Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Kurzfassung)

IMPULSE

Agora Energiewende

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

IMPRESSUM

IMPULSE

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Kurzfassung)

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Dr. Patrick Graichen

Ansprechpartner: Dr. Thies F. Clausen
thies.clausen@agora-energiewende.de

Redaktion: Mara Marthe Kleiner

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Öko-Institut e. V. | Berlin
Schicklerstraße 5-7 | 10179 Berlin

Dr. Felix Chr. Matthes
Verena Graichen
Benjamin Greiner
Dr. Markus Haller
Ralph O. Harthan
Hauke Hermann
Charlotte Loreck
David Ritter
Christof Timpe

Korrektorat: Infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: David Hense - Fotolia.com

053/07-I-2014/DE
Veröffentlichung: Oktober 2014

Bitte zitieren als:
Öko-Institut (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Kurzfassung)*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Zu dieser Studie ist eine Langfassung unter www.agora-energiewende.de verfügbar.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

nach der EEG-Novelle ist vor der EEG-Novelle: Für 2016 ist die Verabschiedung des „EEG 3.0" geplant. Ein wichtiger Bestandteil dieser Reform werden – so die Ankündigung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 – Versteigerungen sein, die im Grundsatz als wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe dienen sollen.

Doch neben der Förderhöhe ist die Frage, was und wie gefördert wird, von entscheidender Bedeutung. Nun, da die ersten 25 Prozent Erneuerbarer Energien in das Stromsystem integriert wurden, stellt sich die Frage, wie der Schritt hin zu 50 Prozent sinnvoll gelingen kann. Dabei wird deutlich, dass künftig die Systemintegration von erneuerbaren und konventionellen Energieträgern stärker in den Blick genommen werden muss.

Insofern sind der Strommarktdesignprozess und das EEG 3.0 zwei Seiten derselben Medaille: Es geht darum, ab 2017 die Regeln für ein sinnvolles Zusammenspiel der Erneuerbaren Energien mit den fossilen Energieerzeugern, der Stromnachfrage und den Stromspeichern zu organisieren. Vor diesem Hintergrund haben wir das Öko-Institut beauftragt, ein deutlich über das EEG 2.0 hinausgehendes Reformmodell für das EEG zu entwickeln. Es sollte dabei ein Finanzierungssystem entwickeln, das sich in ein neues Strommarktdesign einordnet, die Flexibilitätsherausforderung aufgrund der wachsenden Anteile von Windkraft- und Solaranlagen aufgreift sowie die Akteursvielfalt und die Bürgerbeteiligung an den Erneuerbaren Energien erhält.

Das Öko-Institut hat auf dieser Basis den anliegenden Reformvorschlag erarbeitet, den wir hiermit zur Diskussion stellen. Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre – und freuen uns auf eine rege Debatte um die richtige Ausgestaltung des EEG 3.0 in den kommenden Monaten.

Ihr Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1. **Beim Schritt von 25 % auf 50 % Erneuerbare Energien werden systemdienliche Auslegung und Betrieb der EE-Anlagen zentral, da sonst die Gesamtsystemkosten deutlich steigen.** Systemdienliche Auslegung und systemdienlicher Betrieb von Wind- und Solaranlagen werden jedoch von der derzeitigen EEG-Finanzierungsform, der gleitenden Marktprämie, kaum angereizt.

2. **Der *Energy-only*-Marktpreis wird EE-Anlagen nie ausreichend refinanzieren, muss jedoch als zentrale Steuerungsgröße des Gesamtsystems bei den EE-Anlagenbetreibern unverzerrt ankommen.** Die gleitende Marktprämie des geltenden EEG verzerrt aber das Preissignal des Spotmarkts, mit der Folge vermehrt auftretender negativer Börsenpreise und entsprechend steigender EEG-Umlage.

3. **Im EEG 2016 sollte daher die Finanzierung von EE-Anlagen auf die Zahlung von Kapazitätsprämien für systemdienliche Kapazität umgestellt werden.** Diese Umstellung bedeutet zwar, dass EE-Anlagenbetreiber das Strompreis-Risiko übernehmen müssen, gleichzeitig reduziert es jedoch ihr Wetterrisiko. Ein Risikobandbreitenmechanismus kann zudem das Strompreis-Risiko begrenzen.

4. **Der Übergang zu Ausschreibungen für systemdienliche Kapazitäten sollte schrittweise erfolgen und durch Sonderregeln für kleine Projekte aus dem Bereich der Bürgerenergie ergänzt werden.** Die für das EEG 2016 vorgesehenen Ausschreibungen werden nicht für alle Technologien und Anlagenklassen in kurzer Frist möglich sein. In diesen Segmenten sollte mit festgesetzten Kapazitätsprämien begonnen werden.

Zusammenfassung

Die im Jahr 2013 erreichte Schwelle von 25 Prozent Erneuerbare Energien (EE) in der Stromversorgung markiert eine wichtige Wegmarke auf dem Weg in das regenerative Zeitalter. Während das bestehende Stromsystem die bisherigen Strommengen aus Wind, Sonne, Biomasse und Wasserkraft ohne größere Anpassungsschwierigkeiten aufgenommen hat, sind für den nächsten Schritt hin zu 50 Prozent Erneuerbare Energien größere Umstrukturierungen notwendig.

Ursache hierfür ist insbesondere die Tatsache, dass die Energiewende vor allem auf dem Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen basieren wird, da diese die kostengünstigsten erneuerbaren Energieträger sind, die zudem noch das größte Potenzial besitzen. Da ihr Strom wetterabhängig produziert wird, macht er eine deutlich größere Flexibilität des Gesamtsystems erforderlich. So ist die 2013 wieder gestiegene Zahl an Stunden mit negativen Preisen an der Strombörse ein wichtiger Hinweis, der auf Inflexibilitäten im bestehenden Stromsystem hindeutet – und eine stärkere Anpassung der Regularien an die künftige Welt erforderlich macht, damit negative Strompreise nicht von der Ausnahme zur Regel werden. Zudem macht die Vorgabe der Europäischen Kommission in den 2014 veröffentlichten Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, wonach Erneuerbare-Energien-Anlagen in Zeiten von negativen Strompreisen keine Förderung mehr erhalten sollen, einmal mehr deutlich, dass es grundsätzlichen Umbaubedarf gibt.

Kern des 2016 zu beschließenden EEG 3.0 sollte es daher sein, eine Finanzierungsstruktur der Erneuerbaren Energien zu konzipieren, die die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien unterstützt. Gleichzeitig gilt es, die durch das EEG geschaffene Akteursvielfalt und die breite Teilhabe an den Erneuerbaren Energien zu erhalten – auch weil dies die Akzeptanz der Eingriffe, die die Energiewende in Form von Windkraftanlagen und Strommasten bedeutet, deutlich erhöht.

Ausgangspunkt der Überlegungen

Vor diesem Hintergrund sind drei Überlegungen der Ausgangspunkt für die folgende Untersuchung:

- Der *Energy-only*-Markt mit dem Spotmarkt an der Börse muss die zentrale Koordinierungsfunktion für den Ausgleich des (viertel)stündlichen Angebots und der Nachfrage werden, weil in einer Welt mit Tausenden von Erzeugern und Vertrieben der kosteneffiziente bundesweite Ausgleich von Stromproduktion und Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt nur über einen zentralen Markt mit einem zentralen Preis erfolgen kann – es sei denn, eine Re-Monopolisierung der Energiewirtschaft wird vertreten. Dieses Preissignal ist dann die Grundlage für die individuellen kurzfristigen Optimierungsentscheidungen aller Marktteilnehmer, das heißt sowohl für konventionelle Kraftwerke wie Erneuerbare-Energien-Anlagen, Stromnachfrager und Stromspeicher.
- Der *Energy-only*-Markt ist zwar gut geeignet für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, aber nicht für die Finanzierung von Investitionen. Auch mittel- und langfristig werden sich neue Erneuerbare-Energien-Anlagen über ihn nicht refinanzieren können, das heißt, es wird auch langfristig eine Finanzierung neben dem *Energy-only*-Markt geben müssen. Denn aufgrund der Stunden mit sehr niedrigen oder Null-Euro-Börsenpreisen in Zeiten von hoher Wind- und Solarstromproduktion, in denen die Erneuerbaren Energien nichts verdienen, müsste der Strompreis in den Stunden, in denen Windkraft- und Solaranlagen Teillast produzieren, durch extrem hohe Kohlendioxid- und Brennstoffkosten gekennzeichnet sein, um neue Windkraft- und Solaranlagen finanzieren zu können. Dies aber ist vollkommen unrealistisch.
- Ein 50-Prozent-Anteil von Erneuerbaren Energien am Stromsystem bedeutet, dass Wind- und Solarenergie gemeinsam etwa 35 bis 40 Prozent der Stromversorgung stellen werden. Das aber heißt, dass die Einspeisung der Erneuerbaren Energien je nach Wind- und Sonnenverhältnissen sehr oft zwischen 20 und 80 Prozent (und selten auch bis auf 100 Prozent) hin- und herschwankt. Das Gesamtsystem muss deshalb im weiteren Verlauf der Energiewende immer flexibler werden. Dies beinhaltet einerseits die Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke sowie der verstärkte Einsatz von Lastmanagement, *Power-to-Heat*-Anlagen und Stromspeichern. Andererseits können auch Windkraft- und Solaranla-

gen systemdienlicher ausgelegt werden, das heißt, ihre Stromproduktion nicht auf die maximale, sondern auf eine möglichst gleichmäßige Stromerzeugung hin zu optimieren – und so den Flexibilitätsbedarf zu reduzieren. Konkret bedeutet dies bei Solaranlagen eine Ost-/West-Ausrichtung der Module (statt der bisher üblichen Südausrichtung) beziehungsweise bei Windkraftanlagen die Vergrößerung der Rotorfläche ohne eine Vergrößerung der Generatoren. Solche systemdienlichen Windkraft- und Photovoltaikanlagen produzieren den Strom zum Teil in anderen Stunden als die spitzenoptimierten Anlagen, haben aber grundsätzlich eine etwas geringere Gesamtstromerzeugung und sind daher etwas teurer.

Kernelemente des Reformmodells

Aus diesen drei Ausgangsüberlegungen ergeben sich folgende Kernelemente für das EEG 3.0-Reformmodell:

1. **Direktvermarktung:** Die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen die Einnahmen aus der Vermarktung ihres Stroms direkt selbst erhalten (ob an der Börse oder außerhalb). Nur so geht das Strompreissignal des Spotmarkts in die individuellen Optimierungsentscheidungen zu jeder laufenden (Viertel-) Stunde unmittelbar ein. Die Betreiber können zudem zwischen Einnahmen aus dem *Energy-only*-Markt und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen an einem reformierten Regelleistungsmarkt hin und her optimieren und so die für sie – und das Gesamtsystem – effizienteste Lösung finden.
2. **Kapazitätsprämie:** Die den *Energy-only*-Markt ergänzende Finanzierung für Erneuerbare Energien muss so ausgestaltet werden, dass aus der Investitionsfinanzierung keine Verzerrung des Optimierungsanreizes des *Energy-only*-Marktes erfolgt. Das bedeutet, dass die Zahlung zwar weiterhin für 20 Jahre garantiert wird, aber auf Basis von installierter Leistung (Kilowatt) statt wie bisher auf Basis von erzeugter Arbeit (Kilowattstunde) erfolgen muss. Denn das bisherige Kilowattstunden-basierte Marktprämienmodell sorgt dafür, dass die Erneuerbare-Energien-Anlagen bis zur Höhe der negativen Marktprämie in den Strommarkt bieten, sodass die Erneuerbaren Energien schon jetzt manchmal zu negativen Preisen bis zu minus 65 Euro je Megawattstunde vermarktet werden – mit entsprechend steigenden Effekten für die EEG-Umlage. Ohne eine Umstellung der Finanzierung würden diese Stunden deutlich zunehmen.
3. **Systemdienlichkeit:** Grundsätzlich könnten systemdienliche Windkraft- und Solaranlagen ihre Mehrkosten durch höhere Erlöse am *Energy-only*-Markt refinanzieren, da die Strompreise in den Spitzenstunden niedriger sind als in wind- und sonnenärmeren Stunden, in denen die systemdienlichen Anlagen vermehrt produzieren. Das Problem ist jedoch, dass der derzeitige, von hohen Kohleanteilen geprägte *Energy-only*-Markt die künftigen Flexibilitätserfordernisse (und die daraus resultierenden Preisschwankungen) in keinster Weise abbildet. Auf absehbare Zeit wird das Preissignal des Strommengenmarktes nicht widerspiegeln, dass eine nicht systemdienliche Anlagenauslegung der Erneuerbaren Energien langfristig deutlich höheren Investitionsbedarf in Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement, Speicher und Netze nach sich ziehen wird. Es ist daher sinnvoll, die Kapazitätszahlungen auf Basis der systemdienlichen Kapazität und nicht der installierten Leistung zu bemessen. Diese ist für Biomasseanlagen identisch mit der Nennleistung, für Windkraft- oder Solaranlagen wird sie auf Basis des Durchschnitts der stündlich eingespeisten Leistung ermittelt, wobei dieser – um eine gleichmäßige Einspeisung anzureizen – ohne die 10 Prozent geringsten und die 10 Prozent höchsten Stundenwerte kalkuliert wird (Mittelwert des 10 Prozent- bis 90 Prozent-Dezils).
4. **Risikominimierung:** Eine solche Umstellung der flankierenden EE-Finanzierung von der Vergütung der produzierten Kilowattstunde hin zur Vergütung der systemdienlichen Kapazität ändert das Risikoprofil der Finanzierung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Auf der einen Seite erhöht es das Risiko, da EE-Investoren nun die möglichen Einnahmen aus dem *Energy-only*-Markt abschätzen müssen, während bisher der Vergleich der eigenen Kosten mit der EEG-Vergütung ausreichte. Zugleich verringert eine kapazitätsbasierte Bezahlung aber auch das Risiko der

Mindereinnahmen in Jahren mit unterdurchschnittlichem Wind- oder Sonnenangebot. Da die Bandbreite künftiger Spotmarktpreisentwicklungen höchst unterschiedlich ist, soll zumindest in den Anfangsjahren ein Risiko-Bandbreiten-Mechanismus greifen. Die Kapazitätsprämien sollen daher auf Basis der Erwartung niedriger künftiger *Energy-only*-Marktpreise kalkuliert werden (im Beispiel hier mit circa 20 Euro je Megawattstunde) – verbunden mit einem Mechanismus, wonach EE-Anlagenbetreibern bei einem deutlichen Anstieg der *Energy-only*-Marktpreise ein Teil der zusätzlichen Strommarkterlöse wieder abgeschöpft wird (Risiko-Bandbreiten-Mechanismus).

→ 5. **Sonderziele:** Zusätzlich zur für die systemdienliche Leistung gezahlten Kapazitätsprämie können für bestimmte Fälle Sonderzahlungen vorgesehen werden. So könnte eine Sonderprämie für die Innovationskosten im Bereich der Offshore-Windenergie für die ersten zehn Gigawatt Offshore-Windkraft ausbezahlt werden, die für die verschiedenen Jahreskohorten degressiv ausgestaltet werden sollte, um Kostendegressionspotenziale auszuschöpfen.

