbauen lässt. So kann unter anderem ein stärkerer Fokus auf FuE im Bereich erneuerbarer Energie gelegt werden, um beispielsweise im Bereich der Windenergie mit Dänemark konkurrenzfähig zu bleiben.

Senkung von Technologiekosten am Beispiel der Photovoltaik

Eine wesentliche Motivation zur Förderung erneuerbarer Energie sind erwartete Lerneffekte und die damit verbundenen fallenden Technologiekosten. Die Technologiekosten bei Photovoltaik und Windkraft sind in Deutschland mit zunehmend installierter Leistung gesunken. Eine deutliche Kostenentwicklung ist insbesondere bei der Photovoltaik beobachtbar, allerdings ist unklar, welcher Anteil der Kostensenkung der Marktförderung (EEG) zuzurechnen ist und welche Rolle andere Faktoren spielen (Breitschopf 2016). Bisherige Abschätzungen stützen sich auf den Lernkurvenansatz, der bei Ein-Faktor-Analysen nur die kumulierte installierte Leistung heranzieht. Bei erweiterten Analysen dienen beispielsweise auch FuE-Ausgaben und Materialpreise als erklärende Faktoren für die Kostenentwicklung. Der eigentliche, kostensenkende Beitrag der Ausbauförderung – learning by doing - wird somit über die installierte Leistung erfasst. Dieser häufig verwendete Ansatz weist jedoch einige Schwächen auf. So werden nicht die Technologiekosten erfasst, sondern letztendlich Marktpreise für Technologien. Da Marktpreise jedoch das Ergebnis von Angebot und Nachfrage sind, beeinflussen sowohl nachfrageseitige Faktoren wie auch angebotsseitige Faktoren den Preis. Politi-

¹ Groba (2014) betrachtet Patentanmeldungen bis 2008, Handelsdaten und Forschungsausgaben bis 2011.

ken, die über Förderung auf die Nachfrage wirken, lösen verschiedene Preissetzungs- und Marktmechanismen aus, die letztendlich kurzfristige wie auch langfristige Preisänderungen mit sich bringen. Der in diesem Papier gewählte Ansatz zur Abschätzung des Einflusses der Politik auf die Technologiekosten bzw. -preise geht von folgenden Mechanismen aus: Die Einspeisevergütungen erhöhen die Rentabilität von EE-Projekten, so dass die Nachfrage, gemessen in jährlichen Installationen, ansteigt. Dieser Anstieg bewirkt zunächst kurzfristig eine Verknappung der EE-Technologie bzw. ihrer Komponenten, so dass deren Preise steigen. Dieser Preisanstieg lockt neue Anbieter auf den Markt, die ggf. durch neue Produktionstechnologien und Größeneffekte die Technologie zu günstigeren Preisen anbieten können. Der Wettbewerb wird intensiver. So fallen mittel- bis langfristig die Preise. Günstigere Technologiepreise erhöhen die Rentabilität der Investition in erneuerbare Energie, sofern die Höhe der Einspeisevergütungen nicht angepasst wird. Diese stimuliert die Nachfrage weiter. Allerdings beeinflussen auch FuE-Ausgaben, Materialpreise, Marktgröße und Marktstrukturen sowie globale Technologieentwicklungen (außerhalb des Betrachtungslandes) die Technologiekosten. Eine Reduzierung der Einspeisevergütung und die damit einhergehende Verminderung der Rentabilität der Anlage senkt die Nachfrage. In Kombination mit einem hohen Angebot kann dies zu einem Preisverfall führen.

Dieser hier skizzierte Ansatz wird über ein ökonometrisches Modell abgebildet und mittels eines simultanen Gleichungsmodells (structural equation modelling) für die Photovoltaiktechnologie geschätzt (Breitschopf 2016). Die Technologiepreise werden über Marktcharakteristika (gesamte inländische Modulproduktion, durchschnittliche Produktion der Firmen), globale jährliche Installationen, staatliche jährliche FuE Ausgaben für PV (learning-by-searching), Siliziumpreise, kumulierte, installierte inländische Leistungen (learning-by-doing) sowie jährliche inländische Installationen (Nachfrage) geschätzt, wobei die jährlichen Installationen, d.h. die Nachfrage nach PV-Anlagen, gleichzeitig auch durch inländisches Wachstum, Technologiekosten, Rentabilität der PV-Investitionen und gewissen Präferenzen wie umweltpolitische Werte bestimmt werden. Darüber hinaus wird die Rentabilität der Investition als abhängige Variable von „Pull-Wirkung“ der Marktförderung und Technologiepreise geschätzt. Als Technologiekosten/preisvariable dienen die spezifischen Gestehungskosten, da über diese Effizienzentwicklungen berücksichtigt sind. Sie korrelieren stark mit den Systemkosten.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass eine steigende Nachfrage sowie steigende Siliziumpreise die Technologiekosten bzw. -preise erhöhen, aber Lerneffekte, gemessen an inländisch kumulierten Photovoltaikinstallationen, eine deutlich preissenkende Wirkung haben. Auch der globale Ausbau der Photovoltaik trägt zu Preissenkungen bei, während die Marktcharakteristika sowie FuE-Förderung diesbezüglich im Rahmen dieser Analyse keine signifikante Rolle spielen. Die Nachfrage wird deutlich von den Technologiekosten bestimmt, während die Rentabilität nur schwach signifikant ist. Der

Koeffizient für den Stimmenanteil der Umweltpartei weist ein negatives Vorzeichen auf und scheint nicht geeignet, den Einfluss „umweltfreundlicher“ Präferenzen wiederzugeben. Mit Blick auf die Rentabilität dominieren die Technologiekosten. In der Analyse zeigt sich eine signifikante Anreizwirkung durch die Marktförderung, wenn nicht zugleich die Technologiekosten als erklärende Variable für die Nachfrage einbezogen werden. Allerdings ist zu beachten, dass diese Analyse auf einer geringen Anzahl von Beobachtungen basiert und einen Ansatz wählt, der stationäre Variablen erfordert. Letzteres ist jedoch bei den Zeitreihendaten problematisch – wie bei allen Lernkurvenschätzungen. Insofern sind die Ergebnisse mit einem gewissen Vorbehalt zu betrachten. Dennoch scheinen sie die Aussagen in der Literatur zu stützen, dass der durch die Marktförderung getriebene Ausbau deutliche Lerneffekte aufweist, die zu Kostensenkungen beitragen.

2.5 Energie(versorgungs)sicherheit

In der gegenwärtigen Literatur ist man sich einig, dass Importabhängigkeit und Diversifikation wichtige Größen der Energie(versorgungs)sicherheit sind. Der Einfluss der Energiewende auf die Energiesicherheit kann mit unterschiedlichen Diversitätsindikatoren gemessen werden. In einer erweiterten Analyse können dabei die Auswirkungen der Importabhängigkeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette ermittelt werden (Lehr, Nieters 2015, Lehr 2009). Da sich Deutschlands Energiemix durch den Ausbau erneuerbarer Energien erweitert hat, hat sich die Versorgungssicherheit basierend auf einem einfachen Diversitätsindikator verbessert. Auch wenn weitere Faktoren wie Länderrisiken berücksichtigt werden, wird der positive Einfluss auf die Energiesicherheit mit einem komplexer angelegten Indikator höher bewertet als mit einem einfachen Indikator. Selbst die Erweiterung des Indikators auf die Technologiekosten der Stromerzeugung hat sich auch in den Hochpreisphasen der PV als überlegen bezüglich der Energiesicherheit herausgestellt; d.h. der Indikator ist größer als in einem Szenario ohne erneuerbare Energien. Letztlich bilden Diversitätsindikatoren jedoch nur die Vorteile einer Strategie ab, die auf größere Vielfalt zielt und berücksichtigt weitere Dimensionen nicht.

Unter Berücksichtigung weiterer Dimensionen kann Energiesicherheit als übergeordnetes Ziel nationaler Energiepolitik verstanden werden, wobei Versorgungssicherheit mit Fokus auf externe Versorgung ein Teilaspekt der Energiesicherheit ist. Energiesicherheit kann auf die verschiedenen Bereiche bezogen werden, in denen Risiken auftreten, erfasst oder gemessen werden können: ökonomische, gesellschaftliche, politische, ökologische, technische und naturbedingte Dimension. Die Wirkung der Risiken kann über ihren Einfluss auf die Eigenschaften wie Erhöhung oder Verminderung der Verfügbarkeit, Disparität, Bezahlbarkeit, etc. erfasst werden (Schlotz 2013).

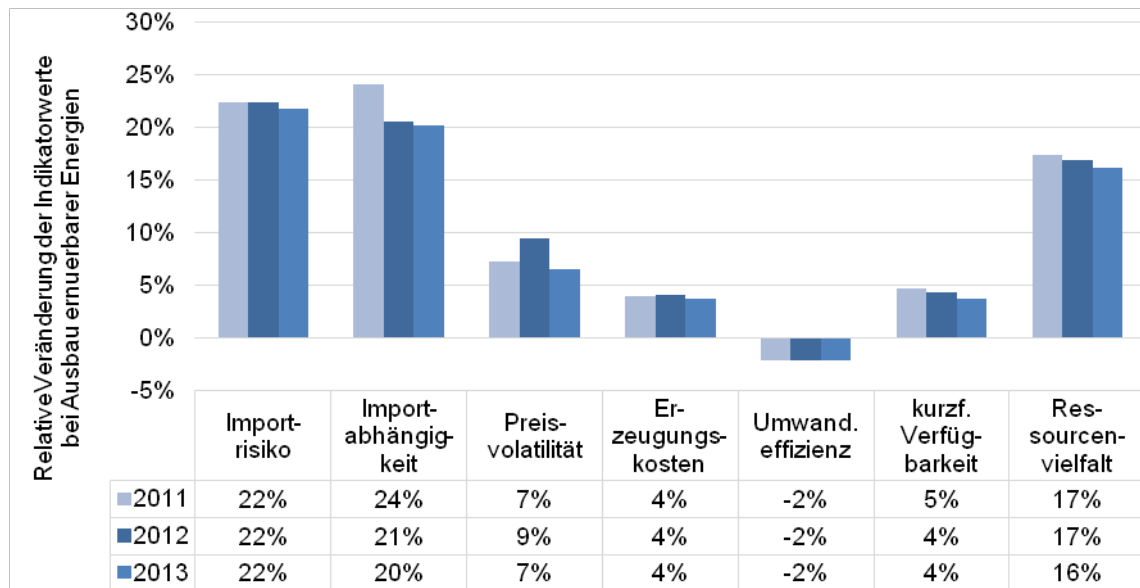
Im Rahmen des Projekts sind speziell die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmemarkt auf die Energiesicherheit untersucht worden (Breitschopf, Schlotz 2014, Breitschopf et al. 2016). Die hierfür ausgewählten Indikatoren umfassen folgende Aspekte:

- Importabhängigkeit bzw. -risiko mit Blick auf die externe Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit
- Preisvolatilität mit Blick auf Akzeptanz und Kostenunsicherheit
- Kurzfristige Verfügbarkeit im Sinne einer verlässlichen Versorgung
- Produktionskosten mit Blick auf die Bezahlbarkeit und Akzeptanz
- Umwandlungseffizienz im Hinblick auf die benötigte Menge eines Energieträgers
- Vielfalt und Verfügbarkeit der Ressourcen und Systemvielfalt

Es wird jeweils ein Szenario mit erneuerbaren Energien mit einem Szenario mit fossilen Energien verglichen. Dabei erfolgt nur eine Aggregation über die betrachteten Sektoren und Anwendungsbereiche, aber keine Aggregation der aufgeführten Indikatoren zu einem einzigen Gesamtwert.

Die Analyse der Szenarien führt zu dem Ergebnis, dass sich durch den Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeerzeugung Importabhängigkeit bzw. -risiko deutlich und Preisvolatilität noch sichtbar vermindern, die Ressourcenvielfalt sowie die Systemdiversität sich deutlich erhöhen und sich insgesamt dadurch die Energiesicherheit erhöht (siehe Abbildung 2). Da die Umwandlungseffizienz bei erneuerbarer Energien noch Entwicklungsspielraum bietet, ist die Wirkung erneuerbarer Energien auf die Energiesicherheit gemessen an diesem Indikator geringfügig negativ. Die Erzeugungskosten auf Systemebene vermindern sich in der Summe durch den Einsatz erneuerbarer Energien, d.h. die eher höheren Kosten der Wärmeerzeugung mit erneuerbarer Energie in Haushalten und GHD werden durch den positiven Kosteneffekt erneuerbarer Energie in der Industrie kompensiert.

Abbildung 2: Indikatoren zur Erfassung der Energiesicherheit im Wärmebereich



Quelle: Breitschopf et al. (2016)

Das hier entwickelte Konzept ist kein Ansatz zur monetären Abschätzung der Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energie auf Energiesicherheit. Im Gegenteil, der Ansatz zeigt auf, über welche verschiedenen Eigenschaften, Dimensionen oder Indikatoren diese Wirkung erfasst, bzw. Energiesicherheit auch gemessen werden kann – ohne Maßeinheit – und dass eine klare Definition und Abgrenzung dieses Begriffs nicht existiert bzw. die Auslegung des Begriffs von der jeweiligen Situation (Politik, Preisentwicklung, Infrastruktur, etc.) abhängig ist.

Die Analyse führt insgesamt zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energien im deutschen Wärmeerzeugungssystem im Zeitraum 2011-2013 gemessen an den hier ausgewählten unterschiedlichen Indikatoren einen sichtbaren Beitrag zur Energiesicherheit leisten, das Ausmaß der Wirkung jedoch von der Auswahl der Indikatoren abhängt sowie von der Vielfalt der zu betrachtenden Ressourcen bzw. Technologien.

3 Preis- und Verteilungswirkungen

3.1 Politische Relevanz von Verteilungseffekten

Verteilungsanalysen verfolgen vor allem die allgemeine Leitfrage, ob und inwieweit durch politische Maßnahmen Ungleichheiten vermindert oder verstärkt werden.

Als Grundlage für die Analyse von Verteilungswirkungen des Ausbaus bzw. der Förderung erneuerbarer Energien werden zunächst allgemeine Fragen der Gerechtigkeit und Verteilung aus der Sicht unterschiedlicher Disziplinen bzw. Politikbereiche dargestellt. Darüber hinaus werden speziellere Fragen zu Verteilungswirkungen energie- und umweltpolitischer Maßnahmen erläutert. Zu den Verteilungswirkungen im Bereich erneuerbarer Energien werden relevante Ausgestaltungsmerkmale der Instrumente und Effekte systematisiert und methodische Ansätze zur quantitativen Erfassung skizziert (Breitschopf, Diekmann 2013).

Gerechtigkeit, Wohlfahrt und Wettbewerbsfähigkeit als Leitziele für Analysen von Verteilungswirkungen

Verteilungswirkungen haben eine hohe gesellschaftliche Bedeutung, weil mit ihnen grundlegende Fragen der (Un)Gerechtigkeit verbunden sein können. Dies gilt sowohl auf der Mikroebene kleiner Gruppen als auch auf der Makroebene größerer Organisationen. Zwischen Wohlergehen und dem Zusammenhalt einer Gruppe besteht ein enger Zusammenhang. Dabei können unterschiedliche Verteilungsprinzipien wie Leistungsgerechtigkeit (equity), Gleichheit (equality) oder Bedarfsgerechtigkeit (need) dominieren, die in Konflikt zueinander stehen können. Verteilungsprobleme können auf unterschiedlichen Ebenen auftreten. Dabei sind Werte, Regeln, Umsetzungsfragen und nicht zuletzt Verfahren der Entscheidungsfindung zu beachten.

Aus ökonomischer Sicht stehen meist Effizienzfragen im Vordergrund, während Gerechtigkeitsfragen zusätzliche Werturteile sowie die Erfassung von Ungleichverteilung entsprechend messbare Indikatoren erfordern. Besonders schwierig ist die ökonomische Beurteilung der gerechten Verteilung zwischen verschiedenen Generationen und Nationen, obwohl dies gerade bei langfristigen und globalen Politikfragen wie dem Klimaschutz essenziell ist.

Verteilungsfragen haben in der Finanzwirtschaftslehre eine große Bedeutung, weil durch Steuern und Transfers die Einkommens- bzw. Vermögensverteilung verändert wird. Als klassische Grundsätze gelten dabei das Leistungsfähigkeitsprinzip und das Äquivalenzprinzip. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Belastungswirkungen von Abgaben auch von möglichen Preiswirkungen und Anpassungsreaktionen abhängen (effektive Inzidenz). Das Ziel Einnahmen zur Finanzierung von Staatsausgaben zu ge-

nerieren, kann in Konflikt zu Verteilungszielen stehen. So können z. B. indirekte Steuern regressiv wirken, d. h. dass deren Belastung bezogen auf das verfügbare Einkommen – entgegen dem Leistungsfähigkeitsprinzip - mit zunehmendem Einkommen abnimmt. Dasselbe gilt für viele wirtschaftlich relevante Maßnahmen, die zu einer finanziellen Belastung führen. Entsprechende Verteilungswirkungen können sich umgekehrt auch im Fall von Entlastungen ergeben. Deshalb sollten letztlich in allen Politikbereichen grundsätzlich auch Verteilungseffekte bedacht werden.

Die staatliche Sozialpolitik umfasst unterschiedliche Maßnahmen zur Umverteilung und zur Absicherung von Risiken. Dabei geht es vor allem um armutsgefährdete Personen. Das Armutsrisiko ist bei einigen Bevölkerungsgruppen überproportional hoch. Hierzu zählen Frauen, Ostdeutsche, 18- bis 24-jährige, Alleinerziehende und Arbeitslose. Diese Bevölkerungsgruppen sind deshalb bei Analysen von Verteilungswirkungen besonders zu beachten.

Neben Verteilungswirkungen zwischen Personen bzw. Haushalten sind auch Verteilungswirkungen zwischen Haushalten und Unternehmen sowie zwischen Unternehmen zu betrachten. Von besonderer Bedeutung sind dabei mögliche wirtschaftlich relevante Einflüsse von Politikmaßnahmen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit.

Verteilungswirkungen energie- und umweltpolitischer Maßnahmen

Durch Energie- und Umweltpolitik können bedeutende Verteilungseffekte ausgelöst werden. Eine wichtige Frage ist dabei, inwieweit die wirtschaftlichen Nettobelastungen in Bezug auf die Einkommensverteilung regressiv wirken. Denn gerade in diesen Fällen können Zielkonflikte zwischen effizienzorientierten Allokationszielen und gerechtkeitsorientierten Verteilungszielen auftreten. Unabhängig von eingesetzten Instrumenten können relevante Verteilungseffekte energie- und umweltpolitischer Maßnahmen an unterschiedlichen Stellen bzw. durch unterschiedliche Faktoren auftreten: beim Konsum energie- bzw. umweltintensiver Güter, bei der Herstellung dieser Güter, durch Knappheitsrenten, im Zusammenhang mit dem Umweltnutzen, durch Kapitalisierungseffekte und durch den ausgelösten Strukturwandel. Dies verdeutlicht, dass es eine Vielzahl unterschiedlicher Verteilungseffekte geben kann, die bei einer Gesamtbewertung von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen in Abhängigkeit von ihrer Ausgestaltung zu berücksichtigen sind.

Energie- bzw. Stromsteuern haben im Haushaltsbereich im Allgemeinen unmittelbar eine regressive Verteilungswirkung. Es ist allerdings wichtig, auch die Verwendung des Steueraufkommens zu berücksichtigen. Im Rahmen der ökologischen Steuerreform wurde in Deutschland neben der Belastung des Energieverbrauchs zugleich eine Entlastung der Lohnnebenkosten angestrebt, die dem regressiven Effekt zumindest entgegenwirkt.

Auch vom europäischen Emissionshandelssystem (ETS) gehen einige Verteilungseffekte aus. Auslöser sind hier die Überwälzung der Opportunitätskosten von gratis zugeordneten Emissionsrechten, Zusatzgewinne bei Betreibern von Kernkraftwerken, Sonderregelungen für Unternehmen, bei denen eine Gefahr von Carbon Leakage vermutet wird, sowie Strompreiseffekte für Unternehmen und Haushalte. Die (zurzeit recht geringen) Strompreiseffekte des ETS wirken im Haushaltsbereich unmittelbar regressiv. Allerdings sind auch hier mögliche kompensierende Wirkungen der Verwendung der Versteigerungserlöse zu berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise werden in Europa zunehmend verschiedene Ausprägungen von Energiearmut thematisiert. Nach dem bisher in Großbritannien gebräuchlichem Kriterium liegt Energiearmut vor, wenn die Energieausgaben im Wohnbereich (für Brennstoffe und Strom) mehr als 10 % des Einkommens ausmachen. In Deutschland wären dies 14 % der Haushalte. Nach dem aktuellen Diskussionsstand sollte neben der Höhe der Energieausgaben aber auch die relative Armutsgefährdung berücksichtigt werden. Als ein Anzeichen für Energiearmut werden Liefereinstellungen beim Strom infolge unbezahlter Rechnungen herangezogen (Stromsperrungen). In Deutschland betraf das im Jahr 2011 weniger als ein Prozent der Haushalte.

