

UFZ-Bericht 01/2016

Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien – eine institutionenökonomische Bewertung unter besonderer Berücksichtigung der Photovoltaik-Freiflächenausschreibungsverordnung

Franziska Bruttel, Alexandra Purkus, Erik Gawel

Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien –

**eine institutionenökonomische Bewertung
unter besonderer Berücksichtigung
der Photovoltaik-
Freiflächenausschreibungsverordnung**

Franziska Bruttel, Alexandra Purkus, Erik Gawel

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ,
Department Ökonomie

Kontakt: alexandra.purkus@ufz.de

Leipzig, 2016

Zusammenfassung

Um die Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG angesichts der zwischenzeitlich erreichten Anteile am Bruttostromverbrauch verstärkt marktorientiert auszugestalten und zugleich den Anforderungen der „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ der EU-Kommission zu genügen, sieht § 55 EEG 2014 Ausschreibungen als neues Instrument zunächst für PV-Freiflächenanlagen vor. Auf der Grundlage der Verordnungsermächtigung aus § 88 EEG regelt seit Februar 2015 die Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) im Rahmen einer Pilotphase die Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Dieses Modell soll ab 2017 auch für andere Erneuerbare-Energien-Technologien die bisherige administrierte Festlegung der Förderhöhe ersetzen (§ 2 Abs. 5 Satz 1 EEG). Hierzu hat Anfang 2016 das BMWi weiterentwickelte Eckpunkte für eine erneute EEG-Novelle 2016 („EEG 3.0“) vorgelegt.

Mit dem Wechsel zu Ausschreibungsverfahren ist die Erwartung verbunden, dass die Kosteneffizienz der Förderung erhöht und zugleich die Mengensteuerung verbessert werden kann. Zudem sollen Ausschreibungen die Marktintegration der erneuerbaren Energien verbessern und dabei ausreichende Investitionsanreize sicherstellen. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll freilich die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben (§ 2 Abs. 5 Satz 3 EEG). Die Leistungsfähigkeit des Instruments „Ausschreibung“ zur Erfüllung dieser Ziele hängt entscheidend von der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibungsverfahren ab.

Auf Basis der ökonomischen Auktionstheorie analysiert die vorliegende Studie die Auswirkungen verschiedener Designoptionen auf die genannten Ziele und diskutiert relevante Zielkonflikte. Zudem werden Ergebnisse der ersten drei Pilot-Ausschreibungsrunden auf der Grundlage der FFAV, die 2015 durchgeführt wurden, untersucht und zur Ableitung erster Implikationen für die bereits 2016 anstehende Ausrollung von Ausschreibungsverfahren auf weitere Technologien im Rahmen eines „EEG 3.0“ genutzt. Es zeigt sich, dass verbesserte Mengensteuerung und Senkung von Förderkosten im Vergleich zur administrierten Marktprämie keineswegs gesichert sind. Neben einer sorgfältigen Anpassung des Ausschreibungsdesigns an technologiespezifische Marktbedingungen erhöht dies die Bedeutung einer kontinuierlichen und ergebnisoffenen Evaluierung des neuen Instruments sowie einer „lernenden“ Fortentwicklung des EE-Förderregimes.

Inhalt

Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1. Einleitung	1
2. Hintergrund und Rahmenbedingungen	6
2.1 Herausforderungen der Energiewende in Deutschland	6
2.1.1 Umweltverträglichkeit der erneuerbaren Energien	6
2.1.2 Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung und die Kosten der Förderung von erneuerbaren Energien	7
2.1.3 Versorgungssicherheit und die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien	10
2.1.4 Versorgungssicherheit und Netzausbau	11
2.1.5 Akzeptanz in der Bevölkerung.....	12
2.2 Relevanter Rechtsrahmen	14
2.2.1 Vorgaben auf EU-Ebene	14
2.2.1.1 EU-Primärrecht	13
2.2.1.2 Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020.....	14
2.2.2 Strategien, Gesetze und Verordnungen auf Bundesebene	17
2.2.2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz	17
2.2.2.2 Freiflächenausschreibungsverordnung.....	18
2.3 Wahl von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien	21
2.3.1 Notwendigkeit von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien	21
2.3.2 Entscheidung für das Förderinstrument „Auktionen“	25
2.3.2.1 Mengen- und Preisinstrumente.....	25
2.3.2.2 Politische Entscheidung für Auktionen.....	28
3. Designoptionen für Auktionsverfahren.....	32
3.1 Designvarianten des Auktionsverfahrens	33
3.1.1 Offene und verdeckte Gebote	33
3.1.2 Gebotspreis- und Einheitspreisverfahren.....	34
3.1.3 Erstpreis- und Zweitpreisauktion.....	35

3.1.4 Statische und dynamische Verfahren.....	36
3.1.5 Eingut- und Mehrgüterauktionen.....	36
3.1.6 Höchstwert.....	37
3.1.7 Auktionshäufigkeit.....	38
3.1.8 Präqualifikationskriterien.....	38
3.1.9 Pönalen.....	39
3.2 Theoretische Auktionsmodelle.....	40
3.2.1 Englische Auktion.....	40
3.2.2 Descending-clock-Auktion.....	40
3.2.3 Verdeckte Höchstpreisauktion.....	41
3.2.4 Vickrey-Auktion.....	42
4. Anforderungen an das Förderinstrument „Auktionen“.....	43
4.1 Effektivitätskriterien.....	44
4.1.1 Überblick.....	45
4.1.2 Erreichen der Ausbauziele.....	44
4.1.2.1 Realisierungsrate.....	45
4.1.2.2 Vielzahl und Heterogenität der Akteure.....	45
4.2 Effizienzkriterien.....	47
4.2.1 Statische Effizienz.....	47
4.2.2 Dynamische Effizienz.....	48
4.2.3 Transaktionskosteneffizienz.....	49
4.2.3.1 Kosten für den Auktionsorganisator.....	49
4.2.3.2 Kosten für die Bieter.....	50
4.2.4 Adaptive Effizienz.....	51
4.2.4.1 Befähigung zur Anpassung an Veränderung.....	51
4.2.4.2 Vermeidung von Pfadabhängigkeit.....	52
4.3 Weitere Kriterien.....	55
4.3.1 Vereinbarkeit mit EU- und nationalem Recht.....	55
4.3.2 Politische Durchsetzbarkeit.....	56
4.3.3 Verteilungsgerechtigkeit.....	56

5. Instrumentenanalyse	58
5.1 Analyse ausgewählter Auktionsmodelle und Designvarianten	58
5.1.1 Erfüllung von Effektivitätskriterien	58
5.1.1.1 Realisierungsrate	58
5.1.1.2 Vielzahl und Heterogenität der Akteure	60
5.1.2 Erfüllung von Effizienzkriterien	61
5.1.2.1 Statische Effizienz	61
5.1.2.2 Dynamische Effizienz	62
5.1.2.3 Transaktionskosteneffizienz	63
5.1.2.4 Adaptive Effizienz	65
5.2. Analyse ausgewählter Trade-offs	66
5.2.1 Realisierungsrate vs. Vielzahl und Heterogenität der Akteure	66
5.2.2 Statische vs. dynamische Effizienz	67
5.2.3 Adaptive Effizienz vs. Erreichen der Ausbauziele	68
5.2.4 Statische Effizienz vs. Erreichen der Ausbauziele	69
5.2.5 Weitere Trade-offs	70
5.3. Zwischenfazit	71
6. Implikationen für die Weiterentwicklung des Auktionsdesigns in Deutschland	73
6.1 Besondere Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen	73
6.2 Ergebnisse der Ausschreibungsrunden im Jahr 2015	75
6.3 Bewertung	79
7. Ausblick	83
7.1 Eckpunkte für Ausschreibungen unter dem EEG 2016	83
7.2 Schlussfolgerungen für die Weiterentwicklung von Ausschreibungen	84
Literaturverzeichnis	88

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kombinationsmöglichkeiten für das Auktionsdesign	33
Tabelle 2: Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungsrunden für Photovoltaik- Freiflächenanlagen	78

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEAG	Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
FFAGebV	Verordnung über Gebühren und Auslagen der Bundesnetzagentur im Zusammenhang mit der Freiflächenausschreibungsverordnung
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
GG	Grundgesetz
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWKG	Kraftwärmekopplungsgesetz
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NFFO	Non-Fossil Fuel Obligation
PV	Photovoltaik
StromStG	Stromsteuergesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1. Einleitung

Mit der Energiewende zielt Deutschland auf einen weitreichenden Umbau seines Energiesystems ab. Statt auf fossile Energieträger zu setzen, wird eine nachhaltige, überwiegend auf erneuerbaren Energien (EE) basierende Energieversorgung angestrebt.¹ Innerhalb einer vergleichsweise kurzen Zeitspanne wurden bislang bereits beachtliche Fortschritte insbesondere im Stromsektor – als einem der drei Energieversorgungsbereiche Wärme, Transport und Strom – erzielt: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist von 6,2 Prozent im Jahr 2000 auf 32,6 Prozent im Jahre 2015 angestiegen.² Damit einher ging ein beachtlicher technologischer Fortschritt im Bereich der Erneuerbaren, der erst dazu geführt hat, dass sich Technologien zur Energieproduktion insbesondere aus Wind, Sonne und Biomasse am Markt etablieren konnten.³ Dies wäre jedoch ohne gezielte, technologiespezifische Förderung nicht möglich gewesen. Trotz der erzielten Fortschritte wird weiterhin davon ausgegangen, dass die erneuerbaren Energien auch mittelfristig nicht ausreichend wettbewerbsfähig sind, um sich am Strommarkt vollständig selbst zu refinanzieren.⁴ Es werden also auch zukünftig Förderinstrumente benötigt, die diese Deckungslücke füllen.⁵

Seit seiner Einführung im Jahre 2000 erfüllte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) über das Instrument einer administrativ festgelegten Einspeisevergütung diese Aufgabe sehr erfolgreich. Dies zeigt sich an der positiven Entwicklung der Strom-Energiewende in Deutschland sowie an der Tatsache, dass das Instrument auch in vielen anderen EU-Ländern zur Anwendung kam.⁶ Mit wachsendem Anteil der EE an der Stromerzeugung gewinnen jedoch die Herausforderungen einer verbesserten Markt- und Systemintegration von EE an Bedeutung.⁷ Kurzfristig umfasst die *Marktintegration* von EE eine verstärkte Ausrichtung von Erzeugungs- und Anlagenauslegungsentscheidungen an Marktsignalen, um Anreize für einen be-

¹ Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ist auch die Erhöhung der Energieeffizienz Teil der Energiewende. Auf diesen Aspekt wird in dieser Arbeit jedoch nicht eingegangen.

² AGEE-Stat 2016.

³ Wasserkraft spielt in Deutschland aufgrund der geographischen Bedingungen nur eine geringere Rolle; zudem gilt diese Stromerzeugungsform seit längerem technologisch weitgehend als ausgereift.

⁴ Vgl. Kopp et al. 2013, S. 1.

⁵ Siehe auch Gawel et al. 2014a.

⁶ Vgl. Klein et al. 2010; Haas et al. 2011; Kitzing et al. 2012; Lipp 2007.

⁷ Vgl. etwa Eclareon/Öko-Institut 2012; Winkler/Altmann 2012; Imperial College London et al. 2014; AEE 2014; Purkus et al. 2015a; Gawel et al. 2013; Gawel/Purkus 2013.

bedarfsgerechten und effizienten Einsatz von EE-Kapazitäten zu setzen; langfristig kann Marktintegration aber auch eine verstärkte direkte Marktsteuerung von Investitionsentscheidungen umfassen, um die Kosteneffizienz des EE-Ausbaus zu erhöhen.⁸ Eine feste Einspeisevergütung etabliert demgegenüber jedoch einen außermärklichen Schutzbereich, in dem Einspeiseentscheidungen unabhängig von Marktpreissignalen getroffen werden und sich Investitionsentscheidungen nach staatlich administrierten Preisen richten. Diese Fördersystematik stößt allerdings an Grenzen, wenn sich EE von einer Nischentechnologie zur tragenden Säule des Stromsystems entwickeln.⁹ Die *Systemintegration* von EE erfordert zudem eine verstärkte Ausrichtung von Einspeise- und Investitionsentscheidungen an Netzknappheitssignalen, um auch bei hohen Anteilen der fluktuierenden EE Wind und Photovoltaik (PV) Netzstabilität zu gewährleisten.¹⁰ Zudem könnte eine verbesserte Systemintegration von EE ggf. dazu beitragen den Netzausbaubedarf zu verringern, etwa durch Abregelung ausgewählter Anlagen in Zeiten von Leistungsspitzen.¹¹

Zur Ansteuerung der kurzfristigen Dimension der Marktintegration (bedarfsgerechte Einspeisung) wurde in der EEG-Novelle 2012 bereits ein (gleitendes) Marktprämienmodell – zunächst optional – eingeführt, welches Anreize setzen sollte, die Erneuerbaren über Direktvermarktung besser an kurzfristige Marktknappheitssignale heranzuführen.¹² Im Marktprämienmodell erhalten EE-Produzenten die Differenz zwischen administrativ festgelegten, technologiespezifischen Referenzpreisen und Monatsmittelwerten der Spotmarktpreise.¹³ Da tatsächlich erzielte Vermarktungserlöse von Monatsmittelwerten abweichen, soll das Modell Produzenten dazu anregen, EE-Strom möglichst bedarfsorientiert einzuspeisen und effizient zu vermarkten.¹⁴ Großhandels-Strompreise erhalten so einen Einfluss auf die Vergütungshöhe, und treten als Signalgeber an die Stelle des „*build and forget*“ bei festen Einspeisetarifen. Die langfristige Dimension der Marktintegration hingegen erfordert, dass EE-Produzenten auch im Investitionsbereich als reguläre Marktteilnehmer betrachtet werden und dass wettbewerbliche Fördermechanismen und/oder Strommarktpreise eine wichtige Rolle bei Investitionsent-

⁸ Vgl. Purkus et al. 2015a, S. 2.

⁹ Vgl. etwa Kopp et al. 2013, S. 1; Bode 2014.

¹⁰ Vgl. Eclareon/Öko-Institut 2012; Imperial College London et al. 2014.

¹¹ Vgl. Monopolkommission 2015, S. 8.

¹² Vgl. etwa Klobasa et al. 2013; Gawel/Purkus 2013.

¹³ Letztere werden ebenfalls technologiespezifisch berechnet, siehe EEG 2014, Anlage 1 (zu § 34).

¹⁴ Für eine Auswertung der gesetzten Anreize siehe Purkus et al. 2015a (Fn 7), Gawel/Purkus 2013; Klobasa et al. 2013.

scheidungen spielen.¹⁵ Um diese Dimension zu stärken, wird energiepolitisch sowohl auf EU- als auch nationaler Ebene angestrebt, in Zukunft mit Ausschreibungen einen grundlegenden Umstieg auf ein neuartiges Vergütungsverfahren zu bewirken, bei dem auch die eigentliche Referenzvergütung (der sog. „anzulegende Wert“) künftig marktlich ermittelt werden soll.¹⁶

Bei Ausschreibungsverfahren handelt es sich ganz grundsätzlich um ein umgekehrtes Auktionsverfahren. Bei Auktionen bieten Nachfrager auf den Erwerb eines bestimmten Gutes; bei Ausschreibungen für EE tritt der Staat als Nachfrager auf und macht „Vorgaben, welche Art von Prämie [er] für welche Gesamtmenge zahlen möchte.“¹⁷ Im Falle von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wird eine bestimmte Leistung ausgeschrieben, die zugebaut werden soll. Qualifizierte Interessenten können dann Gebote abgeben, die indizieren, welche Förderhöhe der Interessent benötigt, um eine Anlage mit einer bestimmten Leistung zu realisieren. Die Gebote mit der niedrigsten Förderhöhe werden bezuschlagt und die jeweiligen Anbieter verpflichtet, ihre Anlage zu den im Ausschreibungsverfahren ermittelten Konditionen zu realisieren.

Primäres Ziel des Umstiegs von einer administrierten auf eine wettbewerbliche Festlegung der Referenzvergütung in Deutschland ist dabei die Senkung der EE-Förderkosten.¹⁸ Zum einen sollen Ausschreibungen zu einer erhöhten Kosteneffizienz beitragen, da Anbieter untereinander in einen Kostenwettbewerb treten. Zum anderen soll der Umstieg von einer Preis- auf eine Mengensteuerung die Einhaltung von Ausbaukorridoren sicherstellen, was wiederum zu einer Deckelung der Gesamtförderkosten für EE beitragen soll. Zu einer verbesserten Systemintegration von EE können Ausschreibungen hingegen nur beitragen, wenn sich die Mengensteuerung des EE-Zubaus an verfügbaren Netzkapazitäten ausrichtet – dies erfordert eine regionale Ausgestaltung der Ausschreibungen.¹⁹ Auf diese Dimension wird in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht vertieft eingegangen.

Internationale Erfahrungen mit EE-Ausschreibungen sowie theoretische Erwägungen weisen jedoch darauf hin, dass die Realisierung von Vorteilen gegenüber administrierten Einspeisetarifen oder -prämien zentral vom Design von Ausschreibungsverfahren abhängt, das zudem an

¹⁵ Vgl. Purkus et al. 2015a, S. 2.

¹⁶ BMWi 2015a; Europäische Kommission 2014a.

¹⁷ Bode 2014, S. 146 f.

¹⁸ BMWi 2014a; BMWi o. J.; BMWi 2015a.

¹⁹ Vgl. Groscurth/Bode 2011.

konkrete marktliche Rahmenbedingungen angepasst werden muss.²⁰ Zudem bieten unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen die Möglichkeit, bestimmte Anreizwirkungen besonders zu betonen. Die vorliegende Studie nimmt daher eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen vor, die mit der Wahl unterschiedlicher Designoptionen für EE-Ausschreibungen verbunden sind. Dabei sind nicht nur Auswirkungen auf Kosteneffizienz und Gesamtkosten der EE-Förderung relevant, sondern auch Auswirkungen auf weitere Ziele der Energiewende, wie das Erreichen von EE-Ausbauzielen (§ 2 Abs. 5 EEG 2014) oder die Beibehaltung der Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus EE (§ 1 Abs. 2 EEG 2014). Auch Kriterien wie Kosteneffizienz erfordern eine differenzierte Betrachtung, da sich Trade-Offs zwischen verschiedenen Dimensionen wie statischer Kosteneffizienz, dynamischer Kosteneffizienz oder Transaktionskosteneffizienz ergeben können. Bei der Analyse bestimmter Kombinationen von Designoptionen wird dabei ein besonderer Fokus auf die Bewertung von Gestaltungsentscheidungen gelegt, die in der laufenden Pilotphase zu Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Freiflächenanlagen) getroffen wurden.²¹

Nach einer Einführung in den politischen und rechtlichen Hintergrund der Situation in Deutschland (Kapitel 2) werden die möglichen Designoptionen für Ausschreibungsverfahren erläutert und vier konkrete Auktionsmodelle vorgestellt (Kapitel 3). Die Begriffe „Ausschreibung“ und „Auktion“ werden dabei zur Vereinfachung fortan synonym verwendet. In Kapitel 4 werden die Anforderungen erläutert, die an das Förderinstrument „Ausschreibungsverfahren“ gestellt werden. Dabei werden klassische Kriterien der ökonomischen Politikanalyse um Kriterien aus der neuen Institutionenökonomik ergänzt, um relevante Dimensionen wie Transaktionskosteneffizienz und adaptive Effizienz von Ausschreibungsvarianten abdecken zu können. In Kapitel 5 wird dann zunächst untersucht, inwieweit die in Kapitel 4 benannten Anforderungen an ein Instrument zur Förderung von PV-Freiflächenanlagen durch die unterschiedlichen Ausschreibungsdesigns erfüllt werden bzw. welches Design sich aus welchen Gründen besonders gut oder schlecht zur Erfüllung der einzelnen Kriterien eignet (Abschnitt 5.1). Zusätzlich werden vier prominente Trade-offs beschrieben, anhand derer aufgezeigt wird, welche gegenläufigen Effekte bei der Gestaltung von Ausschreibungsverfahren miteinander abgewogen werden müssen (Abschnitt 5.2). Kapitel 6 stellt den Rückbezug zu der gegenwärtig laufenden Pilotphase zu Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen her. Die besonderen Marktbedingungen für Freiflächenanlagen werden kurz beschrieben und

²⁰ Vgl. del Río/Linares 2014; Maurer/Barroso 2011; Hauser et al. 2014, S. 57 ff.

²¹ BMWi 2015b; siehe dazu die FFAV vom 11.02.2015.

die Ergebnisse der ersten durchgeführten Ausschreibung dargestellt und anhand von Thesen bewertet. Abschließend gibt Kapitel 7 einen Ausblick auf zukünftige Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen sowie auf die geplante Übertragung des Instruments auf andere Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien.

2. Hintergrund und Rahmenbedingungen

2.1 Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Die Umstellung des Energiesystems auf einen hohen Anteil an (in Deutschland überwiegend volatilen) erneuerbaren Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr stellt die bestehende Infrastruktur und die Gesellschaft vor vielfältige Herausforderungen.²² Im Stromsektor ist die Energiewende am weitesten vorangeschritten. Hier haben die erneuerbaren Energien mittlerweile einen Anteil von 32,6 Prozent am Bruttostromverbrauch erreicht (Stand 2015).²³ Dabei muss die Energiewende den energiewirtschaftlichen Kernzielen Rechnung tragen: Der Ausbau der EE muss umweltverträglich vonstattengehen, die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung muss sichergestellt und die Versorgungssicherheit trotz des wachsenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien garantiert werden.²⁴ Im Hinblick auf die erforderliche Infrastruktur muss zudem das Stromnetz ausgebaut werden und hinsichtlich der politischen Durchsetzbarkeit muss ausreichend Akzeptanz in der Bevölkerung vorhanden sein. Diese fünf zentralen Herausforderungen werden im Folgenden näher erläutert.

2.1.1 Umweltverträglichkeit der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien stellen eine wichtige Option zur Dekarbonisierung des Stromsektors dar.²⁵ Gleichzeitig vermeiden sie insbesondere mit der Atomkraft (aber auch anderen konventionellen Energieträgern) verbundene Umweltrisiken.²⁶ Die bedeutende Rolle der EE beim Übergang zu einer umweltverträglicheren Stromversorgung spiegelt sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wieder, welches das Ziel verfolgt, den Anteil von EE am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen (§ 1 Abs. 2 EEG 2014).²⁷ Allerdings stellen EE im Vergleich zu konventionellen Energieerzeugungstechnologien eine flächenintensive Form der Energieproduktion dar. Der mit dem EE-Ausbau verbun-

²² Siehe Gawel et al. 2014a.

²³ AGEE-Stat 2016.

²⁴ Vgl. § 1 EnWG; BMWi/BMU 2010; siehe auch Helmholtz-Gemeinschaft 2015; BMWi 2014, S. 13 ff.; Öko-Institut 2014.

²⁵ DLR et al. 2012.

²⁶ Henle et al. 2016.

²⁷ Dazu auch BMWi/BMU 2010.

dene Landnutzungswandel kann mit Risiken für Ökosysteme verbunden sein, die von spezifischen EE-Technologien und gewählten Standorten abhängen (z. B. Vogelschlag bei Windkraftanlagen, „Vermaisung“ der Landschaft bei Bioenergieanlagen u. a. m.).²⁸ Weitere Umweltauswirkungen ergeben sich im Zusammenhang mit dem Netzausbau (Abschnitt 2.1.4). Die Gestaltung eines Instrumentenmix‘ zur Umsetzung der Energiewende, zu der auch EE-Förderinstrumente wie Einspeisevergütungen und Auktionen gehören, muss demnach auch die Umweltverträglichkeit des EE-Ausbaus adressieren.

2.1.2 Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung und die Kosten der Förderung von erneuerbaren Energien

Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, die Kosten für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren zu begrenzen.²⁹ Die EEG-Umlage als das Herzstück zur Finanzierung des Ausbaus wird immer wieder fälschlich als Indikator für diese Kosten herangezogen. Sie ist seit ihrer Einführung stark angestiegen: von 0,19 ct/kWh im Jahre 2000 auf 6,354 ct/kWh im Jahre 2016.³⁰ Die Höhe der EEG-Umlage wird allerdings weniger durch die Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber als durch die Höhe der sog. Differenzkosten bestimmt.³¹ Die Differenzkosten ergeben sich aus den Vergütungszahlungen abzüglich der Vermarktungserlöse für den erneuerbaren Strom. Da die Erlöse für EE-Strom an der Leipziger Strombörse seit 2011 sinken, steigen die Differenzkosten und somit die EEG-Umlage. Für sinkende Strompreise an der Börse sorgen u. a. die erneuerbaren Energien über den Merit-Order-Effekt selbst. Aber auch andere Einflüsse wie unzureichende Impulse vom EU-Emissionshandel für CO₂-intensive Stromproduktion sowie Überkapazitäten im Markt tragen dazu bei.

Weitere EEG-immanente Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage sind die Entlastungsregelungen für die stromintensive Industrie,³² die Reform des EEG-Wälzungsmechanismus im Jahr 2009 sowie Nachholeffekte für die Jahre 2013 und 2014 durch die zu niedrig berechnete Umlage im Jahre 2012.³³ Der EEG-Wälzungsmechanismus wurde eingeführt, um eine Über-

²⁸ Vgl. z. B. Mengel et al. 2010.

²⁹ Vgl. Bundesnetzagentur 2015d.

³⁰ Vgl. Mayer/Burger 2014, S. 2; Tennet 2015.

³¹ Vgl. Mayer/Burger 2014, S. 3.

³² Siehe hierzu eingehend Gawel/Klassert 2013.

³³ Mayer/Burger 2014, S. 3 f.

lastung einzelner Netzbetreiber aufgrund des Anschlusses von erneuerbaren Anlagen durch einen bundesweiten Ausgleich zu verhindern. Die ursprünglich physische Wälzung wurde durch die zum 01.01.2010 in Kraft getretene Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) in eine rein finanzielle Wälzung umgewandelt, was zu einem Rückgang der Vermarktungserlöse für EEG-Strom führte.³⁴ Dies wiederum impliziert eine Erhöhung der Differenzkosten. Die erwähnten Nachholeffekte kamen im Übrigen zustande, da die Bundeskanzlerin im Juni 2011 in einer Regierungserklärung die Absicht formulierte, dass die EEG-Umlage nicht über 3,5 ct/kWh steigen solle.³⁵

Die Höhe der Umlage wurde aufgrund dieser politischen Einflussnahme im folgenden Jahr zu niedrig angesetzt, und die entstandene Finanzierungslücke musste wieder aufgeholt werden.³⁶ Allein dadurch erhöhte sich die Umlage um 0,67 ct/kWh im Jahr 2013 und um 0,57 ct/kWh im Jahr 2014. Ende 2014 war hingegen eine positive Deckung des EEG-Kontos zu verzeichnen, wodurch die EEG-Umlage 2015 rechnerisch um ca. 0,4 ct/kWh gesenkt werden konnte.³⁷ Insgesamt fiel die EEG-Umlage 2015 mit 6,17 ct/kWh geringfügig niedriger aus als 2014 mit 6,24 ct/kWh.³⁸

Insbesondere in den Jahren 2010 bis 2013 hatte auch der starke Ausbau der Solarenergie einen bedeutenden Anteil am Anstieg der EEG-Umlage, da Ausbauraten aufgrund sinkender Herstellungskosten höher ausfielen als erwartet, und Vergütungssätze nicht schnell genug angepasst wurden.³⁹ Allerdings wurden zwischenzeitliche Überhitzungen in der Förderung korrigiert (etwa durch die Anpassung von Fördersätzen und des zubauabhängigen Degressionsverlaufs – dem sog. „atmenden Deckel“ – in der PV-Novelle 2012⁴⁰ und im EEG 2014).⁴¹ Zudem hat insbesondere die Photovoltaik große technische Fortschritte gemacht, die sich darin widerspiegeln, dass die Einspeisevergütung für PV-Strom im Zeitablauf stark gesunken ist.⁴² Der Zweck der Förderung, durch die Ausnutzung von positiven Skaleneffekten und

³⁴ Vgl. Mayer/Burger 2014, S. 13.

³⁵ Vgl. Bundesregierung 2011a; dazu Mayer/Burger 2014, S. 14.

³⁶ Vgl. Mayer/Burger 2014, S. 10.

³⁷ Vgl. 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2014a, S. 1.

³⁸ Ebenda.

³⁹ Vgl. Haller et al. 2013, S. 25.

⁴⁰ Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).

⁴¹ Vgl. dazu Haller et al. 2013, S. 25.

⁴² Vgl. Mayer/Burger 2014, S. 14 f.

Lerneffekten eine Kostendegression bei innovativen Technologien zu realisieren,⁴³ wurde im Fall der Photovoltaik somit klar erfüllt.

Da sich die Höhe der EEG-Umlage – auch wegen der schwachen Wettbewerbsintensität am Endkundenmarkt – direkt auf die Stromrechnung von Haushaltsstrom-Kunden auswirkt, hat sie große politische Sprengkraft. Gesamtwirtschaftlich positive Effekte wie der Merit-Order-Effekt der EE sind komplex und deshalb schwer zu vermitteln. Für die privaten Stromkunden sichtbar sind in erster Linie die Zusatz-Kosten, die durch die EE-Förderung transparent über die Strompreismarge entstehen, während die hohen staatlichen Fördersummen für Atomenergie und Kohle, die im Wesentlichen intransparent über öffentliche Haushalte organisiert werden, in der öffentlichen Debatte kaum Erwähnung finden. Es ist folglich ein naheliegendes politisches Ziel, die Kosten für die Förderung der EE in erster Linie „sichtbar“ zu senken.

Die Höhe der EEG-Umlage wird naturgemäß auch durch die Ausgestaltung der EE-Förderung beeinflusst, die als nicht kosteneffizient kritisiert wird.⁴⁴ Da „staatlich detailliert festgelegte Preise [gelten]“, spielen „Markt und Wettbewerb [...] keine Rolle“, kritisiert z. B. *Haucap*.⁴⁵ Die Energiewende würde dadurch „viel teurer, als eigentlich nötig wäre.“⁴⁶ Als wettbewerbliches Instrument werden Ausschreibungsverfahren demgegenüber als Option betrachtet, die Marktintegration der EE zu verbessern und auf diesem Wege zu einer erhöhten Kosteneffizienz beizutragen.⁴⁷ Auf weitere Gründe, die für die Implementierung von Ausschreibungsverfahren angeführt werden (z. B. verbesserte Mengensteuerung), wird noch näher in Abschnitt 2.3.2 eingegangen.

⁴³ Vgl. Deutscher Bundestag 1999, p. 7 f.

⁴⁴ *Haucap* 2011; Frondel et al. 2010; Sinn 2008, S. 167; Weimann 2008, S. 76 ff.

⁴⁵ *Haucap* 2011, S. 656.

⁴⁶ Ebenda.

⁴⁷ Bode 2014; Kopp et al. 2013; Frontier Economics 2014b.

2.1.3 Versorgungssicherheit und die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien

Charakteristisch für einige erneuerbaren Energien sind ihre wetter- und saisonbedingt schwankenden Erträge, die sich meteorologisch nicht exakt vorhersagen lassen. Die Einspeisung dieser fluktuierenden Energien erfordert weitreichende Veränderungen im bestehenden Stromversorgungssystem.⁴⁸ Dabei ist insbesondere die Residuallast von Bedeutung. Sie stellt die Nachfrage nach Leistung dar, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird und daher mithilfe konventioneller Kraftwerke gedeckt werden muss. Je mehr Leistung über erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann, desto weniger müssen konventionelle Kraftwerke produzieren. Mit zunehmendem Anteil volatiler EE unterliegt folglich die Nachfrage nach konventioneller Energie stärkeren Schwankungen. Eine Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigt, dass es im Tagesverlauf zu Residuallastschwankungen von bis zu 70 Gigawatt (GW) und im Monatsverlauf zu Schwankungen von bis zu 110 GW kommt.⁴⁹

Es gibt mehrere Flexibilisierungsoptionen, um die aus diesen Schwankungen entstehenden Versorgungsrisiken auszugleichen. Hierzu gehören

- a) Speicher,
- b) ein weiterer Netzausbau und verbesserte Netzintegration im europäischen Verbund,
- c) eine stärkere Reaktion der konventionellen Kraftwerke auf die fluktuierende Einspeisung durch EE,
- d) die verstärkte Flexibilisierung von regelbaren EE (insb. Wasser- und Biomassekraftwerke),
- e) eine verstärkte Kopplung von Strom-, Wärme- und Transportsektoren, sowie
- f) eine höhere Flexibilität der Stromnachfrage sowohl bei großen, industriellen Stromverbrauchern als auch im Haushaltsbereich.⁵⁰

Allerdings bestehen noch große Unsicherheiten über zukünftige Kostenentwicklungen innovativer Technologien (wie z. B. neuartige Speicherlösungen⁵¹) und realisierbare Potenziale

⁴⁸ Vgl. Deutsche Energie-Agentur 2012, S. 19.

⁴⁹ Deutsche Energie-Agentur 2012, S. 20.

⁵⁰ Ebenda; Leprich et al. 2013; Häselser 2014.

⁵¹ Energieforschungszentrum Niedersachsen (efzn) 2013, S. I; Fraunhofer IWES et al. 2014, S. 45; Agora Energiewende 2014a, S. 3.