Ausschreibungen

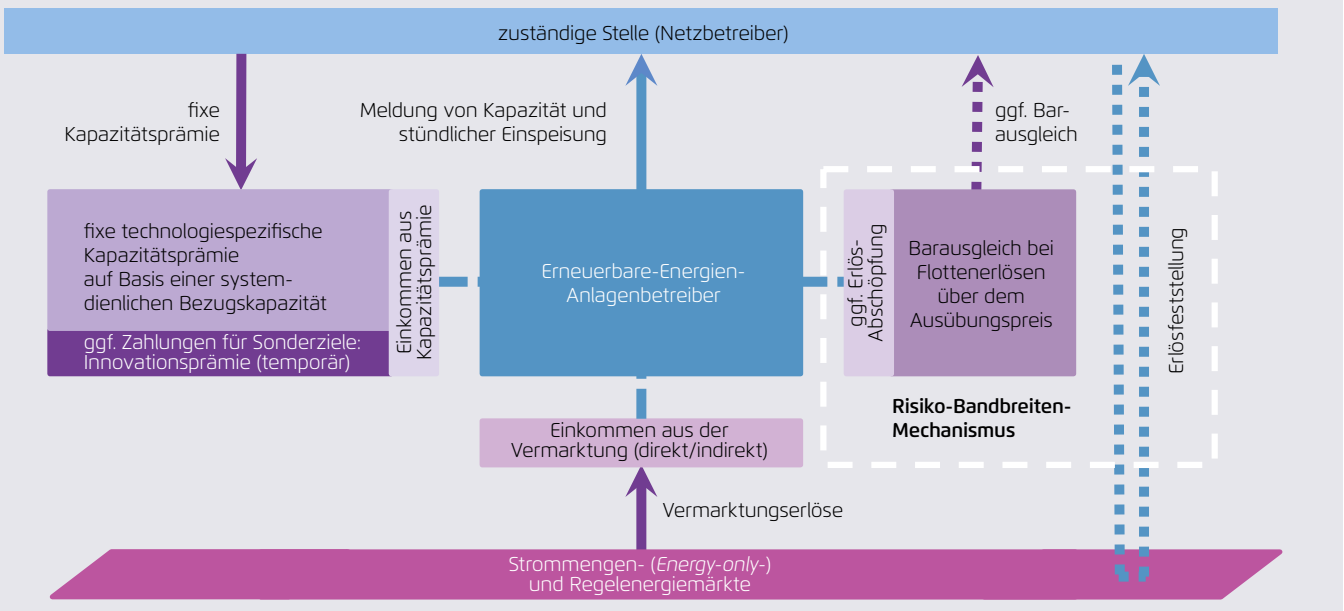
Das EEG 2014 sieht – im Einklang mit den neuen EU-Beihilfeleitlinien – vor, dass Ausschreibungen ab 2017 im Grundsatz der Mechanismus zur Festlegung der Vergütungshöhen sein sollen. Dieser schnelle Wechsel hin zu einem neuen Finanzierungssystem kann die Investoren vor große Herausforderungen stellen. Daraus leiten sich folgende Schlussfolgerungen ab:

→ Der Übergang zu Ausschreibungsverfahren sollte schrittweise erfolgen und die Ausnahmeregelungen, die die Beihilfeleitlinien zulassen, sollten zumindest übergangsweise und für einzelne Technologien genutzt werden.

→ Die Ausschreibungen sollten auf Basis von Kapazitätsprämien mit Bezug auf die systemdienliche Kapazität bei gleichzeitiger Festsetzung des Ausübungspreises für den Risiko-Bandbreiten-Mechanismus erfolgen.

→ Das Auktionsverfahren sollte nach dem *Descending-Clock*-Verfahren (Einheitspreisansatz) erfolgen, da hier eine Preisentdeckung für ein neues Produkt notwendig

Erlösströme im Reformmodell für die Flankierung neuer Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien — **Abbildung Z-1**



Öko-Institut

ist(verbunden mit einem Standort-Indexierungsverfahren für Windkraftanlagen).
→ Kleine Projekte aus dem Bereich der Bürgerenergie sollten spezielle Regelungen erhalten.

Bürgerenergie

Die Beteiligung der Bürger an der Energiewende und die breite Akteursvielfalt spielen im Bereich der Erneuerbaren Energien eine große Rolle. Die besondere Bedeutung der Bürgerenergie ergibt sich vor allem daraus, dass mit der Bürgerenergie neue Quellen der Finanzierung der Energiewende erschlossen wurden, dass mit ihr eine breite ökonomische Teilhabe an dem Generationenprojekt Energiewende ermöglicht wird und dass die lokale Akzeptanz für Infrastrukturprojekte erhöht werden kann.

Damit kleine Akteure wie zum Beispiel Genossenschaften auch weiterhin an der Energiewende partizipieren, müssen ihre Spezifika besonders in den Blick genommen werden. In der Regel handelt es sich dabei um Akteure mit einem kleinen EE-Projektportfolio, die komplizierte energiewirtschaftliche Sachverhalte – wie künftig etwa die prognostizierten Strommarkterlöse – nur durch externe Dienstleister bearbeiten können. Auf der anderen Seite genießen sie in der Regel eine hohe Bonität und eine starke lokale Verankerung.

Als Konsequenz lassen sich folgende Anforderungen an das EEG 3.0 mit Blick auf die Bürgerenergie formulieren:

→ Kleinanlagen mit einer Leistung unter 40 Kilowatt sollten weiterhin feste Einspeisetarife auf Basis von erzeugten Kilowattstunden erhalten.
→ Die Regelungen für größere Projekte müssen – auch in ihrer Kumulation – möglichst transparent, einfach, verständlich und gut vermittelbar sein.
→ Komplexere Regelungen oder Rahmenbedingungen bedürfen ausreichender Vorlaufzeiten, in denen sich als vertrauenswürdig angesehene Dienstleistungsangebote entwickeln können.
→ Bei Ausschreibungen sollte ein Segment für kleine Projekte geschaffen werden, die nicht in der Ausschreibung teilnehmen müssen, sondern einen nachträglichen Zugang zum Ausschreibungsergebnis erhalten können und so indirekt an der Auktion teilnehmen.

Beispielhafte Parametrisierung des Reformmodells

Damit diese Reformüberlegungen nicht abstrakt bleiben, sondern konkret nachvollzogen werden können, wird in Kapitel 4 eine beispielhafte Parametrisierung einer solchen Erneuerbare-Energien-Finanzierung für das Jahr 2015 dargestellt – wobei für eine tatsächliche Implementierung dieses Modells noch vertieftere Rechnungen angestellt werden müssten. Beispielhaft wird von einem unteren Strommarkt-Erlösszenario ausgegangen, d.h. Regulierungsbehörde und Marktteilnehmer gehen davon aus, dass Kohle-, Gas- und CO_2-Preise auf dem aktuellen Niveau verharren, der Zubau der Erneuerbaren Energien wie geplant stattfindet und der Kraftwerkspark weiterhin stark von Braun- und Steinkohlekraftwerken geprägt sein wird. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen am *Energy-only*-Markt durchschnittlich nur etwa 20 Euro pro Megawattstunde erlösen könnten. Um eine äquivalente Vergütung wie im derzeitigen EEG zu generieren, wären die Kapazitätszahlungen für neue Erneuerbaren-Energien-Anlagen dann wie folgt:

→ Eine Biogas-Anlage erhielte jährlich ca. 45 Euro pro Kilowatt installierter Leistung, eine Anlage für feste Biomasse knapp 230 Euro pro Kilowatt und Jahr,
→ eine Photovoltaik-Anlage erhielte jährlich eine Kapazitätsprämie von 935 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Bezugsleistung,
→ eine Onshore-Windanlage erhielte – je nach Standort – Zahlungen zwischen 565 Euro und knapp 680 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Leistung,
→ eine Offshore-Windanlage erhielte die Zahlung für einen entsprechenden Standort (ca. 680 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Bezugsleistung) sowie bis zum Erreichen von 10 Gigawatt installierter Leistung zusätzlich einen Innovationsbonus in Höhe von etwa 270 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Bezugsleistung,

wobei die systemdienliche Kapazität, wie oben dargestellt, als Durchschnitt der stündlichen Einspeiseleistung der 10 Prozent-bis-90 Prozent-Dezile berechnet wird.

In Ergänzung zu den Kapazitätszahlungen würde der Risiko-Bandbreiten-Mechanismus dafür sorgen, dass es zu keinen überhöhten Windfall-Profits der Anlagenbetreiber käme, wenn die *Energy-only*-Preise doch deutlich höher wären als ursprünglich angenommen. So könnte zum Beispiel jenseits einer Toleranz-Bandbreite von 10 Euro pro Megawattstunde der Zusatzgewinn abgeschöpft werden, das heißt Erlöse jenseits von durchschnittlich 30 Euro pro Megawattstunde würden auf die Kapazitätsprämie angerechnet.

Inhalt

1	**Auftrag und Einleitung**	13
2	**Ausgangspunkt: Der Übergang zu einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien**	15
2.1	Ambitionierte Ausbaupfade führen zu grundlegenden Strukturänderungen im Stromsystem	15
2.2	Einbettung der EEG-Reform in die Entwicklung eines übergreifenden Strommarktdesigns	17
2.3	Systemdienlichkeit als neue Herausforderung	20
2.4	Gewährleistung einer breiten Partizipation der Bürgerschaft	22
3	**Spezifikation des Reformmodells**	25
3.1	Grundstruktur des Reformmodells	25
3.2	Zentrale Elemente des Reformvorschlags	26
3.2.1	Erlöse am Strommengenmarkt	26
3.2.1.1	Vorbemerkungen	26
3.2.1.2	(Standard-)Option 1: Direktvermarktung	27
3.2.1.3	(Sonder-)Option 2: Variable Einspeisevergütung	29
3.2.1.4	Zwischenfazit: Integration des Preissignals aus dem *Energy-only*-Markt	30
3.2.2	(Kapazitäts-)Prämienzahlungen	31
3.2.2.1	Vorüberlegungen	31
3.2.2.2	Direkte Kapazitätszahlungen	32
3.2.2.3	Indirekte Kapazitätszahlungen	34
3.2.2.4	Parametrisierung der Prämienzahlungen	35
3.2.2.5	Zwischenfazit: Übergang zu Kapazitätsprämien	36
3.2.3	Risiko-Bandbreiten-Mechanismus	36
3.2.4	Die Rolle von Ausschreibungen	39
3.2.5	Ergänzende Regelungen	42
4	**Parametrisierung des Reformmodells**	45
4.1	Ausgangspunkte der Parametrisierungsanalysen	45
4.2	Berechnung der anzulegenden Kapazitäten	46
4.2.1	Vorbemerkungen	46
4.2.2	Biomasse	47
4.2.3	Wind- und Solarenergie	47
4.3	Beispielhafte Bestimmung der Kapazitätsprämie	48
4.3.1	Biomasse	48
4.3.2	Windkraft	50

Inhalt

4.3.3 Sonderzahlungen für Offshore-Windkraft 52
4.3.4 Photovoltaik 52
4.3.5 Vergleich der Prämienzahlungen für verschiedene Technologiegruppen 53
4.4 Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus 54

5 Zusammenfassender Überblick und Ausblick 57

6 Referenzen 62
6.1 Literatur 62
6.2 Rechtsvorschriften 63

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1	Historische Entwicklung und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, 1990 bis 2050	15
Abbildung 2	Typische Jahresdauerlinien der Strompreise am *Energy-only*-Markt, 2015 bis 2045	16
Abbildung 3	Grundstrukturen eines ganzheitlichen Marktdesigns für das zukünftige Stromsystem	19
Abbildung 4	Grundkonzept des Modells einer wertoptimierten EEG-Reform	25
Abbildung 5	Risikobänder zur Begrenzung des Erlöshöhenrisikos	37
Abbildung 6	Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Windkraftanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell	50
Abbildung 7	Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Photovoltaikanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell (Standort München im Jahr 2015)	53
Abbildung 8	Vergleich der Höhe der Kapazitätsprämie im Jahr 2015 für die jeweilige Bezugskapazität (10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile)	54
Abbildung 9	Umsetzungsmodell und institutionelle Arrangements für eine wertoptimierte EEG-Reform	59

Tabelle 1	Spezifische Vermarktungserlöse von Erneuerbare-Energien-Technologien im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	45
Tabelle 2	Spezifische Vermarktungserlöse von Erneuerbare-Energien-Technologien im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	45
Tabelle 3	Vergleich der Methoden zur Berechnung der anzulegenden Kapazität für Anlagen mit einer installierten Leistung von einem Megawatt	47
Tabelle 4	Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus im Jahr 2025, wenn ein hohes Erlösszenario eintreten würde	55

1 Auftrag und Einleitung

Nachdem die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aktuell einen Anteil von etwa einem Viertel des deutschen Stromaufkommens überschritten hat, wird sie in naher Zukunft deutlich über ein Drittel des Stromaufkommens repräsentieren, soll nach etwas mehr als einer Dekade die Hälfte der Stromerzeugung abdecken und so das Stromversorgungssystem in einzelnen, aber immer längeren Zeiträumen klar dominieren. Die Großhandelspreise für Strom werden immer volatiler und über zunehmende Zeiträume bei null oder sogar im negativen Bereich liegen. Damit beginnt eine neue Entwicklungsetappe im Übergangsprozess zu einem vollständig oder nahezu vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem.

Das Modell garantierter Einspeisetarife für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien kommt jedoch in den anstehenden Entwicklungsphasen an seine Grenzen. Der Fördermechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), der allein auf eine möglichst risikoarme Refinanzierung von Anlageninvestitionen fokussiert ist, ist für ein Stromsystem mit hohen Erzeugungsanteilen von Wind- und Solarenergie nur noch bedingt geeignet.

Die Kombination von Abnahmegarantien mit statischen, kostenorientierten Garantiepreisen im klassischen EEG-Modell (EEG 1.0) kann – vor allem in der mittel- und längerfristigen Perspektive – die notwendige Koordination regenerativer Stromerzeugung mit dem konventionellen Segment des Stromsystems sowie der Nachfrageseite nicht mehr ausreichend sicherstellen, auch wenn im Rahmen des EEG einige Versuche unternommen wurden (Flexibilitätsboni etc.), zumindest einige gravierende Fehlsteuerungen zu beheben. Mit dem EEG 2014 (EEG 2.0) sind hier einige Verbesserungen vorgenommen worden, gleichwohl werden auch im Modell der verpflichtenden Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie (auch in Kombination mit dem Referenzertragsmodell in seiner heutigen Ausprägung) keine ausreichenden Anreize für eine aus Sicht des Gesamtsystems der Stromversorgung optimierte Auslegung von regenerativen Erzeugungsanlagen gegeben werden. Die systemdienliche Auslegung und der systemdienliche Betrieb von Regenerativkraftwerken erfordern also wirksamere Mechanismen, die die Leistungsfähigkeit des heutigen EEG auch nach der Novellierung 2014 deutlich übersteigen.

