

10/2017

Uwe Nestle

**REFORM DER ÖKOSTROMRICHTLINIE:
BREMSE FÜR DIE EUROPÄISCHE
ENERGIEWENDE?**

Die Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) wurde 1925 gegründet und ist die traditionsreichste politische Stiftung Deutschlands. Dem Vermächtnis ihres Namensgebers ist sie bis heute verpflichtet und setzt sich für die Grundwerte der Sozialen Demokratie ein: Freiheit, Gerechtigkeit und Solidarität. Ideell ist sie der Sozialdemokratie und den freien Gewerkschaften verbunden.

Die FES fördert die Soziale Demokratie vor allem durch:

- politische Bildungsarbeit zur Stärkung der Zivilgesellschaft;
- Politikberatung;
- internationale Zusammenarbeit mit Auslandsbüros in über 100 Ländern;
- Begabtenförderung;
- das kollektive Gedächtnis der Sozialen Demokratie mit u. a. Archiv und Bibliothek.

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik verknüpft Analyse und Diskussion an der Schnittstelle von Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit, um Antworten auf aktuelle und grundsätzliche Fragen der Wirtschafts- und Sozialpolitik zu geben. Wir bieten wirtschafts- und sozialpolitische Analysen und entwickeln Konzepte, die in einem von uns organisierten Dialog zwischen Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit vermittelt werden.

WISO Diskurs

WISO Diskurse sind ausführlichere Expertisen und Studien, die Themen und politische Fragestellungen wissenschaftlich durchleuchten, fundierte politische Handlungsempfehlungen enthalten und einen Beitrag zur wissenschaftlich basierten Politikberatung leisten.

Über den Autor dieser Ausgabe

Uwe Nestle hat das Büro EnKliP gegründet und rund zehn Jahre im Bundesumweltministerium für die Energiewende und insbesondere die erneuerbaren Energien gearbeitet.

Für diese Publikation ist in der FES verantwortlich

Dr. Philipp Fink ist Leiter des Arbeitskreises Nachhaltige Strukturpolitik und des Arbeitsbereichs Klima-, Umwelt-, Energie- und Strukturpolitik in der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung.

Uwe Nestle

REFORM DER ÖKOSTROMRICHTLINIE: BREMSE FÜR DIE EUROPÄISCHE ENERGIEWENDE?

3	VORWORT
4	1 KURZFASSUNG
5	2 EINLEITUNG
6	3 DER POLITISCHE KONTEXT
6	3.1 Die Rolle der EU-Gesetzgebung auf die nationale EE-Politik
6	3.1.1 Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie
6	3.1.2 Die Instrumentenwahl in der EU
8	3.1.3 Die Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen
9	3.1.4 Das Pariser Klimaabkommen und die EU-Energiepolitik
10	3.2 Die energiepolitische Zieltrias und die Marktliberalisierung
10	3.2.1 Wirtschaftlichkeit/Stromkosten
14	3.2.2 Versorgungssicherheit
15	3.2.3 Umwelt- und Klimaschutz
16	3.2.4 Die Liberalisierung des Energiemarktes
16	3.3 Erfolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien in der EU
16	3.3.1 Erfolge in der EU-Energie- und Klimapolitik
17	3.3.2 Wirtschaftspolitische Erfolge des EE-Ausbaus
18	3.4 Die aktuelle Klima- und Energiepolitik der EU
18	3.4.1 Die Energieunion
18	3.4.2 Das Winterpaket „Clean Energy for All Europeans“
18	3.4.3 Der Entwurf der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie
18	3.5 Zwischenfazit: Erfolgreiche nationale Ökostrompolitik dank der EU
20	4 DISKUSSION DER ARGUMENTE GEGEN DIE FREIE INSTRUMENTENWAHL
20	4.1 Effizienz und Effektivität der Instrumente
20	4.1.1 Die Analyse
24	4.1.2 Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
24	4.2 Ausbaubegrenzung und Kosten
24	4.2.1 Die Analyse
26	4.2.2 Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
26	4.3 Wettbewerb
26	4.3.1 Die Analyse
27	4.3.2 Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
27	4.4 Marktintegration
27	4.4.1 Die Analyse
29	4.4.2 Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung

29	4.5	Einheitlicher Markt
29	4.5.1	Die Analyse
31	4.5.2	Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
31	4.6	Europäische Vereinheitlichung und grenzüberschreitende Finanzierung
31	4.6.1	Die Analyse
32	4.6.2	Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
32	4.7	Technologieneutralität
32	4.7.1	Die Herausforderung
32	4.7.2	Die Analyse
33	4.7.3	Schlussfolgerungen für die Ökostromfinanzierung
34	5	FAZIT UND EMPFEHLUNGEN AN DIE BUNDESREGIERUNG
34	5.1	Der Einfluss der Bundesregierung
34	5.2	Der Erfolg der bisherigen EERL
35	5.3	Änderungsbedarf beim Entwurf der EERL
36	5.4	Empfehlungen an die Bundesregierung
38		Abbildungsverzeichnis
38		Tabellenverzeichnis
39		Abkürzungsverzeichnis
39		Literaturverzeichnis

VORWORT

Ende 2016 hat die EU-Kommission ihre Vorschläge zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EERL) als Teil des „Clean Energy Package“ vorgelegt. Dieses Paket bildet den dritten und letzten Baustein des Entwurfs der EU-Kommission zur Europäischen Energieunion – nach den Vorschlägen zur Verbesserung der europäischen Versorgungssicherheit und der Energieeffizienz. Damit kommt die EU-Kommission dem Auftrag des Europäischen Rats nach, eine Blaupause für eine gemeinsame europäische Energiepolitik zu entwickeln. Allerdings könnte die Vorlage der Kommission die europäische Energiewende eher ausbremsen als befördern.

Inhaltlich betritt die EU-Kommission mit ihrem Reformvorschlag für die EERL nicht gerade Neuland. Sie orientiert sich vielmehr an ihren Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen (2014-2020). Erklärtes Ziel: ein einheitliches EU-weites System zur Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Damit erhofft sie sich, den Ökostromausbau kosteneffizienter zu gestalten. Das neue System soll das von Deutschland und anderen EU-Mitgliedsstaaten eingesetzte Finanzierungssystem der Einspeisevergütung durch Ausschreibungen ersetzen. Diese sollen grenzüberschreitend und technologieneutral erfolgen.

Die Reformvorschläge könnten die europäische Energiewende ernsthaft gefährden. Zu diesem Ergebnis kommt Uwe Nestle in der vorliegenden Studie. Ein System einzuführen, in dem technologiefreie Ausschreibungen das einzig zulässige Förderinstrument sein sollen, sieht er kritisch. Denn die Technologie-neutralität könnte dazu führen, dass aufgrund der Volatilität von Sonne und Wind die Versorgungssicherheit nicht länger garantiert werden kann – ganz anders als bei einem Mix aus erneuerbaren Energiequellen. Ein weiterer Kritikpunkt: Der Zwang zur grenzüberschreitenden Kooperation. Dieser widerspricht dem erfolgreichen Ansatz der dezentralen Stromerzeugung bei der Energiewende. Eine mögliche Folge: Steigende Kosten für die notwendigen Netzinfrastrukturen.

Stattdessen empfiehlt der Autor der Bundesregierung bei den anstehenden Verhandlungen zur Reform der Ökostromrichtlinie darauf zu drängen, dass die EU-Mitgliedsstaaten weiter die Freiheit haben sollen, die Instrumente zur Förderung des Ökostromausbau selbst zu wählen. Das Argument, die Ausbaukosten bei Erneuerbaren Energien seien zu hoch, ist

irreführend. Schon jetzt ist die Erzeugung von Ökostrom nicht wesentlich teurer als die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken. In erster Linie sollten die Netzinfrastruktur ausgebaut, Speichertechnologien entwickelt und die Energieeffizienz vorangebracht werden. Zusätzlich sollten Erneuerbare Energien verstärkt im Verkehrsbereich und bei der Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

Die europäische Energiewende jetzt auszubremsen erschwert nicht nur das Erreichen der Klimaziele. Wenn der Ökostromausbau ins Stocken gerät, hat das auch schwere Folgen für die Beschäftigung. Denn die bestehende EE-Richtlinie hat nicht nur erfolgreich für den Zubau von Kapazitäten erneuerbarer Energien gesorgt. Sie hat darüber hinaus Arbeitsplätze und ganze Branchen geschaffen. Sie hat neue Geschäftsmodelle ermöglicht und die Entwicklung von klimafreundlichen innovativen Technologien und Produkten gefördert. Damit trägt die EERL zur Wettbewerbsfähigkeit deutscher und europäischer Unternehmen bei. Auch das gehört zu den Zielen der Europäischen Energieunion: Wohlstand und Beschäftigung für die Zukunft zu sichern.

DR. PHILIPP FINK

Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Friedrich-Ebert-Stiftung

1

KURZFASSUNG

Bereits mit den Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 zwingt die Europäische Kommission 21 EU-Mitgliedstaaten dazu, spätestens bei der nächsten größeren Anpassung ihr System zur Finanzierung von Ökostromanlagen von Einspeise- auf Ausschreibungssysteme umzustellen. Mit dem Entwurf für eine neue Erneuerbare Energien Richtlinie (EERL), der gegenwärtig zwischen dem Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament verhandelt wird, möchte sie dies festschreiben. Darüber hinaus sollen durch die Novelle der EERL technologieneutrale und grenzüberschreitende Ausschreibungen grundsätzlich vorgeschrieben werden.

Mit dem Aufbau dieser Hürden gefährdet die Kommission das Erreichen der europäischen Energie- und Klimaziele. Denn mit der Festlegung auf ein einheitliches Ausschreibungssystem wird fraglich, ob alle Mitgliedstaaten weiterhin erfolgreich den Ökostromausbau voranbringen können. Es ist zu befürchten, dass nur noch wenige Mitgliedstaaten eine Ausbaugeschwindigkeit erreichen, die mit der in Deutschland geplanten vergleichbar wäre. Neben dem Verfehlen der Energie- und Klimaziele droht damit auch der Verlust von Arbeitsplätzen, lokaler Wertschöpfung und neuen Innovationen.

Ein genauer Blick auf die Begründungen für diese tief greifenden Änderungen macht deutlich, dass sie sachlich nicht belastbar sind:

- So zeigen die internationalen Erfahrungen, dass Ausschreibungssysteme zur Erreichung der energiepolitischen Ziele nicht per se besser geeignet sind als andere Instrumente, beispielsweise Einspeisesysteme. Entscheidend ist vielmehr die Ausgestaltung der jeweiligen Instrumente.
- Ökostromanlagen, die in einem Einspeisesystem eine Prämie erhalten und ihren Strom selbst vermarkten müssen, sind bereits weitgehend in den Strommarkt integriert. Prämien-Einspeisesysteme haben Festpreis-Einspeisesysteme bereits in vielen Mitgliedstaaten ersetzt.
- Strom aus neuen Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land ist heute nicht teurer als Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken. Ihren Ausbau zu begrenzen kann mit Kosten nicht begründet werden. Das gilt auch bei Netzengpässen. Der beschleunigte Netzausbau und eine gezielte Sektorkopplung wären volkswirtschaftlich bessere Optionen.
- In einer Stromwelt mit hohen Ökostromanteilen müssen aus systemtechnischen Gründen und aufgrund der vorhandenen

und nutzbaren natürlichen Potenziale verschiedene Ökostromtechnologien zum Einsatz kommen. Technologiefreie Finanzierungen verhindern dies oder machen es unnötig teuer.

- Es ist ferner nicht realistisch, Windenergie- und Photovoltaikanlagen mittel- und langfristig auf die wenigen sehr guten Standorte der EU zu konzentrieren. Statt einem Zwang zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen sollten daher die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten für eine freiwillige Kooperation verbessert werden.

Sachlich ist es damit nicht begründbar, den Mitgliedstaaten die Nutzung eines Einspeisesystems zu verbieten, ein Ausschreibungssystem grundsätzlich vorzuschreiben und eine technologieneutrale und grenzüberschreitende Finanzierung zu verlangen. Die Herausforderungen der Klimakrise sind vielmehr ein gewichtiges Argument, den einzelnen Staaten weiterhin die Freiheit zu gewähren, das für sie am besten geeignete Instrument zu nutzen. Dies würde die nationalen Regierungen und Parlamente deutlich besser in die Lage versetzen, eine erfolgreiche Ökostrompolitik mit einem zügigen Ausbau umzusetzen.

Daher sollte sich die Bundesregierung – gemeinsam mit möglichst vielen Verbündeten – für die Wiederherstellung der bisherigen Freiheit der Instrumentenwahl einsetzen, so wie sie vor dem Erlass der Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 bestand. Da diese Freiheit die Möglichkeiten aller Mitgliedstaaten wieder verbessern würde, einen zügigen Ökostromausbau voranzutreiben, würde dieser in ganz Europa beschleunigt. Der Einsatz für die Wiederherstellung der freien Instrumentenwahl ist daher auch dann für die Bundesregierung sinnvoll, wenn sie selber das Ausschreibungssystem in Deutschland beibehalten möchte. Den Zwang zur grundsätzlichen Technologieneutralität und zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen sollte sie ablehnen oder mindestens dauerhaft auf einen sehr kleinen Anteil begrenzen.

Darüber hinaus sollte die Bundesregierung eine politische Debatte anstoßen, in der die konkrete Rolle des Marktes beim Umbau der EU-Energieversorgung ergebnisoffen diskutiert werden kann. Dabei sollte angesprochen werden, wo und wie eine weitere Marktorientierung und eine weitere Umsetzung des Binnenmarktes zur Erreichung aller Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias tatsächlich beitragen kann. Die Debatten um das Clean-Energy-Paket könnten hierfür eine gute Gelegenheit bieten.

2

EINLEITUNG

Die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EERL) von 2001 dürfte die erfolgreichste politische Maßnahme der Europäischen Union (EU) beim Klimaschutz sein. Durch die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) in der EU von 8,7 Prozent im Jahr 2005 auf rund 17 Prozent im Jahr 2015 werden jährlich gut 360 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen eingespart (COM 2016a: 2; EEA 2016: 10). Auch die europäische Wirtschaft hat profitiert. So sind EU-weit im Bereich der erneuerbaren Energien rund 1,2 Millionen zukunftsträchtige Arbeitsplätze (COM 2015: 2; IRENA 2015: 9) entstanden. Die erneuerbaren Energien tragen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, zu Entwicklung und Wachstum der Industrie und zu Innovationen bei. Sie unterstützen die Schaffung und Sicherung von Wettbewerbsfähigkeit, die Reduktion des EU-Handelsdefizits im Energiebereich wie auch das Ziel niedrigerer Energiekosten (COM 2015: 2, 2014a: 6).

Aufgrund dieser Erfolge gelangten knapp drei Viertel der rund 600 Akteure, die sich am offiziellen Konsultationsprozess der EU-Kommission zur EERL beteiligten, zu der Überzeugung, dass sich die bisherige Ausgestaltung der EERL als richtig erwiesen hat – inklusive der freien Wahl der Instrumente (COM 2016b: 2). Insbesondere die Einspeisesysteme in Dänemark, Deutschland und Spanien haben international große Aufmerksamkeit erfahren.¹ Sie wurden in Grundzügen von zahlreichen Staaten übernommen (BMU 2007: 31; Fell 2015). Noch 2012 nutzten die mit Abstand meisten Mitgliedstaaten der EU Einspeisesysteme (eclareon 2012). Dennoch werden sie von manchen Akteuren seit Jahren stark kritisiert – inzwischen mit Erfolg. Bereits seit 2014 schreibt die Europäische Kommission in den Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBL) vor, zukünftig grundsätzlich Ausschreibungssysteme anzuwenden (KOM 2014: Rn. 126).

Den Zwang für alle Mitgliedstaaten der EU, ein Ausschreibungssystem zu nutzen, möchte die Kommission nun in der EERL festschreiben, die im Rahmen des „Clean Energy for All Europeans“-Pakets gegenwärtig novelliert wird. Ferner sollen die Ausschreibungen grundsätzlich technologieneutral und grenzüberschreitend durchgeführt werden (COM 2016a: Art. 4).

¹ Im Folgenden werden unter dem Begriff „Einspeisesystem“ Instrumente verstanden, bei denen die Höhe von Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien administrativ festgelegt werden. Der Begriff umschließt dabei sowohl Festvergütungen (Festpreis-Einspeisevergütungen) als auch Prämiensysteme (Prämien-Einspeisevergütungen).

Mit diesem Zwang zum einheitlichen Instrument wird ausgeblendet, dass die Mitgliedstaaten teils sehr unterschiedliche politische, wirtschaftliche und ökologische Rahmenbedingungen haben. Weil ferner Europa sehr heterogen ist, muss nicht für alle Mitgliedstaaten das Ausschreibungssystem das beste Instrument sein. Wenn aber das jeweils beste Instrument möglicherweise künftig nicht mehr genutzt werden kann, besteht die Gefahr, dass der Ökostromausbau stockt, weniger CO₂-Emissionen reduziert werden, heimische Arbeitsplätze verloren gehen, weniger Innovationen umgesetzt werden und die Gesamtkosten steigen.

Angesichts des großen Erfolgs der EERL und der großen Zustimmung der meisten Akteure müssen grundlegende Änderungen sehr gut begründet werden. Daher werden in diesem Gutachten die Argumente diskutiert, die für den grundsätzlichen Politikwechsel vorgebracht werden. Wo und in welcher Art ist eine stärkere Marktorientierung tatsächlich notwendig (COM 2016a: 12)? Was bedeutet es für die Ökostrompolitik, wenn die Ökostromtechnologien immer kostengünstiger und ausgereifter werden und einen immer größeren Anteil an der Energieversorgung übernehmen (COM 2013: 6)? Ist es richtig, dass dann nur noch Ausschreibungssysteme den Ökostromausbau effektiv und effizient vorantreiben können? Oder können nach wie vor auch andere Instrumente wie beispielsweise ein Einspeisesystem für bestimmte Technologien in manchen Mitgliedstaaten die Zieltrias der Energiepolitik erfolgreich unterstützen, mit der die EU eine kostengünstige, umweltfreundliche und sichere Energieversorgung anstrebt?

Das Augenmerk dieses Gutachtens richtet sich dabei insbesondere auf die Windenergie an Land und auf See sowie auf die Photovoltaik. Auf die Diskussion anderer wichtiger Elemente des Entwurfes der EERL, wie beispielsweise die Einschränkung des vorrangigen Netzzugangs und die Abkehr von verbindlichen nationalen Ausbauzielen, muss im Rahmen dieses Gutachtens verzichtet werden.

Als Grundlage für die spätere Analyse wird in Kapitel 3 der politische, wirtschaftliche und rechtliche Kontext dargestellt. Kapitel 4 diskutiert und analysiert die wichtigsten Argumente, die für die genannten Änderungen der EERL angeführt werden. Darauf aufbauend werden in Kapitel 5 ein Fazit gezogen und Empfehlungen für die Bundesregierung formuliert.

3

DER POLITISCHE KONTEXT

3.1 DIE ROLLE DER EU-GESETZGEBUNG AUF DIE NATIONALE EE-POLITIK

3.1.1 DIE ERNEUERBARE-ENERGIEN-RICHTLINIE

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2001 hat maßgeblich dazu beigetragen, dass in der gesamten Europäischen Union der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich forciert wurde. Nachdem Länder wie Dänemark, Spanien und Deutschland insbesondere bei der Windenergie vorweggegangen waren, sind seit 2001 alle Mitgliedstaaten verpflichtet, mitzumachen. Mit der Novelle von 2009 wurde die Richtlinie auf die Bereiche Wärme/Kälte und Verkehr ausgeweitet. Es wurde das Ziel definiert, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten EU-End-Energieverbrauch bis 2020 auf 20 Prozent zu steigern – im Jahr 2005 lag er noch bei 8,7 Prozent. Um dies erreichen zu können, wurden für alle Mitgliedstaaten bindende nationale Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt. Mit detaillierten Nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien müssen sie nachweisen, dass sie ihre Ziele auch erreichen können. Darüber hinaus legt die Richtlinie indikative nationale Zwischenziele für 2011/12, 2013/14, 2015/16 und 2017/18 fest (KOM 2009). Damit setzt die EERL einen verbindlichen Rahmen dafür, dass sich alle Mitgliedstaaten dafür engagieren müssen, die erneuerbaren Energien auszubauen – und nicht nur einzelne Vorreiterstaaten.

Tatsächlich ist der Anteil der erneuerbaren Energien in allen Ländern der EU seit 2005 spürbar gestiegen – ein Erfolg der europäischen Politik für erneuerbare Energien und Klimaschutz. Mit Ausnahme von drei Ländern haben alle Mitgliedstaaten ihr indikatives Zwischenziel für 2013/14 erfüllt, einige haben bereits spätere Zwischenziele erreichen können. Damit sind Dänemark, Spanien und Deutschland keine einsamen Vorreiter mehr. Würden sich die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten weiter verbessern, könnte davon ausgegangen werden, dass die meisten ihr bindendes Ziel mit den bereits eingeführten und geplanten Instrumenten erfüllen können. Da dies bei einigen Ländern derzeit aber nicht der Fall ist, erwartet die European Environmental Agency (EEA), dass das EU-Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 Prozent

des gesamten Energieverbrauchs bis 2020 zu steigern, knapp verfehlt wird (EEA 2016: 19). Darüber hinaus wurden in manchen Mitgliedstaaten die Rahmenbedingungen eher verschlechtert, u. a. durch rückwirkende Änderungen von Gesetzen. Neben den konkret damit verschlechterten Finanzierungsbedingungen schadet dies auch der Glaubwürdigkeit und der Investitionssicherheit (Fouquet/Nysten 2015). Um das EU-Ziel tatsächlich erreichen zu können, müssten dagegen die politischen Rahmenbedingungen in einigen Staaten der EU verbessert werden. Hierzu sollte die kommende Richtlinie einen Beitrag leisten.

Während die Setzung von verbindlichen nationalen Ausbauzielen alle Mitgliedstaaten konkret auffordert, eine entsprechende Politik zu beschließen, waren sie bislang sehr frei darin, wie sie ihre Ziele erreichen. Sie durften politische Instrumente nutzen, die am besten zu ihren politischen, wirtschaftlichen und geografischen Gegebenheiten passten. Diesbezüglich machte die EERL explizit keine Vorgaben. Die Mitgliedstaaten waren somit frei in der Entscheidung für Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme, für Quotensysteme, Ausschreibungen, Investitionszuschüsse, Steuererleichterungen oder andere Instrumente. Entsprechend entstand eine Art Wettbewerb zwischen den besten Instrumenten.

Auf freiwilliger Basis ermöglicht die EERL seit 2009 verschiedene Maßnahmen zur gemeinsamen Erfüllung der nationalen Ausbauziele durch mehrere Mitgliedstaaten. Ferner bestehen Anforderungen an die Erstellung von Herkunftsnachweisen für Elektrizität, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen. Nicht zuletzt wurden Regeln für den vorrangigen Netzzugang und Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse definiert (KOM 2009).

3.1.2 DIE INSTRUMENTENWAHL IN DER EU

Bei der Finanzierung von Ökostromanlagen kamen dabei vor allem Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme zum Einsatz. Andere Finanzierungsinstrumente, einschließlich Quoten- und Ausschreibungssysteme, waren dagegen eher die Ausnahme (siehe Abbildung 2 und Tabelle 1). International nutzen über 80 Staaten Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme für Strom aus Ökostromanlagen. Kein anderes Finanzierungsinstrument findet eine häufigere Anwendung (REN21 2016: 112). Dementsprechend konnten mit diesem Instrument die mit Abstand meisten Erfahrungen gesammelt werden – gute wie schlechte.

DIE WESENTLICHEN INSTRUMENTE ZUR FINANZIERUNG DES ÖKOSTROMAUSBAUS

Im politischen wie wissenschaftlichen Sprachgebrauch haben sich traditionell konkrete Begriffe für die verschiedenen Instrumente zur Finanzierung des Ökostromausbaus herausgebildet, z. B. „Einspeisesystem“. Sie werden entsprechend in diesem Gutachten verwendet. Ihr Wortlaut gibt allerdings nur sehr eingeschränkt Auskunft darüber, wie das jeweilige Instrument tatsächlich funktioniert. Um Missverständnissen entgegenzuwirken, werden sie im Folgenden kurz charakterisiert. Es wird hier unterschieden zwischen Instrumenten der Preissteuerung und Instrumenten der Mengensteuerung. Im idealen Markt ergeben sich dagegen sowohl die Menge eines erzeugten bzw. verkauften Produktes als auch dessen Preis ohne staatlichen Einfluss am Markt.

Systeme mit Preissteuerung

Einspeisesystem mit festen Vergütungen (Festpreis-Einspeisesystem)

In Festpreis-Einspeisesystemen werden vom Staat, also administrativ, feste Vergütungen definiert. Sie werden pro Kilowattstunde eingespeistem Ökostrom vergütet – in der Regel vom Netzbetreiber – und sind unabhängig vom kurz-, mittel- und langfristigen Strompreis an den Großmärkten. Die Betreiber müssen ihren Strom nicht vermarkten.

Mit einer Festpreis-Einspeisevergütung wird durch eine Preissteuerung in das Marktgeschehen eingegriffen, am Markt ergibt sich die Leistung neu gebauter Ökostromanlagen (vgl. Abbildung 1a).

Einspeisesystem mit Prämien (Prämien-Einspeisesystem)

Auch unter einem Prämien-Einspeisesystem für Strom aus Ökostromanlagen wird eine vom Staat festgelegte Vergütung verstanden. Allerdings deckt sie nicht die gesamten Stromgestehungskosten ab. Vielmehr muss der Anlagenbetreiber den erzeugten Ökostrom vermarkten und kann damit Zusatzeinnahmen erzielen. Erst damit wird eine Anlage wirtschaftlich.

Die Prämie kann gleitend oder fix sein. Eine gleitende Prämie kann sich – wie beim deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz

(EEG) – an den mittelfristigen durchschnittlichen Erlösen einer bestimmten Technologie, beispielsweise Windenergie an Land oder Photovoltaik, orientieren. Eine fixe Prämie ist von solchen Effekten unabhängig und bleibt über die gesamte Vergütungszeit konstant.

Auch mit einem Prämien-Einspeisesystem wird durch eine Preissteuerung in das Marktgeschehen eingegriffen, sodass sich die neu ausgebaute Leistung von Ökostromanlagen am Markt ergibt (vgl. Abbildung 1a).

Systeme mit Mengensteuerung

Ausschreibungssystem

In einem Ausschreibungssystem kann eine installierte Leistung oder eine Strommenge ausgeschrieben werden. Die erfolgreichen Anbieter können grundsätzlich für die installierte Leistung oder die eingespeiste Strommenge eine Vergütung erhalten. Im Falle der Strommenge ist grundsätzlich eine gleitende Vergütung – wie im EEG 2017 – oder eine fixe Vergütung möglich. Der entscheidende Unterschied zu den oben genannten Instrumenten der Preissteuerung besteht darin, dass die Höhe der Vergütungen nicht vom Staat festgelegt, sondern durch die Ausschreibung ermittelt wird.

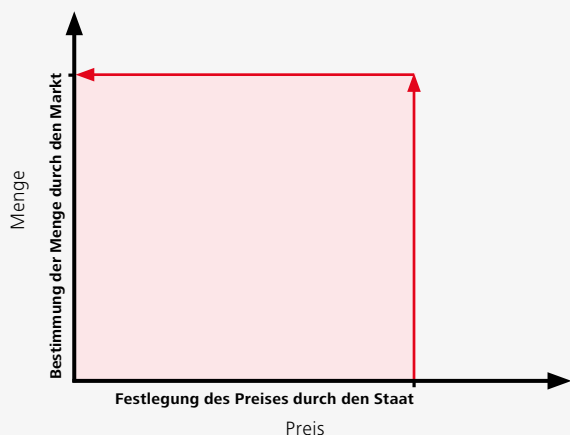
Damit greift der Staat durch die Festlegung der auszubauenen Leistung von Ökostromanlagen in das Marktgeschehen ein, während der Preis am Markt bestimmt wird (vgl. Abbildung 1b).

Quotensystem

In einem Quotensystem bekommen bestimmte Akteure des Strommarktes, z. B. die Stromanbieter, die Auflage, einen bestimmten Anteil ihres verkauften Stromes aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. In der Regel wird dies mit einem Zertifikatsystem verbunden. Die Zertifikate sind handelbar. Damit muss der verpflichtete Akteur die entsprechende Ökostrommenge nicht selber erzeugen, sondern kann zur Pflichterfüllung am Markt Zertifikate erwerben.

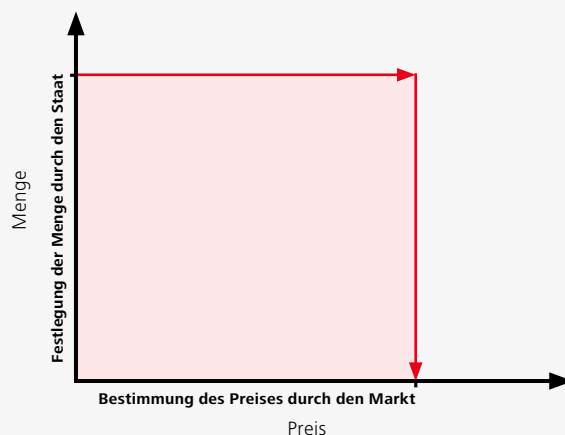
Auch in diesem Fall greift der Staat durch eine Mengensteuerung in den Markt ein, und am Markt ergibt sich der Preis (vgl. Abbildung 1b).

Abbildung 1a
Instrumente der Preissteuerung
(Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme)



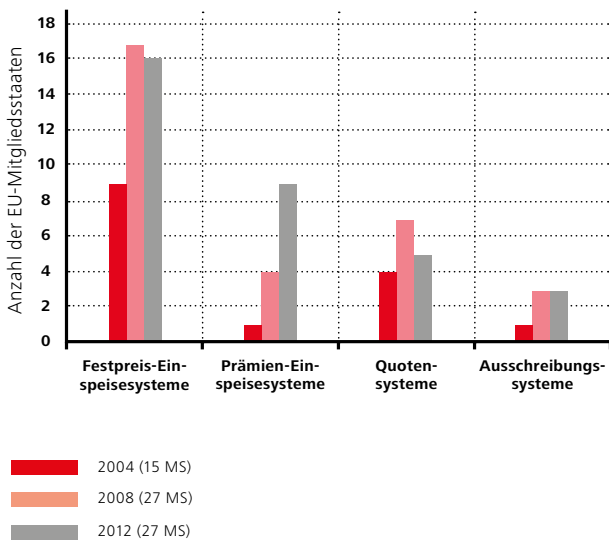
Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 1b
Instrumente der Mengensteuerung
(Ausschreibungs- und Quotensysteme)



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 2
Nutzung der wichtigsten Instrumente zur Finanzierung von Ökostromanlagen in der Europäischen Union (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: Eigene Darstellung nach Energy Economics Group/Vienna University of Technology 2004; vi; COM 2008: 5; eclareon 2012.