Das Konzept der Energiearmut umfasst zugleich sozial- und energiepolitische Aspekte. Es ist umstritten, inwieweit es ein spezielles Problem ‚Energiearmut‘ gibt, das als solche erfasst und angegangen werden soll, oder ob die sozial- und die energiepolitischen Fragen separat behandelt werden sollen. Unabhängig davon ist es aber offensichtlich, dass armutsgefährdete Haushalte in Relation zu ihrem Einkommen tendenziell stärker von hohen Energiepreisen belastet werden. Darüber hinaus haben diese Haushalte weniger Ausweichmöglichkeiten, denn sie können sich häufig weder ein effizienteres Gerät leisten noch ihren Verbrauch durch Verhaltensänderungen deutlich senken. Energie- und umweltpolitische Maßnahmen können deshalb unter Umständen zu sozialen Problemen führen und damit auch die gesellschaftliche Akzeptanz solcher Maßnahmen gefährden.

Systematik zur Erfassung von Verteilungswirkungen erneuerbarer Energien

Von den energiepolitischen Maßnahmen im Strombereich, die deutliche Verteilungseffekte hervorrufen, sind vor allem das EEG sowie die finanzielle Förderung zu nennen. Wesentliche Ausgestaltungsmerkmale des EEG, die einen deutlichen Einfluss auf wirtschaftliche Aktivitäten und Akteure haben, sind Einspeisevergütung, Marktprämie, Einspeisevorrang erneuerbarer Energien, EEG-Umlage, Besondere Ausgleichsregelung und technologie- und anlagen-spezifische Degression der Einspeisevergütungen. Im Wärmebereich haben die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien sowie die finanzielle Förderung Verteilungswirkungen zur Folge. Besondere Effekte können vor allem im Bereich der Anlagenherstellung und Installation, der Stromerzeugung und -

vermarktung sowie beim Endverbrauch auftreten. Darüber hinaus sind Verteilungswirkungen in den Bereichen Forschung und Entwicklung sowie Kooperation möglich.

Verteilungswirkungen in Form unterschiedlicher resultierender Belastungen von Haushalten oder Industrien durch den Ausbau erneuerbarer Energien treten durch Veränderungen bei Preisen, Ausgaben oder Einnahmen auf. . Sie umfassen hierbei eine breite Gruppe an Wirkungen: Veränderungen der Konsumenten- und Produzentenrenten, Kapitalisierungseffekte, die sich durch Qualitätsänderungen eines Faktors ergeben können, und Nutzen durch Umweltschutz (verringerte Emissionen). Darüber hinaus umfassen Transitionseffekte alle (strukturellen) Änderungen, die eine Anpassungsreaktion insbesondere der Arbeitnehmer und Infrastrukturen an die neue Situation darstellen (Fullerton 2011).

Aktuelle Diskussionen über Verteilungsfragen wurden insbesondere durch die zeitverzögerte Anpassung der Einspeisevergütungen für PV-Strom an die Systemkosten, die Strompreissenkungen an der Börse durch die Verschiebung der Merit-Order und die Entlastung der energieintensiven Industrie von der EEG-Umlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung, die alle zusammen die Höhe der von Haushaltskunden zu entrichtenden EEG-Umlage ausmachen, ausgelöst. In diesem Zusammenhang tauchen Fragestellungen hinsichtlich (1) der regionalen Verteilung der Be- und Entlastungen, (2) der Verteilung der Belastung zwischen Haushalten und Unternehmen, (3) der Verteilung zwischen Haushaltsgruppen und (4) der Verteilung zwischen unterschiedlichen Unternehmen auf.

Spezifische methodische Ansätze zur Quantifizierung

Die methodischen Ansätze zur Erfassung der Verteilungswirkung verschiedener energiepolitisch bedingter Be- und Entlastungen sind je nach Fragestellung, Datenverfügbarkeit und relevanten Effekten sehr unterschiedlich. Im Rahmen des ImpRES-Projektes wurden sie detailliert in den jeweiligen Arbeitspaketen (AP 2.2 bis 2.8) untersucht. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser speziellen Analysen im Hinblick auf politikrelevante Schlussfolgerungen zusammengefasst.

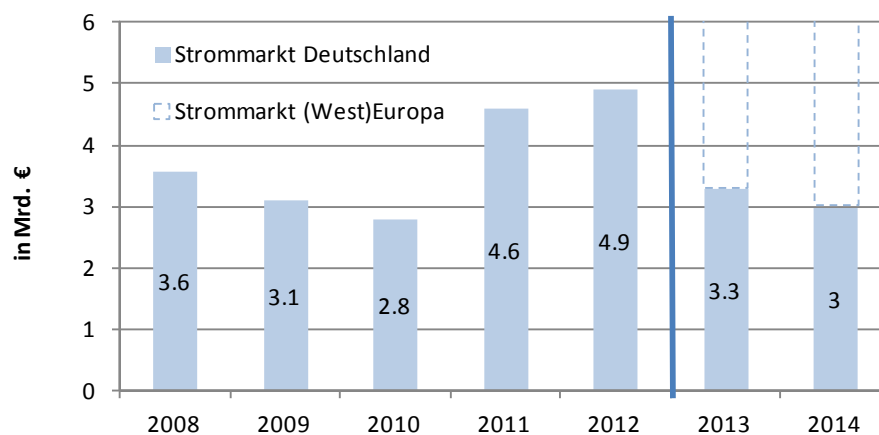
3.2 Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich

3.2.1 Strompreiseffekte

Der Merit-Order-Effekt beschreibt einen Preis- und Verteilungseffekt, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien ausgelöst wird. Durch sinkende Großhandelspreise werden die Einnahmen der Stromerzeuger zu Gunsten der Stromlieferanten bzw. -verbraucher abgesenkt. Neben den eigenen Berechnungen mit dem PowerACE Modell

(jetzt: Enertile Modell: <http://www.enertile.eu/enertile-en/>) bestätigen verschiedene Studien, dass der Effekt eine signifikante Größenordnung erreicht. Es zeigt sich, dass der Merit-Order-Effekt in Deutschland auch bei eher konservativen Annahmen und unter Berücksichtigung des europäischen Außenhandels in den Jahren 2013/2014 in der Größenordnung von 3,3 bzw. 3 Mrd. Euro liegt (Sensfuß 2015). Die Absenkung des ungewichteten durchschnittlichen Marktpreises liegt bei ca. 6,2 bzw. 5,8 Euro/MWh. Insgesamt zeigt die europäische Betrachtung, dass der Merit-Order-Effekt des deutschen EEG durch gestiegene Stromexporte auch im Ausland eine signifikante Größenordnung erreicht. Die Frage, wie hoch die einzelnen Endkunden von diesem Effekt profitieren, hängt letztlich von der Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt und der Strombeschaffungsverträge ab. Dies erschwert eine quantitative Analyse. Weitere methodische Herausforderungen im Rahmen der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ergeben sich im Wesentlichen aus der Bestimmung des alternativen Kraftwerksparkes für das Counterfactual-Szenario ohne EEG-Strom und unter Berücksichtigung des europäischen Marktes.

Abbildung 3: Merit-Order Effekt in Deutschland



Quellen: Sensfuß (2015) und ISI, DIW, IZES, GWS (2015); Anmerkung: seit 2013 Berücksichtigung der Wirkungen im europäischen Strommarkt

Im Rahmen dieses Projekts wurde darüber hinaus schwerpunktmäßig untersucht, inwieweit die preissenkenden Effekte erneuerbarer Energien auf dem Börsenstrommarkt an die Stromverbraucher weitergegeben werden (Pudlik 2015). Hierzu wurden tägliche Daten über angebotene Haushaltstarife differenziert nach Postleitzahlgebieten in einem Zeitraum von 2010 bis 2013 herangezogen. Die Zeitreihen werden in einem ersten Schritt um unterschiedliche Preiskomponenten wie Mehrwertsteuer, EEG-Umlage, Konzessionsabgabe und Netzentgelte bereinigt. In einem zweiten Schritt werden die Börsenstrompreise mit der verbleibenden Summe aus Beschaffungskosten, Vertriebskosten sowie Margen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) verglichen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Summe aus Margen und Vertriebskosten bei den Wettbewerbern, die Endkunden beliefern, weitgehend konstant bleiben. Dies ist ein Hinweis darauf, dass Preissenkungen an der Börse an die Neukunden im Haushaltsbereich weitergegeben werden. Dieser Effekt ist bei Grundversorgungstarifen allerdings weniger deutlich ausgeprägt. Bestandskunden dürften hingegen nur verzögert von Preissenkungen an der Börse profitieren. Verbraucher in ländlichen Regionen scheinen tendenziell in einem geringeren Maße von Preissenkungen zu profitieren.

In einer ähnlichen Untersuchung (Ecofys und ISI 2015) für Industriekunden konnte gezeigt werden, dass sich insbesondere die Beschaffungspreise für stromintensive Industrien relativ nah an der Preisentwicklung an der Strombörse orientieren. Nach den Ergebnissen dieser Studie gilt dies mit gewissen Einschränkungen auf die angebotenen Tarife für Haushaltskunden.

3.2.2 Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage

Verteilungseffekte spielen in der öffentlichen Wahrnehmung eine erhebliche Rolle, besonders für die Akzeptanz der Energiewende. Der Anstieg der EEG-Umlage von 3,6 ct/kWh im Jahr 2012 auf 5,3 ct/kWh 2013 hat zu einer umfassenden öffentlichen Diskussion geführt. Sowohl das DIW (Neuhoff u.a. 2012) als auch das IW (Bardt u.a. 2012) berechneten die Verteilungseffekte dieses Anstiegs. Für das Jahr 2013 legt das RWI (FrondeI, Sommer 2014) Berechnungen vor, die sich besonders auf einkommensschwachen Haushalte konzentrieren.²

Im Rahmen des ImpRES-Forschungsprojekts wurden die durchschnittlichen Belastungen nach Haushaltstyp mittels Schätzungen und Simulationen fortgeschrieben (Lehr, Drosdowski 2015). Steigende Strompreise erhöhen die Stromausgaben eines Haushalts und der Verbraucher kann dem nur durch sinkende Verbräuche entgegenwirken. Für die zukünftige Entwicklung wird der Frage nachgegangen, inwieweit sich die Verteilungseffekte fortsetzen, wenn sich die EEG-Umlage entweder auf dem oberen oder dem unteren Pfad der damaligen Mittelfristprognose entwickelt. Eine solche zukunftsgerichtete Analyse lässt sich nur modellgestützt durchführen. Die Analyse der Belastungen nach Haushaltsgruppen (bezogen auf Stromausgaben aufgrund von höheren EEG-Umlagezahlungen) wurde mittels des PANTA-RHEI-Moduls DEMOS nach Haushaltsgröße und der sozioökonomischen Stellung der Haupteinkommensbezieher durchgeführt.

Die Modellergebnisse bestätigen, dass die Verteilungseffekte steigender Energiepreise relativ gering aber regressiv sind, d.h. sie treffen einkommensschwache Haushalte

² Die Autoren weisen allerdings darauf hin, dass einkommensschwache Haushalte in der Erhebung des RWI zum Energieverbrauch privater Haushalte stark unterrepräsentiert sind.

stärker als einkommensstarke relativ zu ihrem Einkommen. Eine im Jahre 2015 um 1 ct/kWh höhere EEG-Umlage im Oberen Szenario im Vergleich zum Unteren Szenario, welche die Strompreise für die Haushalte erhöht, verursacht durchschnittliche Mehrausgaben von 33 Euro pro Haushalt, gleichbedeutend mit etwa 0,08 Prozent des verfügbaren Einkommens, wenn keine Anpassungsreaktionen auf steigende Preise berücksichtigt werden. Wenn dies geschieht, beträgt die durchschnittliche Steigerung lediglich etwa 24 Euro oder 0,06 Prozent des verfügbaren Einkommens. Die Anpassungen betreffen in erster Linie einkommensstärkere Haushalte (bessere materielle Ausstattung und Mittel für neue Technologien, möglicherweise höheres Umweltbewusstsein und Bildungsniveau), sie mildern aber auch die Ausgabenlast für weniger zahlungskräftige Haushalte (Ruheständlerhaushalte). Eine zusätzliche Berechnung nach Einkommensklassen zur Plausibilisierung der Resultate bestätigt sie, was die Richtung und Größenordnung angeht, mit durchschnittlichen Mehrausgaben von etwa 30 Euro bzw. 0,08 Prozent des verfügbaren Einkommens aufgrund einer höheren EEG-Umlage im Jahre 2015.

Leicht regressive Verteilungswirkungen lassen sich auch bei anderen umweltpolitischen Instrumenten wie bei Ökosteuern beobachten. Wie bereits von der Europäischen Umweltagentur (EEA 2012) in einer Untersuchung zur Ökosteuerreform in Europa festgestellt wurde, sollte dies jedoch dazu führen, diese Effekte eventuell abzufedern. Insgesamt sind die Nutzen des Ausbau erneuerbarer Energien bezüglich der Einsparung von Treibhausgasemissionen, der Verringerung von fossilen Importen, der Beschäftigung und der Senkung des Börsenstrompreises (für eine regelmäßig aktualisierte Übersicht vgl. ISI, DIW, IZES, GWS (2015)) erheblich. Diese können zu individuell unterschiedlichen Nutzen beitragen, sodass eine vollständige Bilanzierung ggf. zu positiven Effekten führt.

3.2.3 Besondere Ausgleichsregelung des EEG

Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG, zielt darauf ab, die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen sowie die intermodale Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen durch die EEG-Umlage nicht zu beeinträchtigen. Mit der Regelung bekommen Unternehmen, deren Wettbewerbsfähigkeit durch die EEG-Umlage gefährdet sein könnte, einen Teil der EEG-Umlage per Antrag erlassen. Die Summe der Entlastungen dieser Unternehmen ist von allen anderen Stromverbrauchern zu tragen. Die besondere Ausgleichsregelung kann somit zu erheblichen Verteilungseffekten führen (Horst 2015).

In den bisherigen wissenschaftlichen Arbeiten zum EEG-Erfahrungsbericht konnte nicht nachgewiesen werden, dass die BesAR ihre Aufgabe nicht erfüllt hätte. Allerdings haben zum einen die Absenkungen der Begünstigungsschwellen über die Jahre bei

gleichzeitig ansteigenden Ausbaurkosten sowie zum anderen der für einen großen Anteil der begünstigten Strommengen nominal fixierte privilegierte Beitrag von 0,05 ct/kWh dazu beigetragen, dass die nichtbegünstigten Stromletztverbraucher von Jahr zu Jahr eine höhere Umverteilung mitzutragen haben. Auch hat die BesAR durch starre Begünstigungsschwellen zeitweise zu Wettbewerbsverzerrungen auf nationaler Ebene beigetragen. In der nicht privilegierten EEG-Umlage 2014 von 6,24 ct/kWh sind rund 1,35 ct/kWh allein der Besonderen Ausgleichsregelung geschuldet. Für 2015 steigt die Umverteilungswirkung bzw. zusätzlichen Belastungen der nicht privilegierten Letztverbraucher durch die BesAR auf etwa 1,37 ct/kWh. Dies erfolgte trotz einer Überschätzung der EEG-Kosten in 2014, was sich für 2015 dämpfend auf die Abschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bezüglich der zu wälzenden Kosten auswirkt. Der Grund liegt vor allem in der geschätzten Gesamtstrombezugsmenge, die leicht abgesunken ist.

Diese Entlastungen der Industrie wurden in öffentlichen Diskussionen angeprangert, da das bisherige Begünstigungssystem der BesAR nicht ausreichend spezifisch die Wettbewerbssituation der Unternehmen und Branchen berücksichtigte, sondern sehr undifferenziert privilegierte, sofern die definierten Schwellen erreicht bzw. überschritten wurden. Über die Jahre ist die begünstigte Strommenge deutlich angewachsen. Die Europäische Kommission hatte unter anderem auch daher ein Notifizierungsverfahren auf den Weg gebracht, um zu prüfen, ob es sich hierbei um gemeinschaftsrechtswidrige Beihilfen handelt. Die Bundesregierung konnte sich in diesem Zusammenhang im April 2014 mit der Europäischen Wettbewerbskommission über die Neuausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung weitestgehend Einigung erlangen. Die Neufassung der BesAR im EEG 2014 begrenzt nun die Begünstigung auf die von der Kommission definierten Branchen. Die Auswahl erfolgte auf den beiden Kennzahlen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten sowie der Handelsintensität (in Anlehnung an das Wettbewerbskriterium im EU-Emissionshandel). Ob diese Kennzahlen und die gewählten Varianten der Schwellenwerte geeignet sind, die Wettbewerbsfähigkeit abzubilden, ist strittig. Dennoch besteht hier zumindest Einigung auf europäischer Ebene, womit eine Wettbewerbsverzerrung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten in Bezug auf wirtschaftliche Begünstigungen im Rahmen von Kostenwälzungen bei der Förderung erneuerbarer Energien entzerrt werden konnte.

Darüber hinaus muss jedes Unternehmen in Deutschland selbst nachweisen, dass es die Begünstigungsschwelle erreicht bzw. überschreitet. Hinzu kommen Übergangsregelungen bis 2019 für Unternehmen die 2014 noch begünstigt wurden, nun aber nicht mehr unter die neuen Regelungen der BesAR fallen. Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage werden von der Regierung in gleicher Höhe wie bei der BesAR des EEG 2012 beziffert (Regierungsentwurf zur BesAR 2014).

Im Jahr 2012 führte die BesAR wie im Vorjahr zu einer Ersparnis bei den privilegierten Unternehmen von rund 2,5 Mrd. Euro. 2013 erfolgte eine deutliche Zunahme um rund 1,4 Mrd. Euro auf knapp 4 Mrd. Euro. Diese begründet sich vor allem aus der gestiegenen EEG-Umlage. Dabei macht der Zubau der erneuerbaren Energien nur einen Teil der Erhöhung aus. Wesentliche Kostengrößen bilden die verminderten prognostizierten Einnahmen, die Erhöhung der Liquiditätsreserve auf 10 % sowie der Abbau des Defizits auf dem EEG-Konto (aus 2011). Für 2014 ergab sich eine weitere Erhöhung der Umverteilung auf rund 5 Mrd. Euro. Dagegen ist 2015 mit einem Absinken auf 4,8 Mrd. Euro zu rechnen, was den neuen Rahmenbedingungen des EEG 2014, aber auch den hohen Einnahmen im EEG-Konto geschuldet ist.

Diese Ersparnisse für die privilegierten Unternehmen bedeuten für alle übrigen Stromabnehmer eine Mehrbelastung. Unter Berücksichtigung der EEG-Jahresabrechnung für 2014 entfallen hiervon 1,3 Mrd. Euro auf private Haushalte, 2,2 Mrd. auf sonstige, nicht begünstigte Industrieunternehmen und 1,5 Mrd. Euro auf öffentliche Einrichtungen, Verkehr sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

Hinsichtlich der Einnahmen aus den EEG-Vergütungen oder der Marktprämie nehmen Bayern und Niedersachsen aufgrund des hohen Ausbaus an Biomasse und Photovoltaik bzw. Wind Spitzenpositionen ein. Beide Länder können im Rahmen der BesAR zudem hohe Begünstigungen für ihre Industrien verzeichnen. Das Industrieland Nordrhein-Westfalen, in dem sich viele stromintensive Unternehmen niedergelassen haben, weist zwar die höchste Begünstigungssumme im Rahmen der BesAR auf, die Einnahmen aus den EE-Stromerzeugungsanlagen fallen jedoch geringer aus als bei den erstgenannten Bundesländern.

Im Vergleich der prozentualen Wirkung der BesAR auf die Bruttowertschöpfung führen die Bundesländer Brandenburg und Sachsen-Anhalt. Die stromintensiven Unternehmen in Nordrhein-Westfalen haben 2013 zwar die höchste Begünstigung in Millionen Euro erfahren, allerdings waren die übrigen Strombezüge im Land derart hoch, dass die Auswirkung der BesAR vergleichsweise gering ausgefallen ist.

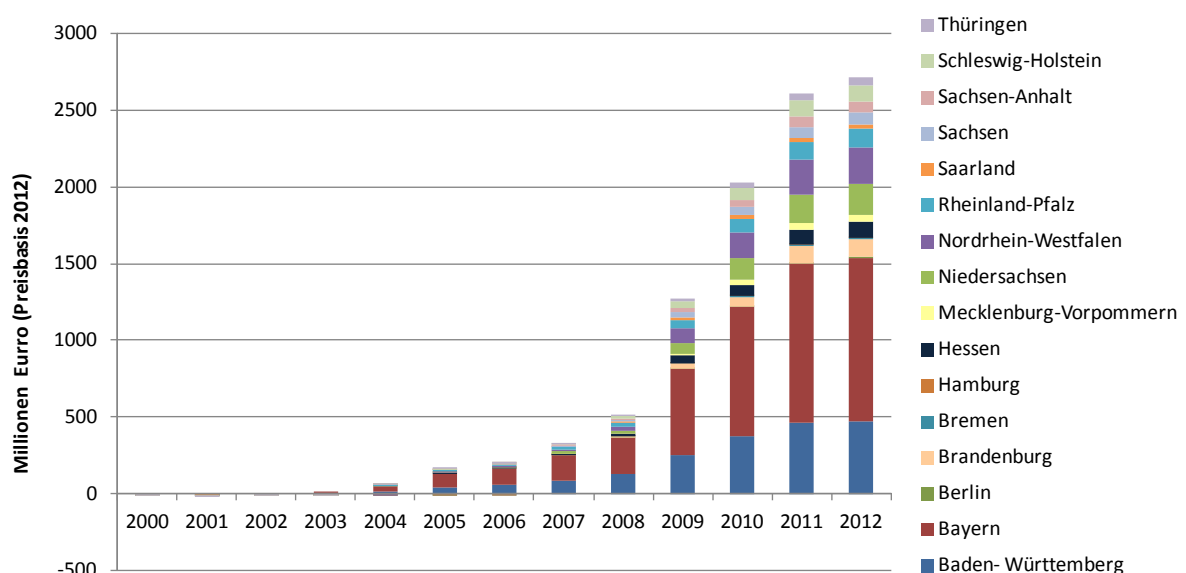
3.2.4 Wirkungen des EEG auf Betreiber von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (onshore) nach Bundesländern

Ziel der Analyse der Marktförderung erneuerbarer Energien im Strombereich ist die Abschätzung der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen sowie der daraus erzielten Gewinne nach Bundesländern (Breitschopf, Bürer, Lürich 2014). Die Abschätzung erfolgt modellgestützt, wobei entsprechende Annahmen zu ertragsrelevanten Faktoren angelegt werden. Die Ergebnisse beider Abschätzungen weisen hierbei ein deutlich räumliches Muster auf: Während bei Solarstrom die beiden südlichsten Bundesländer rund zwei Fünftel der installierten Kapazitäten ausweisen, sind es bei Wind-

kraft mit über drei Vierteln die nördlichen Bundesländer. Ähnliches gilt für Erträge und Gewinne. Diese Ungleichverteilung ist in erster Linie als Ergebnis der natürlichen Bedingungen zu sehen, wobei insbesondere bei PV-Anlagen die Verfügbarkeit von Dachflächen (landwirtschaftliche Gebäude) sowie bei Windkraftanlagen die Raum- und Strukturplanung deutlich Einfluss haben.