Wenn die Koordinationsfunktion von Börsenpreisen für regenerative Stromerzeugungsanlagen nicht wirksam wird und keine systematischen Anreize für systemdienliche Anlagenkonfigurationen geschaffen werden, wird das Stromversorgungssystem mit erheblichen Effizienzproblemen konfrontiert werden. Die damit einhergehenden paradoxen Effekte (regulativ verursachte negative Preise) beziehungsweise die Kosten zusätzlicher Flexibilitätsmaßnahmen werden sich als zunehmend an Brisanz gewinnende Herausforderungen für die Energiewende erweisen.

Wenn eine Entwicklung in Richtung hoher Anteile von Solar- und Windstromerzeugung mit dem Grundmodell eines liberalisierten Strommarktes zusammen gedacht wird – und das ist bis auf Weiteres die verbindliche Geschäftsgrundlage –, dann muss die ökonomische Basis der regenerativen Stromerzeugung auf eine neue Basis gestellt werden.

Die Umorientierung eines für die erste Entwicklungsetappe der regenerativen Stromerzeugung extrem erfolgreichen Modells ist ein komplexer Prozess, zumal auch für die anderen Elemente des Stromsystems (nachfrageseitige Flexibilität, Back-up-Kraftwerke, Speicher etc.) dringend eine zukunftsfähige ökonomische Basis geschaffen werden muss.

Vor diesem Hintergrund, aber auch mit Blick auf die Errungenschaften des aktuell geltenden EEG ist das Öko-Institut e. V. im Projekt Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign von Agora Energiewende beauftragt worden, ein deutlich über die Novelle von 2014 hinausgehendes Reformmodell für das EEG zu entwickeln. Analysiert werden sollte das Grundmodell eines EEG 3.0, das sich den Herausforderungen der Entwicklungen jenseits der Marktnische stellt und gleichzeitig in den übergeord-

neten Reformprozess zur Schaffung eines Strommarktdesigns einordnet, mit dem das neue Stromsystem in seiner Gesamtheit auf eine nachhaltige ökonomische Basis gestellt werden kann.

Die hier vorgelegte Kurzfassung dokumentiert die Hintergründe, die qualitativen beziehungsweise strukturellen Überlegungen sowie die spezifischen Ausgestaltungsvorschläge für ein solcherart charakterisiertes Reformmodell. Im nächsten Abschnitt werden die Hintergründe und die wichtigsten Rahmenbedingungen beziehungsweise Prämissen für die Entwicklung des Reformmodells dargestellt (Kapitel 2). Auf dieser Basis werden die Grundstruktur und die wesentlichen Spezifikationen des Modells entwickelt (Kapitel 3). Für zentrale Ausgestaltungsmerkmale werden konkrete Parametrisierungsvorschläge entwickelt (Kapitel 4). Im abschließenden Kapitel 5 werden die in diesem Projekt angestellten Analysen zusammengefasst und noch ausstehende Arbeiten skizziert.

Diese Kurzfassung beruht auf einem ausführlichen Projektbericht, in dem die Rahmenbedingungen, Begründungen und Ableitungen detaillierter, umfassender und in zusätzlichen Facetten beschrieben sind, der aber auch die umfangreichen numerischen Analysen sowie die ganze Breite der ausgewerteten Literatur dokumentiert, auf denen die in diesem Bericht präsentierten Ergebnisse beruhen. Kurz- und Langfassung des Berichts stehen auf den Internet-Seiten von Agora Energiewende und dem Öko-Institut zum Download bereit.

Das hier vorgelegte Reformkonzept für die Weiterentwicklung des EEG in Richtung eines Segments in einem zukunftsfähigen Marktdesign der Energiewende behandelt nur die Ausgabeseite des EEG, das heißt die Zahlungen an die Anlagenbetreiber. Dies bedeutet keineswegs, dass auf der Aufkommensseite des EEG keine (grundlegenden) Reformen nötig sind. Hier wurden in einem eigenen Projekt – ebenfalls im Auftrag von Agora Energiewende – umfangreiche Vorschläge erarbeitet (Öko-Institut 2014a).

Die Arbeiten am hier vorgestellten Projekt vollzogen sich in einem komplexen Prozess und in einem komplexen Diskussionsumfeld. Sie waren von Beginn an auf einen vergleichsweise breiten Diskussionsprozess angelegt, der ein enormes Maß von zusätzlicher Expertise und viele zusätzliche Anregungen in den Bearbeitungsprozess eingebracht hat. Dafür gilt insbesondere den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Agora Energiewende, den Teilnehmerinnen und Teilnehmern an den Begleitkreisen für dieses Projekt sowie den vielen Fachkolleginnen und -kollegen aus Unternehmen und Wissenschaft ein herzlicher Dank, auch für die Geduld und die konstruktiven Beiträge in einer Vielzahl teilweise unbequemer Debatten.

Gleichzeitig vollzog sich der Bearbeitungsprozess abschnittsweise parallel zum ebenfalls komplexen und dynamischen Prozess zur Erarbeitung und Verabschiedung der EEG-Novelle 2014. Neue Sachverhalte mussten permanent eingearbeitet werden, um die Vergleichbarkeit des erarbeiteten Reformvorschlages zum jeweils aktuellen Stand des EEG zu gewährleisten. Vor allem wegen einer möglichst robusten Vergleichbarkeit mit den Regelungen des EEG 2014 wurden alle Vergleichsrechnungen auf das Jahr 2015 bezogen, wohl wissend, dass der hier erarbeitete Reformvorschlag natürlich nicht zum Januar 2015 in Kraft treten kann.

Der vergleichsweise breite und intensive Diskussionsprozess hat sich hinsichtlich einer Vielzahl von Detailfragen und Diskussionsfacetten als sehr produktiv erwiesen, aber auch mit Blick auf die Erkenntnis, dass viele Ausgestaltungsfragen im grundsätzlichen Design, aber auch hinsichtlich der Parametrisierung, von grundlegenden Überzeugungen abhängen, die sich einer übergreifenden Bewertung weitgehend entziehen. Gerade vor diesem Hintergrund ist es unverzichtbar, diese Grundüberzeugungen dem unvermeidlichen Abwägungsprozess, der letztlich nur politischer Natur sein kann, zugänglich zu machen und nicht hinter Detailfragen zu verbergen. Gleichzeitig aber dürfen die ja durchaus auch entscheidenden Detailfragen nicht ausgespart werden. Auch diesbezüglich soll mit dem hier vorgelegten Bericht ein die notwendigen Klärungsprozesse befördernder Diskussionsbetrag geleistet werden.

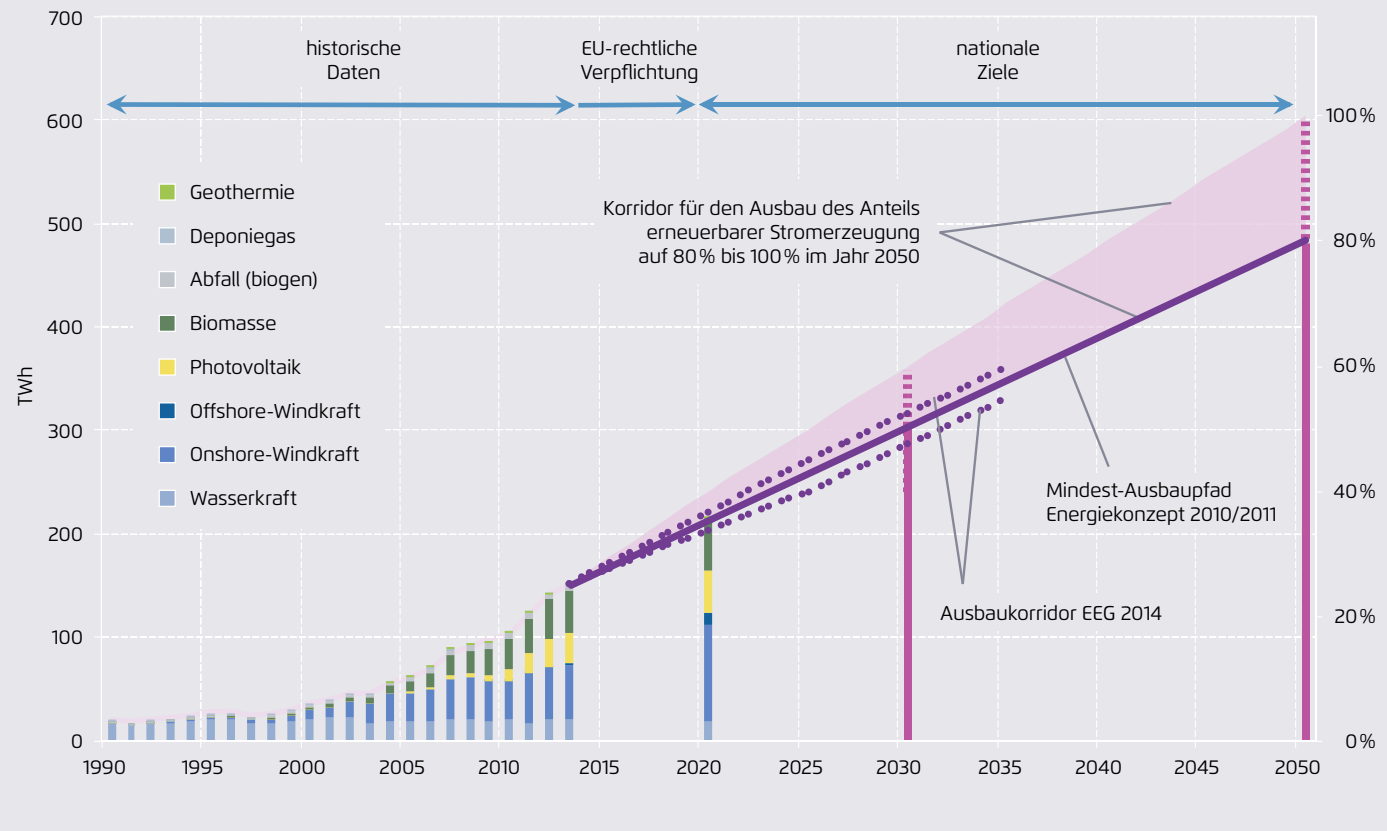
2 Ausgangspunkt: Der Übergang zu einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien

2.1 Ambitionierte Ausbaupfade führen zu grundlegenden Strukturänderungen im Stromsystem

Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen ist für die letzten beiden Dekaden, insbesondere jedoch in der letzten Dekade, durch eine massive Wachstumsdynamik gekennzeichnet. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch stieg der Anteil der regenerativen Stromerzeugung von 3,4 Prozent im Jahr 1990 auf 6,2 Prozent im Jahr 2000 und erreichte 2013 einen Wert von 25,4 Prozent.

Seit dem Jahr 2000 basiert die deutsche Energiepolitik auf explizit formulierten Ausbauzielen für die regenerative Stromerzeugung. Zunächst betrafen diese die mittlere Frist (2010/20) und waren – aus heutiger Sicht – eher moderat (12,5 Prozent beziehungsweise 20 Prozent bis 2010/20). Mit dem Energiekonzept von 2010/11 wurde der Übergang zu ambitionierten Langfristzielen vollzogen (BMU 2011), die im

Historische Entwicklung und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, 1990 bis 2050 — Abbildung 1



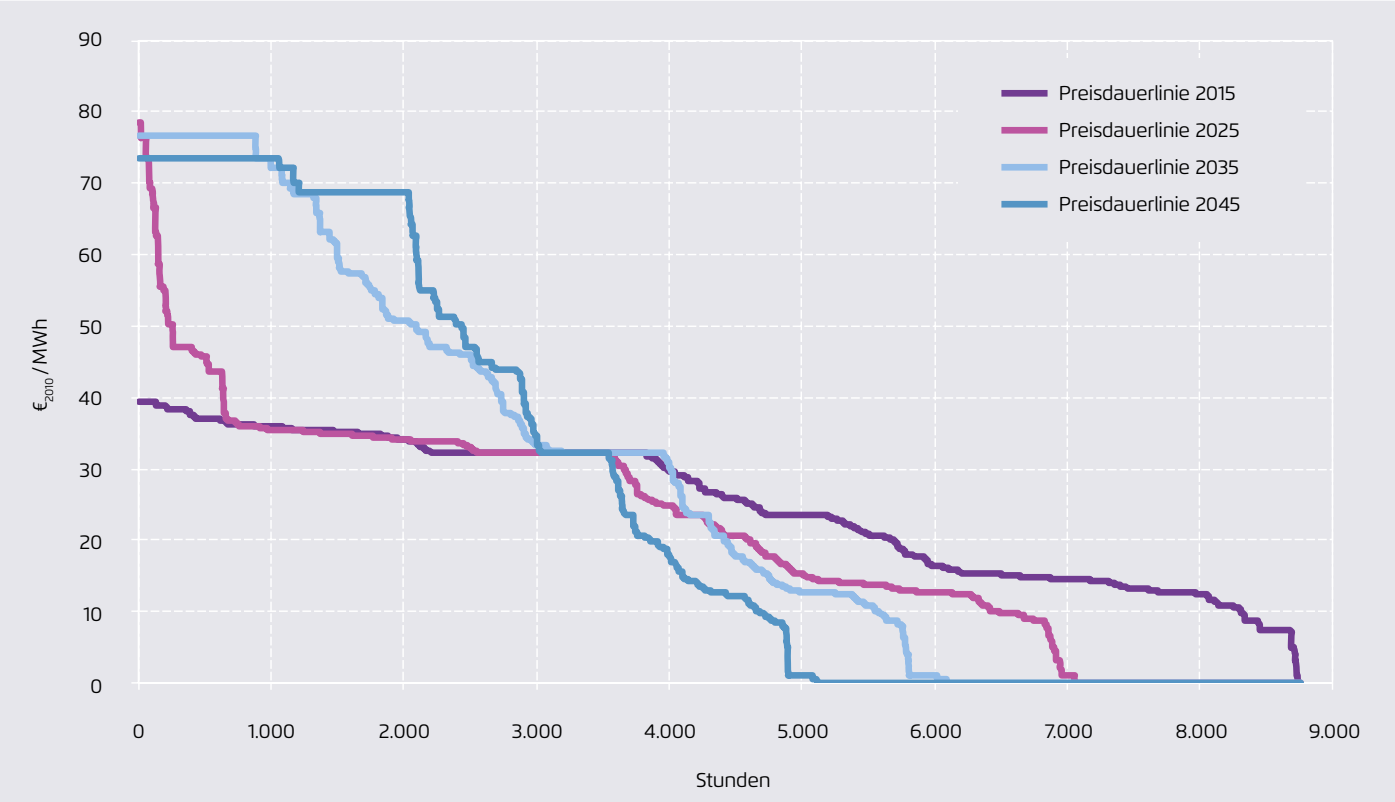
BMU, BMWi, Berechnungen des Öko-Instituts

Koalitionsvertrag für die 18. Wahlperiode nochmals bestätigt wurden (CDU/CSU/SPD 2013). Bis zur Mitte des Jahrhunderts soll die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien auf einen Anteil von mindestens 80 Prozent ausgebaut werden, als Zwischenziele gelten aktuell Anteile von 40 bis 45 Prozent für 2025 und 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035. Dafür wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit Blick auf die derzeit erwartete Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland von 136 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2012 auf über 200 TWh im Jahr 2020, etwa 350 TWh im Jahr 2030 und zwischen 500 und 600 TWh zur Mitte des Jahrhunderts ausgeweitet werden müssen (Abbildung 1).