3.1.3 DIE LEITLINIEN FÜR UMWELTSCHUTZ- UND ENERGIEBEIHILFEN

Im EU-Rechtssystem sollen Leitlinien die Anwendung des bestehenden europäischen Rechts unterstützen – ein Beispiel dafür sind die Leitlinien für Umweltschutz und Energiebeihilfe (UEBL). Mit ihnen erstellt die Europäische Kommission Anhaltspunkte, unter welchen Voraussetzungen staatliche Beihilfen von ihr als zulässig – weil nicht wettbewerbsverzerrend – betrachtet werden können. Sie werden von der Kommission eigenständig erlassen. Für die UEBL ist innerhalb der Kommission die Generaldirektion Wettbewerb (GD Wettbewerb) federführend zuständig. Sie spielt bei der Formulierung des nationalen Rechts eine immer wichtigere Rolle. Weder das Europäische Parlament noch der Europäische Rat haben bei der Formulierung von Leitlinien ein formales Mitentscheidungsrecht – anders als bei Richtlinien, die von Kommission, Parlament und Rat gemeinsam beschlossen werden müssen.

Konkret bedeutet das hier, dass Fördersysteme, die den Kriterien der UEBL eindeutig genügen, mit zügiger Genehmigung rechnen können. Sollte unsicher sein, ob nationale Fördersysteme den UEBL genügen oder ob sie überhaupt als Beihilfe einzustufen sind und daher den UEBL genügen müssen, sind zumindest langwierige Prozesse um die Rechtsauslegung zwischen dem jeweiligen Mitgliedstaat und der GD Wettbewerb sehr wahrscheinlich. Diese würden zu erheblicher Rechtsunsicherheit führen. Sogar bereits ausgezahlte Vergütungen könnten dabei zurückgezahlt werden müssen. Da dies eine massive Investitionsunsicherheit bedeuten würde, besteht ein enormer Druck auf die nationalen Regierungen, im Vorfeld mit der GD Wettbewerb eine Einigung darüber zu finden, wie die jeweiligen Finanzierungsinstrumente ausgestaltet sein dürfen.

Tabelle 1
Nutzung von Finanzierungssystemen für Windenergie und Solarstrom in den EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2012²

WINDENERGIEANLAGEN

Finanzierungsinstrument	Anzahl der Mitgliedstaaten	Mitgliedstaaten
Festpreis-Einspeisesysteme	15	AT, BG, CZ, FR, DE, GR, HU, IE, LI, LT, LU, PT, SK, SI, GB
Prämien-Einspeisesysteme	9	CZ, DE, DK, EE, ES, FI, IT, NL, SI
Ausschreibungssysteme	3	FR, IT, LT
Quotensysteme	5	BE, PL, RO, SE, GB

SOLARSTROMANLAGEN

Finanzierungsinstrument	Anzahl der Mitgliedstaaten	Mitgliedstaaten
Festpreis-Einspeisesysteme	15	AT, BG, CZ, FR, DE, GR, HU, LI, LT, LU, MT, PT, SK, SI, GB
Prämien-Einspeisesysteme	7	CZ, DE, DK, EE, IT, NL, SI
Ausschreibungssysteme	3	FR, IT, LT
Quotensysteme	5	BE, GB, PL, RO, SE

Quelle: eclareon 2012.

Die GD Wettbewerb spielt bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien eine so wichtige Rolle, weil staatliche Subventionen nach dem Vertrag über die Arbeitsweise der EU mit dem Binnenmarkt unvereinbar sind, soweit sie den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen (EU 2012: Art. 107). Dabei ist umstritten, bei welchen Finanzierungsinstrumenten der Mitgliedstaaten für Ökostrom es sich tatsächlich um eine staatliche Subvention handelt – und sie daher unter das Beihilferecht fallen und die Vorgaben der UEBL entsprechen müssen. So ist die deutsche Bundesregierung der Auffassung, dass dies beim EEG nicht der Fall ist. Denn das EEG definiert eine Finanzierung von Ökostromanlagen über eine Umlage auf die Stromkund_innen, sodass keine staatlichen Mittel fließen (BMWi 2016a). Diese Auffassung wurde bislang durch das sogenannte PreussenElektra-Urteil von 2001 gestützt (Europäischer Gerichtshof 2001).

² Damit hatten im Jahr 2012 folgende 21 Mitgliedstaaten der EU-Einspeisesysteme für Strom aus Wind- oder Solaranlagen: AT, BG, CZ, DE, DK, EE, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IT, LI, LT, LU, MT, NL, PT, SK, SL (AT – Österreich, BE – Belgien, BG – Bulgarien, CZ – Tschechien, DK – Dänemark, EE – Estland, ES – Spanien, FI – Finnland, FR – Frankreich, DE – Deutschland, GB – Großbritannien, GR – Griechenland, HU – Ungarn, IE – Irland, IT – Italien, LI – Liechtenstein, LT – Litauen, LU – Luxemburg, MT – Malta, NL – Niederlande, PL – Polen, PT – Portugal, RO – Rumänien, SE – Schweden, SK – Slowakei, SL – Slowenien).

Allerdings sieht die Europäische Kommission die Rechtslage inzwischen anders und hat bereits das EEG 2012 als staatliche Beihilfe gewertet und dazu ein Verfahren gegen die Bundesregierung eingeleitet. Dagegen hat die Bundesregierung Rechtsmittel eingelegt, sodass sich die Kommission und die Bundesregierung zu diesem Aspekt aktuell in einem Rechtsstreit befinden (Gericht der Europäischen Union 2016). Obwohl vor der abschließenden Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) rechtlich unsicher ist, ob die UEBL auf das EEG und andere Finanzierungsinstrumente in anderen Mitgliedstaaten tatsächlich Anwendung finden, setzen sie faktisch Recht. Denn der Versuch, ein Finanzierungsinstrument ohne Beihilfege-nehmigung in Kraft zu setzen, brächte unabsehbare Risiken und damit Rechtsunsicherheit für eventuell zu Unrecht Begünstigte mit sich. Daher wird bei jeder Änderung von Finanzierungsinstrumenten trotz des offenen Rechtsstreits vorab vor der Verabschiedung in den nationalen Parlamenten mit der GD Wettbewerb darüber verhandelt, ob diese Änderung auch von der GD Wettbewerb akzeptiert wird. Damit ist die GD Wettbewerb in der Lage, nicht nur jede neue, sondern auch jede bestehende Regelung in den nationalen Finanzierungsinstrumenten zu kippen. Aufgrund ihrer federführenden Zuständigkeit innerhalb der Europäischen Kommission fällt der GD Wettbewerb insofern eine enorme Macht zu, die Energie- und Klimapolitik der Union und ihrer Mitgliedstaaten massiv zu beeinflussen. Dies wurde zwar im Grunde durch den Europäischen Rat legitimiert, indem er in seinen Schlussfolgerungen zum Klima- und Energiepaket 2030 ausdrücklich betont hat, dass sich die Finanzierungssysteme für erneuerbare Energien an den UEBL auszurichten haben (Europäischer Rat 2014: 5, Nr. 3). Allerdings hat der damalige Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel 2016 in einem Schreiben an die Kommission explizit abgelehnt, dass solche Anforderungen allein in kommissions-internen Leitlinien oder in technischen Regelwerken unter Ausschluss der Öffentlichkeit getroffen werden. Sie müssten vielmehr sowohl im Europäischen Rat als auch im Europäischen Parlament diskutiert werden (Gabriel 2016: 2 f.).

Anders als die EERL schreiben seit 2014 die UEBL grundsätzlich vor, dass für die Finanzierung von Ökostromanlagen ein Ausschreibungssystem zu nutzen ist. Schon im Herbst 2013 hatten die Regierungsparteien der heutigen deutschen Bundesregierung diese Umstellung im Koalitionsvertrag beschlossen. Mit dem EEG 2017 wurden die Vorgaben der UEBL in das deutsche Recht überführt (CDU/CSU/SPD 2013: 54; BMJV 2016: § 2, Abs. 3). Die aktuellen UEBL schränken damit das nach EERL geltende Recht auf die freie Wahl des Instrumentes für viele andere Mitgliedstaaten massiv ein. Dies betrifft 21 EU-Mitgliedstaaten, die noch im Jahr 2012 Einspeisesysteme nutzten.³ Nur Frankreich, Italien und Litauen nutzten damals ein Ausschreibungssystem (eclareon 2012).

Diese Feststellung wird nicht eingeschränkt durch die laut UEBL geltenden Ausnahmeregelungen. Denn diese betreffen nur kleine Projekte mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 Megawatt (MW), bei Windkraftanlagen Projekte mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder mit sechs Erzeugungseinheiten (KOM 2014: Rn. 127).

Für Windenergieanlagen entspricht das laut Wettbewerbskommissarin Margrethe Vestager einer Gesamtleistung von 18 MW, bei der ein Projekt nicht durch ein Ausschreibungssystem finanziert werden muss (Vestager 2015).

Ab 2018 wird die politische Debatte um die Neufassung der UEBL, die aktuell bis 2020 gelten, beginnen.

3.1.4 DAS PARISER KLIMAABKOMMEN UND DIE EU-ENERGIEPOLITIK

Die Relevanz des Klimaschutzes und der erneuerbaren Energien für die EU-Energiepolitik wurde durch die Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens Ende 2015 deutlich verstärkt. Zum Erfolg der Pariser Klimakonferenz haben dabei die französische Regierung und die EU-Verhandlungsführung maßgeblich beigetragen. Mit dem Abkommen werden die bisherigen Ziele der Weltgemeinschaft spürbar angehoben. Insbesondere wurde das bisherige Ziel der Begrenzung des Anstiegs der globalen Temperatur auf maximal 2 Grad deutlich erhöht. So sollen Maßnahmen ergriffen werden, um den Anstieg nach Möglichkeit auf nur 1,5 Grad zu begrenzen (United Nations 2015: Art. 2 Abs. 1 Nr. a). Die sehr schnelle Ratifizierung des Abkommens innerhalb eines Jahres durch über 100 Staaten, die mehr als 55 Prozent der globalen Emissionen vertreten – unter ihnen Brasilien, China, die EU, Indien, Indonesien und die USA – hat es ermöglicht, dass das Abkommen bereits im November 2016 in Kraft treten konnte. Für ein globales Abkommen ist das außergewöhnlich schnell und macht deutlich, dass ein Großteil der Weltgemeinschaft eine neue Entschlossenheit zeigt, die Klimakrise ernsthaft zu bekämpfen. Inzwischen haben mehr als 140 Staaten den Vertrag ratifiziert (UNFCCC 2016).

Um das im Vergleich zum Kyoto-Protokoll deutlich anspruchsvollere globale Klimaschutzziel von Paris erreichen zu können, aber auch um im globalen Wettbewerb bei den erneuerbaren Energien dauerhaft mithalten zu können, erscheint es notwendig, dass die EU ihr bisheriges politisch formuliertes Ziel, bis 2030 einen Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent zu erreichen, angemessen anhebt (COM 2016c). Das Klima- und Energiepaket bietet dafür einen hervorragenden Anlass.

Allerdings würde es nicht reichen, nur das Ziel zu erhöhen. Mindestens genauso wichtig ist es, den Mitgliedstaaten optimale Bedingungen zu geben, einen schnellen Ökostromausbau tatsächlich auch umsetzen zu können. Diese sollten mit einem angemessenen Druck gegenüber den Mitgliedstaaten verbunden sein, zur Erreichung eines anspruchsvollen EU-Ausbauziels auch aktiv beizutragen.

³ Damit hatten im Jahr 2012 folgende 21 Mitgliedstaaten der EU-Einspeisesysteme für Strom aus Wind- oder Solaranlagen: AT, BG, CZ, DE, DK, EE, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IT, LI, LT, LU, MT, NL, PT, SI, SK.

3.2 DIE ENERGIEPOLITISCHE ZIELTRIAS UND DIE MARKTLIBERALISIERUNG

Seit vielen Jahren orientiert sich die europäische Energiepolitik – wie die deutsche – an der energiewirtschaftlichen Zieltrias. Sie besagt, dass die Ziele der Wirtschaftlichkeit, des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit gleichrangig verfolgt werden müssen (KOM 2015: 2; COM 2016a: 7; Deutscher Bundestag 2015: § 1 Abs. 1). Entsprechend sollte jedes energiepolitische Instrument und jede Änderung eines solchen Instruments an erster Stelle an diesen drei Kriterien gemessen werden.

Parallel dazu hat die EU alle Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, ihre Energiemärkte zu liberalisieren. Diesen Grundsatz wendet sie auch auf die erneuerbaren Energien an. Laut Mitteilung zur Energieunion werden die erneuerbaren Energien unter „allgemeinen marktorientierten Prinzipien“ finanziert (COM 2016a: 7). Tatsächlich ist unklar, ob „Wettbewerb“ ein eigenständiges und unabhängiges Ziel sein soll oder ein Instrument, um die drei traditionellen Ziele Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit zu erreichen. Auf diese und die Marktliberalisierung wird im Folgenden näher eingegangen.

3.2.1 WIRTSCHAFTLICHKEIT/STROMKOSTEN

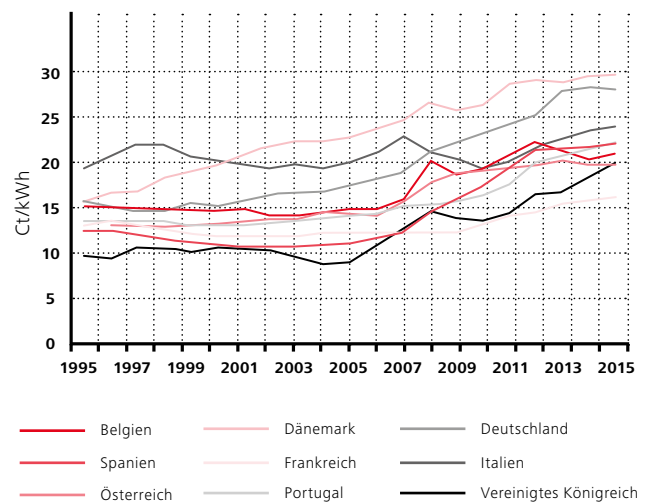
Die Strompreisentwicklung

Die Strompreise sind in den meisten Mitgliedstaaten in den letzten Jahren gestiegen. Die Preisunterschiede zwischen den unterschiedlichen Mitgliedstaaten sind dabei sehr hoch und haben sich in den letzten Jahren weiter vergrößert. Sie liegen im Jahresdurchschnitt von 2004–2011 bei privaten Haushalten zwischen 60 und 200 Euro pro Megawattstunde (Euro/MWh) und bei der Industrie zwischen knapp 60 und 140 Euro/MWh (siehe Abbildungen 3, 4a und 4b). Im globalen Vergleich sind die durchschnittlichen Strompreise in der EU relativ hoch. Ausnahmen stellen insbesondere Japan und Korea dar (COM 2014a: 13). Auch bei der Veränderung der Preise seit 2004 unterscheiden sich die Mitgliedstaaten sehr (siehe Abbildung 5) (COM 2014b: 55 f.).

Allerdings sind für die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht ausschließlich die absoluten Strompreise relevant. Vielmehr spielen die Lohnstückkosten eine mindestens genauso große Rolle. Aufgrund der vergleichsweise hohen Energieeffizienz der europäischen Wirtschaft und der damit durchschnittlich sehr niedrigen Energieintensität hat die EU im globalen Vergleich sehr niedrige Energiestückkosten. Damit ist die EU in der Lage, die relativ hohen Energiepreise auszugleichen (COM 2014a: 13, 2014b: 1, 2014c: 11, FÖS 2014).

Abbildung 3

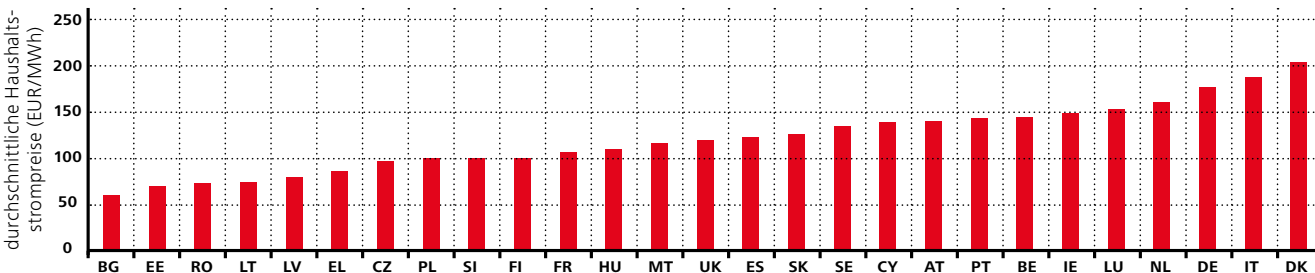
Entwicklung des Strompreises für private Haushalte in ausgewählten Mitgliedstaaten der Europäischen Union



Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi 2016b: Blatt 30a.

Abbildung 4a

Endpreise für Strom für private Haushalte in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union



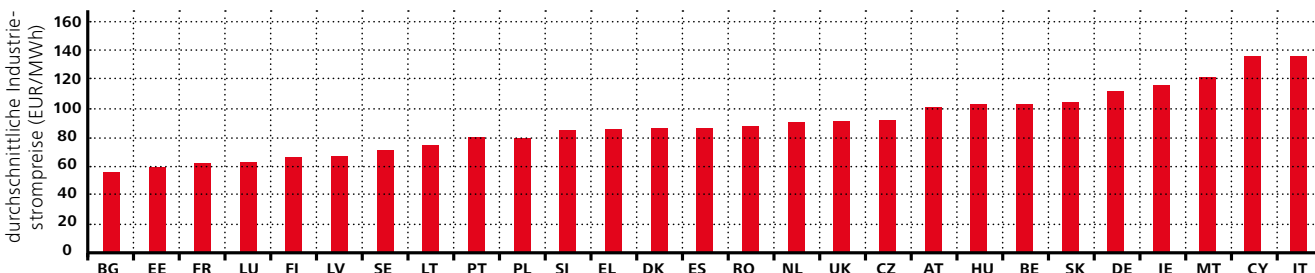
Average Household Electricity Prices 2004–2011.

Hinweis: Bei privaten Haushalten mit einem Verbrauch zwischen 2.500 und 5.000 Kilowattstunden pro Jahr (kWh/Jahr), bei Industrie mit einem Verbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh.

Quelle: COM 2014b: 57.

Abbildung 4b

Endpreise für Strom für die Industrie in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union



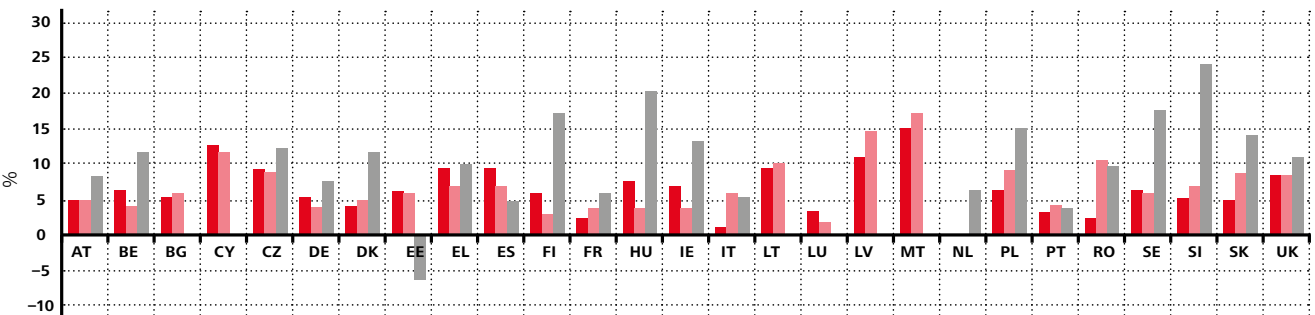
Average Industrial Electricity Prices 2004–2011.

Hinweis: Bei privaten Haushalten mit einem Verbrauch zwischen 2.500 und 5.000 Kilowattstunden pro Jahr (kWh/Jahr), bei Industrie mit einem Verbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh.

Quelle: COM 2014b: 57.

Abbildung 5

Änderungen des Endkunden- und Großhandelspreises von Strom in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union zwischen 2004 und 2011

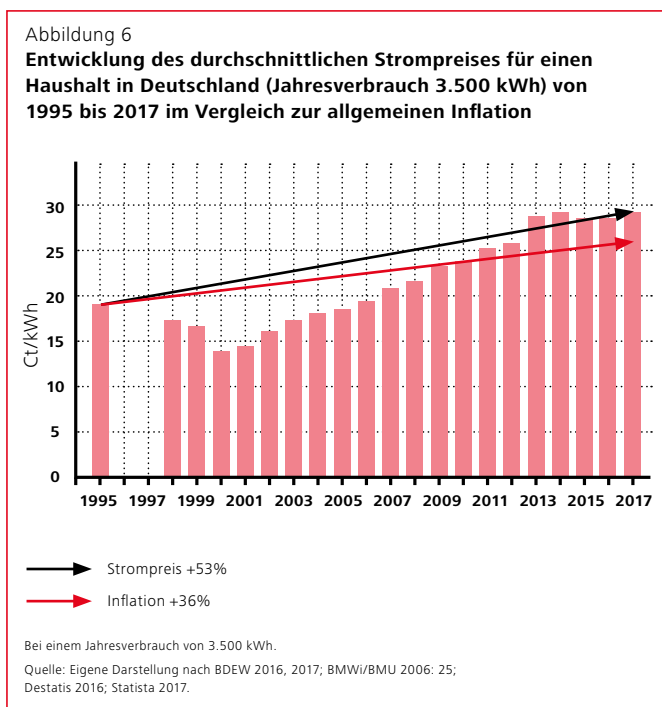


Average Annual Change in Household Electricity Prices 2004–2011 (%).
 Average Annual Change in Industrial Electricity Prices 2004–2011 (%).
 Average Annual Change in Wholesale Electricity Prices 2005–2011 (%).

Hinweis: Bei privaten Haushalten mit einem Verbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr, bei Industrie mit einem Verbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh.

Quelle: COM 2014b: 56.

Wie in anderen Mitgliedstaaten gibt es auch in Deutschland eine kontroverse Diskussion um die Höhe der Strompreise und den Einfluss der Klima- und Energiepolitik auf sie. Diese Diskussion ist allerdings sachlich nur begrenzt berechtigt. So sind die Strompreise der privaten Haushalte in Deutschland zwischen 1995 und 2017 um knapp 53 Prozent gestiegen, während die Inflation rund 36 Prozent betrug (siehe Abbildung 6) (BDEW 2016, 2017; BMWi/BMU 2006: 25; Destatis 2016; Statista 2017). Damit fand in diesem Zeitraum in Deutschland kein beunruhigend starker Anstieg der realen Strompreise für private Haushalte statt. Der sehr niedrige Strompreis im Jahr 2000 ist durch den Beginn der Liberalisierung des Strommarktes und die damit einhergehenden Dumpingpreise zu begründen. Entsprechend kam es nach 2000 zu vergleichsweise starken Strompreissteigerungen. Das Jahr 2000 ist damit als Vergleichsjahr ungeeignet.



Als Grund für den vermeintlich starken Anstieg der deutschen Strompreise wird vielfach der schnelle Ökostromausbau genannt, insbesondere der Photovoltaik. Auch in Italien wurde in den Jahren um 2010 Photovoltaik sehr stark ausgebaut – zu einer Zeit, als sie noch besonders teuer war. Der Anteil der Photovoltaik am Stromverbrauch lag in Italien im Jahr 2013 mit 6,5 Prozent sogar höher als in Deutschland (5,1 Prozent). Der Strompreis für private Haushalte stieg dabei in Italien seit 1995 nur um knapp 27 Prozent. Weder in Italien noch in Deutschland ist damit ein besonders starker Anstieg der realen Stromkosten erkennbar, obwohl dort die damals noch besonders teure Photovoltaik sehr schnell ausgebaut wurde. In vielen anderen Mitgliedstaaten ist der Strompreis teils deutlich stärker gestiegen – relativ und absolut (siehe Abbildung 5) (COM 2014b: 56).

Dennoch können viele europäischen Haushalte ihre Energierechnungen nicht begleichen (KOM 2015: 3). Da aber die europäischen Strompreise nicht grundsätzlich zu hoch sind, sollte dieses Problem nicht an erster Stelle durch energiepolitische Maßnahmen gelöst werden. Dies sieht auch die Kommission

so: „Energiearmut [...] kann nur mit einer Kombination von Maßnahmen begegnet werden, die vor allem auf sozialem Gebiet [...] erfolgen müssen“ (KOM 2015: 14). Statt über die Energiepolitik die Strompreise künstlich zu senken, könnten über die Sozialpolitik genau diejenigen Menschen eine spezifische Unterstützung erhalten, die sie tatsächlich benötigen. Ferner könnten z. B. gezielte Förderungen energiesparender Haushaltsgeräte für Haushalte mit niedrigen Einkommen sowohl diesen Menschen helfen als auch zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU beitragen. Für solche Maßnahmen wäre zudem nur ein kleiner Bruchteil der Mittel notwendig, die für eine Senkung des Strompreises durch staatliche Zuschüsse benötigt würden. Denn nur die vergleichsweise wenigen Verbraucher_innen müssten durch sie entlastet werden. Während in Deutschland die Senkung des Strompreises um 3 Ct/kWh durch staatliche Mittel rund 10.000 Mio. Euro jährlich kosten würde, müssten für die spezifische Unterstützung der 15 % ärmsten Haushalte nur rund 150 Mio. Euro pro Jahr aufgewendet werden (DIW 2012: 7ff). Ein künstlich gesenkter Strompreis dagegen senkt die ökonomischen Anreize für alle, in energieeffiziente Geräte zu investieren und sparsam mit Strom umzugehen. Das stünde den energie- und klimapolitischen Zielen der EU entgegen (Strünck 2017; Müller/Bruhn 2013; EnKliP 2016a: 35 ff.).

Ökostromumlagen in den Mitgliedstaaten und die EEG-Umlage

In zahlreichen Staaten der EU werden die Kosten für die Finanzierung von Ökostromanlagen über eine Umlage auf den Strompreis der Verbraucher_innen vorgenommen (Moreno/Lopez 2011: 28). Die Höhe der Umlagen ist allerdings in den jeweiligen Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich und reicht von einem Prozent des Haushaltsstrompreises in Ländern wie Irland, Polen und Schweden bis zu rund 16 Prozent in Deutschland und Spanien (COM 2014a: 8). Ein hoher Anteil einer Ökostromumlage kann aber mit einem niedrigeren Großhandelspreis einhergehen, sodass eine höhere Umlage zumindest teilweise ausgeglichen werden kann. Denn eine hohe Umlage ist in der Regel u. a. mit einem relativ hohen Anteil geförderter Ökostromanlagen begründet. Diese sorgen für ein zusätzliches Stromangebot im Großhandel mit Grenzkosten nahe null, sodass konventionelle Kraftwerke mit hohen Grenzkosten seltener zum Zuge kommen und somit der Großhandelspreis sinkt (COM 2014b: 64). So ist der Nettopreiseffekt des Ökostromausbaus beispielsweise in Spanien negativ, d. h. nettopreissenkend (COM 2014a: 8). In Deutschland ist aufgrund dieses Effekts seit 2013 die Summe aus Börsenpreis und EEG-Umlage leicht gefallen (BMWi 2016c: 1).

Auch an diesem Zusammenhang zwischen einer Ökostromumlage und dem Großhandelsstrompreis wird deutlich, dass eine solche Umlage nicht geeignet ist, Aussagen über die tatsächlichen Kosten des Ökostromausbaus zu treffen. Die Europäische Kommission stellte allerdings im Jahr 2014 fest, dass ihre Politik auf einem klaren Verständnis darüber beruhen sollte, welche Faktoren die Energiekosten beeinflussen. Denn nur dann herrsche Klarheit darüber, wie die Energiekosten durch nationale oder europäische Politik beeinflusst werden können (COM 2014c: 4).

Ein solcher Indikator für die Kosten des Ökostromausbaus fehlt allerdings bisher (Nestle 2015). Auch deshalb wurde die

öffentliche Debatte um die Kosten des Ökostromaubs beispielsweise in Deutschland in den letzten Jahren in erheblichem Maße anhand der Entwicklung der EEG-Umlage geführt – und nicht anhand eines geeigneten Kostenindikators. Auch in anderen Mitgliedstaaten wurden die Kosten von Klimaschutzmaßnahmen kritisch diskutiert (COM 2014b: 64). Es ist zu befürchten, dass auch dort eine sachliche Debatte zumindest deutlich erschwert und Schlussfolgerungen sowie das politische Handeln nur bedingt sachgerecht waren, sofern die Diskussion anhand und auf Grundlage von Ökostromumlagen wie der EEG-Umlage geführt wurde.

Wie ungeeignet eine solche Ökostromumlage als Kostenindikator ist, kann an der Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich mit der entgegengesetzten Entwicklung der durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen gezeigt werden. Von 2010 bis 2014 ist die EEG-Umlage in nur fünf Jahren von rund 2 Cent pro Kilowattstunde (Ct/kWh) auf über 6 Ct/kWh gestiegen (BMWi 2016d: 29). Dieser starke Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2014 erweckte den Eindruck, dass die neuen EEG-Anlagen immer teurer geworden wären, das EEG nicht kosteneffizient sei und zu keinen Kostensenkungen führe. Tatsächlich sind die Kosten, die neue EEG-Anlagen verursachen,

in genau diesem Zeitraum um mehr als die Hälfte gefallen. Nachdem die durchschnittliche Vergütung neuer EEG-Anlagen im Jahr 2010 noch bei über 25 Ct/kWh lag, fiel sie bereits bis 2013 auf nur gut 12 Ct/kWh (siehe Abbildung 7). Entsprechend sank auch der Beitrag der im Jahr 2014 installierten EEG-Anlagen zur EEG-Umlage massiv (EnKlIP 2014: 6). Für diese deutliche Steigerung der Kosteneffizienz des EEG gibt es vor allem zwei Gründe: erstens die starken Kostensenkungen der Ökostromtechnologien, insbesondere der Photovoltaik. Zweitens der deutlich gestiegene Anteil der günstigen Ökostromtechnologien bei den neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen. Vor allem der Anteil der Windenergie an Land nahm seit 2010 deutlich zu.

Die tatsächlichen Kosten des Ökostromaubs sind also stark gesunken, während die EEG-Umlage massiv gestiegen ist. Dieser vermeintliche Widerspruch ist darin begründet, dass die EEG-Umlage – wie auch vergleichbare Umlagen in anderen Mitgliedstaaten – nicht nur durch die steigende Ökostromproduktion, sondern auch durch zahlreiche Faktoren beeinflusst wird, die in keinem Zusammenhang mit den Kosten des aktuellen Ausbaus erneuerbarer Energien stehen.

