

# Arbeitspapier

## Perspektiven für die Bereitstellung und Refinanzierung von Windkraft- und PV-Anlagen – Eine Analyse von Weiterentwicklungsoptionen des institutionellen Rahmens unter Einbezug institutionenökonomischer Erkenntnisse

### Autoren

- **Dipl.-Volksw. Albert Hoffrichter**  
(TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), ah@wip.tu-berlin.de)
- **Prof. Dr. Thorsten Beckers**  
(TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), tb@wip.tu-berlin.de)

November 2016

### ABSTRACT

Um die Kosten des weiteren EE-Ausbaus im Zuge der deutschen Stromsektortransformation zu begrenzen, ist ein geeigneter institutioneller Rahmen mit einer sinnvollen Verortung von Entscheidungskompetenzen und Risikoallokation auf die beteiligten Akteure bzw. Akteursgruppen von hoher Bedeutung. In diesem Aufsatz werden ausgewählte zentrale Fragen im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität unter Rückgriff auf institutionenökonomische Erkenntnisse diskutiert. Dabei erfolgt zunächst als Grundlage für die weiteren Analysen ein konzeptioneller Vergleich idealtypischer Bereitstellungsmodelle. Darauf aufbauend wird eine einordnende Betrachtung des aktuellen institutionellen Rahmens für den Zubau von PV- sowie Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland vorgenommen. Ergebnis dieser Betrachtung ist, dass die Nachteile wesentlicher Entwicklungen der letzten Jahre im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – ein weitgehender Übergang auf eine verpflichtende Direktvermarktung und Ausschreibungen – die Vorteile zu überwiegen scheinen. In diesem Zusammenhang wird auf alternative Optionen zur Weiterentwicklung des Sektordesigns hingewiesen, deren Eignung allerdings jeweils an bestimmte Voraussetzungen geknüpft ist. Inwieweit sich diese Voraussetzungen erfüllen lassen, sollte im Rahmen weiterer Forschungsarbeiten eingehender untersucht werden.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Alternative Modelle zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität</b> .....	<b>4</b>
2.1	Grundlagen .....	4
2.2	Modell „Energy-Only-Markt“ .....	6
2.3	Modell „Kapazitätsmechanismus“ .....	9
2.4	Zwischenfazit .....	11
2.5	Kapazitätsoptionen als Ausgestaltungsform von Kapazitätsinstrumenten .....	11
2.6	Fazit .....	12
<b>3</b>	<b>Diskussion von Instrumenten für die Bereitstellung von FEE-Anlagen in Deutschland</b> .....	<b>13</b>
3.1	Grundmodell der Einspeisevergütung: Kapazitätsoptionen für FEE-Anlagen.....	13
3.2	Einbezug von Marktpreiselementen in die Vergütung und Vermarktung erzeugter Strommengen.....	15
3.3	Anbieterauswahl und Vergütungshöhenfestsetzung .....	19
<b>4</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>22</b>

# 1 Einleitung

Deutschland befindet sich inmitten eines Prozesses zur fundamentalen Transformation des Stromversorgungssystems.<sup>1</sup> Der Transformationsprozess geht insbesondere im Bereich der Erzeugung mit einem umfangreichen Investitionsbedarf einher. Das Rückgrat der zukünftigen Erzeugung werden Windkraft- und Photovoltaik(PV)-Anlagen darstellen, deren fluktuierende Einspeisung durch flexibel steuerbare Erzeugung und Nachfrage (sogenannte Flexibilitätsoptionen) ergänzt wird. Ebenso wichtig wie kontrovers diskutiert ist die Frage, wie das institutionelle Sektordesign ausgestaltet sein sollte, damit der Transformationsprozess möglichst erfolgreich gestaltet werden kann. Bezüglich der Stromerzeugung geht es dabei vor allem um die Mechanismen zur Bereitstellung und Refinanzierung neuer Kapazitäten. Entsprechend befinden sich auch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welche diesbezüglich die wesentlichen Rahmenbedingungen festlegen, in einem fortlaufenden Revisions- und Reformprozess. So erfolgten hier jüngst im Zuge des im Juli 2016 vom Gesetzgeber beschlossenen Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) jeweils wieder umfangreichere Änderungen.

Im vorliegenden Aufsatz erfolgt eine qualitative ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung. Der Fokus der Analyse liegt auf der Bereitstellung und Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom auf Basis von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE-Anlagen); hierbei wird überwiegend (und zumeist implizit) auf PV- und Onshore-Windkraftanlagen abgestellt. Die Untersuchungen beziehen sich auf die generelle Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Ansätze und Ausgestaltungsoptionen hinsichtlich des institutionellen Rahmens. Bei den Analysen wird vornehmlich auf die (Neue) Institutionenökonomik zurückgegriffen. Weiterhin werden Erkenntnisse der Wohlfahrts- und Industrieökonomik einbezogen.

Nachdem im folgenden Abschnitt 2 eingangs das Zielsystem dargestellt worden ist, welches den Analysen in diesem Beitrag zugrunde gelegt wird, werden allgemeine institutionenökonomische Grundlagen thematisiert, die im Rahmen der weiteren Untersuchung von zentraler Bedeutung sind. Anschließend werden alternative idealtypische Modelle für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität dargestellt und mit diesen jeweils einhergehende grundlegende Wirkungsmechanismen aufgezeigt; hierbei

---

<sup>1</sup> Dieser Beitrag stellt im Kern eine umfangreich überarbeitete Fassung des Arbeitspapiers „Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE“ aus dem Jahr 2014 dar, das anschließend unter dem Titel „Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung“ in der EnWZ - Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (Heft 2/2014, 3. Jg. S. 57-63) veröffentlicht worden ist. Dieses Arbeitspapier aus dem Jahr 2014 (und somit auch die mit diesem korrespondierende Veröffentlichung in der EnWZ) basiert wiederum auf dem im Tagungsband des 29. Trierer Kolloquiums zum Umwelt- und Technikrecht erschienenen Aufsatz „Eine institutionenökonomische Analyse der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität“. In allen diesen Beiträgen wird im Übrigen umfangreich auf Ergebnisse der Forschungsarbeiten von TU Berlin - WIP zum institutionellen Stromsektordesign im Rahmen von durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekten zurückgegriffen (unter anderem Projekt „Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems“; bis Ende 2013 erfolgte die Förderung hier gemäß der damaligen Zuständigkeitsverteilung durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)). Weiterhin erfolgt ein Rückgriff auf Inhalte des laufenden von Thorsten Beckers betreuten Promotionsvorhabens von Albert Hoffrichter zum Thema „Organisationsmodelle für die Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität – Eine institutionenökonomische Analyse mit besonderem Fokus auf Fragestellungen im Kontext der ‚Energiewende‘“.

handelt es sich um das „Energy-Only-Markt“-Modell sowie das „Kapazitätsmechanismus“-Modell. Darauf aufbauend erfolgt eine nähere Darstellung von sogenannten Kapazitätsoptionen, die eine mögliche Ausgestaltungsform im Rahmen eines „Kapazitätsmechanismus“-Modells verkörpern. Auf dieser Grundlage werden in Abschnitt 3 ausgewählte Fragen im Zusammenhang mit dem aktuellen institutionellen Rahmen für die Bereitstellung von FEE-Anlagen vorgenommen, welche im Mittelpunkt des vorliegenden Beitrags stehen. Neben einer kurzen Skizzierung des Einspeisevergütungsansatzes wird insbesondere auf die Optionen des Einbezugs von Marktpreiselementen in die Vergütung sowie die Direktvermarktung und weiterhin Ausschreibungen eingegangen. In diesem Kontext erfolgen neben der Einordnung aktueller Entwicklungen Hinweise auf alternative, gegebenenfalls vorzugswürdige Sektoresignanpassungsmöglichkeiten. Abschließend wird ein Fazit gezogen.

## 2 Alternative Modelle zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität

### 2.1 Grundlagen

Um im Rahmen einer ökonomischen Analyse Aussagen hinsichtlich der Eignung verschiedener institutioneller Lösungen treffen zu können, muss zunächst ein Zielsystem definiert werden, welches der Bewertung zugrunde gelegt wird. Grundsätzlich kann für energiepolitische Entscheidungen eine Vielzahl unterschiedlicher Ziele relevant sein. Ein hohes Maß an Konsens besteht darüber, dass die Erreichung der übergreifenden Ziele Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Kosteneffizienz angestrebt werden sollte. Sinngemäß verkörpern diese Ziele das klassische sogenannte energiewirtschaftliche Dreieck.<sup>2</sup> Auch korrespondiert der in § 1 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)<sup>3</sup> beschriebene Gesetzeszweck mit diesen drei Zielen. Vor diesem Hintergrund wird auch im Rahmen der vorliegenden Untersuchung grundsätzlich auf ebendiese Trias übergeordneter Ziele abgestellt. Explizit Bezug genommen wird hingegen ausschließlich auf das Ziel der Kosteneffizienz, da es in Hinblick auf die betrachteten Fragestellungen im Zusammenhang damit, wie die Bereitstellung von FEE-Anlagen organisiert werden sollte, von hervorgehobener Wichtigkeit ist.<sup>4</sup> Was das Kosteneffizienzziel anbelangt, ist zu bestimmen, welche Form oder Formen von Kosteneffizienz betrachtet werden, da eine Fülle abweichender Definitionen vorliegt. In den Ausführungen dieses Aufsatzes wird dabei aus Vereinfachungsgründen lediglich stellenweise explizit thematisiert, ob Kosten aus der Wohlfahrtsperspektive (d. h. ohne Berücksichtigung der Verteilung von Renten zwischen Produzenten und Konsumenten) betrachtet werden oder ob eine Konsumentensicht eingenommen wird.

---

<sup>2</sup> Anstatt des Ziels „Umwelt- und Klimaschutz“ wird häufig allgemeiner das „Umweltziel“ genannt. Weiterhin wird traditionell statt der hier verwendeten ökonomischen Begrifflichkeit „Kosteneffizienz“ von „Wirtschaftlichkeit“ gesprochen.

<sup>3</sup> Die Bezüge zum institutionellen und rechtlichen Status-Quo erfolgen im Rahmen dieses Aufsatzes grundsätzlich auf Basis der Ende 2016 in Deutschland gültigen Rechtslage. Die im Rahmen der Verabschiedung des Strommarktgesetzes im Juli 2016 beschlossene EnWG-Novelle ist insofern bereits berücksichtigt. Soweit auf Regelungen der parallel verabschiedeten, aber noch nicht in Kraft getretenen EEG-Novelle Bezug genommen wird, wird dies durch die Bezeichnung „EEG 2017“ kenntlich gemacht.

<sup>4</sup> Eine positive Wirkung auf das Umwelt- und Klimaziel wird bei Bereitstellungsmechanismen, die zu einem effektiven FEE-Ausbau führen, in dieser Studie unterstellt. Fragen der Versorgungssicherheit werden nur stellenweise implizit berücksichtigt, wenn es um die Systemdienlichkeit von FEE-Anlagen geht.