Ein Spezifikum der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien besteht – zumindest für die Rahmenbedingungen Deutschlands und Nordwesteuropas – darin, dass der größte Beitrag von den dargebotsabhängigen Quellen Wind- und Sonnenenergie erbracht werden muss, die durch ein vergleichsweise ungünstiges Verhältnis von installierter Leistung und Jahresstromerzeugung gekennzeichnet sind. Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird daher zu einem Kapazitätszuwachs führen, der deutlich über dem effektiven Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung liegt. Ab der Dekade von 2020 bis 2030 wird sich daher für die Rolle der regenerativen Stromerzeugung im Stromsystem (als Einheit von Angebot und Nachfrage) eine qualitativ neue Situation ergeben: Während einer wachsenden Anzahl von Stunden decken die Erneuerbaren Energien die gesamte inländische Stromnachfrage ab. Hieraus resultiert, dass in zunehmendem Maße Strompreise von null oder sogar im negativen Bereich entstehen werden (Abbildung 2). Die regenerative Stromerzeugung beginnt das Stromsystem massiv zu prägen.

Vor diesem Hintergrund wird sich das Stromsystem auch jenseits der regenerativen Stromerzeugungsanlagen maßgeblich ändern müssen. Zunächst müssen in erheblichem

Typische Jahresdauerlinien der Strompreise am *Energy-only*-Markt, 2015 bis 2045 — Abbildung 2



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Umfang zusätzliche Flexibilisierungspotenziale erschlossen werden (Stromexporte, zusätzliche Nachfrage, Speicher, Anlagenabregelung), im System entsteht ein Koordinationsbedarf in einer völlig neuen Qualität und in einem massiv wachsenden Umfang.

Gleichzeitig wird deutlich, dass der *Energy-only*-Markt bei hohen Anteilen variabler Erzeugungsoptionen wie Wind- oder Solarenergie kaum eine Refinanzierung der Anlageninvestitionen ermöglichen wird.

Die qualitativ neue Rolle der regenerativen Stromerzeugung bildet eine maßgebliche Rahmenbedingung für die Weiterentwicklung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien. Das für die Startphase der regenerativen Stromerzeugung hocheffektive, im Wesentlichen auf niedrige Investitionsrisiken fokussierte Finanzierungssystem des EEG kommt mit seiner Grundkonzeption administrativ festgelegter Fixvergütungen für die jeweilige Stromerzeugung zunehmend an seine Grenzen.

2.2 Einbettung der EEG-Reform in die Entwicklung eines übergreifenden Strommarktdesigns

Verbunden mit den fundamentalen technologischen Veränderungen des Stromerzeugungssystems, die auch zu ganz grundlegend veränderten Strukturmerkmalen des Systems führen (Zahl der Erzeugungsanlagen, Verhältnis zwischen installierter Leistung und Stromerzeugung, Abhängigkeit vom Wind- und Solarangebot etc.), stellt sich die Frage nach der nachhaltigen ökonomischen Basis dieses neu strukturierten Systems beziehungsweise nach dem Übergang zu diesem neuen System.

Mit Blick auf die derzeitigen ökonomischen Arrangements im Stromsektor (*Energy-only*-Markt und diverse flankierende Instrumente wie EEG, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz etc.) stellt sich die Frage nach der Leistungsfähigkeit des heutigen Marktmodells auf einer grundsätzlichen Ebene. Dies gilt einerseits für die Segmente des Stromsystems, die nicht der regenerativen Stromerzeugung zuzurechnen sind, aber in der Übergangsphase zu einem massiv durch Erneuerbare Energien geprägten System und auch weit darüber hinaus eine tragende Rolle spielen werden (Residuallast- und Back-up-Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität, Speicher). Die Fragestellung ist aber andererseits auch relevant für das durch Wind- und Solarenergie geprägte, massiv wachsende und letztlich die Versorgung voll tragende regenerative Stromerzeugungssegment in der heutigen Ausformung des Strommarkts.

Das aktuelle Marktmodell für das konventionelle Segment der Stromversorgung im liberalisierten Strommarkt hat sich in einer spezifischen historischen Situation herausgebildet, die vor allem durch einen großen, vor der Liberalisierung geschaffenen Kapitalstock charakterisiert war. Der auf dieser Grundlage entwickelte Strommengenmarkt, in dem sich Preise entlang der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (das heißt vor allem Brennstoff- und Kohlendioxid-(CO_2-)Kosten) bilden, bildet unbestritten ein hocheffizientes Koordinationsinstrument für den Betrieb der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen, aber auch zwischen der Stromerzeugung und den verschiedenen Nachfragesegmenten.

Zunehmend steht jedoch infrage, ob diese Märkte strukturell in der Lage sein werden, um das ausreichende Maß an Investitionen über das Einkommen aus erratische Preisspitzen zu refinanzieren (Öko-Institut et al. 2012, Öko-Institut 2014b). Diese Schwierigkeiten bei der Investitionsrefinanzierung sind dabei keine exklusive Herausforderung für konventionelle Kraftwerke, sondern gelten in gleicher, teilweise noch verschärfter Weise für alle anderen Flexibilitätsoptionen wie die nachfrageseitige Flexibilität oder die verschiedenen Speicheroptionen. Letztlich werden hier zusätzliche Einkommensströme erzeugt werden müssen, die zusammen mit den Erträgen aus dem *Energy-only*-Markt eine Investitionsrefinanzierung ermöglichen.

Bei wachsenden Aufkommensanteilen regenerativer Stromerzeugung und einer immer größeren Zahl von Stunden mit Preisen von null (oder darunter) können Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien selbst bei weiter massiv sinkenden Investitionskosten in Zeiträumen mit hohem Wind- und Solardargebot keine Erträge mehr erwirtschaften. Refinanzierungsbeiträge könnten damit nur

in den sehr begrenzten Perioden mit geringerem Wind- und Solardargebot erbracht werden und würden extrem hohe Brennstoff- und CO_2-Preise erfordern, um ausreichende Deckungsbeiträge für Windkraft- und Solaranlagen aus dem Strommengenmarkt zu erwirtschaften. Bei ambitionierten Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien werden damit immer Einkommensströme notwendig werden, die die Erträge aus dem *Energy-only*-Markt so ergänzen, dass eine Refinanzierung der Investitionen möglich wird.

Die Frage nach einer auch wirtschaftlich nachhaltigen Basis der Stromwirtschaft stellt sich gerade für den Transformationsprozess des Stromsystems in besonderer Komplexität, aber auch mit besonderer Dringlichkeit. Insbesondere gilt dies vor dem Hintergrund zweier sehr unterschiedlicher Anforderungen an die ökonomischen Arrangements im Kontext der Stromversorgung:

- Wie können die notwendigen Investitionen für die Bandbreite der notwendigen Systemkomponenten (regenerative Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität, Residuallast- und Back-up-Kraftwerke, Speicher) hinreichend robust refinanziert werden?
- Welche Rolle können und sollen Preise als Koordinationsmechanismen für den Betrieb der verschiedenen Systemkomponenten eines neuen Stromsystems (siehe oben), aber auch die entsprechenden Investitionsentscheidungen spielen und wie können die entsprechenden Preissignale hinreichend robust erzeugt werden?

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung, die sowohl die notwendigen Deckungsbeiträge als auch die unter verschiedenen Rahmenbedingungen erwartbaren Strompreisniveaus und -strukturen, die politischen Rahmenbedingungen und Dynamiken sowie die entsprechenden Risikoabwägungen der Investoren berücksichtigt, ist weder für die Erneuerbaren Energien noch für die anderen Systemkomponenten davon auszugehen, dass die entsprechenden Investitionen über die Segmente des aktuellen Strommarktes längerfristig hinreichend robust refinanziert werden können. Für das gesamte Stromsystem bleibt eine gravierende *Missing-Money*-Problematik zu konstatieren (Öko-Institut et al. 2012, 2014b).

Eine etwas anders gelagerte Situation ergibt sich für die Koordinationsfunktion des Strommarktes. Das aktuelle Modell eines *Energy-only*-Marktes führt zu einer hocheffizienten Koordination des Betriebs von Kraftwerken und Speichern und gibt zumindest strukturell die richtigen Signale an die Stromverbraucher, sodass (vorhandene) Flexibilitätspotenziale im Sinne einer Gesamtoptimierung des Systems effizient eingesetzt werden können. Die Preisformation auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung ermöglicht so zumindest kurzfristig einen effizienten Betrieb des Gesamtsystems.

Die Erzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien sind dagegen bisher von den Preissignalen des Strommengenmarktes weitgehend abgekoppelt. Die feste Einspeisevergütung führt zu einer Maximierung der Produktionsmengen, aber auch die Überführung der Festvergütung in eine gleitende Marktprämie (die die Differenz zwischen den Markterlösen der Flotte und einem Festpreis ausgleicht) führt zu nur wenig geänderten Betriebsanreizen. Es bleibt die Herausforderung bestehen, wie mit dem bei sehr hohem Wind- oder Solardargebot massiv sinkenden Wert der Produktionsmengen umgegangen werden soll beziehungsweise welche Lenkungssignale sich diesbezüglich als sinnvoll erweisen können.

Die EEG-Reform kann vor diesem Hintergrund nicht mehr ausschließlich aus dem Blickwinkel eines für einen begrenzten Zeitraum notwendigen Förderinstrumentariums betrachtet werden, das von den Finanzierungs- und Koordinationsmechanismen des restlichen Stromsystems weitgehend abgeschottet bleiben kann und in erheblichem Maße auf Mikrosteuerung abstellt. Wenn jedoch das EEG stattdessen mit Blick auf die Entwicklung eines erforderlichen Segments im Rahmen eines neuen Marktdesigns weiterentwickelt werden soll, hätte dies folgende Implikationen:

- Der jeweilige ordnungspolitische Rahmen sollte zumindest auf der grundsätzlichen Ebene als Rahmen für alle Segmente des Marktdesigns begriffen werden.
- Mit Blick auf die Dargebotsabhängigkeit der zukünftig dominierenden Erzeugungsoptionen Wind- und Solarenergie wird ein eigenes Element des Strommarktdesigns

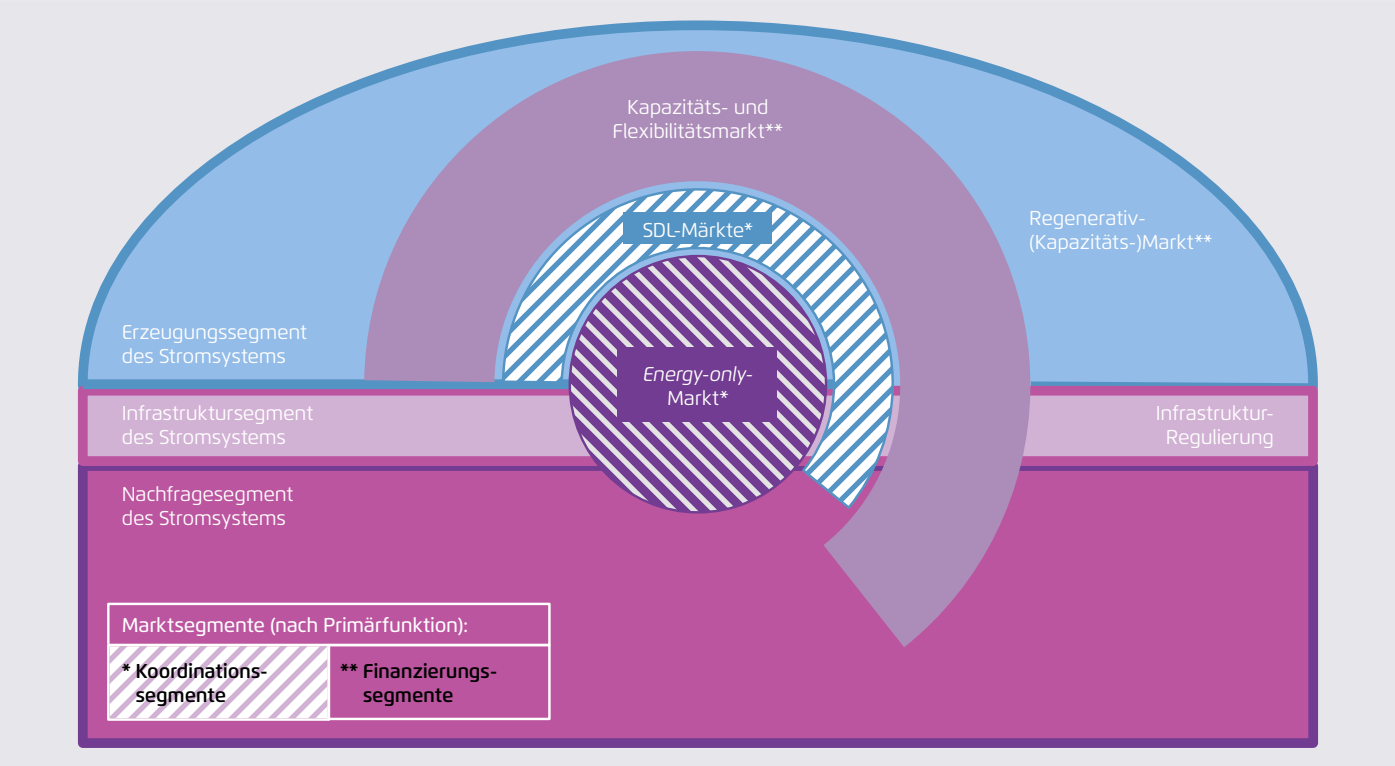
erforderlich werden, das bestehende (Strommengen- und Systemdienstleistungsmärkte) sowie aus anderen Gründen erforderliche Segmente (zum Beispiel Märkte für gesicherte Leistung) ergänzen wird.

- Im Sinne der kurz- und längerfristigen Gesamtoptimierung werden regenerative Erzeugungsanlagen mit Preissignalen verschiedener Marktsegmente konfrontiert werden und so auch unterschiedliche Einkommen erzielen müssen.
- Die einzelnen Marktsegmente sollten so ausgestaltet werden, dass Preissignale in den jeweils anderen Segmenten möglichst wenig verzerrt werden und so ihre Koordinationsfunktion möglichst umfänglich erhalten bleibt.
- Im Rahmen eines Marktdesignansatzes sollten Mechanismen der Mikrosteuerung soweit wie möglich begrenzt werden und die notwendigen Anreize (zum Beispiel mit Blick auf die Systemdienlichkeit) eher durch Makrosteuerungsansätze gesetzt werden.
- Übergeordnete Funktionalitäten (Begrenzung von Unsicherheiten beziehungsweise Risiken, grenzüberschreitende Einbindung von Ressourcen etc.) sollten in den unterschiedlichen Segmenten durch vergleichbare Ansätze verfolgt werden.
- Die institutionellen und prozeduralen Arrangements sollten für vergleichbare Sachverhalte zumindest konvergieren.