Trotz ungefähr gleich großer installierter Leistungen bei Windkraftanlagen und PV-Anlagen sowie einer deutlich geringeren Stromerzeugung durch PV-Anlagen, fallen 2012 insgesamt 750 Mio. Euro an Gewinnen vor Steuern bei Windkraftanlagen an, bei PV-Anlagen rund 2,7 Mrd. Euro. Diese Gewinne müssen nicht zwangsläufig im Bundesland des Anlagenstandortes verbleiben, sondern können durchaus an Investoren in anderen Bundesländern fließen.

Abbildung 4: Jährliche Gewinne aus dem Betrieb von PV-Anlagen nach Bundesländern (Preisbasis 2012)



Quelle: Breitschopf et al. (2014); Anmerkung: Gewinne vor Steuern

Während die Erzeugungs- oder installierten Leistungsanteile der Bundesländer bei PV-Anlagen den Bevölkerungsanteilen und Anteilen bei Nettogesamtvermögen und Einfamilienhäusern entsprechen, ist bei Windkraftanlagen kein regionaler Zusammenhang – außer mit Windgeschwindigkeiten – erkennbar. Der Anteil von Privatpersonen, Landwirten, Bürgerbeteiligungen, -Initiativen oder Genossenschaften an den Investitionen oder installierten Kapazitäten ist insbesondere bei PV-Anlagen (knapp 63 % in 2010, TrendResearch 2011) hoch und deckt sich auch mit der bisherigen Struktur der installierten Leistungsklassen (46 % bzw. 68 % der Kapazität mit Anlagen <30 kW bzw. <100kW in 2010). Er weist jedoch mit einem 30 %-Anteil (TrendResearch et al. 2014) der Bürger an den Investitionen in neue Anlagen in 2012 sowie der Anlagengrößen-

entwicklung (28 % der in 2012 installierten Kapazität mit Anlagen bis zu 40 kW) eine abnehmende Tendenz auf. Bei Windkraftanlagen engagierten sich Bürger meist über Bürgerbeteiligungen und seltener über Genossenschaften oder als Einzeleigentümer an der Finanzierung. Eine Unterscheidung der Windkraftparks in verschiedene Anlagengrößen über den Zeitverlauf ist nicht möglich, da die Windkraftanlagen teils aggregiert, teils einzeln erfasst wurden. Allerdings ist zu vermuten, dass in den Anfangsjahren des Windkraftausbaus zunächst Anlagen kleinerer Leistung durch Bürger erstellt wurden, aber mit zunehmendem Ausbau und Windparkgröße institutionelle Anleger und Energieversorger aktiv wurden.

Letztendlich verteilen sich die Gewinne bei der PV-Stromerzeugung auf eine sehr große Zahl von Anlagen und damit von Bürgern, so dass vermutlich eine breitere Masse direkt von der EEG-Förderung profitieren kann. Dagegen ist bei Windkraft der direkte Anteil der Bürger an den Investitionen zwar geringer, jedoch profitieren die Bürger indirekt über den Erwerb von Beteiligungen/Anteilen an institutionellen Anlegern oder Energieversorgern. Insofern lässt sich schlussfolgern, dass die Bürger durch die Marktförderung bei PV direkt an der Gewinnerzielung partizipieren können, bei Wind hingegen verstärkt indirekt über Aktien oder Beteiligungen. In beiden Fällen können höhere Renditen oder auch geringere Renditen als bei Alternativgeldanlagen erzielt werden.

Mit Blick auf das Kosten-Nutzen-Konzept sind unmittelbare und mittelbare Wirkungen der Marktförderung durch das EEG zu unterscheiden. Die hier betrachteten unmittelbaren Effekte erfassen die Gewinne der Betreiber bzw. Investoren von PV- und Windkraftanlagen. Die mittelbaren Effekte hingegen sind Folgewirkungen der erhöhten Nachfrage nach Anlagen und führen zu vermehrtem Einkommen bzw. Wertschöpfung in vor- und nachgelagerten Bereichen der Anlagenerstellung bei Handel, Dienstleistung und Industrie. Die Effekte der Nachfrage nach Installationen, Anlagenbau, Konstruktion, Betrieb etc. sind hier nicht erfasst. Dies bedeutet jedoch, dass beispielsweise durch die starke Nachfrage nach PV-Anlagen in Bayern durchaus auch mittelbare Effekte bei den Anlagenbauern z.B. in den östlichen Bundesländern zu verzeichnen sein können. Dies gilt in umgekehrter Richtung auch für Windkraftanlagen. Beide Effekte wirken sich auf Steuereinnahmen aus, wie Stromsteuer, Mehrwertsteuer, Einkommen- und Gewerbesteuer im Bereich der Stromerzeugung (Diekmann et al. 2013) aber auch im vorgelegten Bereichen der Anlagenerstellung, Wartung und Reparatur.

Eine weitere Verteilungswirkung entsteht durch die Belastung der Stromverbraucher wie Haushalte, Industrie und Gewerbe durch die EEG-Umlage. Diese relative Ungleichbelastung (siehe hierzu Lehr und Drosdowski 2013) der Haushalte oder auch Unternehmen wird hier jedoch nicht den Gewinnen, die durch die EEG-Marktförderung erzielt werden können, gegenübergestellt.

Eine finale Bewertung der hier aufgezeigten Verteilungswirkungen ist abhängig von den als relevant erachteten Bewertungskriterien. Mit Blick auf eine effiziente Nutzung der vorhandenen (natürlichen) Ressourcen ist die Nord-Süd-Verteilung positiv zu werten, da hier eine effiziente Allokation der Anlagen entsprechend der Ressourcenverfügbarkeit erfolgt. Wird hingegen eine Gleichverteilung der Umweltbelastung (Landschaftsbild, Geräusch) angestrebt, manifestiert sich hier eine räumliche Ungleichverteilung der installierten Anlagen – Konzentration der Anlagen in bestimmten Regionen –, die zu einer räumlich ungleichen Belastung der Bevölkerung führen kann. Neben Allokationseffizienz und Umweltbelastung können auch sozio-ökonomische Aspekte wie (räumliche) Verteilung von Einkommen, Vermögensbildung oder Renditeerzielung betrachtet werden. Dazu sind nur bedingt Aussagen möglich, denn die Einnahmen und Gewinne, die durch die Anlagen erzielt werden, müssen nicht zwangsläufig im Bundesland des Anlagenstandortes ankommen, sondern können über Beteiligungen an Unternehmen, Fonds, Initiativen oder Genossenschaften ein anderes räumliches Muster als die Anlagenstandorte aufweisen. Insgesamt erscheint eine regional unterschiedliche Verteilung der Gewinne unproblematisch, solange es sich nicht um überhöhte Gewinne handelt. Auch die regionale Struktur der Vergütungszahlungen stellt an sich kein Problem dar, solange damit im Wesentlichen die Kosten (Erzeugung) abgedeckt werden.

Hinsichtlich des sozialen Musters, der Verteilung nach Akteuren, kann nur bei PV-Anlagen davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der bisherigen Investitionen durch Hauseigentümer direkt getätigt wurde, die ansonsten ihr Vermögen in Form von Spareinlagen oder Beteiligungen – möglicherweise auch indirekte Investition in EE-Anlagen – angelegt hätten.

3.2.5 Netzausbaukosten

Im Zusammenhang mit der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien erfordert der Ausbau des Stromnetzes zusätzliche Systemkosten und bewirkt zugleich Verteilungswirkungen, die von der Ausgestaltung der Netzentgelte abhängen (Klobasa, Mast 2014).

Netzausbau und Netzkosten

Die zunehmende regenerative Stromerzeugung hat die Verteilungs- und Übertragungsaufgabe des Stromnetzes radikal verändert. In der Vergangenheit mussten die Übertragungsnetze vordergründig für den überregionalen Stromtransport und die Verteilnetze für die Verteilung bis zu den Endverbrauchern konzipiert werden. Mit zunehmenden EE-Anteil müssen die Netze aufgrund volatiler Einspeisung und Rückspeisung in höhere Netzebenen um- bzw. ausgebaut werden. Der Netzausbau findet im Übertragungsnetz zum Teil an bereits gesetzlich festgelegten Engpassstellen (nach EnLAG/NABEG Maßnahmen) statt und es besteht ein zusätzlicher Bedarf an überregi-

onalen HGÜ-Korridoren („Stromautobahnen“) für den Stromtransport über lange Entfernungen vom windreichen Norden zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen.

Im Verteilnetz entfällt der Netzausbau nach aktuellen Studien auf Gebiete mit hoher Globalstrahlung (PV) bzw. hohen Windgeschwindigkeiten (Windkraftanlagen) und dort wo bereits eine hohe EE-Dichte vorherrscht, d.h. Windkraftanlagen im Norden und Osten und PV insbesondere im Süden. Der notwendige Investitionsbedarf im Verteilnetz fällt generell stärker in den Gebieten mit größerem EE-Ausbau aus. Die Investitionslast pro Einwohner hingegen ist aber auch in den bevölkerungsschwachen neuen Bundesländern groß und sogar höher als in den alten Bundesländern im Westen und Süden.

Das Verteilnetz hat mit 1,6 Mio. km einen Anteil von 98 % an der Gesamtlänge des deutschen Stromnetzes. Auf das Übertragungsnetz fallen aktuell rund 35.000 km. Die untersuchten Studien zum Netzausbaubedarf prognostizieren in beiden Fällen einen zusätzlichen Netzausbaubedarf von jeweils bis zu einem Viertel der bereits existierenden Netzlänge. Das Investitionsvolumen im Übertragungsnetz ist bereits von 0,5 Mrd. Euro/a in 2007 auf ca. 1 Mrd. Euro/a in 2013 angestiegen. Durch den geplanten Netzausbau bis 2023 würden zusätzliche Investitionen von bis zu 1,8 Mrd. Euro/a hinzukommen. Im Verteilnetz sind die Investitionen von ca. 2,1 Mrd. Euro/a in 2007 auf über 3 Mrd. Euro/a in 2013 angestiegen. Durch die geplanten Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz würden zusätzliche Investitionen von bis zu 3 Mrd. Euro/a entstehen. Damit erreichen die deutschen Netzbetreiber wieder das Investitionsniveau vor der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes von 1996, nach der die jährlichen Investitionen zunächst kontinuierlich zurückgegangen waren. Auch für die Zukunft ist aufgrund des zunehmenden EE-Anteils nach Angaben der Bundesnetzagentur mit steigenden Investitionsaufwendungen zu rechnen.

Die Netzbetreiber wurden durch die Einführung von Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung zu größeren Effizienzanstrengungen veranlasst, was zunächst den Vorteil sinkender Netzentgelte für die Netznutzer mit sich brachte. Von 2006 bis 2011 sind die Netzentgelte um 20 % gefallen, sie steigen jedoch seitdem wieder leicht an. Von 2012 auf 2013 hat es eine durchschnittliche Preissteigerung für Netzentgelte in der Niederspannungsebene von 8 bis 10 % gegeben und sogar um 13 % für Gewerbekunden der Mittelspannungsebene. Gleichzeitig wurden seit 2011 vermehrt stromintensiven Unternehmen Rabatte bei der Zahlung der Netzentgelte oder sogar zeitweise die komplette Befreiung von Netzentgelten gewährt (§19 StromNEV). Die entgangenen Erlöse aus diesen Befreiungen werden dabei über eine Umlage auf alle Letztverbraucher gewälzt, was Haushalte und kleine Gewerbe stärker belastet. Das Entlastungsvolumen bei den Netzentgelten ist von 440 Mio. Euro in 2012 auf 805 Mio. Euro in 2013 gestiegen und liegt in 2014 bei ca. 640 Mio. Euro.

Hohe Netzentgelte und Netzentgeltsteigerungen korrelieren mit hohem Investitionsbedarf pro Bundesland und Einwohner. Dies resultiert in einer höheren Belastung der Endkunden besonders in den neuen Bundesländern.

Die Befreiung von Netzentgelten war ursprünglich für stromintensive Unternehmen gedacht, die durch ihren Strombezug eine stabilisierende Wirkung auf das Netz haben. Eine Analyse der Anträge und Genehmigungen zeigt jedoch ein sehr breit gefächertes Branchenbild, das neben den zu erwartenden energieintensiven Industrien auch vereinzelt Golfplätze, Supermärkte und soziale Einrichtungen umfasst. Darüber hinaus unterscheidet sich das Antragsverhalten sehr stark unter den Bundesländern, insbesondere aus Bayern stammen auffallend viele Anträge.

Das gesamte Entlastungsvolumen bei den Netzentgelten von 440 Mio. Euro in 2012 stellt jedoch nur einen Teil der weiteren Entlastungen für energieintensive Unternehmen in Höhe von rund 13 Mrd. Euro in 2012 dar.

Kostenverteilung

Die Strompreise für Haushaltskunden und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind in den letzten zehn Jahren gestiegen, was zum Großteil auf die Steigerung der Erzeugungskosten und die Anhebung der EEG-Umlage zurückzuführen ist. Die Netzentgelte, über die die Netzbetreiber ihre Kosten für den Netzausbau und Betrieb finanzieren, machen dabei ein Viertel des Strompreises bei den Haushaltskunden aus und ein Drittel bei GHD. Für die stromintensiven Unternehmen gelten meist Sondertarife. Der Strompreis ist für die Großabnehmer zwar auch bis 2009 gestiegen, aber seitdem wieder gefallen, da er sich stark an den Großhandelspreisen der Strombörse orientiert. Zudem sind die Großabnehmer meistens von der Zahlung der Netzentgelte und sonstiger Abgaben und Steuern befreit oder zahlen nur einen Minimalanteil.

Die Netzentgelte sind wie im vorhergehenden Abschnitt bereits erläutert für alle Stromkunden mit der Einführung der Anreizregulierung zunächst um bis zu 20 % gesunken und steigen aber wieder seit 2011. Die Steigerung fällt besonders hoch aus für Haushaltskunden und kleinere Gewerbe und Industriebetriebe und soll nach Einschätzungen der Bundesnetzagentur auch in Zukunft weiter ansteigen, da die Investitionen für den Netzausbau eingepreist werden. Die Netzentgelte sind für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern im Durchschnitt höher als in den alten Bundesländern. In struktur- und einwohnerschwachen Bundesländern korrelieren hohe Netzentgelte mit hohem Investitionsbedarf pro Einwohner. Ein hoher EE-Ausbau korreliert auch mit höheren Steigerungsraten für Netzentgelte in den Fällen Bayern (PV) und Niedersachsen (Windkraftanlagen).

Der Großteil der stromintensiven Unternehmen ist von den Netzentgelten befreit oder zahlt nur einen reduzierten Anteil der Netzentgelte, die nicht-privilegierte Unternehmen

zahlen müssen. Jedoch zeigen sich Schwachstellen bei der Antrags- und Befreiungspraxis sowie ungleich verteilte Netzentgeltereduktionen nach Branchen oder nach Bundesländern. Die hohe Anzahl von Reduktionsanträgen, von denen ein Großteil aus nicht energieintensiven Branchen stammt, war bei der Bundesnetzagentur zum Teil längere Zeit in Bearbeitung, da die Rechtslage und die Übergangsregelung durch eine Abschaffung der Netzentgeltebefreiung hin zu einer Rabattstaffelung eine Zeitlang unklar war. Mittlerweile sind die Anträge alle entschieden worden.

Energie- und stromintensive Unternehmen profitierten beim Strompreis neben der Netzentgeltebefreiung von zahlreichen anderen Entlastungen von Abgaben oder Steuern in der Summe von rund 13 Mrd. Euro in 2012. Die Befreiungen und Rabatte bei den Netzentgelten stellen mit 440 Mio. Euro in 2012 (und 805 Mio. Euro in 2013) nur einen kleinen Anteil der Entlastungen dar. Die Entlastungen für die Unternehmen werden über eine Kostenwälzung von den restlichen nicht-privilegierten Letztverbrauchern wie Haushalte und GHD häufig mitfinanziert.

Anpassungen am Netzentgeltesystem

Die Netzentgelte sind regional unterschiedlich und ein Indikator für den Investitionsbedarf eines Netzbetreibers. Nach dem aktuellen Regulierungssystem sind die Verteilnetzbetreiber in der Genehmigung von Investitionsbudgets benachteiligt und somit auch bei großen Investitionsaufwendungen. Gerade in Anbetracht des deutschlandweiten Netzausbaubedarfs wäre es zu untersuchen, inwiefern lokale oder regionale Netzausbauvorhaben von überregionalem oder nationalem Interesse sind und eine bundesweite Kostenwälzung umsetzbar ist.

Nach bisheriger Gesetzgebung sind EE-Anlagenbesitzer bei Eigenverbrauch von der Zahlung der Netzentgelte befreit und bekommen bei der Einspeisung ins Netz eine garantierte Einspeisevergütung. Obwohl sie ihren Strom zum Teil selber erzeugen, profitieren sie von der Sicherheit, bei unzureichender regenerativer Eigenerzeugung Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Dadurch dass die Netzentgelte bisher vor allem arbeitsabhängig, d.h. nach Verbrauch zu entrichten sind, beteiligen sich EE-Anlagenbesitzer durch Eigenverbrauch im Niederspannungsbereich weniger an der Finanzierung der Netze und führen zu höheren Netzentgelten für die restlichen Letztverbraucher. Leistungsabhängigere Netzentgelte oder ein fixer Beitrag von Netznutzern mit Eigenerzeugung würden eine stärkere Beteiligung von Netznutzern mit Eigenverbrauch sicherstellen und stellen daher eine Anpassungsmöglichkeit für das Netzentgeltesystem dar.

3.2.6 Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage

Die gesellschaftliche Akzeptanz der Förderpolitik hängt davon ab, wie hoch die gesamten finanziellen Belastungen sind und wie sie zwischen Unternehmen und Haushalten sowie innerhalb dieser Bereiche aufgeteilt werden. Vor diesem Hintergrund sind in den letzten Jahren unterschiedliche Ansätze zur Diskussion gestellt worden, mit denen die finanziellen Belastungen der Stromverbraucher durch das EEG insgesamt bzw. für bestimmte Verbrauchergruppen vermindert werden könnten (Diekmann, Breitschopf, Lehr 2015):

- Verminderung der EEG-Differenzkosten,
- Verbreiterung der Umlagebasis,
- Alternative Finanzierung des EEG aus öffentlichen Haushalten,
- Teilweise Finanzierung des EEG aus einem EEG-Fonds,
- Verminderung der Stromsteuer,
- Erhöhung von Sozialleistungen und
- Verbesserung der Energieeffizienz.

Die Verminderung der EEG-Differenzkosten ist im Grunde der ökonomisch sinnvollste Weg, der zur Entlastung der Verbraucher beitragen kann. Dies bedeutet, dass die vorgegebenen langfristigen Ausbauziele mit möglichst geringen Kosten erreicht werden sollen. Neben der Förderung von Forschung und Entwicklung, Marktentwicklung sowie Lerneffekten kann hierzu auch die entsprechende Ausgestaltung des Fördermechanismus beitragen. Darüber hinaus hängen die Differenzkosten auch von der Strommarktstruktur und der Funktionsfähigkeit des Emissionshandels ab.

Die finanziellen Belastungen von nicht-privilegierten Letztverbrauchern könnten durch eine Verbreiterung der Umlagebasis vermindert werden. Deshalb sollten Ausnahmen für energieintensive Unternehmen durch die Besondere Ausgleichsregelung und für den Eigenverbrauch auf das notwendige Maß beschränkt werden. Die bisherigen Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung in §§ 61 sowie 64 EEG 2014 haben im Vergleich zum EEG 2012 einen kostendämpfenden Effekt auf die EEG-Umlage. Sie können allerdings kaum bewirken, dass die nicht-privilegierten Stromverbraucher bei der EEG-Umlage im Vergleich zur derzeitigen Situation spürbar entlastet werden. Um dies zu erreichen, müsste der Kreis der Begünstigten eingeschränkt werden und die begünstigten Stromverbraucher höhere Anteile an der Umlage tragen.