Mit der Setzung eines institutionellen Rahmens für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität geht die Festlegung einher, bis zu welchem Grad die Bereitstellungsentscheidung zentral getroffen wird und auf welchen Stufen dezentrale Entscheidungen und wettbewerbliche Elemente zum Zuge kommen. Dabei kann weder wettbewerblichen noch planerischen Elementen eine generelle Vorteilhaftigkeit attestiert werden.<sup>5</sup> Vielmehr hängt diese von den jeweiligen spezifischen Umständen des zu betrachtenden Zusammenhangs im Kontext des Bereitstellungsprozesses ab.<sup>6</sup> In diesem Kontext wird in der vorliegenden Analyse ausdrücklich davon Abstand genommen, den Umfang, in dem Marktmechanismen (anstatt regulatorischer Entscheidungen) zum Einsatz kommen, als selbständiges Kriterium für die Bewertung institutioneller Lösungen aufzunehmen.

Die Rückschlüsse von den vorliegenden Gegebenheiten auf die Frage, ob bestimmte Aktivitäten im Bereitstellungsprozess zentral (dem Regulierer) oder dezentral (Akteuren im Wettbewerb) zugeordnet werden sollten, erfolgen in diesem Beitrag auf Basis von Erkenntnissen aus der ökonomischen Theorie. Besonders hilfreich erweisen sich hierbei unter anderem die Analysen von Oliver E. Williamson zur „Make-or-Buy“-Frage. Darin beschreibt Williamson, inwieweit die Eignung verschiedener Koordinationsformen von den Eigenschaften der betreffenden Transaktion abhängt.<sup>7</sup> Die dabei betrachteten Fragen weisen im Allgemeinen gewisse Analogien zur Frage der Wahl von wettbewerblichen und planerischen Elementen im Kontext öffentlicher Bereitstellungsentscheidungen auf. Im Speziellen scheinen sie auch eine hohe Anwendungstauglichkeit für den Kontext von Elektrizitätserzeugungsinvestitionen zu besitzen.

In Hinblick auf die Implikationen für das geeignete Sektordesign können bestimmte Eigenschaften von Erzeugungsanlagen als besonders bedeutsam eingestuft werden: Die Bereitstellung von Kraftwerken geht mit spezifischen, langfristigen und kapitalintensiven Investitionen einher. Das bedeutet, ein hoher Anteil der Mittel, die im Rahmen der Stromproduktion durch ein Kraftwerk eingesetzt werden, kann nach der technischen Fertigstellung der Anlage als versunken angesehen werden. Im Anschluss an die Durchführung der Investition können die Anlagen in aller Regel mehrere Dekaden betrieben werden. In diesem Zusammenhang sind die Ausgestaltung des Refinanzierungsmechanismus und insbesondere die darin verankerte Risikoallokation entscheidend für die Kosten sowie die Realisierbarkeit von Kraftwerksprojekten durch dezentrale Anbieter. In der Folge werden zwei grundlegende, idealtypische Modelle betrachtet, auf die im Rahmen der Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungs-

---

<sup>5</sup> Dies deckt sich auch mit den Erkenntnissen von Friedrich A. v. Hayek. In seinen Auseinandersetzungen mit dem Thema Allokation und Transfer von Wissen klassifiziert v. Hayek sämtliches ökonomisches Handeln als „Planung“ und ordnet Wettbewerb als Planung durch viele einzelne Personen ein. Vgl. v. HAYEK (1945), *The Use of Knowledge in Society*, *The American Economic Review*, Vol. 35, No. 4, S. 520 f.

<sup>6</sup> Vgl. auch OSTROM / SCHROEDER / WYNNE (1993, S. 73), *Institutional Incentives and Sustainable Development – Infrastructure Policies in Perspective*, Westview Press, Boulder / San Francisco / Oxford.

<sup>7</sup> Vgl. hierzu WILLIAMSON (1975), *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, The Free Press, New York und WILLIAMSON (1998), *The Economic Institutions of Capitalism*, The Free Press, New York.

kapazität zurückgegriffen werden kann, der sogenannte „Energy-Only-Markt“ (EOM) sowie ein „Kapazitätsmechanismus“.<sup>8</sup>

## 2.2 Modell „Energy-Only-Markt“

Beim EOM-Ansatz wird die Verantwortung für einen großen Teil der wesentlichen Bereitstellungsentscheidungen auf dezentrale Akteure übertragen. Vornehmlich erfolgt die Organisation der Bereitstellung im Rahmen einer Koordination dieser gewinnorientierten Akteure auf Großhandels- sowie Endkundenmärkten. Entsprechend der Intention eines EOM-Ansatzes wird nachfolgend davon ausgegangen, dass auf diesen Märkten ein funktionierender Wettbewerb vorliegt. Sämtliche Erlöse zur Refinanzierung von Investitionskosten ergeben sich aus dem Verkauf von Elektrizitätsmengen während der Lebensdauer der Anlagen.<sup>9</sup> Langfristige Verträge mit Laufzeiten nahe der Anlagenlebensdauer werden mit Nachfragern häufig nicht abzuschließen sein. Dies liegt unter anderem daran, dass ein großer Teil der Endkunden den eigenen Strombedarf nicht über lange Zeiträume abschätzen kann und nicht zu entsprechenden Commitments in der Lage ist. Das gleiche gilt für Vertriebe, wenn zumindest in gewissem Umfang Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt vorliegt. Kontrakte über Stromlieferungen werden in der Regel also nur mit begrenztem Vorlauf zum Lieferzeitpunkt geschlossen. In diesem Zusammenhang sind die zukünftigen Marktentwicklungen für Investoren von hoher Bedeutung. Die Summe der Deckungsbeiträge, welche eine Anlage erwirtschaftet, stellt im Investitionszeitpunkt eine mit hoher Unsicherheit behaftete Größe dar. Die Deckungsbeiträge ergeben sich aus der Kombination von Absatzmengen, Absatzpreisen sowie Inputpreisen (d. h. variablen Kosten der Produktion). Welche Absatzmengen und -preise eine Anlage erreicht, hängt maßgeblich von zukünftigen Entscheidungen anderer Akteure über den Zubau und Weiterbetrieb von Kraftwerken ab. Diese bestimmen zunächst die Position der betrachteten Anlage (bei gegebenen Grenzkosten der Produktion) in der aggregierten Angebotskurve (Merit-Order) und damit die Häufigkeit ihres Einsatzes zur Stromproduktion. Weiterhin determinieren sie den Verlauf bzw. die Steigung der Merit-Order. Hieraus ergeben sich im Zusammenspiel mit der Nachfrageseite die Preise für Strommengen, die sich am Markt einstellen und die damit auch für den Investor maßgeblich sind.

Ein einzelner Investor ist grundsätzlich nur in sehr beschränktem Umfang dazu in der Lage, die Investitionsentscheidungen sämtlicher anderer Anbieter über die Lebensdauer seiner Anlage hinweg korrekt zu antizipieren oder gar zu beeinflussen. Vor diesem Hintergrund – und unter Berücksichtigung diverser weiterer Unsicherheiten, bspw. bezüglich der Entwicklung von Inputpreisen oder der Nachfrage – ergeben sich hohe Risiken für die Investoren;<sup>10</sup> dies ist insbesondere beim Vorliegen einer

---

<sup>8</sup> Im Zusammenhang mit der kompakten Darstellung im Rahmen dieses Beitrags erfolgt die Argumentation nachfolgend an vielen Stellen notwendigerweise stark vereinfacht oder gar verkürzt. In diesem Zusammenhang werden unter anderem auch nicht sämtliche Annahmen expliziert, die dem Modellvergleich zugrunde gelegt werden.

<sup>9</sup> Daneben sind mit einem EOM-Ansatz auch Erlöse aus vergleichsweise kurzfristigen Verträgen über die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vereinbar. Da deren Berücksichtigung jedoch keinen Einfluss auf die grundsätzlichen Erwägungen bezüglich des EOM-Ansatzes hat, werden sie in der Folge nicht weiter betrachtet.

<sup>10</sup> Vgl. etwa auch CRAMTON / OCKENFELS / STOFT (2013, S. 12), Capacity Market Fundamentals, Paper, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [http://stoft.com/wp-content/uploads/2013-05\\_Cramton-Ockenfels-Stoft\\_Capacity-market-fundamentals.pdf](http://stoft.com/wp-content/uploads/2013-05_Cramton-Ockenfels-Stoft_Capacity-market-fundamentals.pdf).

hohen Wettbewerbsintensität der Fall. Diese Risiken äußern sich in hohen Kapitalkosten<sup>11</sup>, welche im Kontext der hohen Kapitalintensität einen wesentlichen Einfluss auf die Kosteneffizienz der Bereitstellung haben.

Da im Rahmen eines idealtypischen EOM-Ansatzes keine Zuweisung der Verantwortung für die Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität erfolgt, können sich neben den Defiziten in Hinblick auf die Kosteneffizienz auch Probleme in Bezug auf die Versorgungssicherheit ergeben. Ein spezielles Manko, das in der technischen Konzeption des grenzkostenbasierten Großhandelsmarkts begründet ist, kann im sogenannten Missing-Money-Problem gesehen werden. Für die Kraftwerke mit den höchsten variablen Erzeugungskosten bestehen oft große Schwierigkeiten, ausreichende Deckungsbeiträge zur Erreichung der Rentabilität zu erwirtschaften. Eine Lösung hierfür wird teilweise im sogenannten Peak-Pricing durch die Kraftwerksanbieter oder die Nachfrageseite gesehen. Im Falle der Preissetzung durch Anbieter handelt es sich dabei um eine temporäre Ausnutzung von Marktmacht. Dies wirft die Frage nach einer regulatorischen Kontrolle auf, um überhöhte Produzentenrenten zu Lasten der Konsumenten zu verhindern. Eine solche Kontrolle ist allerdings nicht möglich, ohne dass der Regulierer die Kosten- und Preiskalkulation der Anbieter praktisch vollständig nachvollzieht. Das Organisationsmodell würde in solch einem Falle einer Kostenzuschlagsregulierung gleichen, womit eine deutliche Entfernung von den Grundideen des EOM-Ansatzes vorliegen würde.<sup>12</sup> Auch die Alternative, fehlende Deckungsbeiträge für Kraftwerke über nachfrageseitige Maßnahmen mit hohen Einsatzkosten zu erzeugen, ist nicht frei von Fallstricken. Erstens gehen Maßnahmen im Bereich Demand-Respond (DR)<sup>13</sup> häufig selbst mit umfangreicheren Investitionskosten einher, weshalb das Missing-Money-Problem gewissermaßen auf sie übergeht. Diesem könnte nun durch staatliche Maßnahmen zur Förderung von DR-Maßnahmen entgegengewirkt werden. Es scheint aber unplausibel, dass durch den isolierten Einsatz von Kapazitätsinstrumenten auf der Nachfrageseite eine aus Gesamtsystemsicht effiziente Lösung erreicht werden kann. Zweitens stellt sich beim Einsatz von DR-Maßnahmen das Problem der Marktmachtausnutzung im Grunde im selben Maße wie bei Kraftwerken.