Die wesentlichen Arrangements eines neuen Marktdesigns (Matthes 2011, 2014a-c) lassen sich dabei wie folgt charakterisieren (Abbildung 3):

- Der Strommengen-(*Energy-only*-)Markt mit der Strombörse als einem zentralen Marktplatz bleibt die zentrale Koordinationsinstanz für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in einer bestimmten Taktung (heute vor allem stündlich, zukünftig verstärkt viertelstündlich, langfristig vielleicht sogar noch kürzer). In einer Welt mit Mil-

Grundstrukturen eines ganzheitlichen Marktdesigns für das zukünftige Stromsystem — Abbildung 3



Öko-Institut

lionen Akteuren sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfragerseite ist eine solche Koordination ohne zentrales Preissignal nur schwer vorstellbar. Durch die Einbeziehung des Preissignals aus dem (reformierten) CO_2-Markt sorgt der *Energy-only*-Markt auch für den CO_2-optimierten Einsatz der verschiedenen fossilen Kraftwerke. Über die Organisation von Preiszonen können gegebenenfalls regionale Aspekte einbezogen werden.

→ Die Systemdienstleistungs-(SDL-)Märkte sorgen weiterhin für den Ausgleich von Prognosefehlern und für die Systemsicherheit. Im Gegensatz zur heutigen Struktur werden die Systemdienstleistungsmärkte in ihrer Gesamtheit noch deutlich stärker für regenerative Erzeugungsoptionen und nachfrageseitige Maßnahmen geöffnet werden müssen. Das Preissignal des *Energy-only*-Marktes bietet die zentrale Referenzgröße für die Gebote der unterschiedlichen Optionen in den Systemdienstleistungsmärkten. Auch hier sind Regionalisierungselemente möglich.

→ Für die Refinanzierung gesicherter Kapazität (beziehungsweise entsprechender Maßnahmen auf der Nachfrageseite) werden zusätzliche Einkommensströme notwendig, die über einen neu zu schaffenden Markt für die gesicherte Kapazität erzeugt werden. Dieser Markt wird gesicherte Kraftwerksleistung, Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten einbeziehen und kann gegebenenfalls Preissignale für die Lokalisierung der jeweiligen Optionen einbeziehen. Angesichts der zunehmenden Bedeutung von Flexibilität im zukünftigen Stromsystem wird der Kapazitätsmarkt vor allem flexible Kapazitäten oder die entsprechenden nachfrageseitigen Äquivalente adressieren müssen. Die Organisation der Zahlungsströme auf Basis der (systemdienlichen) Kapazität stellt sicher, dass die Preissignale des *Energy-only*-Marktes nicht verzerrt werden und dessen Koordinationsfunktion umfänglich erhalten bleibt.

→ Für die Schließung der Lücke zwischen dem Einkommen aus dem *Energy-only*-Markt, aus den Systemdienstleistungsmärkten und gegebenenfalls aus dem Markt für gesicherte Kapazität auf der einen Seite und der notwendigen Refinanzierung der Investitionen auf der anderen Seite wird ein gesondertes Marktsegment für regenerative Erzeugungskapazitäten geschaffen. Um eine Verzerrung des Preises im *Energy-only*-Markt, also des zentralen Koordinierungsmechanismus für die verschiedenen Angebotsoptionen und Nachfragesektoren, zu vermeiden und damit auch den stabilen Betrieb eines zukünftig sehr vielfältigen Systems zu sichern, sollten diese Zahlungen eher auf Kapazitäts- als auf Strommengenbasis erfolgen. Auch hier sind Lokalisierungselemente möglich, die gegebenenfalls Infrastrukturengpässe berücksichtigen.

→ Neben den zwei Koordinierungsmärkten (*Energy-only*- und Systemdienstleistungs-Märkte) und den zwei Refinanzierungsmärkten (Marktsegmente für gesicherte und regenerative Kapazitäten) wird die Netzinfrastruktur als reguliertes Segment verbleiben. Das Infrastruktursegment ist jedoch mit den verschiedenen Marktsegmenten verbunden, wenn gegebenenfalls verbleibende Infrastrukturengpässe durch Betriebs- oder Investitionsmaßnahmen auf der Angebots- oder Nachfrageseite aufgefangen werden sollen.

Die unterschiedlichen Ausgangspunkte, die teilweise sehr unterschiedlichen Problemlagen und Rahmenbedingungen sowie die realweltlichen Möglichkeiten robuster Anpassungsprozesse werden dazu führen, dass diese idealtypischen Anforderungen in den unterschiedlichen Marktsegmenten – auch im Zeitverlauf – nur schrittweise erfüllt werden können. Wegen der Komplexität der sich überlagernden Transformationsprozesse (Liberalisierung, Umstellung auf Erneuerbare Energien, technologische Entwicklung, energiewirtschaftliche und klimapolitische Rahmenbedingungen etc.) wird es notwendig sein, gezielte Lernprozesse anzustoßen und konsequent einen evidenzbasierten Reformprozess zu verfolgen. Gleichwohl sollten die oben genannten Anforderungen in diesem Reformprozess als Leitplanken dienen und die letztlich anzustrebenden Strukturen eines zukunftsfähigen Marktdesigns nicht aus dem Blick geraten.

2.3 Systemdienlichkeit als neue Herausforderung

Bei der Gestaltung eines Marktdesigns wird – mit Blick auf den Übergang zu großen Anteilen Erneuerbarer Energien –

dem Kriterium der Systemdienlichkeit eine besondere Rolle zukommen müssen.

Die Anforderungen einer systemdienlichen Anlagenauslegung und eines systemdienlichen Anlagenbetriebs ergeben sich vor allem aus dem zukünftig massiv erhöhten Flexibilitätsbedarf des Stromsystems. Dieser muss sowohl im Kontext des konventionellen Segments des Stromsystems (konventionelle Kraftwerke, Nachfrageflexibilisierung, Speicher, Infrastrukturen) als auch bezüglich des regenerativen Segments reflektiert werden. Für das konventionelle Segment markiert zum Beispiel das Konzept der *Capability Markets* (Gottstein/Skillings 2012) zukunftsorientierte Entwicklungslinien, die zumindest als Baustein Eingang in aktuelle Vorschläge zur Veränderung des Strommarktdesigns gefunden haben (Öko-Institut et al. 2012). Damit steht im konventionellen Bereich nicht mehr die (undifferenzierte) Erzeugungskapazität, sondern die Bereitstellung flexibler Kapazitäten und nachfrageseitiger Flexibilität im Vordergrund. Die entsprechenden Herausforderungen bleiben jedoch nicht auf das konventionelle Segment beschränkt, insbesondere mit Blick auf den im Stromsystem entstehenden Bedarf an Flexibilität. Beim Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird auch die Frage eine zunehmende Rolle spielen, welche Auswirkungen die Ausbaustrategien und die dominierenden Anlagenauslegungen auf den entstehenden Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems haben.

Um die Gesamtkosten des Systems zu minimieren, sollte ein mit Blick auf ein übergreifendes Marktdesign reformiertes EEG Anreize gezielt so setzen, dass die Systemflexibilität auch im erneuerbaren Segment des Stromsystems deutlich erhöht wird:

- Der Flexibilitätsbedarf sollte nach unten optimiert werden. Mit Blick auf das erneuerbare Segment bedeutet dies insbesondere, dass Einspeisespitzen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen möglichst begrenzt werden. Hierfür müssen entsprechende Anreize für Anlagenauslegung und Anlagenbetrieb gesetzt werden.
- Das Flexibilitätsangebot sollte nach oben optimiert werden. Dies bedeutet für die einlastbaren Regenerativkraftwerke (vor allem Biomasse, aber auch für Wasserkraft), dass die Auslegungsleistungen erhöht und der Anlagenbetrieb stärker auf die Knappheitssignale des Strommengenmarktes ausgerichtet werden muss.

Die so verstandene systemdienliche Auslegung und der so verstandene systemdienliche Betrieb bilden damit für die gesamte Bandbreite der regenerativen Stromerzeugung sowie für das zukünftige Marktdesign und seine Anreizstrukturen eine neue und wichtige Herausforderung.

Die Analyse unterschiedlicher Entwicklungsvarianten für den Strommarkt zeigt, dass eine systemdienliche Anlagenauslegung vom Preissignal des Strommengenmarktes insbesondere nur sehr begrenzt angereizt wird. Auf absehbare Zeit wird das Preissignal des Strommengenmarktes nicht widerspiegeln, dass eine nicht systemdienliche Anlagenauslegung der Erneuerbaren Energien langfristig deutlich höheren Investitionsbedarf in Speicher und Netze nach sich ziehen wird. Deshalb ist es sinnvoll, die systemdienliche Anlagenauslegung über eine entsprechend parametrisierte Kapazitätsprämienzahlung anzureizen.

Für nicht dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungsanlagen (also Biomasse, Wasserkraft und Geothermie) ist es technisch möglich, die Erzeugung an die Stromnachfrage anzupassen. Für diese Technologien bedeutet eine systemdienliche Auslegung, dass die Anlagen nicht mehr als Grundlast betrieben werden, sondern immer dann eingesetzt werden, wenn die Residuallast hoch ist, das heißt, wenn die Stromnachfrage durch dargebotsabhängige Erzeugung nicht vollständig gedeckt werden kann.

Für Windkraft- und Photovoltaikanlagen bedeutet eine systemdienliche Anlagenauslegung tendenziell, dass die Anlagen eine hohe Auslastung (hohe Volllaststunden) erreichen, und insbesondere bei der Photovoltaik die Spitzen der Einspeiseleistung der Anlagen möglichst nicht alle zeitgleich auftreten. So kann der Bedarf an Speichern und Netzausbau im Gesamtsystem verringert werden. Anders formuliert: Wegen der dargebotsabhängigen Einspeisecharakteristiken steigt der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem, wenn die Erzeugungsanteile von Windkraft und Photovoltaik zunehmen. Der Flexibilitätsbedarf lässt sich jedoch

verringern, wenn die Erzeugungsanlagen systemdienlich ausgelegt werden. Dies ist technisch möglich: Im Fall der Windkraft lässt sich die Anzahl der Volllaststunden durch eine Vergrößerung des Rotors bei gleichbleibender Nennleistung erreichen. In der Regel führt dies jedoch zu höheren spezifischen Stromgestehungskosten. Um also Anreize für eine systemdienliche Auslegung der Anlagen zu setzen, müssen die zusätzlichen Erlösströme für eine optimierte Anlage größer sein als die Mehrkosten, die durch die veränderte Auslegung entstehen. Die Ausgestaltung der Bezugsgrößen für die Zahlung von Kapazitätsprämien, die den größten Teil der von Windkraft- und Solaranlagen erzielbaren Erlöse repräsentieren werden, bildet damit den entscheidenden Ansatzpunkt zur Schaffung von Anreizen für möglichst systemdienliche Anlagenauslegungen.

2.4 Gewährleistung einer breiten Partizipation der Bürgerschaft

Die ökonomische Partizipation der Bürgerschaft an der Energiewende (Bürgerenergie) spielt im Bereich der regenerativen Stromerzeugung und zukünftig möglicherweise auch im Bereich der Nachfrageflexibilität eine wichtige Rolle. Die besondere strategische Bedeutung der Bürgerenergie ergibt sich vor allem aus drei Aspekten:

- Mit Bürgerenergie sind neue Quellen für die Projektfinanzierung erschlossen worden, die Finanzierungsbasis für den Umbau des Stromsystems ist deutlich erweitert worden.
- Mit Bürgerenergie wird ökonomische Teilhabe ermöglicht, die letztlich auch zur (politischen) Stabilisierung der Energiewende beiträgt.
- Mit Bürgerenergie kann die lokale Akzeptanz für regenerative Erzeugungsprojekte erhöht und entsprechende Umsetzungsbarrieren können abgebaut werden.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die Erhaltung und Stärkung von Bürgerenergie für die Weiterentwicklung des Finanzierungssystems der regenerativen Stromerzeugung auch dann als eigenständiges Ziel zu verfolgen, wenn damit aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive Effizienzverluste zu entstehen scheinen.

Für die Weiterentwicklung des EEG sind mit Blick auf die Bürgerenergie folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Es handelt sich in der Regel um Strukturen, die nicht auf ein größeres Projektportfolio (aus alten und neuen beziehungsweise konventionellen und regenerativen Anlagen) zurückgreifen können und daher mit Blick auf möglicherweise scheiternde Projekte verletzbarer sind.
- Es handelt sich um Organisationsstrukturen, die spezifische stromwirtschaftliche und Finanzierungsexpertise (Preisprojektionen, strukturierte Finanzierungen etc.) nur über den Einkauf von Dienstleistungen einbinden können, der wiederum mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.
- Es handelt sich um Projektkonfigurationen, die nur schwer mit sehr langen Vorlaufprozeduren umgehen können.

Diesen Nachteilen der Bürgerenergieprojekte, die letztlich aus der fehlenden Spezialisierung der entsprechenden Akteure auf das Energiegeschäft resultieren, stehen zumindest in der engen Abgrenzung einige komparative Vorteile gegenüber:

- Mit Blick auf die vergleichsweise gute Eigenkapitalausstattung vieler Bürgerenergieprojekte und vergleichsweise niedrigen Erwartungen an die Eigenkapitalverzinsung haben Bürgerenergieprojekte durchaus erhebliche Finanzierungsvorteile (LUL/Nestle 2014). Werden im Bereich der klassischen Energiewirtschaft derzeit Eigenkapitalverzinsungen von zehn Prozent und mehr gefordert, wäre eine Eigenkapitalverzinsung von fünf Prozent für Privatpersonen derzeit schon eine äußerst attraktive Anlageform. Insgesamt können sich hieraus Kostenvorteile von bis zu zehn Prozent ergeben.
- Planungs- und Genehmigungsprozeduren sowie deren Dauer und Kosten werden maßgeblich durch den Grad der regionalen Akzeptanz bestimmt. Ist diese hoch, können hieraus im Vergleich mit anderen Akteuren durchaus signifikante Vorteile erwachsen, die sich auch monetarisieren dürften.