WARUM ÖKOSTROMUMLAGEN KEINE KOSTENINDIKATOREN SIND

Die rechnerischen Kosten neuer Anlagen werden durch die Schwankungen der Kosten von Bestandsanlagen überdeckt. Diese werden beeinflusst durch:

- **Die Höhe des Großhandels-Strompreises**, beispielsweise an den Börsen. Denn je niedriger dieser Preis, desto größer ist die Differenz zwischen der Festvergütung und dem Erlös der Netzbetreiber für den Ökostrom. Im Fall von gleitenden Prämiensystemen steigt die Prämie bei sinkendem Großhandelspreis.
- Aufgrund von nicht zu vermeidenden **Prognosefehlern** (EE-Stromerzeugung, Großhandelsstrompreis, Stromverbrauch etc.) entsteht automatisch eine Differenz zwischen Prognose und Realität bei den Ausgaben für Vergütungen und Einnahmen aus der Umlage. Diese muss jährlich ausgeglichen werden.
- Die Begünstigung der stromintensiven Industrie ändert sich aufgrund rechtlicher Anpassungen oder anderer **Verbrauchshöhen und Verbrauchskosten der Industrie**. Die Höhe der Umlagen der anderen Verbraucher_innen ist dabei oft davon abhängig, wie viel Strom privilegiert ist.
- **Rechtliche Änderungen bei der Bestimmung der Umlagenhöhe**. Dies betrifft beispielsweise beim EEG die Einführung des Wälzungsmechanismus im Jahr 2010 oder die Einführung und Änderung der Liquiditätsreserve in den Jahren 2012 bzw. 2017.

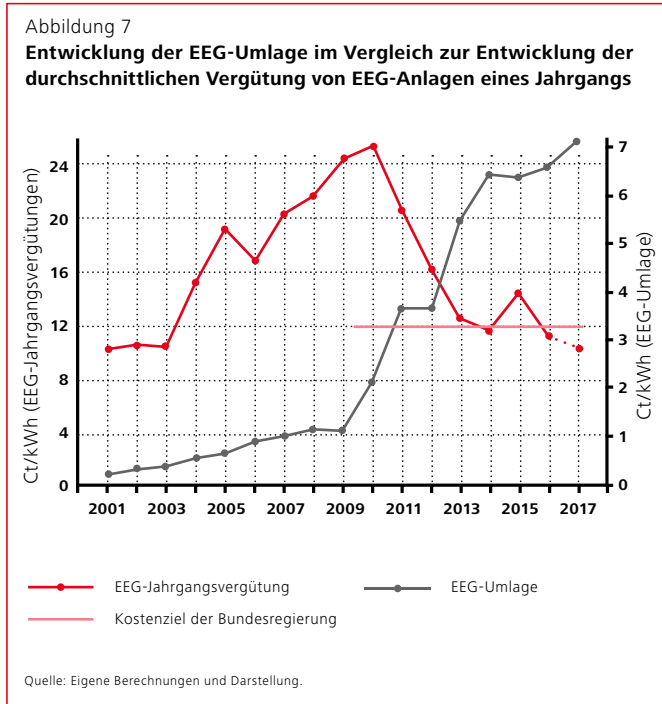
Die Ökostromumlagen überzeichnen die Höhe der zusätzlichen Kosten durch den Ökostromaubs häufig, da:

- viele konventionelle Kraftwerke in der EU relativ alt sind und ohnehin aus technischen Gründen in absehbarer Zeit

abgeschaltet werden müssen. **Die tatsächlichen Zusatzkosten des Ökostromaubs werden damit bestimmt durch die Kostenunterschiede zwischen neuen konventionellen und neuen Ökostromkraftwerken.** Die Ökostromumlagen errechnen sich aber durch die Differenz zu den Großhandelsstrompreisen. Dieser ist deutlich niedriger als die notwendigen Einnahmen zur Refinanzierung neuer konventioneller Kraftwerke. Neue konventionelle Kraftwerke würden daher, wenn sie gebaut werden sollten, ebenfalls eine zusätzliche Finanzierung benötigen. Da sie nicht billiger sind als günstige Ökostromanlagen wie Windenergie an Land oder große Photovoltaikanlagen, wären auch die Zuschüsse für den Bau neuer konventioneller Kraftwerke nicht günstiger als bei kostengünstigen Ökostromanlagen;

- **der Großhandelsstrompreis durch das Zusatzangebot von Ökostrom mit Grenzkosten von praktisch null gesenkt wird.** Denn ein steigendes Angebot hat bei gleicher Nachfrage in der Marktwirtschaft automatisch einen sinkenden Preis zur Folge. Durch den sinkenden Großhandelsstrompreis aber steigen die rechnerischen Differenzkosten;
- **die Privilegierung der stromintensiven Industrie wird durch deren Befreiung von den Ökostromumlagen von den übrigen Stromverbraucher_innen getragen.** Die gesamten rechnerischen Differenzkosten müssen damit auf die anderen Stromverbraucher_innen und einen niedrigeren Stromverbrauch verteilt werden. Als Folge steigt der Beitrag zum Ökostromaubs für die anderen Verbraucher_innen zwangsläufig.

Zu diesen Faktoren gehören Nachholeffekte aufgrund einer vorher zu hohen oder zu niedrigen Umlage, ein fallender Strompreis am Großmarkt wie der Börse, eine sich ändernde Entlastung der Industrie und die Änderung der Liquiditätsreserve oder des Wälzungsmechanismus (EnKliP 2016a: 16 f.).⁴



Darüber hinaus wird bei der Ermittlung der EEG-Umlage vernachlässigt, dass die Stromgestehungskosten neuer fossiler und nuklearer Kraftwerke deutlich höher liegen als der Strompreis an der Börse, der für Deutschland für das Jahr 2017 auf knapp 2,7 Ct/kWh geschätzt wird (50Herz et al. 2016: 9). Dieser wird aber als Vergleich zu den Vergütungen für EEG-Anlagen herangezogen. Damit erscheinen insbesondere neue Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen deutlich teurer, als sie im Vergleich zu neuen Erdgas- oder Kohlekraftwerken tatsächlich sind.

Windräder an Land, die im Jahr 2017 in Deutschland ans Netz gehen, werden nach EEG in den ersten Jahren mit 7,7 bis 8,4 Ct/kWh vergütet, nach einigen Jahren sinkt deren Vergütung (BNetzA 2017a). Die Vergütungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen liegen derzeit zwischen 7 und 8 Ct/kWh (BNetzA 2017b). Sowohl bei Wind- als auch bei Photovoltaikanlagen sinken dabei die Kosten weiter. Neue fossile Kraftwerke liegen mit Stromgestehungskosten von 7 bis 11 Ct/kWh damit im

gleichen Kostenbereich – und werden tendenziell teurer (BMW 2014a: 3).

Aufgrund der in großen Teilen veralteten europäischen fossilen und nuklearen Kraftwerke, in manchen Mitgliedstaaten des Atomausstiegs und des notwendigen Klimaschutzes muss der europäische Kraftwerkspark aber unabhängig von der Energieverwendung modernisiert werden (Reitz et al. 2014: I; Küster et al. 2015: 1). Daher ist der Kostenvergleich zum niedrigen Strompreis an der Börse nicht sachgerecht. Würden bei der Ermittlung der Ökostromumlagen nicht die Börsenpreise zugrunde gelegt, sondern die Vollkosten neuer konventioneller Kraftwerke, wären die Ökostromumlagen deutlich kostengünstiger und würden auch bei einem schnellen Ausbau der günstigen Ökostromtechnologien kaum mehr ansteigen (EnKliP 2015a). Damit ist nicht nur die deutsche EEG-Umlage unzulänglich und als Kostenindikator ungeeignet, sondern auch viele der in anderen Mitgliedstaaten ausgewiesenen Ökostromumlagen. Viele werden aber häufig als solche missverstanden. Bei der Betrachtung der Vergütungen für Ökostromanlagen wird dagegen deutlich, dass auch ein schneller Zubau der kostengünstigen Technologien nur zu sehr geringen Zusatzkosten führt – auch wenn die Entwicklung der Ökostromumlagen das Gegenteil suggeriert.

Deutlich besser geeignet für eine Abschätzung der Kosten des Ökostromaustaus sind Studien, die die jeweiligen Kosten verschiedener Energieszenarien miteinander vergleichen. Eine große Zahl solcher Studien für Deutschland wie auch für andere Staaten kommt zu dem Ergebnis, dass eine auf erneuerbaren Energien basierende Stromzukunft sowohl volkswirtschaftlich als auch für die Verbraucher_innen mittel- bis langfristig zumindest nicht teurer ist als eine Beibehaltung des aktuellen Strommixes. Dies gilt, obwohl in diesen Vergleichen die Umweltschadenskosten meist noch nicht berücksichtigt wurden (EWI/Prognos 2007; EWI et al. 2014; DLR et al. 2010; SRU 2011; Ademe 2016).

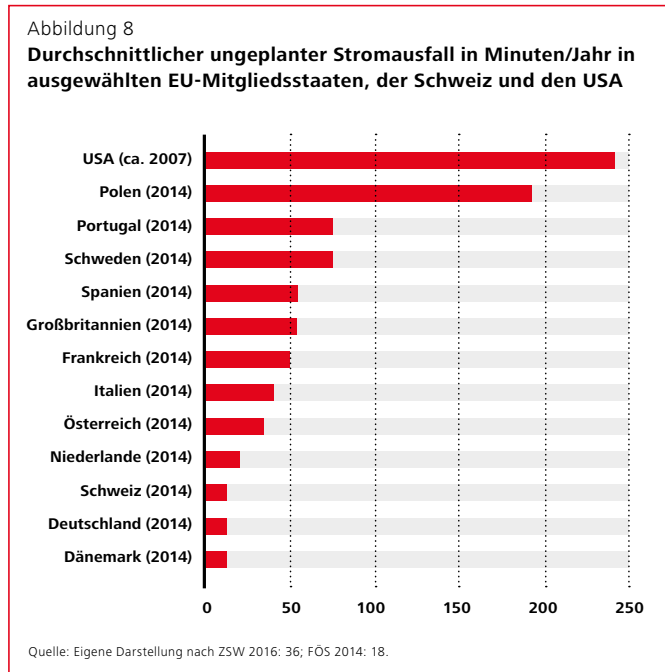
Werden die Umweltschadenskosten mitberücksichtigt, wird eine Umstellung zu immer mehr erneuerbaren Energien noch günstiger, da sie hohe Kosten durch Umweltschäden einsparen (FÖS 2015: 23). Da diese Kosten allerdings nicht auf der Stromrechnung ausgewiesen werden, sind die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten der konventionellen Energien und die entsprechenden Kosteneinsparungen der erneuerbaren Energien nicht transparent.

3.2.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Da Wind und Sonne nur unregelmäßig zur Verfügung stehen, gibt es die Sorge, dass eine stark auf diesen fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen basierende Stromversorgung die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnte. Bislang ist dies in den Mitgliedstaaten nicht erkennbar. Die Stromversorgungssicherheit ist in den meisten Ländern der EU deutlich besser als in anderen großen Wirtschaftsregionen, beispielsweise den USA (siehe Abbildung 8). Sie unterscheidet sich aber auch sehr stark innerhalb der EU. Dänemark und Deutschland sind dabei Spitzenreiter bei der Versorgungssicherheit – und haben gleichzeitig einen relativ hohen Anteil der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne. Spanien und Portugal, wo der Anteil dieser Energiequellen ebenfalls relativ hoch ist, liegen im Mittelfeld. Polen dagegen schneidet mit einem Anteil von Wind- und Sonnenstrom von nur unter fünf Prozent innerhalb der EU und

⁴ Mit dem Wälzungsmechanismus werden der EEG-Strom bzw. die durch die Vergütung der EEG-Anlagen seitens der Netzbetreiber entstehenden Kosten auf alle Stromhändler verteilt. Vor 2010 mussten sie den durch das EEG finanzierten Strom physisch abnehmen und die entsprechenden Vergütungen zahlen. Seit 2010 wird der EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse verkauft und nicht mehr physisch an die Stromhändler weitergeleitet. Diese müssen nun nur noch ihren Anteil an der EEG-Umlage finanzieren und können dies an ihre Endkund_innen weiterreichen. Im Jahr 2012 wurde eine „Liquiditätsreserve“ eingeführt. Ihre Höhe wurde danach mehrfach geändert. Mit ihr wird ein Finanzpolster geschaffen, um beispielsweise bei unerwartet hohen EEG-Stromeinsparungen und entsprechend hohen EEG-Vergütungen oder einem unerwartet niedrigen Strompreis an der Börse zu vermeiden, dass die Übertragungsnetzbetreiber hohe Kredite aufnehmen müssen (BEE 2012: 14).

auch international vergleichsweise schlecht ab (ZSW 2016: 36). Offensichtlich kann somit eine hohe Stromversorgungssicherheit auch mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien gewährleistet werden. Auch bei niedrigen Anteilen gibt es Beispiele mit weniger guter Versorgungssicherheit.



Deutschland hat mit einem sehr schnellen Ausbau dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien diesbezüglich einschlägige Erfahrungen gesammelt. Zwischen 2009 und 2014 wurden fast 50 Gigawatt (GW) solcher Anlagen installiert, zwei Drittel davon fallen auf die Photovoltaik (BMWi 2016d: 12). Zum Vergleich: Die Höchstlast liegt in Deutschland bei rund 80 GW. Die Versorgungssicherheit hat sich dennoch bis heute stetig verbessert. So ist der durchschnittliche ungeplante Stromausfall zwischen 2004 und 2015 von 23 auf knapp 13 Minuten gesunken. Innerhalb der EU hat nur Dänemark einen leicht besseren Wert, während beispielsweise in Frankreich und Großbritannien der Strom durchschnittlich für über 50 und in Polen über 190 Minuten lang ungeplant ausfällt (ZSW 2016: 36). Die Stromausfallzeiten in den USA lagen zum Vergleich im Jahr 2004 bei rund vier Stunden (FÖS 2014: 18). Dänemark und Deutschland können damit als Beispiel dafür dienen, dass die Versorgungssicherheit auch bei hohen Anteilen von Strom aus Wind- und Solaranlagen gewährleistet werden kann.

Der leichte Anstieg der Stromausfälle in Deutschland im Jahr 2015 ist dabei laut Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur, nicht durch die Energiewende und den Zubau erneuerbarer Energien zu begründen, sondern durch Wetterereignisse wie Stürme und Hitzewellen (BNetzA 2016d). Treten nun extreme Wetterereignisse mit steigenden globalen Temperaturen häufiger auf und werden noch extremer (Bauchmüller 2016), ist offenbar die Klimakrise auch eine Gefahr für die Stromversorgungssicherheit.

Das Stromversorgungssystem in Deutschland ist sogar bereits in der Lage, Stresssituationen zu bewältigen, die erst in vielen Jahren mit einem deutlich höheren Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien regelmäßig auftreten werden. So kam es während der partiellen Sonnenfinsternis im März 2015 zu

keinen nennenswerten Störungen, als innerhalb einer knappen Stunde zunächst 8 GW Einspeisung von Photovoltaikstrom wegfiel und später 15 GW wieder hinzukamen (IWES 2015; Agora Energiewende 2015a).

Tatsächlich trägt der Ausbau der erneuerbaren Energien durch den Abbau der Importabhängigkeit zur Steigerung der Energieversorgungssicherheit bei. Denn der Import von Energierohstoffen ist mit Mengen- und Preisrisiken verbunden. Dieser negative Einfluss auf die Energiesicherheit und die Volkswirtschaft sinkt, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht wird (BMWi 2016d: 22; COM 2014c: 13, 2015: 2).

3.2.3 UMWELT- UND KLIMASCHUTZ

Die Herausforderungen, die der Umwelt- und insbesondere der Klimaschutz an die Energiepolitik stellen, sind sehr anspruchsvoll. So schrieb Kofi Annan, ehemaliger Generalsekretär der Vereinten Nationen, im Jahr 2014 in der *Süddeutschen Zeitung*: Die Klimakrise „bedroht schon heute das Wohlergehen von Hunderten Millionen Menschen, und in Zukunft werden es weitere Milliarden Menschen sein. Seine Folgen untergraben das Menschenrecht auf Nahrung, Wasser, Gesundheit und Schutz [...]“ (Annan 2014). Diese Bedingungen machen gewalttätige Konflikte wahrscheinlicher. Unter diesen Umständen werden viele Menschen in ihrer Heimat keine Perspektive mehr sehen können und gezwungen sein, sie zu verlassen. Viele derer, die über ausreichende Mittel verfügen, werden versuchen, in Europa Schutz und neue Lebensperspektiven zu finden.

Um die Folgen der Klimakrise zu begrenzen, hat die Weltgemeinschaft im Dezember 2015 in Paris ein sehr anspruchsvolles Klimaabkommen beschlossen, das bereits im November 2016 in Kraft getreten ist (UNFCCC 2016) (vgl. Kapitel 3.1.4). Laut Internationaler Energieagentur (IEA) dürfen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion im Jahr 2050 nicht über 15 Gramm pro Kilowattstunde (g/kWh) liegen, wenn allein das Zwei-Grad-Ziel erreicht werden soll (IEA 2016: 11). Soll der Temperaturanstieg stärker begrenzt werden, wie es das Paris-Abkommen vorsieht, müssen die Emissionen deutlich schneller auf diesen Wert sinken. Da die Emissionen fossiler Kraftwerke zwischen gut 300 g/kWh für ein besonders effizientes Erdgaskraftwerk und über 1.200 g/kWh für ein Braunkohlekraftwerk liegen (BMU 2011: 24), ist deren Einsatz mittel- bis langfristig zumindest ohne Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂ (Carbon Capture, Transport and Sequestration – CCTS) nicht möglich. Selbst bei CCTS-Kohlekraftwerken liegen die gesamten Treibhausgasemissionen, inklusive Abbau, Transport und Verstromung der Kohle, Transport und Verpressung des CO₂ sowie zu erwartender Undichtigkeiten, bei bis zu 260 g/kWh. Dieser Wert ist zur Erreichung langfristiger Klimaziele zu hoch (Wuppertal Institut 2010: 157).

Entsprechend hat die Europäische Kommission bereits 2015 beschlossen, langfristig auf fossile Energien zu verzichten (KOM 2015: 2). Spätestens mit dem Pariser Klimaabkommen ist dieses Ziel nicht nur wichtig, sondern auch dringend. Einen angemessenen Beitrag zur deutlichen Unterschreitung des alten Zwei-Grad-Ziels zu leisten scheint angesichts des bislang nur relativ zögerlichen Rückgangs der Emission von Treibhausgasen (THG) in der EU eine besondere Herausforderung. Bei den beiden anderen Zielen der energiepolitischen

Zieltrias – Wirtschaftlichkeit/Stromkosten und Versorgungssicherheit – liegt, wenn überhaupt, eine deutlich geringere Zielabweichung vor. Auch wenn alle drei Ziele grundsätzlich gleichrangig sind, sollten bei dem Ziel die größten Anstrengungen unternommen werden, dessen Erreichung offenbar am weitesten entfernt liegt.

Für eine schnelle und ggf. beschleunigte Reduzierung der THG-Emissionen sind der Ausbau der erneuerbaren Energien und deren spezifische Finanzierung unverzichtbar. Dies hat die Europäische Kommission bereits 2011, also deutlich vor Verabschiedung des anspruchsvollen Pariser Klimaabkommens, in ihrer Energy Roadmap 2050 festgestellt. Danach muss der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2050 – in Abhängigkeit der Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung von Technologien wie beispielsweise CCTS – mindestens 55 Prozent des gesamten Energieverbrauchs erreichen und 64 bis 97 Prozent bei der Stromversorgung. Nur dann könnten die damaligen Klimaziele erfüllt werden, die angesichts des Pariser Klimaabkommens zu wenig anspruchsvoll sein dürften (COM 2012: 8).

Eine spezifische Finanzierung der erneuerbaren Energien ist dabei auch deshalb unverzichtbar, da bislang das seit 2005 bestehende Europäische Emissionshandelssystem für CO₂ diesen Ausbau nicht befördern konnte. Dies liegt sowohl daran, dass die Preise für CO₂-Zertifikate dauerhaft zu niedrig sind, als auch an der strukturellen Wirkung des Emissionshandelssystems. Höhere und in ihrer Entwicklung höchst unsichere Preise für CO₂ machen zwar Investitionen in eine höhere Energieeffizienz und damit spezifisch niedrigere CO₂-Emissionen bestehender fossiler Kraftwerke betriebswirtschaftlich sinnvoll. Ferner reizen CO₂-Preise – bei ausreichender Höhe – dazu an, Erdgas-kraftwerke stärker und Kohlekraftwerke weniger stark einzusetzen. Sie sind aber nicht in der Lage, Investitionen in neue Ökostromanlagen anzureizen und damit fossile Kraftwerke zu ersetzen (COM 2014c: 2; Holm-Müller/Weber 2010: 8). Investitionen in die erneuerbaren Energien sind aber für den mittel- und langfristigen Klimaschutz zwingend und dringend notwendig (vgl. Kapitel 3.2.3), Effizienzverbesserungen bei fossilen Kraftwerken sind für den notwendigen Klimaschutz alleine nicht ausreichend. Zusätzlich erhöht jede Investition in bestehende fossile Kraftwerke den betriebswirtschaftlichen Zwang, diese möglichst intensiv und möglichst lange zu nutzen. Stattdessen sollten sie möglichst selten genutzt und möglichst schnell durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Entsprechend ist eine EERL, die die Mitgliedstaaten anspornt und befähigt, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben, auf absehbare Zeit unverzichtbar.

3.2.4 DIE LIBERALISIERUNG DES ENERGIEMARKTES

Neben den klimapolitischen Zielen spielt die Liberalisierung der Energiemärkte eine wichtige Rolle in der europäischen Energiepolitik. Sie wurde mit der Ersten Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung 1996 eingeleitet (EP/ER 1997) und in den Folgejahren in den Mitgliedstaaten umgesetzt. Revisionen dieser Richtlinie fanden in den Jahren 2003 und 2009 statt (EP/ER 2003, 2009). Mit diesen Richtlinien wurden insbesondere der Netzzugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilnetzen geregelt, die Netznutzungsentgelte und die Netzanschlussbedingungen reguliert und die Zuständigkeiten für das Stromnetz und die Stromerzeugung entflechtet (unbundling). Insgesamt

soll damit allen Marktteilnehmer_innen ein gleicher und diskriminierungsfreier Zugang zum Markt gegeben werden.

Die Ziele und der Geist der Energiemarktliberalisierung scheinen in einer gewissen Konkurrenz zur Politik des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Klimaschutzes zu stehen. Die problematische Einschränkung der Freiheit bei der Instrumentenwahl zur Finanzierung von Ökostromanlagen durch die UEBL 2014–2020 und entsprechend den Entwurf der EERL ist auch durch diese Konkurrenz geprägt.

3.3 ERFOLGE DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DER EU

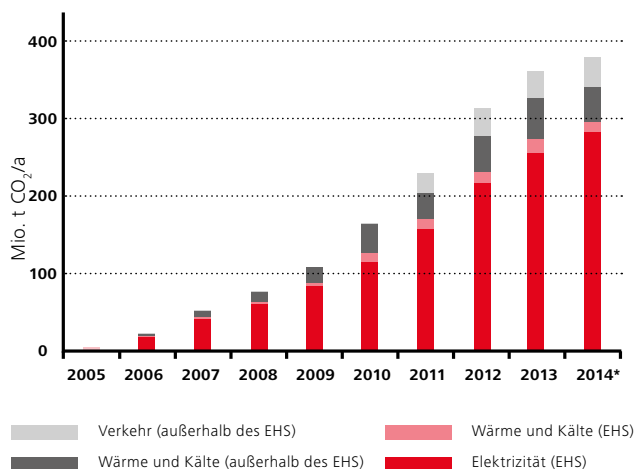
3.3.1 ERFOLGE IN DER EU-ENERGIE- UND -KLIMAPOLITIK

Die erneuerbaren Energien tragen zur Erreichung aller Ziele der Energieunion bei, insbesondere zur Reduktion der THG-Emissionen (COM 2015: 2, 2014a: 6). Daher ist ihr Ausbau seit Langem offizielles Ziel der EU. Maßgeblich aufgrund der EERL konnte der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch der Mitgliedstaaten und der EU in den letzten Jahren deutlich gesteigert werden. Während der Anteil in der EU im Jahr 2005 noch bei 8,7 Prozent lag, stieg er bis 2015 bereits auf rund 17 Prozent (COM 2016a: 2). Auch aufgrund dieses Erfolgs wurde in verschiedenen Beschlüssen der Europäischen Kommission festgelegt, dass bis 2030 der Anteil der erneuerbaren Energien auf mindestens 27 Prozent steigen soll. Entsprechend des Clean-Energy-Pakets der EU-Kommission soll dies für die EU ein bindendes Ziel sein, während für die nationale Ebene auf neue verbindliche Ziele verzichtet werden soll (COM 2016a: 2, 2016c; EEA 2016: 13; COM 2014c: 5).

Der Beitrag dieses Ausbaus der erneuerbaren Energien – und hier vor allem von Ökostromanlagen – zur Minderung der THG-Emissionen ist beachtlich. So hat die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch zwischen 2005 und 2013 zu Einsparungen von gut 360 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr geführt. Dies ist mit den gesamten Emissionen Polens vergleichbar. Damit sind die Klima schützenden Wirkungen der EERL mit denen des Europäischen Emissionshandels zumindest gleichrangig zu bewerten. Ohne das Wachstum der erneuerbaren Energien von 2005 bis 2013 würden die heutigen Gesamtemissionen der EU um rund sieben Prozent höher liegen. Allein gut 280 Millionen Tonnen bzw. rund 75 Prozent davon entfallen auf den hinzugekommenen Ökostrom, vor allem auf Wind- und Photovoltaikanlagen (siehe Abbildung 9) (EEA 2016: 43 f.).

Das starke Wachstum der erneuerbaren Energien wurde maßgeblich durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2001 und deren Novelle von 2009 vorangetrieben. Dennoch ist derzeit unsicher, ob das Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien von 20 Prozent bis 2020 tatsächlich vollständig erfüllt werden kann. So geht die EEA davon aus, dass bis 2020 nur ein Anteil zwischen 18,5 und 19,7 Prozent erreicht werden könnte (EEA 2016: 24). Das bedeutet, dass die Mitgliedstaaten die Anforderungen der bestehenden EERL noch besser umsetzen müssen. Ferner muss die künftige EERL den Mitgliedstaaten und den Investor_innen mindestens gleich gute Rahmenbedingungen setzen, um das für die Union bindende Ziel für 2030 auch tatsächlich erfüllen zu können.

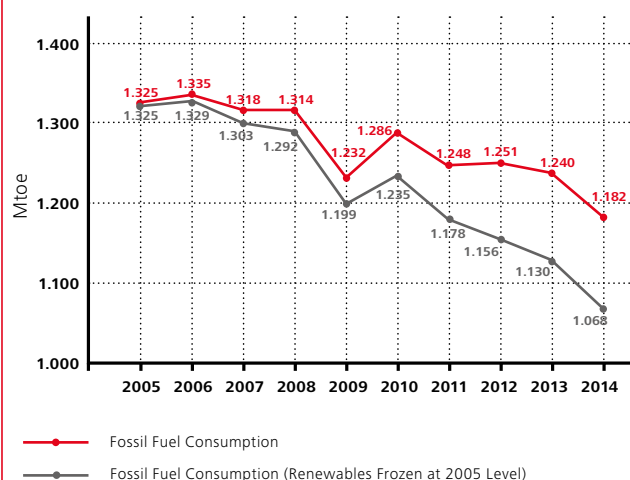
Abbildung 9

Einsparungen von THG-Emissionen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU seit 2005

* Abschätzung

Quelle: Eigene Darstellung nach EEA 2016: 44.

Abbildung 10

Effekt des Ausbaus der erneuerbaren Energien von 2005 bis 2014 auf den Verbrauch fossiler Energien in der Europäischen Union

Quelle: Eigene Darstellung nach EEA 2016: 42.

3.3.2 WIRTSCHAFTSPOLITISCHE ERFOLGE DES EE-AUSBAUS

Die erneuerbaren Energien und die Richtlinie für ihre Förderung tragen nicht nur zum Umwelt- und Klimaschutz bei, sondern sind auch vorteilhaft für die wirtschaftliche Entwicklung der EU. So können sie zur Erreichung aller weiteren Ziele der Energieunion beitragen: der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Entwicklung und dem Wachstum der Industrie, der Förderung von Innovationen, der Schaffung und Sicherung von Wettbewerbsfähigkeit und zukunftsträchtigen Arbeitsplätzen, der Reduktion des Handelsdefizits der EU im Energiebereich sowie niedrigeren Energiekosten (COM 2015: 2, 2014a: 6).

So haben im Jahr 2013 in der EU rund 1,2 Millionen Menschen im Bereich der erneuerbaren Energien Arbeit gefunden – bei einem leicht sinkenden Trend. Dieser ist u. a. durch die Effizienzgewinne und den Rückgang beim Zubau insbesondere bei der Photovoltaik bedingt (COM 2015: 2; IRENA 2015: 9).

Die steigende Nutzung der erneuerbaren Energien reduziert auch den Verbrauch fossiler und nuklearer Energieträger. Diese importiert die EU derzeit im Wert von rund 400 Milliarden Euro pro Jahr (KOM 2015: 3). Über 70 Prozent der importierten festen Brennstoffe kommen aus nur drei Staaten: Russland, Kolumbien und den USA (Eurostat 2016a). Für die langfristige Energieversorgungssicherheit ist diese Abhängigkeit kritisch zu beurteilen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien seit 2005 spart den Import von fossilen Energieträgern mit einem Wert von mindestens 30 Milliarden Euro pro Jahr ein (COM 2015: 12). Bereits 2010 konnte allein die Nutzung der Windenergie die Kosten für Energieimporte um über 2 Milliarden Euro pro Jahr senken; die solare Stromerzeugung sparte rund 0,3 Milliarden Euro Importkosten ein (COM 2014b: 115). Zwischen 2010 und 2015 hat sich dabei die Windstromproduktion mehr als verdoppelt und die solare Stromproduktion mehr als vervierfacht (BMW 2015a: 38; Eurostat 2016b). Daher werden heute deutlich mehr Importkosten durch diese erneuerbaren Energien eingespart (siehe Abbildung 10).