(etwa im Falle der Nachfrageflexibilisierung⁵²). Auf die Herausforderungen, die mit einem Netzausbau einhergehen, wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

2.1.4 Versorgungssicherheit und Netzausbau

Um die Versorgungssicherheit in allen Teilen Deutschlands zu gewährleisten, ist eine stabile Netzinfrastruktur notwendig, die den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an den Produktionsorten aufnehmen und über weite Strecken transportieren kann. Derzeit wird im Norden Deutschlands immer mehr Strom mittels Windkraft erzeugt, der zu den großen Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert werden muss. Um den Transport in Zukunft gewährleisten zu können, müssen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) – sogenannte „Stromautobahnen“ – gebaut werden.⁵³

Zusätzlich zu den Anforderungen, die durch die Energiewende an das Stromnetz gestellt werden, ist es auch für den Strombinnenmarkt der EU wichtig, dass Deutschland als größtes Stromtransitland der EU über ein leistungsfähiges Netz verfügt.

Um diese Herausforderung zu bewältigen, fertigen die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mindestens alle drei Jahre einen überarbeiteten Netzentwicklungsplan (NEP) an, in dem der Bedarf an Ausbaumaßnahmen für das Höchstspannungsnetz für die nächsten zehn Jahre erfasst wird.⁵⁴ Die Bundesnetzagentur muss den NEP genehmigen. Während des Erstellungsprozesses wird die Öffentlichkeit mehrfach konsultiert. Dieses Verfahren soll dazu beitragen, Anliegen von Betroffenen einzubinden und so die gesellschaftliche Akzeptanz des Stromleitungsbaus zu erhöhen. Dem liegt die Erfahrung zugrunde, dass der Widerstand der lokalen Bevölkerung gegenüber geplanten Hochspannungsleitungen ein großes Hindernis für den zügigen Ausbau der Netze darstellt.⁵⁵ Die Bundesnetzagentur hat den zweiten Entwurf des NEP 2014 geprüft, bis zum 15.05.2015 waren Stellungnahmen durch die Öffentlichkeit zu den Ergebnissen dieser Prüfung möglich. In diesem Entwurf des NEP werden vier Szenarien vorgestellt und die jeweiligen Aus- und Weiterbaunotwendigkeiten ermittelt.

⁵² Gils 2014; Deutsche Energie-Agentur (dena) 2010.

⁵³ BMWi 17.12.2014.

⁵⁴ Detailanforderungen siehe § 12 EnWG.

⁵⁵ Vgl. z. B. Diehl 2011 und Bayrischer Rundfunk 2015.

Für das Szenario B 2024* ergibt sich ein Ausbaubedarf von 3.800 km an neuen Stromtrassen, davon sind rund 2.300 km HGÜ-Korridore.⁵⁶ Des Weiteren muss das Bestandsnetz auf einer Länge von 5.300 km verstärkt und leistungsfähiger gemacht werden. Zum Vergleich: Die Gesamtlänge des Höchstspannungsnetzes liegt derzeit bei ca. 35.000 km.⁵⁷

Um den Netzausbau erfolgreich zu organisieren, müssen Planungs- und Genehmigungsverfahren für Stromleitungen sowie der regulatorische Rahmen für Investitionen in Netze entsprechend überprüft und effizient gestaltet werden.

2.1.5 Akzeptanz in der Bevölkerung

Die Energiewende wird in Medien und Politik als gesamtgesellschaftliches Projekt vermittelt, das nur gelingen kann, wenn sich die Gesellschaft als Ganzes dafür einsetzt. Tatsächlich kann die (Strom-) Energiewende in ihrer bisherigen Entwicklung als maßgeblich von dezentralem Engagement initiierte und später von einer breiten Mehrheit getragenen Transformation betrachtet werden: Die Anfänge der Energiewende – damals noch nicht als solche bezeichnet – sind in den 1970er und 1980er Jahren im Zuge von Ereignissen wie der ersten und zweiten Ölkrise sowie der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl und der dadurch entstandenen Bürgerbewegungen zu finden.⁵⁸ Mit zunehmender Marktreife der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien entwickelten sich zahlreiche, durch Bürgerbeteiligung getragene Projekte wie Bürgersolarparks, Fernwärmenetze und Bioenergiedörfer. Auch dass viele Stadtwerke die Energieversorgung in ihrer Kommune wieder selbst in die Hand nehmen möchten, ist nach der Privatisierungswelle in den 1990er Jahren eine Entwicklung, die zum Bild einer dezentralen, maßgeblich von Bürgerhand getragenen Energiewende passt.⁵⁹

Diese breite Akzeptanz in der Bevölkerung ist für das Gelingen der Energiewende jedoch auch notwendig, da sich durch die Transformation des Energiesystems direkte Auswirkungen

⁵⁶ Gemäß § 12a EnWG soll der Netzentwicklungsplan mindestens drei Szenarien beinhalten, mit denen „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ abgedeckt wird. Das Szenario B betrachtet dabei die Auswirkungen bei Erreichen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens, während die Szenarien A bzw. C von einem geringeren bzw. erhöhten Ausbau von erneuerbaren Energien ausgehen (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2014b, S. 16).

⁵⁷ 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2014b, S. 119.

⁵⁸ Vgl. z. B. Engels 2003.

⁵⁹ Dunker/Mono 2013, S. 7 ff.

auf die Belange von Kommunen und Bürgern ergeben – sowohl in technischer Hinsicht als auch durch eine veränderte Kultur- und Energie-Landschaft.

Eine von der Verbraucherzentrale in Auftrag gegebene repräsentative Studie fand heraus, dass 82 Prozent der Bürger die Ziele der Energiewende als „völlig richtig“ oder „eher richtig“ beurteilen.⁶⁰ Mit der Art und Weise der Umsetzung hingegen sind nur 40 Prozent einverstanden.⁶¹ Diese Umfrageergebnisse stützen die These, dass die Bevölkerung grundsätzlich hinter der Energiewende steht, aber bei der konkreten Umsetzung teilweise Nachteile sichtbar werden, gegen die sich Widerstand formiert. Als wichtigste Aspekte sind hier steigende Energiepreise (52 Prozent der Befragten geben dies als Nachteil der Energiewende an) und die „Verhandlung“ der Landschaft zu nennen (11 Prozent).⁶² Letzteres wird in der wissenschaftlichen Debatte u. a. unter dem Stichwort „NIMBY“-Güter (Not In My Backyard) diskutiert, in der versucht wird, lokalen Widerstand gegen EE-Infrastrukturprojekte zu erklären, die zwar idealerweise einen gesellschaftlichen Nettonutzen aufweisen, lokal aber einen Kostenüberschuss produzieren können.

In Abschnitt 2.1.2 wurde auf die öffentliche Kostendebatte hinsichtlich des EE-Ausbau Bezug genommen. Mit Blick auf die Erhöhung von Akzeptanz ergibt sich durch die Ausbaurkosten aus zwei Gründen eine Problematik: Zum einen bedeuten steigende Energiepreise vor allem für ärmere Bevölkerungsgruppen, dass *ceteris paribus* vom Haushaltseinkommen prozentual mehr für Energie ausgegeben werden muss.⁶³ Im Zusammenhang damit steht die Debatte um „Energiearmut“ in Deutschland und entsprechende Überlegungen, wie betroffene Gruppen – jenseits eigener Verbrauchsreduktion oder Maßnahmen der Energieeffizienz im Haushalt – ggf. entlastet werden sollten.⁶⁴ Zum anderen stellt sich die Frage nach der Verteilungsgerechtigkeit der kurzfristigen Lasten der Energiewende (neben den langfristig angestrebten Entlastungen), da z. B. die gleichzeitig ins Werk gesetzten Entlastungen für stromintensive Unternehmen bei der EEG-Umlage eine erhöhte Umlage für alle nicht von der Umlage befreite Personen und Unternehmen bedeuten.⁶⁵

⁶⁰ Verbraucherzentrale 2013, S. 9.

⁶¹ Ebenda, S. 13.

⁶² Verbraucherzentrale 2013, S. 20.

⁶³ Etwa Neuhoff et al. 2012; Frondel/Sommer 2014.

⁶⁴ Vgl. etwa Tews 2014; für eine kritische Diskussion der Debatte Gawel/Korte 2012.

⁶⁵ Vgl. z. B. Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert Stiftung 2014.

2.2 Relevanter Rechtsrahmen

2.2.1 Vorgaben auf EU-Ebene

2.2.1.1 EU-Primärrecht

Mit Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon hat der Bereich Energie erstmals eine eigenständige primärrechtliche Rechtsgrundlage auf EU-Ebene bekommen. Nach Art. 194 AEUV sind als Ziele darin festgehalten,

- dass die EU das Funktionieren des Binnenmarktes im Energiesektor sicherstellen soll (Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV),
- dass die Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll (Abs. 1 lit. b),
- dass Energieeffizienz und die Entwicklung neuer Technologien zur Energiegewinnung vorangetrieben werden sollen (Abs. 1 lit. c) und
- dass die Energienetze der Mitgliedstaaten besser aneinander gekoppelt werden sollen (Abs. 1 lit. d).

Zur Umsetzung dieser Ziele ist die EU nach Art. 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV berechtigt, Maßnahmen zu ergreifen. Energiepolitik gehört damit zu den Bereichen mit geteilter Zuständigkeit zwischen den Mitgliedstaaten, dem Europäischen Parlament und dem Rat. Gemäß dem Subsidiaritätsprinzip nach Art. 5 EUV darf die EU nur eingreifen, wenn sie wirkungsvoller agieren kann als die einzelnen Staaten.⁶⁶ Angesichts der großen Unterschiede hinsichtlich der priorisierten Energiequellen entscheiden die Mitgliedsländer weiterhin individuell, welchen Energiemix sie einsetzen wollen.⁶⁷ Art. 194 Abs. 2 Satz 3 AEUV sieht ausdrücklich vor, dass das „Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“ von den Maßnahmen auf EU-Ebene unberührt bleibt.

2.2.1.2 Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020

Mit den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ (EEAG) vom Juni 2014 macht die Europäische Kommission untergeordnet unter anderem umfangreiche Vorgaben zur Gestaltung von Förderinstrumenten für Strom aus erneuerbaren Energie-

⁶⁶ Calliess/Ruffert 2011.

⁶⁷ Vgl. Bundesregierung 2011b, S. 2.

quellen: Ab dem 01.01.2017 sollen Beihilfen nur noch „im Rahmen einer Ausschreibung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien“ gewährt werden.⁶⁸

Um dann eine andere Form der Beihilfe gewähren zu können, müssen die Mitgliedstaaten nachweisen,

- „a) dass nur ein Vorhaben oder Standort oder nur eine sehr begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten beihilfefähig wäre oder
- b) dass eine Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde (Verzicht auf Ausschreibung z. B. zur Vermeidung strategischen Bietverhaltens) oder
- c) dass eine Ausschreibung dazu führen würde, dass nur wenige Vorhaben verwirklicht werden (Verzicht auf Ausschreibung zur Vermeidung der Unterbietung).“⁶⁹

Generelle Ausnahmen von der Pflicht zur Ausschreibung gelten nur „für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als ein Megawatt und Demonstrationsvorhaben, ausgenommen Windkraftanlagen, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von sechs Megawatt oder sechs Erzeugungseinheiten gilt.“⁷⁰

Außerdem können die Mitgliedstaaten die Ausschreibung auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine technologieoffene Ausschreibung zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde.⁷¹

Für die Jahre 2015 und 2016 gilt eine Übergangsphase, während der Beihilfen für mindestens 5 Prozent des geplanten Zubaus im Rahmen einer Ausschreibung, die nach oben genannten Regeln abläuft, gewährt werden sollen.⁷²

Die Europäische Kommission verfolgt mit den neuen Beihilfeleitlinien zum einen das Ziel, mithilfe der Beihilfen die Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.⁷³ Zur Begründung für den Wechsel zu Ausschreibungsverfahren für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien heißt es in den Beihilfeleitlinien außerdem, dass mit diesem Instrument gewährleistet werde, „dass Subventionen mit Blick auf ihr vollständiges Auslaufen

⁶⁸ Europäische Kommission 2014b, S. 26.

⁶⁹ Europäische Kommission 2014b, S. 26.

⁷⁰ Ebenda.

⁷¹ Vgl. ebenda.

⁷² Ebenda.

⁷³ Ebenda, S. 25.

auf ein Minimum begrenzt werden.⁷⁴ Leitender Gedanke sind hier demnach die Marktintegration der Erneuerbaren und eine kosteneffiziente Förderung, die durch eine wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungssätze (Ausschreibungsverfahren) erreicht werden soll.

An den neuen Beihilfeleitlinien werden im Wesentlichen drei Kritikpunkte laut: Erstens ist umstritten, ob Ausschreibungen tatsächlich das beste oder einzige Instrument sind, um eine Marktintegration der Erneuerbaren Energien zu erreichen, oder ob nicht durch das Zulassen dezentraler Politikexperimente bessere Ergebnisse erzielt werden könnten.⁷⁵ Zweitens ist es den Mitgliedstaaten erlaubt, Beihilfen zu gewähren, sofern diese mit dem Binnenmarkt vereinbar sind (vgl. Art 107 AEUV). Mit den Vorgaben der Beihilfeleitlinien wird dieses Recht beschnitten.⁷⁶ Und drittens wird kritisiert, dass die Kommission mit der verbindlichen Vorgabe von so spezifischen Instrumenten wie Ausschreibungen ihre Kompetenzen nach Art. 108 AEUV, die sich darauf richten einen funktionierenden Binnenmarkt sicherzustellen und Handelsverzerrungen zu vermeiden, erkennbar überschreite.⁷⁷ Da solche detaillierten energiepolitischen Steuerungsvorgaben einen „quasi-legislativen“ Charakter entfalten, und damit einen bedeutenden Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der europäischen Stromversorgungsstrukturen nehmen, wird vielmehr eine sekundärrechtliche Regelung entsprechender Harmonisierungsbestrebungen eingefordert.⁷⁸

Für das Design von Ausschreibungen sind auf europäischer Ebene neben dem Energie- und dem Beihilferecht die Warenverkehrsfreiheit sowie das Vergaberecht relevant.⁷⁹ Auch hier treten verschiedene rechtliche Fragen hinsichtlich eines europakonformen Ausschreibungsmodells auf.⁸⁰

⁷⁴ Europäische Kommission 2014b, S. 24.

⁷⁵ Gawel/Strunz 2014, S. 149.

⁷⁶ Kröger 2016, S. 87 ff.; Burgi/Wolff 2014; Fuchs/Peters 2014; Münchmeyer et al. 2014; Gawel/Strunz 2014 m. w. Nachw.

⁷⁷ Kröger 2016, S. 88 f.; Fuchs/Peters 2014; Grabmeyer et al. 2014, S. 67 ff.; Münchmeyer et al. 2014; Gawel/Strunz 2014 m. w. Nachw.

⁷⁸ Kröger 2016, S. 89 f.; s. ausführlich hierzu Kröger 2015, S. 341 ff.

⁷⁹ Vgl. Kahl et al. 2014, S. 8 f.

⁸⁰ Zum Warenverkehrsrecht siehe etwa Kröger 2015, S. 244 ff.

2.2.2 Strategien, Gesetze und Verordnungen auf Bundesebene

Als Strategie für die Energiepolitik auf nationaler Ebene dienen die „Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, die im aktuellen Energiekonzept von BMWi und BMU festgehalten sind.⁸¹ Erneuerbare Energien werden darin als die „tragende Säule der zukünftigen Energiepolitik“ bezeichnet.⁸²

Das Energierecht wird durch zahlreiche einzelne Gesetze geregelt, darunter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das Stromsteuergesetz (StromStG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).⁸³ Im EnWG werden die Rahmenbedingungen für eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche Versorgung mit Strom und Gas“ definiert.⁸⁴ Des Weiteren reguliert es die Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze und setzt das Europäische Gemeinschaftsrecht im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung um. Von zentraler Bedeutung für diese Arbeit ist das EEG, das im Folgenden ausführlicher vorgestellt wird.

2.2.2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mithilfe des EEG soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent erhöht werden. Bis 2050 wird ein Anteil von mindestens 80 Prozent angestrebt (§ 1 Abs. 2 EEG 2014). Dazu soll es Anreize zur Weiterentwicklung von EE-Technologien sowie zur Kostensenkung setzen. Seit seiner Einführung im Jahr 2000 wurde das EEG mehrfach novelliert und an sich verändernde Rahmenbedingungen angepasst. Die aktuelle Fassung trat zum 01.08.2014 in Kraft.⁸⁵ Die selbsterklärten Ziele des novellierten EEGs 2014 sind

- eine verbesserte Netzintegration (§ 2 Abs. 1 EEG 2014),
- die Marktintegration der erneuerbaren Energien (§ 2 Abs. 1 und 2 EEG 2014), insbesondere durch die Direktvermarktung des erzeugten Stroms,

⁸¹ BMWi/BMU 2010.

⁸² Ebenda, S. 7.

⁸³ BMWi 2014b.

⁸⁴ Ebenda.

⁸⁵ Vgl. Gawel/Lehmann 2014; Wustlich 2014.

- die stärkere Fokussierung der finanziellen Förderung auf die kostengünstigsten Technologien (§ 2 Abs. 3 EEG 2014), d. h. Onshore-Wind- und Solarenergie
- sowie angemessene Verteilung der Kosten für die finanzielle Förderung unter Berücksichtigung des Verursacherprinzips und energiewirtschaftlicher Aspekte (§ 2 Abs. 4 EEG 2014).

In § 2 Abs. 5 EEG 2014 findet sich das Bekenntnis des Gesetzgebers zu Ausschreibungen ab 2017, wobei es sich dabei *Kahles* zufolge um eine „rein programmatische, also rechtsunverbindliche Absichtserklärung“ handelt.⁸⁶

Ausschreibungen als Förderinstrument werden im EEG durch den sogenannten PV-Piloten eingeführt. Dabei werden Ausschreibungen zunächst als Förderinstrument für PV-Freiflächenanlagen getestet (siehe § 55 EEG 2014, hier finden sich die Bestimmungen für einen Anspruch auf Förderung). Die Pilotphase soll in den Jahren 2015 und 2016 laufen und dient dazu, Erfahrungen mit diesem neuen Instrument zu sammeln.

Die für das Jahr 2015 ausgeschriebene Leistung beträgt 500 Megawatt (MW), die auf den Ausbaupfad für Solarstrom von 2.500 MW jährlich (§ 3 Nr. 3 EEG 2014) angerechnet werden.⁸⁷ Die Details des Ausschreibungsverfahrens werden nicht im EEG festgelegt, sondern in der Freiflächenausschreibungsverordnung, welche nach dem Inkrafttreten des EEG erarbeitet wurde.⁸⁸ Die Verordnungsermächtigung erfolgte durch § 88 EEG 2014.

2.2.2.2 Freiflächenausschreibungsverordnung

Die „Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien“ – kurz Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) – wurde am 11. Februar 2015 ausgegeben.⁸⁹ In der Begründung der Bundesregierung heißt es: „Der Anspruch auf finanzielle Förderung wird künftig [...] im Rahmen eines objektiven, transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahrens vergeben.“⁹⁰ Gleichzeitig wurde eine Ge-

⁸⁶ Kahles 2014, S. 4.

⁸⁷ Ebenda, S. 1.

⁸⁸ Vgl. Kahles 2014, S. 2.

⁸⁹ BGBl. I 2015, S. 108.

⁹⁰ Bundesregierung o. J., S. 60.

bührenverordnung (FFAGebV) erlassen und die Anlagenregisterverordnung angepasst, um eine abgestimmte Datenerfassung zu gewährleisten.⁹¹

In § 3 Abs. 1 FFAV sind alle Gebotstermine für die Jahre 2015 bis einschließlich 2017 festgelegt. Vergütet wird die Einspeisung von Strom (Arbeit) und nicht etwa die Bereitstellung von Kapazität (Leistung).⁹² Für 2015 betragen die Ausschreibungsvolumina für die Gebotstermine am 15. April und am 1. August jeweils 150 MW (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 und 2 FFAV); das Ausschreibungsvolumen für den Termin am 1. Dezember beträgt 200 MW. In den Jahren 2016 und 2017 finden ebenfalls je drei Ausschreibungsrunden mit leicht veränderten Volumina statt.

Jedes Jahr sollen 400 MW zugebaut werden (§ 1 FFAV). Da aber vermutet wird, dass in der Anfangsphase einige Projekte nicht oder verspätet realisiert werden, wird im Jahre 2015 ein Volumen von 500 MW ausgeschrieben.⁹³

An den Ausschreibungen dürfen natürliche Personen, rechtsfähige Personengesellschaften und juristische Personen teilnehmen (§ 6 Abs. 1 FFAV). Das Verfahren ist bieterbezogen angelegt, das bedeutet, ein Bieter, der den Zuschlag für eine Förderberechtigung bekommen hat, kann diese „zwar für unterschiedliche Projekte verwenden, aber nicht veräußern.“⁹⁴ Die Förderberechtigung kann demnach auch für eine Anlage an einem anderen Standort als der ursprünglich im Gebot angegebenen Fläche errichtet werden; der Vergütungssatz fällt dann jedoch geringer aus als der ursprünglich bezuschlagte Fördersatz.⁹⁵ Die Anlage kann nach wie vor verkauft werden.⁹⁶ Um förderberechtigt zu sein, darf die Leistung der Anlage jedoch über den gesamten Förderzeitraum – der gem. § 28 Abs. 5 FFAV im Ausschreibungsverfahren 20 Jahre beträgt – nicht zum Eigenverbrauch genutzt werden.⁹⁷ Mit der Durchführung der Ausschreibungen ist die Bundesnetzagentur beauftragt.

In der FFAV sind zudem Präqualifikationskriterien festgelegt, die die Teilnehmer einhalten müssen. Sie betreffen u. a. formale Anforderungen an die Art und Weise, in der das Gebot

⁹¹ Vgl. Kohls/Wustlich 2015, S. 315.

⁹² Ebenda.

⁹³ Ebenda.

⁹⁴ Bundesnetzagentur 2015a.

⁹⁵ Ebenda.

⁹⁶ Vgl. Bundesnetzagentur 2015a.

⁹⁷ Ebenda.

eingereicht werden muss, aber auch Angaben über den geplanten Standort der Anlage (siehe § 6 Abs. 3 Nr. 5 FFAV).

Die Gebote müssen sich auf den anzulegenden Wert für die gleitende Marktprämie (in Cent pro Kilowattstunde) beziehen und die Größe der Anlage, in der der geförderte Strom erzeugt wird, in Kilowatt angeben.⁹⁸ Die installierte Leistung der Anlage muss dabei mindestens 100 Kilowatt (kW) und darf höchstens 10 MW sein (§ 6 Abs. 2 FFAV). Des Weiteren dürfen die Gebote einen bestimmten Höchstwert nicht überschreiten.⁹⁹ Dieser wird nach § 8 Abs. 2 FFAV definiert durch den anzulegenden Wert zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung (anzulegender Wert definiert nach § 51 Abs. 2 Nr.3 EEG 2014) in Verbindung mit § 26 Abs. 3 und § 31 Abs. 1-5 EEG 2014. Im ersten Ausschreibungsverfahren mit dem Gebotstermin am 15. April 2015 betrug der Höchstwert 11,29 ct/kWh.

Damit ein Gebot berücksichtigt werden kann, muss außerdem eine Erstsicherheit bei der Bundesnetzagentur hinterlegt werden, die vier Euro pro angebotenen Kilowatt beträgt (§ 7 Abs. 2 FFAV). Die verlangte Erstsicherheit verringert sich um zwei Euro pro Kilowatt, wenn der Bieter einen Nachweis nach § 6 Abs. 4 Nr. 1 lit. b oder c FFAV vorlegen kann, das heißt entweder einen Offenlegungsbeschluss oder einen beschlossenen Bebauungsplan (§ 7 Abs. 3 FFAV). Den Zuschlag bekommen die Gebote, die die niedrigste Förderhöhe verlangen, und zwar so lange, bis das Volumen der Ausschreibung erreicht ist (vgl. § 12 FFAV zum Zuschlagsverfahren). Wenn die Summe der in den Geboten genannten Leistung das Ausschreibungsvolumen nicht übersteigt, erhalten alle Gebote – sofern sie die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen – einen Zuschlag. Bieter, die einen Zuschlag bekommen haben, müssen innerhalb von zehn Werktagen nach Veröffentlichung des Zuschlagsergebnisses eine Zweitsicherheit hinterlegen. Diese beträgt 50 Euro pro Kilowatt (§ 15 Abs. 2 FFAV) bzw. 25 Euro, wenn dem Gebot ein Nachweis über einen Offenlegungsbeschluss nach § 3 Abs. 2 des Baugesetzbuches oder ein beschlossener Bebauungsplan nach § 30 des Baugesetzbuches beiliegt (§ 15 Abs. 3 FFAV). Die Zweitsicherheit dient als Pfand zur Realisierung der Anlage. Sofern die Zweitsicherheit in der erforderlichen Frist eingegangen ist, erhalten die erfolgreichen Bieter die hinterlegte Erstsicherheit zurück (§ 16 Abs. 4 Nr. 1 c FFAV). Bieter, die keinen Zuschlag bekommen haben, erhalten die geleistete Erstsicherheit zurück (§ 16 Abs. 4 Nr. 1 b FFAV).

Die Gebote werden verdeckt abgegeben, sodass die Teilnehmer nicht über die Höhe von bereits eingegangenen Geboten informiert sind. Nach Ende der Ausschreibungsrunde muss die

⁹⁸ Vgl. Kohls/Wustlich 2015, S. 315.

⁹⁹ Für Informationen zu einem Höchstwert in Ausschreibungsverfahren siehe auch Abschnitt 3.1.6.

Bundesnetzagentur jedoch u. a. die Höhe des niedrigsten und des höchsten bezuschlagten Gebots veröffentlichen (§ 32 Abs. 1 FFAV).

Um die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen, sind Strafzahlungen dann vorgesehen, wenn zwei Jahre nach Bekanntgabe der Zuschlagserteilung noch kein Antrag auf Ausstellung einer Förderberechtigung gestellt wurde (§ 30 Abs. 1 Nr. 2 FFAV). Der erteilte Zuschlag erlischt außerdem, wenn die Zweitsicherheit nicht innerhalb der vorgeschriebenen Frist hinterlegt wird (§ 20 Abs. 1 FFAV), was ebenfalls zu einer Strafzahlung führt. Wenn sich bis neun Monate nach Bekanntgabe der Zuschlagserteilung herausstellt, dass eine Anlage nicht realisiert werden kann, kann der Zuschlag zurückgegeben werden. Die Strafzahlung fällt dann geringer aus (§ 30 Abs. 3 FFAV).

Den oben genannten Antrag auf Ausstellung einer Förderberechtigung kann der bezuschlagte Bieter stellen, sobald er eine PV-Freiflächenanlage errichtet und in Betrieb genommen hat.

Voraussetzung für die Förderberechtigung ist neben der erfolgreichen Teilnahme am Ausschreibungsverfahren, dass der Bieter auch Betreiber der Anlage ist, „die Anlage sich auf einer förderungswürdigen Fläche befindet und nicht größer als zehn Megawatt ist“.¹⁰⁰

2.3 Wahl von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien

Dem Einsatz jeder Art politischer Instrumente steht die Option des Laissez-faire gegenüber, also die Möglichkeit, nicht staatlich in das Marktgeschehen einzugreifen. In diesem Abschnitt wird begründet, warum im Zuge der Energiewende staatliches Eingreifen zur Förderung erneuerbaren Stroms jenseits der Marktvergütung grundsätzlich notwendig ist (Abschnitt 2.3.1) und welche Gründe speziell für die Implementierung von Auktionsverfahren sprechen (Abschnitt 2.3.2).

2.3.1 Notwendigkeit von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien

Die EU verfolgt mit ihrer Energiepolitik spezifische Energieziele sowie Klima- und Umweltziele. Das Klimaziel besteht in der Vermeidung des Klimawandels bzw. konkret der Einhal-

¹⁰⁰ Bundesnetzagentur 2015a.

tung des 2°C-Zieles.¹⁰¹ Um dies zu erreichen, sollen die Treibhausgasemissionen in der EU bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber 1990 verringert werden.¹⁰² In Deutschland sollen Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 reduziert werden.¹⁰³ Daneben gibt es weitere Umweltziele wie die Reduktion der Luftverschmutzung, den Erhalt nicht-nachwachsender Ressourcen sowie die Vermeidung von Schäden durch Atommüll oder nukleare Unfälle. Erneuerbare Energien können im Vergleich zu fossilen Energieträgern zum Erreichen dieser Umweltziele beitragen.¹⁰⁴

In enger Verbindung zu diesen Naturschutz- und Naturerhaltungszielen stehen daher die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien, deren Anteil bis 2020 innerhalb der EU auf 20 Prozent steigen soll.¹⁰⁵ Neben Klima- und Umweltschutz verknüpft die EU mit dem Ausbau der EE ein strategisches Ziel: Die Sicherstellung der Energieversorgung und die Vermeidung von einseitiger Abhängigkeit von Drittstaaten.¹⁰⁶ Als letztes ist die Industrie- und Arbeitsmarktpolitik zu nennen, die bei der Instrumentenwahl ebenfalls eine Rolle spielt. Forschung und Entwicklung (F&E) an zukünftig relevanten Technologien sollen gefördert werden, um auf internationalen Märkten eine Vorreiterrolle einnehmen zu können.¹⁰⁷ Tatsächlich zeichnet sich in Deutschland eine positive Nettobeschäftigungswirkung durch den Bau und Betrieb von EE-Anlagen ab.¹⁰⁸

Auch in Deutschland wurden ambitionierte Ziele für den Ausbau der EE formuliert und für den Stromsektor gesetzlich im EEG verankert (Abschnitt 2.2.2).¹⁰⁹ Zum Erreichen der Ausbauziele ist jedoch weiterhin eine Förderung von EE notwendig, da Marktpreise nur unvollständig die relevanten volkswirtschaftlichen Kosten widerspiegeln und der Technologiewettbewerb zwischen Stromerzeugungsoptionen somit verzerrt bleibt.¹¹⁰ Zum einen mangelt es an einer Internalisierung von externen Umweltkosten der Stromerzeugung, zu denen neben CO₂-Emissionen auch weitere Luftschadstoffe sowie Umweltkosten in Verbindung mit dem Abbau

¹⁰¹ Vgl. Randalls 2010.

¹⁰² Europäische Kommission 2015a.

¹⁰³ BMWi/BMU 2010.

¹⁰⁴ Vgl. z. B. Nitsch et al. 2004; BMWi/BMU 2010.

¹⁰⁵ Vgl. Europäische Kommission 2009.

¹⁰⁶ Vgl. Europäische Kommission 2012; Europäische Kommission 2015b, S. 5.

¹⁰⁷ Vgl. Europäische Kommission 2012; Europäische Kommission 2015b, S. 15 f.

¹⁰⁸ Vgl. Lehr et al. 2015.

¹⁰⁹ Vgl. BMWi/BMU 2010.

¹¹⁰ Gawel et al. 2014b, S. 3.

von Kohle oder Uran gehören.¹¹¹ Um CO₂-Emissionen zu reduzieren, wurde im Jahr 2005 das Europäische Emissionshandelssystem eingeführt, also ein Instrument, welches durch Marktmechanismen zu einer Internalisierung externer Effekte führen soll. Der Emissionshandel wurde vielfach dahingehend kritisiert, dass Preise zu niedrig und volatil ausfallen, um Anreize für langfristige Investitionen in emissionsarme Technologien zu setzen. Dies wird zurückgeführt auf Gründe wie

- eine zu großzügige nationale Allokation von Emissionsrechten;
- einen Überschuss an Emissionsrechten seit der Wirtschaftskrise 2009, der eine Anpassung der Emissionsobergrenze erforderlich machen würde;
- die zeitweise hohe Nutzung importierter Emissionsrechte im Rahmen der Joint Implementation- und Clean Development-Mechanismen;
- regulatorische Überschneidungen mit der Förderung von EE und Energieeffizienz;
- sowie generelle regulatorische Unsicherheit über die weitere Entwicklung des Emissionshandelssystems und das Fehlen eines langfristig verlässlichen Preissignals.¹¹²

Jedoch gibt es auch – abgesehen von diesen „handwerklichen“ Unzulänglichkeiten – Gründe, die für zusätzliche staatliche Eingriffe zugunsten von Erneuerbaren sprechen. Sie lassen sich in die drei Kategorien *Marktversagen*, *Politikversagen* und *Pfadabhängigkeit* einteilen.¹¹³

(1) Im Zusammenhang mit der Idee eines versagenden Marktes wird argumentiert, dass, selbst wenn durch den Emissionshandel die mit CO₂-Emissionen verbundenen externen Kosten vollständig internalisiert werden könnten, dies nicht zu einem optimalen Ergebnis führen würde. Dies zeigt sich anhand des „Knowledge-Spillover“-Effektes: Unternehmen, die selbst keine Investitionen in F&E tätigen, greifen neues Wissen von anderen Unternehmen auf, da diese ihr Wissen nur unvollständig zu schützen in der Lage sind.¹¹⁴ Der „Knowledge-Spillover“-Effekt ist empirisch zwar wenig belegt, dennoch liegt seine Existenz nahe.¹¹⁵ Als Folge dieses Effektes sinkt der Anreiz zu Investitionen in F&E und die Diffusion innovativer Technologien. Da der Erfolg von EE-Technologien aber gerade auf technischem Fortschritt

¹¹¹ Vgl. Nitsch et al. 2004, Fn 104.