Das Hauptproblem bezüglich der Versorgungssicherheit ist allerdings viel grundlegender. Selbst wenn Missing-Money keine Rolle spielen sollte – etwa weil ausreichend DR-Maßnahmen zur Verfügung stehen – müssen Investoren angesichts der hohen Unsicherheit von Deckungsbeiträgen erhebliche Risikozuschläge einkalkulieren. Im Zusammenhang damit, dass Möglichkeiten zur langfristigen Absicherung oder selbst zur Beeinflussung von Preisen fehlen, können die Risikokosten oft so hoch sein,

---

<sup>11</sup> Unter Kapitalkosten werden in diesem Beitrag die Kosten der Kapitalbereitstellung durch Kapitalgeber verstanden, welche die Verzinsung des eingesetzten Kapitals umfassen. Abschreibungen stellen gemäß der hier verwendeten Definition also keinen Bestandteil der Kapitalkosten dar.

<sup>12</sup> Vgl. auch MONOPOLKOMMISSION (2015, S. 134 f.), Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf).

<sup>13</sup> DR-Maßnahmen eröffnen die Möglichkeit eines zeitweisen Verzichts auf Strombezug. Diese Option können sie am Großhandelsmarkt über Gebote offerieren, deren Höhe die von Erzeugergeboten regelmäßig und teilweise deutlich übersteigt. Eine andere Form nachfrageseitiger Maßnahmen stellen Effizienzmaßnahmen dar, welche eine dauerhafte Reduktion der Nachfrage bedeuten. Da durch ihren Einsatz keine höheren Marktpreise gesetzt werden, kommen sie von vornherein nicht für die Lösung des Missing-Money-Problems in Frage.

dass die dezentralen Anbieter nicht dazu in der Lage bzw. bereit sind, systemisch benötigte Investitionen umzusetzen.<sup>14</sup> Die generellen Defizite in Hinblick auf die Kosteneffizienz und die Versorgungssicherheit sind insofern eng miteinander verbunden.

Vor diesem Hintergrund dürfte bei der Anwendung des EOM-Ansatzes ein Rückgriff auf eine sogenannte Strategische Reserve ergänzend sinnvoll sein. Bei dieser finanziert der Regulierer bestimmte (häufig andernfalls stillgelegte) Anlagen, um akute Versorgungssicherheitsprobleme zu beheben. Zu beachten ist im Zusammenhang mit dem Rückgriff auf eine Strategische Reserve, dass dies gewissermaßen mit einer Abkehr vom Paradigma einhergeht, dass die Bereitstellung und Refinanzierung ausreichender Kapazität über gewinnorientierte Akteure am EOM erfolgen kann. Auch kann das grundsätzliche Defizit des EOM-Modells in Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz durch eine Strategische Reserve nicht beseitigt werden.

Darüber hinaus werden durch die Marktmechanismen im EOM-Modell bei weitem nicht durchgängig genau die Investitionsentscheidungen von dezentralen Akteuren induziert, die in Hinblick auf die Bereitstellungsziele wünschenswert sind. Zwar gehen einerseits grundsätzlich von den in Marktpreisen widerspiegelten Veränderungen relativer Knappheiten tendenziell sinnvolle Informationen für die Ressourcenallokation aus. Andererseits führt die Existenz von Transaktionskosten zu Koordinationsproblemen bei der Interaktion der dezentralen Akteure, woraus sich regelmäßig mehr oder minder schwerwiegende Abweichungen von angestrebten Allokations- bzw. Bereitstellungsergebnissen ergeben. In diesem Zusammenhang kann unter anderem keineswegs davon ausgegangen werden, dass dezentrale Investoren im EOM strukturell dazu bewogen werden, sowohl Unter- als auch Überkapazitäten im System zu vermeiden.<sup>15</sup> Dies kann unter anderem damit zusammenhängen, dass dezentrale Anbieter Investitionen oft einen anderen Wert beimessen als denjenigen, den sie für das System (bzw. aus gesellschaftlicher Perspektive) aufweisen. Eine Ursache hierfür kann zum Beispiel darin liegen, dass das Tragen von Risiken bei privaten Investoren zu höheren Kosten führt. Teilweise besteht der Grund auch darin, dass sich die Investoren nicht den kompletten Wohlfahrtszuwachs aneignen können, der aus der Durchführung einer Investition resultiert.<sup>16</sup> Konträr dazu können ebenfalls Konstellationen vorliegen, in denen sich Anbieter im Zuge der Durchführung bestimmter Investitionen überwiegend bestehende Renten anderer Akteure aneignen und diese positiv beurteilen, auch wenn die Investitionen unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten nicht mit Wohlfahrtssteigerungen

---

<sup>14</sup> Ähnliche Schlussfolgerungen zieht bspw. auch Paul L. Joskow aus der Analyse realer, am EOM-Ansatz orientierter Strommärkte. Vgl. JOSKOW (2006, S. 26), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, Paper, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter <http://economics.mit.edu/files/1190>.

<sup>15</sup> Vgl. auch CRAMTON / STOFT (2006, S. 26 ff.), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, A White Paper for the Electricity Oversight Board, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45053/2006-007.pdf?sequence=1>.

<sup>16</sup> In solchen Fällen kann es zu einer zu geringen Kapazitätsausstattung kommen. Die hier vorgenommenen Erwägungen korrespondieren unter anderem mit den Analysen von Kenneth Arrow zum „replacement effect“; vgl. ARROW (1962), Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention, in: The Rate and Direction of Inventive Activity: Economic and Social Factors, National Bureau of Economic Research, Inc. / Princeton University Press, 609-626. Ähnliche Überlegungen finden sich in BAUMOL / WILLIG (1981), Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly, The Quarterly Journal of Economics, Vol. 96, No. 3, 405-431 sowie DIXIT / STIGLITZ (1977), Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity, The American Economic Review, Vol. 67, No. 3, 297-308.



einhergehen.<sup>17</sup> Weiterhin können Investoren im EOM Anreize zur Wahl von Anlagentypen bzw. Technologien haben, welche nicht die am besten geeignete Ergänzung des Kraftwerksparks zur effizienten Erfüllung der Versorgungsaufgabe darstellen. Der Grund hierfür kann wiederum in der Bewertung von Risiken durch private Akteure liegen.<sup>18</sup> Ebenso kann es zu Bereitstellungsentscheidungen kommen, welche nicht mit den langfristigen Umwelt- und Klimazielen kompatibel sind.

Mitunter kann den Ursachen oder Symptomen von Koordinationsproblemen über gezielte Maßnahmen des Regulierers effektiv begegnet werden. Dabei ist teilweise von einer hinreichenden Kompatibilität mit den Grundideen des EOM-Modells auszugehen.<sup>19</sup> In anderen Fällen wirken sich die erforderlichen Maßnahmen so umfangreich auf die Bereitstellung aus, dass die grundlegenden EOM-Mechanismen stark an Bedeutung verlieren, weshalb die Kompatibilität mit dem Ansatz zu bezweifeln ist. Allgemein ist zu berücksichtigen, dass mit der zentralen Aktivität ein entsprechender Wissensbedarf sowie Ressourceneinsatz beim Regulierer und mitunter bei den betroffenen dezentralen Akteuren einhergeht.

### 2.3 Modell „Kapazitätsmechanismus“

Bei einem „Kapazitätsmechanismus“-Ansatz werden einige wesentliche Entscheidungen und Aufgaben im Kontext der Bereitstellung – die im EOM-Modell der Koordination der dezentralen Akteure überlassen werden – dem Regulierer zugeordnet. Bei Anwendung eines „Kapazitätsmechanismus“ setzt der Regulierer (Kapazitäts-)Instrumente ein, welche den Akteuren einen Zugang zu langfristigen Zahlungsströmen eröffnen, die im Basisfall nicht von unsicheren zukünftigen Marktentwicklungen abhängen (Kapazitätsprämien). Eine hohe Bedeutung in Hinblick auf die Erreichung der zugrunde gelegten Ziele kommt der Festlegung der Kriterien zu, die ein Investor bzw. eine Investitionsmaßnahme erfüllen muss, um Zugang zu den langfristigen Verträgen mit dem Regulierer zu haben. Die damit einhergehende Auswahl fällt in großen Teilen mit der regulatorischen Entscheidung zusammen, welche Anlagen im System bereitgestellt werden bzw. werden sollen. Über die Festlegung von Zugangskriterien und der Gesamtkapazität kann der Regulierer die Bereitstellung dahingehend beeinflussen,

---

<sup>17</sup> In solchen Fällen kann es zu Überkapazitäten kommen. Vgl. hierzu auch die Analysen zum „business-stealing effect“ in MANKIW / WHINSTON (1986), Free Entry and Social Inefficiency, The RAND Journal of Economics, Vol. 17, No. 1, 48-58.

<sup>18</sup> Vgl. auch GAIDOSCH (2008, S. 22 ff.), Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes, Dissertation, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/2196/2/Dokument\\_18.pdf](https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/2196/2/Dokument_18.pdf), NABE (2006, S. 69), Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertation, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/B3XL6C4EMWJBLBDB2G55X176NXJDG4SU/full/1.pdf> sowie NEUHOFF / DE VRIES (2004, S. 254), Insufficient incentives for investment in electricity generations, Utilities Policy, vol. 12, issue 4, 253–267.

<sup>19</sup> Insbesondere in Hinblick auf die Notwendigkeit des Einsatzes regulatorischer Maßnahmen zur Erreichung von Umweltzielen besteht in der ökonomischen Literatur ein breiter Konsens. Hier stehen Koordinationsprobleme häufig im Zusammenhang mit dem Vorliegen von öffentlichen Gütern oder technologischen externen Effekten. Kontroverser wird hingegen die Implikation für den konkreten Instrumenteneinsatz diskutiert. So werden etwa in vielen Publikationen Grünstromzertifikate (als „marktbasierter Steuerungsmechanismus“) präferiert. In realen Märkten ist dieses auch als „Quotenmodell“ bezeichnete Instrument allerdings häufig mit Problemen – unter anderem im Zusammenhang mit notwendigen regulatorischen Commitments – konfrontiert, die zu einer mangelnden Effektivität oder Effizienz bezüglich der Erreichung der Umweltziele führen. Vgl. hierzu bspw. auch GAWEL ET AL. (2016), The rationales for technology-specific renewable energy support: Conceptual arguments and their relevance for Germany, UFZ Discussion Papers, No. 4/2016.

dass zum einen ausreichend viele und zum anderen solche bzw. nur solche Anlagen bereitgestellt werden, welche Eigenschaften aufweisen, die der Erreichung der zugrunde gelegten Ziele zuträglich sind. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Verträge so zu differenzieren, dass diese den jeweiligen Bedürfnissen verschiedener Anlagentypen und -technologien bestmöglich gerecht werden. Die Auswahl der Anlagen hat unmittelbaren Einfluss auf die Gesamtkosten der Bereitstellung aus Wohlfahrtsperspektive. Weiterhin erfolgt im Zusammenhang mit der Auswahl der Kapazitäten eine Festlegung oder Ermittlung der Vergütungssätze (insb. in Form von Kapazitätsprämien) für die Bereitstellung, was neben der Wohlfahrts- auch für die Konsumentenperspektive von Bedeutung ist, da sich im Rahmen der gewählten Verfahren mehr oder weniger hohe Produzentenrenten ergeben können, die letztendlich von den Nachfragern bezahlt werden.