Eine Finanzierung des EEG aus öffentlichen Haushalten anstatt der Umlage würde den Grundcharakter des EEG verändern und wäre ihrerseits mit erheblichen Problemen verbunden. Es bestünde die Gefahr einer Stop-and-go-Politik. Die privaten Haushalte

würden insgesamt stärker belastet als im Fall einer Umlage. Die regressive Verteilungswirkung im Haushaltbereich würde nur im Fall der Erhöhung der (progressiven) Einkommensteuer verhindert, deren Umsetzung allerdings umstritten wäre. Außerdem würden die finanziellen Anreize für Energieeffizienz und Energieeinsparungen vermindert.

Eine teilweise Finanzierung des EEG aus einem EEG-Fonds könnte sinnvoll erscheinen, wenn die EEG-Kosten nur vorübergehend hoch wären und sich nach einigen Jahren wesentlich vermindern würden. Ein Fonds könnte dann zu einer Glättung der Belastungen und somit eventuell zu einer gerechteren intertemporalen Verteilung beitragen. Eine baldige wesentliche Verminderung der EEG-Differenzkosten ist nach den vorliegenden Szenarien jedoch nicht zu erwarten, so dass künftige Stromverbraucher stärker belastet würden.

Zur teilweisen Kompensation der finanziellen Belastung der Stromverbraucher durch eine steigende EEG-Umlage könnte die Stromsteuer gesenkt werden. Durch einen Freibetrag für alle Haushalte würden einkommensschwache Haushalte relativ stark von der Stromsteuer entlastet. Die Entlastungswirkung wäre allerdings recht begrenzt.

Da Strompreissteigerungen infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien bei einkommensschwachen Haushalten eine relativ starke Bedeutung haben können, stellt sich die Frage, inwieweit dies Anpassungen im Bereich der Sozialpolitik erfordert. Die bestehenden Regelungen der Grundsicherung bewirken, dass Strompreiserhöhungen letztlich zu entsprechenden Erhöhungen von Sozialleistungen führen. Diese Erhöhungen erfolgen allerdings nur verzögert und insofern unvollständig. Angesichts einer relativ stabilen EEG-Umlage erscheint es derzeit aber nicht erforderlich, die generellen Regeln der Sozialleistungen zu ändern, um den gestiegenen Strompreisen Rechnung zu tragen.

Strompreissteigerungen können zumindest teilweise durch einen verminderten Verbrauch ausgeglichen werden. Durch Angebote zur Information und Beratung kann die Verminderung des Stromverbrauchs wirksam verstärkt werden. Darüber hinaus können insbesondere finanzielle Anreize für einkommensschwache Haushalte dazu beitragen, dass sich deren Stromverbrauch und damit auch die Stroma Ausgaben vermindern.

3.3 Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich

Im Unterschied zum Strombereich haben die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich häufig weniger Beachtung gefunden. Dabei sind systemanalytische und einzelwirtschaftliche Be- und Entlastungen zu unterscheiden (Kockat, Treske, Breitschopf 2015). Sie sollen möglichst differenziert nach Sektoren, Energieträgern

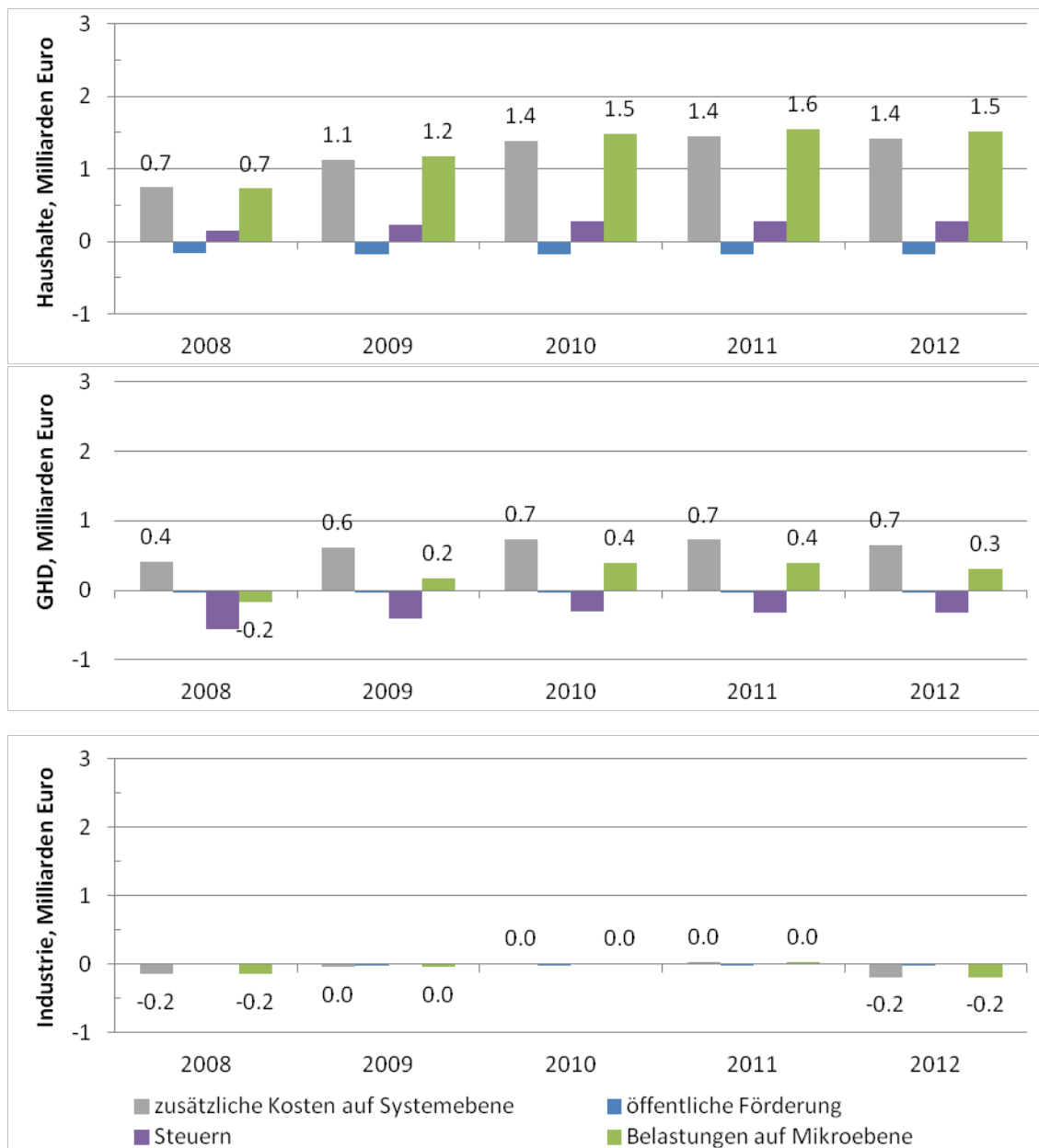
(Solarenergie, Biomasse, Erd- und Umweltwärme) sowie Gebäudekategorien und Regionen abgeschätzt werden.

Die systemanalytischen Differenzkosten erneuerbarer Energien im Wärmebereich betragen im Jahr 2012 1,7 Mrd. Euro. Davon entfallen knapp 1,4 Mrd. Euro auf den Haushaltsbereich und 0,65 Mrd. Euro auf den GHD-Sektor, während die Kosten im Industriesektor um knapp 0,2 Mrd. Euro vermindert werden.

Die einzelwirtschaftlichen Differenzkosten im Wärmebereich ergeben sich aus den systemanalytischen Differenzkosten unter Berücksichtigung der Förderungen. Sie sind aufgrund der staatlichen Förderung durch das Marktanzreizprogramm geringer als die systemanalytischen Differenzkosten. Knapp 0,2 Mrd. Euro der systemanalytischen Differenzkosten werden im Jahr 2012 durch das Marktanzreizprogramm kompensiert. Einzelwirtschaftlich verbleiben Mehrkosten für die Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien von rund 1,6 Mrd. Euro. Zusätzlich werden die einzelwirtschaftlichen Differenzkosten durch Steuereffekte beeinflusst. Der Steuereffekt kann sich mindernd auswirken, wenn durch den Einsatz erneuerbarer Energien die Brennstoffkosten und die damit verbundenen Mehrwertsteuer und Energiesteuer sinken. Dem kann jedoch ein erhöhender Steuereffekt durch die Mehrwertsteuer auf die Investitionsausgaben gegenüberstehen.

Den Großteil der Differenzkosten tragen mit steigendem Anteil die privaten Haushalte, während Teile der Industrien sogar eine Entlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien erfährt. Diese Verteilung ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass in der Industrie vor allem wirtschaftliche Maßnahmen umgesetzt werden, während einzelne Haushalte aus ideellen Gründen investieren und Technologien einsetzen, die sich ggf. aus einzelwirtschaftlicher Sicht nicht rentieren. Ideelle Gründe mit Blick auf Umwelt-/Klimaschutz sowie Statussymbolcharakter könnten diese Entscheidungen motivieren. Verschiedene Förderprogramme vermindern zwar die einzelwirtschaftlichen Differenzkosten der Haushalte, doch höhere Ausgaben für Steuern (MwSt. aufgrund höherer Investitionen) kompensieren diesen Effekt teilweise wieder. Dahingegen nehmen Steuerausgaben kaum Einfluss auf die einzelwirtschaftlichen Differenzkosten bei GHD und Industrie.

Abbildung 5: Systemanalytische und einzelwirtschaftliche Differenzkosten im Wärmebereich



Quelle: Kockat et al. (2015)

Die empirischen Ergebnisse stützen diese Argumentationsweise: die Solarthermie findet stärkere Verbreitung, da diese eine relativ günstige Bereitstellung von Warmwasser ermöglicht. Für Wärmepumpen ist in Nordrhein-Westfalen eine hohe Einsatzrate zu erkennen, da dort länderspezifische Förderprogramme sichtbaren Erfolg haben. Dagegen ist Solarthermie besonders in den alten Bundesländern gleichmäßig verteilt. Bisher installierte Solarthermieanlagen sind für private Haushalte nicht immer die kostengünstigste Wärmeerzeugungsoption. Die zusätzlichen Belastungen verteilen sich unterschiedlich auf die Gebäudetypen. Mit 46 % der in Wohngebäuden entstehenden Diffe-

renzkosten tragen Haushalte in Einfamilien- und Reihenhäusern, die Solarthermie einsetzen, über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2012 den größten Anteil.

In der deutschlandweiten Verteilung der Differenzkosten ist zu erkennen, dass die Großstadtreionen einen relativ geringen Anteil aufweisen. Diese Beobachtung lässt sich dadurch erklären, dass der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern im städtischen Raum erschwert ist. Beispielsweise ist der Zugang zu sowie die Lagerung von Biomasse im ländlichen Raum um ein vielfaches einfacher. Weiterhin ist der Einsatz von Solarthermieranlagen im städtischen Raum mit überwiegendem Mietbestand selten. Denn der Anreiz in Solarthermie zu investieren ist aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen und der geringen Einnahmen für Vermieter gering.

Die Differenzkosten im GHD-Bereich sind überwiegend durch Biomasse getrieben. Die Energieträgerkosten hierfür sind jedoch schwierig abzuschätzen (insbesondere in der Landwirtschaft), da diese häufig als Neben- oder Abfallprodukt anfallen.

Im Industriesektor werden häufig Kuppelprodukte oder Abfallprodukte als erneuerbare Energieträger (Biomasse) für die Wärmeerzeugung eingesetzt, die ansonsten ggf. entsorgt werden müssten. Insofern treten sogar teilweise Entlastungen auf.

Insgesamt ist festzuhalten, dass trotz hoher Anlageninvestitionen für erneuerbare Erzeugungstechnologien die verbrauchsgebundenen Kosten der fossilen Referenzsysteme (Preisschwankungen bei Erdgas und Öl) wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Differenzkosten haben.

3.4 Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich (Biokraftstoffe)

Sievers, Spieth, Schaffer (2014) untersuchen für das Jahr 2012 die Verteilungswirkung der Biokraftstoffquote. Die Differenzkosten der Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biokraftstoffe wurde auf 1,3 Milliarden Euro geschätzt (ISI, DIW, GWS, IZES, 2015 und 2014), eine im Verhältnis zum quantifizierten Nutzen in Höhe von 0,1 Mrd. Euro, der durch vermiedene Emissionen anfällt, vergleichsweise hohe Summe. Allerdings gibt es im Verkehr derzeit noch wenig Alternativen. Längerfristig sind Biokraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr nötig, wohingegen im Straßenverkehr eher auf E-Mobilität und gegebenenfalls Gas gesetzt werden kann.

Da der energetische Gehalt bezogen auf das Volumen bei Biokraftstoffen geringer ist als bei mineralölbasierten Kraftstoffen, steigen die Kraftstoffausgaben und die zugehörigen Steuern selbst unter der Annahme, dass die volumenbasierte Preise unverändert bleiben. Der Effekt fällt entsprechend höher aus, wenn zusätzlich unterschiedliche vo-

lumenbasierte Preise zugrunde gelegt werden. Ökonomische Analysen basierend auf historischen Daten zeigen, dass aufgrund der Biokraftstoffquote in 2012 von allen Verbrauchern rund 1,2 bis 4 Mrd. Euro mehr ausgegeben wurden. Die Haushalte sind überdurchschnittlich belastet, da auf ihre höheren Ausgaben noch Mehrwertsteuer anfällt. Allerdings sind im Gegensatz zu Strom und Wärme die höheren Einkommensgruppen im Verkehrsbereich relativ gesehen stärker belastet. Der Staat hingegen erzielt durch Steuern auf die zusätzlichen Kraftstoffausgaben der Verbraucher zusätzliche Einnahmen in Höhe von rund 0,6 Mrd. Euro.

Daneben generiert der deutsche Biokraftstoffsektor durch den Verkauf von Biokraftstoffen sowie weiteren Nebenprodukten Einnahmen in Höhe von rund 4,3 Mrd. Euro, während der Landwirtschaftssektor 1,5 Mrd. Euro an Einnahmen erzielt. Dagegen lässt sich der Produktionsrückgang der Mineralölindustrie aufgrund der Biokraftstoffquote mit rund 2,2 Mrd. Euro beziffern. Auf Grund der hohen Integration der Mineralölindustrie ist allerdings in Summe unklar, inwieweit die Biokraftstoffquote leicht oder stark negative Auswirkungen auf diese Industrie hat. Insgesamt ist auf makroökonomischer Ebene feststellbar, dass Sektoren die Biokraftstoff oder dessen Vorprodukte bereitstellen, durch die Biokraftstoffquote profitieren, während die Mineralölindustrie eher Rückgänge der Wertschöpfung zu verzeichnen hat. Die Größenordnung der Produktionszuwächse ist jedoch sehr stark davon abhängig, ob andere landwirtschaftliche Produktion durch die Energiepflanzen substituiert wird (Sievers und Schaffer, 2015). Die makroökonomischen Effekte sind mit Hilfe eines Input-Output Modells berechnet.

Die Abschätzung der Verteilungswirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich gestaltet sich als sehr diffizil, da sie Daten aus unterschiedlichsten Quellen benötigt und bei Datennichtverfügbarkeit Annahmen getroffen werden müssen. Insofern konzentriert sich diese Analyse auf die wesentlichen Effekte und berücksichtigt keine indirekten Effekte wie Änderung der Landnutzung, Nahrungsmittelpreise oder Frachtkosten. Allerdings scheinen im Verkehrsbereich die positiven Wirkungen der Emissionsreduzierung von Luftschadstoffen und Treibhausgasen nicht die zusätzlichen Kosten aufzuwiegen. Die Einsparung fossiler Ressourcen und eine geringere Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen sind in diesem Zusammenhang weitere positive Wirkungen, die den Kosten gegenüber stehen, jedoch bisher nicht monetär abgeschätzt wurden.

3.5 Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Steuern und Abgaben

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind zahlreiche wirtschaftliche Aktivitäten verbunden, die zum Aufkommen an Steuern und Sozialabgaben beitragen. Im Rahmen des ImpRES-Projekts wurde ermittelt, in welchem Umfang das Aufkommen von Steu-

ern und Sozialabgaben in den Jahren 2008 bis 2012 dem Bereich erneuerbarer Energien zuzurechnen ist (Diekmann, Großmann, Lehr 2013). Steuerrelevante Aktivitäten bestehen hier insbesondere in der Herstellung von Anlagen und Komponenten, im Anlagenbetrieb, in den hiermit verbundene Dienstleistungen sowie in dem Verkauf bzw. der Abgabe und dem Verbrauch von erneuerbaren Energieträgern.

Wichtige *indirekte Steuern* sind die Stromsteuer, die Energiesteuer und die Umsatzsteuer (Mehrwertsteuer). Die Stromsteuer wird weitgehend unabhängig davon erhoben, welche Energien zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Das Aufkommen der Stromsteuer, das erneuerbaren Energien zugerechnet wird, nimmt deshalb mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien zu. Energiesteuern fallen in einigen Sparten erneuerbarer Energien nicht an. Von Bedeutung sind Energiesteuern aber für Biokraftstoffe, deren anfängliche Förderung durch Begünstigungen bei der Energiesteuer mittlerweile im Wesentlichen durch Kraftstoffquoten ersetzt worden sind. Mit der Umsatzsteuer werden (unter Berücksichtigung des Vorsteuerabzugs bei Unternehmen) hauptsächlich private Haushalte belastet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch private Personen, die z.B. Photovoltaik-Anlagen betreiben und Strom in Netz einspeisen, in der Regel umsatzsteuerlich als Unternehmer gelten. Eine große Bedeutung haben hingegen Umsatzsteuer auf Strom aus erneuerbaren Energien und Umsatzsteuer auf die gesamte EEG-Umlage. Im Wärmebereich fällt Umsatzsteuer auf Ausgaben privater Haushalte für Anlagen und Brennstoffe an. Hinzu kommt Umsatzsteuer im Verkehrsbereich, die Biokraftstoffen zuzurechnen ist. Beim Aufkommen indirekter Steuern im Bereich erneuerbarer Energien von insgesamt 6,9 Mrd. Euro im Jahr 2012 hat die Umsatzsteuer mit 2,9 Mrd. Euro die größte Bedeutung; davon entfallen rund zwei Drittel auf Strom aus erneuerbaren Energien und die EEG-Umlage. Hinzu kommen Energiesteuern von 2,3 Mrd. Euro und Stromsteuern von 1,7 Mrd. Euro.

Das Aufkommen an *direkten Steuern* steht vor allem im Zusammenhang mit der Wertschöpfung bei der Herstellung und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die Art der Besteuerung hängt von Rechtsform ab. Einkommen von natürlichen Personen unterliegen der Einkommensteuer. Zu den besteuerten Einkünften zählen u.a. Arbeitslohn aus unselbständiger Arbeit, Gewinn aus selbständiger Arbeit und Gewerbebetrieb sowie Pacht und Mieteinnahmen. Weitere Steuern auf Einkommen sind zum einen die Körperschaftsteuer (für juristische Personen) und zum anderen der Solidaritätszuschlag, der auf Einkommensteuern und Körperschaftsteuer erhoben wird. Von Bedeutung ist darüber hinaus die von den Gemeinden erhobene Gewerbesteuer, mit der die Ertragskraft bzw. der Gewinn eines Betriebes besteuert wird. Beim Aufkommen der direkten Steuern im Bereich erneuerbarer Energien von insgesamt 4,2 Mrd. Euro im Jahr 2012 hat die Lohnsteuer mit 2,1 Mrd. Euro die größte Bedeutung. Die gesamte Einkommensteuer hat auch aufgrund gestiegener Gewinne aus Gewerbebetrieb im Bereich der Photovoltaik zugenommen.

Das gesamte Aufkommen ist sowohl bei indirekten als auch bei direkten Steuern in den vergangenen Jahren im Bereich erneuerbarer Energien kräftig gestiegen. Insgesamt hat es von 2008 bis 2012 um 62 % auf 11,2 Mrd. Euro zugenommen.

Der Bereich erneuerbarer Energien trägt mit 4,1 Mrd. Euro im Jahr 2012 auch erheblich zum Aufkommen an Beiträgen zur gesetzlichen Sozialversicherung bei (ohne Beiträge zur gesetzlichen Unfallversicherung von rund 0,1 Mrd. Euro). Größtes Gewicht haben hier die Beiträge zur gesetzlichen Rentenversicherung von gut 2 Mrd. Euro.

Die dargestellten Beiträge erneuerbarer Energien zum Aufkommen an Steuern und Sozialabgaben in Deutschland beruhen auf Berechnungen auf Basis von unterschiedlichen amtlichen und nicht amtlichen Datenquellen. Die heterogene Ausgestaltung des Steuerrechts und der vielfältigen steuerrelevanten Aktivitäten im Bereich erneuerbarer Energien erfordern zum Teil Schätzungen unter vereinfachenden Annahmen, die jeweils dokumentiert sind. Wenn auch eine exakte Berechnung des anteiligen Aufkommens nicht möglich ist, so können doch zumindest die Größenordnungen des Aufkommens an Steuern und Sozialabgaben, die dem Bereich erneuerbarer Energien zuzurechnen sind, hinreichend zuverlässig quantifiziert werden.