¹¹² Vgl. etwa Oekom 2010, S. 3; Clò et al. 2013; Koch et al. 2014; de Perthuis/Trotignon 2014; Helm 2010.

¹¹³ Vgl. Lehmann/Gawel 2013, S. 599.

¹¹⁴ Vgl. Neuhoff 2005, S. 98.

¹¹⁵ Vgl. Lehmann/Gawel 2013, S. 599.

und Lerneffekten beruht, wäre der Emissionshandel kein ausreichendes Instrument, um das gewünschte Maß an erneuerbarer Energie zu generieren.¹¹⁶

(2) Daneben erweist sich unter politökonomischen Gesichtspunkten eine vollständige Internalisierung von externen Umweltkosten als wenig durchsetzungsfähig.¹¹⁷ Dies betrifft nicht nur die Realisierbarkeit eines „idealen“ Emissionshandelssystems, sondern auch die Abschaffung von weiteren indirekten und direkten Subventionen für fossile Energieträger.¹¹⁸ Weitere Quellen von Politikversagen bei der Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen zwischen Erzeugungstechnologien entstehen durch eine nicht abgeschlossene Liberalisierung des Strommarktes sowie durch politikverursachte Investitionsunsicherheiten.¹¹⁹

(3) Entscheidungen im Energiesektor sind aufgrund der Langlebigkeit von Investitionen und gegenseitigen Abhängigkeiten von Erzeugungstechnologien, Infrastruktur, Nachfrageverhalten sowie institutionellen Rahmenbedingungen in hohem Maße pfadabhängig.¹²⁰ Einmal getroffene Entscheidungen geben den langfristigen Entwicklungspfad vor. Ein Abweichen vom vorgegebenen Pfad ist mit sehr hohen Kosten verbunden. Der Umstieg auf erneuerbare Energien entspricht so einem Pfadwechsel. Änderungen hier verlangen nicht nur die Nutzung einer anderen Energiequelle, sondern auch den Umbau des technologischen Systems sowie des institutionellen Rahmens.¹²¹ Die Änderung von Politikmaßnahmen (z. B. Abbau von Subventionen für fossile Energieträger, Förderung innovativer EE-Technologien) und weiteren institutionellen Rahmenbedingungen (z. B. Anpassung des Strommarktdesigns an die Erfordernisse von EE) spielt dabei eine zentrale Rolle bei der Unterstützung eines Pfadübergangs.¹²² Pfadabhängigkeiten drücken sich so etwa auch in den gegenwärtig niedrigen Börsenstrompreisen aus, die u.a. durch Überkapazitäten im fossilen Kraftwerkspark bedingt werden.¹²³ Hier wird deutlich, dass sich die Kosten, die durch staatliche Eingriffe zum Beispiel in Form von Subventionen entstehen, langfristig auszahlen können, sofern sich der frühzeitige Pfadwechsel als kostengünstiger herausstellt.

¹¹⁶ Lehmann/Gawel 2013, S. 599.

¹¹⁷ Gawel/Strunz/Lehmann 2014.

¹¹⁸ Vgl. Küchler/Meyer 2012.

¹¹⁹ Vgl. Lehmann/Gawel 2013, S. 601.

¹²⁰ Unruh 2000; 2002.

¹²¹ Vgl. Unruh 2000, S. 827.

¹²² Vgl. Unruh 2002.

¹²³ Gawel et al. 2014b, S.3.

Als Schlussfolgerung aus den Auswirkungen, die sich durch die drei Problemfelder Marktversagen, Politikversagen und Pfadabhängigkeit auf die Entwicklung und Diffusion von EE-Technologien ergeben, kann festgestellt werden, dass der Emissionshandel allein nicht ausreichen würde, um einen unverzerrten Wettbewerb zwischen EE und anderen Stromerzeugungstechnologien herzustellen und die gewünschten EE- und Klimaschutzziele zu erreichen.¹²⁴ Auch die Europäische Kommission betrachtet gemäß den neuen Beihilferichtlinien von 2014 den Einsatz zusätzlicher Politikinstrumente zur EE-Förderung als gerechtfertigt, da der Emissionshandel nur auf die CO₂-Reduktion abzielt, wodurch jedoch im Umkehrschluss keine ausreichenden Anreize zur Erreichung der restlichen oben genannten Ziele gesetzt werden.¹²⁵

2.3.2 Entscheidung für das Förderinstrument „Auktionen“

Wie Abschnitt 2.3.1 gezeigt hat, werden erneuerbare Energien als neue Technologien nicht nur mit den typischen Herausforderungen von innovativen Produkten und Prozessen konfrontiert – insbesondere der Schwierigkeit, sich aus der Nische heraus auf dem Markt zu etablieren –, sondern treten im Markt in einen Preiswettbewerb, der langfristige Kostensenkungen der EE nicht berücksichtigt und durch unvollständig internalisierte externe Effekte, Pfadabhängigkeiten und Subventionen für konventionelle Stromerzeugungstechnologien verzerrt ist. Hieraus lässt sich eine ökonomische Begründung für eine direkte Förderung von EE-Technologien ableiten. Welche Form ein solches Förderinstrument annimmt, wird in einem umwelt- und energiepolitischen Entscheidungsprozess festgelegt, der von unterschiedlichen Einfluss- und Interessensgruppen geprägt ist. Dazu gehören politische Entscheidungsträger, Ministerial- und Vollzugsbehörden, Unternehmensverbände sowie Umweltschutzverbände.¹²⁶

2.3.2.1 Mengen- und Preisinstrumente

Förderinstrumente können in Form von Mengen- oder Preisinstrumenten eingeführt werden, oder als Hybridinstrumente, die Mengen- und Preiselemente verbinden.¹²⁷ Bei Mengeninstrumenten legt der Regulator als Aktionsparameter eine bestimmte umweltpolitische Zielmenge fest (zum Beispiel in Bezug auf Emissionsausstoß, PV-Zubau o. Ä.). Der mit der Er-

¹²⁴ Vgl. Lehmann/Gawel 2013, S. 603.

¹²⁵ Vgl. Europäische Kommission 2014b, S. 24.

¹²⁶ Vgl. Michaelis 1996, S. 90.

¹²⁷ Hepburn 2006.

füllung der Zielmenge verbundene Preis ergibt sich als Erwartungsparameter am Markt (z. B. für Emissionszertifikate oder durch Ausschreibungen für den PV-Zubau). Mengeninstrumente können zum Beispiel in Form von Auktionsverfahren oder Quotensystemen (Zertifikatehandel) gestaltet werden. Bei Preisinstrumenten bestimmt oder beeinflusst der Regulator als Aktionsparameter den Preis (etwa durch Einspeisetarife oder eine Emissionssteuer). Die angebotene Menge (an EE-Strom oder Emissionsvermeidungsoptionen) bestimmt hier der Markt (als Erwartungsparameter). Idealerweise wird der Preis so gesetzt, dass dadurch indirekt die gewünschte Zielmenge erreicht wird. Ein Preisinstrument ist beispielsweise die Einspeisevergütung für bestimmte Arten der Stromerzeugung. In beiden Fällen besteht die Wahl zwischen einer Förderung der Einspeisemenge und einer Förderung der installierten Kapazität.¹²⁸

Insgesamt stehen so *sechs Grundtypen an Förderinstrumenten* zur Auswahl:

- ein administrativ bestimmter Einspeisetarif,
- ein administrativ bestimmter Einspeisetarif mit gleitender Marktprämie (Marktprämienmodell),
- eine administrativ festgelegte Fixprämie,
- eine wettbewerblich in Auktionsverfahren festgelegte Fixprämie,
- eine wettbewerbliche Ermittlung der Vollkosten mit gleitender Prämie durch Auktionen sowie
- ein Quotenmodell mit wettbewerblichem Grünstromzertifikatehandel.¹²⁹

Jeder dieser Instrumententypen lässt sich zudem als *Hybridinstrument* gestalten. So kombinierte das EEG 2014 etwa die gleitende Marktprämie für Biomasse, Windenergie an Land und solare Strahlungsenergie mit einem „atmenden Deckel“ als Mengenbegrenzung: Bei Überschreiten einer bestimmten Menge an installierter Leistung pro Jahr tritt eine beschleunigte Degression der Vergütungssätze ein (§§ 28, 29, 31 EEG 2014). Auktionen können durch Höchstpreise hybridisiert werden (Abschnitt 3.1.6), während im Grünstromzertifikatehandel Preiselemente in Form von „buy out“-Preisen (d.h. Strafzahlungen, die von der Pflicht zur Quotenerfüllung entbinden) eingesetzt werden.¹³⁰

¹²⁸ Andor et al. 2012.

¹²⁹ Vgl. Kopp et al. 2013, S. 1.

¹³⁰ Vgl. Ragwitz et al. 2007.

In einer idealen Welt führen Preis- und Mengeninstrumente theoretisch zum selben Ergebnis.¹³¹ Geht man jedoch davon aus, dass die Wirtschaftssubjekte Unsicherheiten unterliegen und Informationen (insbesondere für den Regulator) unvollständig sind, so gilt dies nicht – Unsicherheit besteht jeweils hinsichtlich der Ausprägung des Erwartungsparameters.¹³² Jedes Instrument hat spezifische Vor- und Nachteile, die je nach politischer Schwerpunktlegung unterschiedlich stark gewichtet werden.

Als bedeutender Nachteil von Preisinstrumenten wird gemeinhin die geringe quantitative Zielgenauigkeit betrachtet.¹³³ Diese entsteht dadurch, dass der Gesetzgeber zur Festlegung der optimalen Förderhöhe die genauen Kosten der Stromerzeugung kennen müsste. Er unterliegt in dieser Hinsicht jedoch einer Unsicherheit, die folglich zu einer Über- oder Unterförderung führen kann.¹³⁴ In Deutschland zeigte sich dies, als in drei aufeinanderfolgenden Jahren die jährliche, zugebaute PV-Leistung über 7 GW betrug und die Ausbauziele damit weit übertroffen wurden.¹³⁵ Die Fördersätze waren in dieser Zeit also zu hoch angesetzt gewesen. Die Einspeisevergütung hat hingegen den Vorteil, dass es mit ihr besser gelingt, innovative Technologien zu fördern: Sie bietet höhere Anreize zu Investitionen in F&E, da durch Kostensenkungen Gewinnsteigerungen realisiert werden können, die direkt dem Investor zu Gute kommen (solange keine Anpassung der Fördersätze stattfindet).¹³⁶ Sofern hinreichend Wettbewerb herrscht, schlagen sich bei Ausschreibungen¹³⁷ die durch F&E-Investitionen entstandenen Kosteneinsparungen in niedrigeren Fördersätzen nieder und kommen so den Stromkonsumenten bzw. den Trägern der EEG-Umlage zugute.¹³⁸ Allerdings setzt bei Ausschreibungen die wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungssätze Anreize, in Innovationen zu investieren um kompetitiv zu bleiben.¹³⁹ F&E-Investitionen können sich also durchaus auch für den Investor positiv auswirken. Zudem verhindert die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe eine Überförderung. Die Produzenten müssen, um erfolgreich zu sein, stetig nach der kosten-

¹³¹ Vgl. Hepburn 2006, S. 229.

¹³² Weitzman 1974; Menanteau et al. 2003, S. 804; vgl. auch Cropper/Oates 1992.

¹³³ Vgl. Michaelis 1996, S. 161.

¹³⁴ Vgl. Kohls/Wustlich 2015, S. 313.

¹³⁵ Kohls/Wustlich 2015, S. 314.

¹³⁶ Vgl. Menanteau et al. 2003, S. 805.

¹³⁷ Trifft nur auf Ausschreibungen mit Gebotspreisverfahren zu (vgl. Abschnitt 3.1.2).

¹³⁸ Vgl. Menanteau et al. 2003, S. 805.

¹³⁹ Ebenda.

effizientesten Lösung suchen, wodurch theoretisch eine höhere statische Effizienz erreicht wird als bei Preisinstrumenten.¹⁴⁰

Neben Ausschreibungen sind Quotenmodelle ein weiteres Mengeninstrument. Im Gegensatz zu Ausschreibungen haben sie jedoch den systemimmanenten Nachteil, dass sie zu hoher Pfadabhängigkeit führen, insbesondere wenn sie „auf der Existenz eines Zertifikatemarktes basieren, dessen zentrale regulatorische Parameter nach Einführung nicht mehr geändert werden sollten.“¹⁴¹ Damit sich auf dem Zertifikatemarkt kostengerechte Preise bilden können, muss das System auf 20 bis 30 Jahre angelegt werden und ist dadurch inflexibel.¹⁴² Alle Mengeninstrumente haben außerdem im Gegensatz zu Preisinstrumenten den Nachteil, dass Unsicherheit hinsichtlich der Kosten der Zielerreichung besteht. Diesem Nachteil kann durch die Implementierung von Preiselementen begegnet werden, im Fall von Ausschreibungen kann das z. B. die Einführung eines Höchstpreises sein.

2.3.2.2 Politische Entscheidung für Auktionen

Ein Schwerpunkt der 2014er Novellierung des EEG bestand darin, die Kosteneffizienz der Umsetzung der EE-Ausbauziele zu verbessern.¹⁴³ Unmittelbar dazu beitragen sollten eine Anpassung der Fördersätze, die Festlegung von Ausbaukorridoren, sowie die Verbesserung der Marktintegration über die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung.¹⁴⁴ Ab 2017 soll die Umsetzung einer kosteneffizienten Energiewende darüber hinaus durch eine wettbewerbliche Festlegung der Vergütungshöhe im Rahmen von Ausschreibungen sichergestellt werden. Eine wichtige Rahmensetzung besteht dabei darin, dass die „bisher für den Erfolg der Energiewende wichtige Akteursvielfalt aufrecht erhalten werden“ soll.¹⁴⁵ In der wissenschaftlichen Literatur bleibt hingegen umstritten, ob und unter welchen Bedingungen Ausschreibungen die durch das Erreichen der Ausbauziele, Kosteneffizienz und Akteursvielfalt gebildete Zieltrias umsetzen können.¹⁴⁶

¹⁴⁰ Ebenda, S. 807 f.

¹⁴¹ Kopp et al. 2013, S. 4.

¹⁴² Vgl. Kopp et al. 2013, S. 23.

¹⁴³ Deutscher Bundestag 2014, S. 88.

¹⁴⁴ Ebenda.

¹⁴⁵ Ebenda, S. 110.

¹⁴⁶ Positiv äußern sich z. B. Frontier Economics 2014b; Bode 2014; BDEW 2013, S. 26 f.; Herrmann/Ecke 2013; eine kritische Meinung wird hingegen von Hauser et al. 2014 vertreten.

Vorteile von Ausschreibungen gegenüber einer administrierten Festlegung werden insbesondere in einer kosteneffizienten Mengensteuerung, der Verminderung von asymmetrischen Informationen und der Nutzung von Informationen, welche im Markt vorhanden sind, gesehen.¹⁴⁷ In diesem Zusammenhang heißt es in der Begründung, die der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) vorangestellt ist,

„[...] dass teilweise bei der Festlegung der Förderhöhe die tatsächlichen Stromgestehungskosten der Anlagen nicht bekannt sind und sich die ermittelte Förderhöhe auf Erfahrungen und Prognosen stützen muss, die sich nachträglich als falsch erweisen können. Zudem können bei schnellen Änderungen der Anlagen- oder Finanzierungskosten die politischen Entscheidungsprozesse zu langsam sein, um Über- oder Unterförderungen auszuschließen.“¹⁴⁸

Dazu wird Ausschreibungsverfahren eine höhere Transparenz zugeschrieben als einer administrativen Festlegung von Fördersätzen, bei der ggf. größerer Spielraum für diskretionäres politisches Handeln bestünde.¹⁴⁹ Während die zuerst genannten Vorteile vor allem zur Steigerung der Kosteneffizienz einen wichtigen Beitrag leisten, ist Transparenz ein wichtiges Kriterium, um bei allen Einflussgruppen Akzeptanz zu erreichen.

Aus ökonomischer Sicht sind Ausschreibungsverfahren dann sinnvoll, wenn Unsicherheit über den tatsächlichen Wert des zu versteigernden Gutes besteht (d. h. hier Unsicherheit über die notwendige Höhe der Fördersätze) und wenn ausreichend Wettbewerb gegeben ist.¹⁵⁰ Zudem müssen faire Wettbewerbsbedingungen zwischen miteinander konkurrierenden Technologien bestehen; wenn dies nicht der Fall ist, können Ausschreibungen zu einer Verzerrung des Technologiewettbewerbs (etwa zwischen Technologien mit unterschiedlichem Reifegrad) beitragen. Schließlich dürfen Kosteneffizienzverbesserungen durch die wettbewerbliche Bestimmung der Fördersätze nicht durch höhere Transaktionskosten überkompensiert werden.

Das Ausschreibungsverfahren gilt zunächst nur für PV-Freiflächenanlagen; auf sie treffen die ersten drei der genannten Kriterien zu.¹⁵¹ Der Vorteil einer vorläufigen Beschränkung auf PV-

¹⁴⁷ Vgl. Frontier Economics 2014b, S. 1 f.

¹⁴⁸ Bundesregierung o. J., S. 1.

¹⁴⁹ Vgl. Frontier Economics 2014b, S. 2. Allerdings kann sich der kritisierte diskretionäre Handelsspielraum bei Ausschreibungen auf die Ebene des Auktionsdesigns verschieben, etwa durch diskretionäre Anpassungen von ausgeschriebenen Mengen, Höchstpreisen o. ä.

¹⁵⁰ Frontier Economics 2014b, S. 1.

¹⁵¹ Ein Transaktionskostenvergleich lässt sich erst auf Basis der gemachten Erfahrungen anstellen.

Freiflächen besteht außerdem darin, dass – anders als bei Dachanlagen – vornehmlich professionelle Investoren auf dem Markt aktiv sind und keine Kleinakteure.¹⁵² Zudem sind die Planungs- und Genehmigungsprozesse vergleichsweise kurz und die spezifischen Investitionen im Planungsprozess gering.¹⁵³ Dadurch sind PV-Projekte wesentlich überschaubarer als zum Beispiel Windenergieprojekte. Ein weiterer Vorteil eines Pilotverfahrens im Bereich der PV-Freiflächenanlagen besteht darin, dass die für das Gelingen wichtige Wettbewerbsintensität hier politisch reguliert werden kann, da sie „maßgeblich durch die verfügbaren Flächen bestimmt [wird]“,¹⁵⁴ die wiederum von politischen Entscheidungsträgern ausgewiesen werden.

Neben den genannten Vorteilen besteht durch die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien auf EU-Ebene und den von der Kommission gesehenen Genehmigungsvorbehalt des EEG ein gewisser Druck auf die Politik in der Bundesrepublik Deutschland, diese Vorgaben ab dem Jahr 2017 einzuhalten und angemessen vorzubereiten.

Es gibt jedoch auch Kritik an Ausschreibungsverfahren. Probleme, die mit dem Instrument in Verbindung gebracht werden, sind insbesondere erhöhte Risikokosten und damit verbunden die Infragestellung einer kosteneffizienteren Förderung sowie niedrige Realisierungsraten.¹⁵⁵ Im Vergleich zur administrierten, gleitenden Marktprämie sind Investoren dem Risiko ausgesetzt, bei der Ausschreibung nicht erfolgreich zu sein; auch mögliche Strafzahlungen, die bei einer Projektverzögerung oder nicht stattfindender Realisierung anfallen, stellen zusätzliche Risiken da.¹⁵⁶ Zudem müssen Investoren bei der Abgabe von Geboten individuelle Vermarktungserlöse abschätzen und tragen das Risiko, dass der bezuschlagte Preis sich als nicht ausreichend erweist. Studien weisen dabei darauf hin, dass EE-Investitionsentscheidungen aufgrund der hohen Bedeutung von Finanzierungskosten eine hohe Sensitivität auf Kapitalkostenrisiken aufweisen.¹⁵⁷

Die bisherigen Erfahrungen in anderen Ländern belegen die Probleme empirisch und zeigen auf, dass das Instrument keineswegs zwangsläufig zu einer zielgenauen Zubaumenge führen muss.¹⁵⁸ So wurden in Großbritannien Ausschreibungen in den 1990er Jahren im Rahmen der

¹⁵² Vgl. Kohls/Wustlich 2015, S. 314.

¹⁵³ Vgl. Kahles 2014, S. 4.

¹⁵⁴ Bundesregierung o. J., S. 2.

¹⁵⁵ Vgl. Hauser et al. 2014, S. 1.

¹⁵⁶ Vgl. BMWi 2016a, S. 10.

¹⁵⁷ Vgl. Grau/Neuhoff/Tisdal 2015; Kitzing 2014.

¹⁵⁸ Leprich 2014; Hauser et al. 2014, S. 57 ff.

Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) durchgeführt. Die Ergebnisse waren jedoch nicht zufriedenstellend. Die erfolgreichen Bieter hatten die Entwicklungskosten für die noch unreifen Technologien zu niedrig eingeschätzt und deshalb häufig zu niedrige Gebote abgegeben. Die Realisierungsrate der Projekte fiel dadurch sehr gering aus.¹⁵⁹ Erfahrungen in China fielen ähnlich aus. Hier wurden ab dem Jahr 2003 Ausschreibungen für Windpark-Konzessionen durchgeführt. Auch hier boten einige Entwickler, vornehmlich staatliche Unternehmen, zu niedrige Preise und konnten ihre Kosten dann nicht decken.¹⁶⁰

In Brasilien führten ebenfalls unterschiedliche Ursachen dazu, dass Anlagen nicht oder erst verzögert in Betrieb genommen wurden.¹⁶¹ Die Analysen zeigen jedoch auch, dass die im Ausland beobachteten Probleme länderspezifisch sind und sich nur begrenzt verallgemeinern lassen.¹⁶²

Um die Probleme aber zu vermeiden, müssen die Details des Ausschreibungsverfahrens vorausschauend gewählt und an die nationalen Rahmenbedingungen angepasst sein.¹⁶³ Die Entscheidung, das Ausschreibungsverfahren zunächst im Rahmen eines Pilotverfahrens zu testen und gegebenenfalls Änderungen am Design vorzunehmen, ist daher sinnvoll.

¹⁵⁹ Vgl. Batlle et al. 2011, S. 12.

¹⁶⁰ Ebenda.

¹⁶¹ Vgl. Bode 2014, S. 147.

¹⁶² Kopp et al. 2013, S. 67.

¹⁶³ Vgl. Frontier Economics 2014b, S. 2.

3. Designoptionen für Auktionsverfahren

Im klassischen Auktionsverfahren verkauft der Auktionsorganisator ein Gut zu einem möglichst hohen Preis. Bei einer umgekehrten Auktion kauft der Auktionsorganisator eine Leistung oder ein Produkt ein. Dies ist der Fall in der Freiflächenausschreibungsverordnung. Eine festgelegte Menge an PV-Leistung auf Freiflächen soll zugebaut werden. Um die Höhe der Fördersätze zu bestimmen, die dafür erforderlich ist, wird eine Auktion organisiert, bei der die Teilnehmer als Gebot den Fördersatz angeben, zu dem sie bereit sind, Leistung zuzubauen. Den Zuschlag bekommen dann diejenigen Teilnehmer, die ein möglichst niedriges Gebot abgeben. Auktionstheoretische Überlegungen zu den Auswirkungen von verschiedenen Auktionsformen können auf die „klassische“ und auf die umgekehrte Auktion angewendet werden, da beide auf derselben konzeptuellen Grundlage basieren.¹⁶⁴

Auktionsverfahren können unterschiedlich ausgestaltet werden. In Abschnitt 3.1 werden die grundsätzlichen Designvarianten vorgestellt. Sie können unterschiedlich kombiniert werden und weisen jeweils Vor- und Nachteile auf, die ebenfalls erläutert werden. In Abschnitt 3.2 werden vier konkrete Auktionsmodelle vorgestellt. In Tabelle 1 sind die Kombinationsmöglichkeiten der in diesem Kapitel erläuterten Varianten und Modelle als Übersicht dargestellt.

¹⁶⁴ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 4.

		Auktionsmodelle				
		Englische Auktion	Descending-clock-Auktion	Verdeckte Höchstpreisauktion	Vickrey-Auktion	Weitere Modelle
Designoptionen	Offene Gebotsabgabe	x	x			
	Verdeckte Gebotsabgabe			x	x	
	Gebotspreisverfahren	x		Beide Optionen möglich	x	
	Einheitspreisverfahren		x			
	Erstpreisauktion	x	x	x		
	Zweitpreisauktion				x	
	Statisches Verfahren			x	x	
	Dynamisches Verfahren	x	x			
	Eingut-Auktion	Optionen können in jedes Modell individuell integriert werden				
	Mehrgüterauktion					
	Höchstwert					
	Auktionshäufigkeit					
	Präqualifikationsanforderungen					
	Pönalen					

Tabelle 1: Kombinationsmöglichkeiten für das Auktionsdesign

Quelle: Eigene Darstellung

3.1 Designvarianten des Auktionsverfahrens

In diesem Abschnitt werden die folgenden Gestaltungsmöglichkeiten für Auktionsverfahren erläutert: Offene und verdeckte Gebote, Gebotspreis- und Einheitspreisverfahren, Erstpreis- und Zweitpreisauktion, statische und dynamische Verfahren, Ein-Gut- und Mehrgüterauktion, Höchstwert, Auktionshäufigkeit, Präqualifikationskriterien sowie Pönalen.

3.1.1 Offene und verdeckte Gebote

Abhängig davon, ob die Gebote offen oder verdeckt abgegeben werden, ist der Grad an Transparenz hoch oder niedrig. Für offene Gebote spricht, dass sich die strategische Unsicherheit der Bieter reduziert. Im negativen Sinne erhöht sich durch die offen gelegten Informationen jedoch die Gefahr von Kollusion, d. h. Absprachen zwischen Auktionsteilnehmern,

die die Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen und zu höheren Förderkosten für den Staat führen können.¹⁶⁵

Bei verdeckten Geboten unterliegen die Teilnehmer einer höheren Entscheidungsunsicherheit. Diese Option erfüllt jedoch den „Grundsatz des Geheimwettbewerbs (Vertraulichkeitsgebot) als zentralem Prinzip auch des geltenden Vergaberechts.“¹⁶⁶ In der FFAV sind daher verdeckte Gebote festgelegt. Das nötige Maß an Transparenz wird dadurch geschaffen, dass die Bundesnetzagentur als ausschreibende Stelle bestimmten Veröffentlichungspflichten nachkommen muss (siehe §§ 3 Abs. 2, 14 und 33 FFAV).

3.1.2 Gebotspreis- und Einheitspreisverfahren

Die Förderhöhe kann durch Gebotspreis- oder Einheitspreisverfahren ermittelt werden. Im Gebotspreisverfahren (auch „diskriminierende Auktion“ oder „Pay-as-bid“) bezahlen alle bezuschlagten Teilnehmer der Auktion den Preis, den sie individuell geboten haben. Im Einheitspreisverfahren (auch „Uniform Pricing“) hingegen gilt der letzte bezuschlagte Preis für alle.

Zu den Vorteilen des Gebotspreisverfahrens zählt erstens, „dass die Bieter hier keine höhere Förderung erhalten, als sie selbst für notwendig ansehen bzw. kommunizieren.“¹⁶⁷ Zweitens handelt es sich um ein leicht nachvollziehbares Verfahren, wodurch sich die Akzeptanz erhöht, der Aufwand für den Auktionsorganisator verringert und die Teilnahme auch für wenig erfahrene Bieter möglich ist.¹⁶⁸ Ein Nachteil besteht demgegenüber darin, dass rationale Teilnehmer ihr Gebot nicht nur an den eigenen Grenzkosten ausrichten, sondern auch an der Höhe des Grenzgebotes, das sie als teuerstes noch bezuschlagtes Gebot einschätzen.¹⁶⁹ Dies führt zu einer flachen Preiskurve und damit zu einem Problem, welches sich bei wiederholten Auktionen noch verstärken kann, da dann der vorherige Grenzpreis bekannt ist.¹⁷⁰

Im Einheitspreisverfahren haben die Bieter im Gegensatz zum Gebotspreisverfahren auch in einer „überhitzten Versteigerungssituation“ den Anreiz, ihr Gebot nach der eigenen Zah-

¹⁶⁵ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 31.

¹⁶⁶ Mohr 2015, S. 103 f.

¹⁶⁷ Ebenda, S. 102 f.

¹⁶⁸ Vgl. Mohr 2015, S. 102 f.

¹⁶⁹ Vgl. Mohr 2015, S. 102 f.

¹⁷⁰ Vgl. 50 Hertz Transmission GmbH 2014, S. 2.

lungsbereitschaft zu richten und keine zu hohen Gebote abzugeben.¹⁷¹ Übertragen auf Auktionen um die Förderhöhe für PV-Freiflächenanlagen würde demnach kein Anreiz bestehen, eine zu niedrige Förderhöhe zu verlangen, die dann zwar zum Zuschlag führen könnte, aber auch eine niedrige Realisierungswahrscheinlichkeit mit sich bringen würde. Die Bieterisiken werden somit gesenkt, insbesondere wirkt man so der Gefahr des „Fluch des Gewinners“ entgegen. Als „Fluch des Gewinners“ wird der Effekt bezeichnet, dass der Meistbietende, d. h. der Gewinner einer Auktion, systematisch dazu tendiert, den Wert des Auktionsgutes zu überschätzen und deshalb schlechter abschneidet, als Teilnehmer, die nicht gewonnen haben.¹⁷² Im Falle einer Ausschreibung für die Förderung erneuerbarer Energien würden Bieter entsprechend dazu tendieren, ihre Kosten zu unterschätzen.

Wie sich die Vor- und Nachteile der beiden Verfahren real auswirken, ist umstritten. Im Rahmen des PV-Piloten wurde deshalb in der ersten Auktion im April 2015 das Gebotspreisverfahren und in den Auktionen am 01.08.2015 sowie am 01.12.2015 das Einheitspreisverfahren getestet (vgl. § 13 Abs. 2 FFAV).

3.1.3 Erstpreis- und Zweitpreisauktion

Gemeinhin werden Auktionsverfahren als Erstpreisauktion („first-price auction“) durchgeführt. Das bedeutet, dass der Bieter mit dem höchsten Gebot – bzw. bei einer Auktion um Fördersätze – derjenige mit dem niedrigsten Gebot, erfolgreich ist und den Zuschlag zu diesem Gebot erhält. Dies muss aber nicht so sein. Bei der Zweitpreisauktion („second-price auction“) entspricht der erfolgreiche Gebotspreis nicht dem tatsächlich zu bezahlenden Auktionspreis, sondern der Gewinner muss statt seines eigenen Gebots nur den Preis des zweithöchsten Gebots bezahlen.¹⁷³

Diese Methode wird bei der Vickrey-Auktion angewendet (vgl. Abschnitt 3.2.4). Daneben ist auch eine Durchschnittspreis-Auktion möglich, bei der der Gewinner einen Preis in Höhe des Durchschnitts der abgegebenen Gebote bezahlt.¹⁷⁴

¹⁷¹ Mohr 2015, S. 103.

¹⁷² Vgl. Pindyck/Rubinfeld 2009, S. 665.

¹⁷³ Vgl. Martini 2008, S. 307.

¹⁷⁴ Vgl. Martini 2008, S. 307.

3.1.4 Statische und dynamische Verfahren

Bei statischen Verfahren werden Gebote einmalig und in der Regel verdeckt abgegeben. Das Verfahren ist deshalb mit wenig Organisationsaufwand verbunden und die Transaktionskosten sowohl auf Seiten des Organisators als auch auf Seiten der Teilnehmer werden gering gehalten.¹⁷⁵ Aufgrund der einmaligen, verdeckten Gebotsabgabe eignen sich statische Verfahren besonders für reife Technologien, bei denen die erwarteten Investitionskosten bekannt sind – also zum Beispiel für die Photovoltaik, jedoch weniger für Offshore-Windanlagen.¹⁷⁶

Bei dynamischen Verfahren geben die Bieter mehrere Gebote offen ab, bis das Angebot kleiner oder gleich der Nachfrage ist.¹⁷⁷ Dadurch ergibt sich die „Möglichkeit zur Generierung von Informationen über die Intensität des Wettbewerbs und die Kosten der Mitbietenden sowie zur autonomen Bestimmung des Ausstiegszeitpunkts [...]“.¹⁷⁸ Dies reduziert die Unsicherheit der Teilnehmer und der Risikoaufschlag kann gesenkt werden. Besonders wichtig ist die Möglichkeit der Informationsgenerierung bei Technologien, für die hohe Planungs- und Investitionsunsicherheit besteht,¹⁷⁹ also im Moment zum Beispiel für Offshore-Windprojekte. Durch die Informationen kann zudem dem Effekt des „Fluchs des Gewinners“ vorgebeugt werden. Es steigt jedoch auch die Gefahr von strategischem Bieten.¹⁸⁰ Ein zusätzlicher Nachteil von dynamischen Auktionen ist die Komplexität des Verfahrens.¹⁸¹

3.1.5 Ein-Gut- und Mehrgüterauktionen

Das Auktionsverfahren kann außerdem nach der Anzahl der zu versteigernden Güter differenziert werden. Bei einer Ein-Gut-Auktion wird nur ein einziges Gut versteigert. Bei einer Mehrgüterauktion werden mehrere Einheiten eines Gutes versteigert, wobei die Auktionsteilnehmer auch regelmäßig Interesse an mehr als nur einem Gut haben sollten.¹⁸² Werden mehrere Einheiten versteigert, kann dies in einer einmaligen Auktion (simultan) geschehen oder

¹⁷⁵ Vgl. Mohr 2015, S. 104.