Verfügt der Regulierer über deutlich eingeschränktes Wissen zu benötigten bzw. angemessenen Vergütungssätzen, können unter Umständen Ausschreibungsmechanismen herangezogen werden, um die Kosten aus Konsumentensicht zu begrenzen. Hierzu ist es zum einen nötig, dass ein ausreichender Wettbewerb auf der Anbieterseite vorliegt. Zum anderen eignen sich Ausschreibungsansätze in der Regel nur ab einer gewissen – von den entsprechenden Gegebenheiten abhängigen – Mindestgröße der einzelnen Investitionsvorhaben. Andernfalls ist davon auszugehen, dass oftmals die mit einer Ausschreibung einhergehenden Transaktionskosten im Allgemeinen und die Risikokosten im Speziellen die positiven Kosteneffekte überkompensieren. Allerdings kommt es hierbei auch wesentlich auf die Ausgestaltung des Ausschreibungssystems an. Durch ein geeignetes Design können adverse Effekte häufig deutlich begrenzt werden. So ist etwa weiterhin von Bedeutung, welcher Projektstatus für eine Teilnahme an der Ausschreibung vorausgesetzt wird. Dabei ist zu beachten, in welcher Höhe bei Erzeugungsprojekten bereits im Rahmen des Planungsprozesses spezifische Investitionen, die aus Investorensicht versunkene Kosten darstellen, anfallen. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die Transaktionskosten im Zusammenhang mit der Teilnahme an Ausschreibungen sowie umfangreiche spezifische Investitionen im Planungsprozess möglicherweise den Rückzug kleiner Anbieter aus dem Wettbewerb bewirken können. Daher kann es sich insbesondere im Zusammenhang mit kleinteiligen Erzeugungsprojekten als vorteilhaft erweisen, dass der Regulierer ein ausreichendes Wissen zu Kosten aufbaut und regulatorische Preisangebote anbietet. Oftmals ist es sinnvoll, die Preisangebote mit Mengensteuerungsmechanismen zu kombinieren, wenn eine bestimmte Zielkapazität bereitgestellt werden soll.

Ein ausreichend hoher Wissensstand des Regulierers stellt auch generell eine wichtige Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Anwendung von „Kapazitätsmechanismus“-Ansätzen dar. Dies gilt insbesondere dann, wenn Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften (bspw. in Bezug auf Technologie, Flexibilität oder Standort) über sehr unterschiedliche Potentiale verfügen, Beiträge zur Erreichung der Ziele zu leisten. Ebenso erfordert eine geeignete Ausgestaltung der Verträge einen hohen Wissensstand, wobei auch „übliche“ Vertragsprobleme (bspw. in Bezug auf deren generelle Unvollständigkeit oder auf den Umgang mit Reinvestitionsmaßnahmen) zu berücksichtigen sind. Wenn keine zu großen Defizite bezüglich des zentralen Wissens vorliegen, kann der Regulierer die Auswahlkriterien dahingehend festlegen, dass die Eigenschaften der bereitgestellten Erzeugungsanlagen eine hohe Kompatibilität mit den zugrunde gelegten Zielen aufweisen. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, bestehen potentiell große Kostenvorteile gegenüber dem EOM-Modell. Durch die Be-

grenzung des Risikos für die dezentralen Anbieter bei Investitionsprojekten, können die Kapitalkosten relativ niedrig gehalten werden. Demgegenüber sind bei der Anwendung eines „Kapazitätsmechanismus“ hingegen die Transaktionskosten im Kontext der Involvierung von Politik und Verwaltung bei Beschlüssen über deren Ausgestaltung und Weiterentwicklung sowie der Administration des Instrumentariums zu erwarten. Allerdings kann wiederum nicht pauschal davon ausgegangen werden, dass die zentral anfallenden Transaktionskosten stets höher als beim Rückgriff auf einen EOM-Ansatz sind, da auch hier – wie zuvor beschrieben – zentrale Aktivität letztendlich unvermeidbar erscheint.

In Konstellationen, in denen ein Übergang von einem EOM-Ansatz auf einen „Kapazitätsmechanismus“ erwogen wird, sind zudem weitere Aspekte zu beachten. So ist es vor allem wichtig, inwieweit davon ausgegangen werden kann, dass sich ein in Hinblick auf die Bereitstellungsziele als sinnvoll erachtetes Konzept im politischen Prozess als robust erweist. Ist zu erwarten, dass Modifikationen an der ursprünglichen Ausgestaltung vorgenommen werden, durch welche sich die Eignung in Hinblick auf die Ziele deutlich ändert, kann es mitunter sinnvoll sein, (zu einem gegebenen Zeitpunkt) von einer Reform abzusehen. Diese Aspekte stellen allerdings keine Eigenart des speziellen Betrachtungsgegenstandes dar, sondern sind im Grunde stets bei Reformen des institutionellen Rahmens zu berücksichtigen – insbesondere wenn diese mit großen Verteilungseffekten verbunden sind.

## 2.4 Zwischenfazit

Es lässt sich zusammenfassen, dass „Kapazitätsmechanismus“-Ansätze im Vergleich mit EOM-Ansätzen hohe Potentiale zur Kapitalkostenreduktion aufweisen. Ein hoher Wissensstand des Regulierers trägt insbesondere dann zur erfolgreichen Anwendung eines „Kapazitätsmechanismus“-Ansatzes bei, wenn bei Erzeugungsprojekten mit verschiedenen Eigenschaften große Unterschiede bezüglich möglicher Beiträge zur Erreichung der energiepolitischen Ziele vorliegen. Jedoch kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein hoher Wissensstand des Regulierers in einem EOM-Modell unter denselben Voraussetzungen grundsätzlich weniger notwendig bzw. sinnvoll ist.

## 2.5 Kapazitätsoptionen als Ausgestaltungsform von Kapazitätsinstrumenten

Unter den verschiedenen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsinstrumenten, die bei einem „Kapazitätsmechanismus“-Ansatz zu Einsatz kommen können, weist das Instrument der sogenannten Kapazitätsoptionen ein besonders hohes Potential zur Kapitalkostenreduktion auf. Kapazitätsoptionen basieren auf dem Grundgedanken, dass die Erlöspotentiale der Erzeuger am Großhandelsmarkt beschnitten und durch eine entsprechend höhere Kapazitätsprämie ersetzt werden. Dies erfolgt dadurch, dass der Regulierer einen bestimmten Höchstpreis festlegt, den die am Mechanismus teilnehmenden Erzeuger während des – typischerweise langjährigen – Vertragszeitraumes für erzeugte Elektrizitätsmengen maximal erhalten. Werden Strommengen direkt am Handelsmarkt zu Preisen oberhalb des festgelegten Höchstpreises verkauft, so sind die Erzeuger verpflichtet, dem Regulierer die Differenz zwischen Marktpreis und Höchstpreis zu erstatten. Insofern entspricht der Höchstpreis dem Ausübungspreis einer Kaufoption auf Elektrizität, die der Regulierer hält und deren Stillhalter der Erzeuger ist (woher sich die Bezeichnung Kapazitätsoptionen ableitet).

Die Bestimmung des Höchst- bzw. Ausübungspreises stellt eine Entscheidung von zentraler Bedeutung dar. Auf der einen Seite muss der Ausübungspreis der Option stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegen, damit den Produzenten keine Risiken übertragen werden, gegen die sie nicht abgesichert sind. Auf der anderen Seite ist die Risikokosten senkende Wirkung einer Kapazitätsoption umso größer, je näher der Preis an den Grenzkosten der Erzeugung liegt. Führt man sich nun vor Augen, dass die Grenzkosten der Produktion in vielen Erzeugungsbereichen (etwa bezogen auf den Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe) im Zeitablauf schwanken (bspw. aufgrund von Brennstoffpreisänderungen), so offenbart sich die Komplexität der Aufgabe, den Ausübungspreis so zu setzen, dass er einerseits so nahe wie möglich an den Grenzkosten und andererseits im Zeitablauf permanent oberhalb derselben liegt. Vor diesem Hintergrund können bspw. Brennstoffpreisindizes hinzugezogen werden, welche eine dynamische Anpassung des Ausübungspreises als Reaktion auf Schwankungen von Inputpreisen erlauben.

Weil die Etablierung von Ausübungspreisen die Erlöspotentiale im Bereich des Strommengenverkaufs begrenzt, werden die Erzeuger eine entsprechende Gegenleistung in Form einer – im Vergleich zu einem Kapazitätsinstrument ohne Optionselement – erhöhten Kapazitätsprämie fordern. Indes wird der hierbei geforderte Aufschlag unterhalb des Erwartungswerts der entgangenen Großhandelserlöse liegen, da risikoaverse Investoren (von denen hier ausgegangen wird) sichere Erlöse, wie eine Kapazitätsprämie, höher bewerten als unsichere Erlöse, wie zukünftige Markterlöse. Somit werden den einzelnen Investoren beim Rückgriff auf Kapazitätsoptionen in geringerem Umfang Marktrisiken übertragen als bei einem EOM-Ansatz. Im Zusammenhang mit den geringeren Kosten der Übernahme von Marktrisiken durch das Konsumentenkollektiv gegenüber einzelnen Investoren, ergibt sich insgesamt ein kostensenkender Effekt.<sup>20</sup> Nimmt der Regulierer im Rahmen seiner Bereitstellungsentscheidung eine Differenzierung hinsichtlich verschiedener Bereiche von Erzeugungsanlagen vor (bspw. mit Bezug auf verschiedene Technologien oder Eigenschaften von Anlagen), so kann über Kapazitätsoptionen häufig ein besonders großer Beitrag zur Kapitalkostenreduktion geleistet werden. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die Grenzkosten der Produktion einerseits innerhalb einzelner Erzeugungsbereiche recht homogen sind und andererseits zwischen einzelnen Bereichen stark abweichen. Unter diesen Voraussetzungen ist es möglich, für die verschiedenen Bereiche unterschiedliche Ausübungspreise festzulegen, die jeweils relativ nahe an den entsprechenden Grenzkosten liegen.