Vor diesem Hintergrund bedarf die besondere Berücksichtigung der Akteursgruppe „Bürgerenergie" einer differenzierten Betrachtung:

- Zumindest insgesamt dürfte die wesentliche Hürde für Bürgerenergieprojekte nicht im Bereich der Finanzierungskonditionen liegen. Bürgerenergieprojekte haben hier auch längerfristig erhebliche komparative Vorteile.
- Auch im Bereich der örtlichen Akzeptanz und der damit verbundenen Vorlaufrisiken dürften Bürgerenergieprojekte (zumindest in der engeren Abgrenzung) eher Vorteile genießen.
- Die Hauptherausforderung für Bürgerenergieprojekte dürfte in komplexen und für nicht spezialisierte Akteure nur schwer durchschaubaren Rahmenbedingungen, Regelungen und Prozeduren liegen. Die Rahmenbedingungen für die Projekte müssen damit entweder sehr transparent sein oder es muss Dienstleistungsangebote geben, für die ein erhebliches Vertrauen existiert.
- Bürgerenergieprojekte können mit komplexen Strukturen (zum Beispiel im Bereich der steuerlichen Optimierungsmöglichkeiten, die gerade im Bereich der Bürgerenergie umfangreich genutzt werden) oder komplexen Rahmenbedingungen (Wind-Dargebots-Erwartungen an bestimmten Standorten) durchaus gut umgehen. Dies gelingt aber nur, weil erhebliches Vertrauen in die entsprechenden Dienstleistungsangebote existiert (Steuerberater, Windgutachter etc.). Für die Entwicklung und die Akzeptanz solcher Dienstleistungsangebote für neue Sachverhalte bedarf es jedoch längerer Übergangs- und Gewöhnungsphasen.

Mit Blick auf die Flankierung der Bürgerenergie sind damit vor allem die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Regelungen müssen – auch in ihrer Kumulation – möglichst transparent, verständlich und gut vermittelbar sein.
- Für komplexere Regelungen oder Rahmenbedingungen bedarf es Vorlaufzeiten, in denen sich belastbare und vor allem als vertrauenswürdig angesehene Dienstleistungsangebote entwickeln können. Es müssen aber auch entsprechende Anreize gesetzt werden oder es muss ein diesbezüglich adäquater Handlungsdruck erzeugt werden.

Beide Anforderungen sind in der Summe wahrscheinlich erheblich wichtiger als leichte Verschiebungen der Finanzierungsbedingungen.

Zur Absicherung einer auch weiterhin breiten Akteursbeteiligung am Umbau des Stromsystems werden damit sowohl die (begrenzten) finanziellen als auch die (wahrscheinlich wichtigeren) prozeduralen Risiken im Blick behalten werden müssen. Gleichzeitig müssen jedoch gerade aus der Perspektive der Bürgerenergie nicht nur die Risikozuwächse (beispielsweise aus der zuzunehmenden Strommarktintegration), sondern auch der Risikoabbau (beispielsweise in Bezug auf das Wind- und Solardargebot) und damit die Nettoveränderungen der Risiken berücksichtigt werden.

3 Spezifikation des Reformmodells

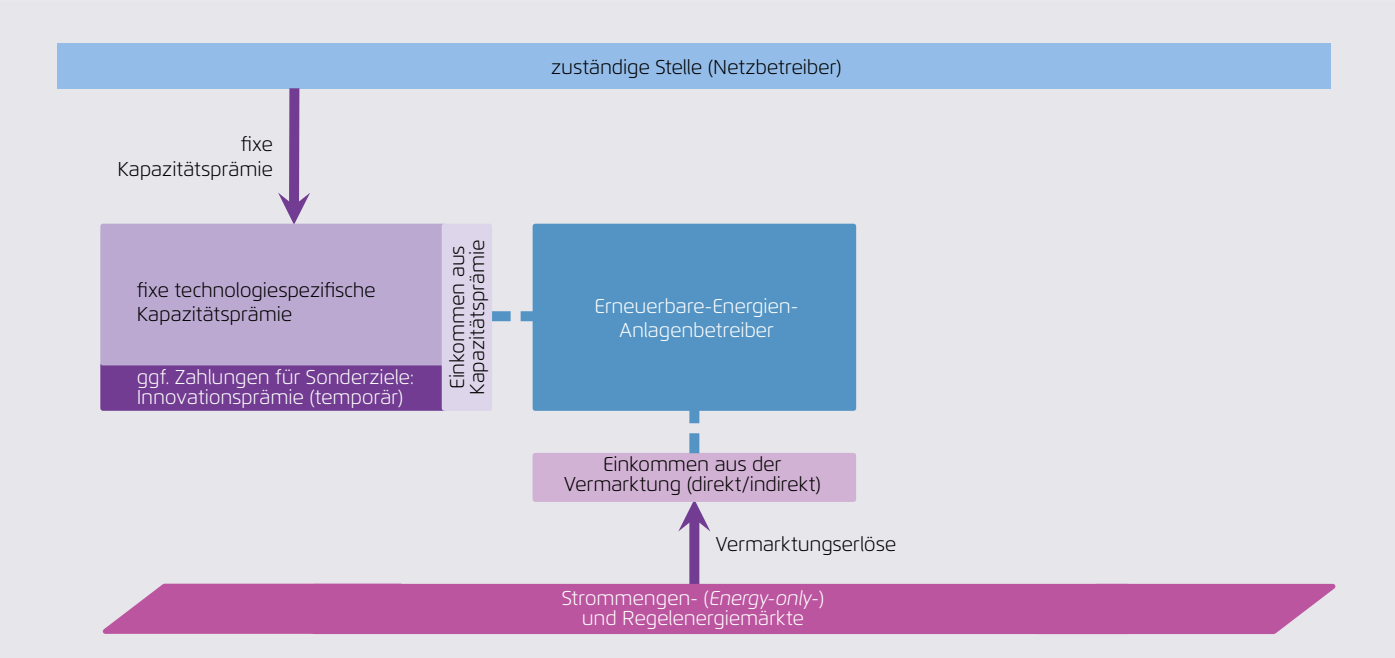
3.1 Grundstruktur des Reformmodells

Im Gesamtkontext der beschriebenen Rahmenbedingungen, der daraus abgeleiteten Prämissen und der spezifizierten Reformintensität ergeben sich die folgenden Eckpunkte des Reformmodells, das sich zunächst auf die Preissignale beziehungsweise Finanzierungsbeiträge für die Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien beschränkt.

Charakterisiert ist das Grundmodell des hier entwickelten und analysierten Reformvorschlags durch die folgenden Regelungen:

- Das Modell bezieht sich ausschließlich auf Neuanlagen, die nach der rechtlichen Umsetzung des Modells in Betrieb gehen. In die Besitzstände der im bisherigen EEG-Rahmen errichteten Anlagen wird nicht eingegriffen.
- Die Anlagenbetreiber erhalten einen ersten Einkommensstrom aus den Vermarktungserlösen, bei denen sich der Wert des erzeugten Stroms aus dem zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung und den zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Spotmarktpreisen für Strom ergibt.
- Die Anlagenbetreiber erhalten darüber hinaus eine Prämie zur Schließung der Finanzierungslücke. Diese Prämie soll das Preissignal des Strommengenmarktes möglichst wenig verzerren und damit als ex ante festgelegte, an Systemdienlichkeit orientierte Kapazitätszahlung ausgestaltet sein, die zunächst nach Technologiegruppen differenziert werden sollte.
- Die Höhe dieser Kapazitätsprämie soll für jede Jahreskohorte der Neuanlagen über einen längeren Zeitraum hinweg garantiert werden, um das Erlöshöhen- und Erlösdauerrisiko für Anlagenbetreiber zu begrenzen.
- Sonderziele wie zum Beispiel der Innovationsprozess im Bereich der Offshore-Windenergie sollen über klar abgegrenzte und transparente Regelungen umgesetzt werden.
- Die Kapazitätsprämie soll so festgelegt werden, dass einerseits ein Teil des Strompreisrisikos von den Anlagen-

Grundkonzept des Modells einer wertoptimierten EEG-Reform — Abbildung 4



Öko-Institut

betreibern übernommen wird, andererseits aber die aus der Volatilität des Strommengenmarktes resultierenden Risikokosten und gleichzeitig auch die entsprechenden Mitnahmeeffekte begrenzt werden.
→ Das Modell soll möglichst vereinfacht werden, wobei eine Balance zwischen Vereinfachung und inframarginalen Verteilungseffekten gefunden werden soll.
→ Die Einbeziehung der Vermarktungserlöse soll so gestaltet werden, dass die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht für regenerative Stromerzeugungsanlagen im Grundsatz nicht angetastet wird. Der Vorrang für Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien bleibt also explizit bestehen.

Die Ausgestaltung, die Bedeutung und die Interaktionen zwischen den einzelnen Regelungen können bis zu einem gewissen Grad auf einer qualitativen Ebene beschrieben, eingegrenzt und bewertet werden. Daher wird im Folgenden ein zweistufiger Analyseansatz verfolgt: Im anschließenden Abschnitt 3.2 wird die Grundstruktur des Reformmodells für die einzelnen Elemente weiter spezifiziert, darauf aufbauend wird in Kapitel 4 eine Reihe von Regelungstatbeständen weiterführenden, quantitativen Analysen unterzogen beziehungsweise exemplarisch parametrisiert.

3.2 Zentrale Elemente des Reformvorschlags

3.2.1 Erlöse am Strommengenmarkt

3.2.1.1 Vorbemerkungen

Preissignale aus dem Strommengenmarkt sollen Einfluss auf Betriebs- und Investitionsentscheidungen der Anlagenbetreiber haben – dies ist eine der Prämissen, die zu dem hier untersuchten Reformmodell führt.

Die Entwicklung der Preise am Strommengenmarkt wird von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst: Einerseits reflektieren die Preise vergleichsweise dynamische energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie das Niveau der Stromnachfrage und die aktuellen Brennstoffpreise. Andererseits geben sie eher träge Charakteristika des Stromsystems wie die Struktur des verfügbaren (konventionellen und regenerativen) Kraftwerksparks wieder. Darüber hinaus integrieren sie aber auch energie- beziehungsweise klimapolitische Rahmensetzungen wie CO_2-Preise (zum Beispiel über das EU-Emissionshandelssystem) oder die Finanzierung von Kraftwerken vollständig außerhalb des Marktes, die im Markt dann letztlich wie Erzeugungsoptionen mit kurzfristigen Grenzkosten von null wirken, auch wenn die kurzfristigen Grenzkosten in der Realität höher liegen.

Preissignale stellen im Grundsatz einen sehr effektiven Koordinationsmechanismus für die Optimierung kurzfristiger Betriebsentscheidungen dar. Dies gilt für die Einsatzreihenfolge der Erzeugungsoptionen, in begrenztem – aber durchaus deutlich erweiterbarem – Maße für die kurzfristig flexible Stromnachfrage sowie für den Be- und Entladungsbetrieb von Speichern. Gleichzeitig kann der Ertrag aus dem Strommengenmarkt zumindest prinzipiell Investitionsentscheidungen zugunsten einer aus Sicht des Gesamtsystems optimierten Technologiewahl beziehungsweise Anlagenauslegung der Regenerativkraftwerke beeinflussen, wobei hier nicht nur das Profil der im Zeitverlauf unterschiedlichen Preise, sondern auch deren Höhe von entscheidender Bedeutung ist. Für die Umsetzung der Prämisse, dass das Preissignal des Strommengenmarktes für die Betreiber von Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien künftig als ein wesentlicher Anreiz zur Optimierung von Anlagenauslegung und -betrieb dienen soll, stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Dabei ist auf der grundsätzlichen Ebene zu unterscheiden,

→ ob das Preissignal als variable Einspeisevergütung im Rahmen einer Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber ausgestaltet wird oder
→ ob der aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strom von den Anlagenbetreibern beziehungsweise deren Dienstleistern selbst vermarktet werden muss (Direktvermarktung).

Die Entscheidung für oder gegen eine dieser beiden Varianten hängt auf der grundsätzlichen Ebene maßgeblich von der Entscheidung ab, ob den einzelnen Anlagenbetreibern neben einem Erlöshöhenrisiko auch ein Erlösdauerrisiko und andere Vermarktungsrisiken (vor allem im Sinne der Ausgleichsrisiken) zugeordnet werden sollen, beziehungsweise welche weiteren Vor- und Nachteile sich für

die unterschiedlichen Strommarktakteure aus einer solchen Risikozuordnung ergeben. Gerade mit Blick auf die sehr unterschiedlichen Akteursperspektiven können sich jedoch auch Kombinations- oder Optionsregelungen als sinnvolle beziehungsweise interessante Modelle erweisen, wenn auch für solche Varianten gegebenenfalls die Problematik des Risikoausgleichs entsteht.

Für einen zur aktuellen Situation anschlussfähigen Reformvorschlag bilden die mit dem EEG 2014 geschaffenen Vermarktungsregelungen den Ausgangspunkt:

- Alle neu zugebauten EEG-Anlagen unterliegen grundsätzlich der verpflichtenden Direktvermarktung.
- Ausgenommen von dieser Verpflichtung sind ab 2017 Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 100 Kilowatt.
- Darüber hinaus können alle Anlagen eine Abnahme durch den Netzbetreiber verlangen, wenn sie einen erheblichen Abschlag (20 Prozent) der Einspeisevergütung hinnehmen.

Im Rahmen des hier beschriebenen Reformmodells wird zunächst davon ausgegangen, dass das Preissignal aus dem Strommengenmarkt in voller Höhe an die Anlagenbetreiber weitergegeben wird. Anders als in der bisherigen Festvergütung und auch anders als in der seit der EEG-Novelle 2014 vorgesehenen gleitenden Marktprämie muss der Anlagenbetreiber somit das Preisrisiko aus dem Strommengenmarkt in voller Höhe selbst tragen. Weder kurzfristige noch längerfristige Veränderungen der Strompreise werden kompensiert.[1] Nur so kann der durch die Weitergabe des Strompreissignals an die Anlagenbetreiber bezweckte Steuerungseffekt vollständig realisiert werden. Alternativ hierzu wäre auch denkbar, das Preissignal (zum Beispiel für bestimmte erneuerbare Technologien) nur in abgeschwächter Form wirksam werden zu lassen.

Ungeachtet der gewählten Regelung muss jedoch beachtet werden, dass die Signifikanz des Preissignals und damit der Umfang der zusätzlich notwendigen Finanzierungsbeiträge auch von den am Markt herrschenden Preisniveaus abhängen. Die damit verbundenen und gegebenenfalls erheblichen Unsicherheiten müssen somit in jedem Fall in anderen Regelungstatbeständen Berücksichtigung finden, für deren Ausgestaltung oder Einordnung (Prämienhöhe etc.) die Einbeziehung des Preissignals aus dem Strommengenmarkt von erheblicher Bedeutung sein kann.

3.2.1.2 (Standard-)Option 1: Direktvermarktung

Wie im EEG 2014 als Standardvariante vorgesehen, werden die Anlagenbetreiber verpflichtet, ihren Strom selbst an Dritte zu vermarkten beziehungsweise dies durch Dienstleister vornehmen zu lassen, um den die Prämienzahlung ergänzenden Einkommensstrom aus dem Strommengenmarkt zu realisieren. In vereinfachter Betrachtung wird der Anlagenbetreiber aus der Direktvermarktung einen Erlös erzielen, der dem Wert des erzeugten Stroms an der Strombörse entspricht.[2] In dieser Ausgestaltungsoption würden die Anlagenbetreiber im Reformmodell in einem größeren Umfang einem Erlöshöhenrisiko ausgesetzt, als dies im Rahmen der heutigen gleitenden Marktprämie der Fall ist. Dies ist auch ein explizites Ziel des Reformmodells, denn nur so wird sichergestellt, dass nicht nur die kurzfristigen Schwankungen der Strompreise innerhalb eines Monats, sondern auch die unterjährigen und längerfristigen Veränderungen der Strompreise in das Investitions- und Betriebskalkül der Anlagenbetreiber eingehen.