Angesichts dieser europäischen Erfolgsgeschichte ist die Kommission entschlossen, dass die EU weltweit wieder die Führungsrolle bei den erneuerbaren Energien übernehmen sollte. Ferner soll sie zum globalen Zentrum für die Entwicklung der nächsten Generation fortgeschrittener und wettbewerbsfähiger Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien werden (KOM 2015: 17). Dafür ist die EU grundsätzlich gut gerüstet. Denn beispielsweise entfallen 40 Prozent aller Patente für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien auf Unternehmen aus der EU (KOM 2015: 3). Mit über 20 Prozent hatte die EU im Jahr 2014 einen großen Anteil an den globalen Investitionen in erneuerbare Energien (EEA 2016: 55).

Allerdings sind die Investitionen in erneuerbare Energien in der EU zwischen 2011 und 2015 um rund 60 Prozent gesunken – nicht nur aufgrund der gesunkenen Kosten (COM 2016a: 2). Gleichzeitig holen andere wichtige Player wie China auf, das seinen Anteil an den globalen Investitionen im gleichen Zeitraum von 7 auf über 30 Prozent gesteigert hat. So stellt der oben genannte Anteil der EU an den globalen Investitionen in erneuerbare Energien faktisch einen deutlichen Rückschritt dar – im Jahr 2004 lag er noch bei über 50 Prozent (EEA 2016: 55). Die deutliche Zunahme der Investitionen in erneuerbare Energien in China und vielen anderen Ländern zeigt aber vor allem, dass hier ein großer und zukunftsträchtiger Markt entstanden ist. Dieser wird weiter wachsen und bietet für die europäische Industrie sehr interessante Exportchancen. Um diese Exportpotenziale nutzen zu können, sind in der EU und in ihren Mitgliedstaaten die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen, wozu auch ein vitaler Heimatmarkt zu zählen ist.

3.4 DIE AKTUELLE KLIMA- UND ENERGIEPOLITIK DER EU

3.4.1 DIE ENERGIEUNION

Der Begriff der Energieunion wurde erstmals im April 2014 vom damaligen polnischen Ministerpräsident Donald Tusk in die europäische Politikdebatte eingebracht. Anlässlich der russisch-ukrainischen Krise wuchsen die Sorgen um die Energieversorgungssicherheit der EU (Zachmann 2017: 2). Weniger als ein Jahr später beschloss die Europäische Kommission, dass eine „krisenfeste, auf einer ehrgeizigen Klimapolitik basierende Energieunion [...] die Versorgung der Verbraucher in der EU – d. h. der Privathaushalte und Unternehmen – mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie“ (KOM 2015: 2) als Ziel haben soll. Dafür müsse sich die EU „von einer auf fossilen Brennstoffen beruhenden Wirtschaft abwenden“ (KOM 2015: 2). Die Umstellung auf eine CO₂-arme Wirtschaft sei „unumgänglich“ (KOM 2015: S. 4). Im Jahr 2016 beschloss die Kommission einen Zeitplan zur Umsetzung der Energieunion (siehe Abbildung 11).

3.4.2 DAS PAKET „CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEANS“

Einen großen Schritt zur Umsetzung der Energieunion soll das umfangreiche „Paket von Gesetzesvorschlägen, Berichten und Mitteilungen, Saubere Energie für alle Europäer“ darstellen, das die Europäische Kommission am 30.11.2016 vorgelegt hat (siehe Abbildung 11). Diese Entwürfe werden aktuell zwischen dem Europäischen Rat, dem Parlament und weiteren Akteuren diskutiert und sollen bis 2018 verabschiedet werden. Die wichtigsten Elemente betreffen den Strommarkt mit der Revision der Strommarktrichtlinie, die Energieeffizienz mit den Richtlinien für Energieeffizienz und Gebäude, das Ökodesign, die erneuerbaren Energien und die Biomasse-Nachhaltigkeit mit der Revision der EERL. Ferner werden in diesem Paket Aspekte behandelt, die vom Governance-System der Energieunion über Energiepreise und -kosten bis hin zu Innovationen und Verkehr reichen.

3.4.3 DER ENTWURF DER NOVELLE DER ERNEUERBARE-ENERGIEN-RICHTLINIE

Mit dem Entwurf der Novelle der EERL hat die Europäische Kommission ihre Position bestätigt, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf mindestens 27 Prozent zu steigern. Dieses Ziel soll für die EU bindend sein, während auf nationaler Ebene keine neuen verbindlichen Ziele festgelegt werden sollen (COM 2016a: 2, 2016c; EEA 2016: 13; COM 2014c: 5). Dies setzt die Zielrichtung der bisherigen EERL grundsätzlich fort. Ferner greift die Kommission mit dem Entwurf die Politik der Einschränkung der Instrumentenwahl auf, die sie im Jahr 2014 unter Federführung der GD Wettbewerb mit den UEBL eingeleitet hat. Sie stellte allerdings keine Fortführung der bisherigen erfolgreichen Politik dar, sondern eine starke Veränderung, bei der weder das Europäische Parlament noch der Europäische Rat formal mitentscheiden konnten (vgl. Kapitel 3.1.3).

Mit dem Entwurf der neuen EERL sollen nun Parlament und Rat formal zustimmen, dass explizit die zukünftigen UEBL – und damit die GD Wettbewerb – bestimmen, welche Instrumente zur Finanzierung neuer Ökostromanlagen erlaubt sind (COM

2016a: Art. 4 Abs. 1). Damit würden sie sehr große Entscheidungsbefugnisse an die Kommission abgeben. Das hat der damalige Bundeswirtschaftsminister Gabriel in einem Schreiben an die Kommission 2016 explizit abgelehnt (Gabriel 2016: 3). Aber auch im Entwurf der neuen EERL selber wird bestimmt, dass die Finanzierung neuer Ökostromanlagen durch eine wettbewerbliche Methode stattfinden soll – was auf ein Ausschreibungssystem hinauslaufen würde (COM 2016a: Art. 4 Abs. 3). Ferner möchte die Kommission einen grundsätzlichen Zwang für technologieneutrale und grenzüberschreitende Ausschreibungen einführen (COM 2016a: Art. 5). Die GD Wettbewerb hat sich sogar gegen die Aufnahme jeglicher Bestimmungen über Fördersysteme in die Novelle der Richtlinie ausgesprochen, um einen noch stärkeren Einfluss auf die nationale Energiepolitik zu erhalten (DG Competition 2016).

Begründet werden diese grundsätzlichen Änderungen u. a. damit, dass die erneuerbaren Energien inzwischen relevante Akteure im Energiemarkt seien (COM 2013: 6). Ferner stehe der Energiemarkt vor seiner Vollendung (COM 2013: 6). Bei solchen geänderten Rahmenbedingungen müssten andere Finanzierungsinstrumente genutzt und Tarife gesenkt werden (COM 2013: 6). Zudem wird kritisiert, dass aufgrund der Wahlfreiheit in vielen Mitgliedstaaten die Finanzierungsinstrumente nicht marktorientiert und daher nicht effizient genug seien. Aufgrund dessen sind nachträgliche Änderungen für Bestandsanlagen vorgenommen worden, was für das Vertrauen von Investor_innen negativ ist (COM 2016a: 11).

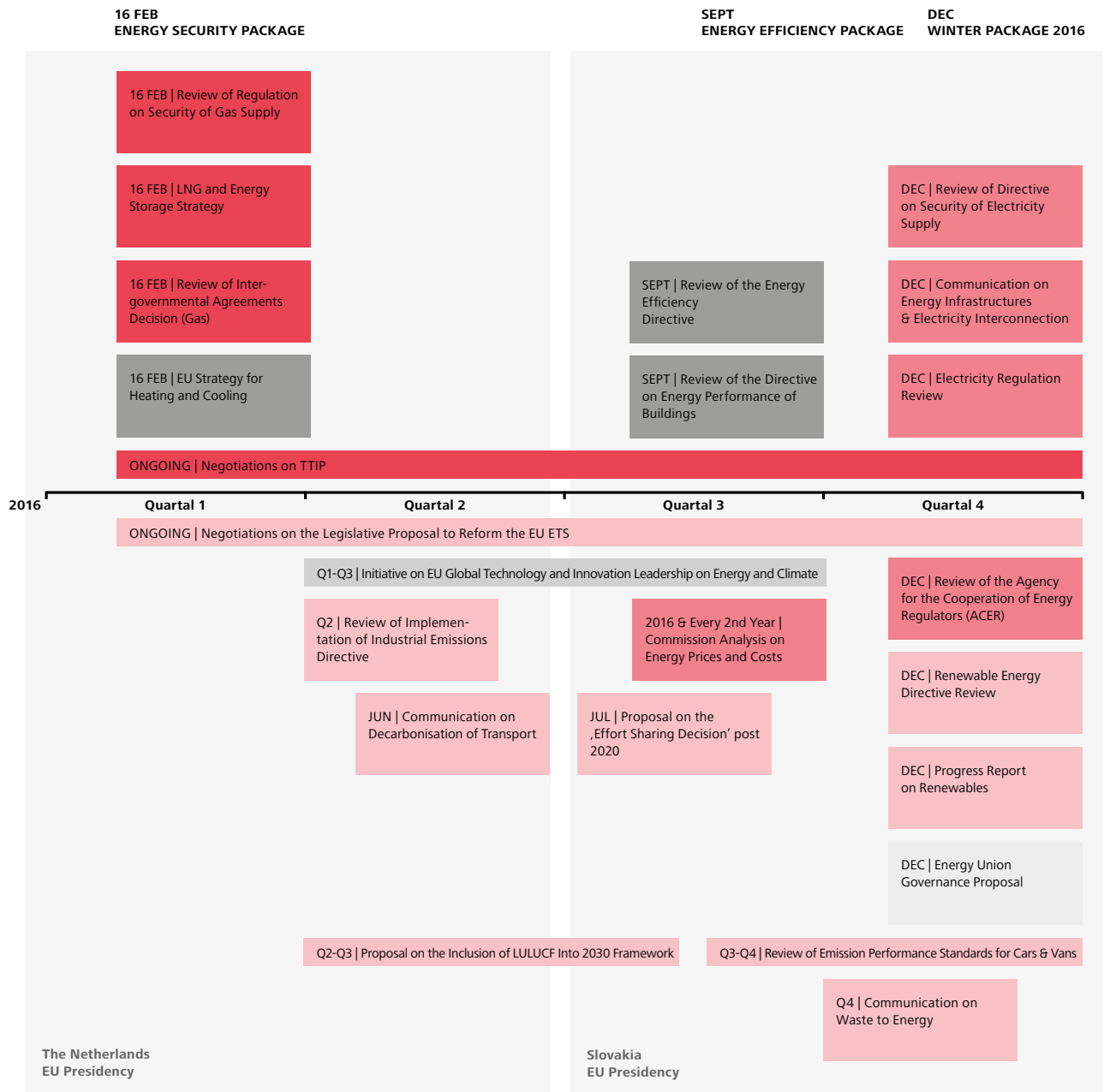
3.5 ZWISCHENFAZIT: ERFOLGREICHE NATIONALE ÖKOSTROMPOLITIK DANK DER EU

Für die Energieunion und die Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik spielt der Ausbau der erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Entsprechend ist die Novelle der EERL ein wesentlicher Bestandteil des Energiepakets der Europäischen Kommission vom Herbst 2016 und der Energieunion. Die Energieunion bekräftigt dabei die traditionell in der EU verfolgte energiewirtschaftliche Zieltrias. Deren Ziele Wirtschaftlichkeit/Stromkosten und Versorgungssicherheit sind auch bei einem zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien vergleichsweise leicht umzusetzen. Die dritte Anforderung der Zieltrias zu erfüllen, den Umwelt- und insbesondere den Klimaschutz, erscheint dagegen eine ungleich größere Herausforderung zu sein. Denn die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens von 2015 und der Kampf gegen die Klimakrise können nur mit enormen Anstrengungen auf europäischer und nationaler Ebene erfolgreich sein.

Die Energiepolitik der EU insgesamt hat dabei entscheidenden Einfluss auf die nationale Politik für erneuerbare Energien. So waren aufgrund der bindenden nationalen Ausbauziele bislang alle Mitgliedstaaten gefordert, Finanzierungsinstrumente für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu installieren. Die deutliche Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch in der EU und ihren Mitgliedstaaten deutet darauf hin, dass dieser Weg erfolgreich war.

Seit 2014 sind die meisten EU-Staaten aufgrund der federführend in der GD Wettbewerb verantworteten neuen Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen gezwungen, ihre Instrumente für die Finanzierung von Ökostromanlagen auf ein Ausschreibungssystem umzustellen. Dies bedeutet für 21 Mitgliedstaaten einen Wechsel von einer Preis- auf eine Mengensteuerung

Abbildung 11
Zeitplan für die Dossiers der EU-Kommission zur Umsetzung der Energieunion aus dem Jahr 2016



The 5 dimensions of the Energy Union

- Security of Supply
- Internal Energy Market
- Decarbonisation of Economy
- Energy Efficiency
- Research & Innovation

Quelle: Fleishman/Hillard 2016.

und gefährdet die Stabilität und Verlässlichkeit der Politik für erneuerbare Energien in der EU und ihren Mitgliedstaaten.

Vor dem Hintergrund des bisherigen Erfolgs der EERL, der Herausforderungen des Klimaschutzes und der unverzichtbaren Rolle der erneuerbaren Energien beim Klimaschutz sollte bewertet werden, ob die Umstellung auf eine Mengensteuerung die richtige Strategie für die Erreichung des volkswirtschaftlichen Optimums

ist. Denn mit einer Mengensteuerung – wie beispielsweise einem Ausschreibungssystem – wird ein Übererfüllen von Ausbauzielen verhindert, während die Gefahr besteht, dass der Ausbau langsamer als geplant stattfindet und damit die Klimaziele verfehlt werden. Mit einem stockenden Ökostromausbau werden aber beispielsweise auch Arbeitsplätze riskiert, Innovationen gefährdet und auf die Steigerung der lokalen Wertschöpfung verzichtet.

4

DISKUSSION DER ARGUMENTE GEGEN DIE FREIE INSTRUMENTENWAHL

In diesem Kapitel werden die wichtigsten in der politischen Debatte genannten Argumente diskutiert, mit denen die grundsätzlichen Änderungen der Richtlinie (vgl. Kapitel 3.4.3) begründet werden. Da die mit Abstand meisten Mitgliedstaaten bislang Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme für Ökostrom genutzt haben, wird insbesondere analysiert, ob und inwieweit diese Systeme den Anforderungen auch heute noch entsprechen können. Aufgrund der umfassenden Erfahrungen und der breiten wissenschaftlichen Basis wird dabei in vielen Fällen auf die Situation in Deutschland eingegangen.

4.1 EFFIZIENZ UND EFFEKTIVITÄT DER INSTRUMENTE

Bei der Finanzierung des Ausbaus von Ökostromanlagen wurden in der EU und global verschiedene teilweise sehr unterschiedliche Instrumente verwendet. Die mit Abstand am häufigsten angewendeten sind Einspeisesysteme, bei denen der Staat feste oder variable Vergütungen festlegt (Preissteuerung). Am Markt ergibt sich dann die Menge der hinzugebauten Anlagen. Deutlich weniger häufig wurden Ausschreibungs- und Quotensysteme genutzt. Hier legt der Staat jeweils die Zubaumenge fest, am Markt ergibt sich der Preis (Mengensteuerung) (vgl. den Kasten auf S. 7). Die Kommission, insbesondere die DG Wettbewerb, ist der Meinung, dass Systeme mit einer Mengensteuerung „marktnäher“ seien. Dies ist ein zentraler vorgetragener Grund, warum alle Mitgliedstaaten zukünftig ein Ausschreibungssystem für die Finanzierung von Ökostromanlagen verwenden sollen.

4.1.1 DIE ANALYSE

Die Effektivität der Instrumente

Instrumente der Mengensteuerung zeichnen sich dadurch aus, dass der Staat konkret vorgibt, in welcher Geschwindigkeit neue Ökostromtechnologien ausgebaut werden. Dabei ist faktisch allerdings nur sichergestellt, dass nicht mehr neue Anlagen hinzugebaut werden als vorgegeben. Ein Überschreiten der festgelegten Ausbaumenge ist in einem System der Mengensteuerung nur dann möglich, wenn für den rentablen Bau und Betrieb einer

Anlage kein spezifisches Finanzierungsinstrument nötig wäre. Dies aber ist bei Windenergie- und Photovoltaik Freiflächenanlagen, bei denen kein Strom zur Eigenversorgung genutzt werden kann, auf absehbare Zeit nicht zu erwarten (vgl. Kapitel 4.5). Genau deswegen sind spezifische Finanzierungsinstrumente notwendig, wenn ein weiterer Zubau politisch gewollt ist.

Es ist aber gut möglich, dass bei einem Instrument der Mengensteuerung weniger Anlagen hinzugebaut werden als geplant. Dazu gibt es sowohl bei Ausschreibungs- als auch bei Quotensystemen zahlreiche Beispiele (IZES 2014: 1). Würde diese Situation in mehreren EU-Staaten eintreten, stiege die Gefahr, dass die Energie- und Klimaziele verfehlt werden.

Dies kann grundsätzlich auch bei Festpreis- und Prämien-Einspeisesystemen passieren. Allerdings sind diese bislang deutlich effektiver als die Mengensteuerung. Tatsächlich haben viele Instrumente der Preissteuerung die politischen Ausbauziele teils deutlich übererfüllt. Beispiele dafür sind insbesondere Deutschland und Spanien. Das hat zwar zu kritischen Debatten über die Kosten des Ökostromausbaus geführt, für den Klimaschutz allerdings war es sehr positiv. Daher kann der Klimaschutz als Argument gelten, auch weiterhin Instrumente der Preissteuerung zumindest zuzulassen. Wie in Kapitel 3.2.1 und 4.2 dargestellt, stehen dem zumindest bei den heute bereits günstigen Ökostromtechnologien die Kosten nicht entgegen.

Vergleich der Kosteneffizienz verschiedener Finanzierungsinstrumente

Welche politischen Instrumente zum Ausbau der erneuerbaren Energien die kosteneffizientesten sind, wird seit vielen Jahren in Wissenschaft und Politik diskutiert. In zahlreichen wissenschaftlichen Untersuchungen schneiden Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme für Ökostrom gut ab. Andere Finanzierungsinstrumente, wie insbesondere Ausschreibungs- und Quotensysteme, müssen danach keinesfalls zu niedrigeren Vergütungssätzen führen. Als Gründe dafür werden vor allem die zusätzlichen Investitionsrisiken und damit höhere Finanzierungs- sowie höhere Transaktionskosten genannt, die zwangsläufig mit Ausschreibungs- oder Quotensystemen einhergehen (Grau 2014a; IZES 2014: 1; ISI/Energy Economics Group 2010; Butler/Neuhoff 2005; EEG et al. 2004; Patlitzianas et al. 2004; Lorenzoni 2003).

Zu einem ähnlichen Ergebnis kam auch die Europäische Kommission. Sie stellte 2008 fest, dass insbesondere für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik gut ausgestaltete Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme die effizientesten und effektivsten Finanzierungsinstrumente sind (KOM 2008: 3). Die Kommission verglich damals die Wirkung verschiedener Finanzierungssysteme sowohl auf den Ausbau als auch auf die resultierenden Vergütungen, vor allem für Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme sowie Quoten- und Ausschreibungssysteme (COM 2008: 3).

In einer aktuellen Studie der Europäischen Kommission wurde ferner festgestellt, dass die „gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten“ (Weighted Average Cost of Capital – WACC) bei Ökostromprojekten entscheidend durch die Politik beeinflusst werden. Je höher die Kapitalkosten, desto höher sind die Finanzierungskosten und die von Investor_innen verlangte Mindestrendite. Entsprechend teurer wird das Projekt und desto höher werden die Kosten für die Verbraucher_innen. Im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten der EU hat Deutschland mit seinem Festpreis- bzw. Prämien-Einspeisesystem hier bislang eine Spitzenposition eingenommen – praktisch nirgends sonst waren die Kapitalkosten für Ökostromprojekte so günstig (ISI et al. 2016: 52).

Allerdings gibt es international Beispiele, in denen die aufgrund von Ausschreibungen ermittelten Vergütungen unter denen von Einspeisesystemen liegen, beispielsweise dem in Deutschland. Ein Vergleich ist allerdings oft sehr schwierig. So liegen bspw. in Brasilien besonders gute Windverhältnisse vor, ferner ist die Flächenverfügbarkeit deutlich besser als in vielen EU-Staaten (IZES 2014: 59). Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse für Offshore-Windenergie in Dänemark sind auch damit zu begründen, dass die Parks dort in flacheren Gewässern und näher an der Küste stehen werden (IWR 2016). Nicht zuletzt können auch Dumpingangebote zu niedrigen Preisen führen, die unter den tatsächlichen Kosten liegen.

Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden in Deutschland

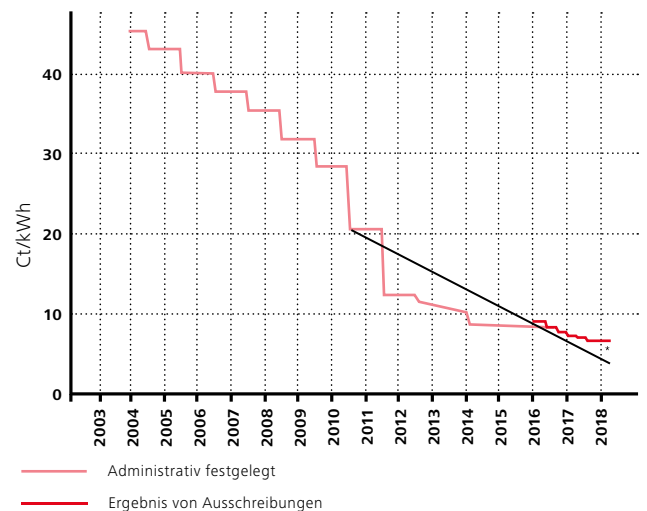
Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Die ersten Erfahrungen mit Ausschreibungen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland geben keine Hinweise, dass mit ihnen niedrigere Preise oder eine stärkere Absenkung der Vergütung möglich wären als mit Einspeisesystemen. So sind die in den bislang sieben Ausschreibungsrunden erzielten Preise und die Degression mit der Entwicklung auf Basis der administrativ festgelegten Vergütung seit 2004 vergleichbar (siehe Abbildung 12).⁵

⁵ Für diesen Vergleich hat der Autor unterstellt, dass die in einer Ausschreibungsrunde erfolgreichen Projekte durchschnittlich 15 Monate nach Zuschlag in Betrieb gehen.

Abbildung 12

EEG-Vergütungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vor und nach Umstellung auf ein Ausschreibungssystem



* Hinweis: Die dünne schwarze Linie von 2011 bis 2018 zeigt, wie sich die Vergütungen bei einer linearen Fortsetzung der Absenkungen zwischen 2011 und 2016 entwickelt hätten.

Quelle: Eigene Darstellung nach EnKlIP 2016b: 38 f.; BNetzA 2017a, 2016b.

Windenergie an Land

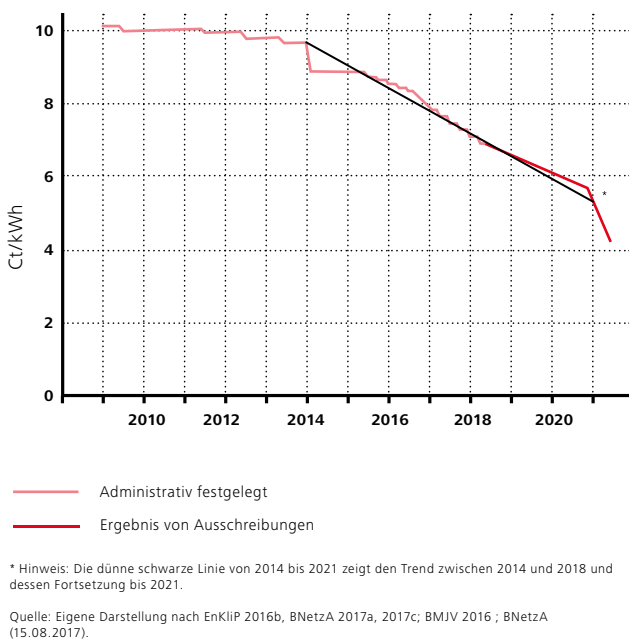
Auch die ersten Ausschreibungsrunden bei Windenergie an Land in Deutschland schlossen mit auf den ersten Blick niedrigen Preisen, die erste Runde mit einer Vergütung von 5,58 Ct/kWh.⁶ Diese Anlagen müssen aber erst bis 2021 in Betrieb genommen werden. Bis dahin würde auch die Weiterführung der bestehenden vom Staat definierten Vergütungsregeln des EEG 2014 zu einer ähnlich niedrigen Vergütung führen (siehe Abbildung 13). Bis Ende 2018 werden diese bei knapp 7 Ct/kWh liegen und damit in einem Jahr um gut 0,8 Ct/kWh gesunken sein. Würde der Trend zwischen 2014 und 2018 mit der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem fortgeführt, läge die EEG-Vergütung unter dem Niveau der ersten Ausschreibungsrunde.

Beim noch niedrigeren Ergebnis der zweiten Ausschreibungsrunde sollte berücksichtigt werden, dass über zwei Drittel der Zuschlagsmenge auf nur einen Bieter entfallen (BNetzA 15.08.2017).⁷ Unter diesen Umständen kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei der Angebotsabgabe strategische Überlegungen eine Rolle gespielt haben, die möglicherweise zu Dumpingangeboten und entsprechend niedrigen Preisen führen. Diese können unter den tatsächlichen Kosten liegen (Schmagold 2016). Ferner kann insbesondere aufgrund der niedrigen Vergütungen keine Aussage getroffen werden, ob die bezuschlagten Projekte tatsächlich gebaut werden. Dieses Ausschreibungsergebnis darf daher nicht überbewertet werden.

⁶ Vgl. Bundesnetzagentur 2017: Förderung für Windenergie an Land. Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge, Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html#doc507892bodyText4 (27.07.2017).

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur 15.08.2017: Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Wind an Land. Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2017/15082017_Wind.pdf;jsessionid=E89DA02C51FD82545821F155F0D01373?__blob=publicationFile&v=3 (15.08.2017).

Abbildung 13
Entwicklung der EEG-Vergütungen für Windenergie an Land seit 2009



Darüber hinaus gibt es mit der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem keine hohe Anfangs- und niedrige Endvergütung mehr. Diese Endvergütung liegt bei deutlich unter 5 Ct/kWh. Allein dies führt dazu, dass die Vergütung nach der Umstellung insgesamt etwas niedriger sein kann. Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden sehen daher besser aus, als sie tatsächlich sind.

Offshore Windenergie

Die erste Ausschreibungsrunde zu Offshore-Windenergie in Deutschland wurde mit einem überraschend günstigen Preis beendet. So verzichteten mehrere Projekte vollständig auf eine Finanzierung, die über die Erlöse am Strommarkt hinausgeht (BNetzA 2017e). Allerdings kann derzeit keinesfalls geschlossen werden, dass auf eine zusätzliche Finanzierung zukünftig tatsächlich verzichtet werden kann. Denn die Bieter haben bei ihrem Gebot offenbar sehr optimistische Annahmen getroffen. Da die Anlagen erst zwischen 2021 und 2024 in Betrieb genommen werden müssen, unterstellen die Bieter u. a. massive Kostensenkungen, Anlagengrößen von 10–15 MW, eine Nutzungszeit der Anlagen von bis zu 30 Jahren und Strompreise im Großhandel, die deutlich über den heutigen liegen. Da unsicher ist, ob diese Annahmen auch tatsächlich eintreten, hat die Firma DONG, die 590 MW von den 1.490 MW insgesamt bezuschlagten Menge gewonnen hat, in einer Pressemitteilung unzweideutig mitgeteilt, dass die finale Investitionsentscheidung erst im Jahr 2021 gefällt wird (DONG Energy 2017). Nicht zuletzt können auch hier strategische Überlegungen eine Rolle gespielt haben. Damit ist unklar, ob diese Anlagen überhaupt oder ggf. später zu einem anderen Preis gebaut werden.

Somit kann das Ergebnis dieser Offshore-Windenergie-Ausschreibungsrunde nicht verwendet werden, um Aussagen über die Effizienz oder die Effektivität von Ausschreibungen zu treffen.

Kostenrisiken bei Festpreis- und Prämien-Einspeisesystemen

Das größte Risiko für zu hohe Kosten in Festpreis- und Prämien-Einspeisesystemen für Ökostrom liegt in einer zu hoch angesetzten Vergütung. Dies gilt insbesondere dann, wenn als Folge der Ausbau von ohnehin teuren Technologien deutlich schneller verläuft als geplant und volkswirtschaftlich sinnvoll. Prominentes Beispiel dafür ist die Photovoltaik in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2012 (vgl. Kapitel 3.2.1).

Bei den günstigen Ökostromtechnologien führen dagegen weder ein schnellerer Ausbau noch möglicherweise etwas zu hohe Vergütungen zu relevanten Zusatzkosten. So wurden beispielsweise in Deutschland im Jahr 2014 rund 2.250 MW Windenergie an Land mehr neu installiert, als es nach EEG 2014 vorgesehen war. Dies hat allerdings nur zu einer um knapp 0,09 Ct/kWh höheren EEG-Umlage geführt. Mit diesen Anlagen werden aber THG- und andere Emissionen und mit ihnen einhergehende Umweltschadenskosten reduziert, lokale Wertschöpfung generiert sowie Kosten für Energieimporte eingespart. Auch die absolute Höhe der Vergütung wirkt sich bei den ohnehin schon günstigen Technologien nur marginal auf die Preise aus. Wäre die Vergütung der im Jahr 2014 insgesamt neu installierten 4.750 MW Windenergie an Land um 1 Ct/kWh bzw. um über zehn Prozent niedriger, läge die Entlastung der EEG-Umlage bei nur knapp 0,03 Ct/kWh (EnKliP 2016b: 38 f.). Damit würde ein durchschnittlicher Haushalt mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh nur um rund 1 Euro pro Jahr entlastet.

Die Ausbaugeschwindigkeit einer Ökostromtechnologie kann jedoch auch in Festpreis- und Prämien-Einspeisesystemen gesteuert werden. So ist die Zubaumenge von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2020 auf Basis des Prämien-Einspeisesystems klar nach oben begrenzt, da nur diejenigen Anlagen einen Vergütungsanspruch haben, die über Anschlusskapazitäten bzw. eine entsprechende Genehmigung verfügen (BMWi 2015b: 2). Die Ausbaugeschwindigkeit bei der Windenergie an Land ist stark davon abhängig, wie viele Flächen zur Verfügung gestellt werden. Darauf kann grundsätzlich von staatlicher Seite Einfluss genommen werden, so wie es in Deutschland die Bundesländer tun. Nicht zuletzt zeigt der „atmende Deckel“ bei Photovoltaikanlagen im deutschen EEG, dass die darin vorgesehene stärkere Absenkung der Vergütung bei einem schnellen Ausbau diesen wirksam bremsen kann (BMWi 2017a). Er hat dazu geführt, dass der Zubau von rund 7.500 MW in den Jahren 2010 bis 2012 stufenweise deutlich sank, aber nicht vollständig zusammenbrach (BMWi 2016d: 12).