## 2.6 Fazit

Die theoriegeleiteten Analysen, die im Rahmen dieses Aufsatzes nur stark verkürzt dargestellt werden, führen zu dem Ergebnis, dass das Modell „Kapazitätsmechanismus“ – unabhängig vom Erzeugungsbereich – grundsätzlich ein höheres Potential zur Erreichung der zugrunde gelegten Ziele aufweist als das „Energy-Only-Markt“-Modell. Des Weiteren wird deutlich, dass der Regulierer einen hohen Wissensstand benötigt, wenn er gewährleisten will, dass die zugrunde gelegten Ziele erreicht werden. Für die Entscheidung über eine Einführung von Kapazitätsinstrumenten ist es zudem von

---

<sup>20</sup> Vgl. auch BECKERS ET AL. (2008), Rationalität und Ausgestaltung privater Finanzierung in PPP-Projekten, S. 21 ff., abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2009/private\\_finanzierung\\_in\\_ppp-projekten.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2009/private_finanzierung_in_ppp-projekten.pdf).

Bedeutung, dass die politischen Transaktionskosten im Zusammenhang mit der Durchsetzung und Implementierung der Instrumente sowie bei späteren Anpassungen des Rechtsrahmens ein begrenztes Ausmaß aufweisen.<sup>21</sup> Bei der Ableitung von Rückschlüssen hinsichtlich konkreter Reformen des Stromsektordesigns ist zu beachten, dass die bei einem Modellwechsel vorliegenden Übergangseffekte und -probleme gegebenenfalls einen inkrementellen Übergang sinnvoll erscheinen lassen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass erhebliche Verteilungseffekte generiert werden können. Weiterhin ist – insbesondere wenn komplexe Regelungen politisch zu beschließen sein sollten – die Robustheit von Reformvorschlägen hinsichtlich gezielter Einwirkungen von Partikularinteressenvertretern von Relevanz. Werden diese Aspekte hingegen ignoriert, können aus Reformprozessen entscheidend abgewandelte Mechanismen hervorgehen, deren Wirkung von der ursprünglich intendierten deutlich abweicht.

### **3 Diskussion von Instrumenten für die Bereitstellung von FEE-Anlagen in Deutschland**

#### **3.1 Grundmodell der Einspeisevergütung: Kapazitätsoptionen für FEE-Anlagen**

Der Zubau von FEE-Anlagen erfolgte in Deutschland bislang im Kern auf Grundlage langfristiger Verträge zwischen Investoren und dem Regulierer im Rahmen des im EEG geregelten Einspeisevergütungssystems. Auch das Grundgerüst der mittlerweile überwiegend angewandten – und im späteren Verlauf näher diskutierten – sogenannten gleitende Marktprämie, basiert (weiterhin) im Wesentlichen auf dem Einspeisevergütungsmodell.<sup>22</sup> Einspeisevergütungsansätze weisen in der Wirkung eine Reihe von Aspekten auf, die mit denen von Kapazitätsoptionen vergleichbar sind, berücksichtigen aber die spezifischen Eigenschaften von Erneuerbaren Energien. Insofern können sie als eine Ausgestaltungsform des Instrumenteneinsatzes im Rahmen eines „Kapazitätsmechanismus“-Modells aufgefasst werden. Zwar erfolgt die Vergütung nicht als Prämie mit Bezug auf die installierte Kapazität, sondern über die Lebensdauer der Anlagen (bzw. weite Teile davon) gestreckt und in Abhängigkeit der Verfügbarkeit für die Stromproduktion, jedoch ergibt sich eine vergleichbare Wirkung hinsichtlich der Risikoreduktion für die Investoren. Darüber hinaus trägt die Kopplung der Vergütung an den Betrieb dazu bei, dass die dezentralen Investoren ihr Wissen dazu nutzen, die Anlagen an geeigneten Standorten zu errichten, was bei FEE aufgrund der hohen Abhängigkeit vom lokalen Dargebot in Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz grundsätzlich förderliche Effekte hat. Die ansonsten häufig anspruchsvolle Herausforderung bezüglich der Setzung eines geeigneten Ausübungspreises entfällt bei FEE weitestgehend. Die kurzfristigen Grenzkosten von FEE betragen praktisch null, was allgemeines Wissen darstellt. Somit kann der in Deutschland applizierte EEG-Bereitstellungs- und Refinanzierungsmecha-

---

<sup>21</sup> Vgl. BECKERS / HOFFRICHTER / V. HIRSCHHAUSEN (2012), Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu\\_berlin-wip\\_2012-internationale\\_erfahrungen\\_mit\\_kapazitaetsmechanismen.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf).

<sup>22</sup> Bei der gleitenden Marktprämie stellt der Einspeisetarif als sogenannter anzulegender Wert die zentrale Bezugsgröße der Vergütung dar.

nismus für FEE als in Bezug auf das Kostenziel grundsätzlich sehr geeignet eingeordnet werden. Diese auf Basis theoriegeleiteter Erwägungen abgeleitete These lässt sich auch durch empirische Indizien stützen. So schneidet Deutschland etwa bei europäischen Vergleichen zu Kapitalkosten und Produzentenrenten im Kontext von FEE-Investitionen regelmäßig deutlich besser ab als Länder, in denen Ansätze verfolgt werden, bei denen den Investoren umfangreicher Risiken übertragen werden.<sup>23</sup> Dies bedeutet jedoch keinesfalls, dass die Ausgestaltung des EEG-Mechanismus in jeder Hinsicht durchgängig als optimal eingestuft werden konnte bzw. kann. Vielmehr konnten auch in Deutschland immer wieder gewisse mehr oder weniger gravierende Mängel festgestellt werden. Wie oben beschrieben hängt der Erfolg des Einsatzes von Kapazitätsinstrumenten oft nicht unwesentlich von der Höhe des Wissensstands des Regulierers sowie der Höhe von politischen Transaktionskosten im Kontext sinnvoller Anpassungsentscheidungen bezüglich des Instrumentendesigns ab. In der Vergangenheit lagen in Deutschland diesbezüglich stellenweise Defizite vor. So führte etwa der Mangel an zentralem Wissen in Kombination mit polit-ökonomisch erklärbaren Problemen dazu, dass die Anpassung der Tarifehöhen im Zeitablauf und damit auch die Steuerung von Zubaumengen nicht in befriedigendem Maße funktionierten. Zum einen wurde dadurch eine möglicherweise suboptimal hohe Anzahl von Anlagen eines vergleichsweise frühen Entwicklungsstadiums zugebaut.<sup>24</sup> Zum anderen lag teilweise eine signifikante Überkompensation der Investoren vor, was sich in Bezug auf die Kosteneffizienz des Instrumenteneinsatzes aus Wohlfahrts- bzw. Konsumentenperspektive negativ auswirkte.<sup>25</sup>

In den letzten Jahren gab es diverse Reformen im Regelwerk des EEG, durch die den dezentralen Akteuren eine Reihe von Entscheidungen und Aufgaben zugeteilt wurden, die vormals zentral beim Regulierer verortet waren. In gewissem Umfang wurde durch diese Anpassungen auf beobachtete Defizite reagiert. Auch können sie grundsätzlich als im Einklang stehend mit dem Vorhaben des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 gesehen werden, das für EE „(...) eine schrittweise, aber zügige Heranführung an den Markt (...)“ vorsah; in diesem Kontext sollte das EEG künftig „(...) stärker am Markt orientiert werden und der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in stärkerem Maße marktgetrieben erfolgen.“<sup>26</sup> Daneben sind die Reformen allerdings auch im Lichte von Erfordernissen bezüglich der Herstellung einer Konformität des nationalen Regelwerks mit dem übergeordneten EU-Recht zu sehen. Unter den Reformen hervorzuheben sind die bereits angesprochene

---

<sup>23</sup> Vgl. etwa STEINHILBER ET AL. (2011), Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States, D17 Report of the project “RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market”, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/RE-Shaping%20D17\\_Report\\_update%202011\\_final.pdf](http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/RE-Shaping%20D17_Report_update%202011_final.pdf) sowie NOOTHOUT ET AL. (2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, final report of the project “DiaCore”, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter <http://www.diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>.

<sup>24</sup> Allerdings stellt sich auch die Frage, ob die Realisierung von Lernkurveneffekten und das konsequente Voranschreiten bei der Systemtransformation im Zuge eines gebremsten Zubaus in gleichem Maße möglich gewesen wären.

<sup>25</sup> Als ursächlich für die Überrenditen kann – interdependent mit den Wissensdefiziten des Regulierers – insbesondere auch eine gezielte Einflussnahme unter Ausnutzung von Informationsasymmetrien durch Vertreter von Partialinteressen gesehen werden. Vgl. auch GAWEL ET AL. (2016, S. 15 f.).

<sup>26</sup> Vgl. S. 8 im Energiekonzept der Bundesregierung („Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“), abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5).

Einführung der gleitenden Marktprämie sowie der schrittweise Übergang auf Ausschreibungen. Nachfolgend erfolgt diesbezüglich eine Einordnung, die in den Kontext einer grundsätzlichen Diskussion der wesentlichen Ausgestaltungsparameter des Instrumentariums eingebettet ist, auf die sich die Reformen jeweils beziehen.

### **3.2 Einbezug von Marktpreiselementen in die Vergütung und Vermarktung erzeugter Strommengen**

Bei einem steigenden Anteil von FEE an der Erzeugung wird es immer wichtiger, wann und mit welcher Kontinuität Anlagen Strom generieren. Daher stellt sich die Frage, wie Investoren dazu bewegt werden können, die Standortwahl und Auslegungsentscheidung dahingehend zu treffen, dass der erzeugte Strom einen hohen Wert für das System aufweist. Hierfür kommen regulatorische Vorgaben in Frage, die zum Beispiel entsprechende Standorte oder Konstruktionsweisen vorgeben. Dies kann sinnvoll sein, wenn der Regulierer sowohl die Auswirkungen auf den erzeugbaren Systemwert der Produktion, wie auch die Kosten der Maßnahmen abschätzen kann. Bei eingeschränktem Wissen zu den Kosten können alternativ Anreize in Frage kommen, die etwa auf einer erhöhten Vergütung im Falle einer Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen basieren. Verfügt der Regulierer auch nicht über adäquates Wissen zu generell sinnvollen Maßnahmen zur Erhöhung des Systemwerts, kann unter Umständen die Übertragung von Risiken auf die Investoren einen zielführenden Weg darstellen. Ein Beispiel hierfür ist der Einbezug von Marktpreiselementen in die Vergütung.