Generell gilt, dass die ermittelten Beiträge des Bereichs erneuerbarer Energien Ergebnisse einer Bruttobetrachtung sind, die eine Zurechnung von Steuern und Sozialabgaben auf bestimmte wirtschaftliche Aktivitäten ermöglicht, nicht aber eine Nettoanalyse der Steuer- und Abgabewirkungen. Dies gilt insbesondere für die indirekten Steuern (mit Ausnahme der Umsatzsteuer auf die EEG-Umlage), da den Steuern auf erneuerbaren Energien in einer Nettobetrachtung mehr oder weniger hohe Steuermindereinnahmen bei substituierten fossilen Kraftstoffen gegenüberstehen. Die Nettowirkungen können insofern stark von Kosten- und Preiseffekten abhängen. Bei der Umsatzsteuer gilt darüber hinaus, dass steigende Konsumausgaben im Bereich erneuerbarer Energien teilweise Konsumausgaben in anderen Bereichen ersetzen, sodass insoweit das Steueraufkommen – bei gleichem Steuersatz - in einer Nettobetrachtung nicht steigt. Hinsichtlich der Nettowirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf das Aufkommen von direkten Steuern und Sozialabgaben kommt es entscheidend darauf an, inwieweit es gelingt, neben dem für eine nachhaltige Entwicklung notwendigen Strukturwandel zugleich volkswirtschaftliche Wachstumsimpulse auszulösen.

3.6 Verteilungswirkungen der Forschungsförderung für erneuerbare Energien

Zur Untersuchung der direkten Verteilungswirkungen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien wurden Daten zur Entwicklung und Struktur der Forschungsausgaben insbesondere des Bundes ausgewertet (Diekmann,

Niemeyer 2015). Von besonderem Interesse ist dabei die Verteilung der Ausgaben nach Zuwendungsgebern, Bundesländern, technologischen Förderschwerpunkten, Anwendungsbereichen, Empfängergruppen und Wirtschaftszweigen. Als Datenbasis werden neben statistischen Berichten zur Energieforschung vor allem die detaillierten Angaben zu den einzelnen geförderten Projekten auf Basis des Förderkatalogs des Bundes (FÖKAT) analysiert.

Die Bundesmittel für Energieforschung betragen 2014 insgesamt 819,2 Mio. Euro, davon 303,3 Mio. Euro oder 37 % für erneuerbare Energien. Während erneuerbare Energien an der institutionellen Förderung der Helmholtz-Gemeinschaft nur einen Anteil von 18 % (2013) haben, spielen sie bei der Projektförderung mit 47,9 % (2013) eine entscheidende Rolle. Dabei dominieren Projekte der anwendungsorientierten Forschung und Entwicklung, die bis 2013 vom früheren BMU gefördert wurden. Die Bundesländer haben im Jahr 2013 die nicht-nukleare Energieforschung mit 311,7 Mio. e gefördert, davon 84,8 Mio. Euro oder 27,2 % für erneuerbare Energien. Zusätzlich konnten für nicht-nukleare Energieforschung aus dem 7. EU-Forschungsrahmenprogramm (2007-2013) durchschnittlich 40,3 Mio. Euro für Projektanträge aus Deutschland eingeworben werden, davon 23,4 Mio. Euro oder 58,1 % für erneuerbare Energien. In der Summe ergeben sich somit für erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013 öffentliche Forschungsausgaben in einer Größenordnung von 406 Mio. Euro. Im längerfristigen Vergleich lag der Anteil erneuerbarer Energien an den Ausgaben für Energieforschung in Deutschland stets über dem Durchschnitt der OECD-Länder. Die öffentlichen Forschungsausgaben für erneuerbare Energien sind jedoch auch in vielen anderen Ländern in den letzten Jahren deutlich gestiegen.

In der tiefergehenden Analyse der Projektförderung des Bundes werden Projekte untersucht, die in den Jahren von 2005 bis 2014 begonnen wurden. Der Bereich erneuerbarer Energien³ umfasst dabei insgesamt 2.693 Projekte mit einer Fördersumme von 1.712 Mio. Euro. Dies sind 43 % der Projekte bzw. 34 % der Projektfördermittel der Energieforschung des Bundes. Diese Projekte gehören überwiegend zum Zuständigkeitsbereich des BMWi, einschließlich der früheren BMU-Projekte zur anwendungsorientierten Forschung und Entwicklung. Auf Projekte des BMWi entfallen rund 85 % der Fördermittel für erneuerbare Energien. Projekte der Grundlagenforschung des BMBF haben an den Fördermitteln einen Anteil von rund 14 %. Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Projektförderung im Energiebereich ist in den letzten Jahren gestiegen.

³ Für die detaillierte Analyse der Projektförderung des Bundes wird die Abgrenzung des Förderschwerpunkts erneuerbarer Energien gegenüber der FÖKAT-Datenbank modifiziert, wobei insbesondere einige Projekte der Grundlagenforschung einbezogen werden, die in der Datenbank der rationalen Energieumwandlung zugeordnet sind.

An den Projektfördermitteln des Bundes für erneuerbare Energien haben im Betrachtungszeitraum die Länder Baden-Württemberg (26 %), Niedersachsen (15 %), Nordrhein-Westfalen (10 %) und Bayern (8 %) die größten Anteile. Bezogen auf das BIP fließen am meisten Fördermittel nach Bremen, gefolgt von Sachsen, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Berlin, die bezogen auf ihre Wirtschaftskraft ungefähr gleichstark von Projektmitteln im Bereich erneuerbarer Energien profitieren. In einigen Ländern wie Niedersachsen, Berlin und Bremen sind die Anteile an den Fördermitteln für erneuerbare Energien deutlich höher als deren Anteile an den Fördermitteln für die gesamte Energieforschung, d.h. sie sind auf Projekte zu erneuerbaren Energien spezialisiert.

Bei der Verteilung der Fördermittel nach technologischen Schwerpunkten haben die Photovoltaik mit 26 % und die Windenergie mit 21 % die größte Bedeutung. Projekte zur Systemtechnik machen 12 % und Studien und Sonstiges knapp 6 % der Fördermittel aus. Auf die Grundlagenforschung entfallen insgesamt rund 14 % der Fördermittel. Der Anteil der Photovoltaik an den Fördermitteln hat sich im Betrachtungszeitraum deutlich vermindert, während die Anteile der Systemtechnik und der Grundlagenforschung in den letzten Jahren zugenommen haben. Innerhalb der Grundlagenforschung zu erneuerbaren Energien haben die Photovoltaik mit 45 %, die Biomasse mit 29 % und die Systemtechnik mit 17 % hohe Anteile an den Fördermitteln, während andere Technologien hierbei keine oder nur eine kleine Rolle spielen. Die Struktur der Fördermittel für erneuerbare Energien nach technologischen Förderschwerpunkten unterscheidet sich sehr stark zwischen den einzelnen Bundesländern. So hat die Photovoltaik in Baden-Württemberg, Bayern, Sachsen und Sachsen-Anhalt relativ hohe Anteile an den jeweiligen Fördermitteln, während in Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein Projekte zur Windenergie im Vordergrund stehen. In Hessen dominiert hingegen die Systemtechnik. In Berlin überwiegen Fördermittel für Grundlagenforschung sowie Studien und Sonstiges.

Als Anwendungsbereiche für erneuerbare Energien werden Strom, Wärme und Verkehr unterschieden. Mit 73 % der Fördermittel dominiert eindeutig der Strombereich. Dem Wärmebereich sind hingegen nur 6 % und dem Verkehrsbereich 2 % der Mittel eindeutig zurechenbar. 3,5 % der Mittel fließen in allgemeine Projekte (z.B. übergreifende Systemstudien). Darüber hinaus sind 16 % der Fördermittel nicht eindeutig klassifizierbar, weil sie mehreren Anwendungsbereichen dienen können (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung). Der Stromanteil ist in den letzten Jahren noch leicht gestiegen.

In der Verteilung der Mittel der Projektförderung für erneuerbare Energien nach Empfängergruppen spielen die außeruniversitären Forschungseinrichtungen mit insgesamt rund 45 % die größte Rolle. Hiervon entfällt mit 22 % fast die Hälfte auf die Fraunhofer-Gesellschaft. Die Helmholtz-Gemeinschaft hat einen Anteil von rund 11 %. Im Ver-

gleich hierzu sind die Mittel, die an die Max-Planck-Gesellschaft fließen, mit 0,4 % relativ gering. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum hat einen Anteil von knapp 1 %. Auf andere Forschungsinstitute entfallen zusammen genommen 11 % der Fördermittel. In den Hochschulbereich (einschließlich Universitäten und Akademien) fließen rund 22 % der Fördermittel. Eine ähnlich große Bedeutung als Empfänger haben Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit 21 %. Im Betrachtungszeitraum sind die Anteile des Hochschulbereichs, der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz-Zentren gestiegen, wohingegen der Anteil anderer Forschungsinstitute nach dem Jahr 2011 gesunken ist. Der Anteil der Industrie hat sich von 2008 bis 2010 deutlich vermindert; bei den 2013 und 2014 begonnenen Projekten konnte hingegen wieder ein zunehmender Industrieanteil verzeichnet werden.

Die Verteilung der Fördermittel an Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes zeigt ein deutliches sektorales Profil. Es überwiegen die Bereiche Elektrotechnik mit rund 52 % sowie Maschinenbau mit rund 35 % der Fördermittel. In der Elektrotechnik steht die Photovoltaik und im Maschinenbau die Windenergie im Vordergrund. An den Fördermitteln der Industrie haben Baden-Württemberg, Bayern und Sachsen die höchsten Anteile. Auf große Unternehmen mit 500 und mehr Mitarbeitern entfallen 62 % der Projekte und 78 % der Fördermittel für erneuerbare Energien im verarbeitenden Gewerbe.

Alles in allem zeigen die Analysen, dass mit den öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien deutliche Verteilungswirkungen im Hinblick auf Bundesländer, Technologien, Anwendungsbereiche, Empfängergruppen, Wirtschaftszweige und unterschiedlich große Unternehmen verbunden sind. Allerdings ist das jährliche Volumen der Forschungsförderung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht relativ gering. Es ist insbesondere wesentlich kleiner als der Umlagebetrag nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (2015: 21,8 Mrd. Euro). Außerdem erfolgt die Finanzierung der Forschungsförderung nicht über die Stromverbraucher, sondern durch öffentliche Haushalte bzw. die Steuerzahler. Von der Forschungsförderung unmittelbar begünstigt werden vor allem Einrichtungen im Bereich Forschung, Entwicklung und Bildung sowie zum Teil Industrie- und Dienstleistungsunternehmen. Darüber hinaus trägt die Forschungsförderung aber auch zu Innovationen bei, mit denen die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer nachhaltigen Energieversorgung vermindert werden können.

4 Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektromobilität

Bei der Nutzung erneuerbarer Energien kommt es zu einer Vielzahl technologischer, ökonomischer und instrumenteller Wechselwirkungen, die für die Beurteilung von Kosten und Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien von Bedeutung sind. Im Rahmen des Forschungsprojekts ImpRES werden speziell die Wechselwirkungen der Elektromobilität mit der Systemintegration erneuerbarer Energien im Strombereich untersucht. Hierzu werden vorhandene Ansätze zur Strommarktmodellierung weiterentwickelt und auf ausgewählte Zukunftsszenarien angewendet.

Wechselwirkungen bestehen insbesondere bei der Beladung von Elektrofahrzeugen (Grid to Vehicle, G2V) sowie gegebenenfalls auch bei einer dezentralen Speicherung und Rückspeisung in das Stromnetz (Vehicle to Grid, V2G). Mögliche Synergieeffekte im Strombereich bestehen beispielsweise in der Senkung der Kosten der Systemintegration erneuerbarer Energien. Dies betrifft sowohl den Großhandels- als auch den Regelleistungsbereich. Eine optimierte Be- und Entladung von Elektrofahrzeugen kann der Arbitrage im Großhandel dienen, der Verringerung von Laständerungen im Stromsystem (Residuallastgradienten), der Bereitstellung von Spitzenleistung und der strom- oder mobilitätsseitigen Nutzung temporärer erneuerbarer Stromüberschüsse. Zudem kann negative und gegebenenfalls auch positive Regelleistung bereitgestellt werden. Dadurch könnten andere Flexibilitätsoptionen wie netzgebundene Stromspeicher oder fossile Backup-Kraftwerke substituiert werden.

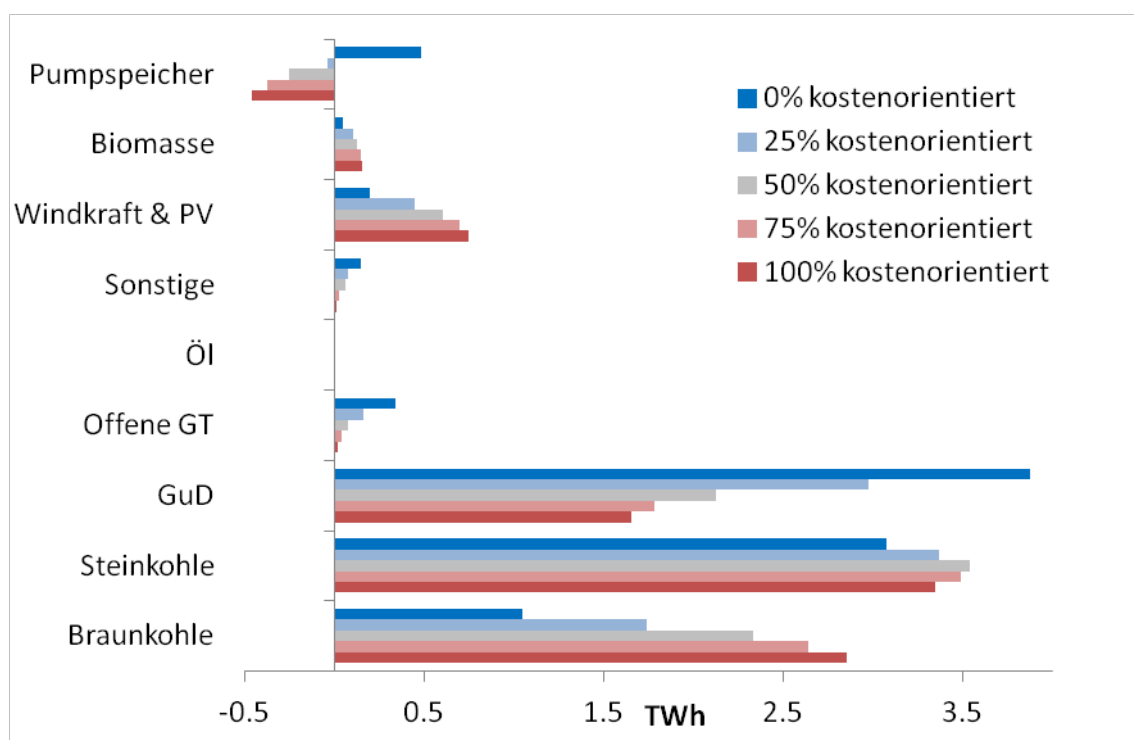
Es werden zwei komplementäre Modelltypen eingesetzt, um derartige Wechselwirkungen zu erfassen: ein gemischt-ganzzahliges Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell sowie ein lineares Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Mit ersterem werden die Auswirkungen unterschiedlicher Auflademodi bei einem gegebenen Kraftwerkspark, mit letzterem unterschiedliche G2V- und V2G-Ladestrategien insbesondere im Regelleistungsbereich. Dabei können auch deren Effekte auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks analysiert werden.

4.1 Auswirkungen der Elektromobilität auf den Kraftwerkseinsatz

Mit einem erweiterten Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell wird der mögliche Einfluss künftiger Elektrofahrzeugflotten auf den Kraftwerkseinsatz und die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2030 untersucht. Dabei wird von der Möglichkeit einer Rückspeisung abstrahiert (nur Grid to Vehicle, kein Vehicle to Grid). Die Flexibilitätsrestriktionen des thermischen Kraftwerksparks, über den exogene Szenarioannahmen getroffen werden, werden detailliert abgebildet (Schill, Gerbaulet 2015).

Auf Basis dieser Analyse können mehrere politikrelevante Schlussfolgerungen gezogen werden. So ist der jährliche Strombedarf einer wachsenden Elektrofahrzeugflotte gering. Bei einer komplett ungesteuerten Fahrzeugaufladung können aber erhebliche Lastspitzen entstehen. Aus Sicht der Systemsicherheit ist daher eine an den Stromsystemkosten (d.h. am Großhandelspreis) orientierte Fahrzeugaufladung einem ungesteuerten Lademodus klar vorzuziehen. Die Möglichkeiten, Fahrzeuge ungesteuert aufzuladen, müsste künftig eventuell regulatorisch eingeschränkt werden, sofern sich dieses Problem nicht von selbst dadurch erledigt, dass die Stromlieferanten die hohen Großhandelspreise der ungesteuerten Fahrzeugaufladung an die jeweiligen Fahrzeughalter weitergeben. Außerdem zeigt die Analyse, dass eine kostenorientierte Fahrzeugaufladung die Systemintegration erneuerbarer Energien verbessern kann. Sie erhöht allerdings unter Umständen auch die Auslastung konventioneller Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen deutlich (Abbildung 6). Dies gilt insbesondere, solange im Kontext der Energiewende noch erhebliche, aber zunehmend unterausgelastete Kohlekraftwerkskapazitäten vorgehalten werden.

Abbildung 6: Einfluss der Elektromobilität auf den Kraftwerkseinsatz gegenüber einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 (Quelle: Schill, Gerbaulet 2015)



Die Elektromobilität wird energiepolitisch oft mit der Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich verknüpft. Dazu muss jedoch ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erfolgen. Dieser sollte dazu führen, dass im Jahresmittel

genau so viel erneuerbarer Strom in das System zusätzlich eingespeist wird, wie die Elektrofahrzeugflotte verbraucht. Eine direkte zeitliche Kopplung von erneuerbarer Stromerzeugung und Fahrzeugaufladung erscheint dagegen aus Systemsicht nicht erforderlich. In diesem Zusammenhang verdeutlicht die Modellanalyse außerdem, dass eine systemkosten- bzw. marktpreisorientierte Fahrzeugaufladung in Hinblick auf CO₂-Emissionen nur dann zu wünschenswerten Ergebnissen führen kann, wenn diese Emissionen adäquat bepreist sind. Andernfalls kann die zusätzliche Flexibilität der Elektrofahrzeugflotte im Stromsystem dazu führen, dass emissionsintensive (aber vergleichsweise kostengünstige) Stromerzeugungstechnologien verstärkt genutzt werden.

4.2 Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und den Regelleistungsmarkt

Komplementäre Untersuchungen werden mit einem linearen Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell durchgeführt, mit dem der Einfluss der Elektrofahrzeuge nicht nur auf den Einsatz bestehender Kraftwerke, sondern auch auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks untersucht werden kann. Dabei wird nicht nur der Großhandelsmarkt, sondern auch der Regelleistungsmarkt betrachtet. Zudem wird die Möglichkeit berücksichtigt, Elektrizität aus den Fahrzeugbatterien in das Netz zurück zu speisen (Schill et al. 2016). Hierzu wird ein bestehendes Modell erweitert, kalibriert und eingesetzt. Es handelt sich dabei um das „Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables“ (DIETER). Die erweiterte Version wird mitsamt allen Inputdaten unter einer Open-Source-Lizenz als quellenoffene Version 1.1.0 auf der Homepage des DIW Berlin bereit gestellt (www.diw.de/dieter). Mit Hilfe dieses Modells wird untersucht, welche Rolle Elektrofahrzeuge bei der Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland in Zukunftsszenarien des Jahres 2035 spielen könnten.

Es werden zwei verschiedene Szenarien des Kraftwerksparks sowie unterschiedliche Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung mit und ohne Rückspeisung elektrischer Energie von den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz untersucht. Die Modellrechnungen zeigen, dass Elektrofahrzeuge im Jahr 2035 in erheblichem Umfang zu einer kostengünstigen Bereitstellung von Regelleistung beitragen könnten. Dies gilt auch ohne Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz, d.h. bei einem reinen G2V-Betrieb. Dabei sind die im Bereich der Regelleistung umgesetzten Energiemengen im Vergleich zum Stromverbrauch der Fahrzeugantriebe relativ gering. Die Rückspeisung der Fahrzeuge in den Großhandel (V2G-Arbitrage) ist unter den getroffenen Basisannahmen fast vernachlässigbar, so dass der Elektrofahrzeugflotte als Stromspeicher zur zeitlichen Verschiebung größerer Energiemengen keine nennenswerte Rolle zukommt. Insofern bestätigen die Modellrechnungen andere Analysen,

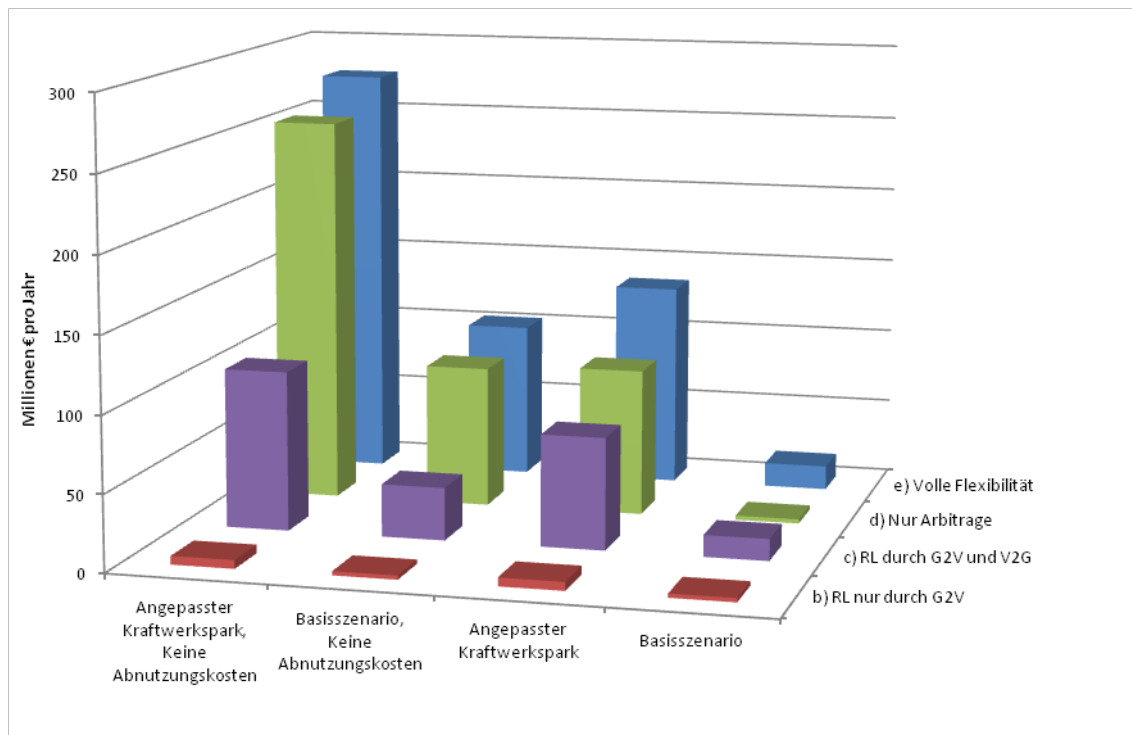
nach denen der Einsatz einer flexiblen Elektrofahrzeugflotte eher im Regelleistungs- als im Großhandelsmarkt vorteilhaft ist.