¹⁷⁶ Ebenda.

¹⁷⁷ Klessmann et al. 2014, S. 35.

¹⁷⁸ Mohr 2015, S. 104.

¹⁷⁹ Frontier Economics 2014a, S. 5.

¹⁸⁰ Vgl. Mohr 2015, S. 104.

¹⁸¹ Ebenda.

¹⁸² Vgl. Mohr 2015, S. 104.

aber die Einheiten können nacheinander (sequentiell) in voneinander unabhängigen Auktionen versteigert werden.¹⁸³

Im Hinblick auf Auktionsverfahren weist die Eingut-Auktion einen erheblichen Nachteil auf: Die Güter werden hier separat versteigert. In manchen Fällen kann der Bieter jedoch auf eine bestimmte Mindestbetriebsgröße angewiesen sein. Zwischen mehreren Auktionsrunden können dann Wechselwirkungen entstehen, wenn der Betrieb für den Bieter nur profitabel ist, wenn er in mehreren Auktionsrunden einen Zuschlag erhält. Dadurch vergrößert sich die Unsicherheit für den Bieter.¹⁸⁴ In einer simultanen Mehrgüterauktion entsteht dieses Problem nicht, da hierbei alle Güter gleichzeitig versteigert werden und die Bieter ein oder mehrere Gebote abgeben können.¹⁸⁵

3.1.6 Höchstwert

Der Höchstwert oder auch Reservationspreis ist der Preis, der durch das Auktionsverfahren mindestens erzielt werden muss, andernfalls findet die Transaktion zwischen Auktionsorganisator und Bieter nicht statt. Im Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen bedeutet dies, dass der Auktionsorganisator vor Beginn der Auktion eine maximale Förderhöhe – den Höchstwert – festlegt. Verlangen alle Bieter einen höheren Fördersatz für ihre Projekte oder ist die akkumulierte Leistung der Projekte, die unterhalb des Reservationspreises liegt, geringer als die ausgeschriebene Leistung, so wird die fehlende Leistung im laufenden Ausschreibungsverfahren nicht mehr berücksichtigt.¹⁸⁶ Es handelt sich also um einen „Deckel“, mit dem die Höhe der Förderkosten kontrolliert werden soll. Alle vier in Abschnitt 3.2 vorgestellten Auktionsmodelle können mit oder ohne Reservationspreis bzw. Höchstwert gestaltet werden. Dieser kann vor den Auktionsteilnehmern veröffentlicht oder geheim gehalten werden. Die Verordnung zum PV-Piloten sieht vor, dass ein Höchstwert festgelegt und veröffentlicht wird (vgl. § 8 FFAV). Nach § 8 Abs. 2 ergibt er sich aus dem anzulegenden Wert nach § 51 Abs. 2 Nr. 3 in Verbindung mit § 26 Abs. 3 und § 31 Abs. 1-5 des EEG 2014.

¹⁸³ Ebenda.

¹⁸⁴ Mohr 2015, S. 104.

¹⁸⁵ Mohr 2015, S. 104.

¹⁸⁶ Klessmann et al. 2014, S. 36 f.

3.1.7 Auktionshäufigkeit

Auktionen können unterschiedlich häufig durchgeführt werden. Theoretisch könnten die Fördersätze für die für mehrere Jahre gewünschte Zubaumenge mit einer einzigen Ausschreibung vergeben werden. Da Ausschreibungen jedoch u. a. dazu führen sollen, dass der Fördersatz sich an der jeweils aktuell notwendigen Summe zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen orientiert, entspricht es der Logik dieses Instruments, die Ausschreibung in kürzeren Abständen durchzuführen.

Für die Pilot-Phase gilt zudem, dass eine hohe Frequenz an Ausschreibungsrunden es dem Auktionsorganisator erlaubt, aus Erfahrungen zu lernen und ggf. Anpassungen am Design vorzunehmen.¹⁸⁷ Als Nachteil steigen das Risiko von strategischem Bietverhalten und die Gefahr von Kollusion unter den Teilnehmern.¹⁸⁸ Der Gesetzgeber folgt in der FFAV der Empfehlung zur Frequenzhäufigkeit von Experten¹⁸⁹ und setzt für das Jahr 2015 drei Ausschreibungsrunden an, wobei das Volumen zweimal 150 MW und einmal 200 MW beträgt.

3.1.8 Präqualifikationskriterien

Mit den Präqualifikationskriterien wird definiert, welche Voraussetzungen ein Projekt erfüllen muss, um im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt zu werden. Solche Zugangsvoraussetzungen können den Teilnehmern in jedem der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Auktionsmodelle vorgeschrieben werden.

Konkret werden dann zum Beispiel vor der Zulassung zur Teilnahme an der Auktion Pläne zur Projektrealisierung gefordert, die sich auf die Genehmigung des Standorts oder das Anlagenkonzept beziehen können.¹⁹⁰ Daneben gibt es auch die Möglichkeit, eine Kautions (zum Beispiel in Form einer Erst- und Zweitsicherheit) zu verlangen. Die Präqualifikationskriterien können unterschiedlich hoch angesetzt werden und verlangen dementsprechend von den Bietern einen höheren oder niedrigeren Aufwand, um erfüllt zu werden. Der Vorteil von hohen Präqualifikationskriterien besteht in der steigenden Realisierungswahrscheinlichkeit der bezu-

¹⁸⁷ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 30.

¹⁸⁸ Ebenda, S. 31.

¹⁸⁹ Z. B. Klessmann et al. 2014.

¹⁹⁰ Agora Energiewende 2014b, S. 21.

schlagten Projekte.¹⁹¹ Die Bieter müssen sich dann im Vorfeld intensiv mit der Projektplanung befassen und können die notwendige Förderhöhe abschätzen, wodurch die Gefahr zu niedrig angesetzter Gebote sinkt. Zudem haben sie schon erhebliche Kosten zur Erfüllung der Präqualifikationskriterien, die bei Nichtrealisierung des Projekts als versunkene Kosten abgeschrieben werden müssten. Ein weiterer damit verbundener Vorteil ist, dass zwischen dem Auktionstermin und der Inbetriebnahme der Anlage weniger Zeit vergehen dürfte, wenn sich das Projekt zum Auktionstermin aufgrund der Präqualifikationsanforderungen schon in einer fortgeschrittenen Planungsphase befindet.¹⁹²

Hohe und komplexe Präqualifikationskriterien bringen jedoch auch Nachteile mit sich: Die Anzahl an Teilnehmern sowie die „Akteursvielfalt“ verringern sich tendenziell. Die zu erbringende Vorleistung ohne Gewissheit, ob das eigene Gebot einen Zuschlag erhält, wirkt abschreckend. Zudem könnte es vor allem für kleinere Akteure schwierig sein, die zur Erfüllung der Anforderungen notwendige Finanzierung zu erhalten. Das höhere Risiko für alle Teilnehmer schlägt sich möglicherweise in einem Risikoaufschlag auf die abgegebenen Gebote nieder, wodurch sich die Kosteneffizienz des Instruments verringert.¹⁹³

3.1.9 Pönalen

Pönalen, d. h. Strafzahlungen, können alternativ oder als Ergänzung zu Präqualifikationskriterien eingesetzt werden. Im Falle eines Zuschlags bekommt der Bieter nicht nur die Förderzusage, sondern geht auch die Verpflichtung ein, die angebotene Leistung innerhalb eines festgelegten Zeitraumes tatsächlich zu realisieren. Wenn ihm das nicht gelingt, muss eine Pönale gezahlt werden.¹⁹⁴ Dadurch wird der Anreiz zur Realisierung von Projekten erhöht. Um sicherzustellen, dass Bieter die Strafe bezahlen können, kann vorab die Rücklegung einer Erst- oder Zweitsicherheit gefordert werden. In der FFAV sind Strafzahlungen sowie Erst- und Zweitsicherheit vorgesehen (siehe Abschnitt 2.2.2). Die Pönale wird Zug um Zug fällig, damit das Risiko für die Bieter nicht zu groß wird.

¹⁹¹ Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 21.

¹⁹² Ebenda, S. 22.

¹⁹³ Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 22.

¹⁹⁴ Ebenda.

3.2 Theoretische Auktionsmodelle

Im Folgenden werden vier typische Auktionsmodelle aus der Auktionstheorie näher vorgestellt. Die Auswahl orientiert sich an der Einteilung der Modelle nach *McAfee/McMillan* (1987) und wurde an für die Vergabe von Fördersätzen relevanten Bedingungen angepasst.¹⁹⁵ Daneben sind weitere Modelle als Grundlage für das Design von Ausschreibungsverfahren denkbar, auf die hier jedoch nicht eingegangen wird.

3.2.1 Englische Auktion

Bei der Englischen Auktion handelt es sich im Standard-Fall um ein offenes Bieten um ein Gut mit steigendem Preis. Der Bieter mit dem letzten und höchsten Gebot erhält den Zuschlag und zahlt seinen Gebotspreis.¹⁹⁶ Die dominante Strategie für den Bieter ist hier, solange an der Auktion teilzunehmen, bis der gebotene Preis der eigenen Wertschätzung des Bieters für das Gut entspricht.¹⁹⁷ Die Gewinnerwartung des Verkäufers entspricht dem zweithöchsten Gebot plus einen minimalen Aufschlag. Im Fall von Auktionen um die Förderhöhe würde die Auktion umgekehrt ablaufen, das heißt der Bieter, der die niedrigste Förderhöhe bietet, bekommt den Zuschlag. Nachfolgend wird der Bieter mit der zweitniedrigsten Förderhöhe bezuschlagt usw. bis die Zuschläge akkumuliert die ausgeschriebene Zubaumenge erreicht haben.

3.2.2 Descending-clock-Auktion

Das Prinzip der Descending-clock-Auktion lässt sich mittels der Holländischen Auktion erklären, bei der eine Preisanzeige von einem unreal hohen Preis stetig nach unten läuft. Der erste Bieter, der die Anzeige anhält, bekommt das Gut zum angezeigten Preis. Übertragen auf die Ermittlung und Versteigerung von Fördersätzen, setzt der Auktionsorganisator zunächst eine sehr niedrige Förderhöhe an und befragt die Teilnehmer, welche Menge sie zu dieser Förderhöhe realisieren würden. Wenn die akkumulierte angebotene Menge dann unter der ausgeschriebenen Menge liegt, erhöht der Auktionsorganisator die Förderhöhe und fragt die Teilnehmer erneut, welche Menge sie zu diesem neuen Preis zubauen würden.¹⁹⁸ Der Prozess

¹⁹⁵ Vgl. Maurer/Barroso 2011.

¹⁹⁶ Vgl. Skiera/Revenstorff 1999, S. 225.

¹⁹⁷ Vgl. McAfee/McMillan 1987.

¹⁹⁸ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 9 f.

wiederholt sich solange, bis die angebotene Menge der ausgeschriebenen Menge entspricht. Aufgrund dieses wiederholten Prozesses handelt es sich um ein dynamisches Verfahren.¹⁹⁹ Bezuschlagt werden die Teilnehmer, die zum Clearingpreis (d. h. dem Preis, bei dem das Angebot der Nachfrage entspricht) eine bestimmte Menge anbieten.

Vorteil der Descending-clock-Auktion ist es, dass die Teilnehmer aufgrund der wiederholten Runden Informationen über den Wert des Gutes sammeln können und gegebenenfalls ihren individuellen Höchstwert bzw. bei Auktionen um die Förderhöhe ihre individuelle akzeptable Mindestförderhöhe an das Verhalten der anderen Bieter anpassen können.²⁰⁰ Voraussetzung dafür, dass dieser Effekt im Sinne der Kosteneffizienz eintritt, ist wiederum ein funktionierender Wettbewerb. Da die Descending-clock-Auktion komplexer ist als zum Beispiel die „verdeckte Höchstpreisauktion“, ist die Teilnahme für Bieter aufwendiger. Der Auktionsorganisator muss diese Hürde so niedrig wie möglich halten, indem Informationen über Startpreis und Ablauf der einzelnen Runden eindeutig kommuniziert werden.²⁰¹

3.2.3 Verdeckte Höchstpreisauktion

Hier geben alle Bieter ihre Gebote gleichzeitig und verdeckt ab, sodass kein Teilnehmer die Gebote der anderen kennt. Pro Teilnehmer ist ein Gebot zulässig, es handelt sich also um ein statisches Verfahren.²⁰² Im Grundmodell wird die verdeckte Höchstpreisauktion als Gebotsverfahren durchgeführt, es erhält der Bieter mit dem höchsten Gebot den Zuschlag, der Kaufpreis entspricht dabei seinem (d. h. dem höchsten) Gebot.²⁰³ Das Verfahren kann jedoch abgewandelt auch als Einheitspreisverfahren durchgeführt werden.²⁰⁴ Übertragen auf Ausschreibungsverfahren für Förderhöhen vergleicht der Auktionsorganisator die eingegangenen Gebote und bezuschlagt diejenigen, die die geringste Förderhöhe fordern, bis die ausgeschriebene Zubaumenge erreicht ist.

Im Vergleich zur Englischen Auktion haben die Teilnehmer bei der Höchstpreisauktion keine Information darüber, wie andere Bieter den Wert des Gutes einschätzen und können ihr Gebot

¹⁹⁹ Vgl. Mohr 2015, S. 104.

²⁰⁰ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 10.

²⁰¹ Ebenda.

²⁰² Vgl. Mohr 2015, S. 104.

²⁰³ Vgl. Skiera/Revenstorff 1999, S. 226.

²⁰⁴ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 9.

auch nicht an gewonnene Informationen anpassen, wie zum Beispiel bei der Descending-clock-Auktion. Vorteil dieses Verfahrens ist seine Einfachheit und leichte Verständlichkeit. Als Nachteil kann sich die verdeckte Gebotsabgabe (bei Gebotspreisverfahren) erweisen: Die Bieter erhalten erst nach Ende der Auktion Informationen über den Wert des Gutes, wodurch der „Fluch des Gewinners“ auftreten kann, wenn dem erfolgreichen Teilnehmer, der den niedrigsten Fördersatz verlangt hat, bewusst wird, dass er den Wert falsch eingeschätzt hat.²⁰⁵ Dieses Ausschreibungsmodell eignet sich daher besonders, wenn der Wert des zu versteigern- den Gutes bekannt ist oder wenn die Unsicherheit über seinen Wert bereits reduziert wurde und weitere Informationen durch offene Gebote oder ein dynamisches Verfahren keinen Mehrwert bedeuten würden.²⁰⁶

3.2.4 Vickrey-Auktion

Bei der Vickrey-Auktion (auch „Zweitpreis-Auktion“) wird wie bei der Höchstpreisauktion verdeckt geboten. Der Bieter mit dem höchsten Gebot erhält das Gut, muss aber nur den Preis des zweithöchsten Gebotes zahlen. Die dominante Strategie für die Teilnehmer der Vickrey-Auktion ist es, Gebote in Höhe ihrer tatsächlichen Zahlungsbereitschaft abzugeben: Entweder sie erhalten dann den Zuschlag und zahlen einen Preis, der höchstens ihrer maximalen Zahlungsbereitschaft entspricht, oder sie erhalten den Zuschlag nicht.²⁰⁷

²⁰⁵ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 8.

²⁰⁶ Ebenda.

²⁰⁷ Vgl. Skiera/Revenstorff 1999, S. 226.

4. Anforderungen an das Förderinstrument „Auktionen“

Die allokativen Auswirkungen des Instruments „Auktionen“ können mithilfe von Kriterien aus der ökonomischen Theorie beurteilt werden. Traditionelle umweltökonomische Bewertungs-Kriterien für staatliche Instrumente sind *Effektivität* und *statische* sowie *dynamische Effizienz*. Während Effektivität auf die Wirksamkeit eines Instruments bei der Umsetzung eines gesellschaftlichen Ziels abstellt, gibt das Kriterium der Effizienz vor, dass knappe Ressourcen nicht verschwendet werden sollten – d. h. es sollte eine Allokation von Produktionsfaktoren und Gütern erreicht werden, die, ausgehend von einer bestimmten Ressourcenbasis, die größtmögliche Befriedigung menschlicher Bedürfnisse ermöglicht.²⁰⁸ Dieses Erfordernis lässt sich auch so fassen, dass gesellschaftliche Ziele jeweils mit einem Minimum an Ressourceneinsatz umgesetzt werden sollten.

In der „Neuen Institutionenökonomik“ wird der die Umweltökonomik weiter prägende neoklassische Ansatz um die Analyse von Institutionen erweitert, die als „Routinen, etablierte Praktiken, Regeln, Gesetze und Standards“ die „Kognition und Interaktion der Akteure“ beeinflussen.²⁰⁹ Unter grundsätzlich unvollständiger Information sind marktliche wie politische Transaktionen stets mit Kosten verbunden, die in ihrer Höhe von der Ausgestaltung des institutionellen Settings beeinflusst werden.²¹⁰ Transaktionskosten müssen daher bei der Beurteilung der Kosteneffizienz von Auktionen berücksichtigt werden. Darüber hinaus unterliegt der Wandel von Institutionen oftmals Pfadabhängigkeiten.²¹¹ Im von langlebigen Investitionen geprägten Energiesektor findet eine gegenseitige Verstärkung von institutionellen und technologischen Pfadabhängigkeiten statt.²¹² Bei der Bewertung von Auktionen ist daher auch die „adaptive Effizienz“ zu prüfen; diese umfasst sowohl die Anpassungsfähigkeit von Institutionen an sich im Zeitablauf verändernde Rahmenbedingungen und unvorhergesehene Ereignisse als auch die Vermeidung von Lock-ins in ineffiziente Entwicklungspfade.²¹³ Um die Eignung verschiedener Auktionsdesigns zur Förderung erneuerbarer Energien zu prüfen, werden neoklassische Effektivitäts- und Effizienzkriterien daher im Folgenden um die institutionenökonomischen Kriterien „Transaktionskosteneffizienz“ und „adaptive Effizienz“ erweitert.

²⁰⁸ Vgl. Endres/Radke 2012, S. 22.

²⁰⁹ Schimank 2007, S. 165.

²¹⁰ Vgl. Williamson 1985; Williamson 2005.

²¹¹ Vgl. North 1990.

²¹² Vgl. Unruh 2000.

²¹³ Vgl. North 1990, S. 80 ff.

4.1 Effektivitätskriterien

4.1.1 Überblick

Effektivität gibt im ökonomischen Kontext an, inwieweit ein festgelegtes Ziel mithilfe eines Instruments tatsächlich erreicht wird. Dabei wird keine Aussage über den Ressourcenaufwand gemacht, der für den jeweiligen Grad der Zielerreichung erforderlich ist. Wenn Umweltziele erreicht werden sollen, wird auch von „ökologische[r] Effektivität“ gesprochen.²¹⁴ Dabei kann unterschieden werden zwischen ökologischer Treffsicherheit und Wirkungsgeschwindigkeit des Instruments.²¹⁵ Die ökologische Treffsicherheit gibt an, mit welcher Genauigkeit ein umweltpolitisches Ziel, zum Beispiel ein bestimmter PV-Leistungs-Zubau mittels des gewählten Instruments erreicht wird. Demgegenüber gibt die Wirkungsgeschwindigkeit an, wie schnell dieses Ziel erreicht wird.²¹⁶

4.1.2 Erreichen der Ausbauziele

In Bezug auf PV-Freiflächenanlagen müssen Ausschreibungsverfahren zunächst daran gemessen werden, ob mit ihnen die festgelegten Ausbauziele im vorgegebenen Zeitraum erreicht werden.

Hinsichtlich der Ausbauziele gibt es von der Bundesregierung die im EEG 2014 neu definierte Vorgabe, den Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahre 2025 und auf 55 bis 60 Prozent bis 2035 zu steigern (§ 1 Abs. 2 EEG). Zudem sind in § 3 EEG 2014 die Ausbaukorridore für die verschiedenen erneuerbaren Energiequellen festgelegt. Für die installierte Leistung zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gibt es klare Vorgaben: Gemäß § 3 Nr. 3 EEG 2014 soll sie jährlich um 2.500 MW brutto steigen. Bei Freiflächenanlagen soll ein Zubau in Höhe von durchschnittlich 400 MW jährlich erreicht werden.²¹⁷

²¹⁴ Vgl. Michaelis 1996, S. 35.

²¹⁵ Ebenda, S. 35 f.

²¹⁶ Vgl. Michaelis 1996, S. 36.

²¹⁷ Vgl. Bundesregierung o. J., S. 7.

Die tatsächliche Einhaltung des Zeithorizonts für die Ausbauziele ist wichtig, um langfristig die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und auf eine nachhaltigere Energieversorgung umzusteigen. Diese stellt zudem einen unerlässlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele dar.

Um die Ausbauziele zu erreichen, spielen zwei Faktoren eine wichtige Rolle: Erstens die Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte (Abschnitt 4.1.1.1). Zweitens ist eine ausreichende Wettbewerbsintensität notwendig, um das übergeordnete Ziel der Zubauleistung zu erreichen. Neben einer gewissen Mindestanzahl an Akteuren wird von der Politik angestrebt, die Akteursvielfalt beizubehalten, weshalb dieser Punkt hier zusammen mit der Wettbewerbsintensität aufgenommen wird (Abschnitt 4.1.1.2).

4.1.2.1 Realisierungsrate

Mit der Realisierungsrate wird erfasst, wie viele der bezuschlagten Projekte tatsächlich realisiert werden. Werden deutlich weniger als 100 Prozent realisiert, ist das Ausbauziel in Gefahr. Dass erfolgreiche Bieter ihr Projekt nicht verwirklichen, kann verschiedene Ursachen haben. Zum Beispiel kann es vorkommen, dass sie ihre Kosten im Vorfeld falsch eingeschätzt haben und die ersteigerte Förderhöhe nicht ausreicht, um die Anlage kostendeckend zu realisieren. Oder im Unternehmensumfeld des Bieters haben sich Veränderungen ergeben, aufgrund derer der Bieter seine Investitionspläne verändert.

4.1.2.2 Vielzahl und Heterogenität der Akteure

Um durch Ausschreibungen jeweils die kostengünstigsten Anbieter von EE-Projekten identifizieren zu können, ist es eine wichtige Voraussetzung, dass hinreichende Wettbewerbsintensität um die ausgeschriebenen Zubaumengen besteht.²¹⁸ Nehmen zu wenige Bieter am Verfahren teil, können diese sich häufig sicher sein, dass sie den Zuschlag erhalten werden und daher strategisch hohe Gebote abgeben, anstatt ihre wahren Kosten offenzulegen.²¹⁹ Das Ziel der Kosteneffizienz könnte so nicht erreicht werden. Für Ausschreibungsverfahren spielt hinsichtlich der Wettbewerbsintensität nicht nur die Anzahl an Bietern eine Rolle, sondern auch die Höhe der kumulierten Leistung auf Seiten der Gebote im Verhältnis zur ausgeschriebenen Leistung. Wenn die Gebote mehrheitlich für sehr kleine Projekte abgegeben werden, wird

²¹⁸ Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 9.

²¹⁹ Mohr 2015, S. 102.

insgesamt eine größere Anzahl an Teilnehmern am Verfahren benötigt, um zu gewährleisten, dass Wettbewerb stattfindet.

Der Erhalt der Akteursvielfalt ist ein weiterer wichtiger Bestandteil der Energiewende, der beim Wechsel zu Ausschreibungsverfahren weiterhin gewährleistet werden soll. Es handelt sich dabei um ein explizit politisches Ziel, das im EEG 2014 in § 2 Abs. 5 festgehalten ist. Bislang wurde die Energiewende durch heterogene Akteursgruppen maßgeblich geprägt und vorangetrieben. So agieren neben großen Investoren u. a. auch zahlreiche regionale und kommunale Unternehmen (zum Beispiel Stadtwerke) sowie Bürgerbeteiligungen als Bauherren und Projektträger von Stromerzeugungsanlagen. Während die Anzahl an Akteuren die Wettbewerbsintensität bestimmt, soll die Heterogenität der Akteure dazu beitragen, dass sich die Akzeptanz für die mit der Umgestaltung des Energiesystems einhergehenden Veränderungen über die Teilhabe weiter Investorenkreise erhöht.²²⁰

Inwieweit Akteursvielfalt erreicht bzw. durch ein umweltpolitisches Instrument erhöht wird, lässt sich schlechter messen und mit Kennzahlen belegen als ein Ausbauziel. Im oben zitierten EEG-Paragrafen wird das Ziel der Akteursvielfalt qualitativ formuliert und nicht näher definiert. Daher sind unterschiedliche Interpretationen möglich.²²¹ (1) Zum einen kann mit dem Ziel die Sicherstellung von Wettbewerb auf dem Strommarkt gemeint sein.²²² Gesicherte Aussagen zum Beitrag von EE-Erzeugern werden hier dadurch erschwert, dass durch das EEG geförderte Strommengen bislang nicht in die Untersuchung von Wettbewerbsbedingungen auf dem Stromer Absatzmarkt einbezogen werden.²²³ Als Gründe hierfür wird der Einspeisevorrang von EE genannt sowie bei dargebotsabhängigen EE der Umstand, dass eine Einspeisung bei Grenzkosten nahe Null von der Marktlage unabhängig sei.²²⁴ (2) Zum anderen kann jedoch auch die aktive Partizipation privater Kleinanleger auf lokaler oder regionaler Ebene anvisiert werden, die – unter dem Begriff Bürgerbeteiligung zusammengefasst – zur Akzeptanzschaffung für die Energiewende beitragen soll.²²⁵ Einer Studie von trend:research und der Leuphana-Universität zufolge entfielen 2012 34,4 % der installierten Leistung erneu-

²²⁰ Vgl. etwa BMWi 2016b, S. 2.

²²¹ Vgl. Frontier Economics 2014b, S. 18 f.

²²² Frontier Economics 2014b, S. 19.

²²³ Monopolkommission 2015, S. 18; Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2015, S. 35.

²²⁴ Monopolkommission 2015, S. 18.

²²⁵ Frontier Economics 2014b, S. 19.

erbarer Energien auf Einzeleigentümer und regional verankerte Bürgerenergiegesellschaften.²²⁶

4.2 Effizienzkriterien

Hinsichtlich der Effizienzkriterien spielt im Gegensatz zur Effektivität der zur Zielerreichung eingesetzte Ressourcenaufwand eine Rolle. Es ist zwischen statischer und dynamischer Effizienz zu unterscheiden.²²⁷

4.2.1 Statische Effizienz

Statische Effizienz bedeutet, dass ein (umweltpolitisches) Ziel unter den gegebenen Rahmenbedingungen mit geringstmöglichem Aufwand, das heißt in der Regel zu minimalen Kosten, erreicht werden soll. Statische Effizienz kann deshalb hier synonym mit Kosteneffizienz verwendet werden.

Eine hohe Kosteneffizienz bei der Zubau-Realisierung wird als wichtige Begründung für die Einführung von Ausschreibungen für EE im Gegensatz zur administrierten Festlegung von Fördersätzen angeführt.²²⁸ Bei der Bewertung von Ausschreibungsverfahren ist sie deshalb ein wichtiges Kriterium. An der bisherigen administriert festgelegten Förderhöhe wurde bemängelt, dass sie zwar Planungs- und Investitionssicherheit schaffe, aber „dass teilweise bei der Festlegung der Förderhöhe die tatsächlichen Stromgestehungskosten der Anlagen nicht bekannt sind und sich die ermittelte Förderhöhe auf Erfahrungen und Prognosen stützen muss, die sich nachträglich als falsch erweisen können. Zudem können bei schnellen Änderungen der Anlagen- oder Finanzierungskosten die politischen Entscheidungsprozesse zu langsam sein, um Über- oder Unterförderungen auszuschließen.“²²⁹

Wie hoch die durch Ausschreibungen erreichte Kosteneffizienz tatsächlich ausfällt, wird u. a. dadurch beeinflusst, ob Bieter Anreize zur Enthüllung ihrer tatsächlichen Kosten haben, oder ob die Preisfindung durch strategische Gebote verzerrt wird. Diese Anreize werden durch das

²²⁶ trend:research/Leuphana-Universität Lüneburg 2013, S. 63.

²²⁷ Michaelis 1996, S. 36.

²²⁸ Vgl. z. B. Agora Energiewende 2014b, S. 7; Hauser et al. 2014, S. 3 und Frontier Economics 2014b, S. 1 f.

²²⁹ Bundesregierung o. J., S. 1.

Ausschreibungsdesign beeinflusst (vgl. Kapitel 3). Zudem nehmen die Risiken, die für den Investor mit der Teilnahme an der Auktion verbunden sind, Einfluss auf die erreichte Kosteneffizienz. Im Falle hoher Pönalen bei Nicht-Realisierung oder verzögerter Realisierung wird der Bieter einen Risikoaufschlag auf sein Gebot aufschlagen (zum hieraus entstehenden Zielkonflikt vgl. Abschnitt 5.2.4). Risiken steigen auch, wenn für die Teilnahme am Verfahren hohe Präqualifikationsanforderungen nachgewiesen werden müssen, die mit finanziellem Aufwand im Vorfeld der Förderzusage verbunden sind.²³⁰

4.2.2 Dynamische Effizienz

Die dynamische Effizienz zielt darauf ab zu untersuchen, welche Auswirkungen das Instrument bzw. der Instrumentenmix auf den technischen Fortschritt (Innovationswirkung) hat,²³¹ also ob Anreize zu Investitionen in F&E gesetzt werden, die langfristig die Kosten der Zielerreichung reduzieren. Neben Innovationen, welche die Kosten der EE-Erzeugung reduzieren, sind im Sinne der energiewirtschaftlichen Kernziele auch Innovationen wünschenswert, die die Umweltverträglichkeit von EE verbessern und Beiträge zur Versorgungssicherheit erhöhen (vgl. Abschnitt 2.1). Allerdings kann es zu einem Trade-off zwischen statischer und dynamischer Effizienz kommen (vgl. Abschnitt 5.2.2): Die höchste Kosteneffizienz kann unter Umständen kurzfristig durch eine reine Förderung der aktuell kostengünstigsten Technologie erreicht werden. Die Förderung unausgereifterer Technologien kann teurer sein, aber sich auf lange Sicht durch den erreichten technischen Fortschritt als dynamisch effizient erweisen.²³²

Das Kriterium der dynamischen Effizienz umfasst zudem das Erfordernis der Wettbewerbsneutralität: Insbesondere sollte das Instrument keine Hürden für den Markteintritt neuer Akteure aufbauen, die im Zeitablauf den Wettbewerb um kostengünstige und/oder umweltverträgliche innovative Lösungen beleben könnten. Außerdem sollte es idealerweise Anreize zu einer laufenden Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen geben, d. h. Anreize für eine permanente Reallokation von Ressourcen zur Sicherung der statischen Effizienz. Diese Dimension scheidet jedoch durch die politisch getroffene Rahmensetzung aus, dass die Vergütung für einen Zeitraum von 20 Jahren versteigert wird.²³³ Hierdurch wird nach erfolgreicher

²³⁰ Etwa die Kosten für die Einholung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, vgl. BMWi 2016a.

²³¹ Vgl. Michaelis 1996, S. 36.

²³² Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 9.

²³³ Vgl. BMWi 2016a, S. 4 ff. i. V. m. § 28 Abs. 5 FFAV.

Auktionsteilnahme eine vergleichbare Planungssicherheit wie im administrierten Marktprämi-
enmodell erzielt.

4.2.3 Transaktionskosteneffizienz

Eine Transaktion besteht aus Handlungen, die zum Transfer von Gütern oder Dienstleistungen
zwischen Wirtschaftssubjekten notwendig sind. Vor und nach der Transaktion entstehen
„Kosten [für die] Nutzung des Marktes“²³⁴, sogenannte Transaktionskosten.²³⁵ Ebenso entste-
hen bei politischen Entscheidungsprozessen und bei politischen Maßnahmen Transaktions-
kosten.²³⁶ Nach *McCann* sind diese besonders hoch, wenn es um Politikmaßnahmen im Um-
weltbereich geht, sodass Transaktionskosten bei der Wahl des Politikdesigns berücksichtigt
werden sollten.²³⁷ Ex ante können Anbahnungskosten, Informationsbeschaffungskosten und
Vereinbarungskosten anfallen. Ex post sind Abwicklungskosten, Anpassungskosten und Kon-
trollkosten zu nennen.

Die Rolle von Transaktionskosten in Bezug auf Ausschreibungsverfahren wird in der Litera-
tur z. T. vernachlässigt²³⁸ oder sehr allgemein diskutiert.²³⁹ Im Folgenden werden die oben
genannten Formen von Transaktionskosten danach differenziert, ob sie für den Auktionsorga-
nisor oder den Teilnehmer anfallen.