Voraussetzung dafür, dass die Übertragung von Marktpreisrisiken eine sinnvolle Beeinflussung von Investitionsentscheidungen bewirkt, ist, dass die Investoren im Gegensatz zum Regulierer die Entwicklung der Marktpreisstruktur über die relevante Betriebsdauer ihrer Anlage hinreichend gut prognostizieren können. Zudem müssen von den prognostizierbaren Schwankungen der Strompreise hinreichend solide Signale ausgehen, um die Investitionsentscheidung in die gewünschte Richtung zu lenken. Vor dem Hintergrund, dass eine Übertragung von Marktrisiken auf die Akteure mit Kapitalkostensteigerungen einhergeht, sollte sich der Regulierer vor der Einführung eines solchen Ansatzes zumindest über dessen Effektivität gewiss sein. Vielfach wird es bereits umfangreicherer zentraler Ressourcen bedürfen, um treffend einschätzen zu können, inwieweit die dezentralen Akteure über das benötigte Wissen verfügen und ob die aus der Risikoübertragung resultierenden Anreize stark genug sind, um eine Wirkung zu entfalten bzw. in welchem Umfang Risiko übertragen werden muss. Weiterhin besteht eine gewisse Analogie zu den in Abschnitt 2.2 thematisierten Optionen zur regulatorischen Beeinflussungen des Investorkalküls im Rahmen eines EOM-Ansatzes, weshalb sich hier ähnliche Probleme und Herausforderungen ergeben.

Häufig wird es eine enorme Herausforderung darstellen, durch die Übertragung von Risiken über den gesamten Anwendungszeitraum des Instruments genau die Anreizkonstellationen zu schaffen, welche die erwünschten Reaktionen der Investoren erzeugen und unerwünschte Reaktionen unterbinden. Das bedeutet, auch zur Umsetzung eines adäquaten auf der Übertragung von Risiken basierenden Designs – sprich: die Konstruktion, Überwachung und Anpassung des Anreizmechanismus – benötigt der Regulierer ein umfangreiches Wissen. Dies gilt insbesondere in Bezug auf technisch-systemische und wirtschaftliche sowie institutionenökonomische Zusammenhänge. Somit ist nicht davon auszugehen, dass durch den Einbezug von Marktpreiselementen grundsätzlich die Anforderungen an den

Wissensstand des Regulierers verringert werden können. Vielmehr können sogar diverse Konstellationen vorliegen, in denen der Regulierer ein umfangreicheres Wissen benötigt, um ein adäquates Design für einen marktpreisbasiertes Anreizregime umzusetzen als um sinnvolle administrative Festlegungen zu treffen. Sollte es tatsächlich gelingen, von vornherein ein Design zu treffen, das im Zeitverlauf stabil die an das Instrument gestellten Anforderungen erfüllt, kann es ein durchaus wertvoller Vorteil der Nutzung von Marktpreiselementen sein, dass in der Folge auf politische Festlegungen und Anpassungen verzichtet werden kann. Allerdings wird die Übertragung von Marktpreisrisiken oft an anderen Stellen eine Steigerung von Transaktionskosten (auch jenseits der thematisierten Auswirkungen auf Kapitalkosten) zur Folge haben.

Bei einer Gesamtbetrachtung der Effekte und in Hinblick auf das zugrunde gelegte Zielsystem sollte das Potential aus der Nutzung von Marktpreisen im Rahmen der Vergütungsermittlung für FEE-Anlagen nicht überschätzt werden. Vor diesem Hintergrund ist es auch als wenig plausibel einzustufen, dass das Wissen über die Eignung bestimmter Anlagen in einem solchen Maße auf dezentraler Ebene konzentriert ist, dass umfassend Marktrisiken auf die Investoren übertragen werden sollten, um die Bereitstellung eines geeigneten Anlagenparks zu erreichen. Insbesondere ist auch festzuhalten, dass die Übertragung von Marktrisiken auf Investoren bei weitem nicht zwangsläufig zu Anreizkonstellationen führt, die aus gesellschaftlicher Perspektive als sinnvoll einzustufen sind.

Zu berücksichtigen ist bei der Ausgestaltung des institutionellen Rahmens für die Bereitstellung von FEE-Anlagen, dass die Frage der Übertragung von Marktpreisrisiken an Investoren generell von der Frage der Zuordnung der Vermarktungsverantwortung (zentral oder dezentral/„direkt“) zu trennen ist. Diese Trennung erfolgt in der öffentlichen Diskussion nicht immer konsequent, was gegebenenfalls darauf zurückzuführen ist, dass bestimmte Umsetzungsformen von Direktvermarktungsansätzen die Übertragung gewisser Marktpreisrisiken implizieren. In Deutschland fand die Vermarktung der erzeugten Elektrizität nach der Einführung der ersten EEG-Fassung im Jahr 2000 zunächst auf Basis des sogenannten „physischen Wälzungsmechanismus“ statt, bei dem letztendlich eine Zuteilung von Elektrizitätsmengen auf die Vertriebe erfolgte. Im Jahr 2010 wurde dieses Verfahren von einer zentralen Vermarktung erzeugter FEE-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber am Großhandelsmarkt abgelöst. Seit der EEG-Novelle 2012 erfolgte schrittweise der Übergang zu einer mittlerweile weitgehend verpflichtenden Direktvermarktung, die überwiegend im Rahmen des Modells der gleitenden Marktprämie erfolgt. Bei diesem Ansatz werden bestimmte Marktrisiken auf die Investoren übertragen, allerdings nur in sehr beschränktem Umfang. Einerseits kann daher auch die mit der Übertragung der Marktrisiken verbundene Erhöhung der Kapitalkosten als vergleichsweise gering eingestuft werden, da bei diesem Ansatz die grundlegenden positiven Eigenschaften der Einspeisevergütung erhalten bleiben. Gleichzeitig ist eine etwaige Lenkungswirkung im Investitionszeitpunkt in Hinblick auf eine erhöhte Systemdienlichkeit der Anlagen zumindest sehr fragwürdig. Andererseits ist davon auszugehen, dass die Komponente der Direktvermarktung eine nicht unerhebliche erhöhende Wirkung hinsichtlich der Transaktionskosten mit sich bringt.

Auch ist kritisch zu hinterfragen, inwieweit sich aus der gleitenden Marktprämie (oder einer Übertragung von Marktpreisrisiken an sich) nennenswerte Vorteile in Hinblick auf den Betrieb von FEE-Anlagen ergeben. Optimale Kraftwerkseinsatzentscheidungen liegen normalerweise dann vor, wenn in



den Situationen Strom erzeugt wird, in denen der Marktpreis größer oder gleich den Grenzkosten ist. Von den Befürwortern der kombinierten Übertragung erhöhter Marktpreisrisiken und einer (Direkt-)Vermarktungszuständigkeit bezüglich des erzeugten Stroms an FEE-Betreiber wird häufig angeführt, dass hierdurch optimierte Abregelungsentscheidungen erzeugt werden.<sup>27</sup> Das wäre dann der Fall, wenn dezentrale Betreiber exklusives Wissen hinsichtlich der Grenzkosten einzelner Anlagen nutzen und diese immer dann abregeln, wenn der Großhandelsmarktpreis unterhalb der Grenzkosten liegt. Allerdings ist nicht von einer Konzentration des Wissens bezüglich der Grenzkosten von FEE-Anlagen auf dezentraler Ebene auszugehen. Vielmehr ist bekannt, dass die volkswirtschaftlichen, kurzfristigen Grenzkosten der FEE-Produktion bei sämtlichen verfügbaren Anlagen bei null liegen.<sup>28</sup> Insofern werden andere Ansätze zur Herbeiführung sinnvoller Abregelungsentscheidungen (bspw. zentrale Vorgaben) deutlich besser geeignet sein. Im Rahmen eines Einspeisevergütungsmodells und verwandter Konzepte (wie der gleitenden Marktprämie) könnte dies erreicht werden, indem die Abregelung der entsprechenden Anzahl von Anlagen auf Veranlassung eines zentralen Verantwortlichen hierfür (bspw. der Übertragungsnetzbetreiber) erfolgt. Die Tarife sollten hingegen auch an die abgeregelten Anlagen weiter ausbezahlt werden, da diese – wie dargestellt – (der zeitlich gestreckten Auszahlung) einer Verfügbarkeitsprämie entsprechen. Dass von Regelungen, bei denen die Vergütung im Falle negativer Marktpreise ausgesetzt oder reduziert wird, eine sinnvolle Steuerungswirkung auf Investitionsentscheidungen ausgeht, ist vor dem Hintergrund der für dezentrale Akteure schwer prognostizierbaren Systementwicklung nicht auszugehen. Insofern kann auch die sogenannte „6-Stunden-Regelung“ aus § 51 EEG 2017, die eben dies für FEE-Anlagen ab einer gewissen Größe vorsieht, als höchst fragwürdig eingestuft werden. Teilweise wird dieser Regelung auch die Funktion einer Anreizsetzung zur Entwicklung dezentraler Flexibilitätskonzepte zugeschrieben. Allerdings erscheint es wenig zielführend, dies darüber zu erreichen, dass nahezu sämtliche FEE-Investitionen – deren Durchführung die Umsetzung einer zentralen Bereitstellung darstellt – in signifikantem Umfang mit schwer prognostizierbaren Marktpreisentwicklungen konfrontiert werden.

Die bisherigen Erfahrungen mit der kombinierten Übertragung von Marktpreisrisiken und einer (Direkt-)Vermarktungszuständigkeit an Investoren und Betreiber zeigen, dass in Zeiten stark negativer Marktpreise zumindest in gewissem Umfang die vom Gesetzgeber intendierten Abregelungsentscheidungen von den FEE-Betreibern getroffen wurden, was unter anderem auch auf die Nachrüstung bestimmter Anlagenparks mit entsprechender Steuerungselektronik zurückgeführt wird. Gegebenenfalls könnte das Instrument insofern zumindest in Bezug auf die Herbeiführung sinnvoller Abregelungsentscheidungen bei Altanlagen einen effektiven Ansatz darstellen, speziell wenn zentrale (technische) Vorgaben zur Steuerbarkeit der Anlagen (aus technischen oder rechtlichen Gründen) nicht sinnvoll hätten etabliert werden können. In Bezug auf Neuanlagen stellen Vorgaben zur Installation entspre-

---

<sup>27</sup> Vgl. bspw. KOPP ET AL. (2013), Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, S. 9 f., abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter [https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv\\_energie\\_gruppe\\_1/nachhaltigkeit\\_1/MVV\\_Studie\\_EE\\_Marktdesign\\_2013.pdf](https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf) und KLOBASA ET AL. (2013), Nutzenwirkung der Marktprämie, S. 5, abgerufen im Internet am 8.11.2016 unter <http://www.econstor.eu/bitstream/10419/68599/1/734951493.pdf>.

<sup>28</sup> In Zeiten, zu denen FEE-Anlagen mangels eines entsprechenden aktuellen Dargebots (oder aus anderen Gründen) nicht verfügbar sind, weisen sie faktisch extrem hohe Grenzkosten auf.

chender Steuerungstechnik (wie in Deutschland mittlerweile vorhanden) in Kombination mit einer zentral koordinierten Abregelung einen sinnvolleren Weg zur Vermeidung negativer Preise dar.