Dieser Befund ändert sich jedoch grundlegend, falls – beispielsweise aufgrund technologischer Fortschritte – keine zusätzlichen Batterieabnutzungskosten für die Rückspeisung anfallen. In diesem Fall stellt die Elektrofahrzeugflotte noch mehr Regelleistung bereit und wird auch in großem Umfang für Arbitrage im Großhandelsmarkt genutzt. Dabei konkurriert sie stark mit Pumpspeichern. Künftige technologische Fortschritte bei der Verringerung der zyklischen Batteriealterung und Kostensenkungen von Batterien könnten demnach den Systemnutzen der Elektrofahrzeugflotte deutlich erhöhen.

Die Rolle der Elektrofahrzeuge im Stromsystem wächst außerdem, wenn das Regelleistungs- und Flexibilitätspotenzial der Fahrzeugflotte bei der Zusammensetzung des Kraftwerksparks zumindest teilweise berücksichtigt wird. Dann können Elektrofahrzeuge nicht nur Auswirkungen auf den Einsatz aller anderen angebots- und nachfrageseitigen Kapazitäten haben, sondern auch einen Effekt auf die vorzuhaltenden Kapazitäten dieser Technologien. Dabei stehen Elektrofahrzeuge in direkter Konkurrenz zu anderen erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen.

Unter Basisannahmen, d.h. für einen gegebenen Kraftwerkspark und eine mittlere Abschätzung von Kosten der V2G-Rückspeisung, sind die Systemkosteneinsparungen der zusätzlichen Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten von Elektrofahrzeugen gering, sowohl insgesamt als auch pro Fahrzeug betrachtet (Abbildung 7). Grund hierfür ist die Existenz vieler anderer Flexibilitätsoptionen im Stromsystem. Insbesondere stehen angebots- und nachfrageseitig große Kapazitäten zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung, so dass der Wert der zusätzlichen Regelleistungsbereitstellung von Elektrofahrzeugen wesentlich niedriger ist als in früheren Studien, die auf historischen Marktpreisen basieren. Die Schaffung entsprechender Geschäftsmodelle dürfte demnach eine große Herausforderung darstellen. Deutlich höhere Einsparungen zeigen sich in einem Szenario, in dem der Kraftwerkspark so angepasst ist, dass er die zusätzliche Flexibilität der Elektrofahrzeugflotte zumindest teilweise berücksichtigt. In diesem Fall müssen geringere Kapazitätsreserven vorgehalten werden, da der Kapazitätswert von Elektrofahrzeugen im Gesamtsystem teilweise widerspiegelt wird. Noch größere Effekte zeigen sich in Sensitivitätsanalysen, in denen Elektrofahrzeugen keine zusätzlichen Batterieabnutzungskosten für die Stromrückspeisung angerechnet werden. Dann können sie in deutlich größerem Umfang für Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten eingesetzt werden.

Abbildung 7: Kostendifferenz in verschiedenen Szenarien zum jeweiligen Vergleichsfall ohne Bereitstellung von Regelleistung (RL) und Vehicle to Grid (V2G) im Jahr 2035 (Quelle: Schill et al. 2016)



Es ist allerdings zu beachten, dass in allen Berechnungen bereits im Vergleichsfall von einer gesteuerten Fahrzeugaufladung ausgegangen wird, was die Existenz entsprechender Infrastrukturen sowie organisatorischer Arrangements voraussetzt. Demnach sollten die *zusätzlichen* Aktivitäten am Regelenenergie- bzw. Großhandelsmarkt einer ohnehin bereits systemorientiert aufladenden Elektrofahrzeugflotte auch keine übermäßigen zusätzlichen Kosten verursachen. Wichtige Voraussetzung hierfür wären jedoch adäquate Präqualifikationsverfahren und Marktzutrittsbedingungen sowie die Akzeptanz auf Seiten der jeweiligen Fahrzeugeigentümer bzw. -nutzer. Hierzu könnten die Fahrzeughalter grundsätzlich an den Systemkosteneinsparungen beteiligt werden. Derartige finanzielle Anreize könnten jedoch nicht allzu hoch ausfallen, wenn man die hier simulierten Kosteneinsparungen als Obergrenzen interpretiert.

4.3 Weitere Analysen

In weiteren Analysen wird ermittelt, wie sich Größe und Flexibilitätseigenschaften der Elektrofahrzeugflotte in auf den Ausbaubedarf bei erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen sowie Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen auswirken. Dabei wird das in Schill et al. (2016) entwickelte Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell erneut eingesetzt, wobei unterschiedliche Flottengrößen und verschiedene Anteile erneuerbarer Energien unterstellt werden.

Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass zumindest bei kleineren Flottengrößen und moderaten Anteilen erneuerbarer Energien der Wert der zusätzlichen Flexibilität, die die Elektrofahrzeugflotte in das Stromsystem einbringt, die Kosten des zusätzlich erforderlichen Ausbaus erneuerbarer Energien überwiegen kann. Bei wachsenden Elektrofahrzeugflotten sinkt der Zusatznutzen dieser Flexibilität aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten jedoch deutlich. Inwiefern sich diese Befunde als robust erweisen, ist noch Gegenstand weiterer Untersuchungen.

5 Gesamtwirtschaftliche Wirkungen

Makroökonomische Effekte lassen sich anhand verschiedener Kennzahlen fassen, wie beispielsweise Investitionen, Umsatz, Im/Exporte, Wachstum und Beschäftigung. Hierbei wird zwischen einfachen Kennzahlen, die sich auf einzelne Sektoren beziehen und solchen Größen, die die gesamte Volkswirtschaft umfassen, differenziert.

Zur Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung eines Sektors, wie der erneuerbare Energien, werden zunächst Investitionen, Umsätze und Beschäftigung der beteiligten Branchen herangezogen. Diese werden in der Literatur häufig als Bruttogröße, bspw. Bruttobeschäftigung bezeichnet.

Will man darüber hinaus die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien messen, so muss die Entwicklung der Volkswirtschaft unter der Annahme des Ausbaus erneuerbarer Energien mit einer Entwicklung mit geringerem Ausbau oder auch ganz ohne Ausbau erneuerbarer Energien verglichen werden. Die aus dem Vergleich zweier Entwicklungen ableitbaren Differenzgrößen enthalten alle gesamtwirtschaftlichen Anpassungsreaktionen und werden daher als Nettowirkungen bezeichnet. Zur Abschätzung dieser makroökonomischen Nettoeffekte des EE-Ausbaus sind neben Statistiken und Erhebungen bei Unternehmen gesamtwirtschaftliche Modelle nötig, welche die vielfältigen wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen Akteuren und Wirtschaftszweigen möglichst umfassend abbilden sollen.

5.1 Makroökonomische Bedeutung erneuerbarer Energien

Investitionen sind ein wesentlicher wirtschaftlicher Impuls für gesamtwirtschaftliches Wachstum. Die Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie in Deutschland (2015 bei 14,5 Mrd. Euro. (BMWi 2016)) umfassen alle Ausgaben für die Anlagengenerierung, d. h. für Herstellung der Anlagen, Bau und Errichtung. Neben den inländischen Investitionen beeinflusst die Investition im Ausland und damit die Nachfrage aus dem Ausland die Umsätze deutscher Hersteller. Insgesamt beliefen sich die Umsätze bei Herstellern von Anlagen und Komponenten EE-Technologien oder EE-Anlagen in Deutschland im Jahr 2013 auf rund 22,7 Mrd. Euro (siehe ISI, DIW, GWS, IZES 2015). Ausgehend von diesen Umsätzen der Unternehmen kann die Beschäftigung durch die Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien abgeschätzt werden. Sie setzt sich zusammen aus der direkten Beschäftigung in den Herstellungsbetrieben und der oftmals als indirekt bezeichneten Beschäftigung in den Unternehmen entlang der Vorleistungskette. In ähnlicher Weise wird die mit dem Betrieb und der Wartung von EE-Anlagen verbundene Beschäftigung berechnet. Sie leitet sich aus den Betriebskosten ab. Direkt Beschäftigte arbeiten in den Wartungsunternehmen und indirekte Beschäftigung entsteht wiederum durch Zulieferung entlang der Wert-

schöpfungskette. Auch die Beschäftigung durch öffentliche FuE-Mittel und in der öffentlichen Verwaltung gehen in die Abschätzung mit ein. Insgesamt ergibt sich hieraus die sogenannte Bruttobeschäftigung. Sie umfasste im Jahr 2014 rund 355.400 Beschäftigte (BMWi 2015a).

Fossile Energieträger werden infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien weniger benötigt. Die Einsparung betrifft in den verschiedenen Sektoren die Energieträger dabei deutlich unterschiedlich. Da die meisten fossilen Brennstoffe importiert werden, beeinflusst das internationale Preisniveau (Wechselkurs) für fossile Brenn- und Treibstoffstoffe die monetären Einheiten der Energieträgerimporte. Die Einsparung fossiler Brennstoffe im Jahr 2014 beläuft sich für die drei Bereiche Strom, Wärme und Verkehr auf rund 8,8 Mrd. Euro. Eine Bereinigung der verringerten Importe um die gestiegenen biogenen Brennstoffimporte, ergibt einen Nettowert der verringerten fossilen Brennstoffimporte, der sich auf rund 8,1 Mrd. Euro (2014) beläuft (siehe ISI, DIW, GWS, IZES 2015).

5.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte nach Regionen und Sektoren – eine modellgestützte Analyse

Für das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist ihre Wirkung auf die Gesamtwirtschaft von zentraler Bedeutung. Diese umfasst zum einen die oben beschriebenen positiven Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung im Bereich der Produktion von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie und deren Betrieb sowie in den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen. Zum anderen tragen wegfallende Wertschöpfung und Beschäftigung im Bereich der substituierten konventionellen Energieträger und entsprechenden Vorleistungsstufen zum gesamtwirtschaftlichen Effekt bei, genauso wie veränderte Energiepreise, mit denen Energieverbraucher konfrontiert sind. Induzierte Effekte, etwa eine Erhöhung des Endnachfrageniveaus durch zusätzliches Wachstum, sind ein weiterer Bestandteil der makroökonomischen Nettoeffekte.

Während die Effekte oft für einzelne Wirtschaftszweige oder Bereiche ausgewiesen werden, fehlt die Verteilung der gesamtwirtschaftlichen Netto-Effekte der Energiewende auf Regionen und Einkommensgruppen in der bestehenden Literatur. Im Rahmen des Projekts ImpRES wurde daher ein in seiner Struktur stark an das Modell ASTRA angelehntes Modell entwickelt, mit dem die Nettowirkungen des zukünftigen Ausbaus erneuerbarer Energien bzw. der Energiewende auf Gesamtwirtschaft, Wirtschaftszweige, Regionen und Einkommensgruppen quantifiziert werden können (Sievers und Pfaff 2016). Die Ergebnisse ergänzen die Datengrundlage für die Diskussion um die Verteilungseffekte der Energiewende, welche von hoher Bedeutung für deren Akzeptanz und letztlich Gelingen ist.

5.2.1 Methodik

ASTRA⁴ ist ein dynamisches, makroökonomisches Simulationsmodell. Es stellt die Wirtschaft als Zusammenschluss individueller Subsysteme dar, wobei von einer gesamtwirtschaftlichen Kreislauflogik ausgegangen wird. Die Implementierung in System Dynamics erlaubt die Darstellung nichtlinearer Effekte über die Interaktion verschiedener Feedback-Schleifen. Das im Rahmen von ImpRES entwickelte makroökonomische Modell lehnt sich in seiner Struktur stark an ASTRA an. Es umfasst 72 Sektoren, deren Verflechtung im Input-Output-Modul abgebildet ist. Konsum, Staatskonsum, Investitionen und Exporte sind von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abhängig und gehen als letzte Verwendung ins Input-Output-Modul ein. Dort wird die sektorale Bruttowertschöpfung ermittelt und das Beschäftigungsmodul ist über Arbeitsproduktivität daran gekoppelt. Die Angebotsseite wird über aggregierte Produktionsfunktionen abgebildet. Sie sind nach dem Cobb-Douglas-Typ modelliert und hängen im Wesentlichen von den Faktoren Arbeit und Kapital sowie der Faktorproduktivität ab. Diese drei Größen werden modellendogen berechnet. Das Zusammenspiel aus Angebots- und Nachfrageseite bestimmt die langfristige gesamtwirtschaftliche Entwicklung.

Die Quantifizierung der gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte in Deutschland erfolgt durch den Vergleich zweier Zukunftsszenarien (Zeithorizont 2030), welche im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien“ (BMW 2016a) erstellt wurden: Das Referenzszenario beschreibt eine Entwicklung, in der die Energiewende ab 2010 nicht weiter vorangetrieben wird, im Basis-Szenario (Energiewende-Szenario) werden dagegen die Ziele der Energiewende erreicht. Die Energiesystem-Modellierung erfolgte mit dem Modell Enertile⁵, welches insbesondere die Erzeugung erneuerbaren Energien regional sehr hoch auflöst. Im makroökonomischen Modell werden folgende Inputs aus den Szenarien genutzt: (neu) installierte Leistung sowie Stromerzeugung nach Technologien und Regionen (Regierungsbezirke), Strompreise, Investitionen in energetische Gebäudemodernisierung oder Wärmeerzeugungstechnologien mit erneuerbaren Energien, Wärmeausgaben nach Energieträgern und Kraftstoffausgaben.

Die Investitionen in energetische Gebäudemodernisierung werden dem Bausektor und der Region der Durchführung der Maßnahmen zugeordnet. Die Energieerzeugungstechnologien werden im ersten Schritt in Einzelkomponenten zerlegt, für die im zweiten Schritt hinterlegt ist, zu welchem Anteil sie importiert werden bzw. ob der Impuls direkt regional zugeordnet werden kann (entweder dem Ort der Energieerzeugung oder basierend auf der regionalen Verteilung der Haupthersteller der Komponente) oder ob keine direkte regionale Zuordnung möglich ist. Im dritten Schritt werden die auf die

4 Weitere Informationen zu ASTRA unter <http://www.astra-model.eu/>

5 Weitere Informationen zu Enertile unter <http://www.enertile.eu/enertile-en/index.php>

einzelnen Komponenten bezogenen Investitionen den Wirtschaftszweigen zugeordnet. Neben den anfallenden Investitionen werden auch die für die einzelnen Technologien in Höhe und sektoraler Struktur unterschiedlichen Betriebskosten sowie die Wertschöpfung durch den Betrieb der Anlagen betrachtet. Auch hierfür sind entsprechende Vektoren im Modell hinterlegt, bei denen wie im Fall der Investitionen unterschieden wird zwischen regionalen und überregionalen Impulsen.

Sämtliche inländische Impulse (regionale und überregionale) gehen in den makroökonomischen Kern des Modells ein wo unter Einbezug von direkten, indirekten und induzierten Effekten die Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige ermittelt wird. Aus den bereits regional zugeordneten Impulsen wird die entsprechende Wertschöpfung abgeleitet. Die restliche Wertschöpfung wird den Regionen mittels eines Schlüssels zugeordnet. Dieser baut auf Zeitreihen zur Beschäftigung und Wertschöpfung und daraus resultierender Arbeitsproduktivität nach Regionen und Wirtschaftszweigen auf. Auch Prognosen zur Entwicklung des regionalen Arbeitskräftepotentials werden berücksichtigt. Das heißt den Unterschieden der einzelnen Regionen in Bezug auf ihre Wirtschaftskraft und -struktur und deren dynamische Entwicklung wird Rechnung getragen. Die Aggregation der regionalen Wertschöpfung dient als regionales BIP. Es handelt sich bei diesem regional-ökonomischen Ansatz somit um einen bottom-up – top-down-Ansatz: Impulse fließen regional ein und entfalten regionale Wirkung, überregionale Wirkungen werden wiederum in regionale Wirkungen übersetzt.

Die Verteilung der gesamtwirtschaftlichen Netto-Wirkung auf Einkommensgruppen (Dezile) setzt bei der Veränderung der Wertschöpfung der einzelnen Wirtschaftszweige an. Diese beeinflusst die funktionale Einkommensverteilung, da der Anteil der Arbeitnehmerentgelte an der Wertschöpfung zwischen den Wirtschaftszweigen variiert. Aus den Arbeitnehmerentgelten werden Bruttolöhne ermittelt, während die Veränderung der Gewinne als Indikator für die Veränderung von Vermögens- und Selbständigen-Einkommen genutzt wird. Da sich Lohn anders auf die Einkommensgruppen verteilt als Vermögens-/Selbständigen-Einkommen, wirkt die funktionale Einkommensverteilung somit auf die personelle. Der Besitz einer PV-Anlage oder die Beteiligung an einem Fond / einer Energiegenossenschaft oder ähnlichem wird nicht mehr separat betrachtet, die entsprechenden Gewinne sind bereits in der Wertschöpfung enthalten und für die Verteilung auf die Dezile wird angenommen, dass diese der allgemeinen Verteilung von Vermögens-/Selbständigen-Einkommen entspricht. Datenbasis für die Modellierung sind hier die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung sowie eine Sonderauswertung der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Die Ausgaben für Energie (Strom, Wärme, Kraftstoffe) kommen direkt aus den Szenarien und werden basierend auf den Daten der EVS auf die Dezile verteilt. Auf diese Weise kann der Anteil der Energieausgaben am Konsum sowie am Nettoeinkommen je Dezil ermittelt werden, ein in der Literatur gängiger Indikator zur Abschätzung von Energiearmut.

5.2.2 Ergebnisse

Das Energiewende-Szenario zeichnet sich durch ein leicht höheres Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zur Referenz von 0,5 % in 2020 und 0,7 % in 2030 aus. Auch die Gesamtbeschäftigung liegt um etwa 0,4 % in 2020 und 0,3 % in 2030 höher.