Es gibt ferner Möglichkeiten, die administrative Festlegung der Vergütungshöhe treffsicherer zu machen und damit das Risiko zu minimieren, zu hohe Vergütungen festzulegen. So könnten sich beispielsweise die einzelnen EU-Mitgliedstaaten oder die Europäische Kommission Kompetenzen aneignen, um die tatsächlichen aktuellen Stromgestehungskosten neuer Ökostromanlagen besser einschätzen zu können. Würde die gesamte Erfahrung aus der EU gesammelt und strukturiert ausgewertet, könnte dies eine große Hilfe für die nationalen Regierungen sein, eine angemessene Vergütung festzulegen und bei einer administrativen Festlegung unnötig hohe Vergütungen zu vermeiden.

Dabei könnte die EU praktische Erfahrungen aus den Mitgliedstaaten und ihren Bundesländern und Kommunen auswerten. So werden beispielsweise auf staatlichen Gebäuden

Photovoltaikanlagen installiert und auf ehemaligen Militärfächen Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen gebaut. Lässt der Staat dies durch eigene Institutionen durchführen, könnte er Einsicht in die Kosten nehmen und diese bei der oben genannten systematischen Auswertung verwenden (Leuphana Universität Lüneburg/Nestle 2014: 110).

Kostenrisiken bei Ausschreibungssystemen

Im Vergleich zu Einspeisesystemen ist in Ausschreibungssystemen die Höhe der späteren Vergütung unklar, so lange ein Projekt noch keinen Zuschlag bekommen hat. Es ist noch nicht einmal klar, ob das Projekt überhaupt einen Zuschlag bekommt – und sich die Investitionen für die Planung des Projekts und die Teilnahme an der Ausschreibung refinanzieren. Daher führen Ausschreibungssysteme zu höheren Eigen- und Fremdkapitalkosten, sodass die WACC höher sind als bei Einspeisesystemen. Das gilt vor allem für kleine und mittlere Anlagegrößen, bei sehr großen Anlagen nähern sich diese Kosten bei Festpreis- und Prämien-Einspeisesystemen und Ausschreibungssystemen an. Bei allen Projektgrößen sind die Transaktionskosten in einem Ausschreibungssystem höher, da es zu längeren Projektentwicklungszeiten und zu höheren -kosten führt (Grau 2014b: 25). Eine Kostensenkung kann durch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem somit nur erreicht werden, wenn die genannten Mehrkosten durch zusätzliche Effizienzgewinne überkompensiert werden.

Darüber hinaus führen sowohl Ausschreibungssysteme als auch Quotenmodelle zu einer höheren Marktkonzentration. Denn die Risiken, die in ihnen inhärent sind, machen die Teilnahme für kleinere Investor_innen schwierig bis unmöglich. Darüber hinaus haben große Investor_innen aufgrund ihrer Erfahrung und Struktur Wettbewerbsvorteile gegenüber kleineren Akteuren. So verfügen große Unternehmen über eigene Abteilungen, die auf die Teilnahme an Ausschreibungen spezialisiert sind (Grau 2014b; EnKliP 2015b: 18). Eine solche Marktkonzentration kann zu einer geringeren Wettbewerbsintensität führen – und damit mittel- bis langfristig zu höheren Kosten. Nicht zuletzt können Ausschreibungen Innovationen einschränken, was ebenfalls mittel- bis langfristig zu höheren Kosten führen würde (Grau 2014b: 24). Die bisherigen Ausschreibungsrunden bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie der Offshore- und Onshore-Windenergie scheinen in Deutschland dies zu bestätigen (BNetzA 2016b). So entfallen in der zweiten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land über zwei Drittel der Zuschlagsmenge auf nur einen Investor.⁸

Angesichts der durch die Klimakrise bedingten Notwendigkeit, die fossile Stromerzeugung möglichst schnell durch erneuerbare Energien abzulösen, kann ein weiteres Kostenrisiko im Ausschreibungssystem entstehen. Denn es kann die Situation eintreten, dass die Politik mehr Projekte ausschreiben möchte, als praktisch von der Industrie angeboten werden können, beispielsweise aufgrund eines zu geringen Flächenangebots (Hanke 2017). Ein Ausschreibungssystem kann aber nur dann zu angemessenen und niedrigen Vergütungen führen, wenn ausreichender Wettbewerb besteht (Gabriel 2014; BMWi 2015b: 2). Das bedeutet, dass in einem Ausschreibungssystem auch mittel- und langfristig deutlich mehr Leistung geboten werden muss, als ausgeschrieben wurde. Anders formuliert: Es muss bei jeder Ausschreibung und jeder Ausschreibungsrunde Teilnehmer_innen geben, die nicht zum Zuge kommen. Will aber die Politik schneller ausbauen, als die Industrie Projekte anbieten kann,

kann diese für die Kosteneffizienz elementare Voraussetzung nicht erfüllt werden. Die Tatsache, dass kleine Akteure wie Bürgerenergiegesellschaften alleine an einem Ausschreibungssystem nur sehr bedingt teilnehmen können, verschärft diese Problematik. Dies dürfte nur in enger Zusammenarbeit mit großen Partnern möglich sein. Darauf deutet beispielsweise die Pressemitteilung des großen Akteurs Enertrag zur ersten deutschen Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land hin, in der ein Großteil der bezuschlagten Projekte als Bürgerenergie angetreten sind (BMWi 2017b). Danach hat allein Enertrag rund 20 Prozent der insgesamt in dieser Runde bezuschlagten Bürgerenergieprojekte gewonnen (Enertrag 2017). Noch deutlicher wird dies in der zweiten Ausschreibung für Windenergie an Land deutlich. Hier hat ein Akteur zwei Drittel der bezuschlagten Leistung gewonnen.⁹ Dies kann nur ein großer Akteur sein.

Das Risiko, zu wenige Angebote zu erhalten, ist vor allem bei Ausschreibungen von Windenergie an Land und in dicht besiedelten Staaten relevant. So wurde in Deutschland zwischen 2000 und 2015 eine Leistung von durchschnittlich rund 2.350 MW pro Jahr installiert. Nach EEG 2017 sollen in den kommenden Jahren 2.800 bzw. 2.900 MW pro Jahr ausgeschrieben werden (BMJV 2016: § 4 Abs. 1). Dies sind deutlich mehr als der langfristige durchschnittliche Zubau. Nur in den Jahren 2002, 2014, 2015 und 2016 wurden Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von mehr als 2.900 MW in Deutschland neu ans Netz angeschlossen (BMWi 2016a). Die hohen Zubauzahlen seit 2014 sind dabei bedingt durch die in vielen Bundesländern sehr engagierte Politik zur Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergieanlagen an Land nach dem Atomunglück in Fukushima und der darin begründeten Zustimmung zur Energiewende aller im Bundestag vertretenen Parteien. Dieses Engagement ist aber in vielen Bundesländern erlahmt und hat sich teilweise ins Gegenteil verkehrt. Ferner versuchen Investor_innen, vor der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem noch möglichst viele Anlagen in Betrieb zu nehmen. Damit ist zumindest unsicher, ob nach der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem tatsächlich mehr Angebote vorliegen als ausgeschrieben werden – und damit ein günstiger Preis erzielt werden kann (VCI 2016; Hanke 2017).

Um einen zu hohen Preis zu vermeiden, werden bei der Umstellung auf Ausschreibungssysteme im EEG 2017 Höchstpreise festgelegt. Damit greift der Staat nicht nur durch die Festlegung der Ausbaumenge, sondern auch beim Preis in den Markt ein. Liegt dieser Höchstpreis zu niedrig, steigt die Gefahr, dass nicht genügend Angebote eingereicht werden, um das Ausbauziel zu erfüllen.

Kostenrisiken bei Quotensystemen

Ein Quotenmodell ist in der Regel ein technologieneutrales Instrument. Es zeichnet sich dadurch aus, dass sich ein einheitlicher Preis für die Zusatzerlöse für Ökostrom einstellt. Damit bestimmt die teuerste zu erzeugende Kilowattstunde Ökostrom, die benötigt wird, um die Quote zu erfüllen, den Preis für jede Kilowattstunde Ökostrom. Solange die Quote mit Technologien zu erfüllen ist, die ähnliche Stromgestehungskosten aufweisen, kann dies zumindest kurzfristig ein kosteneffizientes System darstellen. Werden aber mehrere, unterschiedlich teure Technologien benötigt, um die festgelegte Quote zu erfüllen, entstehen Mitnahmeeffekte und zusätzliche Kosten für die Verbraucher_innen (vgl. Kapitel 4.7.2).

8 BNetzA a.a.O.

9 vgl. BNetzA 15.08.2017 a.a.O.

Kostenrisiken von Systemwechseln

Ein zentraler Faktor für niedrige Kosten ist die Investitionssicherheit. Seitens der Politik kann diese erhöht werden, indem die politischen Rahmenbedingungen möglichst konstant sind und Änderungen langfristig absehbar erfolgen. In Deutschland war dies im Bereich der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung für viele Jahre der Fall. Dies ist ein wichtiger Grund, warum die WACC für Ökostromanlagen in Deutschland im Vergleich zu allen anderen EU-Mitgliedstaaten am niedrigsten lagen (ISI et al. 2016: 1). Ein Wechsel der Finanzierungssystematik bedeutet aber zumindest kurzfristig immer eine Unsicherheit im Markt, was zwangsläufig zu steigenden Kapitalkosten führt. Dies macht den Ökostromausbau jedenfalls für den Übergangszeitraum notwendigerweise teurer als notwendig (ISI et al. 2016: 52).

Für die Kosteneffizienz des Ökostromausbaus ist es somit sehr wichtig, dass eine kontinuierliche Politik verfolgt wird. Dies bezieht sich sowohl auf einen regelmäßigen Ausbau als auch auf eine verlässliche und kontinuierliche Gesetzgebung.

4.1.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Die Potenziale zur Steigerung der Kosteneffizienz des Ökostromausbaus liegen insbesondere in der Wahl des Technologiemix. Dieser sollte so gewählt werden, dass möglichst viele günstige Kapazitäten ausgebaut werden und vergleichsweise wenige teure. Ist dies gewährleistet, ist der Einfluss des Finanzierungsinstruments auf die Kostenbelastung der Verbraucher_innen vergleichsweise gering (vgl. Kapitel 3.2.1).

Darüber hinaus gibt es bezüglich der Kosten kein Instrument, das für alle Technologien, Mitgliedstaaten und politische Zielsetzungen gleichermaßen gut geeignet wäre. Ist ein möglichst schneller Ausbau beispielsweise der Windenergie an Land in einem Mitgliedstaat mit begrenzten Flächenpotenzialen politisch gewünscht, erscheint ein Instrument der Preissteuerung sinnvoll. In einem Land mit großen Flächenpotenzialen, aber nur geringem Bedarf, könnte auch ein Instrument der Mengensteuerung sinnvoll sein.

Unabhängig davon ist kein Instrument per se besser als ein anderes. So können bei einer Einspeiseregulierung zu hohe Vergütungen festgelegt werden, was möglicherweise zu einem ungeplant hohen Ausbau und ggf. hohen Kosten führen kann. Genauso gibt es zahlreiche Beispiele, in denen die Ausbauziele nicht erreicht wurden. Das betrifft alle Instrumente, insbesondere aber Ausschreibungs- und Quotensysteme. Darüber hinaus können auch diese Systeme der Mengensteuerung bei falscher Ausgestaltung zu sehr hohen Vergütungen, Mitnahmeeffekten und unnötigen Kosten für die Verbraucher_innen führen. Entscheidend für die Erreichung gesellschaftlicher und volkswirtschaftlicher Ziele ist in allen Fällen eine gute Ausgestaltung der jeweiligen Instrumente.

Eine Einschränkung der Instrumentenwahl ist somit aus Kostengründen nicht gerechtfertigt.

4.2 AUSBAUBEGRENZUNG UND KOSTEN

Es ist der Anspruch an die Politik, dass sie die Kontrolle behält. Das gilt umso mehr bei Entwicklungen, die sie selber anstößt. Im Falle der Finanzierung von Ökostromanlagen kann eine unzureichende Steuerung insbesondere zu hohen Kosten für die Verbraucher_innen führen. Daher ist es nachvollziehbar, dass beispielsweise in Deutschland insbesondere der unerwartete sehr starke Ausbau der damals noch relativ teuren Photovoltaik in den Jahren 2009 bis 2012 zu einem Ruf nach einer stärkeren Steuerung des Ökostromaustaus geführt hat (BMW 2015a: 12). Es wird befürchtet, dass bei einem ungesteuerten Ausbau zu hohen Kosten entstehen (vgl. Kapitel 3.2.1). Ferner wird eine Überlastung der Stromnetze und des Stromsystems, werden Stromausfälle, kostspielige Redispatch-Maßnahmen¹⁰ und Abregelungen vor allem bei der Windenergie befürchtet.

4.2.1 DIE ANALYSE

Kosteneinsparung durch Begrenzung des Ökostromaustaus?

Entscheidend für eine hohe Kosteneffizienz ist die Auswahl der auszubauenden Ökostromtechnologien. Am Beispiel der Ökostromfinanzierung in Deutschland lässt sich das verdeutlichen. Der sehr schnelle Zubau der Photovoltaik um das Jahr 2010 hat in Deutschland, als die EEG-Vergütungen mit bis zu 43 Ct/kWh noch sehr hoch waren, zu hohen Zusatzkosten für die Verbraucher_innen geführt. Dies gilt auch, obwohl diese Vergütungen im internationalen Vergleich niedrig waren (ISI/ Energy Economics Group 2010: 28). Allein der Photovoltaikzubau der Jahre 2009 bis 2012 macht heute rund 1,4 Ct/kWh der EEG-Umlage aus, erzeugt aber nur gut vier Prozent des deutschen Stromverbrauchs (EnKliP 2016b: 38 f.).

Einen sprunghaften Anstieg des Photovoltaikaustaus gab es damals in mehreren EU-Mitgliedstaaten, beispielsweise auch in Italien. Allein in den Jahren 2011 und 2012 wurden in der gesamten EU Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von insgesamt über 40.000 MW neu installiert – das entsprach mehr als einer Verdopplung der bis dahin insgesamt installierten Leistung (BMW 2015a: 44; 2016d: 39, 43). Entsprechend ist in Deutschland, Italien und einigen anderen Staaten der EU der Strompreisbestandteil „Abgaben und Steuern“ bei Haushalten und Industrie relativ stark gestiegen. Gleichzeitig sind teilweise die Preisbestandteile für die Stromnetze und die konventionelle Stromerzeugung gesunken (COM 2014d). Vor diesem Hintergrund sollte darauf geachtet werden, dass die Ausbaugeschwindigkeit bei den heute noch relativ teuren Technologien wirksam kontrolliert wird. Dabei handelt es sich insbesondere um Geothermie, Biomasse auf Basis von Anbaubiomasse und Gülle sowie – in einigen Regionen – Offshore-Windenergie.

¹⁰ Beim Stromhandel in Deutschland wie in der EU wird unterstellt, dass der Strom von den Erzeugungsanlagen zum/zur Verbraucher_in transportiert werden kann. Dies ist allerdings technisch nicht immer möglich, da die notwendigen Stromnetzkapazitäten fehlen. Ist dies der Fall, sind Redispatch-Maßnahmen notwendig. Dabei werden Kraftwerke vor dem Netzengpass runter- und Kraftwerke nach dem Engpass hochgefahren. Die Betreiber der entsprechenden Kraftwerke werden entschädigt, die Kosten über die Netzentgelte überwälzt. Bei starker Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien finden Redispatch-Maßnahmen häufiger statt (BMW 2015b: 83).

Relevant sind heute allerdings vor allem Windenergie an Land und Photovoltaik. Sie gehören inzwischen zu den kostengünstigen Technologien. Werden sie schnell ausgebaut, kann dies keine Kostendynamik mehr verursachen, die mit den Kostensteigerungen in den Jahren um 2010 zu vergleichen wäre (vgl. Kapitel 3.2.1). Unter der Annahme, dass die Vergütungen für diese Technologien auch in anderen EU-Mitgliedstaaten nicht bedeutend höher sein müssen als in Deutschland, gilt diese Aussage EU-weit.

Die Stromnetz- und Stromsystemfrage

Für den Umbau des Stromsystems hin zu immer höheren Anteilen der erneuerbaren Energien, insbesondere der fluktuierenden Wind- und Sonnenenergie, muss das Stromnetz angepasst werden. Das verursacht Kosten. Denn die Ökostromanlagen sind einerseits meist dezentraler als die konventionellen Kraftwerke, andererseits stehen Windenergieanlagen meist außerhalb der Siedlungs- und Industriegebiete. Bei der Offshore-Windenergie wird der Strom weit entfernt von den Verbrauchsschwerpunkten erzeugt. Nicht zuletzt muss das Stromsystem die teilweise sehr schnelle und nicht vollständig vorhersehbare Zu- oder Abnahme der Einspeisung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energien ausgleichen (vgl. Kapitel 3.2.2). Einen nicht unerheblichen Netzausbau verursacht aber auch die Umsetzung des EU-Binnenmarktes, nach der vom Prinzip her alle Bürger_innen der EU frei wählen dürfen, aus welchem Kraftwerk in der EU sie Strom beziehen wollen. Auch dies führt zu einem erheblichen Investitionsbedarf in das Stromnetz und zu zusätzlichen Kosten. Insofern sind nicht alle anfallenden Netzausbaukosten auch Kosten der Energiewende.

In Deutschland mussten aufgrund des schnellen Ökostromausbaus zudem Ökostromanlagen häufiger abgeregelt werden und auch Redispatch-Maßnahmen – die sogenannten Netznotmaßnahmen – nahmen deutlich zu. Die damit einhergehenden Entschädigungszahlungen stiegen folglich bis 2015 stark an (BNetzA/BKartA 2014: 17, 2015: 100; BNetzA 2016a: 7). Dies wurde in der politischen Debatte als eine Begründung dafür verwendet, den Ökostromausbau zu begrenzen, vor allem in den Gebieten, in denen besonders starke Netzengpässe bestehen. Allerdings sind die Kosten begrenzt, wenn sie verursachergerecht auf alle Stromkund_innen umgelegt werden. Sie betragen dann knapp 0,2 Ct/kWh bzw. rund 50 Cent pro Monat für einen durchschnittlichen Haushalt.

Vor allem sind die abgeregelt Strommenge und die in Deutschland dadurch entstandenen Kosten im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr wieder spürbar gesunken – um rund ein Drittel (BNetzA 2017d: 10). Grund für die gestoppte Kostensteigerung sind u. a. die Optimierung und der Ausbau des Stromnetzes. So sind die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in die Netzinfrastruktur in Deutschland von 2009 bis 2016 (Planwert) um etwa das Viereinhalbfache gestiegen. Einige Bundesländer mit besonderen Netzproblemen treiben den Netzausbau erfolgreich voran (BNetzA/BKartA 2016: 90, 2015: 114; BWE 2016; MELUR 2015; Agora Energiewende 2016: 41).

Netznotmaßnahmen, wie sie derzeit in Deutschland durchgeführt werden, erscheinen in diesem Umfang insbesondere deswegen verkräftbar, weil die entsprechenden Anlagen in den meisten Stunden des Jahres klima- und umweltfreundlichen Strom erzeugen und damit einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten. Ferner steht ein Großteil der in Deutschland abgeregelt Windenergieanlagen im Norden, wo sehr gute Windverhältnisse herrschen. Sie

haben daher trotz der Abregelungen meist höhere Volllaststunden als Anlagen in der Mitte oder im Süden Deutschlands und damit trotz der Abregelungen keine höheren Stromgestehungskosten. Insgesamt stellt eine von der Agora Energiewende in Auftrag gegebene Studie fest, dass „ein um wenige Jahre verzögerter Bau der Trassen des Bundesbedarfsplangesetzes nicht kritisch“ sei. „Der weitere Ausbau der erneuerbaren muss auf diese Trassen nicht warten“ (Consentec/IWES 2013: 1). Die Situation in Deutschland zeigt damit nicht, dass der Ökostromausbau wegen Netzengpässen verlangsamt werden müsste. Vielmehr wäre dies mit Risiken verbunden. Dann wäre nämlich zu befürchten, dass Maßnahmen zur Netzoptimierung und zum Netzausbau nicht mit dem gleichen politischen Engagement vorangetrieben würden. Denn der Druck der Netznotmaßnahmen und der entstehenden Kosten zwingt die Politik zum Handeln. Eine Ausbaubegrenzung könnte daher dazu führen, dass weder der Ökostromausbau noch der Ausbau von neuen Stromleitungen in der notwendigen Geschwindigkeit umgesetzt würde. Vor diesem Hintergrund könnte eine Regelung, nach der der Ökostromausbau erst dann erfolgen darf, wenn die Netzkapazitäten vorhanden sind, ferner missbraucht werden. Denn mit ihr könnte allein durch die Verzögerung oder Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen auch der Ökostromausbau zumindest gebremst werden.

Schließlich sind die erneuerbaren Energien und die Netze nicht die einzigen Faktoren, die Einfluss auf die Netznotmaßnahmen haben. So werden Ökostromanlagen auch deswegen abgeregelt, weil die vorhandenen Netze mit Strom aus konventionellen Kraftwerken belegt sind. In solchen Fällen könnten Atom- und Kohlekraftwerke ihre Leistung stärker als bislang reduzieren – oder ganz vom Netz gehen. Zumindest wenn entsprechende Kraftwerke in Regionen stehen, in denen ein Netzproblem besteht, könnte ihre Flexibilisierung bzw. ihre Abschaltung zu einer Senkung der entsprechenden Kosten führen. In Deutschland betrifft dies beispielsweise die auf dem Weg vom nördlichen Schleswig-Holstein nach Süden liegenden Großkraftwerke Moorburg und Brokdorf – ein Kohle- und ein Atomkraftwerk mit elektrischen Leistungen von rund 1.650 bzw. 1.480 MW. Speisen solche Kraftwerke weniger Strom ein, könnte mehr Ökostrom durch die bestehenden Netze geleitet und müssten weniger Ökostromanlagen abgeregelt werden (Energy Brainpool 2016). Dies wäre volkswirtschaftlich hoch-effizient. Denn dann würden Brennstoffverbrauch, CO₂- und traditionelle Abgasemissionen bzw. die Produktion von Atom-müll eingespart. Die stattdessen einspeisenden Wind- oder Photovoltaikanlagen verursachen weder Brennstoffkosten noch Emissionen und haben Grenzkosten nahe null.

Wenn trotz der Reduzierung der Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke noch immer Netzengpässe vorhanden sind, sollten Optionen gesucht werden, wie der Ökostrom sinnvoll vor Ort genutzt werden kann. Möglich sind ein verstärktes Lastmanagement, die Speicherung des Stroms und der Einstieg in die Sektorkopplung. So kann in Netzengpassregionen mit hoher Ökostromproduktion dieser in die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärme-/Kältesektors geleitet werden. Dies würde die THG-Emissionen in diesen Sektoren und deren Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas reduzieren. Angesichts dieser Alternativen zur Abregelung von Ökostromanlagen ist es fraglich, ob eine Ausbaubegrenzung bei Netzengpässen die volkswirtschaftlich effizienteste Maßnahme ist.

4.2.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Anspruch an die Politik ist es, die ökonomischen Wirkungen der eigenen Politik – wie beispielsweise die Kosten der Energiewende – kontrollieren zu können. Ebenso muss es Anspruch der Politik sein, die Erdüberhitzung zu kontrollieren und zu begrenzen und entstandene und mögliche zukünftige Arbeitsplätze in Zukunftstechnologien wie den erneuerbaren Energien zu sichern. Der Klimaschutz wird dabei eine dauerhafte und hochanspruchsvolle Herausforderung bleiben. Die Gefahren von zu hohen Kosten durch einen vermeintlich zu schnellen Ökostromausbau sind dagegen deutlich gesunken. Denn Strom aus neuen Photovoltaikanlagen – ebenso wie aus Windenergieanlagen an Land – ist heute kaum teurer als Strom aus neuen konventionellen Anlagen. Angesichts der Notwendigkeit, zumindest die besonders klimaschädlichen fossilen Kraftwerke möglichst bald durch klimafreundlichere Anlagen zu ersetzen, führt auch ein schneller Ausbau der bereits heute kostengünstigen Ökostromanlagen somit kaum zu Zusatzkosten. Gleiches gilt inzwischen in einigen Mitgliedstaaten der EU auch für die Offshore-Windenergie (vgl. Kapitel 3.2.1). Den Ausbau dieser Technologien strikt zu begrenzen, solange ein Großteil des europäischen Stromverbrauchs noch mit Kohlekraftwerken erzeugt wird, erscheint angesichts der Klimakrise und des Pariser Klimaabkommens nicht gerechtfertigt. Damit sind die Kosten bei den bereits günstigen Ökostromtechnologien kein Grund für eine Umstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung. Die Klimakrise dagegen kann als Argument gelten, Instrumente zu wählen, bei denen ein schnellerer als von der Politik definierter Ausbau möglich ist. Darunter fällt nur die Preissteuerung.

Auch die Netzproblematik kann nicht als Grund für eine Begrenzung des Ökostromaustaus herangezogen werden. Eine teilweise geforderte Grundregel „Netzausbau vor Ökostromaustaus“ würde die Erreichung des Ziels einer umweltverträglichen Stromversorgung erschweren, aber kaum relevante Vorteile bei anderen energiepolitischen Zielen bieten. Darüber hinaus bestehen andere Möglichkeiten, Strom sinnvoll zu verwenden, der aktuell nicht verbraucht und transportiert werden kann. Dazu gehören beispielsweise die lokale Nutzung im Wärme- und Kältebereich oder im Verkehrsbereich, die Stromspeicherung und die Herstellung von Wasserstoff oder synthetischem Methan. Es erscheint fraglich, ob bei Netzengpässen die Begrenzung des Ökostromaustaus volkswirtschaftlich die effizienteste Maßnahme ist.

Bei heute noch relativ teuren Ökostromtechnologien kann eine Begrenzung des Ausbaus dagegen derzeit noch sinnvoll sein. Dazu gehören beispielsweise bislang in den meisten Gebieten der EU die Geothermie oder mit Anbaubiomasse betriebene Biogasanlagen. Teilweise bestehen bei diesen Technologien Möglichkeiten, ihren Ausbau auch in einem Festpreis- und Prämien-Einspeisesystem zu begrenzen. Dies wird in Deutschland mit der Offshore-Windenergie umgesetzt, die bislang noch recht kostenaufwendig war. Soweit für die heute noch teureren Technologien solche Optionen nicht bestehen, erscheint ein Instrument der Mengensteuerung zweckmäßig, wie beispielsweise das Ausschreibungssystem.

4.3 WETTBEWERB

Wettbewerb steigert die Kosteneffizienz und sorgt für Innovationen. Er ist Grundlage für das Erfolgsmodell Marktwirtschaft. Insbesondere vor diesem Hintergrund wird die Forderung nach mehr Wettbewerb beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich gestellt (COM 2013: 5).

4.3.1 DIE ANALYSE

Wettbewerb kann im Stromsektor in sehr verschiedenen Bereichen stattfinden. Der Wettbewerb zwischen Anlagenherstellern, Anlagenbetreibern und Projektierern ist für die Kosteneffizienz und Innovationen bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zentral. Genau dieser Wettbewerb wurde durch den starken und insbesondere seit 2004 deutlich dynamischeren Ökostromaustaus in der EU massiv angereizt. Zu diesem dynamischen Ökostromaustaus wiederum hat seit 2001 die EERL maßgeblich beigetragen (BMWi 2015a: 38). Dadurch wurde nicht nur in der Europäischen Union, sondern global von privater Seite in Bau, Entwicklung und Erforschung von Ökostromanlagen investiert. Entsprechend wurden Ökostromanlagen deutlich effizienter und effektiver und auch die Projektierung von Ökostromprojekten wurde immer professioneller und kostengünstiger.

Dies hat zu einer massiven Kostensenkung und zu einer deutlichen Verbesserung der Qualität von Ökostromanlagen geführt. So sind die Kosten von Solarmodulen zwischen 2000 und 2013 um 76 Prozent gesunken (DGS/BSW-Solar 2015). Entsprechend konnten in der gesamten EU die Vergütungen für Strom aus Photovoltaikanlagen massiv gesenkt werden. In Deutschland sanken sie zwischen 2004 und 2015 um rund 80 Prozent (BMJV 2006: § 11, 2014: § 51). Eine ebenfalls beeindruckende technologische Entwicklung hat bei Windenergieanlagen stattgefunden. So erzeugt eine moderne Windenergieanlage heute etwa neun Mal so viel Strom wie eine durchschnittliche Anlage Mitte der 1990er Jahre (BWE 2015: 12). Für diesen Erfolg war entscheidend, dass große Märkte mit intensivem globalen Wettbewerb für die verschiedenen Technologien entstanden sind.

Mit welchen Instrumenten dies geschah, mag auf den ersten Blick zweitrangig sein – entscheidend war, dass der Markt an Größe zunahm. Faktisch waren es in der EU überwiegend Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme, die diesen Markt geschaffen haben (vgl. Kapitel 3.1.2). Diese haben bezüglich der Wettbewerbsintensität u. a. den Vorteil, dass in ihnen aufgrund der geringeren Risiken kleine Akteure gute Wettbewerbschancen haben. Von diesen wurde und wird ein Großteil des Wachstums getragen und ein Großteil der Innovationen umgesetzt. Damit sind Einspeisesysteme für die Schaffung einer großen Wettbewerbsintensität bei Anlagenherstellern und Projektierern besonderes geeignet.

Ein anderer Bereich, in dem im Stromsektor Wettbewerb stattfinden könnte, ist der zwischen den verschiedenen Ökostromtechnologien. Dieser wäre relevant, wenn es politisch oder aufgrund des Stromsystems keine Rolle spielen würde, welche Technologie ausgebaut wird. Allerdings ist es für die Stromversorgungssicherheit sinnvoll, ein Stromsystem beispielsweise nicht ausschließlich oder überwiegend auf Photovoltaikanlagen zu stützen. Denn dies würde enorme Speicherkapazitäten erfordern. Vielmehr ist ein Mix verschiedener Technologien

wie Wind-, Solar- und Bioenergie systemtechnisch sinnvoll. Nur mit einem solchen Mix kann Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet werden. Auf den ersten Blick, d. h. bei alleiniger Betrachtung der Stromgestehungskosten der Anlagen, kann es sinnvoll erscheinen, auf nur eine Technologie zu setzen – nämlich die mit den geringsten Stromgestehungskosten. Werden aber alle volkswirtschaftlich relevanten Aspekte einbezogen, wie beispielsweise Versorgungssicherheit, Energieeffizienz (da die Stromspeicherung immer mit Verlusten verbunden ist), Bedarf an Stromnetzen etc., dürfte der optimale Strommix anders aussehen.