In der öffentlichen Debatte wird weiterhin der Direktvermarktung teilweise eine höhere Effizienz in der Vermarktung der Strommengen zugeschrieben.<sup>29</sup> Dass der sinnvollste Weg allerdings – vor dem Hintergrund des zugrunde gelegten Zielsystems und unter Berücksichtigung der Transaktionskosten steigenden Effekte – die Übertragung der Vermarktungsverantwortung an die dezentralen Investoren ist, erscheint fragwürdig.<sup>30</sup> Auch bei einer zentralen Vermarktung bestehen im Übrigen für Händler ebenso wie beispielsweise für Investmentbanken umfangreiche Möglichkeiten, neue Produkte zu vertreiben. Das heißt, eine Trennung der Vermarktungsverantwortung von der Erzeugung des Stroms geht nicht damit einher, dass Handelsakteuren diese Möglichkeiten zur Generierung und Vermarktung weiterer Produkte verschlossen werden. Ebenfalls könnten etwaige Potentiale für Effizienzsteigerungen bei der Vermarktung gehoben werden, indem der zentrale Vermarkter mit einem entsprechenden Anreizregime konfrontiert werden würde.<sup>31</sup>

Wie oben dargestellt, bleibt es ebenso letztlich fraglich, inwieweit sich durch die Übertragung der Marktrisiken bei den Investoren sinnvolle Anreize bezüglich Standortwahl und Auslegungsentscheidung einstellen. Zu bezweifeln ist weiterhin, dass die Übertragung von Marktrisiken in sämtlichen Situationen den kostengünstigsten Weg zur Herbeiführung einer sinnvollen Anlagenabregelung darstellt, wobei hier zwischen Bestands- und Neuanlagen zu unterscheiden ist. In der Summe sind somit die im deutschen Stromsektor zu beobachtende Entwicklung der Übertragung von immer umfangreicheren Marktrisiken an die Investoren und Betreiber sowie die vorgenommene deutliche Ausweitung der verpflichtenden Direktvermarktung als kritisch einzustufen. Nicht zuletzt ist dabei zu beachten, dass sich hieraus Entwicklungen ergeben könnten, die zum Ausschluss kleiner Investoren aus dem Anbieterkreis führen. Das Ausmaß einer viel zitierten „Marktintegration“ von FEE zu maximieren, scheint kein zielführender Weg zu sein. Vielmehr sollte überprüft werden, an welchen Stellen des institutionellen Rahmens der Einbezug von Marktsignalen unter Berücksichtigung der damit einhergehenden Transaktionskosten (insb. in Form von Kapitalkosten) tatsächlich ein sinnvolles Element darstellen kann, um erwünschte Anreizkonstellationen bei Investoren und Betreibern herbeizuführen. Derweil wird sich oft eine erhöhte Systemdienlichkeit von Anlagen am effizientesten durch entsprechende Vorgaben oder Anreizsetzungen des Regulierers erreichen lassen, die ohne die Übertragung von Marktrisiken auskommen.

---

<sup>29</sup> Vgl. bspw. KOPP ET AL. (2013) und KLOBASA ET AL. (2013).

<sup>30</sup> Zudem ist zu hinterfragen, in welcher Höhe im Vermarktungsbereich tatsächlich Potentiale zur Wohlfahrtssteigerung vorliegen und warum diese Potentiale nicht bereits von Akteuren des Finanzmarktes erschlossen werden. Sollten tatsächlich generell hohe Potentiale vorliegen, so könnte möglicherweise der Abbau von Hemmnissen für die Betätigung von Finanzmarktakteuren – aufgrund geringerer Risikokosten – eine aus Wohlfahrts- und Konsumentenperspektive sinnvollere Option darstellen als die Übertragung der Marktrisiken an die einzelnen Investoren bzw. Betreiber.

<sup>31</sup> Bei einer Vermarktung durch Netzbetreiber wäre allerdings zu beachten, dass solche Anreizregime aufgrund von Unbundling-Vorschriften aus rechtlicher Sicht gegebenenfalls als nicht vereinbar mit der Aufgabe des Netzbetriebs einzustufen sind.

### 3.3 Anbietersauswahl und Vergütungshöhenfestsetzung

Bis ins Jahr 2012 sah das Einspeisevergütungsmodell des EEG in Deutschland vor, dass die Höhe sämtlicher Vergütungssätze zentral durch den Regulierer (das heißt den Gesetzgeber) festgelegt wird. Zudem erfolgte keine explizite Anbietersauswahl; stattdessen stand die Vergütung grundsätzlich sämtlichen FEE-Investoren als regulatorisches Preisangebot offen. Im Segment der PV-Anlagen wurde der Mechanismus zur Vergütungshöhenanpassung im Zuge der „PV-Novelle“ im Jahr 2012 auf den formelbasierten Ansatz des sogenannten „atmenden Deckels“ umgestellt. Durch die darin angelegte Vergütungsdegression in Reaktion auf den Zubau von PV-Anlagen, weist der Mechanismus zugleich eine mengensteuernde Wirkung auf.

Mit der EEG-Novelle 2014 wurde beschlossen, die Anbietersauswahl und Vergütungshöhenfestsetzung in Zukunft bei einem möglichst großen Teil der FEE-Anlagen im Rahmen von Ausschreibungen vorzunehmen. Daraufhin erfolgte zunächst die Umstellung auf Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen. Der Übergangsprozess bei Onshore-Windkraftanlagen ist derzeit in der Umsetzung begriffen. Vereinfacht zusammengefasst, reichen Anbieter bei diesen Ausschreibungen bestimmte Projekte einer gewissen Größe ein und geben dazu ein selbst gewähltes Vergütungsgebot ab, welches sich auf die Höhe des anzulegenden Wertes (also des Einspeisetarif-Äquivalents beim Ansatz der gleitenden Marktprämie) bezieht. Anschließend werden die Gebote nach aufsteigenden Preisen bezuschlagt, bis die ausgeschriebene Gesamtkapazität erreicht ist.<sup>32</sup> Um die tatsächliche Umsetzung ausgewählter Gebote zu befördern, müssen eingereichte Projekte einen bestimmten Planungsstand erreicht haben und entsprechende Genehmigungen vorweisen können.<sup>33</sup> Zudem sind finanzielle Sicherheiten zu hinterlegen. Eine verspätete Inbetriebnahme wird mit Pönalen belegt.

Grundsätzlich können Ausschreibungselemente in bestimmten Konstellationen einen sinnvollen Bestandteil eines Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismus darstellen. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn andere Ansätze zur Anbietersauswahl und Mengensteuerung mit gravierenden und persistenten Problemen einhergehen. Notwendig ist es außerdem, dass im entsprechenden Segment ein ausreichender Wettbewerb vorliegt. Weiterhin ist es wichtig, dass typische potentielle Probleme im Zusammenhang mit Ausschreibungen effektiv begrenzt werden können. Allem voran ist die Teilnahme an Ausschreibungen mit Transaktionskosten verbunden. Diese können insbesondere, wenn sie mit spezifischen Investitionen im Verlauf der Projektentwicklung im Zusammenhang stehen, ein bedeutendes Ausmaß annehmen. In Verbindung mit der Unsicherheit über den Zuschlag können sich daraus deutliche, erhöhende Effekte auf die Kapitalkosten ergeben.<sup>34</sup> Für kleine Anbieter können die Transaktionskosten sogar eine prohibitive Höhe erreichen, da eine Risikodiversifikation bezüglich der Bezuschlagung und eine Streuung von fixen Transaktionskosten über mehrere Projekte nicht (im Falle

---

<sup>32</sup> Im Falle von Windkraft wird bei der Errechnung der tatsächlichen Vergütung bezuschlagter Anlagen eine Umrechnung der Gebote gemäß dem Referenzertragsmodell vorgenommen. Dieses kommt vor allem zum Einsatz, um die Zuschlagschancen von Anlagen an Standorten mit geringerer Windhöffigkeit zu erhöhen und Produzentenrenten im Rahmen von Projekten an Standorten mit sehr hohen Winderträgen zu begrenzen.

<sup>33</sup> Konkret handelt es sich dabei vor allem um die immissionsschutzrechtliche Genehmigung des Projekts.

<sup>34</sup> Als vergleichsweise unkritisch sind Ausschreibungselemente somit vor allem in Bereichen anzusehen, in denen es sich um Investitionen mit sehr großen Projektvolumina handelt oder in denen die spezifischen Investitionen in der Entwicklungs- und Planungsphase gering sind.

eines einzelnen Investitionsprojekts) bzw. nur eingeschränkt (im Falle weniger Investitionsprojekte) möglich ist. Eine Möglichkeit, den Problemen im Zusammenhang mit spezifischen Investitionen in der Entwicklungs- und Planungsphase entgegenzuwirken, bestünde grundsätzlich darin, dass diese Phase von der öffentlichen Hand verantwortet wird und sich die anschließenden Ausschreibungen lediglich auf die Anlagenerrichtung sowie den Anlagenbetrieb beziehen. Allerdings würde ein solches Modell angesichts des Status-Quo der Organisationsmodelle für die Bereitstellung der in dieser Studie im Fokus stehenden Technologiesegmente PV und Onshore-Wind eine sehr weitgehende Reform darstellen, da sehr umfangreiche Aufgaben von privaten Investoren auf den Regulierer (bzw. auf von öffentlicher Seite beauftragte sonstige Behörden oder öffentliche Unternehmen) verlagert werden würden.<sup>35</sup>

Angesichts dieser theoriebasierten Erwägungen ist die Einführung von Ausschreibungen für FEE-Anlagen in Deutschland generell skeptisch zu sehen. Abgesehen davon ist durchaus anzuerkennen, dass es über die gewählte Ausgestaltung gelungen ist, viele potentielle Probleme von Ausschreibungen im Umfang zu begrenzen. Auch wurden spezielle Regelungen für lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften<sup>36</sup> erlassen, durch die auch kleinen Akteuren eine Teilnahme ermöglicht werden soll.<sup>37</sup> Da in gewissem Umfang dennoch allgemein höhere Transaktionskosten und speziell Risiken im Zusammenhang mit einer Entwertung spezifischer Investitionen bei Nichtbezuschlagung verbleiben, ist der Übergang auf Ausschreibungen für kleine Anbieter keineswegs als gänzlich unproblematisch anzusehen. Eine fundierte Aussage über die Wirkung des Ausschreibungselements auf die Entwicklung von Produzentenrenten lässt sich im jetzigen Stadium des Übergangsprozesses kaum treffen. Unter anderem lässt sich die Höhe von Geboten schlecht einordnen, da davon auszugehen ist, dass diese auch Erwartungen über die Entwicklung von Input- bzw. Komponentenpreisen im Zeitraum zwischen der Gebotsabgabe und der Realisierungsfrist enthalten. Auch werden sich gefestigte Erkenntnisse zu Realisierungsraten und damit zur Güte der Mengensteuerung erst zu einem späteren Zeitpunkt einstellen.