Wesentliche Treiber dieses Wirtschaftswachstums sind die zusätzlichen Investitionen, die in erster Linie durch Maßnahmen im Gebäudebereich entstehen und nur in geringem Maße durch zusätzliche Investitionen in Stromerzeugungstechnologien. Letztere erhöhen insbesondere die Nachfrage nach Investitionsgütern aus dem verarbeitenden Gewerbe, aber auch Handel/Verkehr und Beratungsdienstleistungen erhalten einen deutlichen Impuls. Der gesamte Investitionsimpuls wird verstärkt durch Multiplikator- und Akzeleratoreffekte.⁶

Effekte nach Wirtschaftsbereichen

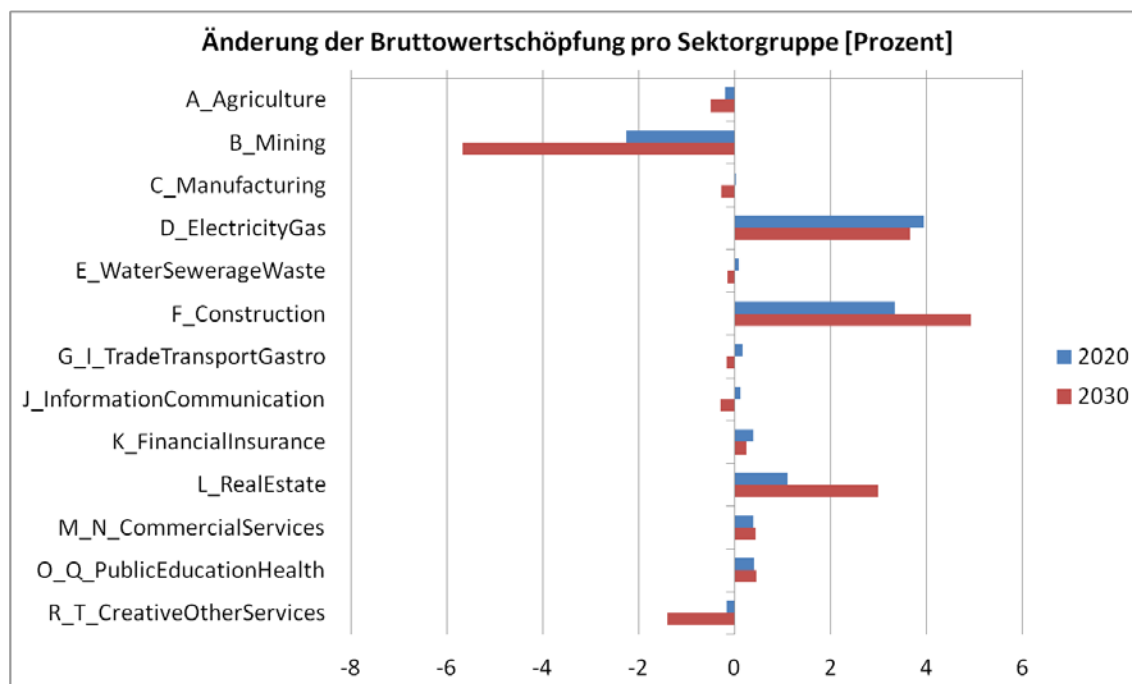
Die relative Veränderung der Bruttowertschöpfung für zusammengefasste Wirtschaftsbereiche ist in Abbildung 8 dargestellt. Den größten relativen (und auch absoluten) Wertschöpfungszuwachs erhält der Bausektor (F). Die zusätzlichen Investitionen im Gebäudebereich (die zum größten Teil durch verstärkte Effizienz-Maßnahmen zu erklären sind) dominieren somit nicht nur den Investitionsimpuls, sondern auch die Ergebnisse. Die ebenfalls recht hohe relative Veränderung der Wertschöpfung des Immobilien-Sektors (L), lässt sich damit erklären, dass 11 Prozent der zusätzlichen energetischen Sanierungsausgaben auf die Miete umgelegt werden dürfen und somit die tatsächlichen und (bei Eigenheimbesitzern) fiktiven Mieten entsprechend ansteigen. Im Bereich Energieversorgung (D) selbst erhöht sich die Wertschöpfung durch den Systemwechsel auch deutlich. Bedingt durch den Rückgang an Nachfrage fossiler Energieträger, insbesondere Kohle, ist der Bereich Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (B) mit hohen negativen Effekten konfrontiert. Daneben ist auch im Bereich Kunst, Unterhaltung und Erholung, Sonstige Dienstleister, Private Haushalte mit Haushaltspersonal (R-T) ein deutlicher relativer Rückgang zu erkennen. Dies kann mit dem aufgrund höherer Energieausgaben und Mieten reduzierten Budget der Haushalte erklärt werden, welches sich in diesem Bereich besonders nachfragemindernd auswirkt. Analog erfährt auch die Gastronomie einen entsprechenden Nachfragerückgang, so dass trotz positiven Investitionsimpulses im Bereich Handel/Verkehr der Gesamteffekt auf die Gruppe Handel, Verkehr, Gastronomie (G-I) neutral ist. Ein ähnlicher Effekt ist im Bereich des verarbeitenden Gewerbes (C) zu beobachten, trotz eines deutlichen

⁶ Multiplikatoreffekt: staatliche Ausgaben (Transferzahlungen, Aufträge an Industrie) erhöhen das Volkseinkommen, das wiederum weitere Nachfrageeffekte auslöst. Akzeleratoreffekt: erhöhte Investitionen der Unternehmen aufgrund der zusätzlichen Nachfrage, die durch Staatsausgaben ausgelöst wurden.

positiven Investitionsimpulses ist der Effekt über alle Bereiche in 2030 leicht negativ. Einzelne Bereiche (z.B. Herstellung von elektrischen Ausrüstungen, Maschinenbau) profitieren zwar von zusätzlichen Investitionen oder vom Betrieb der Anlagen. Diese positiven Effekte sind in Summe jedoch geringer als der Wertschöpfungsrückgang in anderen Bereichen (z.B. Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Holzwaren, Papier und Druckerzeugnissen) aufgrund höherer Energiepreise und veränderter Konsumstruktur.

Die Verteilung der Beschäftigungseffekte auf zusammengefasste Wirtschaftsbereiche ist ähnlich strukturiert wie die Veränderungen der Wertschöpfung. Gesondert zu nennen ist der Immobiliensektor, die gestiegenen Mieten erhöhen zwar die Wertschöpfung, führen aber nicht zu zusätzlicher Beschäftigung.

Abbildung 8: Relative Änderung der Bruttowertschöpfung im Energiewende-Szenario im Vergleich zur Referenz in Prozent für gruppierte Wirtschaftsbereiche



Regionale Effekte

Die Bruttowertschöpfung im Energiewende-Szenario ist in Summe sowie für die meisten Bundesländer höher als im Referenzszenario und spiegelt somit die Zunahme des gesamtdeutschen Bruttoinlandsprodukts. Die regionalen Unterschiede sind in Abbildung 9 (links) dargestellt.

Insbesondere fällt auf, dass Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2030 einen enorm hohen relativen Wertschöpfungszuwachs erfährt. Dies liegt einerseits an der Darstellung der relativen Zahlen, die Wertschöpfung in 2030 ist in Mecklenburg-Vorpommern im

Referenzfall sehr viel niedriger als in anderen Bundesländern. Darüber hinaus ist aber auch die absolute Veränderung deutlich positiv und liegt ähnlich hoch wie für andere Bundesländer, die über eine deutlich höhere Wirtschaftskraft verfügen. In Mecklenburg-Vorpommern findet zwischen 2020 und 2030 ein deutlicher Ausbau erneuerbarer Energien statt, der mit zusätzlichen Investitionen sowie mit Wertschöpfung aus Wartung und Betrieb der Anlagen verbunden ist. Gleichzeitig gibt es dort kaum Stromproduktion aus fossilen Energieträgern, die wegfallen könnte, so dass der Nettoeffekt insofern klar positiv ist. Auch von höheren Strompreisen ist Mecklenburg-Vorpommern weniger stark betroffen. Der Investitionsimpuls im Bausektor durch Energieeffizienzmaßnahmen wirkt sich in diesem Bundesland kaum aus.

Negative Nettoeffekte bei der Wertschöpfung sind in 2030 in Brandenburg und im Saarland sowie in Baden-Württemberg und Hessen zu beobachten. Dies ist insbesondere durch den Wegfall konventioneller Energieproduktion in diesen Ländern zu erklären, der durch den positiven Investitionsimpuls im Bausektor oder durch den Ausbau erneuerbarer Energien in diesen Regionen nicht kompensiert werden kann. Das Bundesland Baden-Württemberg ist vor allem vor dem Hintergrund seiner Wirtschaftsstruktur von höheren Strompreisen besonders negativ betroffen.

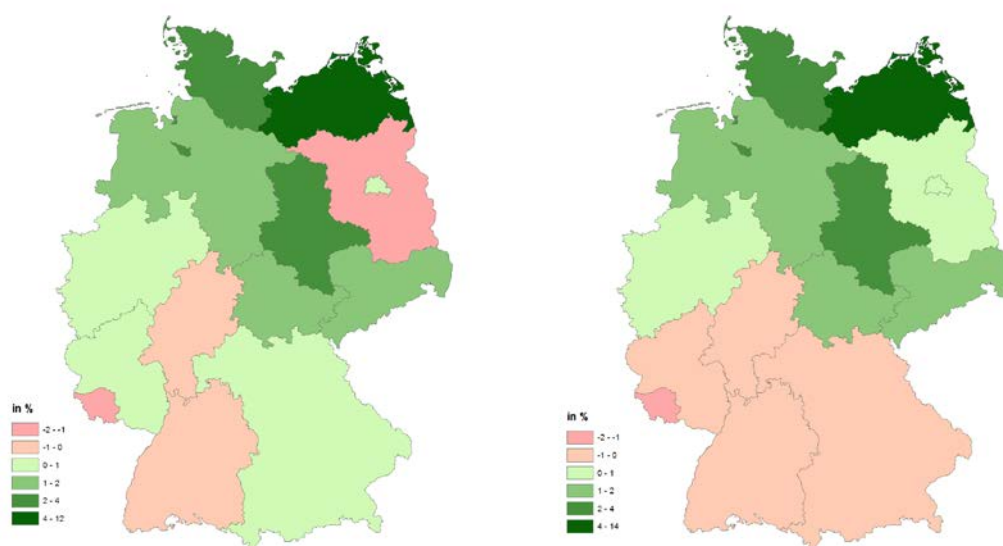
Die relative Änderung der Beschäftigung in den Regionen ist in Abbildung 9 rechts dargestellt. Sie ist davon abhängig, in welchen Sektoren Wertschöpfungsanstieg oder –Rückgang stattfindet und wie beschäftigungsintensiv diese Sektoren in der entsprechenden Region sind. Für viele Regionen sind die Beschäftigungseffekte zwar in einer ähnlichen Größenordnung wie die Wertschöpfungseffekte, es ist aber durchaus möglich, dass der Nettoeffekt auf die Wertschöpfung einer Region negativ ist, der Nettoeffekt auf die Beschäftigung jedoch positiv. Dies ist z.B. in Brandenburg der Fall wo negative Effekte im weniger beschäftigungsintensiven Energiesektor und positive Effekte im beschäftigungsintensiven Bausektor auftreten. Bezüglich der Wertschöpfung dominieren die negativen Effekte, bezüglich Beschäftigung die positiven. Allerdings ist zu beachten, dass in beschäftigungsintensiven Sektoren wie beispielsweise dem Bausektor die inländischen Arbeitskräfte durch Arbeitnehmer aus dem EU-Ausland ersetzt werden könnten und somit ein Teil des Einkommens ins EU-Ausland transferiert würde. Im Immobiliensektor hingegen erhöhen die Energieeffizienzmaßnahmen durch höhere (fiktive und tatsächliche) Mieteinnahmen zwar die Wertschöpfung, nicht jedoch die Beschäftigung. So kann es sein, dass in Summe leicht negative Beschäftigungseffekte in den Regionen auftreten, die einen hohen Anteil an Wertschöpfung im Immobiliensektor haben. Dies ist z.B. in Bayern und Rheinland-Pfalz der Fall.

Ein Vergleich der veränderten regionalen Wertschöpfung mit der derzeitigen regionalen Wertschöpfung pro Kopf macht deutlich, dass (mit Ausnahme von Brandenburg) insbesondere die weniger produktiven nord- und ostdeutschen Bundesländer gewinnen,

wohingegen die durch höhere Produktivität gekennzeichneten west- und insbesondere die süddeutschen Bundesländer kaum Zuwachs, sondern teils sogar einen leichten Wertschöpfungsrückgang erfahren. Die Energiewende könnte unter den getroffenen Modell- und Szenarien-Annahmen also tatsächlich einen Beitrag zur Kohäsion der deutschen Regionen liefern. Es ist allerdings zu beachten, dass dieser Beitrag sehr klein ist, wenn er im Kontext regionaler Unterschiede gesehen wird. Diese regionalen Unterschiede würden sich den Modellergebnissen zufolge von 2012 bis 2030 im Referenzszenario noch deutlich vergrößern. Insofern könnte die Energiewende dieser Entwicklung etwas entgegenwirken.

Allerdings werden indirekte und induzierte Effekte im Modell zum Großteil national erfasst und dann basierend auf der jeweils geltenden Wirtschaftsstruktur auf die Regionen verteilt, so dass Regionen mit hoher Wertschöpfung stärker von solchen Effekten betroffen sind. Geht man davon aus, dass der Wertschöpfungsanstieg z.B. in Mecklenburg-Vorpommern zu zusätzlicher Nachfrage nach Produkten aus Mecklenburg-Vorpommern führt, so könnte sich der angleichende Effekt noch verstärken. Es ist jedoch auch zu beachten, dass Wertschöpfung in einer Region nicht unbedingt gleich Einkommen in derselben Region bedeuten muss, denn die Verteilung der Gewinne hängt z.B. weniger vom Sitz der Betreibergesellschaft sondern vom Heimatort der entsprechenden Anteilseigner ab. Auch der Anfall regional erbrachter Arbeitsleistungen erhöht nicht zwangsläufig die Nachfrage, denn Arbeitseinkommen kann auch in andere Regionen transferiert werden.

Abbildung 9: Relative Änderung der Bruttowertschöpfung (links) bzw. Beschäftigung (rechts) im Energiewende-Szenario 2030 im Vergleich zur Referenz 2030, in Prozent



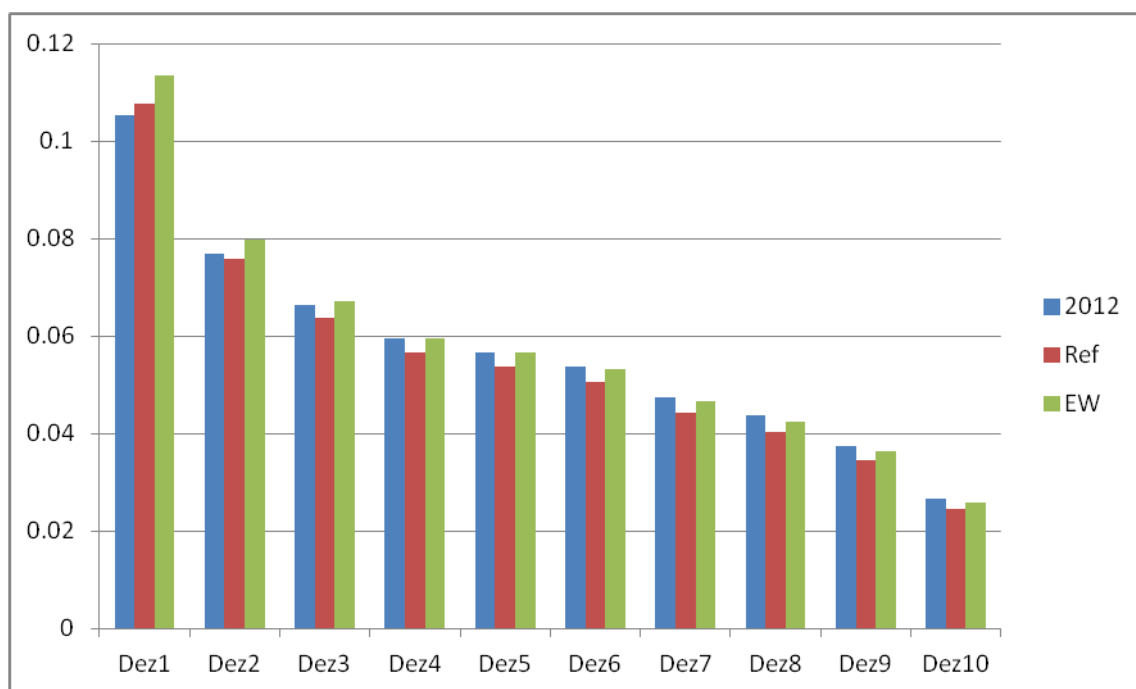
Effekte auf Einkommensgruppen

Die funktionale Einkommensverteilung weicht im Energiewende-Szenario nur geringfügig von der Referenz und vom Ausgangswert in 2012 ab. Sie liegt in allen Fällen bei rund 30 % für Einkommen aus Kapital (z.B. Unternehmensgewinnen) und 70 % für Einkommen aus Arbeit (z.B. Löhnen), im Energiewende-Szenario ist der Anteil der Arbeitseinkommen um knapp 0,2 Prozentpunkte höher. Bezüglich der Wirkung auf die personelle Einkommensverteilung dominiert daher das insgesamt höhere Einkommensniveau im Energiewende-Szenario im Vergleich zur Referenz.

Mit Blick auf die personelle Einkommensverteilung ist festzustellen, dass die oberen und mittleren Einkommensdezile stärker von diesem Niveauanstieg profitieren, wodurch die Einkommensverteilung insgesamt ungleicher wird. Diese Ergebnisse beruhen jedoch auf der Annahme, dass die Einkommensarten und die Besteuerung so verteilt sind wie zum Zeitpunkt der Erhebung der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2008. Anzumerken ist, dass die Veränderung des monatlichen realen Nettoeinkommens nach Dezilen zwischen dem Jahr 2012 und dem Referenz- oder Energiewende-Szenario im Jahr 2030 um ein Vielfaches größer ist als die Veränderung zwischen den beiden Szenarien in 2030.

Die Energieausgaben der Haushalte steigen zwischen 2012 und 2030 im Energiewende-Szenario insgesamt um 9 %. Die Belastung gemessen am Anteil der Energieausgaben am Nettoeinkommen ist für die unteren Dezile größer. Hinzu kommt der oben beschriebene Effekt, dass höhere Einkommensgruppen im Energiewendeszenario von höherem Einkommen profitieren, die untersten Dezile jedoch nicht. Die Überlagerung beider Effekte ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Energiewende (inkl. Ausbau der erneuerbaren Energien) wirkt somit doppelt regressiv. Hierbei ist noch unberücksichtigt, dass die unteren Einkommensgruppen auch weniger Anpassungsmöglichkeiten an gestiegene Strompreise haben, etwa weil sie gezwungen sind im teuren Grundtarif zu bleiben oder weil ihnen das Budget für den Kauf energieeffizienter Haushaltsgeräte fehlt. Hier könnten entsprechende Anpassungsmaßnahmen ansetzen (siehe Diekmann et al. 2015).

Abbildung 10: Anteil der Energieausgaben (Strom und Wärme) am Nettoeinkommen pro Dezil (dimensionslos) in 2012, im Referenzszenario 2030 und Energiewendeszenario 2030



6 Schlussfolgerungen

Ein wesentlicher Pfeiler der Energiewende in Deutschland ist der Ausbau erneuerbarer Energien. Dieser ist zwar insbesondere im Strombereich mit einem Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 (BMW i 2016) in Deutschland schon weit vorangeschritten. Künftig müssen die Anteile erneuerbarer Energien allerdings im Strom-, Wärme- und Verkehrsbereich noch erheblich erhöht werden.

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist derzeit noch mit hohen Kosten verbunden. So müssen die Stromverbraucher in 2016 für die EEG-Förderung insgesamt einen Umlagebetrag von 22,9 Mrd. Euro (ÜNB 2015) aufbringen. Die Höhe des Umlagebetrages hängt nicht allein von der Höhe der Prämien- oder Vergütungszahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien ab, sondern auch wesentlich vom jeweiligen Großhandelsstrompreis. Dieser wird u.a. durch die Preise fossiler Brennstoffe, aber auch stark durch den Ausbau erneuerbarer Energien beeinflusst. Ein steigender Anteil erneuerbarer Energien führt zu fallenden Strompreisen an der Börse (Merit-Order-Effekt). Je niedriger diese sind, desto höher ist die EEG-Umlage. Wenn die Strompreissenkungen im Großhandel an Verbraucher weitergegeben werden, wird die Belastung der Verbraucher durch die EEG-Umlage etwas kompensiert. Große Stromabnehmer, die zum einen Börsenpreis basierte Strompreise zahlen und zum anderen unter die Besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen, könnten in Summe sogar geringere Stromkosten haben als ohne erneuerbare Energien.

Nicht nur im Strombereich, sondern auch im Verkehrs- und Wärmebereich zahlen Verbraucher wie Haushalte und Unternehmen für die Energiewende. Die zunehmende Belastung und vor allem ihre Verteilung auf Wirtschaftssektoren, Haushalte, soziale Gruppen und Regionen sind für die Akzeptanz der Energiewende sehr wichtig. Daher ist die Verteilungsfrage der Belastungen des Ausbaus erneuerbarer Energien neben den positiven Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien von großer Bedeutung.

Wesentliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien umfassen die Verminderung der Emissionen von Luftschadstoffen, Treibhausgasen und Importen fossiler Brennstoffe sowie die damit einhergehende höhere Energiesicherheit durch Diversifizierung der Energieträger und Bezugsquellen. Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Umwelt und Klima sind überwiegend positiv – wenn auch mögliche Konflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz nicht zu verkennen sind. Allerdings bewerten beispielsweise Haushalte diese Effekte hinsichtlich ihrer Nutzenwirkung individuell unterschiedlich, so dass einzelwirtschaftliche Belastungen ggf. dadurch nicht kompensiert werden können. Eine weitere positive Wirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist die Wirkung auf die Technologiekosten. Diese zeigen über einen langen Zeithorizont deutliche Preissenkungen.

Verteilungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien bzw. weiter gefasst Verteilungswirkungen der Energiewende sind letztendlich Veränderungen der einzelwirtschaftlichen Kosten und Nutzen von Erzeugern und Verbrauchern in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr, die von politisch festgelegten Transfer- oder Marktmechanismen bestimmt werden. Diese Veränderungen können höhere oder geringere Ausgaben oder Einnahmen z.B. durch höhere Strompreise oder Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien oder Investitionen in effiziente Gebäude oder Geräte umfassen, die für die Betroffenen – absolut oder relativ (gemessen am Einkommen) betrachtet - unterschiedlich hoch ausfallen können.

Für die Nutzung erneuerbarer Energien fallen bei Unternehmen und privaten Haushalten zusätzliche Kosten in Höhe von rund 2 Mrd. Euro (2014) im Bereich Raumwärme, knapp 19 Mrd. Euro (2014) für Strom und knapp 1 Mrd. Euro (2014) im Verkehr an. Im Wärmebereich tragen diese Kosten überwiegend die privaten Haushalte. Durch die Besondere Ausgleichsregelung im EEG erfolgt im Strombereich eine Umverteilung der Belastung von stromintensiven Industrien zu nicht-privilegierten Unternehmen und Haushalten. Die EEG-Umlage ist wie z.B. die Stromsteuer regressiv, d.h. sie belastet einkommensschwächere Haushalte bezogen auf deren Einkommen am stärksten. Bei den Haushalten liegt der Anteil der Stromaushgaben in den beiden untersten Einkommensdezilen durchschnittlich bei 4,6 %, der Anteil in den beiden obersten Dezilen hingegen durchschnittlich bei nur 1,5 % (Lehr und Drosdowski 2015). Der Anteil der Energieausgaben der Haushalte für Strom und Wärme in 2012 liegt in den oberen Einkommensdezilen zwischen 3 und 4 %, im untersten Dezil jedoch bei 11 % (Sievers und Pfaff 2016).

Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien soll möglichst kostengünstig erfolgen. Ein Großteil des EEG-Umlagebetrages für die nächsten Jahre ist allerdings bereits durch historische Verpflichtungen für bestehende Anlagen vorbestimmt und hängt somit nur noch von der Entwicklung der Strompreise ab. Die Möglichkeiten zur Entlastung der Verbraucher durch eine effizientere Förderung sind insofern begrenzt, da dadurch nur die Kosten für Neuanlagen, nicht aber diejenigen für Bestandsanlagen vermindert werden.

Zur Verminderung der Verteilungswirkungen der EEG-Umlage wurden in der Literatur unterschiedliche Vorschläge diskutiert. Es zeigt sich allerdings, dass es hierfür keinen einfachen Königsweg gibt. Es ist grundsätzlich zu beachten, dass die durchschnittliche Belastung der privaten Haushalte durch die EEG-Umlage mit einem Anteil von 0,6 % an den gesamten Konsumausgaben relativ gering ist. Insofern besteht für Haushalte mit mittleren Einkommen kein signifikantes Verteilungsproblem. Insbesondere für armutsgefährdete Haushalte können die gestiegenen Strompreise hingegen zu wesentlichen Belastungen führen, soweit sie nicht durch die laufende Anpassung von Sozial-

leistungen ausgeglichen werden. Dennoch sollte das Umlagesystem, mit dem die EEG-Kosten verursachungsgerecht auf den Stromverbrauch überwältzt werden, nicht durch eine allgemeine Steuerfinanzierung ersetzt werden. Auch Fondsmodelle versprechen keine überzeugende Lösung. Neben dem Bemühen die gesamten Differenzkosten gering zu halten, sollten die Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen weiterhin kritisch geprüft werden, um die Gesamtbelastung der nicht-privilegierten Stromverbraucher zu begrenzen. Zudem sollte die Aufmerksamkeit bei der Diskussion von Verteilungswirkungen speziell auf die finanziellen Belastungen von einkommensschwachen Haushalten gerichtet werden. Von Seiten der Sozialpolitik muss vor allem sichergestellt sein, dass die Sozialleistungen den aktuellen Anforderungen entsprechen. Flankierend kann von energiepolitischer Seite gezielt die Energieeffizienz in einkommensschwachen Haushalten gefördert werden.

Mit Blick auf die Stromerzeugung sind vor allem in den Jahren 2011 und 2012, in denen die Einspeisevergütungen zu langsam an die Technologiekostenentwicklung angepasst wurden, insbesondere bei der Photovoltaik deutliche Gewinne für die Anlagenbetreiber angefallen. In den darauffolgenden Jahren wurde die Einspeisevergütung entsprechend angepasst. Die regionale Verteilung der installierten Anlagen widerspiegelt nicht zwangsläufig die regionale Gewinnverteilung, da Standort der Erzeugung und des Investors nicht identisch sein müssen. Mit Blick auf die funktionale Einkommensverteilung wird nicht erwartet, dass sich durch die Marktförderung Änderungen in der Verteilung von Kapitaleinkommen ergeben, denn ohne diese hätten die Investoren statt in Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Alternativenanlagen ggf. mit leicht geringeren Renditen oder höheren Risiken investiert. Durch die inzwischen geänderten Förderbedingungen wird die Kostenentwicklung der Technologien stärker berücksichtigt und - sofern ein ausreichender Wettbewerb besteht - die Wahrscheinlichkeit von hohen Renditen bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen reduziert. Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen zeigen mit einem durchschnittlichen Auktionsergebnis von 7,4 cent/kWh im April 2016 (Bundesnetzagentur 2016) eine deutliche Preiswirkung. Zu Ausschreibungen in anderen Bereichen liegen in Deutschland allerdings noch keine Erfahrungen vor.

Die Kosten der Systemintegration erneuerbarer Energien könnten künftig durch eine Koppelung von E-Mobilität und Strommärkten vermindert werden. Modellanalysen zeigen, dass der jährliche Strombedarf einer wachsenden Elektrofahrzeugflotte gering ist, aber bei einer ungesteuerten Fahrzeugaufladung erhebliche Lastspitzen entstehen können. Aus Sicht der Systemsicherheit ist daher eine an den Stromsystemkosten (d.h. am Großhandelspreis) orientierte Fahrzeugaufladung einem ungesteuerten Lademodus klar vorzuziehen. Außerdem kann eine kostenorientierte Fahrzeugaufladung die Systemintegration erneuerbarer Energien verbessern. Sie erhöht allerdings unter Umständen auch die Auslastung konventioneller Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-

Emissionen deutlich, sofern der Einstieg in die Elektromobilität nicht mit einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen einhergeht.

Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge künftig in erheblichem Umfang zu einer kostengünstigen Bereitstellung von Regelleistung beitragen. Eine nennenswerte Rückspeisung der Fahrzeuge in den Großhandel, d.h. eine Nutzung der Fahrzeugflotte als verteilter Stromspeicher zur zeitlichen Verschiebung größerer Energiemengen, ergibt sich jedoch erst, falls keine zusätzlichen Batterieabnutzungskosten für die Rückspeisung anfallen. Dabei konkurrieren Elektrofahrzeuge stark mit Pumpspeichern. Künftige technologische Fortschritte und Kostensenkungen bei Batterien könnten demnach den Systemnutzen der Elektrofahrzeugflotte deutlich erhöhen. Die Rolle der Elektrofahrzeuge im Stromsystem wächst außerdem, wenn das Regelleistungs- und Flexibilitätspotenzial der Fahrzeugflotte bei der Zusammensetzung des Kraftwerksparks berücksichtigt wird. Die den einzelnen Elektrofahrzeugen zuzurechnenden Systemkosteneinsparungen sind allerdings relativ gering, was die Schaffung entsprechender Geschäftsmodelle zu einer Herausforderung machen dürfte.

Mit zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie steigen die Anforderungen an die Verteil- und Übertragungsnetze. Auf Grund der langen Nutzungsdauern und der Möglichkeit Ersatzinvestitionen im Netz zu vermeiden, ergeben sich zukünftig nur moderate Steigerungen bei den Netzkosten und den daraus resultierenden Netzentgelten, die sich auf ca. 3 – 4 Mrd. Euro/a zusätzliche Kosten bis 2022 belaufen können. Diese werden auf den Verbraucher übertragen und umgelegt, wobei der Ausbau des Übertragungsnetzes in der Regel durch die Netznutzer der jeweiligen Übertragungsnetze finanziert wird. Dabei werden bestimmte Kosten bereits zwischen allen Übertragungsnetzbetreibern gewälzt, u.a. die Kosten für den Offshore-Netzanschluss. Auf der Verteilnetzebene werden die Kosten auf die Netznutzer des jeweiligen Verteilnetzes umgelegt, so dass hier keine überregionale oder sogar deutschlandweite Wälzung der Kosten stattfindet. Die sich aus dem Ausbau von erneuerbarer Energie ergebenden Nutzen, z.B. vermiedene Emissionen, sichere Energieversorgung wirken vor allem überregional, so dass auch im Bereich der Verteilnetze eine stärkere Kostenwälzung sinnvoll ist, um regional ungleiche monetäre Belastungen, die sich aus dem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben, zu vermindern.

Der Staat ist als Energieverbraucher in geringem Umfang ebenfalls unmittelbar von Umlagen und Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien betroffen. Größere Bedeutung haben jedoch Ausgaben für die Marktförderung insbesondere im Wärmebereich in Höhe von 0,3 Mrd. Euro im Jahr 2014 und staatliche Forschungsausgaben für erneuerbare Energien in Höhe von rund 0,3 Mrd. Euro, die zu einem großen Teil an Forschungseinrichtungen fließen. Auf der anderen Seite erzielt der Staat im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zusätzliche Steuereinnah-

men, u.a. durch Umsatzsteuer auf die EEG-Umlage (1,5 Mrd. Euro, 2014) sowie Energiesteuer auf einen höheren volumenbezogenen Verbrauch von Biokraftstoffen (0,6 Mrd. Euro 2012).

Die Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien verteilen sich zum Teil über mehrere Generationen. So wird der Beitrag der Forschung und Marktförderung zur Technologiekostensenkung vor allem zukünftigen Generationen zu gute kommen, während die heutige Generation die Entwicklungskosten z.B. in Form von Umlagen trägt. Aufgrund dieser unterschiedlichen Bewertungen sind die Verteilungseffekte – zusätzliche Belastungen wie auch Nutzen – auf mikroökonomischer Ebene letztendlich schwer zu erfassen.

Für die gesellschaftliche Bewertung der Energiewende sind nicht zuletzt die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen von großer Bedeutung, die mit Hilfe von makroökonomischen Modellen – teils nach Regionen oder Sektoren – ermittelt werden können. Die hierfür durchgeführten Modellanalysen weisen insgesamt positive Nettowirkungen der Energiewende auf Wachstum und Beschäftigung aus, allerdings sind die Effekte moderat. Das Bruttoinlandsprodukt liegt 2030 im Energiewende-Szenario etwa 0,7 % höher als im Referenzszenario. Dies bedeutet ein geringfügig höheres jährliches Wirtschaftswachstum. Die Energiewende ist zugleich mit Strukturänderungen verbunden, die zu unterschiedlichen regionalen, sektoralen und sozialen Effekten führen.

Energieeffizienzmaßnahmen und Ausbau der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich dominieren die Ergebnisse deutlich und erhöhen das Nachfrageniveau. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach der hier zugrunde gelegten Studie „Langfristszenarien“ des BMWi (2016a) führt im Vergleich dazu zu einer weniger starken Änderung des Nachfrageniveaus, wohl aber zu einer Änderung der Nachfragestruktur durch die Substitution von konventionellen Stromerzeugungstechnologien. Die größten relativen Zunahmen an Wertschöpfung finden im Bausektor und im Immobiliensektor statt. Der Nachfragerückgang insbesondere bei kultur- und freizeitbezogenen Dienstleistungen lässt sich zu großen Teilen auf höhere Mietausgaben zurückführen. Der größte Rückgang im Bereich Bergbau ist ein Resultat der verringerten Nachfrage nach fossilen Brennstoffen. Die sektorale Verteilung der veränderten Arbeitskräftenachfrage folgt prinzipiell dem Muster der Wertschöpfung. Allerdings ist zu beachten, dass die Arbeitsintensitäten in den Sektoren unterschiedlich sind.

Die Modellergebnisse legen nahe, dass zukünftig insbesondere nord- und ostdeutsche Bundesländer wirtschaftlich von der Energiewende profitieren, da sie der Studie „Langfristszenarien“ des BMWi (2016a) zufolge interessante Standorte für Investitionen in erneuerbare Energien bieten. Gleichzeitig sind sie weniger von wertschöpfungsmindernden Effekten bei der konventionellen Energieerzeugung betroffen. Aufgrund ihrer geringeren Stromintensität der Produktion wirken sich dort auch steigende Strompreise

weniger stark aus als in den restlichen Bundesländern. Die Energiewende stellt somit eine Chance für derzeit strukturschwächere Regionen dar. Allerdings ist im Modell unterstellt, dass ein hoher Anteil der Wertschöpfung aus erneuerbaren Energien in der Region der Energieerzeugung verbleibt. Dies müsste durch geeignete Anreize unterstützt werden.

Die gesamtwirtschaftliche Analyse zeigt, dass die Energiewende eine doppelte regressive Wirkung aufweist. Zum einen profitieren höhere Einkommensgruppen stärker vom Einkommenswachstum, zum anderen sind niedrige Einkommensgruppen relativ stärker von höheren Energieausgaben betroffen. Alle Einkommensgruppen geben im Energiewende-Szenario einen höheren Anteil ihres Einkommens für Energie aus als im Referenzszenario, da der Preisanstieg den Einkommenszuwachs kompensiert. Aber in den unteren Einkommensdezilen ist dieser Effekt deutlich stärker als in den oberen Dezilen. So liegt nur für die untersten drei Einkommensdezile der Anteil der Energieausgaben im Energiewende-Szenario 2030 höher als im Jahr 2012. Mit rund 11 % ist der Energieausgabenanteil am Einkommen im ersten Dezil besonders hoch. Hier erscheinen Maßnahmen sinnvoll, die die regressive Wirkung mildern, ohne jedoch Anreize zum Energiesparen zu verlieren.

Die vorliegenden Arbeiten zeigen verschiedene Ansätze und Ergebnisse zu Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf makro- und mikroökonomischer Ebene auf. Aus politischer Sicht sind insbesondere Mechanismen von Bedeutung, die starke Ungleichheit bei der Verteilung von zusätzlichen Belastungen vermeiden bzw. die Belastungen mit Nutzenwirkungen koppeln. Regional unterschiedliche Wirkungen auf Wertschöpfung und Beschäftigung sind unbedenklich, solange sie die bisher bestehenden regionalen Ungleichheiten zumindest nicht verschärfen. Der Ausbau erneuerbarer Energien trifft einzelne Industrien zwar unterschiedlich stark. Der damit verbundene Strukturwandel kann aber ohne Störungen des gesamtwirtschaftlichen Gleichgewichts vollzogen werden.

Aus wissenschaftlicher Sicht besteht weiterhin Bedarf die einzel- und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – bzw. der Transformation der Energiewirtschaft insgesamt – differenziert zu untersuchen. Dazu müssen insbesondere die theoretischen und methodischen Ansätze zur Erfassung und Bewertung von Verteilungswirkungen weiterentwickelt werden. Gleichzeitig besteht weiterer Forschungsbedarf zur Verbesserung der methodischen Grundlagen zu Fragen der Technologiekostenentwicklung und der Versorgungssicherheit.

7 Literatur

- Bardt, H., Niehues, J., Techert, H. (2012): Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland – Wirkungen und Herausforderungen des EEG, IW Positionen 56.
- BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, Juli 2015.
- BMWi (2015a): Marlene O'Sullivan (DLR), Ulrike Lehr (GWS), Dietmar Edler (DIW); Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion>
- BMWi (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand August 2016. <http://www.erneuerbare-energien.de/>
- BMWi (2016a): Projekt „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“ Laufzeit: 2013-2016.
- Breitschopf, B., (2016): Impact of RE policy on technology costs – PV system costs in Germany; IAEE Conference Paper, IAEE Conference Bergen, Norway, June 19 – 23, 2016. www.impres-projekt.de
- Breitschopf, B., Bürer, S., Lürich, L. (2014): Verteilungswirkungen der Marktförderung des EEG in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie (onshore). www.impres-projekt.de
- Breitschopf, B., Diekmann, J. (2013): Verteilungswirkungen erneuerbarer Energien – Grundlagen, Systematik und methodische Ansätze zur Erfassung. Berlin und Karlsruhe, Juni 2013. www.impres-projekt.de
- Breitschopf, B., Diekmann, J. (2015): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien. In: Markus Gerhard, Thomas Rüschen, Armin Sandhövel (Hrsg.): Finanzierung Erneuerbarer Energien. 2., überarbeitete Auflage. Frankfurt a.M.: Frankfurt School Verl., 2015. ISBN 978-3-95647-038-7.
- Breitschopf, B., Pudlik, M., Lau, M., Schlotz, A., Lau; (2016): Impact of RE Policy on Energy Security in the German Heating Sector, extended abstract paper, IAEE Conference 2016 in Bergen Norway, June 19 – 23, 2016. www.impres-projekt.de
- Breitschopf, B., Schlotz, A. (2014): Wirkung erneuerbarer Energien auf die Versorgungssicherheit. www.impres-projekt.de

-
- Bundesnetzagentur (2016): Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der vierten PV-Ausschreibungsrunde. Pressemitteilung vom 11.04.2016. <http://www.bundesnetzagentur.de/>
- Diekmann, J., Breitschopf, B., Lehr, U. (2015): Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. Berlin, Oktober 2015. www.impres-projekt.de
- Diekmann, J., Großmann, A., Lehr, U. (2013): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Steuern und Sozialabgaben. www.impres-projekt.de
- Diekmann, J., Niemeyer, M. (2015): Verteilungswirkungen der Forschungsförderung für erneuerbare Energien. Berlin, Mai 2015. www.impres-projekt.de.
- Ecofys und ISI(2015): Strommärkte im internationalen Vergleich; erstellt von Grave, K., Blücher, F., Breitschopf, B., Pudlik, M.; Projektbericht im Auftrag des BMWi, <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/>
- European Environment Agency (2012): Environmental tax reform in Europe: implications for income distribution, Technical Report 16/2011.
- Frondel, M., Sommer, St. (2014): Energiekostenbelastung privater Haushalte. Das EEG als sozialpolitische Zeitbombe? RWI-Materialien Heft 81. Essen 2014. <http://www.rwi-essen.de/media/>
- Fullerton, D. (2011): Six Distributional Effects of Environmental Policy. Risk Analysis 31 (6), S. 923–929. DOI: 10.1111/j.1539-6924.2011.01628.x.
- Groba, F. (2014): Dynamik des technologischen Wandels: Deutschland im internationalen Vergleich. Arbeitspapier im Rahmen des Projekts Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (ImpRES). DIW Berlin, März 2014. www.impres-projekt.de
- Groba, F., Breitschopf, B. (2013): Impact of renewable energy policies and of the use of renewable innovation. A Literature Review. DIW Berlin Discussion Paper 1318.
- Horst, J. (2015): Verteilungswirkung der besonderen Ausgleichsregelung. www.impres-projekt.de

- ISI, DIW, GWS, IZES (2015): Breitschopf, B., Klobasa, M., Sievers, L., Steinbach, J., Sensfuß, F., Diekmann, J., Lehr, U., Horst, J. (2015): Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2014: Untersuchung von ISI, DIW, GWS, IZES im Rahmen des Projekts "Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)", gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe u.a., 2015. (Sowie frühere Berichte für die Jahre 2011, 2012, 2013, 2014) www.impres-projekt.de
- ISI, GWS, IZES, DIW (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Jan Steinbach, Mario Ragwitz, Frank Sensfuß, Ulrike Lehr, Juri Horst, Uwe Leprich, Jochen Diekmann, Frauke Braun. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2010.
- Klobasa, M., Mast, D. (2014): Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung. Karlsruhe, Juni 2014. www.impres-projekt.de
- Kockat, J., Treske, T., Breitschopf, B. (2015): Verteilungswirkungen im Wärmebereich. Karlsruhe, Februar 2015. www.impres-projekt.de
- Lehr, U. (2009): More Baskets? Renewable Energy and Energy Security. GWS Discussion Paper 2009/8, Osnabrück.
- Lehr, U., Drosdowski, Th., Breitschopf, B.; Diekmann, J., (2016): Social Impacts of Renewables in Germany – Size, History and Alleviation; Session 27, Impacts of renewable energy use, IAEE Conference in Bergen June 2016, http://www.iaee.org/iaee2016/submissions/OnlineProceedings/IMPRESS%20IAEE%202016_discussion%20paper_v2.pdf
- Lehr, U., Drosdowski, Th. (2013): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. GWS Discussion Paper 13/3, Osnabrück.
- Lehr, U., Drosdowski, Th. (2015): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. GWS Discussion Paper 15/1, Osnabrück.
- Lehr, U., Nieters, A. (2015): The German Energiewende – Additional Risk or Opportunity for Energy Security? IAEE 2015 Antalya Conference. Abstract
- Neuhoff, K., Bach, S., Diekmann, J., Beznoska, M., El-Laboudy, T. (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden. DIW Wochenbericht 41/2012.

-
- Niemeyer, M. (2015): Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge. Masterarbeit. Berlin, Juni 2015.
- Pudlik, M. (2015): Verteilungswirkungen des Merit-Order-Effektes. Auswirkungen des Merit-Order-Effektes auf Strompreise für Verbraucher. www.impres-projekt.de
- Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015): Power System Impacts of Electric Vehicles in Germany: Charging with Coal or Renewables? *Applied Energy* 156 (2015) 185–196. (Vorversion veröffentlicht als DIW-Diskussionspapier 1442)
- Schill, W.-P., Niemeyer, M., Zerrahn, A., Diekmann, J. (2016): Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge in Deutschland: Modellrechnungen für das Jahr 2035. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2016) 40:73–87. DOI: 10.1007/s12398-016-0174-7. <http://link.springer.com/>
- Schlotz, A. (2013): Measuring the impact of renewable energy technologies on energy security. A Multi-level Assessment of the German Heating Sector. www.impres-projekt.de
- Sensfuß, F. (2015): Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. August 2015. www.impres-projekt.de
- Sievers, L., Schaffer, A. (2016): The impacts of the German biofuel quota on sectoral domestic production and imports of the German economy, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 63(2016) 497-505, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.058>
- Sievers, L., Spieth, V., Schaffer, A. (2014): Distributional Effects of the German Biofuel Quota. www.impres-projekt.de
- Sievers, L.; Pfaff, M., (2016): Gesamtwirtschaftliche Nettoeffekte der Energiewende nach Regionen, Wirtschaftszweigen und Einkommensgruppen - Eine modellgestützte Analyse, im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, www.impres-projekt.de
- Trend Research (2011): Marktakteure Erneuerbaren-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung, August 2011, KNI; Online im Internet: <http://www.kni.de/media/>
- Trend Research (2014): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland; Online im Internet: <http://www.trendresearch.de/studien/>
- ÜNB (2015): <http://www.netztransparenz.de>