4.2.3.1 Kosten für den Auktionsorganisator

Anbahnungs- und Informationsbeschaffungskosten entfallen für den Auktionsorganisator –
wenn man darunter Kosten der Suche nach potenziellen Transaktionspartnern und der Kon-
taktaufnahme versteht. Der Auktionsorganisator muss auch nicht wie im Falle der Einspeise-
vergütung umfassende Informationen über die aktuellen Marktbedingungen erwerben, da er
die Höhe der Fördersätze nicht selbst festlegt. Hingegen fallen umfassende Vereinbarungskosten
an: Hierunter fällt der administrative Aufwand, der für die Bundesnetzagentur als Aukti-
onsorganisator mit der Ausschreibung verbunden ist. Eine bestimmte Leistung muss ausge-

²³⁴ Voigt 2002, S. 210.

²³⁵ Vgl. Dahlman 1979; vgl. Williamson 1985.

²³⁶ Vgl. z. B. McCann 2013.

²³⁷ Vgl. McCann 2013, S. 253.

²³⁸ Vgl. z. B. in Kopp et al. 2013.

²³⁹ Vgl. z. B. Agora Energiewende 2014b; Klessmann et al. 2014.

schrieben, Gebote müssen eingesammelt und auf ihre Zulässigkeit geprüft und zuletzt die Zuschläge ermittelt werden.²⁴⁰ Dies sind die Kosten, die für den Auktionsorganisator vor der Transaktion anfallen.

Anpassungskosten nach erfolgter Transaktion aufgrund von Termin-, Qualitäts-, Mengen- oder Preisänderungen sollen durch ein Ausschreibungsverfahren verhindert werden und fallen im Idealfall nicht an. Allerdings kann es zu Anpassungskosten kommen, wenn aufgrund niedriger Realisierungsraten oder geringer Beteiligung an der Auktion eine Unterschreitung des Ausbaukorridors droht und Nachrückverfahren oder zusätzliche Ausschreibungsrunden organisiert werden. Zudem können Anpassungskosten im Rahmen von Lernprozessen anfallen, wenn Elemente des Ausschreibungsdesigns wie z. B. das Gebotsverfahren an erzielte Erfahrungen angepasst werden müssen. Auch Höchstpreise müssen regelmäßig überprüft und ggf. angepasst werden, wodurch ebenfalls Transaktionskosten entstehen.²⁴¹

Zudem sind Kontrollkosten unvermeidbar, da überwacht werden muss, ob die Bieter mit Zuschlag ihr Projekt entsprechend des Vertrags umsetzen.

4.2.3.2 Kosten für die Bieter

Transaktionskosten für Bieter werden maßgeblich durch das Ausschreibungsdesign bestimmt: Je komplexer das Auktionsdesign, desto höher sind in der Regel die Transaktionskosten für den Bieter.²⁴² Die Bieter, d. h. die potenziellen Investoren für eine neue Anlage, müssen sich vor Abgabe eines Gebots über Ablauf, Bedingungen und Inhalte der Ausschreibung informieren, es fallen also Informationsbeschaffungskosten an. Um ein Gebot abgeben zu können, muss der Bieter außerdem wissen, zu welchem Preis er die Anlage realisieren kann. Dies fällt im weiteren Sinne unter Transaktionskosten in Form von Vereinbarungskosten. Als Anbahnungskosten könnte man die Kosten bezeichnen, die bei der konkreten Vorbereitung eines Gebots entstehen, also die Kosten, die der Bieter zur Erfüllung der Präqualifikationskriterien aufbringen muss. Für Abwicklungs- und Anpassungskosten gilt dasselbe wie für den Auktionsorganisator: Sie fallen im Idealfall nicht an, doch auch hier sind Ausnahmen möglich, etwa wenn eine Übertragbarkeit der Förderberechtigung an Dritte besteht.²⁴³ Kontrollkosten muss der Bieter im Gegensatz zum Organisator nicht tragen.

²⁴⁰ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 31.

²⁴¹ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 31.

²⁴² Vgl. del Rio/Linares 2014, S. 50.

²⁴³ Vgl. BMWi 2015a., S. 10 und 21.

4.2.4 Adaptive Effizienz

Die Bedeutung von adaptiver Effizienz wird im Folgenden im Hinblick auf zwei Aspekte beleuchtet: Erstens soll das Instrument selbst flexibel genug sein, um an veränderte Rahmenbedingungen angepasst werden zu können (Abschnitt 4.2.4.1). Zweitens soll durch das Instrument technologische Pfadabhängigkeit verhindert werden (Abschnitt 4.2.4.2).

4.2.4.1 Befähigung zur Anpassung an Veränderung

Als Indikatoren für volkswirtschaftlich optimale Ergebnisse dienen in der neoklassischen Theorie in der Regel die produktive Effizienz (Kostenminimierung durch effiziente Ressourcenverwendung) und die alloкатive Effizienz (Wohlfahrtsgewinne durch effiziente Ressourcenverteilung). Nach *North* 1990 reichen diese Indikatoren jedoch nicht aus, um die Leistungsfähigkeit einer Volkswirtschaft zu erklären, sondern müssen um den Einflussfaktor der adaptiven Effizienz ergänzt werden.

Diese wird von *North* wie folgt definiert:

“Adaptive efficiency [...] is concerned with the kind of rules that shape the way an economy evolves through time. It is also concerned with the willingness of a society to acquire knowledge and learning, to induce innovation, to undertake risk and creative activity of all sorts, as well as to resolve problems and bottlenecks of the society over time.”²⁴⁴

Ökonomischer Wandel ist demnach von adaptiver Effizienz abhängig. Diese ergibt sich aus dem institutionellen Regelwerk sowie der Lern- und Wissenskultur der Gesellschaft. *North* definiert Institutionen als formelle und informelle Regeln, die das Verhalten von Wirtschaftssubjekten determinieren. Aus der Struktur dieses Regelwerkes ergibt sich, inwieweit das System adaptiv effizient ist. Förderlich für adaptive Effizienz ist nach *North* eine positive Fehlerkultur, die Anreize zu Learning-by-doing und dem Aufbau von nicht-kodifiziertem Wissen („tacit knowledge“) setzt und dadurch innovative Lösungen ermöglicht.²⁴⁵ *North* bezieht sich auf Erkenntnisse Hayeks, der die These aufstellte, dass die Gesellschaft, welche Individuen die höchste Anzahl an Versuchen zu alternativen Vorgehensweisen ermöglicht, im Zeitverlauf mit höherer Wahrscheinlichkeit Probleme lösen können wird.²⁴⁶ Von dem institutionellen

²⁴⁴ North 1990, S. 80.

²⁴⁵ Vgl. North 1990, S. 81.

²⁴⁶ North 1990, S. 81, und Hayek 1960.

Regelwerk hängt auch ab, inwieweit nicht-kodifiziertes Wissen aufgebaut wird. Der Übergang zu dem zweiten Aspekt, den *North* in seiner Definition von adaptiver Effizienz nennt, ist dabei fließend. Die Bereitschaft der Gesellschaft Wissen aufzubauen und anzuwenden, wird durch den institutionellen Rahmen geprägt und umgekehrt spiegelt die Struktur der Institutionen die Kultur der Gesellschaft wieder; gemeint sind hier zum Beispiel die Bewertung von Flexibilität oder die Risikobereitschaft der Gesellschaft.

Adaptive Effizienz wird erreicht, wenn es der Gesellschaft gelingt, Institutionen zu schaffen, die auf der einen Seite produktiv, stabil und anerkannt sind, und die auf der anderen Seite flexibel genug sind, um sich zu verändern und an neue Gegebenheiten anzupassen. In Bezug auf Regulierung durch die Politik muss ein Instrument, um dem Kriterium der adaptiven Effizienz zu genügen, leicht an veränderte Rahmenbedingungen und neue Anforderungen angepasst werden können.

Die aufgezeigten Faktoren beeinflussen das Entstehen institutioneller Regeln und adaptiver Effizienz; wie dieses Zusammenspiel genau funktioniert ist weiterhin Gegenstand der Forschung.²⁴⁷

4.2.4.2 Vermeidung von Pfadabhängigkeiten

Unter *Pfadabhängigkeit* versteht man ein „Konzept, um [die] Diffusion konkurrierender Techniken zu erklären.“²⁴⁸ Dabei können Situationen auftreten, in denen eine bestimmte dominante Technik mit positiven Rückkopplungseffekten einhergeht, die verhindern, dass andere innovative Techniken in den Markt eintreten können, auch wenn diese effizienter oder aus anderen Gründen vorteilhafter wären. Ohne staatliches Eingreifen kann eine reine Marktlösung dann „zu lang andauernden Ineffizienzen führen.“²⁴⁹

Die positiven Rückkopplungseffekte werden dann als Ursache für Pfadabhängigkeit gesehen. „Positiv“ besitzt in diesem Zusammenhang keine normative Konnotation, sondern bezeichnet lediglich den selbstverstärkenden Effekt, also „den Umstand, dass die Zunahme (Abnahme) einer bestimmten Variablen zu einer weiteren Zunahme (Abnahme) dieser Variablen führt.“²⁵⁰ In der Literatur gibt es unterschiedliche Hinweise darauf, wie solche Rückkopplungseffekte zustande kommen. Nach *Arthur* spielen Lerneffekte, hohe Fixkosten, Koordinationseffekte

²⁴⁷ Vgl. North 1990, S. 81.

²⁴⁸ Voigt 2002, S. 206.

²⁴⁹ Ebenda, S. 207.

²⁵⁰ Ackermann 2001, S. 16.

und selbstverstärkende Erwartungen eine Rolle²⁵¹; Ackermann nennt „(1) dynamische und statische Skalenerträge, (2) direkte Netzexternalitäten, (3) Komplementarität der Bestandteile eines „technologischen Systems“ und (4) die Eigendynamik kollektiver Lernprozesse.“²⁵² Ein pfadabhängiges System zeichnet sich durch Inflexibilität und potenzielle Ineffizienz aus.²⁵³ North überträgt das Konzept der hier beschriebenen technologischen Pfadabhängigkeit auf Institutionen.²⁵⁴ Die Durchsetzung von Institutionen kann wie die Durchsetzung von Technologien mit selbstverstärkenden Effekten erklärt werden. Es kann demnach aufgrund derselben Faktoren zu institutioneller Pfadabhängigkeit kommen.

Für den Stromsektor lassen sich nach Lehmann/Gawel (2013) vier Ursachen von Pfadabhängigkeit genauer spezifizieren: Erstens kann Pfadabhängigkeit durch steigenden Profit bei Übernahme der dominanten Technologie entstehen. Dieser entsteht durch Skalenvorteile, Lerneffekte, adaptive Erwartungen und Netzwerkbildung.²⁵⁵ Zweitens neigt der Stromsektor zu Pfadabhängigkeit aufgrund der großen, langfristigen Investitionen, die zum Beispiel beim Bau von Kraftwerken getätigt werden müssen. Des Weiteren ist Strom ein vergleichsweise homogenes Gut. Zwar mögen bei einer wachsenden Sensibilität der Bevölkerung für Nachhaltigkeitsthemen in gewissem Maße Vorteile für Ökostromanbieter entstehen, aber Strom aus verschiedenen Energiequellen bleibt dennoch ein nahezu perfektes Substitut, das in erster Linie im Wettbewerb um den Preis und nicht um die Qualität steht.²⁵⁶ Dies stellt ein Hemmnis für den zunächst teuren Umstieg auf alternative Energiequellen dar. Als letzte Ursache für Pfadabhängigkeit im Stromsektor lässt sich die Tatsache identifizieren, dass bestehende Institutionen dazu beitragen, dass dominante Technologien weiterhin unterstützt werden.²⁵⁷

Im Sinne des Kriteriums der adaptiven Effizienz soll Pfadabhängigkeit verringert werden. Im Falle des Energiesystems hat sich gezeigt, dass eine neue Technologie – die erneuerbaren Energien – es ohne staatliches Eingreifen zumindest zum heutigen Zeitpunkt nicht geschafft hätte, sich gegen das dominante, auf fossilen Energieträgern basierende System durchzusetzen. Neben dem Durchbrechen des dominanten „Carbon Lock-in“ sollten energiepolitische

²⁵¹ Vgl. Arthur 1994, S. 112.

²⁵² Ackermann 2001, S. 58.

²⁵³ Ebenda, S. 20.

²⁵⁴ Vgl. North 1990, S. 94 ff.

²⁵⁵ Vgl. Grubb 1997, S. 162; Unruh 2000, S. 820.

²⁵⁶ Qualitätsunterschiede ergeben sich allerdings zwischen dargebotsabhängigen und nicht-dargebotsabhängigen Energieerzeugungsformen.

²⁵⁷ Vgl. Lehmann/Gawel 2013, S. 602.

Instrumente jedoch auch dazu beitragen, zukünftige „Lock-Ins“ zu vermeiden, die sich unter Umständen in Zukunft als ineffizient erweisen könnten. Hier weisen verschiedene Förderinstrumente unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Zum Beispiel implizieren Quoteninstrumente eine hohe Pfadabhängigkeit (Abschnitt 2.3.2.1).²⁵⁸ Im Rahmen eines Quotenmodells wird der Wert von Zertifikaten, die zur Quotenerfüllung benötigt werden, marktlich bestimmt. Somit unterliegt die Vergütung sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen kontinuierlichen Änderungen, in Abhängigkeit der Nachfrage- und Angebotssituation auf dem Zertifikatemarkt. Um das Einkommensrisiko nicht weiter zu erhöhen, wird deshalb ein stabiles, langfristiges angelegtes Design des Instruments als notwendig erachtet; Ziel ist es dabei, die Bildung verlässlicher Erwartungen zu ermöglichen und langfristige Investitionen anzureizen.²⁵⁹

Auktionen hingegen wird eine geringere Pfadabhängigkeit attestiert, da man „flexibel zwischen verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von Auktionen wechseln [könnte]“²⁶⁰, zum Beispiel durch regionale Steuerung oder die Einführung bzw. Abschaffung von Preisobergrenzen. Zwar erhalten im in Deutschland diskutierten Modell erfolgreiche Bieter eine Vergütungszusage über 20 Jahre, zu weitgehend irreversibel festgelegten Vergütungsbedingungen. Wenn die Menge der in einzelnen Ausschreibungsrunden jedoch – im Vergleich zum Ausbauziel – begrenzt ist, ist eine lernende Fortentwicklung des Mechanismus möglich: Das Ausschreibungsdesign kann zwischen Ausschreibungsrunden fortentwickelt werden, ohne die Planungssicherheit für Bestandsanlagen zu gefährden. Auch ein politisch motivierter Systemwechsel zu einem ganz anderen Finanzierungsmechanismus wäre, anders als bei einem Quotenmodell, immer möglich.²⁶¹ Ob Auktionen zur Vermeidung von Pfadabhängigkeiten beitragen, hängt aber abermals vom konkreten Design der Ausschreibung ab, wie z. B. der Ausschreibungshäufigkeit und den ausgeschriebenen Mengen, sowie von dessen angemessener (diskretionärer) politischer Fortentwicklung. Zudem können insbesondere technologie-neutrale Ausschreibungen zu technologischen Lock-ins führen, wenn Technologien mit unterschiedlichem Reifegrad miteinander konkurrieren müssen.

²⁵⁸ Vgl. Kopp et al. 2013, S. 4.

²⁵⁹ Vgl. Kopp et al. 2013, S. 24.

²⁶⁰ Kopp et al. 2013, S. 46.

²⁶¹ Ebenda.

4.3 Weitere Kriterien

Ein Förderinstrument muss zudem drei weitere Anforderungen erfüllen: Es muss mit EU-Recht sowie nationalem Recht vereinbar und politisch durchsetzbar sein, sowie dem Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit genügen. Im Folgenden wird vorgestellt, was bei Ausschreibungen im Hinblick auf diese Kriterien zu beachten ist. Die Herausforderung, diese Kriterien zu erfüllen, ist weitgehend unabhängig vom gewählten Ausschreibungsdesign. Daher werden diese drei Kriterien in Kapitel 5 nicht vertiefend diskutiert.

4.3.1 Vereinbarkeit mit EU- und nationalem Recht

Im Zuge der Einführung eines neuen Förderinstrumentes muss gewährleistet sein, dass dieses verfassungskonform – also mit dem Grundgesetz vereinbar – ist. Zudem muss es auch mit EU-Recht vereinbar sein. Da die Europäische Kommission im vergangenen Jahr in ihren „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ Ausschreibungen ab 2017 verpflichtend vorgesehen hat²⁶², ist die Konformität auf EU-Ebene grundsätzlich sichergestellt (vgl. Abschnitt 2.2.1). Hier würde vielmehr die Beibehaltung des bisherigen Fördersystems zu Problemen führen.

Auf nationaler Ebene muss die Verordnung die föderale Struktur der Bundesrepublik berücksichtigen: So schützt die Garantie der kommunalen Selbstverwaltung in Art. 28 Abs. 2 GG die Planungshoheit der Kommunen.²⁶³ Die Kompetenzen, die die Bundesnetzagentur durch die FFAV bekommt, müssen damit in Einklang stehen. Des Weiteren muss zum Beispiel geklärt werden, welche Vorgaben durch die Finanzverfassung (Art. 104a-108 GG) bei der Verwendung von eingezogenen Pönalen zu berücksichtigen sind.²⁶⁴ Außerdem muss geklärt sein, welche privaten Flächen trotz der Eigentumsgarantie nach Art. 14 GG in Anspruch genommen werden dürfen bzw. inwieweit öffentliche Grundstücke primär genutzt werden sollten.²⁶⁵

²⁶² Europäische Kommission 2014b, S. 26.

²⁶³ Vgl. Kahl et al. 2014, S. 7.

²⁶⁴ Ebenda.

²⁶⁵ Ebenda.

4.3.2 Politische Durchsetzbarkeit

Eine weitere wichtige Anforderung an das Instrument ist seine politische Durchsetzbarkeit. Dieses Kriterium weist darauf hin, dass es nicht ausreicht, unter theoretischen Bedingungen optimale Resultate herbeizuführen, sondern dass das Instrument auch politisch durchsetzbar sein muss. Dies kann nicht allein durch Rationalitätserwägungen gewährleistet werden. Nach Feess (1998) spielen sowohl die Kosten für das Instrument als auch die emotionale Einschätzung der Beteiligten eine Rolle.²⁶⁶ Es muss also um Akzeptanz für das Instrument bei relevanten Gruppen geworben werden.

Im Fall von PV-Freiflächenausschreibungen bestehen die Beteiligten im Wesentlichen aus Investoren, Herstellern und Eigentümern der zu bebauenden Flächen sowie den Stromverbrauchern. Die Akzeptanz – und damit die politische Durchsetzbarkeit – kann zum Beispiel durch ein transparentes und verständliches Ausschreibungsdesign gefördert werden. Mit der Wahl des Ausschreibungsdesigns kann Akzeptanz daher zu gewissem Grad unterstützt werden. Wesentlicher Faktor zur Erreichung von Akzeptanz ist jedoch, dass die Ziele des Instruments – also u.a. Erreichen der Ausbauziele, Senkung der Kosten, Erhalt der Akteursvielfalt – erfüllt werden.²⁶⁷

Zudem sind bei der Beurteilung der politischen Durchsetzbarkeit politische Rationalitätserwägungen zu beachten; hiernach sind die Durchsetzungschancen davon abhängig, ob das Instrument eine Mehrheit an Unterstützern in verschiedenen, mit unterschiedlichen Interessen und politischem Einfluss ausgestatteten gesellschaftlichen Akteursgruppen findet.²⁶⁸

4.3.3 Verteilungsgerechtigkeit

Verteilungsgerechtigkeit beschäftigt sich mit den ökonomischen Rahmenbedingungen einer Gesellschaft, bestehend aus Gesetzen und Institutionen; diese führen je nach Ausgestaltung zu einer unterschiedlichen Verteilung von wirtschaftlichen Gütern bzw. Nutzen auf die Mitglieder der Gesellschaft.²⁶⁹ Die Struktur dieser Rahmenbedingungen ergibt sich aus politischen Entscheidungen und kann sich mit der Zeit verändern. Unter dem Begriff der Verteilungsge-

²⁶⁶ Vgl. Feess 1998, S. 51.

²⁶⁷ Vgl. Mohr 2015, S. 102.

²⁶⁸ Vgl. Mueller 1989.

²⁶⁹ Vgl. Lamont/Favor 2013.

rechtigkeit wird diskutiert, wie die Rahmenbedingungen aussehen müssen um das moralisch bevorzugte Ergebnis, d.h. die moralisch bevorzugte Verteilung, zu erhalten.

Unterschiedliche ethische Prinzipien können zu unterschiedlichen Ansichten über die optimale Verteilung führen. Zu den wichtigsten Schulen gehören der strikte Egalitarismus, das von John Rawls entwickelte Differenzprinzip, Chancengleichheit und Glücksegalitarismus, wohlfahrtsbasierte Prinzipien sowie libertäre Prinzipien.²⁷⁰ Trotz verschiedener Facetten lassen sich die Prinzipien zumeist dadurch einteilen, dass entweder („nur“) gleiche Ausgangsbedingungen für alle Mitglieder der Gesellschaft gefordert werden oder aber dass nach erfolgter Verteilung alle Mitglieder über denselben Nutzen verfügen. Abhängig von dem zugrunde gelegten Prinzip können verschiedene Auktionsdesigns präferiert werden.

²⁷⁰ Ebenda.

5. Instrumentenanalyse

Vor dem Hintergrund der Optionen, die für die Gestaltung von Ausschreibungsverfahren zur Verfügung stehen (Kapitel 3) sowie den Anforderungen, denen das Instrument genügen soll (Kapitel 4), wird in diesem Kapitel analysiert, inwieweit diese Anforderungen mit den verschiedenen Ausschreibungsdesigns erfüllt werden können (Abschnitt 5.1). Man kann feststellen, dass die Ausschreibungsdesigns sich zum Teil gegenteilig auf die Anforderungen auswirken. Dadurch entstehende Trade-offs werden in Abschnitt 5.2 erläutert.

5.1 Analyse ausgewählter Auktionsmodelle und Designvarianten

5.1.1 Erfüllung von Effektivitätskriterien

5.1.1.1 Realisierungsrate

Hinsichtlich der Effektivität steht das Erreichen der Ausbauziele im Mittelpunkt. Da es sich bei allen Auktionsmodellen um ein Mengeninstrument handelt, ist die Wahrscheinlichkeit, die politisch vorgegebenen Ausbauziele passgenau zu erreichen, in der Regel höher als bei Preisinstrumenten.²⁷¹ Da der vom Gesetzgeber beauftragte Auktionsorganisator genau die gewünschte Zubauleistung ausschreibt, ist es also ausgeschlossen, dass mehr Leistung zugebaut wird als gewünscht. Ein zu schneller Zubau könnte zum Beispiel von Nachteil sein, weil mehr Fördergelder investiert werden müssen, als der jeweils aktuelle Bundeshauhalt vorsieht oder weil Systemintegration und Netzausbau nicht im selben Tempo voranschreiten.

Bei Auktionsverfahren besteht jedoch das Risiko, dass zu wenig Leistung zugebaut wird. Das kann erstens geschehen, wenn erfolgreiche Bieter ihr Projekt nicht realisieren. Wenn für diesen Fall kein Nachrückverfahren vorgesehen ist oder auch die Projekte des Nachrückverfahrens nicht realisiert werden, wird das Ausbauziel nicht erreicht. Zweitens kann der Fall eintreten, dass die aufsummierte Leistung aller teilnehmenden Bieter unter der ausgeschriebenen Menge liegt; auch in diesem Fall würde das Ausbauziel nicht erreicht.

Eine niedrige Realisierungswahrscheinlichkeit kann auf verschiedene Ursachen zurückzuführen sein. Zum einen spielt eine falsche Kostenabschätzung eine Rolle. Diese Gefahr kann durch das Einheitspreisverfahren minimiert werden, das u. a. in der Descending-clock und der Verdeckten Höchstpreisauktion umsetzbar ist.

²⁷¹ Vgl. z. B. Pahle et al. 2014, S. 11.

Denn im Einheitspreisverfahren bekommen alle erfolgreichen Bieter den Fördersatz des letzten bezuschlagten Gebotes, d. h. den höchsten Fördersatz, der geboten und noch bezuschlagt wurde. Daneben kann insbesondere Unsicherheit über die Gebotshöhe der anderen Teilnehmer – und damit einhergehend Unsicherheit über den Wert des Gutes – zu einer zu niedrigen Gebotsabgabe führen. Auktionsmodelle mit offener Gebotsabgabe reduzieren diese Unsicherheit und können somit zu einer höheren Realisierungswahrscheinlichkeit beitragen. Eine weitere Methode zur Reduzierung von Unsicherheit ist das dynamische Verfahren, wie es beispielsweise bei der Descending-clock-Auktion durchgeführt wird.

Einer Studie der Agora Energiewende zufolge sind jedoch insbesondere Präqualifikationskriterien ein „effektives Instrument zur Erreichung hoher Realisierungsquoten“²⁷² (vgl. auch Abschnitt 3.1.8). Je höher die Anforderungen durch die Präqualifikationskriterien sind, desto mehr Zeit- und Kostenaufwand muss der Teilnehmer im Vorfeld betreiben. Diese Kosten müsste der Teilnehmer bei Nichtrealisierung als versunkene Kosten abschreiben, was nicht in seinem Interesse sein kann. Die Präqualifikationskriterien können von der ausschreibenden Stelle gezielt so gestaltet werden, dass die Verwirklichung des Projekts wahrscheinlicher wird: Zum Beispiel im Fall von PV-Freiflächenanlagen, indem man für geplante Projekte einen Aufstellungsbeschluss, einen Offenlegungsbeschluss oder einen beschlossenen Bebauungsplan vorlegen muss (§ 6 Abs. 4 FFAV). Die Hinterlegung von Erst- und Zweitsicherheit erhöht ebenfalls den Anreiz für den Teilnehmer selbst, das Projekt zu verwirklichen; insbesondere wenn die Sicherheit mit einer Pönale verknüpft wird und bei Nicht-Realisierung nicht oder nur anteilig zurückbezahlt wird. Je nach Höhe dient sie dem Auktionsorganisator außerdem als Hinweis darauf, ob der Bieter über ausreichend finanzielle Mittel verfügt. Präqualifikationskriterien sind grundsätzlich in alle Auktionsmodelle integrierbar, ebenso wie Pönalen.

Um die nicht realisierten Projekte zu kompensieren, kann unabhängig vom gewählten Auktionsdesign etwas mehr Leistung ausgeschrieben werden, als der gewünschten Ausbaumenge entspricht. Die notwendige Zusatzmenge kann mit zunehmender Erfahrung des Auktionsorganisations in Zukunft tendenziell besser abgeschätzt werden als in der laufenden Pilotphase.

Die zweite Ursache, also ein zu geringer Ausbau aufgrund zu wenig gebotener Leistung, hängt mit der Wettbewerbsintensität zusammen, die im folgenden Abschnitt diskutiert wird.

²⁷² Agora Energiewende 2014b, S. 21.

5.1.1.2 Vielzahl und Heterogenität der Akteure

Die Wettbewerbsintensität ist, wie in Abschnitt 4.1.1.2 dargestellt, Voraussetzung für den Erfolg von Ausschreibungen. Vor der möglicherweise mangelnden Wettbewerbsintensität wurde im Vorfeld des Pilotverfahrens von verschiedenen Seiten gewarnt. Sie kann jedoch durch spezifische Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens von Seiten der Politik beeinflusst werden.

Um eine möglichst hohe Zahl an Bietern für eine Auktion zu gewinnen, dürfen die Teilnahmebarrieren nicht zu hoch sein. Das bedeutet erstens, dass der Ablauf des Verfahrens leicht verständlich sein muss. Dies trifft vor allem auf die Englische Auktion zu, da sie wenig komplex ist. Wenn der Ablauf des Verfahrens gut kommuniziert wird, spricht jedoch auch nichts dagegen, ein anderes Modell zu wählen. Insbesondere im Hinblick auf die Zukunft, wenn bereits mehrere Ausschreibungsrunden durchgeführt worden sind, wird die Bedeutung dieser Teilnahmebarriere abnehmen.

Zweitens sollten die Präqualifikationskriterien nicht zu hoch sein. Wenn hohe Anforderungen erfüllt werden müssen, werden sich weniger potenzielle Teilnehmer dafür entscheiden, das Risiko auf sich zu nehmen, vorab in die Erfüllung der Anforderungen zu investieren, ohne sich des Zuschlags sicher zu sein.²⁷³

Dies ist auch ein wichtiger Einflussfaktor für die Heterogenität der Akteure. Aufgrund des Risikos der Nicht-Bezuschlagung ist damit zu rechnen, dass für die Vorbereitung anfallende Kosten ausschließlich über Eigenkapital- oder Risikofinanzierung zu decken sind.²⁷⁴ Kleinere Akteure haben tendenziell weniger finanzielle Mittel zur Verfügung und könnten unter Umständen auch nicht in der Lage sein, eine hohe Erst- oder Zweitsicherheit zu hinterlegen. Für kleinere Akteure ist insbesondere ein (nicht-kompetitives, verdecktes) Einheitspreisverfahren attraktiv.²⁷⁵ Dieses Verfahren ist attraktiv für kleine Akteure, wenn der Grenzpreis nicht bekannt ist und die Bieter Preise oberhalb ihrer Grenzkosten bieten. Große Akteure machen dadurch gewissermaßen „Platz“ für kleine Akteure.²⁷⁶

Zusätzlich zu den genannten Punkten kann die Wettbewerbsintensität im Fall von Freiflächenausschreibungen erhöht werden, indem der Gesetzgeber die für den Bau von Anlagen zur

²⁷³ Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 21.

²⁷⁴ Agora Energiewende 2014b, S. 22.

²⁷⁵ Vgl. Maurer/Barroso 2011, S. 9.

²⁷⁶ Maurer/Barroso 2011, S. 9; Kahn et al. 2001.

Verfügung stehende Flächenkulisse ausweitet. Den Maßnahmen, die in der FFAV zum Erhalt der Wettbewerbsintensität enthalten sind, wird ein „einfaches, transparentes, verständliches und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren“ sowie eine „maßvolle Ausweitung der Flächenkulisse“ konstatiert.²⁷⁷

5.1.2 Erfüllung von Effizienzkriterien

5.1.2.1 Statische Effizienz

Neben *Effektivität* soll mit einem Förderinstrument auch *Effizienz* erreicht werden. Zunächst zur statischen Effizienz bzw. zur Kosteneffizienz. Im Ausschreibungsverfahren bekommen die Bieter den Zuschlag, die für die Umsetzung ihrer Projekte die niedrigsten Fördersätze benötigen.

Wenn in der Auktionstheorie von risikoneutralen, rationalen Bietern ausgegangen wird und der Preis sich allein als Funktion der Gebote zusammensetzt, führt jedes der beschriebenen Auktionsmodelle im Durchschnitt zum selben Ergebnis.²⁷⁸ Auch die Vickrey-Auktion würde trotz des Zweitpreisverfahrens zu keinem schlechteren Ergebnis für den Auktionsorganisator führen, weil die Bieter hier den Anreiz haben, ihre wahre Zahlungsbereitschaft offenzulegen, wohingegen die dominante Strategie bei der verdeckten Höchstpreisauktion zum Beispiel darin besteht, leicht unter der wahren Wertschätzung zu bieten.²⁷⁹

In der Praxis werden jedoch die Bedingungen von risikoneutralen und vollständig rationalen Bietern nicht erfüllt, zudem wird das Bieterverhalten von den gegebenen Rahmenbedingungen beeinflusst. Die Gestaltung des Auktionsverfahrens nimmt deshalb sehr wohl Einfluss auf die erreichte Kosteneffizienz. Wie hoch die Kosteneffizienz ist, hängt u. a. mit der Wettbewerbsintensität zusammen. Wenn sich die Teilnehmer aufgrund der geringen Anzahl an Mitbietenden ihres Zuschlags zu sicher sind, haben sie Anreize ihre wahren Kosten zu verschleiern und zu hohe Gebote anzugeben. Wenn diese Gefahr besteht, zeigen sich die Vorteile von verdeckten Geboten.²⁸⁰ Hier bleibt in jedem Fall eine Restunsicherheit bestehen, die Anreize

²⁷⁷ Mohr 2015, S. 102.

²⁷⁸ McAfee/McMillan 1987, S. 707.

²⁷⁹ Ebenda.

²⁸⁰ Maurer/Barroso 2011, S. 9.

dazu setzt, keine unverhältnismäßigen Gebote abzugeben und zudem Kollusion schwieriger macht.

Des Weiteren kann der Höchstwert dazu genutzt werden, die Kosten für den Auktionsorganisator auf ein akzeptables Maß zu beschränken. Ausufernde Kosten können somit administrativ verhindert werden.

5.1.2.2 Dynamische Effizienz

Ein zweites Effizienzkriterium ist die dynamische Effizienz. Hier stellt sich die Frage, ob und inwieweit durch die Auktionsmodelle und -varianten technischer Fortschritt initiiert wird.

Differenzierte Aussagen zu den Auswirkungen der einzelnen Auktionsformen auf dieses Kriterium sind schwierig. Eine Studie der Agora Energiewende analysiert die Auswirkung von Ausschreibungen auf statische und dynamische Effizienzziele gemeinsam, da technische Innovationen mittel- und langfristige Kostensenkungen bewirken können.²⁸¹ Der Studie zufolge erfüllen Ausschreibungsverfahren die beiden Effizienzkriterien, wenn ausreichend Wettbewerb vorhanden ist. Die Wettbewerbsintensität kann mit den in Abschnitt 5.1.1.2 beschriebenen Methoden gesteuert werden.