Um den erwähnten beobachteten Problemen im alten System (mit administrativer Vergütungshöhenfestsetzung und ohne fixe Beschränkungen von Zubaumengen) zu begegnen, wären alternative Lösungswege zur Verfügung gestanden; bzw. sind diese alternativen Ansätze für Technologiebereiche zu erwägen, in denen weiterhin keine Ausschreibungen zur Anwendung kommen (hierunter fallen etwa Dach-PV-Anlagen). Die beschriebenen Probleme weisen zunächst auf den Bedarf eines verstärkten Wissensaufbaus beim Regulierer hin, um einerseits Produzentenrenten zu begrenzen und

---

<sup>35</sup> Im Bereich Offshore-Wind gibt es hingegen aktuell Tendenzen hin zu einem Organisationsmodell, das dem beschriebenen Vorgehen nahe kommt. In Anbetracht der unterschiedlichen Gegebenheiten im Offshore-Wind-Segment (unter anderem in Bezug auf die typische Projektgröße oder die Eigentümerschaft von Flächen) wird der Übergang auf einen solchen Ansatz hier auch mit ungleich geringeren Transaktionskosten einhergehen als in den Segmenten PV und Onshore-Wind.

<sup>36</sup> Grundsätzlich ist die Frage, wie Bürgerenergie definiert werden sollte, nicht trivial. Inwieweit die im EEG 2017 gewählte Definition in Hinblick auf die Verfolgung der hier zugrunde gelegten oder anderer Ziele geeignet sein könnte, wird in diesem Beitrag nicht diskutiert.

<sup>37</sup> Insbesondere müssen diese – die Erfüllung gewisser Anforderungen vorausgesetzt – keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorweisen und geringere finanzielle Sicherheiten hinterlegen. Außerdem erhalten sie im Falle einer Zuschlagung nicht den Vergütungssatz des eigenen, sondern des höchsten erfolgreichen Gebots.

andererseits anvisierte Ausbaupfade einhalten zu können. In diesem Zusammenhang sollte überprüft werden, inwieweit es zum Abbau von Informationsasymmetrien möglich ist, standardisierte Verfahren zu etablieren, welche die Erzeuger bzw. Akteure aus verbundenen Industriezweigen dazu verpflichten, bestimmte auf die Kostenentwicklung von FEE-Projekten bezogene Daten und Informationen an den Regulierer zu übermitteln. Vor dem Hintergrund der erwähnten polit-ökonomisch erklärbaren Probleme im Kontext des Instrumenteneinsatzes – insbesondere in Hinblick auf die Festsetzung und Anpassung von Tarifhöhen – ist zu untersuchen, inwieweit eine grundlegende Veränderung des institutionellen Anpassungsprozesses der Tarife dazu beitragen könnte, die Kosteneffizienz zu erhöhen. Hierbei könnte etwa (wie im Falle des „atmenden Deckels“) vermehrt auf Anpassungsformeln zurückgegriffen werden. Gegebenenfalls könnte auch die Delegation von Kompetenzen an eine Behörde einen erwägenswerten Schritt darstellen. Sollte aus bestimmten Gründen zudem ein zielgenaues Treffen eines bestimmten Ausbaupfades als wichtig angesehen werden, könnte zusätzlich etwa ein „Windhundrennen“-Ansatz zum Einsatz kommen.

Im Übrigen soll es neben den separaten Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen gemäß der in diesem Sommer beschlossenen EEG-Novelle ab dem Jahr 2018 sowohl gemeinsame Ausschreibungen für die Segmente PV und Onshore-Windkraft als auch sogenannte Innovationsausschreibungen zur Förderung besonders netz- und systemdienlicher Anlagenkonzepte geben.<sup>38</sup> Der Umfang der technologieoffenen Ausschreibung sowie der Innovationsausschreibung wird zunächst auf 400 bzw. 50 Megawatt pro Jahr begrenzt. Da die letztendliche Eignung solcher Ansätze enorm von der konkreten Ausgestaltung abhängt, über die jeweils noch auf Basis von Verordnungen zu entscheiden sein wird, ist eine explizite Bewertung zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich. In Zukunft wird kritisch zu hinterfragen sein, inwieweit im Rahmen technologieübergreifender Ausschreibungen eher Kosten gesenkt oder Produzentenrenten erhöht werden.<sup>39</sup> In diesem Zusammenhang wird ein hoher Wissensstand des Regulierers auch bei einem technologieneutralen Gebots- und Auswahlverfahren unerlässlich für eine effiziente Beschaffung sein, da eine passende Ausgestaltung fundierte Kenntnisse der vorliegenden Gegebenheiten und der institutionellen Wirkungsmechanismen voraussetzt. Mit der Höhe des zentralen Wissensstands steigen allerdings auch die Möglichkeiten, potentielle Vorteile einer differenzierten Beschaffung – etwa durch an die Unterschiede der Technologien angepasste Regelungen – auszuschöpfen. Vor diesem Hintergrund ist kritisch zu hinterfragen, ob tatsächlich Konstellationen angesteuert werden, in denen die Vorteile einer übergreifenden Beschaffung die Vorteile einer differenzierten Beschaffung letztendlich überwiegen. Hinsichtlich der Innovationsausschreibung wird es eine gewisse Herausforderung für den Ordnungsgeber (in diesem Fall die Bundesregierung) darstellen, Vorgaben zu machen, die einerseits differenziert genug sind, um ausschließlich tatsächlich erwünschte Angebotskonzepte anzusprechen und andererseits offen genug, um den Anbietern Raum zur Einbringung dezentralen Wissens zu gewähren.

---

<sup>38</sup> Die konkreten Regelungen und Verordnungsermächtigungen zur technologieübergreifenden Ausschreibung sowie zur Innovationsausschreibung finden sich in §§ 39i, 88c EEG 2017 bzw. §§ 39j, 88d EEG 2017.

<sup>39</sup> Vgl. auch GAWEL ET AL. (2016, S. 3).

## 4 Fazit

In diesem Aufsatz wurden zentrale institutionenökonomische Aspekte im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität aufgezeigt. Dabei erfolgte die Darstellung mit Fokus auf ausgewählte Aspekte des institutionellen Status-Quo bei der Bereitstellung von FEE-Anlagen. Insofern beziehen sich die hier aufgeführten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen auch nur auf einige der Bereiche, in denen ein politischer Handlungsbedarf vorliegt, um die Kosteneffizienz der Bereitstellung von Erzeugungskapazität zu verbessern. Auf Basis des zugrunde gelegten energiepolitischen Zielsystems wurden zum einen Erkenntnisse bezüglich der grundsätzlichen Eignung alternativer, idealtypischer Ansätze für die Bereitstellung verglichen und zum anderen Implikationen bezüglich des Instrumenteneinsatzes in Deutschland abgeleitet. In diesem Kontext wurde zunächst dargestellt, dass über den Rückgriff auf Kapazitätsinstrumente prinzipiell Vorteile hinsichtlich der Erreichung der zugrunde gelegten Ziele realisiert werden könnten. Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Anwendung von Kapazitätsinstrumenten ist allerdings ein ausreichender Wissensstand des Regulierers.

Mit Blick auf die Bereitstellung von FEE sollte in diesem Kontext geprüft werden, inwieweit Bestimmungen bezüglich einer obligatorischen Weitergabe bestimmter Daten und Informationen von den dezentralen Akteuren an den Regulierer zur Reduktion von Informationsasymmetrien beitragen könnten. Ein besonders hohes Potential zur Begrenzung der Kosten weist ein nach Technologien bzw. Eigenschaften der Erzeugungseinheiten differenzierender Kapazitätsoptionen-Ansatz auf. In Deutschland wurde in Form von Einspeisetarifen bzw. der gleitenden Marktprämie bislang überwiegend auf Mechanismen zurückgegriffen, die diesem Ansatz konzeptionell entsprechen.

In der Vergangenheit wurde in der öffentlichen Debatte in Deutschland nicht selten das Ziel einer vollständigen Bereitstellung von FEE-Anlagen „über den Markt“ ausgelobt. Mittlerweile scheint sich ein vergleichsweise breiter Konsens eingestellt zu haben, dass ein „Energy-Only-Markt“ insbesondere vor dem Hintergrund klar formulierter, konkreter öffentlicher Zubauziele zumindest im FEE-Segment keine sinnvolle Option darstellt. Vielmehr wird eine fortgeführte Verwendung und schrittweise Weiterentwicklung des EEG als Basis für die FEE-Bereitstellung und -refinanzierung angestrebt. Bezüglich der in den letzten Jahren erfolgten Einführung einer weitgehenden Direktvermarktungspflicht und der damit einhergehenden Übertragung von Marktrisiken auf Investoren kommt die institutionenökonomische Analyse ebenso zum Ergebnis, dass die Nachteile die möglichen Vorteile deutlich übersteigen, wie in Bezug auf den Übergang auf Ausschreibungen. Die in Deutschland vom Regulierer gewählte Ausgestaltung des Regelwerks trägt jedoch dazu bei, negative Effekte dieser Reformen auf die Zielerreichung zu begrenzen.

Davon abgesehen könnte eine teilweise Entkopplung der Vergütung von der Produktion unter bestimmten Voraussetzungen durchaus sinnvoll sein, um die Systemdienlichkeit bzw. den von FEE-Anlagen erzeugbaren Systemwert zu steigern. Hier sind jedoch weitergehende Forschungsarbeiten von Nöten, um gesichere Aussagen darüber treffen zu können, ob und in welchen Bereichen auf Anlagencharakteristika bezogene, einspeisungsunabhängige Kapazitätsprämien Vorteile gegenüber einer Vergütung aufweisen, die sich ausschließlich an der Einspeisung bzw. Verfügbarkeit orientiert. Gut vorstellbar ist es auch, dass es hier sinnvoll ist, den Investoren Anreize zu setzen und damit ein-

hergehend bestimmte Entscheidungen zu überlassen, soweit der Regulierer über ein eingeschränktes Wissen zu geeigneten, den Systemwert erhöhenden Maßnahmen sowie deren Kosten verfügt.

In Hinblick auf die Diskussion bezüglich einer verstärkten Konfrontation der einzelnen FEE-Investoren mit zukünftigen Marktpreisschwankungen ist detailliert zu überprüfen und abzuwägen, inwieweit die mit einer Anpassung verbundene Zuordnung von Marktrisiken dazu führt, dass die dezentralen Akteure aus gesamtgesellschaftlicher Sicht wünschenswerte Investitionsentscheidungen treffen und in welcher Höhe sich kapitalkostensteigernde Effekte ergeben. Zudem sind etwaige Effekte zu berücksichtigen, die aus einer möglichen Dezimierung des Anbieterkreises resultieren, wenn kleine Akteure aufgrund der erhöhten Risiken ausscheiden; unter Umständen können hier auch gesonderte Regelungen für kleine Anbieter – grundsätzlich vergleichbar zu denen bei der Ausschreibung von Onshore-Windkraftanlagen – eine Lösung sein. Es ist zu erwarten, dass im Ergebnis häufig administrative Vorgaben oder eine Anreizsetzung ohne die Übertragung von Marktrisiken gegenüber dem verstärkten Einbezug von Marktpreiselementen Vorteile aufweisen.