Die Direktvermarktung befördert die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Strommarkt erheblich. Insbesondere führt sie dazu, dass die Anlagenbetreiber beziehungsweise die von ihnen beauftragten Dienstleister hohe Anreize bekommen, gute Prognosen über die zu erwartende Stromerzeugung zu erstellen und diese möglichst auch einzuhalten. Damit kann der Bedarf für Regelenergie im Kontext der Einbindung der Erneuerbaren

1 Im Gegensatz hierzu sorgt die gleitende Marktprämie des heutigen EEG dafür, dass mittel- und längerfristige Veränderungen der Strompreise durch Nachjustierungen der Marktprämie ausgeglichen werden.

2 Bereits im Rahmen der derzeitigen Regelungen für die Direktvermarktung wird ganz überwiegend dieser Vertriebsweg gewählt (ISI 2013).

Energien in den Strommarkt reduziert und die entsprechenden Kosten können vermieden werden.

Aus Sicht der Anlagenbetreiber hätte das Reformmodell in der Variante der Direktvermarktung folgende Charakteristika:

- Es bleibt bei der Verpflichtung der Netzbetreiber, die Anlagen an das Netz anzuschließen. Dagegen entfallen die Verpflichtungen, den erzeugten Strom vorrangig abzunehmen und gesondert zu vergüten. Die Anlagenbetreiber müssen den erzeugten Strom selbst vermarkten oder Dienstleister mit dieser Aufgabe betrauen. Dies führt zu marktüblichen Chancen und Risiken in Bezug auf die Vermarktbarkeit des Stroms und die Höhe der Erlöse.
- Die Notwendigkeit, den erzeugten Strom direkt zu vermarkten, wird den Aufbau entsprechender Verfahren (sowie insbesondere die Verbesserung von Prognosen für die Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien) und die Etablierung von spezialisierten Dienstleistern befördern. Unter anderem kann auch die Teilnahme der Erneuerbare-Energien-Anlagen am Markt für Regelenergie ermöglicht werden. Hierdurch kann die Marktintegration der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden. Dies erfordert zugleich eine Reihe von Maßnahmen zur besseren Anpassung der Marktregelungen an die Bedürfnisse und Möglichkeiten der Erneuerbaren Energien.
- Damit die Vermarktung des Stroms möglich ist, müssen die Anlagen im Regelfall über einen fernauslesbaren Lastgangzähler verfügen und mit fernsteuerbaren Einrichtungen zur Regelung der Erzeugungsleistung ausgestattet sein. Angesichts der mit dem EEG 2014 eingeführten Verpflichtung kann diese Voraussetzung als gegeben angesehen werden.
- Die Netzbetreiber vergüten den Anlagenbetreibern die bereitgestellte regenerative Erzeugungskapazität gemäß den im Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Regelungen.
- Damit eine Abregelung der Anlagen im Falle von Netzengpässen weiterhin möglich ist, gelten die aktuellen Regelungen zum Einspeisemanagement durch die Netzbetreiber grundsätzlich weiter.
- Die Regelungen zum Verkauf des direkt vermarkteten Stroms als Ökostrom entsprechen denen des EEG 2014.

Aus Sicht der Netzbetreiber entstehen aus der Direktvermarktung, wie sie im Reformmodell vorgesehen ist, folgende Effekte:

- Die Verpflichtungen zur vorrangigen Abnahme und zur Vergütung von aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Strom entfallen. Ebenso entfallen die Wälzung eingespeister Strommengen und der zugehörigen Kosten von den Verteilnetzbetreibern an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, die Vermarktung der eingespeisten Strommengen an der Strombörse und die Ermittlung der hieraus entstehenden Differenzkosten.
- Anstelle der Auszahlung der gleitenden Marktprämie nach dem EEG 2014 tritt die Auszahlung der Prämie für die bereitgestellte Kapazität durch die Netzbetreiber.
- Die hieraus entstehenden Kosten erfordern ein – gegenüber dem heutigen komplexen Verfahren deutlich vereinfachtes – Verfahren der Kostenwälzung über den Stromlieferanten bis zum Endkunden.

Aus Sicht der Lieferanten und der Letztverbraucher von Strom führt die Direktvermarktung zu folgenden Veränderungen:

- Die Lieferanten müssen an die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin eine EEG-Umlage entsprechend der von ihnen versorgten Letztverbraucher entrichten. Über diese Umlage werden die Kosten der Kapazitätszahlung weitergegeben. Die Prognose der Höhe dieser Umlage wird gegenüber dem heutigen EEG erheblich einfacher und damit werden die heute bestehenden Erlösrisiken für die Lieferanten deutlich reduziert.
- Die Regelungen zum Verkauf des direkt vermarkteten Stroms als Ökostrom entsprechen denen des EEG 2014.
- Die Letztverbraucher tragen weiterhin eine EEG-Umlage als Teil ihrer Stromrechnung, deren Entwicklung jedoch durch die Unabhängigkeit von der Strompreisentwicklung, durch den Kapazitätsbezug der Prämienzahlung und durch die damit abgebauten Dargebotsunsicherheiten deutlich besser vorhersehbar ist als im Rahmen des EEG 2014.

Diese Option entspricht also einer sehr weitgehend anschlussfähigen Weiterentwicklung des mit dem EEG 2014 geschaffenen Standardmodells für die Vermarktung.

3.2.1.3 (Sonder-)Option 2: Variable Einspeisevergütung

Für alle Anlagen, die nach den §§ 35 und 36 EEG 2014 nicht der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegen, bliebe die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber für erneuerbar erzeugten Strom erhalten. Die Netzbetreiber sind also bei diesen Anlagen weiterhin verpflichtet, alle Anlagen an ihr Netz anzuschließen, den eingespeisten Strom abzunehmen und nach Maßgabe der in diesem Abschnitt dargestellten Regelungen zu vergüten.

Im Gegensatz zur fixen Einspeisevergütung des EEG für die Anlagen, die nach § 35 EEG 2014 von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen werden können, wird dabei die in jeder (Viertel-)Stunde erzeugte Strommenge mit dem zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelten Marktpreis im *Day-ahead*-Markt für Strom bewertet. Damit entsteht eine variable Einspeisevergütung, die als gesonderter Einkommensstrom neben die Prämienzahlung (vgl. Abschnitt 3.2.2) sowie gegebenenfalls weiteren Zahlungen für Sonderzwecke tritt. Für die Anlagen, die nach § 36 EEG 2014 von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen werden, würde ein weitgehend identisches Verfahren eingesetzt, bei dem jedoch die Prämienzahlung (vgl. Abschnitt 3.2.2) analog der entsprechenden Regelung im EEG 2014 um 20 Prozent reduziert wird.

Aus Sicht der sich dafür qualifizierenden Anlagenbetreiber ist diese Variante des Reformmodells durch folgende Aspekte charakterisiert:

- Es bleibt bei der Verpflichtung der Netzbetreiber, die Anlagen an das Netz anzuschließen, den erzeugten Strom vorrangig abzunehmen und über einen längerfristigen Zeitraum zu vergüten. Die Anlagenbetreiber werden somit keinem Erlösdauerrisiko und keinem Vermarktungsrisiko ausgesetzt.
- Die Höhe der Vergütung ist jedoch nicht mehr über die gesamte Vergütungsdauer im Voraus festgelegt, sondern sie ergibt sich als Summe aus einer fixen (Kapazitäts-)Prämienzahlung und dem Betrag, den eine direkte Vermarktung des Stroms an der Strombörse erlöst hätte. Somit trägt der Anlagenbetreiber, anders als in der Festvergütung im klassischen EEG-Modell und auch anders als beim Standardmodell des EEG 2014, auch in diesem Modell das volle Preisrisiko.
- Damit die Vergütung berechnet werden kann, muss die Anlage über einen fernauslesbaren Lastgangzähler verfügen, sodass der Netzbetreiber die in jeder Viertelstunde erzeugte Strommenge mit dem zu diesem Zeitpunkt gültigen Preis an der Strombörse bewerten kann.
- Eine Teilnahme der Kraftwerke zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Regelenergiemarkt ist bei diesem Modell nur eingeschränkt möglich: Unproblematisch ist die Bereitstellung negativer Regelenergie durch Abregelung einer Anlage. Da der eingespeiste Strom an den Netzbetreiber veräußert wird, kann positive Regelenergie jedoch nicht bereitgestellt werden.
- Damit eine Abregelung der Anlagen im Falle von Netzengpässen weiterhin möglich ist, gelten gesonderte Regelungen zum Einspeisemanagement durch die Netzbetreiber. Im Falle einer Abregelung durch den Netzbetreiber wird die ausgefallene Erzeugung ganz oder gegebenenfalls teilweise mit dem entsprechenden Strompreis vergütet.

Aus Sicht der Netzbetreiber weist die flexibilisierte Einspeisevergütung folgende Charakteristika auf:

- Die Verpflichtungen zum Anschluss, zur vorrangigen Abnahme und zur Vergütung von aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Strom bleiben erhalten.
- Anstelle der heute sehr komplexen Struktur der Vergütungssätze tritt eine zeitlich veränderliche Komponente der Einspeisevergütung in Höhe des jeweiligen Strompreises am Spotmarkt für *Day-ahead*-Lieferungen, ergänzt um eine technologiespezifische (Kapazitäts-) Prämienzahlung. Zur Bestimmung der variablen Vergütungskomponente ruft der vergütungspflichtige Verteilnetzbetreiber den zeitlichen Verlauf der Einspeisung aus dem Lastgangzähler ab und gewichtet diesen mit einem von einer geeigneten Stelle (zum Beispiel der Bundesnetzagentur) bereitgestellten Verlauf der Strompreise. Diese

Berechnung erfolgt auf monatlicher Basis jeweils rückwirkend.
→ Viele weitere Regelungen des EEG 2014 für die von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommenen Anlagen, vor allem die Vermarktung der eingespeisten Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse[3], blieben aus Sicht der Netzbetreiber grundsätzlich unverändert.[4]

Aus Sicht der Lieferanten und der Letztverbraucher von Strom würde die Einführung der flexibilisierten Einspeisevergütung zu keinen grundsätzlichen Veränderungen führen:

→ Die Lieferanten müssen die EEG-Umlage entsprechend der von ihnen versorgten Letztverbraucher an die Übertragungsnetzbetreiber entrichten und können diese in ihre Strompreise einkalkulieren. Im Gegenzug bekommen sie im Rahmen der Stromkennzeichnung eine entsprechende Menge an durch das reformierte EEG geförderten Strom aus Erneuerbaren Energien zugewiesen.
→ Die Letztverbraucher tragen weiterhin eine EEG-Umlage als Teil ihrer Stromrechnung, deren Entwicklung jedoch durch die Unabhängigkeit von der Strompreisentwicklung, durch den Kapazitätsbezug der Prämienzahlung und durch die damit abgebauten Dargebotsunsicherheiten deutlich besser vorhersehbar ist als im Rahmen des EEG 2014.

Aufgrund der erwarteten Lenkungswirkung durch die Reform des EEG würde sich die Kostenbelastung der Lieferanten durch die Summe aus den Kosten für die Strombeschaffung und der EEG-Umlage gegenüber einer Weiterführung der heutigen Regelungen des EEG reduzieren. Diese Kostendämpfung soll an die Letztverbraucher von Strom weitergegeben werden.

3 Fragestellungen wie zum Beispiel die Optimierungen bei der Vermarktung des eingespeisten Stroms sind nicht Gegenstand der hier vorgelegten Studie.

4 Andere Handlungsbereiche, wie die Ermittlung und Erhebung einer entsprechenden EEG-Umlage, blieben ebenfalls unberührt, dies ist aber letztlich unabhängig von der hier dargestellten Option und verbleibt als generell zugewiesene Aufgabe.

Geklärt werden muss schließlich, ob diejenigen Anlagenbetreiber, die die Option einer variablen Einspeisevergütung wahrnehmen, an den Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber beteiligt werden. Denkbar wäre hier ein Abschlag auf die Prämienzahlungen.

3.2.1.4 Zwischenfazit: Integration des Preissignals aus dem *Energy-only*-Markt

Mit der Direktvermarktung (als Standardmodell) und der variablen Einspeisevergütung (als Sonderfall) stehen zwei zum EEG 2014 anschlussfähige Modelle zur Verfügung, mit denen den Anlagenbetreibern im Zuge eines reformierten EEG ein Strompreissignal vermittelt werden kann. In diesem Kontext und vor dem Hintergrund der oben genannten Überlegungen wird folgende Ausgestaltung für die Einbeziehung eines Strompreissignals in das Reformmodell des EEG empfohlen:

→ Alle Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt unterliegen wie nach dem EEG 2014 der verpflichtenden Direktvermarktung. Sie erhalten anstelle der gleitenden Marktprämie eine Kapazitätsprämie, die auf einer geeigneten, an Systemdienlichkeit orientierten Grundlage ermittelt wird.
→ Alle nach EEG 2014 nicht der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegenden Anlagen erhalten anstelle der festen Einspeisevergütung eine variable Einspeisevergütung, die sich am Wert des eingespeisten Stroms am *Day-ahead*-Markt orientiert, sowie eine Kapazitätsprämie, die ebenfalls auf einer geeigneten, an Systemdienlichkeit orientierten Grundlage ermittelt wird. Für die nicht der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegenden Anlagen mit einer Leistung unter 100 Kilowatt wird die Kapazitätsprämie um 20 Prozent gekürzt.

Zur Vermeidung hoher Transaktionskosten könnten diese Regelungen durch Zusatzregelungen, wie zum Beispiel eine De-minimis-Regelung für Klein- und Kleinstanlagen (vgl. Abschnitt 3.2.5) ergänzt werden, die jedoch eher einen Ausnahmecharakter haben und daher nicht zum Kernmodell gehören.

Darüber hinaus muss explizit darauf hingewiesen werden, dass die Einbeziehung des Preissignales aus dem Strommengenmarkt letztendlich nur dann ihre volle und umfassende Optimierungswirkung entfalten kann, wenn die Marktzutrittsbarrieren zum Beispiel in den Systemdienstleistungsmärkten so abgebaut werden, dass die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungsoptionen in diesen Marktsegmenten auch agieren können. Dessen ungeachtet ist es sinnvoll, den Prozess der Einbeziehung des Strompreissignals so früh wie möglich zu beginnen, um die notwendigen Lernerfahrungen zu ermöglichen und einen Markt für die entsprechenden Dienstleistungsangebote zu entwickeln.