Ferner reichen die realistisch erschließbaren Potenziale einer einzelnen Technologie aus heutiger Sicht nicht aus, um eine in großem Umfang auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung zu verwirklichen. Daher hat die Politik die Herausforderung, den Ökostromausbau so zu organisieren, dass nicht nur auf eine Technologie gesetzt wird.

Ein weiterer Bereich wäre der Wettbewerb der Ökostromtechnologien mit konventionellen Kraftwerken. Auch dieser ist angesichts der politischen Zielsetzung der EU entbehrlich. Denn die klaren Ziele zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung und zur Senkung der THG-Emissionen machen einen Zubau weiterer Ökostromanlagen auf kurze, mittlere und lange Sicht zwingend notwendig. Dies ist unabhängig davon, ob – und in welchem Markt – ein Wettbewerb zwischen konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken stattfinden und welche Technologie dabei besser abschneiden würde. Sollten es die konventionellen Energien sein, müssten – um die politischen Energie- und Klimaziele zu erreichen – dennoch neue Ökostromanlagen gebaut werden (BDEW 2013: 28).

4.3.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Wettbewerb ist die Grundlage unserer Marktwirtschaft und sorgt für günstige Preise, gute Qualität und Innovationen. Allerdings gibt es Bereiche, in denen die Politik wirtschaftliche Entwicklungen vorgibt. Sie tut das gerade dann, wenn diese aus politischer Sicht notwendig sind, aber nicht durch den Wettbewerb ausreichend angetrieben werden. Ein Beispiel dafür ist die gesellschaftlich deutlich unterstützte politische Entscheidung, den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich, stetig und dauerhaft zu steigern. Als Folge dessen ist ein Wettbewerb zwischen Ökostromanlagen und konventionellen Kraftwerken auf absehbare Zeit verzichtbar. Der Markt tritt in dieser Situation hinter die politische Entscheidung zurück. Das trifft grundsätzlich auch auf den Wettbewerb zwischen den einzelnen Ökostromtechnologien zu. Denn die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele benötigt mittel- bis langfristig dauerhaft mehrere Ökostromtechnologien, auch wenn derzeit möglicherweise nur eine Technologie den Wettbewerb gewinnen würde.

Während es aufgrund der spezifischen Finanzierung von Ökostromanlagen in den Mitgliedstaaten der EU – beispielsweise dem EEG in Deutschland – einen Wettbewerb zwischen Ökostromanlagen und konventionellen Kraftwerken nicht gab, entstand in den letzten 15 Jahren innerhalb des Bereichs der erneuerbaren Energien ein intensiver globaler Wettbewerb. Die in diesem Bereich erzeugte sehr intensive globale Konkurrenz von Anlagenherstellern und Projektierern war und ist für die Umsetzung der Energie- und Klimaziele der EU extrem hilfreich,

da sie zu Kostensenkungen, Qualitätsverbesserungen und Effizienzsteigerungen aller Ökostromtechnologien geführt hat und weiterhin führt. Der Wettbewerb wurde durch die politischen Zielsetzungen im Energie- und Klimaschutzbereich, die EERL und die nationalen Regelungen zur Finanzierung von Ökostromtechnologien initiiert und ermöglicht. Den mit Abstand wichtigsten Beitrag dazu haben Instrumente der Preissteuerung geleistet, konkret Einspeisesysteme. Dies liegt sowohl an den besseren Erfolgen der Preisregelungen bei der Vergrößerung des Marktes als auch daran, dass in diesen Systemen die Investitionsrisiken vergleichsweise niedrig und damit die Chancen kleiner und innovationsfreudiger Akteure besonders gut sind.

Damit ist die Frage des Wettbewerbs kein belastbares Argument dafür, Preisinstrumente für die Finanzierung von Ökostromanlagen auszuschließen. Der Zwang zu Ausschreibungssystemen birgt dagegen die Gefahr eines starken Rückgangs des Ökostromausbaus, was die Wettbewerbsintensität bei Anlagenherstellern und Projektierern senken könnte. Dies hätte negative Folgen für die Kostenentwicklung, die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen und den Erhalt und die Schaffung von Arbeitsplätzen.

4.4 MARKTINTEGRATION

Erhalten Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf Grundlage eines Einspeise- oder Ausschreibungssystems eine Einspeisevergütung, wird häufig unterstellt, dass sie nicht in den Strommarkt integriert seien. Die Betreiber hätten keine Anreize, ihren Strom entsprechend den Anforderungen des Marktes und der Systemintegration einzuspeisen. Daher wird häufig eine stärkere Integration in den Strommarkt gefordert (COM 2008: 3).

4.4.1 DIE ANALYSE

Es sollte zwischen den unterschiedlichen Anforderungen, die das Stromsystem stellt, unterschieden werden. So sollen Stromerzeugungsanlagen Systemdienstleistungen erbringen. Dies sind beispielsweise Frequenz- und Spannungshaltung, Blindstromeinspeisung oder Schwarzstartfähigkeit. Es wird ferner verlangt, dass Stromerzeugungsanlagen so ausgelegt und betrieben werden, dass sie dann viel Strom einspeisen, wenn ein hoher Strombedarf vorliegt. Besteht aktuell kein Bedarf an weiteren Strommengen, beispielsweise bei negativen Strompreisen, soll keine Einspeisung erfolgen. Ferner soll von den Betreibern von Ökostromanlagen die Verantwortung dafür übernommen werden, verlässlich abzuschätzen und anzugeben, wann wie viel Strom eingespeist wird, und im Falle einer Fehlprognose Ausgleichsstrom vorzuhalten. Auf diese unterschiedlichen Aspekte wird im Folgenden eingegangen.

Systemdienstleistungen

Die Erbringung von Systemdienstleistungen kann von Ökostromanlagen im Rahmen aller Finanzierungsinstrumente verlangt werden. So müssen Windenergieanlagen an Land und teilweise Photovoltaikanlagen im deutschen Festpreis- und Prämien-Einspeisesystem seit dem EEG 2008 für die Spannungs- und Frequenzhaltung sorgen, Blindstrom bereitstellen und in

der Lage sein, im Falle eines Stromausfalls den Wiederaufbau der Versorgung zu unterstützen. Ferner bekamen die Netzbetreiber die Möglichkeit, EEG-Anlagen zum Schutz der Stromversorgungssicherheit abzuregeln. Dafür wurden sie ab einer Leistung von mehr als 100 Kilowatt (kW) verpflichtet, die technischen Voraussetzungen für eine Fernsteuerung vorzuhalten (Deutsche WindGuard/BioConsult 2011: 30). Mit dieser Regelung innerhalb des Einspeisesystems wurden wichtige Anforderungen der Systemintegration und der Stromversorgungssicherheit erfüllt.

Systemdienliche Auslegung und systemdienlicher Betrieb

Erhalten Anlagen eine Festvergütung, haben die Betreiber tatsächlich keinerlei Anreiz für systemdienliche Auslegung und Betrieb. Anders ist das, wenn nicht eine Festvergütung, sondern eine Prämie vergütet wird und der Strom seitens der Anlagenbetreiber eigenständig oder von einem Dritten vermarktet werden muss. Sie sind dann den kurzfristig schwankenden Preisen am Markt ausgesetzt und haben einen entsprechenden Anreiz, ihre Einspeisung bzw. ihre Auslegung daran zu orientieren. Dies ist unabhängig davon, ob es sich um eine gleitende oder eine fixe Prämie handelt (EnKliP 2015c).

In vielen EU-Mitgliedstaaten wird heute ein solches Prämiensystem verwendet (vgl. Kapitel 3.1.2, Tabelle 1 und Abbildung 1). Anlagenbetreiber, die ein Prämiensystem nutzen, müssen ihren Strom selber vermarkten, verlässlich abschätzen und angeben, wann sie wie viel Strom einspeisen werden. Im Falle einer Fehlprognose müssen sie Ausgleichsstrom vorhalten. Damit führen Prämiensysteme zu einer starken Integration von Ökostromanlagen in den Strommarkt (COM 2008: 12). In Deutschland wurde dieses System im Jahr 2012 optional eingeführt. Seit 2014 ist diese Direktvermarktung für Neuanlagen grundsätzlich verpflichtend, die einstige Festvergütung ist damit für Neuanlagen praktisch abgeschafft.¹¹

Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes kommt zum Ergebnis, dass die gleitende Marktprämie tatsächlich Anreize für eine bedarfsgerechte Auslegung und zur Vermeidung des Weiterbetriebs bei negativen Strompreisen setzt. Mögliche Weiterentwicklungen sollen daher in diesem Rahmen erfolgen (UBA 2015: 123). Die Einführung der Marktprämie dürfte beispielsweise dazu beigetragen haben, dass Photovoltaikanlagen heute immer weniger strikt nach Süden ausgerichtet werden, sondern teilweise nach Osten und Westen. Da so auf der gleichen Fläche mehr Module installiert werden können, erhöht diese Anlagenauslegung den Stromertrag insgesamt. Dies gilt insbesondere in den Morgen- und Abendstunden, in denen die durchschnittlichen Erlöse höher sind als zur Mittagszeit. Gleichzeitig wird die mittägliche Spitze der Photovoltaik-Stromeinspeisung kleiner, was die Netzintegration deutlich vereinfacht (e21 2015: 4).

Unabhängig von der Umstellung auf das Marktprämiensystem im EEG sind insbesondere Windenergieanlagen in den letzten zehn Jahren bezüglich ihrer Systemdienlichkeit deutlich besser geworden. Schon zu Zeiten vor Einführung des Prämiensystems

wurden immer höhere Windenergieanlagen mit immer größeren Rotordurchmessern gebaut, während im Vergleich zu den technischen Möglichkeiten der Anstieg der Leistung der Anlagen gering blieb. So hat sich das Verhältnis zwischen Generatorleistung und überstrichener Rotorfläche¹² zwischen 1996 und 2011 in Deutschland durchschnittlich kaum geändert, während die Nabenhöhe kontinuierlich stieg. Seit 2011 ist dieses Verhältnis sogar gesunken – bei weiter steigenden Nabenhöhen (Deutsche WindGuard 2015: 7 f., 2017: 3). Diese Entwicklungen tragen maßgeblich dazu bei, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen steigen – was die Schwankungen bei der Stromeinspeisung reduziert und im Sinne der Systemintegration ist.

Allerdings ist das Potenzial einer Marktintegration, die Fluktuation der Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom noch weiter zu reduzieren, stark begrenzt. Windenergieanlagen können keinen Strom erzeugen, wenn kein Wind weht. Solaranlagen werden nachts nie Strom erzeugen. Entsprechend sind in einem stark auf erneuerbare Energien ausgerichteten Stromsystem die Flexibilitätsoptionen sehr wichtig, wie beispielsweise Lastmanagement, Biogasanlagen, Gasturbinen, Speicher etc. Dabei hatten unterschiedliche Kraftwerke schon immer unterschiedliche Aufgaben. Vor der Energiewende und dem starken Wachstum der erneuerbaren Energien waren vor allem Erdgas- und Pumpwasserkraftwerke dafür zuständig, die Stromproduktion an den kurzfristig schwankenden Stromverbrauch anzupassen. Atomkraft-, Steinkohle-, Wasserkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke lieferten dagegen die sogenannte Grundlast – die Last, die praktisch ständig benötigt wurde. Grundlastkraftwerke mussten daher ihre Stromerzeugung kaum steuern und dem Strombedarf anpassen –, viele waren darauf auch nicht ausgelegt. Sie erzeugten Strom zu niedrigen betriebswirtschaftlichen Kosten, aber zu Lasten der Umwelt. Zwar sind die meisten konventionellen Kraftwerke inzwischen deutlich flexibler als noch vor wenigen Jahren. Eine Reduktion der Stromerzeugung auf null ist allerdings bei vielen Kraftwerken auch heute nur für längere Zeiträume möglich (Lambertz et al. 2012).

Mit einem hohen und steigenden Anteil von Wind- und Photovoltaikanlagen sinkt der Bedarf an traditionellen Grundlastkraftwerken. Je häufiger die Stromeinspeisung dieser Ökostromanlagen für einzelne oder mehrere Stunden in den Bereich des gesamten Stromverbrauchs kommt, desto mehr werden unflexible Grundlastkraftwerke zu einem Problem für die Stromversorgungssicherheit. Daher muss bei einem weiter wachsenden Ökostromanteil vor allem der konventionelle Kraftwerkspark weiter flexibilisiert und müssen neue Flexibilitätsoptionen angereizt werden. Im zukünftigen klimafreundlichen Kraftwerkspark erzeugen Wind- und Photovoltaikanlagen den kostengünstigen Strom – und ersetzen damit die traditionellen Grundlastkraftwerke. Die Flexibilitätsoptionen müssen dann nicht mehr nur den schwankenden Stromverbrauch, sondern auch die schwankende Stromeinspeisung durch fluktuierende Ökostromtechnologien ausgleichen.

Bei der Forderung nach einer stärkeren Marktintegration sollte also beachtet werden, dass die Potenziale zur bedarfsgerechten Auslegung und zum bedarfsgerechten Betrieb von Wind- und Solaranlagen stark begrenzt sind. Flexibilitätsoptionen können

11 Bereits Mitte 2014 wurden in Deutschland alle Offshore-Windenergieanlagen, knapp 90 Prozent aller Windenergieanlagen an Land, knapp 70 Prozent aller Biomasseanlagen und gut 15 Prozent der installierten Leistung der Photovoltaikanlagen über das Marktprämiensystem direkt vermarktet (IWES et al. 2014: 4).

12 Die „überstrichene Rotorfläche“ entspricht der Fläche, die von den Flügeln einer Windenergieanlage während ihrer Drehung überstrichen wird.

hier den Ausgleich schaffen. Dafür steht eine Reihe politischer Instrumente zur Verfügung, beispielsweise die Anpassung der Netzentgelte, der Regulenergiemärkte und des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems (UBA 2015: 136). Ferner würde die Verstärkung der kurzfristigen Strompreisschwankungen die Flexibilität konventioneller Kraftwerke anreizen. Dies könnte durch eine Dynamisierung von bislang festen Aufschlägen auf den Strompreis erfolgen, z. B. bei Ökostromumlagen sowie bei Netzentgelten (IWES / Energy Brainpool 2015: 45; Ecofys 2014; Frontier Economics / BET 2016).

Negative Strompreise

Sollen nun Wind- und Photovoltaikanlagen ihre Stromeinspeisung abrechnen, wenn am Spotmarkt der Strombörse negative Preise vorliegen? Zumindest solange diese entstehen, obwohl noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, ist dieser Schritt umstritten. Denn diese Ökostromanlagen erzeugen Strom zu Grenzkosten von nahe null, während alle konventionellen Kraftwerke deutlich höhere Grenzkosten aufweisen. Ferner erzeugen Wind- und Photovoltaikanlagen im Betrieb praktisch keine Treibhausgasemissionen, fossile Kraftwerke schon (UBA 2015: 123, Fn. 128; EnKliP 2015c: 39; Kopp et al. 2013: 31; IZES et al. 2013: 70). Gemessen an zwei von drei Kriterien der energiewirtschaftlichen Zieltrias ist somit die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen nachteilig – bei der Wirtschaftlichkeit und bezüglich des Umweltschutzes.

Unabhängig davon kann in jedem System zur Finanzierung des Ökostromaubaues festgelegt werden, dass im Falle negativer Strompreise Ökostromanlagen abgeregelt werden – entsprechend den Anforderungen der UEBL. Im EEG wird das bereits seit 2014 im Rahmen des Festpreis- und Prämien-Einspeisesystems umgesetzt (BMJV 2014: § 24 Abs. 1).

Kostenanalyse für Marktintegrationsinstrumente fluktuierender erneuerbarer Energien

Da die fluktuierenden erneuerbaren Energien wetterabhängig sind, sollte sorgfältig geprüft werden, ob die Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias durch eine weitere Marktintegration tatsächlich besser erfüllt werden können. Insbesondere müssen die ökonomischen Vorteile für das Gesamtsystem die Kosten, die mit einer Marktintegration einhergehen, überwiegen. Schließlich kostet bereits die Marktintegration der fluktuierenden erneuerbaren Energien im deutschen EEG auf Basis des Prämien-systems pro Kilowattstunde eingespeistem Ökostrom 0,4 Cent – bei Windenergieanlagen an Land entspricht das rund fünf Prozent der Gesamtvergütung (BMJV 2014: § 37 Abs. 3).

In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, ob es günstiger ist, wenn viele Einzelakteure Einspeiseprognosen erstellen und Fahrplanabweichungen ausgleichen – oder ob es volkswirtschaftlich vorteilhafter wäre, wenn dies von einem zentralen Akteur gemacht würde. Das würde verhindern, dass beispielsweise Betreiber von Photovoltaikanlagen aufgrund einer unerwartet starken Bewölkung Ersatzenergie kaufen müssen, obwohl aufgrund ebenfalls unerwartet hoher Windgeschwindigkeiten gerade die Windstromeinspeisung höher ist als angenommen. Vor diesem Hintergrund sollte berücksichtigt werden, welche Intensität der Marktintegration tatsächlich

Vorteile für die Volkswirtschaft und für die Endverbraucher_innen erzeugt (DIW 2015: 503–508; Nestle 2011).

4.4.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Der Umstieg auf Prämiensysteme hat in vielen Mitgliedstaaten der EU dazu geführt, dass innerhalb der Preissteuerung eine umfangreiche Marktintegration stattgefunden hat. Dies hat auch die Europäische Kommission erkannt (COM 2013: 9). Alle weiteren Maßnahmen zur stärkeren Marktintegration sollten sorgfältig daraufhin geprüft werden, ob sie tatsächlich zu einer besseren Erfüllung der energiewirtschaftlichen Zieltrias beitragen können. So sollte gewährleistet werden, dass sie die Gesamtkosten des Stromsystems tatsächlich reduzieren und weder Klimaschutz noch Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Optionen zu einer besseren Marktintegration liegen beispielsweise im Regulenergiemarkt und lassen sich in Prämien-, Ausschreibungs- und Quotenmodellen umsetzen.

4.5 EINHEITLICHER MARKT

Die EERL und die geltenden Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen erlauben explizit, dass Ökostromanlagen auf anderen Wegen finanziert werden können als konventionelle Kraftwerke – und sich damit nicht alleine am bestehenden Energiemarkt refinanzieren müssen. Allerdings wird dieser „Sonderstatus“ infrage gestellt. Da Wind- und Photovoltaikanlagen Stromgestehungskosten haben, die mit denen neuer konventioneller Anlagen vergleichbar, technisch ausgereift sind und in einigen Mitgliedstaaten inzwischen einen bedeutenden Anteil zur Stromversorgung beitragen, müssten sie bald gemeinsam mit den Flexibilitätsoptionen agieren und sich dort refinanzieren können (COM 2013: 6; KOM 2015: 17; CDU/CSU/SPD 2013: 54; Öko-Institut 2014: 53; BDEW 2013: 27). Aufgrund dieser Zielvorstellung wird beispielsweise vorgeschlagen, eine fixe Marktprämie einzuführen oder Kapazitäten statt Strommengen zu finanzieren. Dies soll den Weg in einen gemeinsamen Markt mit den konventionellen Energien ebnen (Öko-Institut 2014).

4.5.1 DIE ANALYSE

Die obige Beschreibung über die Fähigkeiten und Kosten moderner Ökostromtechnologien ist zwar grundsätzlich richtig. Dies bedeutet aber nicht, dass auf eine spezifische Finanzierung der fluktuierenden erneuerbaren Energien absehbar verzichtet werden und ein einheitlicher Markt den politisch gewollten Ökostromausbau eigenständig anreizen könnte.

Bei der Analyse soll zwischen zwei zentralen Funktionen des eigentlichen Strommarktes unterschieden werden:

1. die kurzfristige Einsatzplanung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten, sodass die Anlagen mit den geringsten Grenzkosten Strom einspeisen;
2. die Sendung von Signalen, aufgrund derer Investor_innen entscheiden können, ob und welche Kraftwerke neu gebaut oder stillgelegt werden.

Sendet der Markt in diesen beiden Bereichen die richtigen Signale, wird durch ihn die kurz-, mittel- und langfristige Stromversorgungssicherheit gewährleistet. Ein einheitlicher Markt müsste zusätzlich Signale zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten setzen.

Die kurzfristige Einsatzplanung

Das System der Steuerung des Einsatzes bestehender Kraftwerke funktioniert im Energy Only Market grundsätzlich gut. Dies ist auch bei einem hohen Ökostromanteil möglich. Werden Ökostromanlagen durch ein System finanziert, in dem sie ihren Strom am Markt selber veräußern müssen, wie beim Prämien-Einspeisesystem, erhalten sie auch ein Knappheitssignal und können darauf reagieren.

Da spezifisch finanzierte Ökostromanlagen aber in jedem Fall eine höhere Vergütung erhalten als den aktuellen kurzfristigen Marktpreis, ist das Marktsignal verzerrt. Seine Wirkung ist damit begrenzt. Dies ist allerdings in den meisten Fällen unproblematisch. Da Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen praktisch keine Grenzkosten verursachen, sollten sie zumindest dann Strom einspeisen, wenn der Spotpreis nicht negativ ist. Das tun sie in der Regel in allen Finanzierungssystemen. Ob sie auch bei negativen Strompreisen einspeisen sollen, ist umstritten. In allen Ökostromfinanzierungssystemen kann aber geregelt werden, dass bei negativen Strompreisen keine Vergütung mehr gezahlt wird (vgl. Kapitel 4.4.1).

Mit Anbaubiomasse betriebene Biomasseanlagen sind dabei anders zu beurteilen, da sie relativ hohe Grenzkosten haben. Dennoch werden sie in allen Finanzierungsinstrumenten auch dann betrieben, wenn die Spotmarktpreise niedrig oder gar leicht negativ sind. Ein Marktprämiensystem setzt hier zwar Anreize, bedarfsgerecht einzuspeisen. Eine stärkere Orientierung von Biomasseanlagen am kurzfristigen Marktpreis sollte aber durch weitere Maßnahmen verstärkt werden. Ein Beispiel dafür ist der Flexibilitätsbonus im deutschen EEG.

Die Investitionsentscheidung

Bis vor rund 20 Jahren wurde die Entscheidung, wann welches Kraftwerk gebaut wird, nicht dem Markt überlassen. Vielmehr bestimmte dies der Staat im Rahmen der staatlichen Stromversorgung. Erst mit der Liberalisierung des Strommarktes gegen Ende des vorigen Jahrhunderts in der Europäischen Union, den USA und anderen Regionen sollte diese Entscheidung dem Markt überlassen werden. Dafür wurde der Energy Only Market geschaffen, der auch die Strommärkte der EU prägt. Er basiert auf dem Handel mit Strommengen, die von den Kund_innen nachgefragt werden. Ob aber dieser Markt tatsächlich die richtigen und ausreichenden Signale für den Bau der notwendigen Kraftwerkskapazitäten sendet, kann aus der relativ kurzen Erfahrung noch nicht abschließend beantwortet werden. Denn ein Großteil der bestehenden konventionellen Kraftwerke wurde vor der Liberalisierung des Strommarktes gebaut oder zumindest geplant. Sie haben eine deutlich längere technische und betriebswirtschaftliche Lebenszeit und gewährleisten heute die Stromversorgungssicherheit.

Dennoch vertrauen Teile der USA, Neuseeland, Chile, Kolumbien, Großbritannien, Frankreich und andere Staaten dem Energy Only Market offenbar nicht. Vielmehr schreiben sie mithilfe eines zusätzlichen Kapazitätsmarkts die aus Sicht

der Regierung notwendige sicher einsetzbare installierte Leistung aus – oder wollen dies tun (Agora Energiewende 2015b: 1). Die Entscheidung, welche Leistung betriebsbereit zur Verfügung stehen soll, trifft hier also der Staat, nicht der Markt. Aber nicht alle Mitgliedstaaten wollen diesen Weg gehen. So hat die deutsche Bundesregierung mit dem Strommarkt 2.0 die Rahmenbedingungen für den bestehenden Energy Only Market so angepasst, dass der Markt die notwendigen und ausreichenden Signale zum Bau von Flexibilitätsoptionen sendet. Sie möchte darauf verzichten, selber zu bestimmen, wie viele entsprechende Kraftwerke in Deutschland in Betrieb sein sollen (BMWi 2015c: 3, 2016e).

Ob dies gelingt, bleibt abzuwarten. Für eine Reihe von Flexibilitätsoptionen gibt es aber gute Gründe, warum eine Steuerung über einen gut funktionierenden Strommengenmarkt erfolgreich sein kann. Gasturbinen, Lastmanagement, günstige Stromspeichertechnologien oder die Nutzung bestehender Notstromaggregate können mit relativ geringen Investitionskosten und in kurzer Planungszeit in Betrieb gehen. Regelbare Anlagen können diese Investitionskosten relativ schnell refinanzieren, wenn die kurzfristigen Strompreisschwankungen in einem System mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien und wenigen oder keinen Grundlastkraftwerken wie erwartet stärker werden (BMWi 2014b: 13). Unter diesen Rahmenbedingungen könnten sich genügend Investor_innen finden, die in diese Technologien investieren.

Windenergie- und Photovoltaikanlagen unterscheiden sich von den oben genannten Flexibilitätsoptionen stark. Sie können nicht gezielt dann direkt Strom einspeisen, wenn der Strompreis gerade hoch ist. Damit sind sie nicht in der Lage, innerhalb angemessener Frist sicher ihre Investitionskosten wieder einzuspielen. Diese sind bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen aber vergleichsweise hoch – während die Betriebskosten sehr niedrig sind. Daher ist davon auszugehen, dass auch ein angepasster Energy Only Market nicht in der Lage sein wird, den Bau der richtigen Anzahl von Wind- und Photovoltaikanlagen rechtzeitig anzureizen (IEA 2016: 12).

Hinzu kommt, dass bei steigenden Anteilen von Wind- und Photovoltaikstrom die kurzfristigen Strompreise systematisch immer dann niedrig sein werden, wenn diese Technologien gerade viel Strom einspeisen können. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (Hirth/Schmidt 2016; Öko-Institut 2014: 117). Wenn sich diese Anlagen überhaupt an einem Energy Only Market refinanzieren lassen, dann nur bei extrem hohen Preisen für Kohle, Erdgas und Uran sowie CO₂ (Höfling 2013). Ob sich diese hohen Preise schnell genug einstellen, um zumindest das politisch festgelegte Wachstum der erneuerbaren Energien ausreichend anzureizen, ist fraglich. Daher wird der Staat eine spezifische Finanzierung des Ökostromabaus organisieren und entscheiden müssen, wie hoch die installierte Leistung dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien sein soll und wie viele Anlagen insgesamt für eine klima- und umweltfreundliche Stromversorgung notwendig sind. Um die unter diesen Rahmenbedingungen politisch gewollten neuen Ökostromanlagen auch wirklich ans Netz zu bekommen, wird eine politisch organisierte spezifische Finanzierung unverzichtbar bleiben (Piria et al. 2013: 7; IEA 2016: 12).

Unabhängig davon ist davon auszugehen, dass während der gesamten Übergangszeit bis hin zu einer vollständig erneuerbaren

Stromversorgung eine Überkapazität an Stromerzeugungskapazitäten vorliegen wird. Denn bestehende konventionelle Kraftwerke werden erst dann endgültig vom Netz genommen werden können, wenn sowohl ihre Stromproduktion als auch ihr Angebot von Systemdienstleistungen von anderen technischen Optionen zuverlässig ersetzt worden sind. Aufgrund dieser langfristig anhaltenden Überkapazität ist zu erwarten, dass die Durchschnittspreise am Stromgroßmarkt dauerhaft unter den Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke liegen werden – konventioneller wie erneuerbarer. Eine spezifische Finanzierung für neue Ökostromanlagen ist auch deswegen erforderlich (IEA 2016: 12).

Bezüglich der Versorgungssicherheit stellt dies kein Problem dar. Denn die Aufgabe, diese dauerhaft zu gewährleisten, fällt vor allem den Flexibilitätsoptionen zu (UBA 2015). Hauptaufgabe der günstigen Ökostromtechnologien wie Windenergie und Photovoltaik wird dagegen die Stromproduktion sein.

Bislang liegt noch kein Vorschlag vor, wie dieses grundsätzliche und systematische Problem in einem einheitlichen Markt für die fluktuierenden erneuerbaren Energien und die Flexibilitätsoptionen so gelöst werden könnte, dass automatisch die energiepolitischen Ziele erreicht würden – nämlich die zügige Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zur Ablösung fossiler Kraftwerke und damit die dauerhafte massive Senkung der THG-Emissionen (KOM 2015: 2).

4.5.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

An den bestehenden Energiemärkten werden sich Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf absehbare Zeit nicht refinanzieren können – möglicherweise nie. Bislang liegt kein Vorschlag für einen anders strukturierten Energiemarkt vor, in dem in einem einheitlichen Markt für fluktuierende erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen der politisch gewollte Ökostromausbau marktgetrieben und ohne zusätzliche Finanzierung stattfinden würde. Insgesamt ist es aus systematischen Gründen fraglich, ob es einen solchen Markt geben kann.

Daher wäre ein übergreifendes Ziel, alle Ökostromtechnologien mit den anderen Stromerzeugungstechnologien in einen einheitlichen Markt zu führen, zumindest solange nicht sinnvoll, wie der Ökostromausbau politisch gewollt ist. Daher sind auch Anpassungen der Finanzierungsinstrumente mit dem Ziel, sie an bestehende oder künftige Märkte anzunähern, kritisch zu beurteilen. So ist die Einführung einer fixen Prämie oder die Finanzierung von Kapazitäten im Bereich der Windenergie- oder Photovoltaikanlagen weder sinnvoll noch notwendig, aber mit hohen Risiken verbunden (EnKliP 2015c). Vielmehr sollte deren spezifische Finanzierung volkswirtschaftlich effizient und effektiv ausgestaltet werden.

Bezüglich des volkswirtschaftlich richtigen Einsatzes der bestehenden Kraftwerke senden die spezifischen Finanzierungen von Windenergie-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen grundsätzlich keine falschen Signale. Das gilt unabhängig vom verwendeten Instrument.

4.6 EUROPÄISCHE VEREINHEITLICHUNG UND GRENZÜBERSCHREITENDE FINANZIERUNG

Seit vielen Jahren wird seitens der Europäischen Kommission das Ziel verfolgt, die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich innerhalb der Union zu harmonisieren. Bereits bei den Vorarbeiten zur den EERL von 2001 und deren Novellierung 2009 war es das Ziel, ein einheitliches europäisches Quotensystem einzuführen. Dies scheiterte jeweils am Widerstand des Parlaments und des Rates (vgl. Kapitel 5.1).