Zum Aspekt der dynamischen Effizienz ist auch der Wettbewerb um Technologien zu zählen. Um diesen zu stärken, empfiehlt eine Studie von Frontier Economics die technologieoffene Gestaltung von Ausschreibungsverfahren.²⁸² Empirische Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass technologieoffene Ausschreibungen zu einer sehr geringen technologischen Vielfalt führen.²⁸³ So hat sich beispielsweise in Großbritannien gezeigt, dass unter diesen Bedingungen keine Technologien in unterschiedlichen Reifegraden gefördert wurden.²⁸⁴ Weniger ausgereifte Technologien befinden sich am Beginn der Lernkurve und benötigen höhere Fördersätze als ausgereifere Technologien. In einem technologieoffenen Verfahren würden sie als höhere Gebote nicht bezuschlagt werden. Im Sinne der dynamischen Effizienz sind daher technologiedifferenzierte Ausschreibungen vorzuziehen, sodass nur jeweils gleiche Technologien miteinander konkurrieren.

²⁸¹ Vgl. Agora Energiewende 2014b, S. 9.

²⁸² Vgl. Frontier Economics 2014b, S. 4.

²⁸³ Vgl. del Rio/Linares 2014, S. 50.

²⁸⁴ Ebenda.

5.1.2.3 Transaktionskosteneffizienz

In der Literatur wird kontrovers diskutiert, ob Ausschreibungsverfahren für hohe Transaktionskosten sorgen oder nicht. So kommt eine Studie der Weltbank zu dem Schluss, dass hohe Transaktionskosten gegeben sind und ein ernstzunehmendes Gegenargument gegen die Einführung von Auktionsverfahren darstellen.²⁸⁵ Dagegen nennen *Klessmann et al.* geringe Transaktionskosten als eines der „Ziele des Ausschreibungssystems“, das durch „einfache Nachweise und Prüfverfahren“²⁸⁶ – d. h. ein schlank gehaltenes Verfahren – erreichbar sei.

Die Transaktionskosten muss man getrennt danach betrachten, ob sie für den Auktionsorganisator, d. h. hier den Staat, oder für den Bieter (hier den Investor in eine PV-Freiflächenanlage) entstehen.

(1) Kosten für den Auktionsorganisator

Grundsätzlich besteht ein Vorteil von Auktionsmodellen gegenüber der bisherigen Einspeisevergütung darin, dass die Förderhöhe nun über den Markt ermittelt wird und nicht administrativ festgelegt werden muss – dies senkt die Kosten zur Beschaffung von Marktinformationen. Die in Abschnitt 4.2.3.1 genannten Vereinbarungskosten, also der Aufwand für das Ausschreiben und Einsammeln der Gebote, ist in allen vier Basis-Modellen etwa gleich hoch. Da Ausschreibungsverfahren ein neues Förderinstrument sind, ist der Aufwand, ein geeignetes Verfahren zu entwickeln, groß und die damit verbundenen Vereinbarungskosten hoch. Diese Kosten werden jedoch nach Ende der Pilotphase und mit zunehmender Häufigkeit und Erfahrung bei durchgeführten Ausschreibungen sinken.

Wenn komplexe Präqualifikationskriterien oder ein Höchstwert integriert werden, benötigt der Auktionsorganisator allerdings differenzierte Marktkenntnisse, die die Vereinbarungskosten steigen lassen – dies erschwert einen Vergleich, ob Transaktionskosten für die Beschaffung von Marktinformationen tatsächlich niedriger ausfallen als in der administrierten Einspeisevergütung. Auch der zeitliche Aufwand für die Prüfung auf Zulässigkeit und die Ermittlung der erfolgreichen Bieter kann je nach Komplexität des Verfahrens höher oder niedriger ausfallen. In der Englischen Auktion und der verdeckten Höchstpreisauktion sind sie niedriger, in der Descending-clock-Auktion sowie in der Vickrey-Auktion eher höher. In jedem

²⁸⁵ Maurer/Barroso 2011, S. 23. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass sich die genannte Studie unter Berücksichtigung weiterer Argumente insgesamt für Auktionsverfahren ausspricht.

²⁸⁶ Klessmann et al. 2014, S. 1.

Ausschreibungsverfahren fallen unabhängig vom Design Kontrollkosten an, um zu prüfen, ob die erfolgreichen Bieter ihren Realisierungsverpflichtungen nachkommen.

(2) *Kosten für die Bieter*

Im Vorfeld der Einführung wurde die Befürchtung laut, dass Ausschreibungsverfahren möglicherweise zu höheren Transaktionskosten für die Bieter führen als bislang die Einspeisevergütung.²⁸⁷ Im Ausland wurden hohe Transaktionskosten u. a. in Irland, Großbritannien und Frankreich beobachtet.²⁸⁸ Teilweise wird sogar die These aufgestellt, dass die höheren Transaktions- und Finanzierungskosten die verbesserte Kosteneffizienz übersteigen würden – der wohl entscheidende Trade-off in Bezug auf die statische Effizienz der Verfahren.²⁸⁹

Da sich das Ausschreibungsverfahren in Deutschland gegenwärtig noch in der Pilotphase befindet, lassen sich solche Thesen in Bezug auf Deutschland allerdings empirisch noch nicht abschließend verifizieren oder falsifizieren. In der Literatur werden als Gründe für erhöhte Transaktionskosten u. a. genannt: Die Komplexität des Bietprozesses und der Projektplanung vor Gebotsabgabe, das Bieterisiko sowie der Zeitbedarf zwischen Gebotsabgabe und Beginn der Stromproduktion.²⁹⁰

Diese Ursachen fallen je nach Auktionsdesign unterschiedlich stark ins Gewicht. Die Englische Auktion zeichnet sich durch Einfachheit und leichte Verständlichkeit aus. Für die Bieter sind daher die Informationsbeschaffungskosten eher gering, also die Kosten, die im Vorfeld dadurch anfallen, dass sich der Bieter über Ablauf und Inhalte des Ausschreibungsverfahrens informieren muss. Des Weiteren werden Informationsbeschaffungskosten durch das offene Bietverfahren (z. B. bei Englischer und Descending-clock-Auktion) niedrig gehalten, da es den Teilnehmern ermöglicht, Informationen über die Präferenzen der anderen Bieter zu generieren und somit die Unsicherheit zu verringern. Weniger Unsicherheit kann das Bieterisiko verringern, das z. B. aus versunkenen Kosten durch nicht bezuschlagte Gebote besteht.²⁹¹

Die Häufigkeit der Transaktion hat für die Bieter eine ähnlich kostensenkende Wirkung wie für den Auktionsorganisator: Die Informationsbeschaffungskosten werden bei zunehmender Routine und Lerneffekten sinken. Wie stark sie sinken, hängt jedoch neben der Häufigkeit

²⁸⁷ Vgl. z. B. Frontier Economics 2014b, S. 2; Hauser et al. 2014, S. 1; Mohr 2015, S. 102.

²⁸⁸ Vgl. del Río/Linares 2014, S. 50.

²⁸⁹ Vgl. Hauser et al. 2014, S. 1.

²⁹⁰ Vgl. del Río/Linares 2014, S. 50; Klessmann et al. 2014, S. 11.

²⁹¹ Klessmann et al. 2014, S. 11.

auch von den Präqualifikationsanforderungen ab. Wenn sehr spezifische Anforderungen gestellt werden, sind die Kosten für die Gebotserstellung hoch, auch wenn der Bieter mit dem Ablauf von Auktionsverfahren bereits vertraut ist.

5.1.2.4 Adaptive Effizienz

Befähigung zur Anpassung an Veränderung

Alle Ausschreibungsverfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie (im Vergleich zu einer Einpeisevergütung) mit einer höheren Planungsunsicherheit für die Akteure einhergehen, da während der Vorbereitung und Abgabe der Gebote der Zuschlag zur Förderberechtigung nicht gewiss ist. Diese Eigenschaft von Auktionen ermöglicht jedoch eine hohe Anpassungsfähigkeit des Instruments an veränderte Rahmenbedingungen, insbesondere können laufend die veränderten Marktbedingungen (zum Beispiel Preisreduktionen) in das Fördersystem integriert werden. Über- oder Unterförderung kann dadurch besser verhindert werden als bei einer administrativ festgelegten Prämie. Dynamische Verfahren (zum Beispiel in Englischer und Descending-Clock-Auktion) verstärken diesen Vorteil dadurch, dass die Bieter Informationen über die Wertschätzung für das Gut von Seiten der anderen Teilnehmer erhalten und die Marktinformationen transparent werden. Die Auktionshäufigkeit spielt ebenfalls eine Rolle. Je häufiger die Ausschreibung stattfindet, desto aktueller sind die Anpassungen an den Markt.

Ein Höchstwert trägt im ungünstigsten Fall dazu bei, dass das Auktionsergebnis verfälscht wird, weil Teilnehmer sich bei Gebotsabgabe an dem Höchstwert orientieren könnten, anstatt sich allein an ihrer eigenen erwarteten Kostenstruktur zu orientieren.

Vermeidung von Pfadabhängigkeit

Auch bei der Vermeidung von technologischer und institutioneller Pfadabhängigkeit unterscheiden sich die Ausschreibungsverfahren hinsichtlich ihrer Effekte auf dieses Kriterium weniger untereinander (sofern sie technologiespezifisch ausgestaltet sind). Wie in Abschnitt 4.2.4.2 erläutert, kann kurzfristig zwischen verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von Auktionen gewechselt werden. Somit kann man auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren und einer unerwünschten Entwicklung gegensteuern oder ein neues Ziel verstärkt fördern. Wenn also zum Beispiel die Realisierungsrate unterhalb der Erwartungen liegt, kann z. B. der Höchstwert verändert oder Präqualifikationskriterien verschärft werden. Solche Anpassungen können theoretisch kurzfristig von Runde zu Runde vorgenommen werden.

5.2. Analyse ausgewählter Trade-offs

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits angedeutet, dass es hinsichtlich der Kriterien, an denen Ausschreibungsverfahren gemessen werden, zu Zielkonflikten kommen kann. Designoptionen, die ein bestimmtes Kriterium begünstigen, können sich negativ auf eine andere Anforderung auswirken. Im folgenden Abschnitt wird die Problematik beispielhaft anhand von vier solcher Trade-offs verdeutlicht. Ähnliche Trade-offs bestehen dabei auch beim Wechsel von der Einspeisevergütung zum Auktionsmodell: Zentrale Zielkonflikte bestehen hier zwischen der Minimierung der Förderkosten und der Sicherstellung des Erreichens der Ausbauziele, aber auch zwischen Kostensenkungen durch die wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungshöhe und möglichen Kostensteigerungen durch höhere Transaktions- und Risikokosten.

5.2.1 Realisierungsrate vs. Vielzahl und Heterogenität der Akteure

Die Herausforderung hinsichtlich dieses Trade-offs besteht darin, dass einerseits die Hemmschwelle zur Teilnahme an Auktionen möglichst niedrig gehalten werden sollte, damit möglichst viele und heterogene Anbietergruppen Gebote abgeben. Andererseits soll aber die Realisierungswahrscheinlichkeit nicht gefährdet werden.²⁹² Beide Kriterien sind vor allem durch die gewählten Präqualifikationskriterien und Pönalen beeinflussbar. Ihr Einsatz hat jedoch konträre Auswirkungen auf die beiden Ziele.

Je anspruchsvoller Präqualifikationskriterien ausgestaltet sind, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Projekte realisiert werden. Dies legt u. a. eine Studie der Agora Energiewende nahe (vgl. außerdem Abschnitt 3.1.8).²⁹³ Hohe Präqualifikationsanforderungen sind für die Bieter mit hohen Kosten im Vorfeld der Auktion verbunden, dadurch steigt deren Interesse, das Projekt auch tatsächlich umzusetzen. Zudem bedingt die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen, dass die Projektplanung zum Zeitpunkt der Auktion ein fortgeschrittenes Stadium erreicht hat (zum Beispiel dadurch, dass wie in der FFAV ein Aufstellungsbeschluss, Offenlegungsplan oder Bbauungsplan vorgelegt werden muss) und dadurch weniger unerwartete Ereignisse die Umsetzung des Projekts behindern können.

²⁹² Vgl. Mohr 2015, S. 102.

²⁹³ Agora Energiewende 2014b, S. 21 f.

Von Nachteil ist, dass die Bieter in Vorleistung gehen müssen, ohne Gewissheit darüber zu haben, ob sie bezuschlagt werden. Je höher die Anforderungen sind, desto höher sind in der Regel die Kosten und das damit verbundene Risiko und desto eher werden potenzielle Bieter von der Teilnahme abgeschreckt. Es kommt dadurch zu einer „Einschränkung des Wettbewerbsfeldes“.²⁹⁴

Da insbesondere kleinere Akteure tendenziell keine hohen Investitionsrisiken tragen können oder wollen²⁹⁵, wird die Heterogenität der Akteursstruktur tendenziell geschwächt. Selbst wenn die Chancen für einen Zuschlag gut stehen, ermutigt die FFAV in ihrer derzeitigen Fassung kleine Akteure auch aus weiteren Gründen nicht zur Teilnahme, zum Beispiel durch Barrieren wie die hohe Zweitsicherheit, die innerhalb von zehn Werktagen nach Zuschlag bei der Bundesnetzagentur zu hinterlegen ist (§ 15 Abs. 2 FFAV).

Ähnlich wie Präqualifikationskriterien wirken Pönalen. Einerseits stellen sie einen Anreiz zur Realisierung der Projekte dar, da der Anbieter der Strafzahlung entgehen möchte. Dieser Effekt verstärkt sich, je höher die Strafzahlung ist. Andererseits werden Teilnehmer durch drohende Pönalen schon im Voraus abgeschreckt an der Auktion teilzunehmen. Da kleinere Akteure tendenziell schwerer von einer Strafzahlung getroffen werden, wird ihr Anteil stärker zurückgehen, als der Anteil finanzstarker, großer Akteure, die Risiken zudem über ein größeres Projektportfolio streuen können.

5.2.2 Statische vs. dynamische Effizienz

Statische und dynamische Effizienz können im Zielkonflikt miteinander stehen. Im Sinne der statischen Effizienz soll die gegenwärtig kosteneffizienteste Lösung gewählt werden.

Dagegen kann „sich eine Förderung auch aktuell noch teurerer Technologien über den dadurch erreichbaren technischen Fortschritt als dynamisch effizient erweisen.“²⁹⁶ Wenn man Ausschreibungen technologieoffen gestaltete, würden nur Gebote, die sich auf Anlagen mit der kostengünstigsten Technologie beziehen, bezuschlagt werden. Unter dem Gesichtspunkt der statischen Effizienz hätte das Instrument dann sein Ziel erreicht. Es würden dabei jedoch Technologien vernachlässigt, die sich in einer früheren Phase der Entwicklung befinden und deshalb noch teurer sind. Im Anfangsstadium einer Technologie ist in der Regel nicht abseh-

²⁹⁴ Ebenda, S. 21.

²⁹⁵ Vgl. Pahle et al. 2014, S. 21.

²⁹⁶ Agora Energiewende 2014b, S. 9.

bar, ob sich die Technologie langfristig als wettbewerbsfähig erweisen wird. Die Förderung ist daher mit einem gewissen Risiko verbunden. Im Sinne der dynamischen Effizienz sollten dennoch (gegenwärtige) Kostennachteile in Kauf genommen werden und solche Technologien gefördert werden, da „technische Innovationen und die stetige Verbesserung betrieblicher Abläufe Spielräume für mittel- bis langfristige Kostensenkungen [bieten].“²⁹⁷ Die Förderung verschiedener Technologien ist jedoch nicht nur im Hinblick auf Innovationen erforderlich. Ein EE-Technologiemix wird auch benötigt, um die fluktuierende Produktion der Erneuerbaren auszugleichen. Dem Bundesverband der Erneuerbaren Energien e.V. zufolge braucht es neben Wind- und Solarenergie auch „gut regelbare Bioenergie- und verlässliche Wasserkraftanlagen [...] ebenso wie Geothermiekraftwerke.“²⁹⁸ Auch *Bode* merkt an, dass ein diversifiziertes Technologieportfolio „langfristig benötigt werden [könnte], um das anspruchsvolle Ziel zu erreichen, 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen“ und dass bei kosteneffizienten, technologieoffenen Ausschreibungen zu befürchten ist, dass „eine ganze Reihe von Technologien überhaupt keine Zuschläge mehr [erhält].“²⁹⁹ Konkret ist ein Technologiemix durch technologiespezifische Ausschreibungen erreichbar.

5.2.3 Adaptive Effizienz vs. Erreichen der Ausbauziele

Auch zwischen der adaptiven Effizienz und dem Erreichen der Ausbauziele kann es zu einem Zielkonflikt kommen. Um die Ausbauziele zu erreichen, müssen die Rahmenbedingungen Anreize zur Investition schaffen. Dies bedeutet u. a., dass Planungssicherheit gegeben sein muss, damit die Investition kein unüberschaubares Risiko darstellt. Im Hinblick auf die adaptive Effizienz kommt es jedoch zu einem Trade-off zwischen Planungssicherheit auf der einen und der flexiblen Anpassungsfähigkeit des Instruments auf der anderen Seite.³⁰⁰

Denn im Sinne der adaptiven Effizienz soll das Förderinstrument über Anpassungsmechanismen verfügen, mit denen politisch gesetzte Anreize potenziell rückgängig gemacht oder verändert werden können.³⁰¹ Solche Anpassungsmechanismen erfordern, dass das Instrument flexibel ausgestaltbar ist, was einer umfassenden, langfristigen Planungssicherheit wider-

²⁹⁷ Ebenda.

²⁹⁸ Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. 2013.

²⁹⁹ Bode 2014, S. 152.

³⁰⁰ Vgl. Purkus et al. 2015b, S. 6.

³⁰¹ Vgl. ebenda.

spricht. Wie in Abschnitt 4.2.3 gezeigt, sind eine langfristige und glaubwürdige Politikgestaltung wichtig, um die Transaktionskosten gering zu halten. Im Hinblick auf das Kriterium der adaptiven Effizienz können (bis zu einem gewissen Grad) unvollständige Verträge jedoch von Vorteil sein. Sie bewirken eine Flexibilität, die Anpassungsmechanismen arbeiten lässt und Teil einer glaubwürdigen und stabilen Regulierung ist.³⁰²

Es ist der politischen Schwerpunktsetzung überlassen, welcher Seite dieses Trade-offs mehr Bedeutung beigemessen wird. Die derzeitige Einspeisevergütung zielt eher auf Planungssicherheit ab und verwirklicht nur in geringerem Maße adaptive Effizienz³⁰³: Anpassungen an neue Informationen über Marktbedingungen erfordern bis auf einige Ausnahmen eine Novellierung des EEG bzw. Änderungen für Bestandsanlagen können in den meisten Fällen überhaupt nicht gemacht werden. Folglich können Anpassungen im Rahmen der Einspeisevergütung nicht kurzfristig vorgenommen werden, zudem sind die Transaktionskosten der Anpassung erheblich.³⁰⁴

Der Wechsel von der Einspeisevergütung hin zu Ausschreibungen kann insofern als eine Schwerpunktverlegung von Investitionssicherheit zu adaptiver Effizienz betrachtet werden, als dass Projektentwickler u. U. mit sich verändernden Ausschreibungsbedingungen konfrontiert werden.³⁰⁵ Noch weiter zum Kriterium der adaptiven Effizienz würde sich der Fokus verschieben, wenn beispielsweise die Fördersätze auch für bestehende Anlagen jedes Jahr neu verhandelt würden. Die sich verändernden aktuellen Kosten eines jeden Jahres würden dann den ständig angepassten Fördersatz bestimmen. Es ist jedoch einleuchtend, dass dieses Modell ein derart hohes Investitionsrisiko mit sich bringen würde, dass die Nachteile die Vorteile überwiegen.

5.2.4 Statische Effizienz vs. Erreichen der Ausbauziele

Ein weiterer Trade-off bezieht sich auf die gegensätzlichen Auswirkungen, die ein Ausschreibungsverfahren auf die Kosteneffizienz und das Erreichen der Ausbauziele hat. Die Kosteneff-

³⁰² Purkus et al. 2015b, S. 6.

³⁰³ Ebenda, S. 11.

³⁰⁴ Ebenda, S. 10 f.

³⁰⁵ In der administrierten Einspeisevergütung müssen Projektentwickler jedoch auch in Betracht ziehen, dass sich Förderbedingungen durch eine Novellierung ändern könnten, bevor die geplante EE-Anlage in Betrieb geht. Eine Novellierung erfordert allerdings höheren Aufwand und größeren zeitlichen Aufwand als eine Anpassung von Elementen des Ausschreibungsdesigns (es sei denn, für die Umsetzung entsprechender Änderungen ist selbst eine Gesetzesnovelle notwendig).

Effizienz des Ausbaus wird gesteigert, da jeweils die Anbieter mit den niedrigsten Kosten wettbewerblich ermittelt werden. Nur sie bekommen den Zuschlag und erhalten die Förderung für ihre Anlage, während die Einspeisevergütung den Nachteil hat, dass der Fördersatz aufgrund fehlender Informationen über die Marktbedingungen zu hoch angesetzt sein kann.

Diesem Vorteil von Ausschreibungsverfahren steht jedoch gegenüber, dass durch dieselben Anreize ein unerwünschter Effekt hervorgerufen werden kann: Aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich einer erfolgreichen Teilnahme an der Auktion steigen die Risiken für Investoren. Das bedeutet, dass der Zugang zu Kapital erschwert und sich die Finanzierungsbedingungen allgemein verschlechtern könnten (dies hat insbesondere für kleine Anbieter negative Auswirkungen, vgl. Abschnitt 5.1.1.2). Die negativen Investitionsanreize können eine Verringerung der Teilnehmerzahl nach sich ziehen, wodurch die Realisierung der Ausbauziele beeinträchtigt werden könnte. Der Wettbewerbsdruck durch die Auktion kann zudem dazu führen, dass zu niedrige Gebote abgegeben werden, bei denen sich im Zeitverlauf herausstellt, dass sie keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage ermöglichen und diese daher nicht realisiert wird.

Dass die Befürchtung vor einem Unterschreiten des Ausbauziels auch auf Seiten des Verordnungsgebers besteht, kann man auch daraus ablesen, dass die ausgeschriebene Menge im ersten Jahr der Pilotphase 500 MW statt der eigentlichen Zielmenge von 400 MW beträgt.

5.2.5 Weitere Trade-offs

Neben den hier genannten Trade-offs können weitere Zielkonflikte entstehen. Unter anderem kann es einen Konflikt zwischen dem Ziel der Vielzahl der Akteure – d. h. der Wettbewerbsintensität – und der statischen Effizienz geben. Dieser entsteht durch das erhöhte Risiko bei hoher Wettbewerbsintensität, das dazu führen kann, dass Investoren ihr Gebot um einen Risikoaufschlag erhöhen, was die positiven Effekte auf die Kosteneffizienz wieder reduzieren könnte. Des Weiteren können sich z. B. Anreize im Ausschreibungsverfahren gegensätzlich auf die Realisierungsrate und die Transaktionskosten auswirken; etwa dadurch, dass hohe Präqualifikationsanforderungen der Realisierungsrate dienlich sind, aber gleichzeitig höhere Transaktionskosten verursachen.

5.3. Zwischenfazit

Der Umbau des Energiesystems bringt, wie eingangs erläutert, zahlreiche Herausforderungen mit sich, die durch geeignete politische Maßnahmen gelöst werden müssen. Ausschreibungsverfahren bieten als wettbewerbliches Instrument die Möglichkeit einer marktnahen Förderung und haben das theoretische Potenzial, die Kosteneffizienz und die Mengensteuerung des weiteren Ausbaus der EE zu verbessern. Für die Gestaltung von Ausschreibungsverfahren gibt es viele Optionen, was den Vorteil einer gezielten Anpassung an die Rahmenbedingungen und die Ziele bietet. Aus der institutionenökonomischen Theorie lassen sich weitere Kriterien ableiten, an denen die Wirksamkeit des Instruments gemessen werden kann, wie die Transaktionskosteneffizienz und die adaptive Effizienz. Wie die Instrumentenanalyse zeigt, haben die Varianten im Hinblick auf diese Anforderungen unterschiedliche Vor- und Nachteile. Dabei treten vielfältige Zielkonflikte auf, die sich aber durch ein geeignetes Design gezielt „gestalten“ lassen. Auch der Übergang von der administrierten Einspeisevergütung bzw. Einspeiseprämie hin zu Ausschreibungen ist von Zielkonflikten überschattet.

Die ökonomischen Anforderungen an Design und Varianten von Ausschreibungsverfahren wurden zuvor am Beispiel der PV-Freiflächenausschreibungsverordnung diskutiert, mit der das Instrument in Deutschland erstmals für PV-Freiflächenanlagen getestet wird. Der Gesetzgeber hat sich dabei für eine verdeckte Höchstpreisauktion entschieden, die in der ersten Runde als Gebotspreisverfahren und in zwei weiteren Runden als Einheitspreisverfahren durchgeführt wird. Ergänzt wird das gewählte Modell um einen öffentlichen Höchstpreis und verschiedene Präqualifikationskriterien. Wenn Fristen nicht eingehalten werden, sind Pönalen vorgesehen. Abschließende empirische Ergebnisse zu den Effekten des Ausschreibungsverfahrens liegen aufgrund der hohen Aktualität noch nicht vor. Die Analyse der Marktsituation und der Teilnehmer- und Gebotsstruktur der ersten Runden lassen jedoch Rückschlüsse zu, inwieweit die Anforderungen erfüllt werden könnten und wo Probleme auftreten können. Auf dieser Basis werden in Kapitel 6 Thesen zu einer möglichen Weiterentwicklung des Auktionsdesigns entwickelt. Anhand der im Zusammenhang mit der FFAV getroffenen Designentscheidungen lassen sich jedoch bereits erste politische Schwerpunktsetzungen in Bezug auf den Umgang mit zentralen Zielkonflikten bei der Gestaltung von Auktionen identifizieren (Kapitel 5.2).

So schließt die Grundsatzentscheidung für technologiedifferenzierte Ausschreibungen eine marktliche Auswahl der jeweils günstigsten EE-Technologien aus, die unter dem Gesichts-

punkt der statischen Kosteneffizienz zu bevorzugen wäre.³⁰⁶ Unter dynamischen Gesichtspunkten kann ein technologiedifferenziertes Ausschreibungsdesign hingegen dazu beitragen, Verzerrungen zwischen Technologien unterschiedlichen Reifegrads und damit einhergehende Lock-in-Effekte zu vermeiden. Zudem können in der Ausgestaltung Spezifika der jeweiligen Marktstruktur berücksichtigt werden.

Was den Trade-off zwischen adaptiver Effizienz und dem Erreichen der Ausbauziele angeht, behält die FFAV eine vergleichsweise hohe Planungssicherheit bei, indem die Vergütungshöhe für erfolgreiche Gebote weiterhin für 20 Jahre garantiert bleibt. Mögliche adaptive Effizienz-Vorteile von Ausschreibungen im Vergleich zu einer administrierten Förderung werden sich erst im weiteren, durch das EEG 2016 verstetigte Design des Ausschreibungsprozesses zeigen: Hier kommt es zentral darauf an, wie viel Handlungsspielraum der Auktionsorganisator (d. h. die Bundesnetzagentur) bei der Anpassung von Designelementen erhält, und für welche Anpassungen nach wie vor Gesetzesänderungen erforderlich sein werden. Diese Festlegung erfordert eine schwierige Balance zwischen einer lernenden Ausgestaltung der Ausschreibungen mit geringen Anpassungskosten und dem Risiko, dass Anpassungen als diskretionär empfunden werden, was die langfristige Planungssicherheit für Investoren verringern würde.

Von zentraler Bedeutung für die weitere Bewertung von Ausschreibungen bleibt schließlich die Frage, ob Kostensenkungen mit niedrigen Realisierungsraten erkaufte werden, was ein Erfüllen der Ausbauziele in Frage stellen würde. Anspruchsvolle Pönalen und Präqualifikationskriterien erhöhen zwar die Realisierungschancen, gleichzeitig aber auch das Risiko von EE-Projekten: Dies kann entweder zur Barriere für die Auktionsteilnahme werden, insbesondere für kleinere Akteure mit vergleichsweise hoher Risikoaversion. Andererseits sind erhöhte Risikokosten zu erwarten, die sich wiederum auf die Kosten der Zielerreichung auswirken. Höchstpreise, wie sie in der FFAV implementiert wurden, erhöhen dabei zwar die Kontrolle über die Förderkosten; wenn eine Einpreisung von Risikokosten verhindert wird, erhöht sich aber gleichzeitig die Unsicherheit über das Erreichen der Mengenziele.

³⁰⁶ Vgl. Frontier Economics 2014b; Monopolkommission 2015, S. 80 f.

6. Implikationen für die Weiterentwicklung des Auktionsdesigns in Deutschland

Welche Schlussfolgerungen lassen sich aus der bisherigen Analyse der theoretischen Auktionsmodelle und der dabei auftretenden Trade-offs nun konkret für die Weiterentwicklung des Auktionsdesigns im deutschen Fördersystem der Erneuerbaren ziehen? Dazu sei zunächst ein Blick auf die Besonderheiten des bisherigen Pilotsektors „Freiflächen-PV“ geworfen (Abschnitt 6.1), der Hinweise darauf gibt, inwieweit die bisherigen Erfahrungen übertragbar sein können. Die eigentlichen Ergebnisse der Ausschreibungsrunden 2015 werden in Abschnitt 6.2 rekapituliert. Abschnitt 6.3 versucht vor diesem Hintergrund eine Bewertung.³⁰⁷

6.1 Besondere Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen

Der Markt für PV-Freiflächenanlagen hat sich etwa ab dem Jahre 2009 in Deutschland sehr dynamisch entwickelt, was u. a. auf weltweit sinkende Modulpreise zurückzuführen ist.³⁰⁸ Der höchste Zuwachs in Deutschland wurde im Kalenderjahr 2012 erreicht, als 2.931 MW zugebaut wurden.³⁰⁹ Der Freiflächenanteil am gesamten PV-Zubau (Dach- und Freiflächenanlagen) war im Jahre 2012 ebenfalls am höchsten und betrug rund 40 Prozent.³¹⁰ Danach ging die zugebaute Freiflächen-Leistung auf 855 MW im Jahre 2013 und 500 MW im Jahre 2014 zurück (Schätzwerte).³¹¹ Der Rückgang ist vor allem der politischen Reaktion auf die Überförderung von PV-Anlagen in den vorangegangenen Jahren zuzuschreiben: Zum einen wurde die Vergütung für Anlagen auf Ackerflächen gestrichen („PV-Novelle“ 2010).³¹² Hierdurch verlagerte sich ab 2011/2012 der geographische Schwerpunkt des Freiflächenzubaues von Ackerflächen, insbesondere in Bayern, auf Konversionsflächen in den neuen Bundesländern.³¹³ Zum anderen hat der sog. „atmende Deckel“³¹⁴ zu einer so starken Degression der

³⁰⁷ Siehe dazu auch Gawel/Purkus/Bruttel 2016.

³⁰⁸ Klessmann et al. 2014, S. 11.

³⁰⁹ BMWi 2015c, S. 1.

³¹⁰ Klessmann et al. 2014, S. 12.

³¹¹ BMWi 2015c, S. 1.

³¹² Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 12; Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1170).

³¹³ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 12.

Fördersätze geführt, dass Freiflächenanlagen immer seltener wirtschaftlich betrieben werden konnten.³¹⁵ Zudem stagnierten die Modulpreise auf dem Weltmarkt.³¹⁶ Dies führte dazu, dass der Zubau im Jahr 2013 um ca. 70 Prozent geringer ausfiel als 2012.³¹⁷ Mehrere große Projektierer kündigten an, sich aus dem deutschen Freiflächenmarkt zurückzuziehen oder stellten ihre Aktivitäten bereits ein.³¹⁸ Insofern ein weiterer Ausbau von PV-Freiflächenanlagen gewünscht ist, hätte hier auch ohne den Instrumentenwechsel zu Ausschreibungen eine Anpassung im EEG erfolgen müssen.

Im Falle von veränderten (erhöhten) Fördersätzen ist damit zu rechnen, dass viele Akteure, die sich 2013 und 2014 zurückgezogen hatten, wieder in den Markt eintreten. Insbesondere in den ersten beiden Ausschreibungsrunden wird hinsichtlich der Wettbewerbsintensität mit Sondereffekten gerechnet, die dadurch entstehen, dass Projekte für das vorige EEG-Vergütungssystem vorentwickelt, aber noch nicht realisiert wurden.³¹⁹

Generell stellt der Photovoltaik-Markt mit seiner sehr dynamischen Marktentwicklung – auch bei Dachanlagen – durchaus einen relevanten Testfall für die Anwendung von Auktionen dar. Dem starken Preisverfall bei PV-Modulen in den vergangenen Jahren, der neben sinkenden Produktionskosten auch durch globale Überkapazitäten hervorgerufen wurde, folgte eine Phase der Marktkonsolidierung.³²⁰ Bei einer administrierten Preisförderung führt dies zu einem hohen Anpassungsbedarf, wobei jeweils – bedingt durch Informationsdefizite und zeitliche Verzögerungen bei der Anpassung von Vergütungssätzen und Degressionsregeln – das Risiko einer Über- und Unterförderung besteht. Erkenntnisse aus den ersten Ausschreibungsrunden nach der FFAV können erste Aufschlüsse darüber geben, ob Auktionen vielversprechend erscheinen, um zielgenauere und gleichzeitig kosteneffiziente Vergütungssätze zu identifizieren.

³¹⁴ Der „atmende Deckel“ sorgt dafür, dass sich die Vergütungshöhe variabel in Abhängigkeit von der Zubauleistung entwickelt (§ 31 EEG 2014 für die Anpassungen bei Strom aus solarer Strahlungsenergie). Dadurch soll gewährleistet werden, dass die zugebaute Leistung dem gewünschten Ausbauziel entspricht.

³¹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur 2015d, S. 3.

³¹⁶ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 12.

³¹⁷ Vgl. BMWi 2015c, S. 1.

³¹⁸ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 12.

³¹⁹ Ebenda, S. 13.

³²⁰ Vgl. BMWi 2015c, S. 3.

6.2 Ergebnisse der Ausschreibungsrunden im Jahr 2015

Die erste Ausschreibungsrunde für PV-Freiflächenanlagen startete am 24. Februar 2015. Ab diesem Zeitpunkt hatten Interessenten bis zum 15. April 2015 Zeit, Gebote abzugeben. Die Bundesnetzagentur als zuständiger Auktionsorganisator veröffentlichte am 30. April 2015 die vorläufigen Ergebnisse dieser Ausschreibungsrunde.³²¹ Änderungen hätten sich zu diesem Zeitpunkt noch ergeben können, „wenn die Summe der Gebotsmengen aller Gebote, deren Zuschlag aufgrund des Nichtleistens der zweiten Sicherheitsleistung erloschen ist, 30 MW überschreitet.“³²² Dann hätte ein Nachrückverfahren durchgeführt werden müssen. Da alle erfolgreichen Bieter die erforderliche Zweitsicherheit an die Bundesnetzagentur leisteten, fand ein Nachrückverfahren für diese Runde nicht statt.³²³

Insgesamt wurden 170 Gebote mit einem Volumen von 715 MW abgegeben. Ausgeschrieben waren 150 MW. Das hohe Gebotsvolumen zeigt, dass reger Wettbewerb gegeben war. Die Teilnehmerstruktur war heterogen. Es haben natürliche Personen, verschiedene juristische Personen und Aktiengesellschaften Gebote abgegeben. Die meisten Gebote kamen von GmbH & Co. KGs (93 von 170), gefolgt von GmbHs (51 von 170). Von den 170 Geboten mussten 37 aufgrund von Formfehlern ausgeschlossen werden. Insgesamt wurden 25 Gebote mit einer Gesamtmenge von 157 MW bezuschlagt. Die Höhe der erfolgreichen Gebote lag zwischen 8,48 ct/kWh und 9,43 ct/kWh. Der Durchschnitt aller bezuschlagten Gebote lag bei 9,17 ct/kWh, also unter dem angegebenen Höchstwert von 11,29 ct/kWh, aber knapp über der zu diesem Zeitpunkt nach dem EEG geltenden Förderhöhe von 9,02 ct/kWh. Insgesamt war die Höhe der abgegebenen Gebote breit gefächert und reichte bis zum Höchstwert von 11,29 ct/kWh. Natürliche Personen und Genossenschaften erhielten keinen Zuschlag, wohingegen in einem Fall ein Unternehmen mit seinen Tochtergesellschaften über 40 Prozent der insgesamt bezuschlagten Menge auf sich vereinigte. Das kleinste bezuschlagte Gebot bezog sich auf einen Umfang von 1 MW.³²⁴

Als bebaubare Flächen waren nach § 6 Nr. 6 FFAV versiegelte Flächen, Konversionsflächen und Seitenstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen ausgewiesen. Von den 157 bezuschlagten MW bezogen sich 121 MW auf Konversionsflächen und 36 MW auf Seiten-

³²¹ Vgl. Bundesnetzagentur 2015b, S. 1 ff.

³²² Bundesnetzagentur 2015b, S. 3.

³²³ Vgl. Bundesnetzagentur 2015c.

³²⁴ Vgl. Bundesnetzagentur 2015d.

streifen. Geographisch waren die erfolgreichen Gebote auf acht Bundesländer verteilt, der Großteil lag in den neuen Bundesländern (18 von 25 Geboten).³²⁵

In der zweiten Ausschreibungsrunde mit Termin am 1. August 2015 wurden ebenfalls 150 MW ausgeschrieben. Das Gesamtvolumen der abgegebenen Gebote betrug 558 MW, die sich auf 136 Gebote aufteilten.³²⁶ Sowohl die Anzahl der abgegebenen Gebote als auch das Gesamtvolumen war damit geringer als in der ersten Ausschreibungsrunde, dennoch war das Ausschreibungsvolumen mehr als dreifach überzeichnet. In dieser zweiten Runde wurde das Einheitspreisverfahren („Uniform Pricing“) angewendet. Der ermittelte Einheitspreis lag bei 8,49 ct/kWh.³²⁷ Dieser Wert war geringer als die in der ersten Ausschreibungsrunde ermittelte durchschnittliche Förderhöhe von 9,17 ct/kWh. Darin zeigt sich ein starker Wettbewerbsdruck, der nach der deutlichen Überzeichnung des Ausschreibungsvolumens in der ersten Runde bereits sichtbar wurde. Von den 136 abgegebenen Geboten wurden 33 bezuschlagt. Brandenburg war mit 13 bezuschlagten Geboten das bei Weitem erfolgreichste Bundesland in der zweiten Ausschreibungsrunde. Die Rechtsformen der Bieter waren erneut sehr vielfältig. Anders als in der ersten Ausschreibungsrunde war eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts unter den erfolgreichen Bietern.³²⁸ Bei vielen Teilnehmern handelte es sich um dieselben, die in der ersten Ausschreibungsrunde erfolglose Gebote abgegeben haben – diese erneut teilnehmenden Projekte stellten 56 % der zugeschlagenen Menge in der zweiten Ausschreibungsrunde.³²⁹

In der dritten Ausschreibungsrunde vom 1. Dezember 2015 wurden 200 MW ausgeschrieben und ebenfalls das Einheitspreisverfahren angewendet. In dieser Runde wurden 127 Gebote mit einem Gesamtvolumen von 562 MW abgegeben.³³⁰ Teilnehmerzahl und Volumen entsprachen somit in etwa dem Niveau der zweiten Ausschreibungsrunde, aber aufgrund der größeren ausgeschriebenen Menge nahm die Wettbewerbsintensität leicht ab. Der Zuschlagswert betrug 8,00 ct/kWh; 43 Gebote wurden bezuschlagt.³³¹ Die abgegebenen Gebote waren fast durchgehend niedriger als in den Vorrunden. Die Bundesländer mit den meisten Zuschlägen waren Brandenburg und Bayern (jeweils 9 Zuschläge, wobei das bezuschlagte Volumen in

³²⁵ Vgl. Bundesnetzagentur 2015d.

³²⁶ Bundesnetzagentur 2015e.

³²⁷ Ebenda.

³²⁸ Bundesnetzagentur 2016b, S. 12.

³²⁹ ; Ebenda, S. 13; Bundesnetzagentur 2015e.

³³⁰ Bundesnetzagentur 2016a.

³³¹ Ebenda.

Brandenburg höher war als das in Bayern) sowie Mecklenburg-Vorpommern (8 Zuschläge).³³² Die Heterogenität der Akteure unter den erfolgreichen Bietern stieg leicht an – es wurden erstmals drei natürliche Personen bezuschlagt, sowie drei Gesellschaften bürgerlichen Rechts und zwei eingetragene Genossenschaften.³³³

Wie in der ersten Runde musste auch in der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde kein Nachrückverfahren durchgeführt werden, weil alle erfolgreichen Bieter die erforderliche Zweitsicherheit leisteten. Die Zahl der aufgrund von Formfehlern ausgeschlossenen Gebote ging auf 15 (2. Runde) bzw. 13 (3. Runde) zurück.³³⁴ Die Zahl erfolgreicher Gebote ≤ 1 MW stieg von einem in der ersten Runde auf 2 (2. Runde) bzw. 6 (3. Runde) an.³³⁵

Tabelle 2 bietet einen Überblick über die Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungsrunden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass:³³⁶

- die Wettbewerbsintensität hoch war, mit abnehmenden durchschnittlichen Fördersätzen in den aufeinanderfolgenden Ausschreibungsrunden;
- eine deutliche Verringerung von Gebotsausschlüssen zu verzeichnen war, was auf Lerneffekte im Umgang mit dem Auktionsverfahren hindeutet;
- die Verteilung der Gebote auf Rechtsformen sich nicht signifikant verändert hat, wobei insbesondere in Runde drei die Heterogenität von bezuschlagten Akteuren tendenziell zugenommen hat;
- hinsichtlich der Gebotsmengen Konversionsflächen bevorzugt wurden, sowie als Standorte die Flächenländer Brandenburg, Bayern, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern; dies deutet auf eine hohe Bedeutung der Flächenverfügbarkeit für die Projektplanung hin.³³⁷

³³² Ebenda.

³³³ Bundesnetzagentur 2016b, S. 12.

³³⁴ Bundesnetzagentur 2015e; Bundesnetzagentur 2016a.

³³⁵ Bundesnetzagentur 2016b, S. 11.

³³⁶ Vgl. Bundesnetzagentur 2016b; BMWi 2016b.

³³⁷ Vgl. BMWi 2016b, S. 10.

Eigenschaften der Ausschreibungsrunden	April 2015	August 2015	Dezember 2015
Ausgeschriebene Menge	150 MW	150 MW	200 MW
Eingereichte Gebote (Gebotsvolumen)	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)
Zuschläge (Zuschlagsvolumen)	25 (157 MW)	33 (159 MW)	43 (204 MW)
Gebotsausschlüsse (Ausschlussvolumen)	37 $\hat{=}$ 21,8 % (144 MW $\hat{=}$ 20,1 %)	15 $\hat{=}$ 11,0 % (33 MW $\hat{=}$ 5,9 %)	13 $\hat{=}$ 10,2 % (33 MW $\hat{=}$ 5,9 %)
Durchschnittliche Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,00 ct/kWh
Höchstwert	11,29 ct/kWh	11,18 ct/kWh	11,09 ct/kWh
Zum Zeitpunkt der Ausschreibung geltende administrierte Förderhöhe	9,02 ct/kWh	8,93 ct/kWh	Nach EEG nicht mehr möglich
Preismechanismus	Gebotspreis	Einheitspreis	Einheitspreis

Tabelle 2: Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungsrunden
für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Quelle: Bundesnetzagentur 2016b, S. 8

6.3 Bewertung

Auch nach Abschluss der ersten Ausschreibungsrunden wäre eine umfassende Bewertung des Pilotverfahrens verfrüht, da sich viele Auswirkungen erst im Zeitverlauf zeigen werden. Zur Realisierungsrate lassen sich erst nach Ablauf der zwei Jahre, die erfolgreichen Bietern zur Projektrealisierung zusteht, verlässliche Schlüsse ziehen.³³⁸ Auch belastbare Aussagen zur langfristigen Wettbewerbsintensität und Akteursvielfalt lassen sich auf Basis der ersten Runden noch nicht treffen. Dasselbe gilt für Auswirkungen auf Innovationsanreize und die Technologie- und Kostenentwicklung im Zeitablauf, d. h. die dynamische Effizienz der Förderung. Dennoch sollen hier anhand von Thesen mögliche Problemfelder skizziert werden, die es in späteren Auswertungen zu überprüfen gilt.

(1) Realisierungswahrscheinlichkeit

Im Hinblick auf die Realisierungswahrscheinlichkeit könnte es zu einem Unterschreiten der gewünschten Zubaumenge kommen.³³⁹ Diese These kann man aus den niedrigsten Gebotshöhen, die in der ersten Ausschreibungsrunde abgegeben wurden, ableiten. Schon bei der bisherigen Förderhöhe, die sich aus dem EEG ergibt und im April 2015 bei 9,02 ct/kWh lag, war in den seltensten Fällen ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich. Einige der abgegebenen und bezuschlagten Gebote unterboten diesen Wert noch; dies gilt auch für die nach dem Einheitspreisverfahren ermittelten Fördersätze in der 2. und 3. Ausschreibungsrunde. Es ist davon auszugehen, dass die Anbieter vergleichsweise niedriger Gebote auf eine weitere Kostendegression setzen und ihre Anlagen erst zum Ende der vorgesehenen Umsetzungsfrist von zwei Jahren³⁴⁰ realisieren möchten. Solche Strategien sind jedoch mit hoher Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung verbunden. Und insbesondere da – wie in Abschnitt 6.1 beschrieben – die Modulpreise derzeit stagnieren, ist fraglich, ob es zu einer ausreichenden Kostendegression kommt. Die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten mit besonders niedriger Gebotshöhe ist theoretisch im Gebotspreisverfahren niedriger als im Einheitspreisverfahren, in dem alle Projekte mit dem Fördersatz des höchsten erfolgreichen Gebots gefördert werden. Da in der Pilotphase beide Verfahren getestet werden, kann nach Ende der Realisierungsfristen analysiert werden, ob die Art des Verfahrens tatsächlich Einfluss auf die Realisierungsrate

³³⁸ Vgl. BMWi 2016b, S. 9.

³³⁹ In einer telefonischen Befragung durch die Bundesnetzagentur gingen Bieter von einer 75-prozentigen Realisierungsquote in Bezug auf die Gesamtausschreibung aus, zeigten sich in Bezug auf die Realisierungschancen ihrer eigenen Projekte, für die bereits eine Zweitsicherheit geleistet wurde, allerdings optimistisch (vgl. Bundesnetzagentur 2016b, S. 14; BMWi 2016b, S. 9).

³⁴⁰ Vgl. BMWi 2016b, S. 9.

hatte. Es zeichnet sich jedoch bereits ab, dass die auktionstheoretische Hypothese, dass ein Einheitspreisverfahren zu größerer Kostenwahrheit führt als ein Gebotspreisverfahren (siehe Abschnitt 3.1.2), nicht bestätigt werden konnte – in der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde mit Einheitspreisverfahren gaben einige Bieter extrem niedrige Gebote von teilweise unter 1 ct/kWh ab.³⁴¹ Hierdurch wird zwar die eigene Zuschlagswahrscheinlichkeit erhöht, es steigt aber auch das Risiko, dass der wettbewerblich bestimmte Einheitspreis niedriger liegt als zur Realisierung der ausgeschriebenen Menge erforderlich und dass unwirtschaftliche Projekte gefördert werden.³⁴² Je höher versunkene Kosten für die Erfüllung von Präqualifikationsanforderungen ausfallen, desto höher ist der Anreiz, nach einem erfolglosen Gebot in einer folgenden Ausschreibungsrunde mit einem strategisch niedrigen Gebot teilzunehmen.

(2) Vielzahl und Heterogenität der Akteure

Zweitens wird zu beobachten sein, ob die Wettbewerbsintensität in den folgenden Runden abnimmt. Die hohe Anzahl an Bietern in der ersten Runde bedeutet, dass viele Teilnehmer leer ausgegangen sind. Das hohe Risiko, umsonst Ressourcen in die Vorbereitung und Abgabe eines Gebots zu investieren, könnte potenzielle Anbieter in Zukunft von der Teilnahme abschrecken. Tendenziell werden vor allem kleinere Anbieter, die weniger personelle und finanzielle Kapazitäten haben, und Risiken nicht über multiple Projekte streuen können, von einer Gebotsabgabe Abstand halten. Die Heterogenität der Teilnehmer könnte daher abnehmen. In der zweiten Ausschreibungsrunde machten erfolglose Gebote aus der ersten Runde allerdings 200 MW von insgesamt 558 MW des eingereichten Gebotsvolumens aus – die Erfolgsquote dieser erneut eingereichten Gebote betrug in der zweiten Runde über 40 %.³⁴³ Die vergleichsweise hohe Häufigkeit, in der Ausschreibungsrunden stattfinden, und die Möglichkeit einer erneuten Teilnahme reduzieren also das Zuschlagsrisiko. Es stellt sich jedoch die Frage, ob reduzierte Gebotshöhen in der zweiten Runde bedeuten, dass sich Bieter aufgrund des intensiven Wettbewerbs stärker an tatsächlichen Kostenstrukturen orientieren, oder ob unterhalb der eigenen Kosten geboten wurde, um einen Zuschlag zu erhalten; dies würde sich wiederum negativ auf die Realisierungschance des Projekts auswirken.

Viele Projekte, für die in der ersten Runde Gebote abgegeben wurden, waren außerdem schon vorprojektiert (vgl. Abschnitt 6.1), sodass die Teilnahme für die Anbieter dieser Anlagen kaum Kosten verursacht hat. Dieser Sondereffekt kann auch in den darauf folgenden Pilot-

³⁴¹ BMWi 2016b, S. 8.

³⁴² Ebenda.

³⁴³ Bundesnetzagentur 2016b, S. 13.

Runden noch zum Tragen gekommen sein, doch die Datenverfügbarkeit bezüglich der Anzahl und des Volumens entsprechender Projekte ist gering.³⁴⁴ Sobald es keine vorprojektierten Projekte mehr gibt, könnte die Teilnehmerzahl möglicherweise sinken oder zumindest der Risikoaufschlag steigen, da die Gebotsabgabe dann mit einem deutlich höheren Investitionsaufwand verbunden ist.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass vergleichsweise wenige Gebote mit einem geringen Gebotsumfang bezuschlagt wurden – der Durchschnitt der bezuschlagten Gebote in der ersten Runde betrug 6,28 MW, in Runde 2 lag er bei 4,82 MW und in Runde 3 bei 4,75 MW. Unter Kosteneffizienzgesichtspunkten kann der Fokus auf größere Projekte durchaus wünschenswert sein, wenn Kostenvorteile durch Skaleneffekte realisiert werden können. Allerdings wurden für kleinerskalige Gebotskategorien bereits deutlich weniger Gebote abgegeben als für größerskalige.³⁴⁵ Hier bleibt im Detail zu prüfen, inwieweit Transaktionskosten für vergleichsweise kleine Projekte eine Teilnahmebarriere darstellen.

(3) Kosteneffizienz

Auf den ersten Blick lässt sich die Realisierung von niedrigeren Fördersätzen als im administrierten Preisinstrument als Verbesserung der statischen Kosteneffizienz deuten – diese Schlussfolgerung ist jedoch mit Vorsicht zu genießen. Wie in Abschnitt 6.1 dargelegt, ging die zugebaute Leistung von Freiflächen-PV bereits unter der administrierten EEG-Förderung zurück, auf geschätzte 500 MW im Jahre 2014 (was dem angestrebten Mengenziel für 2015 entspricht). Angesichts stagnierender Modulpreise wurden so auch von Ausschreibungsteilnehmern Zweifel geäußert, ob sich mit dem in der zweiten Ausschreibungsrunde realisierten Fördersatz von 8,48 ct/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb darstellen ließe (der Fördersatz in der dritten Runde lag mit 8,00 ct/kWh noch einmal niedriger).³⁴⁶ Es bleibt also abzuwarten, ob tatsächlich eine Reduzierung der Förderkosten realisiert werden kann, oder ob die ersten Ausschreibungsergebnisse angesichts des intensiven Wettbewerbs um geförderte Mengen zumindest teilweise vom „Fluch des Gewinners“ (vgl. Abschnitt 3.1.2) betroffen sind, was sich negativ auf die Realisierungsraten auswirken würde.

Für eine umfassende Betrachtung der Auswirkungen auf die Kosteneffizienz sind darüber hinaus zusätzliche Transaktionskosten des Verfahrens mit einzubeziehen – eine Quantifizierung auf Basis der ersten Erfahrungen liegt noch nicht vor. Die Bundesnetzagentur nennt die

³⁴⁴ Vgl. Klessmann et al. 2014, S. 13.

³⁴⁵ Vgl. Bundesnetzagentur 2016b, S. 9.

³⁴⁶ Bundesnetzagentur 2016b, S. 14.

Prüfung der eingereichten Unterlagen in Bezug auf die Präqualifikation als den „mit Abstand aufwändigste[n] Arbeitsschritt“³⁴⁷, gefolgt von der Zahlungsabwicklung von Gebühren und Sicherheiten; andere Abläufe konnten hingegen standardisiert werden.³⁴⁸

Darüber hinaus lassen die vorläufigen Ergebnisse die These zu, dass der administrierte Bereich in zukünftigen Ausschreibungsrunden zu Lasten der Kosteneffizienz ausgeweitet werden könnte. In den Bereichen, in denen nach den ersten Runden Ungleichmäßigkeiten festgestellt wurden, könnte es zu Widerstand bei sich benachteiligt fühlenden Gruppen kommen. In Bezug auf Regionen zeigen die ersten Ausschreibungsergebnisse eine deutliche Konzentration auf Flächenländer mit einem hohen Bestand an Konversionsflächen.³⁴⁹ Bundesländer mit vergleichsweise geringen Zuschlagsmengen könnten dies zum Anlass nehmen, Sonderregeln zu fordern, um eine gleichmäßigere Verteilung der Projekte zu realisieren. Des Weiteren könnte von bestimmten Interessensgruppen gefordert werden, dass die Ausschreibungen feiner nach Technologien differenziert oder bestimmte Technologien bevorzugt werden sollten. Solche Sonderregeln können gute Argumente beinhalten (z. B. Systemdienlichkeit durch eine ausgewogene geographische Verteilung; Förderung vielversprechender Technologien). Gerade die Möglichkeit kurzfristig steuernd einzugreifen, kann auch als Vorteil von Ausschreibungsverfahren betrachtet werden, da politisch gewünschte Entwicklungen durch Anpassungen des Ausschreibungsdesigns im Zeitablauf gezielt unterstützt werden können (vgl. Abschnitt 4.2.4). Dennoch bedeutet die Ausweitung des administrierten Bereichs auch eine Abweichung von der kosteneffizientesten Lösung, die sich bei einer Auktion ohne zusätzliche Regelungen ergeben hätte. Da Kosteneffizienz als einer der Hauptgründe für die Einführung von Ausschreibungsverfahren genannt wird,³⁵⁰ wäre es wenig zweckdienlich, dieses Kriterium nach und nach zu untergraben. Es ist daher bei Anpassungen des Ausschreibungsdesigns zu prüfen, welche Argumente im Einzelfall schwerer wiegen.

³⁴⁷ Bundesnetzagentur 2016b, S. 15.

³⁴⁸ Bundesnetzagentur 2016b, S. 15 f.

³⁴⁹ Bundesnetzagentur 2016b, S. 12.

³⁵⁰ Vgl. Mohr 2015, S. 101.

7. Ausblick

7.1 Eckpunkte für Ausschreibungen unter dem EEG 2016

Die erstmalige Förderung von PV-Freiflächenanlagen über Ausschreibungsverfahren hat 2015 überhaupt erst im Praxistest begonnen. Die ersten Runden sind zwar abgeschlossen, und die Bundesnetzagentur hat die Zuschläge den erfolgreichen Bietern zugesprochen. Für eine umfassende Evaluierung der Ergebnisse ist es jedoch noch bei weitem zu früh. Da der Zeitrahmen für die Weiterentwicklung des Instrumentes eng gesteckt ist – das EEG erfordert schon in diesem Jahr 2016 eine Novellierung, für die zumindest die Eckpunkte bereits vorliegen, – wird insoweit eine Entscheidung hinsichtlich der konkreten Weiterentwicklung von Ausschreibungen getroffen werden müssen, ohne dass eine abschließende Evaluierung des PV-Piloten abgewartet werden kann. Nach PV-Freiflächenanlagen soll es spätestens ab 2017 auch für andere EE-Technologien Ausschreibungsverfahren geben (§ 2 Abs. 5 EEG 2014). Aufgrund der für jede EE-Technologie unterschiedlichen, spezifischen Rahmenbedingungen und Marktsituationen kann das Ausschreibungsdesign für PV-Freiflächenanlagen nicht ohne Weiteres übertragen werden.³⁵¹ Das BMWi hat deshalb Marktanalysen für On- und Offshore-Windenergie, Solarenergie auf Gebäuden, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie erstellt.³⁵² Auf dieser Basis hat das BMWi im Februar 2016 bereits ein fortgeschriebenes Eckpunktepapier zu Rahmenbedingungen für zukünftige Ausschreibungen veröffentlicht.³⁵³

Danach soll ab 2017 die Förderung für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und große Photovoltaikanlagen per Ausschreibung bestimmt werden. Andere nach dem EEG förderfähige EE-Technologien (d. h. Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Geothermie und Bioenergie) sowie „kleine“ PV-Anlagen sollen weiterhin die administrierte Marktprämie erhalten. Im Fall der Bioenergie soll allerdings geprüft werden, eine gemeinsame Ausschreibung für neue Anlagen und Bestandsanlagen einzuführen. Der Grund hierfür ist, dass Bestandsanlagen ab 2020 schrittweise aus der Förderung ausscheiden werden, und davon auszugehen ist, dass die Mehrzahl der Anlagen aufgrund der hohen Bedeutung von Brennstoffkosten ohne Anschlussförderung nicht weiter betrieben werden würde.³⁵⁴ Darüber hinaus ist eine administrierte Förderung weiterhin vorgesehen für alle Anlagen ≤ 1 MW, sowie im

³⁵¹ Vgl. BMWi 2015d, S. 2.

³⁵² Vgl. BMWi 2015e.

³⁵³ Vgl. BMWi 2016a.

³⁵⁴ BMWi 2016a, S. 3.

Fall von Wind On- und Offshore für Prototypen und während einer Übergangszeit genehmigte und in Betrieb genommene Anlagen.³⁵⁵

Das Ausschreibungsdesign für Wind On- und Offshore sowie PV soll technologiespezifisch ausgestaltet und an jeweilige Marktbedingungen angepasst werden (bei PV-Anlagen werden dabei Gebäude- und Freiflächenanlagen zusammengefasst).³⁵⁶ Zentrale Charakteristika der Ausschreibungen werden allerdings aus dem Freiflächen-PV-Piloten übernommen.³⁵⁷ Gebote sollen sich auf den anzulegenden Wert in der Marktprämie beziehen, ausgeschrieben wird eine bestimmte Leistungsmenge. Für Wind Onshore und PV soll die Bundesnetzagentur drei bis vier Ausschreibungsrunden pro Jahr durchführen, für Wind Offshore soll es hingegen einen jährlichen Gebotstermin geben. Zuschläge werden nach dem Gebotspreisverfahren erteilt. Sicherheiten, Pönalen und Höchstwerte sollen für alle drei Technologien implementiert werden, werden allerdings an die jeweiligen technologischen und marktlichen Rahmenbedingungen angepasst. Auch Präqualifikationskriterien werden technologiespezifisch festgelegt. Für Wind Onshore liegen diese vergleichsweise hoch – Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung soll das Vorliegen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sein (sog. „späte Ausschreibung“). Zur Sicherung der Akteursvielfalt werden daher – neben der generellen Ausnahme von Anlagen ≤ 1 MW – erleichterte Präqualifikationskriterien für Bürgerenergiegesellschaften vorgeschlagen.³⁵⁸

Darüber hinaus sollen zukünftig mindestens fünf Prozent der neu zu installierenden Leistung europaweit ausgeschrieben werden (§ 2 Abs. 6 EEG 2014).³⁵⁹

7.2 Schlussfolgerungen für die Weiterentwicklung von Ausschreibungen

Die hier vorgenommene Analyse hat gezeigt, dass Ausschreibungen mit ihrer wettbewerblichen Ermittlung der Vergütungshöhe zwar zur Marktintegration von EE beitragen können, aber dass Ziele des Fördersystemwechsels wie eine verbesserte Mengensteuerung und eine

³⁵⁵ Ebenda.

³⁵⁶ Für eine detaillierte Beschreibung der technologiespezifischen Ausschreibungselemente siehe BMWi 2016a, S. 4 ff.

³⁵⁷ Vgl. BMWi 2016a, S. 3 f.

³⁵⁸ Vgl. BMWi 2016a, S. 11; zur Definition einer „Bürgerenergiegesellschaft“ siehe ebenda, S. 10 f.

³⁵⁹ Voraussetzung ist dabei u. a., dass der physikalische Import des Stroms nachgewiesen werden kann (§ 2 Abs. 6 EEG 2014). Für eine entsprechende Anpassung der FFAV-Pilotausschreibungen wurden unlängst Eckpunkte vorgelegt, s. BMWi 2016c.

Senkung von Förderkosten keineswegs Selbstläufer darstellen. Das Pilotverfahren zu Freiflächenanlagen deutet darauf hin, dass bei einem starken Kostenwettbewerb um ausgeschriebene Mengen niedrigere Fördersätze als im administrierten System realisiert werden können; gleichzeitig bestehen aber Zweifel, wie viele der Projekte sich unter den wettbewerblich ermittelten Fördersätzen als wirtschaftlich erweisen werden. So empfiehlt die Bundesnetzagentur in ihrer Evaluierung der PV-Freiflächenausschreibung auch, bei der Festlegung von ausgeschriebenen Mengen einen Aufschlag auf den intendierten Ausbaurridor vorzusehen, um bei den zu erwartenden Realisierungsraten von weniger als 100 % das Erreichen von Ausbauzielen sicherzustellen.³⁶⁰ Entsprechend wichtig wird es sein, bei der Ausweitung von Ausschreibungen auf andere Technologien zu prüfen, inwiefern Auktionsergebnisse durch strategisch niedrige Gebote mit ggf. geringer Realisierungswahrscheinlichkeit verzerrt werden.

Erfahrungen mit dem Pilotverfahren haben dabei gezeigt, dass – anders als in der Auktionstheorie üblicherweise angenommen – das Einheitspreisverfahren nicht notwendigerweise eine größere Kostenwahrheit verspricht als das Gebotspreisverfahren: Stattdessen hat die Aussicht auf eine Förderung nach dem Einheitspreis z. T. die Abgabe unrealistisch niedriger Gebote angeregt. Die Wahl des Gebotspreisverfahrens für zukünftige Ausschreibungen erscheint daher folgerichtig – allerdings wird auch hier genau zu prüfen sein, inwiefern es zu strategischem Bieterverhalten kommt. Insbesondere bei nicht bezuschlagten Wind-Onshore-Anlagen, bei denen bis zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bereits ca. 10 % der gesamten Investitionskosten anfallen können³⁶¹, könnte ein hoher Anreiz bestehen bei einer erneuten Auktionsteilnahme mit einem strategisch niedrigen Gebot einen Zuschlag zu erringen.

Auf der anderen Seite wird zu prüfen sein, ob höhere Zuschlags-, Preis- und Pönalenrisiken langfristig zu einer Verringerung der Marktteilnehmerzahl führen, und damit zu einer Abnahme der Wettbewerbsintensität. Dies würde das Risiko strategisch hoher Gebote befördern und Kosteneffizienzverbesserungen in Frage stellen. Bei sehr geringer Wettbewerbsintensität würden sich Gebote am Höchstpreis orientieren, wodurch sich Ausschreibungen jedoch an ein administriertes Preisinstrument (mit höheren Transaktionskosten) angleichen würden. Die Öffnung der Ausschreibungen für Projekte in anderen Mitgliedstaaten dürfte die Wettbewerbsintensität allerdings befördern.

³⁶⁰ Vgl. Bundesnetzagentur 2016b, S. 17. Als Größenordnung für einen Aufschlag auf die intendierte Menge wird als Beispiel 20 % genannt.

³⁶¹ Vgl. BMWi 2016a, S. 11.

Bei einer abschließenden Betrachtung von Kosteneffizienzauswirkungen sollten auch Transaktionskosten nicht außen vor gelassen werden. Unter Transaktionskosten-Gesichtspunkten erweist sich die Ausnahme von Kleinanlagen als stimmig. Allerdings wird hier eine Überprüfung notwendig sein, ob die Ausnahmeregelung zu einer Verzerrung von Entscheidungen zur Anlagenauslegung führt. Dies könnte insbesondere dann der Fall sein, wenn die mit Auktionen verbundenen Risiken als hoch und die Möglichkeiten, diese einzupreisen als gering betrachtet werden (etwa aufgrund hoher Konkurrenz oder den Höchstpreisen). Da kleinere Anlagen üblicherweise mit höheren Stromerzeugungskosten verbunden sind als größere, die von Skaleneffekten Gebrauch machen können, wäre eine solche Entwicklung unter Kosteneffizienzgesichtspunkten nicht wünschenswert.

Zudem setzt die Ausnahmeregelung insbesondere im PV-Marktsegment, in dem Dachanlagen mit einer Leistung ≤ 1 MW überwiegen,³⁶² die Effektivität der Mengensteuerung herab. In Verbindung mit dem Problem unsicherer Realisierungsraten wirft dies die Frage auf, ob im Vergleich mit dem atmenden Deckel in der administrierten Marktprämie tatsächlich die Treffsicherheit der Mengensteuerung verbessert wird. Ggf. müssten separate Ausbauziele und ein atmender Deckel für Kleinanlagen formuliert werden. Dies erhöht jedoch Informationsanforderungen an den Regulierer und beeinträchtigt den Anspruch von Auktionen, eine stärkere Marktnähe des EE-Ausbaus zu realisieren.