Im Entwurf der neuen EERL wird nun eine grenzüberschreitende Finanzierung gefordert, die den Weg zu einer europäischen Harmonisierung vorbereiten soll. So sollen bis 2025 für mindestens zehn Prozent und bis 2030 für mindestens 15 Prozent einer ausgeschriebenen Menge Projekte aus anderen Mitgliedstaaten teilnehmen können. Eine zentrale Begründung dafür ist, dass damit die kostengünstigsten Standorte genutzt und daher die Kosten der Stromerzeugung gesenkt werden könnten (COM 2016a: Art. 5 Abs. 1 und 2).

4.6.1 DIE ANALYSE

Tatsächlich gibt es Regionen und ggf. Mitgliedstaaten, in denen die wichtigsten Ökostromtechnologien wie Windenergie und Photovoltaik beispielsweise aus geografischen oder meteorologischen Gründen spürbar teurer sind als in anderen Regionen oder Mitgliedstaaten. In diesen Fällen sollte die Möglichkeit bestehen, günstigere erneuerbare Quellen aus anderen europäischen Regionen zu nutzen. Diese Möglichkeit ist aber mit der bestehenden EERL bereits gegeben, ohne dass eine grenzüberschreitende Finanzierung damit eine explizite Anforderung wäre.

Ein Zwang für alle Mitgliedstaaten, bei der Steigerung des nationalen Ökostromanteils auch Anlagen zu finanzieren, die in einem anderen EU-Staat betrieben werden, scheint allerdings dem Geist von Artikel 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union tendenziell zu widersprechen. Dieser gibt jedem Mitgliedstaat „das Recht [...], die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“ (EU 2012: Art. 194). Darunter ist zum Beispiel zu verstehen, dass ein Mitgliedstaat sicherstellen darf, dass zumindest der überwiegende Teil seines Stromverbrauchs im eigenen Land erzeugt wird. So haben viele Mitgliedstaaten eine Präferenz für eine überwiegende Stromerzeugung im eigenen Land (CE Delft et al. 2015: 22). Der im aktuellen Entwurf der EERL enthaltene Zwang, bei einer Ausschreibung auch Anlagen in anderen Ländern zuzulassen, schränkt den oben genannten Artikel 194 ein ebenso wie die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten, diesen umzusetzen.

Ferner sollte hinterfragt werden, ob es realistisch ist, eine in hohem Maße auf erneuerbare Energien basierende Stromerzeugung in großem Stil auf besonders ertragsstarke Standorte zu konzentrieren. Ökologische und politische Gründe dürften dem entgegenstehen. Denn das würde bedeuten, dass langfristig der allergrößte Teil der europäischen Stromversorgung beispielsweise mit Solaranlagen in Süd- und Südosteuropa und mit Windenergieanlagen in der Nordsee, um Irland, in

Nordfrankreich und aus Regionen in Spanien erzeugt und in der gesamten EU verteilt werden müsste (Unteutsch/Lindenberger 2014). Das wiederum würde eine starke Abhängigkeit vieler Mitgliedstaaten von Stromimporten nach sich ziehen.

Die Gebiete mit besonders guten Standorten müssten eine sehr hohe Dichte von Solar- und Windenergieanlagen aufweisen, um damit weite Bereiche der EU zu versorgen. Um den Strom entsprechend verteilen zu können, müssten nicht zuletzt enorme neue Stromtransportkapazitäten zwischen den Mitglied- und in den Transitstaaten errichtet werden. Dies dürfte unter anderem zu großen Akzeptanzproblemen führen und sehr viel Zeit in Anspruch nehmen – die angesichts der Beschlüsse von Paris kaum vorhanden ist.

Ebenso dürfte es Akzeptanzprobleme hervorrufen, wenn weite Gebiete der EU Ökostrom importieren müssen, von der Wertschöpfung allerdings nicht profitieren können. Auch die Möglichkeiten von Bürgerenergie wären mit einer solchen Stromversorgungsstruktur stark beeinträchtigt.

4.6.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Eine grenzüberschreitende Finanzierung von Ökostromanlagen ist grundsätzlich mit allen Instrumenten möglich. Entsprechende Regelungen wurden mit der Novellierung der EERL von 2009 getroffen (KOM 2009: Art. 6–8). Für manche Staaten kann eine solche freiwillige Kooperation mit anderen Mitgliedstaaten sinnvoll sein, insbesondere mit Nachbarländern. Das sollte rechtlich wie technisch weiterhin möglich sein und verbessert werden. Es gibt allerdings eine Reihe von Gründen, warum es für viele Staaten unattraktiv ist und bleiben wird, einen relevanten Teil ihrer Finanzierung des Ökostromausbaus grenzüberschreitend oder in einem vollständig europäisch harmonisierten Finanzierungssystem vorzunehmen. Zu nennen sind hier insbesondere die Ziele, den größten Teil des Stromverbrauchs im eigenen Land zu erzeugen und einen großen Teil der Wertschöpfung und damit der Arbeitsplätze ebenfalls im eigenen Land zu ermöglichen.

Darüber hinaus wäre zwar eine klimafreundliche Stromversorgung der EU theoretisch dann besonders kosteneffizient, wenn dafür zum allergrößten Teil die besten Standorte für Wind-, Solar-, Wasserkraft- oder Geothermiekraftwerke genutzt würden. Allein aufgrund der Stromnetzsituation und der Akzeptanz dürfte eine solche Energiezukunft allerdings kaum realistisch sein. Daher erscheint weder ein Langfristziel der vollständigen Harmonisierung der Finanzierung von Ökostromanlagen sinnvoll noch der Grundsatz des Entwurfs der neuen EERL, diese grenzüberschreitend gestalten zu müssen. Dies spiegelt sich in der öffentlichen Anhörung zur künftigen EERL wider, in der sich nur 17 Prozent der über 600 Akteure dafür aussprechen, eine solche grenzüberschreitende Finanzierung voranzutreiben (COM 2016b: 3).

4.7 TECHNOLOGIENEUTRALITÄT

4.7.1 DIE HERAUSFORDERUNG

Nach den geltenden Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen kann die Ausschreibung neuer Ökostromanlagen nur dann auf bestimmte Technologien beschränkt werden, wenn eine allen Erzeugern offenstehende Ausschreibung zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde (KOM 2014: Rn. 126). Entsprechende Anforderungen enthält auch der Kommissionsentwurf der neuen EERL (COM 2016a: Art. 4 Abs. 3). Die Kommission hält eine technologiespezifische Finanzierung von Ökostromtechnologien nur dann für sinnvoll, wenn Technologien in ihrem frühen Entwicklungsstadium sind oder wenn es sich um kleine oder Mikroanlagen handelt (COM 2013: 5). Ähnlich wie bei der Forderung nach einer grenzüberschreitenden Finanzierung von Ökostromanlagen wird die Technologieneutralität als notwendig erachtet, um Kosteneffizienz zu erreichen.

4.7.2 DIE ANALYSE

Wie bei der Frage der grenzüberschreitenden Finanzierung ist auch hier die Betrachtung des langfristigen Stromsystems notwendig. Aus verschiedenen Gründen erscheint es sinnvoll, in einem Stromsystem mit hohen Anteilen von erneuerbaren Energien einen guten Mix der verschiedenen Ökostromtechnologien anzustreben. Dies gilt nicht nur für die gesamte EU, sondern auch für ihre einzelnen Mitgliedstaaten und ggf. kleinere Regionen:

- In einem Mix der verschiedenen Technologien können sich die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne sehr gut ergänzen. Im Winter, wenn die Sonnenstrahlung schwach ist, weht der Wind stärker – im Sommer ist es oft umgekehrt. Nachts, wenn Photovoltaikanlagen keinen Strom liefern, können dies oft Windenergieanlagen tun. Aufgrund dieses Ausgleichs werden die notwendigen Kapazitäten von Stromspeichern und die mit ihrer Nutzung einhergehenden Stromverluste reduziert. Damit verringert dieser Ausgleich auch die gesamte notwendige installierte Leistung von Ökostromanlagen.
- Biomasseanlagen eignen sich in besonderer Weise für den darüber hinausgehenden notwendigen Ausgleich. Würde auf sie vollständig verzichtet, müssten umso mehr Stromspeicher zum Einsatz kommen.
- Vielfach besteht ein Mangel an geeigneter Fläche für Ökostromanlagen. Dies betrifft häufig die Windenergie an Land. Aber auch die Photovoltaik auf bestehenden Gebäuden allein dürfte die gesamte Stromversorgung in der Regel nicht abdecken können. Nur mit einer dieser beiden Technologien die Energieversorgung zu sichern, dürfte daher vielfach nicht möglich sein. Vielmehr dürften auch diese beiden Technologien zusammen nicht ausreichen. Dann erscheint mit Offshore-Windenergie eine weitere Technologie im langfristigen Energiemix unverzichtbar zu sein.
- Aus ökologischer Sicht – aber auch um die Stromproduktion zumindest teilweise möglichst nahe an den Verbraucher_innen zu haben – erscheint die Nutzung der Photovoltaik auf

oder an Gebäuden im Vergleich zu Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorteilhaft. Deswegen könnte es politisch erstrebenswert sein, bei der Finanzierung von Photovoltaikanlagen eine Priorität bei gebäudegebundenen Anlagen zu setzen – auch wenn diese derzeit noch höhere Stromgestehungskosten aufweisen.

Alle oben genannten Technologien – Windenergie an Land und Offshore, Photovoltaik auf und an Gebäuden sowie auf Freiflächen und Biomasse – werden vermutlich auch mittelfristig unterschiedliche Stromgestehungskosten aufweisen. Würde ein System gewählt, das nur die aktuell kostengünstigsten Anlagen finanziert, könnten die mittel- und langfristigen Vorteile eines Technologiemix nicht erschlossen werden.

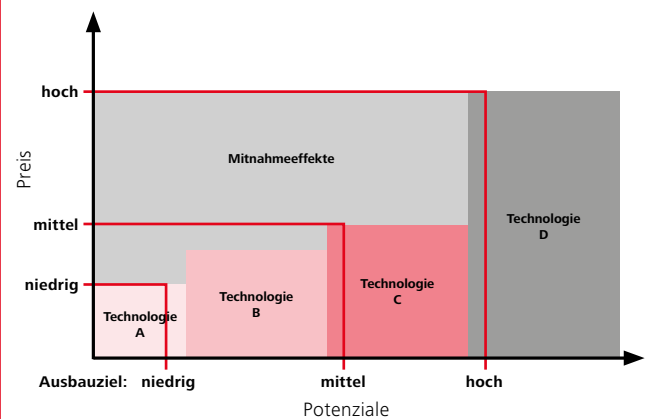
Wird ferner politisch ein anspruchsvolles Ausbauziel für Ökostromanlagen angestrebt, ist es sehr wahrscheinlich, dass dies nicht nur mit der billigsten der genannten Technologien erreicht werden kann. In einem technologie-neutralen Finanzierungssystem orientiert sich aber der Preis an den teuersten Einheiten, die zur Erreichung des Ziels notwendig sind (siehe Abbildung 14). Im Falle eines niedrigen Ausbauziels für erneuerbare Energien kann dieses mit der günstigsten Technologie A vollständig erfüllt werden. Es ergibt sich ein niedriger Preis und es entstehen keine Mitnahmeeffekte. Bei einem mittleren oder hohen Ausbauziel werden die teureren Technologien B, C oder gar D notwendig. Diese teureren Technologien bestimmen in einem technologie-neutralen System den Preis für alle Technologien. Entsprechend entstehen Mitnahmeeffekte und hohe Preise. Das würde zu einer deutlichen Zusatzbelastung für die Stromkund_innen führen (Lauber/Toke 2005; Butler/Neuhoff 2005; EEG et al. 2004; ECN et al. 2005; Diekmann/Kemfert 2005).

4.7.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR DIE ÖKOSTROMFINANZIERUNG

Zwar können bei kleinen Ökostromanteilen kurz- und mittelfristig Kosten eingespart werden, wenn über eine technologie-neutrale Finanzierung des Ökostromausbau nur eine Technologie zum Zuge kommt. Für hohe Anteile sind aber aus systemtechnischen Gründen mehrere Technologien notwendig. Unter diesen Bedingungen führt eine technologie-neutrale Finanzierung zu hohen Mitnahmeeffekten, Kosten und Preisen.

Unabhängig davon kann sowohl eine technologie-neutrale wie auch eine technologiespezifische Finanzierung von Ökostromanlagen mit Einspeise-, Quoten- oder Ausschreibungssystemen umgesetzt werden.

Abbildung 14
Mitnahmeeffekte bei technologie-neutralen Finanzierungssystemen



Quelle: Eigene Abbildung.

5

FAZIT UND EMPFEHLUNGEN AN DIE BUNDESREGIERUNG

5.1 DER EINFLUSS DER BUNDESREGIERUNG

Anders als die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen muss die künftige Richtlinie für erneuerbare Energien auch vom Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament verabschiedet werden. Gerade in den letzten Jahren hat sich in Politikfeldern wie der Finanzkrise oder dem Klimaschutz gezeigt, wie groß der Einfluss Deutschlands auf die EU-Politik sein kann. Aber auch konkret bei der Ausgestaltung der europäischen Regelungen für erneuerbare Energien hat Deutschland bisher entscheidenden Einfluss gehabt – gemeinsam mit anderen Mitgliedstaaten.

So war sowohl bei der EERL 2001 also auch bei ihrer Novelle 2009 das explizite Ziel der Europäischen Kommission, für die Finanzierung von Ökostromanlagen ein Quotensystem europaweit verpflichtend einzuführen (Futterlieb/Mohns 2009: 17; KOM 2008: Art. 5–10; IFIC 2016). In beiden Fällen konnte dies verhindert und die freie Wahl des Finanzierungsinstruments für die einzelnen EU-Staaten verteidigt werden. Dazu hat die deutsche Bundesregierung maßgeblich beigetragen. So erstellte sie gemeinsam mit Großbritannien und Polen ein „Non-Paper“, indem ein solches Quotensystem abgelehnt wird und Alternativen aufgezeigt werden (Germany et al. 2008a, 2008b). Ferner initiierte sie bereits 2004 zusammen mit Spanien die International Feed-In Cooperation (IFIC). Später traten Slowenien und Griechenland der Cooperation bei. Diese machte gegenüber anderen Mitgliedstaaten darauf aufmerksam, welche negativen Folgen die Umstellung auf Quotensysteme haben kann. Dies zeigte – mit verschiedenen anderen Diskussionen und Gesprächen – Wirkung, sodass im Rat keine Mehrheit für die Umstellung auf ein Quotensystem zustande kam. Diesem Druck, der vom Europäischen Parlament verstärkt wurde, hat sich die Europäische Kommission gebeugt (Futterlieb/Mohns 2009: 22). Einen solchen Druck sollte die Bundesregierung gemeinsam mit anderen Mitgliedstaaten auch bei dieser Novelle der EERL aufbauen. Denn wenn möglichst alle EU-Staaten einen engagierten Ökostromausbau, der mit dem in Deutschland geplanten vergleichbar ist, umsetzen sollen, sind zentrale Änderungen am Entwurf der Kommission notwendig.

5.2 DER ERFOLG DER BISHERIGEN EERL

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich hat in der EU zu deutlichen Einsparungen der Treibhausgasemissionen geführt, Arbeitsplätze geschaffen und gesichert, die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert und Innovationen angeschoben. Es ist maßgeblich der EERL zu verdanken, dass in allen EU-Staaten politische Anstrengungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien unternommen wurden. Damit waren Länder wie Deutschland, Dänemark oder Spanien, die für ihr Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien bekannt sind, eingebettet in einen EU-weiten Ausbau von Ökostromanlagen.

Das Ziel der EERL 2009, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch auf 20 Prozent zu erhöhen, dürfte fast erreicht werden. Wie kaum eine andere politische Maßnahme trägt sie dazu bei, das europäische Klimaszuchtziel der Reduktion der THG-Emissionen um 20 Prozent – und, falls andere Staaten ebenfalls entsprechende Anstrengungen unternehmen, um 30 Prozent – bis 2020 zu erreichen. Neue Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen haben dazu den mit Abstand größten Beitrag geleistet. Soll diese Erfolgsgeschichte weitergeführt werden, muss die künftige EERL politische Verlässlichkeit und Stabilität bieten.

Bei der Umsetzung der bisherigen EERL hatten die EU-Staaten die freie Wahl des Instruments zur Finanzierung von Ökostromanlagen. Das gab ihnen die Möglichkeit, auf die spezifischen Bedingungen ihres Landes einzugehen. Aufgrund der verpflichtenden Ausbauziele der EERL für jeden Mitgliedstaat waren diese ferner gezwungen, eine aktive Ökostrompolitik zu betreiben. Letzteres verlieh ihnen zusätzliche Argumente gegenüber politischen und wirtschaftlichen Akteuren, die einen schnellen Ökostromausbau eher skeptisch sahen – beispielsweise den traditionellen Energieversorgern. Dass beide Prinzipien aus Sicht der Europäischen Kommission in der zukünftigen EERL abgeschafft werden sollen, dürfte den europäischen Ökostromausbau deutlich erschweren.

Auf Grundlage der Freiheit der Instrumentenwahl haben sich im Wettbewerb um die effektivsten und effizientesten Instrumente diejenigen mit Preissteuerung klar durchgesetzt. Immer mehr Mitgliedstaaten setzten dabei auf ein Prämien-

Einspeisesystem, bei dem die Anlagenbetreiber ihren Strom selber am Markt verkaufen müssen. Damit ist der von ihnen erzeugte Ökostrom in den Strommarkt integriert. Im Jahr 2012 nutzten nur sechs Mitgliedstaaten ein Quoten- und drei Mitgliedstaaten ein Ausschreibungssystem. Aufgrund der Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen von 2014 sind alle EU-Staaten grundsätzlich gezwungen, ihre Finanzierungsinstrumente spätestens bei der nächsten größeren Novelle des entsprechenden Gesetzes auf Ausschreibungssysteme umzustellen.

5.3 ÄNDERUNGSBEDARF BEIM ENTWURF DER EERL

Der Kommissionsentwurf der neuen EERL will dies festschreiben und darüber hinaus einen Zwang zu technologieneutralen und grenzüberschreitenden Ausschreibungen einführen. Diese grundsätzlichen Änderungen schaden der Stabilität und Verlässlichkeit der europäischen Politik für erneuerbare Energien. Sie gefährden die Fortsetzung der Erfolgsgeschichte der erneuerbaren Energien in der EU, die Erreichung der Klimaziele, neue Arbeitsplätze, Innovationen und die weitere Verbesserung der Energieversorgungssicherheit. Die Argumente, mit denen diese grundsätzlichen Änderungen begründet werden, sind allerdings wenig belastbar:

- Angesichts der immer spürbarer werdenden Klimakrise und dem anspruchsvollen Klimaabkommen von Paris, einem in großen Teilen veralteten Kraftwerkspark und deutlich gesunkenen Kosten ist eine Begrenzung zumindest der heute bereits günstigen Ökostromtechnologien nicht zu begründen.
- So liegen die Stromgestehungskosten der meisten Ökostromtechnologien nicht mehr höher als die neuer konventioneller Kraftwerke. Oft sind sie günstiger.
- Auch teilweise bestehende Netzengpässe sind kein hinreichender Grund für eine Ausbaubegrenzung für Ökostromanlagen. Stattdessen sollte ihr Strom in neue Anwendungen fließen, wie z. B. den Wärme-, Kälte- oder Verkehrsbereich, die Stromspeicherung sowie die Herstellung von Wasserstoff oder synthetischem Methan. Eine Forcierung dieser Sektorkopplung dürfte volkswirtschaftlich effizienter sein als die Begrenzung des Ökostromaustaus bei Netzengpässen. Darüber hinaus erhöht der Ausbau von Ökostromanlagen den politischen Druck zur schnellen Optimierung und zum schnellen Ausbau des Netzes.
- Die mit neuen konventionellen Kraftwerken vergleichbaren Stromgestehungskosten von Windenergie an Land und Photovoltaik, teilweise auch von Offshore-Windenergie, führen dazu, dass das Kostenargument nicht mehr gegen Instrumente der Preissteuerung spricht. Die Herausforderungen der Klimakrise können dagegen als Argument gelten, Instrumente zu wählen, bei denen ein schnellerer als von der Politik definierter Ausbau möglich ist. Darunter fallen nur Instrumente der Preissteuerung.
- Insbesondere die bislang in der EU und global am häufigsten verwendeten Instrumente der Preissteuerung sind verantwortlich für die Entstehung eines globalen Marktes im Bereich der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien.

Dieser hat zu massiven Kostensenkungen und Qualitätsverbesserungen geführt. Die klaren politischen Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien sollen ferner auch dann erreicht werden, wenn diese im Wettbewerb mit konventionellen Energien unterliegen würden. Damit ist der Wettbewerb zwischen Ökostromanlagen und konventionellen Kraftwerken auf absehbare Zeit verzichtbar. Das gilt auch, wenn die Ökostromtechnologien inzwischen „aus den Kinderschuhen erwachsen sind“ und einen steigenden Anteil der Stromproduktion übernommen haben.

- Mit dem Trend zu Prämiensystemen, bei denen die Anlagenbetreiber ihren Strom am Strommarkt verkaufen müssen, wurde in vielen EU-Staaten ein wesentlicher Schritt zur umfassenden Marktintegration des Ökostroms gegangen. Alle weiteren Maßnahmen zur stärkeren Marktintegration sollten sorgfältig daraufhin geprüft werden, ob sie tatsächlich zu einer besseren Erfüllung der energiewirtschaftlichen Zieltrias beitragen können.
- Obwohl Strom aus Wind- oder Photovoltaikanlagen bereits heute in vielen Fällen günstiger ist als Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken, werden die bestehenden Strommärkte absehbar nicht in der Lage sein, diese zu refinanzieren. Es liegen ferner keine politisch realistischen Konzepte für einen gemeinsamen Strommarkt fluktuierender erneuerbarer Energien und Flexibilitätsoptionen vor. Daher sollte davon abgesehen werden, die Anforderungen an die Finanzierung von Ökostromanlagen daran zu orientieren, dass sie später in einen solchen derzeit noch völlig unbekanntem einheitlichen Markt vollständig integriert werden.
- Weder die internationale Erfahrung noch theoretische Überlegungen führen zu der Erkenntnis, dass Instrumente der Mengensteuerung – wie Ausschreibungs- oder Quotensysteme – per se effektiver oder effizienter wären als Festpreis- und Prämien-Einspeisesysteme.
- In einem zukünftigen System mit hohen Ökostromanteilen ist es nicht realistisch, dass die Stromproduktion überwiegend von den günstigsten Technologien übernommen wird. Denn dies wäre systemtechnisch ineffizient. Ferner würden deren Potenziale nicht ausreichen. Daher ist es absehbar, dass in den meisten Mitgliedstaaten verschiedene Ökostromtechnologien zu unterschiedlichen Kosten zum Einsatz kommen müssen. Eine technologieneutrale Finanzierung würde unter diesen Bedingungen zu großen Mitnahmeeffekten und höheren Preisen für Verbraucher_innen führen. Daher erscheint ein Zwang zu technologieneutralen Finanzierungsinstrumenten nicht zielführend.
- Aus ähnlichen Gründen ist auch der Zwang zu grenzüberschreitenden Instrumenten nicht zielführend. Denn es erscheint unrealistisch, dass ein Großteil der europäischen Stromversorgung an den wenigen sehr guten Standorten stattfindet und dann in der Union verteilt wird.

Eine Abkehr von Instrumenten der Preissteuerung bei der Finanzierung von Ökostromanlagen wird häufig mit der unterstellten Notwendigkeit einer stärkeren Marktorientierung begründet. Diese müsse stattfinden, da die Ökostromtechnologien inzwischen technisch weit entwickelt sind und einen bedeutenden Anteil zur Stromversorgung beitragen. Gemessen an den Zielen der energiewirtschaftlichen Zieltrias ist aber nicht jede weitere Marktorientierung tatsächlich vorteilhaft. Markt und Wettbewerb

sollten die Mittel sein, eine kostengünstige, umwelt- und klimaverträgliche sowie sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Nicht jede Maßnahme zur weiteren Marktintegration bewirkt dabei per se gesamtgesellschaftliche Vorteile. Besteht die Gefahr, dass sie das Gegenteil tut, sollte sehr gut abgewogen werden, ob sie tatsächlich durchzuführen ist. Die Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias sollten weder einer Marktorientierung noch der Idee des europäischen Binnenmarktes untergeordnet sein – sondern umgekehrt.

Zwar sehen die geltenden UEBL Ausnahmen vom Ausschreibungssystem vor. Allerdings sollen diese mit dem Entwurf der EERL weiter eingeschränkt werden. Ferner begäben sich die nationalen Regierungen beim Versuch, diese verstärkt auszunutzen, in komplizierte und langwierige Verhandlungen mit der GD Wettbewerb. Dies würde der Investitionssicherheit massiv schaden. Daher sollte die EERL so formuliert werden, dass die Mitgliedstaaten eine größtmögliche Freiheit bei der Wahl des Instrumentes zur Finanzierung des Ökostromausbaus haben und ihnen möglichst wenige Hürden in den Weg gelegt werden.

5.4 EMPFEHLUNGEN AN DIE BUNDESREGIERUNG

Die Bundesregierung sollte sich daher im Europäischen Rat und gegenüber der Kommission für Folgendes einsetzen:

- Wie nach den EERL 2001 und 2009 sollte jeder EU-Staat weiterhin die freie Wahl haben, das entsprechend den nationalen Gegebenheiten optimale Finanzierungsinstrument für Ökostromanlagen zu wählen. Da diese freie Wahl die Möglichkeiten eines zügigen Ausbaus in der ganzen EU verbessert, ist sie auch dann ein Vorteil für Deutschland, wenn die Bundesregierung im eigenen Land das gerade eingeführte Ausschreibungssystem beibehalten möchte. Sollte sich ferner in einigen Jahren herausstellen, dass Deutschland für einzelne Technologien die mit der Umstellung verbundenen Ziele nicht erreichen kann, würde diese uneingeschränkte Wahlmöglichkeit eine Abkehr vom Ausschreibungssystem für eben diese Technologien ermöglichen. Der aktuelle Entwurf der Kommission für eine neue EERL blockiert diesen Handlungsspielraum.
- Ebenfalls sollte den Mitgliedstaaten die Freiheit gegeben werden, wie bisher eine technologiespezifische Finanzierung von Ökostromtechnologien vorzunehmen.
- Der Zwang zu einer grenzüberschreitenden Finanzierung sollte in eine Verbesserung der freiwilligen Möglichkeiten umgewandelt werden.
- Um belastbare und zwischen den EU-Staaten vergleichbare Informationen über die durch den aktuellen Ausbau der Ökostromanlagen entstandenen Kosten für die Verbraucher_innen zu erhalten, sollte die Kommission sachgemäße Kostenindikatoren entwickeln. Diese sollten in der Lage sein, in der Debatte die dafür ungeeigneten Ökostromumlagen in den Mitgliedstaaten zu ersetzen.
- Angesichts dessen, dass zumindest für kleine Ökostromanlagen auch weiterhin Instrumente der Preissteuerung möglich sein dürften, sollte die Kommission die EU-Staaten darin unterstützen, die Ermittlung der Stromgestehungskosten zur

Festlegung von Vergütungen belastbar zu ermitteln. Dies kann durch technische Unterstützung der sowie Anforderungen an die Mitgliedstaaten für die Bestimmung von Vergütungen umgesetzt werden.

Um diese Punkte wirksam auf der europäischen Ebene einzubringen, sollte die Bundesregierung Koalitionen mit anderen Mitgliedstaaten eingehen und auf hoher politischer Ebene Strategien vereinbaren. Dieses Vorgehen war auch in der Vergangenheit sehr erfolgreich.

Darüber hinaus sollte die Bundesregierung eine politische Debatte anstoßen, in der die konkrete Rolle des Marktes und des Binnenmarktes beim mittel- bis langfristigen Umbau der EU-Energieversorgung ergebnisoffen diskutiert werden kann. Die Debatten um das Clean-Energy-Paket könnten eine günstige Gelegenheit dafür bieten. Dabei sollte angesprochen werden, an welchen Stellen des Energieversorgungssystems eine weitere Marktorientierung und die weitere Vertiefung des Binnenmarktes zur Erreichung der Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias beitragen können. Dies sollte insbesondere vor dem Hintergrund der großen Herausforderungen stattfinden, die durch die Klimakrise und die anspruchsvollen Ziele des Pariser Klimaabkommens bestehen.