Schließlich bleibt abzuwarten, inwieweit sich Ausschreibungen auf die Heterogenität von Akteuren im EE-Sektor auswirken werden. Grundsätzlich erscheint der Verzicht auf weitreichendere Sonderregelungen, die Konflikte zu den Zielen einer effektiven Mengensteuerung und Kosteneffizienz aufwerfen,³⁶³ vorteilhaft. Allerdings wäre es empfehlenswert zu prüfen, inwiefern Maßnahmen außerhalb des Ausschreibungsdesigns zur Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen zwischen unterschiedlichen Akteurstypen beitragen können – hierzu gehört die Untersuchung, ob möglicherweise Kapitalmarktversagen vorliegen, die den Zugang zu Risikokapital für kleine Akteure erschweren.

Antworten auf diese Fragen werden sich erst im Zeitablauf, insbesondere nach erfolgter Implementierung und einer systematischen Auswertung der Ausschreibungen und ihrer Resultate abzeichnen. Umso wichtiger sind eine kontinuierliche und ergebnisoffene Evaluierung des neuen Instruments sowie eine „lernende“ Fortentwicklung des Förderregimes für EE. Ausschreibungen sind weder Selbstzweck noch Selbstläufer. Sie müssen sich an ihren konkreten

³⁶² Vgl. BMWi 2015c, S. 1 f.

³⁶³ Vgl. Tiedemann et al. 2015, S. 39 ff.

Zielbeiträgen messen lassen, und ihr Design muss zwischen vielfältigen Zielkonflikten vermitteln. Wettbewerbliche Verfahren der Vergütungsbestimmung bedeuten nicht notwendigerweise mehr Kosteneffizienz oder größere Marktnähe – sie bedeuten zunächst nur, dass von einer staatlichen Preissteuerung (festgelegte Einspeisetarife) auf staatliche Mengensteuerung (ausgeschriebene Mengen) umgestellt wird. Mengenfestlegung und Ausschreibungsdesign sind freilich ebenso hochgradig politisch und daher nicht minder anfällig für Fehlsteuerungen als die viel kritisierten „administrierten Festpreise“ des EEG 1.0. Hohe Transaktionskosten, fehlender Wettbewerb sowie technologische und regionale Fragmentierung von Ausschreibungen können ihr theoretisches Kostensenkungspotenzial in der Praxis in Frage stellen. Das politische Markt- und Effizienzversprechen muss daher auch weiterhin sehr nüchtern auf seine Substanz untersucht werden.

Literaturverzeichnis

- 50 Hertz Transmission GmbH (2014): Stellungnahme zu Eckpunkten für eine Pilotausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Stellungnahmen/stellungnahmen-photovoltaik-pilotausschreibung/50hertz.html>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014a): Pressemitteilung. EEG-Umlage 2015 beträgt 6,170 Cent pro Kilowattstunde. Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen EEG-Umlage für 2015. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Pressemitteilung_zur_EEG-Umlage_2015.pdf, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014b): Netzentwicklungsplan Strom. Zweiter Entwurf. Berlin u. a. O. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teill.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2016.
- Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert Stiftung (Hrsg.) (2014): Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive. Handlungsbedarf, Ausgestaltungsoptionen, rechtlicher Rahmen. Bonn. Online verfügbar unter <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/10628.pdf>, zuletzt geprüft am 30.10.2015.
- Ackermann, R. (2001): Pfadabhängigkeit, Institutionen und Regelreform (= Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften, Bd. 120). Tübingen: Mohr Siebeck.
- AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2014): Studienvergleich: Finanzierungsinstrumente für Strom aus Erneuerbaren Energien. Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin. Online verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Metaanalyse_EEG_Reform_mai14.pdf, zuletzt geprüft am 30.12.2015.
- AGEE-Stat [Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik] (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Dessau-Roßlau: BMWi, AGEE-Stat. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 22.03.2016.
- Agora Energiewende (2014a): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2015.
- Agora Energiewende (2014b): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Unter Mitarbeit von Fraunhofer ISI, Consentec GmbH und TU Wien Energy Economics Group. Berlin.
- Andor, M.; Flinkerbusch, K.; Voß, A. (2012): Quantities vs. capacities: minimizing the social cost of renewable energy promotion. CAWM Discussion Paper No. 59. Münster: Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung Münster.
- Arthur, W. B. (1994): Increasing returns and path dependence in the economy. Ann Arbor: University of Michigan Press.

- Battle, C.; Pérez-Arriaga, I.; Zambrano-Barragán, P.* (2011): Regulatory design for RES-E support mechanisms: learning curves, market structure, and burden-sharing. Working Paper CEEPR. Cambridge Massachusetts: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Online verfügbar unter <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2011-011.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Bayerischer Rundfunk* (2014): Der Protest gegen das Projekt am Osser. Pläne für Pumpspeicherkraftwerk. Online verfügbar unter <http://www.br.de/nachrichten/spezial/ossier-pumpspeicherkraftwerk-chronologie-100.html>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Bayrischer Rundfunk* (2015): Stromtrasse SuedLink. Weiter heftiger Widerstand gegen Aigner-Pläne, 21.05.2015. Online verfügbar unter <http://www.br.de/nachrichten/aigner-suedlink-stromtrasse-102.html>, zuletzt geprüft am 13.06.2015.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.]* (2013): Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Positionspapier. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG_Presse.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG_Presse.pdf), zuletzt geprüft am 12.11.2015.
- BMUB [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit]* (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf, zuletzt geprüft am 04.06.2015.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie]* (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 2.1.2016.
- BMWi* (2014b): Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem - Karte zentraler Strategien, Gesetze und Verordnungen. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Meldung/Gesetzeskarte/gesetzeskarte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 22.03.2016.
- BMWi* (17.12.2014): Energiewende direkt. Newsletter. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/35/newsletter_2014-35.html?_act=renderPdf&_iDocId=114282, zuletzt geprüft am 18.12.2014.
- BMWi* (2015a): Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Eckpunktepapier. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-foerderung-erneuerbare-energien-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.12.2015.
- BMWi* (2015b): Eckpunkte der Verordnung zur PV-Pilotausschreibung („Freiflächenausschreibungsverordnung“). Berlin. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eckpunkte-verordnung-zur-photovoltaik-pilotausschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 24.01.2016.
- BMWi* (2015c): Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 29.05.2015.

- BMWi* (2015d): Einführung zu den Marktanalysen der Technologien. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-einleitung.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt aktualisiert am 27.02.2015, zuletzt geprüft am 13.06.2015.
- BMWi* (2015e): Ausschreibungsdesign für Erneuerbare Energien: Öffentliche Konsultation von Marktanalysen gestartet. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=692934.html>, zuletzt geprüft am 29.05.2015.
- BMWi* (2016a): EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 09.03.2016.
- BMWi* (2016b): Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014). Berlin. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/bericht-pilotausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 09.03.2016.
- BMWi* (2016c): Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Eckpunktepapier. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/oeffnung-eeg-eckpunktepapier.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- BMWi* (o.J.): Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik- Freiflächenanlagen. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechenanlagen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 02.01.2016.
- BMWi; BMU* (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 02.01.2016.
- Bode, S.* (2014): Vom EEG zur Marktintegration von erneuerbaren Energien. In: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht 37 (2), S. 134-160.
- Bundesnetzagentur* (2015a): Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen allgemein. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Ausschreibung/Ausschreibung_node.html#doc528566bodyText4, zuletzt geprüft am 16.04.2015.
- Bundesnetzagentur* (2015b): Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) -Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Hintergrundpapier. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 22.03.2016.
- Bundesnetzagentur* (2015c): Gebotstermin 15. April. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Insti

[tutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Gebotstermin_15_04_2015/Gebotstermin_15_04_2015_nod e.html](#), zuletzt aktualisiert am 21.05.2015, zuletzt geprüft am 29.03.2016.

Bundesnetzagentur (2015d): Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Hintergrundpapier. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternahmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 02.05.2015.

Bundesnetzagentur (2015e): Hintergrundpapier – Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. August 2015. Bonn, 2.9.2015. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternahmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_08_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde2.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 24.01.2016.

Bundesnetzagentur (2016a): Hintergrundpapier – Ergebnisse der dritten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) Freiflächenanlagen vom 1. Dezember 2015. Bonn, 8.1.2016. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternahmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_12_2015/finalesHintergrundpapier_01_12_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 24.01.2016.

Bundesnetzagentur (2016b): Bericht Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Bonn, 13.01.2016. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/pilotausschreibungen-ermittlung-foerderhoehe-photovoltaik-freiflaechenanlagen-bnetza.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2015): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 04.03.2016.

Bundesregierung (2011a): Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Angela Merkel zur Energiepolitik "Der Weg zur Energie der Zukunft" (Mitschrift). Datum: 09. Juni 2011. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Regierungserklaerung/2011/2011-06-09-merkel-energie-zukunft.html>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.

Bundesregierung (2011b): Europäische Energiepolitik. Vertrag von Lissabon regelt Europäische Energiepolitik. Magazin für Europa und Internationales. Online verfügbar unter <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Magazine/03MagazinEuropaInternationales/2011/02/Doorpage-02.html?context=Inhalt%2C2>, zuletzt geprüft am 21.12.2014.

Bundesregierung (o. J.): Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien. Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV, vom

- 28.01.2015. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/photovoltaik-freiflaechenausschreibungsverordnung.html>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.* (2013): Energiewende braucht Dynamik und regenerativen Technologiemix. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/energiewende-braucht-dynamik-und-regenerativen-technologiemix/>, zuletzt geprüft am 13.06.2015.
- Burgi, M.; Wolff, D.* (2014): Der Beihilfebegriff als fortbestehende Grenze einer EU-Energieumweltpolitik durch Exekutivhandeln. In: Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW) 25 (17), S. 647-653.
- Calliess, C.; Ruffert, M.* (2011): Kommentar zu Art. 194 AEUV. In: Calliess/Ruffert (Hrsg.): EUV/AEUV – Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. 4. Aufl. München: Beck.
- Clò, S.; Battles, S.; Zoppoli, P.* (2013): Policy options to improve the effectiveness of the EU emissions trading system: A multi-criteria analysis. In: Energy Policy 57, S. 477-490.
- Cropper, M. L.; Oates, W. E.* (1992): Environmental economics: a survey. In: Journal of Economic Literature, S. 675-740.
- Dahlman, C. J.* (1979): The problem of externality. In: Journal of Law and Economics 22, S. 141-162.
- del Río, P.; Linares, P.* (2014): Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 35, S. 42-56.
- de Perthuis, C.; Trotignon, R.* (2014): Governance of CO₂ markets: lessons from the EU ETS. In: Energy Policy 75, S. 100-106.
- Deutsche Energie-Agentur (dena)* (2010): Grid Study II. Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena_Grid_Study_II_-_final_report.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2016.
- Deutsche Energie-Agentur (dena)* (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Endbericht. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2014.
- Deutscher Bundestag* (1999): Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes. Drucksache 14/2341 vom 13.12.1999.
- Deutscher Bundestag* (2014): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Drucksache 18/1304 vom 05.05.2014.
- Diehl, J.* (2011): Bürgerprotest gegen Stromleitungen: Die Trassen-Brecher. In: Spiegel Online, 18.07.2011. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/buergerprotest-gegen-stromleitungen-die-trassen-brecher-a-772586.html>, zuletzt geprüft am 13.06.2015.
- DLR; Fraunhofer-IWES; IFNE* (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer IWES; Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter

http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/leitstue2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2016.

- Dunker, R.; Mono, R.* (2013): Bürgerbeteiligung und erneuerbare Energien. Kurz-Studie von Beteiligungsprojekten in Deutschland durch die 100 Prozent erneuerbar stiftung. Berlin: 100 Prozent erneuerbar stiftung. Online verfügbar unter http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Buergerbeteiligung-und-Erneuerbare-Energien_100pes.pdf, zuletzt geprüft am 17.09.2015.
- Eclareon; Öko-Institut* (2012): Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. Eclareon, Öko-Institut. Berlin/Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1378/2012-012-en.pdf>, zuletzt geprüft am 30.12.2015.
- Endres, A.; Radke, V.* (2012): Economics for environmental studies. A strategic guide to micro- and macroeconomics. Berlin: Springer.
- Energieforschungszentrum Niedersachsen (efzn)* (2013): Studie – Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 11.01.2015.
- Engels, J.* (2003): Geschichte und Heimat - Der Widerstand gegen das Kernkraftwerk Wyhl. Freiburg: Sonderdrucke aus der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.freidok.uni-freiburg.de/fedora/objects/freidok:4826/datastreams/FILE1/content>, zuletzt geprüft am 17.09.2015.
- Erlei, M.; Leschke, M.; Sauerland, D.* (2007): Neue Institutionenökonomik. 2. Aufl. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag.
- Europäische Kommission* (2009): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. In: Official Journal of the European Union, 5.6.2009, L 140, S. 16-62. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- Europäische Kommission* (2012): Renewable Energy: a major player in the European energy market. Communication from the Commission COM(2012) 271 final. Brüssel. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52012DC0271>, zuletzt geprüft am 03.03.2016.
- Europäische Kommission* (2014a): Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020. Communication from the Commission (2014/C 200/01). In: Official Journal of the European Union, 28.6.2014, C 200/1-55. Online verfügbar unter [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628(01)), zuletzt geprüft am 30.12.2015.
- Europäische Kommission* (2014b): Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. Brüssel. Online verfügbar unter [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN), zuletzt geprüft am 14.06.2015.
- Europäische Kommission* (2015a): Europa-2020-Ziele. Brüssel. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_de.htm, zuletzt aktualisiert am 08.05.2015, zuletzt geprüft am 31.05.2015.

- Europäische Kommission* (2015b): Energy Union Package. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. Communication from the Commission COM (2015) 80 final. Brüssel. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>, zuletzt geprüft am 31.05.2015.
- Feess, E.* (1998): Umweltökonomie und Umweltpolitik. München: Vahlen.
- Fraunhofer-IWES; Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Stiftung Umwelte-nergierrecht* (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Kurzzusammenfassung. Kassel/Aachen/Würzburg. Online verfügbar unter <http://www.energie.fraunhofer.de/de/bildmaterial/pdf/roadmap-speicher.pdf>, zuletzt geprüft am 11.06.2015.
- Frondel, M.; Ritter, N.; Schmidt, C. M.; Vance, C.* (2010): Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: the German experience. In: Energy Policy 38 (8), S. 4048-4056.
- Frondel, M.; Sommer, S.* (2014): Energiekostenbelastung privater Haushalte: Das EEG als sozialpolitische Zeitbombe? RWI Materialien 81. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). Essen.
- Frontier Economics* (2014a): Konsultation zum Ausschreibungsdesign für die Förderung von PV-Freiflächenanlagen. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Stellungnahmen/stellungnahmen-photovoltaik-pilotausschreibung/frontier-economics.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 22.03.2016.
- Frontier Economics* (2014b): Studie „Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien“. Ein Bericht für EFET Deutschland. London.
- Fuchs, M.-C.; Peters, F.* (2014): Die Europäische Kommission und die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2014, S. 409-416.
- Gawel, E.; Klassert, Chr.* (2013): Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG. In: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 24 (9), S. 467-480.
- Gawel, E.; Korte, K.* (2012): Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen. In: Wirtschaftsdienst 92 (8), S. 312-315.
- Gawel, E.; Lehmann, P.* (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014. In: Wirtschaftsdienst 94 (9), S. 651-658.
- Gawel, E.; Lehmann, P.; Korte, K.; Strunz, S.; Bovet, J.; Köck, W.; Massier, P.; Löscher, A.; Schober, D.; Ohlhorst, D.; Tews, K.; Schreurs, M.; Reeg, M.; Wassermann, S.* (2014a): Die Zukunft der Energiewende in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (4), S. 37-44.
- Gawel, E.; Lehmann, P.; Korte, K.; Strunz, S.; Bovet, J.; Köck, W.; Massier, P.; Löscher, A.; Schober, D.; Ohlhorst, D.; Tews, K.; Schreurs, M.; Reeg, M.; Wassermann, S.* (2014b): Die Zukunft der Energiewende in Deutschland. Helmholtz Allianz Energy-Trans Policy-Brief 02-2014. Online verfügbar unter http://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-Policy_Brief_Zukunft_Energiewende_in_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2014.
- Gawel, E.; Purkus, A.* (2013): Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – a case study of the German market premium. In: Energy Policy 6, S. 599-609.

- Gawel, E.; Purkus, A.; Bruttel, F. (2016): Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien – Erfahrungen mit den Ausschreibungsrunden 2015 nach FFAV und Implikationen für die Weiterentwicklung im EEG 3.0. In: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ), 5. Jg. (2016), Heft 4, im Druck.
- Gawel, E.; Purkus, A.; Korte, K.; Lehmann, P. (2013): Förderung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien – Perspektiven einer instrumentellen Weiterentwicklung. In: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 82 (3), S. 123-136.
- Gawel, E.; Strunz, S. (2014): State aid dispute on Germany's support for renewables – is the Commission on the right course? In: Journal for European Environmental & Planning Law 11, S. 137-150.
- Gawel, E.; Strunz, S.; Lehmann, P. (2014): A public choice view on the climate and energy policy mix in the EU – How do emissions trading scheme and support for renewable energies interact? In: Energy Policy 64, S. 175-182.
- Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: Energy 67, S. 1-18.
- Grabmeyer, N.; Münchmeyer, H.; Pause, F.; Stehle, A.; Müller, T. (2014): Förderung erneuerbarer Energien und EU-Beihilferahmen – Insbesondere eine Untersuchung des Entwurfs der Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission zu „Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen für die Jahre 2014-2020“. Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 2. Würzburg: Stiftung Umweltenergie recht.
- Grau, T.; Neuhoff, K.; Tisdale, M. (2015): Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten. In: DIW Wochenbericht 21, S. 503-508.
- Großcurth, H.-M.; Bode, S. (2011): Das Markt-Mengen-Modell – Ein Vorschlag zur Schaffung bzw. Sicherstellung von Investitionsanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Nutzung marktorientierter Instrumente. Arrhenius Discussion Paper 4. Hamburg: Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Online verfügbar unter http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_4_-_Mengen-Markt-Modell_final_042011.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2016.
- Grubb, M. (1997): Technologies, energy systems and the timing of CO₂ emissions abatement: an overview of economic issues. In: Energy Policy 25, S. 159-172.
- Haas, R.; Resch, G.; Panzer, C.; Busch, S.; Ragwitz, M.; Held, A. (2011): Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – lessons from EU countries. In: Energy 36 (4), S. 2186-2193.
- Haller, M.; Hermann, H.; Loreck, C.; Matthes, F. C.; Cook, V. (2013): EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace. Berlin: Öko-Institut e.V., Greenpeace. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.
- Häseler, S. (2014): Procuring flexibility to support Germany's renewables: policy options. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 38 (3), S. 151-162.
- Haucap, J. (2011): Erneuerbare Energien: Mehr Wettbewerb nötig. In: Wirtschaftsdienst 91 (10), S. 656-657.
- Hauser, E.; Weber, A.; Zipp, A.; Leprich, U. (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Unter Mitarbeit von S. Hofmüller und J. Kochems. Saarbrücken: IZES Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
- Hayek, F. A. (1960): The Constitution of Liberty. Chicago: University of Chicago Press.

- Helm, D.* (2010): Government failure, rent-seeking, and capture: the design of climate change policy. In: *Oxford Review of Economic Policy* 26 (2), S. 182-196.
- Helmholtz-Gemeinschaft* (2015): Die Energiewende in einer kritischen Phase? Online verfügbar unter https://www.youtube.com/watch?v=hNo4q_CLo98, zuletzt geprüft am 20.01.2016.
- Henle, K.; Gawel, E.; Ring, I.; Strunz, S.* (2016): Nuclear energy and biodiversity conservation in the face of climate change: response to Brook and Bradshaw. In: *Conservation Biology* 30, forthcoming. doi: 10.1111/cobi.12691.
- Hepburn, C.* (2006): Regulation by prices, quantities, or both: a review of instrument choice. In: *Oxford Review of Economic Policy* 22 (2), S. 226-247.
- Herrmann, N.; Ecke, J.* (2013): Auktionierung von Kapazitätsprämien für erneuerbare Energien – Vorschlag für eine Neugestaltung des Fördermechanismus. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82, S. 137-153.
- Imperial College London; Nera Economic Consulting; DNV GL* (2014): Integration of Renewable Energy in Europe. Final report for the European Commission, Directorate-General Energy. Bonn: DNV GL-Energy. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201406_report_renewables_integration_europe.pdf, zuletzt geprüft am 30.12.2015.
- Kahl, H.; Kahles, M.; Merkel, K.* (2014): Rechtlicher Klärungsbedarf zu Ausschreibungsmodellen bei der Förderung erneuerbarer Energie. Version 1.0. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr.7. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.
- Kahles, M.* (2014): Ausschreibungen als neues Instrument im EEG 2014. Ein Überblick zu den relevanten Regelungen im EEG 2014. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 6. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.
- Kahn, A. E.; Cramton, P. C.; Porter, R. H.; Tabors, R. D.* (2001): Pricing in the California power exchange electricity market: should California switch from uniform pricing to pay-as-bid pricing? Studie im Auftrag von California Power Exchange, o. O.
- Kitzing, L.* (2014): Risk implications of renewable support instruments: comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean-variance approach. In: *Energy* 64, S. 495-505.
- Kitzing, L.; Mitchell, C.; Morthorst, P. E.* (2012): Renewable energy policies in Europe: converging or diverging? In: *Energy Policy* 51, S. 192-201.
- Klein, A.; Merkel, E.; Pfluger, B.; Held, A.; Ragwitz, M., Resch, G.; Busch, S.* (2010): Evaluation of different feed-in tariff design options – best practice paper for the International Feed-In Cooperation. Karlsruhe: Energy Economics Group, Fraunhofer-ISI.
- Klessmann, C.; Wigand, F.; Gephart, M.; Blücher, F. von; Kelm, T.; Jachman, H. et al.* (2014): Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Wissenschaftliche Empfehlung. Berlin: Ecofys. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/W/wissenschaftlicher-bericht-photovoltaikanlagen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2014.
- Klobasa, M.; Winkler, J.; Sensfuß, F.; Ragwitz, M.* (2013): Market integration of renewable electricity generation – the German market premium model. In: *Energy & Environment* 24 (1-2), S. 127-146.
- Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G.; Edenhofer, O.* (2014): Causes of the EU ETS price drop: recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence. In: *Energy Policy* 73, S. 676-685.

- Kohls, M.; Wustlich, G.* (2015): Die Pilotausschreibungen für Photovoltaikanlagen. Eine Einführung in die Freiflächenausschreibungsverordnung. In: Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht 34, S. 313-321.
- Kopp, O.; Engelhorn, T.; Onischka, M.; Bode, S.; Groscuth, H.-M.; Klessmann, C.; Gebhart, M.; Naabe, C.; Grave, K.; Ehrhart, K.-M.; Pietrzyk, S.* (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. Mannheim: Arrhenius, MVV Energie AG, Ecofys, Takon. Online verfügbar unter https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf, zuletzt geprüft am 02.05.2015.
- Kröger, J.* (2015): Die Förderung erneuerbarer Energien im Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt. Binnenmarktintegration erneuerbarer Energien durch Europäisierung nationaler Fördersysteme. Baden-Baden: Nomos.
- Kröger, J.* (2016): Das EEG 2014 im Lichte der Europäisierung des Rechts der Erneuerbaren Energien. In: Natur und Recht (NuR) 38, S. 85-90.
- Küchler, S.; Meyer, B.* (2012): Was Strom wirklich kostet: Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Berlin: Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft, Green Budget Germany. Online verfügbar unter http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_lang.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2016.
- Lamont, J.; Favor, C.* (2013): Distributive Justice. In: E. N. Zalta (Hrsg.): The Stanford Encyclopedia of Philosophy (Fall 2014 Edition). Stanford. Online verfügbar unter <http://plato.stanford.edu/archives/fall2014/entries/justice-distributive/>, zuletzt geprüft am 24.05.2015.
- Lehmann, P.; Gawel, E.* (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? In: Energy Policy 52, S. 597-607.
- Lehr, U.; Edler, D.; O'Sullivan, M.; Peter, F.; Bickel, P.; Ulrich, P.; Simon, S.; Sakowski, F.; Lutz, C.; Naegler, T.; Thobe, I.; Pfenning, U.* (2015): Endbericht Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Osnabrück/Berlin/Stuttgart: gws, DLR, DIW Berlin, Prognos AG, ZSW. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 03.03.2016.
- Leprich, U.* (2014): Ausschreibungen und Auktionen für die Produktion von Erneuerbaren Energien: Ausländische Erfahrungen und Lehren für Deutschland. Vortrag für den Expertenworkshop „Ausschreibungen“ der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, 20.11.2014, Kiel. Saarbrücken: IZES Institut für ZukunftsEnergieSysteme. Online verfügbar unter http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/V_UL_20141120_Kiel.pdf, zuletzt geprüft am 24.01.2016.
- Leprich, U.; Grashof, K.; Guss, H.; Klann, U.; Weber, A.; Zipp, A.; Bofinger, P.; Ritzau, M.; Kremp, R.; Schemm, R.; Schuffelen, L.* (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Saarbrücken/Würzburg/Aachen: Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Universität Würzburg, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET).

- Lipp, J.* (2007): Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. In: *Energy Policy* 35, S. 5481-5495.
- Martini, M.* (2008): *Der Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung*. Tübingen: Mohr Siebeck.
- Maurer, L.; Barroso, L.* (2011): *Electricity Auctions. An overview of efficient practices*. A World Bank study. Washington, D.C.: The World Bank.
- Mayer, J.; Burger, B.* (2014): *Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage*. Freiburg: Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, zuletzt geprüft am 15.12.2014.
- McAfee, R.; McMillan, J.* (1987): Auctions and bidding. In: *Journal of Economic Literature*, S. 699–738. Online verfügbar unter <http://ftp.cramton.umd.edu/econ415/mcafee-mcmillan-auctions-and-bidding-jel-1987.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2014.
- McCann, L.* (2013): Transaction costs and environmental policy design. In: *Ecological Economics* 88, S. 253-262.
- Menanteau, P.; Finon, D.; Lamy, M.-L.* (2003): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. In: *Energy Policy* 31, S. 799-812.
- Mengel, A.; Reiß, A.; Thömmes, A.; Hahne, U.; Kampen, S.; Von und Klement, M.* (2010): *Steuerungspotenziale im Kontext naturschutzrelevanter Auswirkungen Erneuerbarer Energien*. Abschlussbericht zum F+E -Vorhaben "Naturschutzrelevanz raumbedeutsamer Auswirkungen der Energiewende" FKZ 806 82 110. Naturschutz und Biologische Vielfalt 97. Bonn: Bundesamt für Naturschutz (BfN).
- Michaelis, P.* (1996): *Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Mohr, J.* (2015): Ausschreibung der finanziellen Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. In: *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ)* 4 (3), S. 99-105.
- Monopolkommission* (2015): *Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende*. Sondergutachten 71. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn: Monopolkommission. Online verfügbar unter http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2016.
- Mueller, D. C.* (1989): *Public Choice II*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Münchmeyer, H.; Kahles, M.; Pause, F.* (2014): *Erfordert das europäische Beihilferecht die Einführung von Ausschreibungsverfahren im EEG? Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 5*. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.
- Neuhoff, K.* (2005): Large-scale deployment of renewables for electricity generation. In: *Oxford Review of Economic Policy* 21, S. 88-110.
- Neuhoff, K.; Bach, S.; Diekmann, J.; Beznoska, M.; El-Laboudy, T.* (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden. In: *DIW Wochenbericht* 41, S. 3-12.
- Nitsch, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; Reinhardt, G.; Schmidt, R.; Uihlein, A.; Barthel, C.; Fischedick, M.; Merten, F.* (2004): *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Stuttgart/Heidelberg/Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und

- Energie. Online verfügbar unter http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2016.
- North, D. C.* (1990): *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Öko-Institut* (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung)*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energie.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2016.
- Oekom* (2010): *Oekom Position Paper Emissionshandel*. München: oekom research. Online verfügbar unter http://www.oekom-research.com/homepage/german/oekom_PositionPaper_ETS.pdf, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
- Pahle, M.; Tietjen, O.; Joas, F.; Knopf, B.* (2014): *EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform*. Diskussionspapier März 2014. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Online verfügbar unter <https://www.pik-potsdam.de/members/knopf/publications/Pahle%20et%20al.%20-%20Forderung%20EE%20und%20Risiken%20-%20Marz%202014.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Pindyck, R. S.; Rubinfeld, D. L.* (2009): *Mikroökonomie*. 7. Aufl., München: Pearson Studium.
- Purkus, A.; Gawel, E.; Deissenroth, M.; Nienhaus, K.; Wassermann, S.* (2015a): *Market integration of renewable energies through direct marketing – lessons learned from the German market premium scheme*. In: *Energy, Sustainability and Society* 5 (12), S. 1-13. Online verfügbar unter www.dx.doi.org/10.1186/s13705-015-0040-1, zuletzt geprüft am 30.05.2015.
- Purkus, A.; Röder, M.; Gawel, E.; Thrän, D.; Thornley, P.* (2015b): *Handling uncertainty in bioenergy policy design – A case study analysis of UK and German bioelectricity policy instruments*. In: *Biomass and Bioenergy* 79, S. 64-79.
- Ragwitz, M.; Held, A.; Resch, G.; Faber, T.; Haas, R.; Huber, C.; Coenraads, R.; Voogt, M.; Reece, G.; Morthorst, P.; Jensen, S.; Konstantinaviciute, I.; Heyder, B.* (2007): *Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market*. Final report. OPTRES. Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Randalls, S.* (2010): *History of the 2°C climate target*. In: *Climate Change* 1 (4), S. 598-605.
- Schimank, U.* (2007): *Neoinstitutionalismus*. In: A. Benz, S. Lütz, U. Schimank und G. Simonis (Hrsg.): *Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder*. Wiesbaden: Springer VS, S. 161-175.
- Sinn, H.-W.* (2008): *Das grüne Paradoxon – Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*. Berlin: Econ-Verlag.
- Skiera, B.; Revenstorff, I.* (1999): *Auktionen als Instrument zur Erhebung von Zahlungsbereitschaften*. In: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 51 (3), S. 224-242.
- Stenzel, A.* (2011): *Öko gegen Öko. Pumpspeicherwerk im Schwarzwald*. In: *taz*, 15.06.2011. Online verfügbar unter <http://www.taz.de/!72477/>, zuletzt geprüft am 11.01.2015.

- Tennet* (2015): EEG-Umlage 2016 beträgt 6,354 Cent pro Kilowattstunde. Bayreuth. Online verfügbar unter <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/eeg-umlage-2016-betraegt-6354-cent-pro-kilowattstunde.html>, zuletzt geprüft am 20.10.2015.
- Tews, K.* (2014): Energiearmut definieren, identifizieren und bekämpfen – Eine Herausforderung der sozialverträglichen Gestaltung der Energiewende. Vorschlag für eine Problemdefinition und Diskussion des Maßnahmenportfolios. FFU-Report 04-2013. Berlin: Freie Universität Berlin.
- Tiedemann, S.; Wigand, F.; Klessmann, C.* (2015): Akteursvielfalt Windenergie an Land. Herausforderungen, Akteursdefinition und mögliche Sonderregelungen. Berlin: Ecofys. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/wissenschaftliches-papier-ecofys-akteursvielfalt-windenergie-land.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft 29.03.2016.
- trend:research; Leuphana Universität Lüneburg* (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien. Bremen/Lüneburg. Online verfügbar unter <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/10/Definition-und-Marktanalyse-von-B%C3%BCrgerenergie-in-Deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 20.02.2015.
- Unruh, G.* (2000): Understanding carbon lock-in. In: *Energy Policy* 28 (12), S. 817-830.
- Unruh, G.* (2002): Escaping carbon lock-in. In: *Energy Policy* 30 (4), S. 317-325.
- Verbraucherzentrale* (2013): Verbraucherinteressen in der Energiewende. Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage. Berlin. Online verfügbar unter http://www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende_Studie_lang_vzbv_2013.pdf, zuletzt geprüft am 19.12.2014.
- Voigt, S.* (2002): Institutionenökonomik. Neue Ökonomische Bibliothek. München: Wilhelm Fink Verlag.
- Vorholz, F.* (2014): Energiewende – Auf dem Weg zum Kohlekumpel. In: *Die Zeit*, 11.11.2014. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/2014-11/sigmar-gabriel-energiewende-kohle>, zuletzt geprüft am 17.11.2014.
- Weimann, J.* (2008): Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe. Marburg: Metropolis-Verlag.
- Weitzman, M. L.* (1974): Prices vs. quantities. In: *The Review of Economic Studies* 41 (4), S. 477-491.
- Williamson, O. E.* (1985): *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: Free Press.
- Williamson, O. E.* (2005): Transaction cost economics. In: C. Ménard; M. M. Shirley (Hrsg.): *Handbook of New Institutional Economics*. Dordrecht/Berlin/Heidelberg: Springer, S. 41-65.
- Winkler, J.; Altmann, M.* (2012): Market designs for a completely renewable power sector. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (2), S. 77-92.
- Wustlich, G.* (2014): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. In: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 33 (17), S.1113-1121.