Abbildungsverzeichnis

- 7 Abbildung 1a
Instrumente der Preissteuerung
- 7 Abbildung 1b
Instrumente der Mengensteuerung
- 8 Abbildung 2
Nutzung der wichtigsten Instrumente zur Finanzierung von Ökostromanlagen in der Europäischen Union
- 10 Abbildung 3
Entwicklung des Strompreises für private Haushalte in ausgewählten Mitgliedstaaten der Europäischen Union
- 11 Abbildung 4a
Endpreise für Strom für private Haushalte in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union
- 11 Abbildung 4b
Endpreise für Strom für die Industrie in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union
- 11 Abbildung 5
Änderungen des Endkunden- und Großhandelspreises von Strom in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union zwischen 2004 und 2011
- 12 Abbildung 6
Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für einen Haushalt in Deutschland (Jahresverbrauch 3.500 kWh) von 1995 bis 2017 im Vergleich zur allgemeinen Inflation
- 14 Abbildung 7
Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zur Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung von EEG-Anlagen eines Jahrgangs
- 15 Abbildung 8
Durchschnittlicher ungeplanter Stromausfall in Minuten/Jahr in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten, der Schweiz und den USA
- 17 Abbildung 9
Einsparungen von THG-Emissionen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Europäischen Union seit 2005
- 17 Abbildung 10
Effekt des Ausbaus der erneuerbaren Energien von 2005 bis 2014 auf den Verbrauch fossiler Energien in der Europäischen Union
- 19 Abbildung 11
Zeitplan für die Dossiers der EU-Kommission zur Umsetzung der Energieunion aus dem Jahr 2016
- 21 Abbildung 12
EEG-Vergütungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vor und nach Umstellung auf ein Ausschreibungssystem
- 22 Abbildung 13
Entwicklung der EEG-Vergütungen für Windenergie an Land seit 2009
- 33 Abbildung 14
Mitnahmeeffekte bei technologieneutralen Finanzierungssystemen

Tabellenverzeichnis

- 8 Tabelle 1
Nutzung von Finanzierungssystemen für Windenergie und Solarstrom in den EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2012

Abkürzungsverzeichnis

CCTS	Carbon Capture, Transport and Sequestration (Abscheidung, Transport und Deponierung von CO ₂)
DG	Directorate-General (Generaldirektion)
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environmental Agency (Europäische Umweltagentur)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EERL	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
EP	Europäisches Parlament
ER	Europäischer Rat
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
g/kWh	Gramm pro Kilowattstunde
GD	Generaldirektion
GW	Gigawatt
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IFIC	International Feed-In Cooperation (Internationale Feed-In-Kooperation)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt pro Stunde
Mtoe	Million tonne of oil equivalent (Millionen Tonnen Öläquivalent)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt pro Stunde
NGO	Nichtregierungsorganisation
THG	Treibhausgas
UEBL	Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

Literaturverzeichnis

- 50Herz Transmission, Amprion, Tennet, TransnetBW 2016: Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV, https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf (25.10.2016).
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) 2016: A 100% Renewable Electricity Mix? Analysis and Optimisation: Exploring the Boundaries of Renewable Power Generation in France by 2050, <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/renewable-electricity-mix-final-report-ademe-201601.pdf> (12.9.2016).
- Agora Energiewende 2015a: Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030: Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Sonnenfinsternis_2015/Agora_Sonnenfinsternis_web_16032015.pdf (6.12.2015).
- Agora Energiewende 2015b: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?: Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf (5.12.2015).
- Agora Energiewende 2016: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, Berlin, www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf (8.1.2016).
- Annan, Kofi 2014: Unser aller Versagen, in: Süddeutsche Zeitung, 24.1.2014, <http://www.sueddeutsche.de/wissen/klimawandel-unser-aller-versagen-1.1870435> (12.2.2015).
- Bauchmüller, Michael 2016: Eine Katastrophe von einem Sommer: Die Überschwemmungen in Süddeutschland waren nur Vorboten künftiger Unwetter, warnt der Wetterdienst, in: Süddeutsche Zeitung, 13.9.2016, S. 7.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) 2004: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, BGBl. I 2004 (40), S. 1.918–1.930, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl104s1918.pdf%27%5D__1500796263312 (2.6.2017).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) 2014: Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BGBl. I 2014 (33), S. 1.066–1.132, [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=/*\[attr_id=%27bgbl114s1066.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27%5D__1497513339751](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=/*[attr_id=%27bgbl114s1066.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27%5D__1497513339751) (2.6.2017).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) 2016: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BGBl. I 2016 (49), S. 2.258–2.357, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D__1497513656406 (2.6.2017).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) 2007: Renewable Energy Sources Act (EEG): Progress Report 2007, Berlin, http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/content/documents/germany_documents_index_alt.php (8.7.2016).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) 2011: Erneuerbare Energien: Innovationen für eine Nachhaltige Zukunft, Berlin, http://www.ifeu.de/energie/pdf/ee_innovationen_energiezukunft_2012.pdf (6.2.2015).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014a: Eckpunkte für die Reform des EEG, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (28.1.2014).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014b: Ein Strommarkt für die Energiewende: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (23.1.2015).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015a: Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (20.4.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015b: EEG Novelle 2016, Berlin, <http://m.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-eeg-novelle-2016,property=pdf,bereich=bmwimobile2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (4.12.2015).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015c: Ein Strommarkt für die Energiewende: Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (8.12.2015).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016a: Bundesregierung legt Rechtsmittel gegen Urteil des Gerichts der Europäischen Union in Sachen EEG 2012/Staatliche Beihilfen ein, Berlin, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/2016/20160721-bundesregierung-legt-rechtsmittel-gegen-urteil-des-gerichts-der-europaeischen-union-in-sachen-eeg-ein.html> (17.11.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016b: Energiedaten: Gesamtausgabe, Berlin, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html> (25.8.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016c: EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe, Berlin, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-umlage-2017-fakten-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (20.10.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016d: Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2015, Berlin, https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewj1t7LDrL_UAhVGilAKHUyqDQkQFgg_MAM&url=https%3A%2F%2Fwww.connaissancedesenergies.org%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fpdf-actualites%2Ferneuerbare-energien-in-zahlen-2015.pdf&usq=AFQjCNH0oaDjfcX27XGStuJnxkfcG4YbMQ (20.4.2016).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016e: Strommarkt 2.0: Ein Strommarkt für die Energiewende, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html> (10.4.2017).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017a: Was ist eigentlich ein „atmender Deckel“?, in: Energiewende direkt (3), Berlin, <http://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/03/Meldung/direkt-erklart.html> (7.4.2017).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017b: Staatssekretär Baake: Bürgerenergie großer Gewinner der ersten Ausschreibungsrunde Wind an Land, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170519-baake-buergerenergie-grosser-gewinner-der-ersten-ausschreibungsrunde-wind-an-land.html> (2.6.2017).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) 2006: Energieversorgung für Deutschland: Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin, http://www.junge-union.de/media/attachments/351507_Energieversorgung_f_r_Deutschland_-_Statusbericht_f_r_den_Energiegipfel_03042006_1_.pdf (17.9.2014).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016a: 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (25.8.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016b: Ausschreibungen PV-Freiflächenanlagen: Beendete Ausschreibungen, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Beendete_Ausschreibungen_node.html (27.10.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016c: Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html#doc507892bodyText4 (18.4.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016d: Qualität der Stromversorgung 2015 auf konstant hohem Niveau, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161020_SAIID.html (21.10.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017a: Bestimmung der anzulegenden Werte für Windenergie an Land für das Quartal Januar bis März 2017 (Festlegung durch EEG 2017), Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/VOeFF_Anlagenregister/EE_Foerderung_Wind_05_2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 (7.4.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017b: Ergebnisse der EEG-Ausschreibung für Solaranlagen vom 1. Februar 2017: Stand: 10.2.2017, Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEG_Ausschreibungen_2017/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_01_02_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (6.4.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017c: Gebotstermin 1. Mai 2017: Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge, Bundesnetzagentur (BNetzA), Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Gebotstermin_01_05_2017/Gebotstermin_01_05_17_node.html#doc717396bodyText1 (2.6.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017d: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherungsmaßnahmen: Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (2.6.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017e: Ergebnisse der 1. Ausschreibung vom 01.04.2017 für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-001/Ergebnisse_erste_Ausschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (14.7.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) 2014: Monitoringbericht 2014, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (3.2.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) 2015: Monitoringbericht 2015, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (3.2.2015).

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) 2016: Monitoringbericht 2016, Bonn, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenautauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf;jsessionid=987583DDC5E680279CDDABAB7671F20?__blob=publicationFile&v=2 (20.3.2017).

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2013: Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/\\$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschlag%20FCr%20eine%20grundlegende%20Reform%20des%20EEG_final_180913.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschlag%20FCr%20eine%20grundlegende%20Reform%20des%20EEG_final_180913.pdf) (7.12.2014).
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2016: Strompreisanalyse Januar 2016, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/\\$file/160122%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/$file/160122%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) (8.2.2016).
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2017: BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BDCFF33EA21E8D9BC12580C8004CC2B8/\\$file/170213_AUSZUG_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BDCFF33EA21E8D9BC12580C8004CC2B8/$file/170213_AUSZUG_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf) (22.2.2017).
- Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) 2012: BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013: Bestandteile, Entwicklung und Höhe, http://www.wasserkraftverband.de/media/materialien/BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2013.pdf (13.12.2015).
- Bundesverband WindEnergie (BWE) 2015: A bis Z: Fakten zur Windenergie, Berlin, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/z-fakten-zur-windenergie/bwe_abisz_3-2015_72dpi_final.pdf (5.12.2015).
- Bundesverband WindEnergie (BWE) 2016: Netzausbau in Schleswig-Holstein hat begonnen, <https://www.wind-energie.de/presse/meldungen/2015/netzausbau-schleswig-holstein-hat-begonnen> (12.1.2016).
- Butler, Lucy; Neuhoff, Karsten 2005: Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development, http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/Miguel/Butler_Neuhoff_Wind_Industry_Support_Mechanisms_2005.pdf (12.12.2015).
- CDU/CSU/SPD 2013: Deutschlands Zukunft gestalten: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=664DD83807D54DFD24E121E58553D996.s2t2?__blob=publicationFile&v=2 (17.9.2014).
- CE Delft et al. 2015: Mid-term Evaluation of the Renewable Energy Directive: A Study in the Context of the REFIT Programme, Delft, http://www.cedelft.eu/publicatie/mid-term_evaluation_of_the_renewable_energy_directive/1630 (11.11.2016).
- Consentec; IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland: Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033, Agora Energiewende (Hrsg.), https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf (11.3.2016).
- Destatis 2016: Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsrate): Deutschland, Jahre, Wiesbaden, https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=0E93C9F5D3A45CF837FDB8331190BA1A.tomcat_GO_2_1?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1449151740457&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=61111-0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf (25.10.2016).
- Deutsche WindGuard 2015: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2015, Varel, http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/f10dbf17d45804b0f-658f1a575a4f9cb8e9bcc5c/Zusatzauswertung-Status-Windenergieausbau-an-Land-Jahr-2015-20160407.pdf (18.5.2016).
- Deutsche WindGuard 2017: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-windenergieausbau-land-2016.pdf> (21.4.2017).
- Deutsche WindGuard; BioConsult 2011: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Varel, http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/151a451fe2a4915d3d0baeebf146eec5b1a8dc2/eeg-eb-2011-windenergie-online.pdf (3.5.2016).
- Deutscher Bundestag 2015: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf (7.12.2015).
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS); BSW-Solar 2015: Kostenentwicklung der Photovoltaik, http://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/4394.AEE_Kostenentwicklung_Photovoltaike_1988-2013_nov13_72dpi.jpg (5.12.2015).
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) 2015: Reformen bei EEG und Emissionshandel, DIW Wochenbericht 21 (2015), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.505176.de/15-21.pdf (12.12.2015).
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); IWES; IFNE 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010, http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf (21.7.2014).
- Diekmann, Jochen; Kemfert, Claudia 2005: Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar, in: Wochenbericht des DIW Berlin (29), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.43392.de/05-29-1.pdf (15.11.2016).
- Directorate-General (DG) Competition 2016: Note for the Attention of Mr D Ristori, Director General, DG ENER., Brüssel, 16.11.2016., Schreiben an DG ENER.
- DIW 2012: Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden, Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.409389.de/12-41.pdf (08.02.2016).
- DONG Energy 2017: DONG Energy Awarded Three German Offshore Wind Projects, Company Announcement No. 16, http://www.dongenergy.de/de/Pressekontakt/konzernmitteilungen_details?omxid=1557851 (2.6.2017).
- e21 2015: e21.Newsletter vom 25.11.2015, <http://www.e21.info/newsletter/index.php> (5.12.2015).
- eclareon 2012: Compare Support Schemes, <http://www.res-legal.eu/compare-support-schemes/> (17.11.2016).
- Ecofys 2014: Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage: Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG-Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf (8.4.2015).
- Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) 2005: Review of International Experience With Renewable Energy Obligation Support Mechanisms, <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/c05025.pdf> (15.11.2016).
- Enertrag 2017: Ausschreibungen: Voller Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften in Zusammenarbeit mit Enertrag, Dauerthal, https://www.enertrag.com/index.php?id=594_presse-meldung-details&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=195&cHash=3cfb9d6e38ec37958bcd2dea8388590 (2.6.2017).
- EEG; IT Power; KEMA; RISØ; CSIC; FhG-ISI; WIENSTROM; EGL; EREC 2004: Green-X: Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market, http://www.academia.edu/15449920/Green-X._Deriving_optimal_promotion_strategies_for_increasing_the_share_of_RES-E_in_a_dynamic_European_electricity_market._Final_report_of_the_project_Green-X-a_research_project_within_the_fifth_framework_programme_of_the_European_Commission_supportedby_DG_Research (4.5.2016).
- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2014: Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien: Der Kostenberg ist überwunden, Kiel, www.enkliip.de/projekte_25_272685380.pdf (22.10.2014).

- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2015a: Auf dem Weg zum 40%-Klimaziel: Mehr Wind an Land und Photovoltaik: Warum die Deckelung keine Kosten spart, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_29_154031417.pdf (19.5.2015).
- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2015b: Ausschreibungen für Erneuerbare Energien: Überwindbare Hemmnisse für Bürgerenergie?, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_33_2476891162.pdf (9.9.2015).
- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2015c: Ein EEG für eine effiziente Energiewende: Kritische Betrachtung von fixen und Kapazitätsprämien für Erneuerbare Energien, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_32_2975974973.pdf (13.10.2015).
- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2016a: Die Energiewende und Kosten: Kritischer Überblick und Handlungsoptionen, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_58_2225932476.pdf (20.4.2017).
- Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2016b: Das Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016: Der richtige Weg zu mehr Kosteneffizienz und Umweltschutz?, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_45_2515013633.pdf (11.5.2016).
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); GWS; Prognos 2014: Entwicklung der Energiemärkte: Energiereferenzprognose: Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (5.10.2016).
- Energy Brainpool 2016: Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung Erneuerbarer Energien, Berlin, https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/kurzanalyse_grosskraftwerke.pdf. (20.4.2017)
- Europäische Kommission (KOM) 2008: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, <http://energy.iep-berlin.de/pdf/4/18.pdf> (17.11.2016).
- Europäische Kommission (KOM) 2009: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, in: Amtsblatt der Europäischen Union L211/55, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF> (16.11.2016).
- Europäische Kommission (KOM) 2014: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, in: Amtsblatt der Europäischen Union C200, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN> (18.9.2015).
- Europäische Kommission (KOM) 2015: Paket zur Energieunion: Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, Brüssel, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0002.01/DOC_1&format=PDF (18.7.2016).
- Europäische Union (EU) 2012: Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Konsolidierte Fassung), in: Amtsblatt der Europäischen Union C326, S.49, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=EN> (14.11.2016).
- Europäischer Gerichtshof 2001: Urteil des Gerichtshofes, 13. März 2001, in der Rechtssache C-379/98, <http://curia.europa.eu/juris/showPdf.jsf?jsessionid=9ea7d2dc30d5b514915081944021ab1ba1845889b31a.e34KaxiLc3qMb40Rch0SaxyKb350?text=&docid=45891&pageIndex=0&doclang=DE&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=123392> (17.11.2016).
- Europäisches Parlament (EP); Europäischer Rat (ER) 1997: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft L27/20, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092> (15.3.2017).
- Europäisches Parlament (EP); Europäischer Rat (ER) 2003: Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20140430&from=EN> (12.12.2015).
- Europäisches Parlament (EP); Europäischer Rat (ER) 2009: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, https://beck-online.beck.de/Dokument/Gesamtversion?vpath=bibdata%2Fges%2FEWG_RL_2009_72%2Fcont%2FEWG_RL_2009_72.A2.htm&isAktuellGueltigeGesamtversion=True#lawanchor_ewg_rl_2009_72.a2 (15.3.2017).
- Europäischer Rat 2014: Tagung des Europäischen Rates (23./24. Oktober 2014). Schlussfolgerungen zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, Vermerk (SN 79/14), http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/de/ec/145377.pdf (7.4.2017).
- European Commission (COM) 2008: The Support of Electricity from Renewable Energy Sources, Commission Staff Working Document, COM(2008) 19 final, SEC(2008) 57, Brüssel, http://iet.jrc.ec.europa.eu/renea/sites/renea/files/files/documents/sec_2008_57_support_res_electricity.pdf (9.9.2015).
- European Commission (COM) 2012: Energy Roadmap 2050, Luxemburg, <https://www.energy.eu/publications/Energy-Roadmap-2050.pdf> (15.3.2017).
- European Commission (COM) 2013: European Commission Guidance for the Design of Renewables Support Schemes, Commission Staff Working Document, SWD(2013) 439 final, Brüssel, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf (10.11.2016).
- European Commission (COM) 2014a: Energy Prices and Costs in Europe, Brüssel, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140122_communication_energy_prices_1.pdf (23.3.2017).
- European Commission (COM) 2014b: Energy Economic Developments in Europe, Brüssel, http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf (18.11.2016).
- European Commission (COM) 2014c: A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN> (29.10.2016).
- European Commission (COM) 2014d: Progress Towards Completing the Internal Energy Market, Commission Staff Working Document, Brüssel, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_annex2.pdf (5.4.2017).
- European Commission (COM) 2015: Renewable Energy Progress Report, Brüssel, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:4f8722ce-1347-11e5-8817-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF (11.11.2016).
- European Commission (COM) 2016a: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy From Renewable Sources (recast), Brüssel, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf (23.2.2017).
- European Commission (COM) 2016b: Public Consultation on the Renewable Energy Directive for the Period After 2020: Analysis of Stakeholder Views, <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Summary%20RED%20II%20Consultation.pdf> (10.11.2016).
- European Commission (COM) 2016c: Renewable Energy: Moving Towards a Low Carbon Economy, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy> (5.12.2016).
- European Environmental Agency (EEA) 2016: Renewable Energy in Europe 2016: Recent Growth and Knock-on Effects, EEA Report (4), <http://www.eea.europa.eu/publications/renewable-energy-in-europe-2016> (17.11.2016).

- Eurostat 2016a: Energy Production and Imports, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Imports (18.11.2016).
- Eurostat 2016b: File:Electricity Statistics 2013–2015 (in GWh) update.png, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Electricity_Statistics_2013-2015_\(in_GWh\)_update.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Electricity_Statistics_2013-2015_(in_GWh)_update.png) (18.11.2016).
- EWI; Prognos 2007: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Basel/Köln, https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/071101_Prognos_EWI_Studie_Energieszenarien_2007.pdf (1.9.2017).
- Fell, Hans-Josef 2015: Schwarz-Gelb stellt Energiewende in Frage, in: NGO Online, 1.12.2011, <http://www.ngo-online.de/2011/12/1/energiewende-jetzt/> (11.12.2015).
- Fleishman, Hillard 2016: Energy Union: Coming Your Way this Year, <http://fleishmanhillard.eu/wp-content/uploads/sites/7/2016/02/Energy-timeline-Feb-2016.pdf> (23.7.2017).
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) 2014: Industriestrompreise in Deutschland und den USA: Überblick über Preisniveau, Preiszusammensetzung und Erhebungsmethodik, Berlin, http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/2014-FOES_Industriestrompreise_Deutschland_und_USA.pdf (19.7.2016).
- FÖS 2015: Was Strom wirklich kostet: Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf> (2.2.2015).
- Fouquet, Dörte; Nysten, Jana 2015: Retroactive and Retrospective Changes and Moratoria to RES Support, <http://www.keepontrack.eu/contents/publicationsbiannualnationalpolicyupdatesversions/policy-briefing6-retroactive-and-retrospective-changes-and-moratoria-to-res-support.pdf> (15.3.2017).
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) et al. 2016: The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies, <http://www.ecofys.com/files/files/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf> (16.2.2016).
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Energy Economics Group 2010: Evaluation of Different Feed-In-Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-In Cooperation, www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/download-files/research/Best_practice_Paper_3rd_edition.pdf (5.12.2015).
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2015: Auswertung des Effekts der Sonnenfinsternis vom 20.3.2015 auf das deutsche Energieversorgungssystem, Kassel, http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Presseinformationen/2015/Auswertung%20des%20Effekts%20der%20Sonnenfinsternis_v6_ys_rf_ys_rf_dj_uk_dj_ys.pdf (6.12.2015).
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM); Becker, Büttner, Held (BBH) 2014: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (12.12.2015).
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Energy Brainpool 2015: Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte, Bochum, http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf (10.2.2016).
- Frontier Economics; BET 2016: Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage: Bericht für das BMWi, http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-dynamisierung-strompreiskomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (26.3.2017).
- Futterlieb, Matthias; Mohns, Till 2009: Erneuerbare Energien-Politik in der EU: Der Politikprozess zur Richtlinie 2009/28/EG: Harmonisierung, Akteure, Einflussnahme, Berlin, http://userpage.fu-berlin.de/mtfutt/Futterlieb_Mohns_EE_Politik_EU_2009_28_EG.pdf (17.11.2016).
- Gabriel, Sigmar 2014: Vorbereitung des Pilotprojektes zur Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen, Berlin, 31.10.2014, Schreiben an Mitglieder des Deutschen Bundestages.
- Gabriel, Sigmar 2016: Schreiben BM Gabriel an EU KOM zum Energiepaket, Berlin, 24.10.2016.
- Gericht der Europäischen Union 2016: Urteil in der Rechtssache T-47/15, Luxemburg, <http://curia.europa.eu/jcms/upload/docs/application/pdf/2016-05/cp160049de.pdf> (12.5.2016).
- Germany; Poland; UK 2008a: Explanatory Note for Germany/Poland/UK Flexibility Proposal.
- Germany; Poland; UK 2008b: Joint Proposal by Germany, Poland and the United Kingdom on an Alternative Renewable Flexibility Mechanism.
- Grau, Thilo 2014a: Geplante Ausschreibungen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, DIW Roundup, Berlin, https://www.diw.de/de/diw_01.c.492036.de/presse/diw_roundup/geplante_ausschreibungen_fuer_die_foerderung_von_strom_aus_erneuerbaren_energien.html (13.12.2015).
- Grau, Thilo 2014b: Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation, DIW Discussion Paper, Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.437464.de/dp1363.pdf (28.10.2016).
- Hanke, Steven 2017: Erste Onshore-Auktion läuft, in: Energate Messenger+, 8.3.2017.
- Hirth, Lion; Schlandt, Jakob 2016: Übertragungsnetzbetreiber erwarten massiven Wertverlust für Solarstrom, <http://phasenpruefer.info/uebertragungsnetzbetreiber-erwarten-massiven-wertverlust-fuer-solarstrom/> (19.4.2016).
- Höfling, Holger 2013: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung: Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes, Stuttgart, https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Diskussionspapier_Investitionsanreize_2013.pdf (2.6.2017).
- Holm-Müller, Karin; Weber, Michael 2010: Plädoyer für eine instrumentelle Flankierung des Emissionshandels im Elektrizitätssektor, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/06_Hintergrundinformationen/2010_06_Emissionshandel_Strom.pdf?__blob=publicationFile (5.12.2015).
- Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) 2014: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Saarbrücken, http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf (3.11.2014).
- Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES); Bofinger, Peter; BET 2013: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Würzburg, Aachen, www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie__EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf (16.2.2016).
- International Energy Agency (IEA) 2016: Re-Powering Markets: Market Design and Regulation During the Transition to Low-Carbon Power Systems, Paris, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERING_MARKETS.pdf (21.4.2016).
- International Feed-In Cooperation (IFIC) 2016: International Feed-In Cooperation, http://feed-in-cooperation.org/wDefault_7/index.php (1.12.2016).
- International Renewable Energy Agency (IRENA) 2015: Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2015, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2015.pdf (18.11.2016).

- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) 2016: Dänen finden Lösung für Offshore Windenergie, <http://www.iwr.de/news.php?id=32579>, (4.12.2016).
- Küster, Robert; Zürn, Marcel; Ellersdorfer, Ingo 2015: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Modernisierungen im Kraftwerkspark der Länder der EU-25 unter einem Post-Kyoto Regime, Stuttgart, https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2006/files/kuester.pdf (29.11.2016).
- Kopp, Oliver et al. 2013: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim, www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf (26.3.2014).
- Lambertz, Johannes; Schiffer, Hans-Wilhelm; Serdariusic, Ivan; Voß, Hendrik 2012: Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen, in: *Energiewirtschaftliche Fragestellungen* 62 (7), S. 16–20, http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_07_lambertz.pdf (20.4.2017).
- Lauber, Volkmar; Toke, David 2005: Einspeisetarife sind billiger und effizienter als Quoten-/Zertifikatssysteme: Der Vergleich Deutschland-Großbritannien stellt frühere Erwartungen auf den Kopf, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* (2), S. 132–139.
- Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, Uwe 2014: Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Ausweitungen von regulatorischen Eingriffen, Lüneburg; Kiel, http://www.enklip.de/resources/Studie_Marktrealitaet+von+Burgerenergie_Leuphana_FINAL_23042014.pdf (10.6.2014).
- Lorenzoni, Arturo 2003: The Italian Green Certificates Market Between Uncertainty and Opportunities, in: *Energy Policy* 31 (1), S. 33–42.
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR) 2015: Erster Planfeststellungsbeschluss für Westküstenleitung erteilt: Energiewendeminister Habeck: „Mit dem Bau kommt die Energiewende deutlich voran.“, Kiel, http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/VPresse/PI/2015/0515/MELUR_150506_Planfeststellung_Abschnitt1.html (11.2.2016).
- Moreno, Blanca; Lopez, Ana 2011: The Impact of Renewable Energies and Electric Market Liberalization on Electrical Prices in the European Union: An Econometric Panel Data Model, <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=72C409E82A132EB00F9E4E8DD3BA9756?doi=10.1.1.687.3270&rep=rep1&type=pdf> (2.6.2017).
- Müller, Klaus; Bruhn, Claudia 2013: Energiearmut als Querschnitts-Herausforderung: Impulse für eine Politische Strategie, WISO direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/10191.pdf> (2.6.2017).
- Nestle, Uwe 2011: Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (3), http://www.enklip.de/veroeffentlichungen_12_3196018859.pdf (12.12.2015).
- Nestle, Uwe 2015: Es fehlt ein echter Kostenindikator, <http://www.klimaretter.info/standpunkte/19665-qwir-brauchen-einen-echten-kostenindikator> (30.9.2015).
- Öko-Institut 2014: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0: Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf (20.10.2014).
- Patlitzianas, Konstantinos; Kagiannas, Argyris; Askounis, Dimitris; Psarras, John 2004: The Policy Perspective for RES Development in the New Member States of the EU, in: *Renewable Energy* (30), S. 477–492, <https://www.deepdyve.com/lp/elsevier/the-policy-perspective-for-res-development-in-the-new-member-states-of-rwB55hvWx5> (16.2.2016).
- Piria, Raffaele; Lorenzoni, Arturo; Mitchell, Catherine; Timpe, Christof; Klessmann, Corinna; Resch, Gustav; Groscurth, Helmuth; Neuhoﬀ, Karsten; Ragwitz, Mario; del Río Gonzalez, Pablo; Cowart, Richard; Leprich, Uwe 2013: Ensuring Renewable Electricity Investments: 14 Policy Principles for a Post-2020 Perspective, <http://remunerating-res.eu/wp-content/uploads/2013/04/14principlespost2020.pdf> (19.4.2016).
- Reitz, Felix; Gerbaulet, Clemens; Kemfert, Claudia; Lorenz, Casimir; Oei, Pao-Yu; Hirschhausen, Christian von 2014: Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland, DIW Politikberatung kompakt (90), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489788.de/diwkompakt_2014-090.pdf (13.12.2015).
- REN21 2016: Renewables 2016: Global Status Report, Paris, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report1.pdf (21.7.2016).
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2011: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile (15.7.2014).
- Schmagold, Philipp 2016: EEG 2017. Ausschreibung Wind an Land. Vor- und Nachteile von strategischen Geboten durch Bürgerenergiegesellschaften. In: *erneuerbare energien*, <https://www.erneuerbareenergien.de/vor-und-nachteile-von-strategischen-geboten-durch-buergerenergiegesellschaften/150/434/97630/> (16.08.2017).
- Statista 2017: Inflationsrate in Deutschland von Januar 2016 bis Januar 2017 (gegenüber Vorjahresmonat), <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1045/umfrage/inflationsrate-in-deutschland-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahresmonat/> (22.2.2017).
- Strünck, Christoph 2017: Energiearmut bekämpfen - Instrumente, Maßnahmen und Erfolge in Europa, Gute Gesellschaft – Soziale Demokratie #2017plus, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/13273-20170403.pdf> (2.6.2017).
- Umweltbundesamt (UBA) 2015: Strommarktdesign der Zukunft, Dessau-Roßlau, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf (7.4.2017).
- United Nations 2015: Adoption of the Paris Agreement: Proposal by the President, Paris, <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf> (14.12.2015).
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) 2016: Paris Agreement: Status of Ratification, http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php (04.12.2016).
- Unteutsch, Michaela; Lindenberger, Dietmar 2014: Europäische Kooperation bei der Förderung erneuerbarer Energien: Wie geht es nach 2020 weiter?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (5), S. 12–14, https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewjS5pqJqr3UAhXHzRQKHeZLAnUQFgggtMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.et-energie-online.de%2FPortals%2F0%2FPDF%2Fzukunftsfragen_2014_05_unteutsch.pdf&usq=AFQjCNFSYwZe7bA-bkxz1ezNmGyKt5CobA (14.11.2016).
- Verband der Chemischen Industrie (VCI) 2016: Der Ausbau der Erneuerbaren braucht eine neue Finanzierungsgrundlage, in: *chemie report* 4.2016, S. 6 f., <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemie-report-einzelartikel/cr-heft-04-2016-seite-6f.pdf> (4.5.2016).
- Vestager, Margrethe 2015: Grünstromprivileg und Ausschreibungen, Brüssel, 12.2.2015, Schreiben an MdB Josef Göppel.
- Wuppertal Institut 2010: RECCS: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS): Update und Erweiterung der RECCS-Studie, Wuppertal, https://epub.wupperinst.org/files/3658/3658_RECCSplus_de.pdf (11.7.2014).
- Zachmann, Georg 2017: Die Europäische Energieunion: Schlagwort oder wichtiger Integrationsschritt?, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/11468.pdf> (21.11.2016).
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) 2016: Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg, Stuttgart, https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2016.pdf (11.4.2017).

Impressum:

© 2017

Friedrich-Ebert-Stiftung

Herausgeberin: Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Godesberger Allee 149/D-53175 Bonn
Fax 0228 883 9202, 030 26935 9229, www.fes.de/wiso
Bestellungen/Kontakt: wiso-news@fes.de

Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Ansichten sind nicht notwendigerweise die der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES). Eine gewerbliche Nutzung der von der FES herausgegebenen Medien ist ohne schriftliche Zustimmung durch die FES nicht gestattet.

ISBN: 978-3-95861-935-1

Titelmotiv: © Fotolia, Otmar Smit
Gestaltungskonzept: www.stetzer.net
Satz: Andrea Schmidt, www.typografie-im-kontext.de
Lektorat: Sönke Hallmann
Druck: www.bub-bonn.de

Wohlfahrts- und Verteilungswirkungen personalisierter
Preise und Produkte
WISO DISKURS – 06/2017

Kommunale Energieversorger: Gewinner oder Verlierer
der Energiewende?
WISO DISKURS – 04/2017

Energiearmut bekämpfen – Instrumente, Maßnahmen
und Erfolge in Europa
GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2017

Blockchain in der Energiewirtschaft: Schöne neue (digitale)
Energiewelt für Verbraucher_innen und Prosumer?
WISO DIREKT – 30/2016

Das EEG: Besser als sein Ruf
WISO DIREKT – 14/2016

Das EEG: Besser als sein Ruf
WISO DISKURS – 11/2016

Deutschland auf dem Weg in die Kreislaufwirtschaft?
WISO DISKURS – 06/2016

Neu und ambitioniert oder nur weiter wie gehabt?
Die Energieunion am Scheideweg
POLITIK FÜR EUROPA 2017PLUS – 2016

Die Europäische Energieunion: Schlagwort oder wichtiger
Integrationsschritt
GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2015

Sonne, Wasser, Wind: Die Entwicklung der Energiewende in Deutschland
GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE 2017PLUS – 2015