3.2.2 (Kapazitäts-)Prämienzahlungen

3.2.2.1 Vorüberlegungen

Angesichts des zu erwartenden Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung wird das zukünftige Stromversorgungssystem gekennzeichnet sein durch hohe Kapitalkosten und sehr niedrige kurzfristige Grenzkosten. Unter diesen Rahmenbedingungen ist es für Stromerzeugungsanlagen zunehmend schwierig, ihre Investitionskosten ausschließlich über den Strommengenmarkt zu refinanzieren. Diese Situation ist dabei keineswegs spezifisch für das Segment der Erneuerbaren Energien, sondern gilt durchaus auch für den Bereich der konventionellen Stromerzeugung (Öko-Institut et al. 2012). Im Unterschied zum Letzteren wird diese Herausforderung jedoch noch durch die Tatsache verschärft, dass für die meisten regenerativen Erzeugungstechnologien einerseits noch signifikante Kostensenkungspotenziale erschlossen werden können und müssen, sich aber andererseits die genannte Problematik für dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien mit vergleichsweise geringer oder mittlerer Kapazitätsauslastung als besonders gravierend darstellt und sich bei stärkerer Marktdurchdringung im Zeitverlauf auch noch vergrößern kann.

Zumindest über einen gewissen Zeitraum hinweg, wenn nicht sogar grundsätzlich, werden daher sowohl konventionelle als auch regenerative Kraftwerke neben den Erlösen am Strommengenmarkt zusätzliche Einkommensströme für die Refinanzierung der notwendigen Investitionen benötigen. Für die konventionelle Stromerzeugung (einschließlich der Nachfrageseite und der verschiedenen Speicheroptionen) werden hier sinnvollerweise Märkte für gesicherte Kapazität geschaffen werden. Auch einlastbare erneuerbare Erzeugungskapazitäten (zum Beispiel Biomasse) sollte letztlich an diesen Märkten teilnehmen können. Für die dargebotsabhängigen Stromerzeugungsoptionen (Wind- und Solarenergie) hingegen ergeben sich die Beiträge zur Versorgungssicherheit nur über den gesamten Anlagenpool hinweg (und werden letztlich auch vergleichsweise gering bleiben). Hier werden angepasste Finanzierungsmechanismen gefunden werden müssen. Im Sinne eines integrierten Marktdesigns ist jedoch sinnvoll, wenn diese strukturell an die Finanzierungsmechanismen für einlastbare Erzeugungskapazitäten angelehnt sind.

Diese Zahlungen, die zusätzlich zu den am Strommengenmarkt erzielten Erlösen erfolgen, werden im Folgenden als Prämienzahlungen bezeichnet. Grundsätzlich müssen bezüglich dieser Prämienzahlungen beziehungsweise der entsprechenden Mechanismen Entscheidungen auf drei Ebenen getroffen werden:

- Sollen die Zahlungen bezogen auf die bereitgestellte Kapazität oder bezogen auf die erzeugte Strommenge erfolgen?
- Über welchen Zeitraum soll die Höhe der Prämienzahlungen garantiert werden? Hier ist vor allem zwischen eher kurz- oder langfristig gesicherten Zahlungen zu unterscheiden.
- Sollen die Prämienzahlungen technologieneutral ausgestaltet beziehungsweise welche Maß an Technologiedifferenzierung soll angestrebt werden?
- Wie sollen die Prämienzahlungen bestimmt werden? Hier sind administrative Festlegungen wie auch im Wettbewerb ermittelte Prämienniveaus möglich.

Auf allen vier Ebenen ist eine Vielzahl von Varianten möglich. Spezifische Herausforderungen ergeben sich zusätzlich durch die Tatsache, dass alle drei Regelungstatbestände zumindest teilweise miteinander interagieren und diesbezüglich auch mit Blick auf andere Ausgestaltungsmerkmale des Reformmodells relevant sind. Darüber hinaus ist neben qualitativen Überlegungen auch die quantitative Einordnung der Prämienzahlungen sinnvoll und notwendig (vgl. Kapitel 4).

Zahlungen pro Kapazität oder pro Strommenge?

Das Preissignal ist – auch wenn zusätzlich zu den Vermarktungserlösen Prämienzahlungen erfolgen – die wesentliche Koordinationsinstanz zur optimalen kurzfristigen Betriebsführung aller im Stromsystem operierenden Anlagen. Daher sollten die Prämienzahlungen so gestaltet werden, dass die Preissignale des Strommengenmarktes möglichst wenig verzerrt werden. Wenn sich also durch Prämienzahlungen die Einsatzreihenfolge oder andere Betriebsentscheidungen (bis hin zur Produktionsrücknahme) verändern, wäre dies aus der Perspektive einer effizienten Koordination kritisch zu sehen. Nun waren solche Marktverzerrungen auch im konventionellen Markt beziehungsweise in der Vergangenheit niemals vollkommen ausgeschlossen oder wurden gegebenenfalls aus mehr oder weniger guten – und meist pragmatischen – Gründen akzeptiert. Jedoch ist für das hier untersuchte EEG-Reformmodell zumindest grundsätzlich anzustreben, dass solche Preisverzerrungen vermieden werden. Wenn dennoch Preisverzerrungen auftreten, ist näher zu betrachten, welche Folgen dies für andere Regelungs- oder Wirkungsbereiche haben würde.

Das Modell sollte also grundsätzlich so angelegt werden, dass die Prämienzahlungen einen möglichst geringen Einfluss auf Betriebsentscheidungen haben, also für wirtschaftlich fundierte Betriebsentscheidungen nicht mit dem Einkommen aus dem Strommengenmarkt verrechnet werden. Diese Bedingung ist auf jeden Fall erfüllt, wenn sich die Prämienzahlungen ausschließlich auf die Stromerzeugungskapazität beziehen. In diesem Fall ist die Höhe der Prämienzahlungen unabhängig von kurzfristigen Betriebsentscheidungen. Es sind aber durchaus auch Varianten vorstellbar, in denen die Prämien auf anderer Basis gezahlt werden, ohne gleichzeitig das Betriebskalkül der Anlagenbetreiber massiv zu verändern (zum Beispiel über ein konstantes Zahlungsvolumen, das über Produktionsmengen umgelegt wird).

Diese beiden Optionen werden in den folgenden Abschnitten diskutiert. Modelle, bei denen die Prämienzahlungen rein produktionsbezogen erfolgen, werden nicht diskutiert, da sie in jedem Fall die Preissignale des Strommengenmarktes erheblich verzerren. Dies gilt auch für diejenigen Modelle, die dem Problem der Preisverzerrung dadurch begegnen, dass die Prämienzahlungen für bestimmte Situationen, zum Beispiel bei negativen Preisen im Großhandelsmarkt, ausgesetzt werden sollen. Mit solchen Ansätzen können zwar kontraproduktive Anreize in einzelnen Situationen abgebaut werden, aber für andere Konstellationen ohne spezifische Regelungen bleiben die Verzerrungen erhalten. Das gilt zum Beispiel bei Optimierungen zwischen den Strommengen- und den Systemdienstleistungsmärkten. Letztlich führen derartige Sonderregelungen zumindest in der Perspektive wieder auf den Weg des Mikromanagements.

Kurzfristig oder langfristig garantierte Prämienzahlungen?

Die Fristigkeit der Prämienzahlungen ist vor dem Hintergrund verschiedener Facetten zu diskutieren:

- Die Prämienzahlungen sollten über einen längeren Zeitraum (zum Beispiel 20 Jahre) hinweg garantiert werden, um Sicherheit für die Investitionsfinanzierung zu bieten beziehungsweise die Höhe der Risikoprämien zu begrenzen.
- Da die Prämienzahlungen die Differenz zwischen Vollkosten und Vermarktungserlösen decken sollen, ist für die langfristige Festsetzung der Prämienhöhe eine Projektion der Strompreisentwicklung erforderlich. Derartige Projektionen sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Je länger der Zeitraum ist, für den die Prämienhöhe garantiert wird, desto wichtiger sind Mechanismen, mit denen die negativen Auswirkungen dieser Prognoseunsicherheit begrenzt werden können. Hierbei ist zu beachten, dass die Unsicherheit bezüglich der langfristigen Strompreisentwicklung unabhängig davon ist, ob die Prämienzahlungen administrativ festgesetzt oder per Ausschreibung bestimmt werden.
- Wird die Prämienhöhe nur für einen kurzen Zeitraum festgesetzt, kann in kürzeren Intervallen eine Anpassung an das tatsächlich beobachtete Strompreisniveau stattfinden. Dieser Risikoabbau wird jedoch mit einem erhöhten Investitionsrisiko erkauft.

In der Gesamtabwägung wird für das vorgeschlagene Reformmodell empfohlen, die Prämienzahlungen über einen langen Zeitraum hinweg zu garantieren. In Abschnitt 3.2.3 wird beschrieben, wie dem Problem der Unsicherheit bezüglich der Strompreisentwicklung begegnet werden kann.

Technologieneutralität oder Technologiedifferenzierungen?

Angesichts des teilweise noch sehr unterschiedlichen Entwicklungsstandes für die verschiedenen Technologiegruppen der regenerativen Stromerzeugung, aber auch mit Blick auf die zumindest in Teilbereichen sehr unterschiedlichen Akteursstrukturen sowie die unterschiedlichen regionalen Schwerpunkte der Projektentwicklung erscheint es als sinnvoll, in der nächsten Entwicklungsphase die Differenzierungen innerhalb der einzelnen Technologiegruppen (Solarenergie, Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft etc.) deutlich zu verringern, die Differenzierung der Technologiegruppen aber zunächst beizubehalten. Im Prozess der weiteren Entwicklung kann sich dann ein schrittweiser Übergang zur Technologieneutralität als sinnvoll erweisen, wobei sich die ersten Schritte zum Beispiel über eine Zusammenführung des Flankierungsmodells für Onshore-Windkraft und Photovoltaik oder für Biomasse und Wasserkraft ergeben könnten. In diesem Bereich ist aber erheblicher Forschungs-, Fortschritts- und Erfahrungsbedarf zu konstatieren.

Im Kontext dieser Vorüberlegungen werden in den folgenden Abschnitten detailliertere Analysen zur Ausgestaltung der Prämienzahlungen präsentiert, wobei auch auf mögliche Ergänzungsregelungen (Abschnitt 3.2.3) explizit hingewiesen werden soll.

3.2.2.2 Direkte Kapazitätszahlungen

In dieser Ausgestaltungsvariante werden die Prämien direkt bezogen auf Kapazitätsgrößen bezahlt. Verzerrende Wechselwirkungen mit dem Strommengenmarkt sind durch diese Form der Prämienzahlungen zunächst nicht zu erwarten. Für die verschiedenen Optionen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist es jedoch sinnvoll, unterschiedliche Spezifikationen für die Basis der Kapazitätszahlungen (im Folgenden: die Bezugsleistung) zu untersuchen:

- Die verfügbare Nettoleistung ist zumindest für die einlastbaren Stromerzeugungsoptionen eine sinnvolle Bezugsgröße. Skaleneffekte werden berücksichtigt und für einlastbare Stromerzeugungsoptionen ist die dem System zur Verfügung gestellte Kapazität ein sinnvolles Optimierungskriterium.
- Für dargebotsabhängige Regenerativkraftwerke (Windkraft- und Solaranlagen) bildet die entsprechende Auslegung der Generatorleistung nur ein bedingt sinnvolles Auslegungskriterium. Hier wäre zu prüfen, ob alternative Bemessungsgrundlagen für die Kapazitätszahlungen wie zum Beispiel bestimmte Teilmengen der stündlichen Einspeiseleistungen (gegebenenfalls bezogen auf die Grundgesamtheit aller Jahresstunden) eine sinnvollere Option bilden.

In Kapitel 4.1 wird näher diskutiert, welche Bemessungsgrößen für die Berechnung der Kapazitätszahlungen sinnvoll sind, wenn dem Kriterium der Systemdienlichkeit für die Ausgestaltung des Modells eine hohe Bedeutung beigemessen wird.[5]

Bereits aus der qualitativen Analyse ergibt sich jedoch ein weiterer Aspekt der Einführung von kapazitätsbezogenen Prämienzahlungen, der in der Gesamtsicht des Reformmodells eine Rolle spielen kann. Die Umstellung der Finanzierungsbeiträge auf Kapazitätszahlungen wird die entsprechenden Zahlungsströme verstetigen. Dies hat Vorteile sowohl für einen Teil der Anlagenbetreiber als auch für die von der entsprechenden Umlage betroffenen Verbraucher:

5 In diesem Kontext sei darauf hingewiesen, dass sich entsprechende Überlegungen auch im Kontext der Diskussionen um Kapazitätsmechanismen im konventionellen Segment des Stromsystems finden. So beziehen sich moderne Kapazitätsmechanismen wie das Konzept der *Capability Markets* (Gottstein/Skillings 2012) nicht mehr ausschließlich auf gesicherte Leistung, sondern auf qualifizierte flexible Leistung (was letztlich nichts weiter als eine Entsprechung für Systemdienlichkeit im konventionellen Segment ist).

→ Für Betreiber dargebotsabhängiger Stromerzeugungsanlagen wird tendenziell das Risiko dargebotsarmer (das heißt wind- oder sonnenarmer) Betriebsjahre abgebaut, das zumindest in den vergangenen Jahren eine durchaus signifikante Größenordnung erreichen konnte. Das Einkommen aus den Prämienzahlungen wird damit verstetigt, die entsprechenden wirtschaftlichen Risiken werden abgebaut – dies sollte mit Blick auf die gegebenenfalls entstehenden Zusatzrisiken aus der Einbeziehung des Strompreissignals berücksichtigt werden.
→ Entsprechend ergeben sich für die Umlagezahler, die die Deckungslücke des Systems insgesamt zu tragen haben, keine dargebotsabhängigen Schwankungen des Umlagebetrages, die Entwicklung der Umlage entwickelt sich bezüglich der Prämienzahlungen deutlich stärker als bisher entlang des Kapazitätsausbaus und wird damit deutlich besser berechenbar.

Auch diese Effekte für die Risikotragung im System müssen in weiteren Analysen näher eingegrenzt werden.

3.2.2.3 Indirekte Kapazitätszahlungen

Zahlungen, die von ihrer Wirkung her mit direkten Kapazitätsprämien vergleichbar sind, können auch über andere Ansätze realisiert werden. Eine Referenz dafür bildet das deutsche Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), dass für neue KWK-Anlagen eine Zuschlagszahlung auf die erzeugte KWK-Strommenge vorsieht, diese Prämienzahlungen aber zumindest teilweise in der Summe begrenzt (zum Beispiel auf 30.000 Vollbenutzungsstunden). Ökonomisch betrachtet entsteht damit eine Prämienzahlung, die durch Betriebsentscheidungen nur in sehr engen Grenzen beeinflusst werden kann. Vollständig äquivalent zu einer direkten Kapazitätszahlung ist eine solche Architektur der Prämienzahlung jedoch nicht, da sich bei Prämienzahlungen über längere Zeiträume durchaus ein Optionswert der Prämienzahlung ergibt, der sich aus der Abdiskontierung des Wertes zukünftiger Prämienzahlungen ergibt.

Für den Fall, dass Prämienzahlungen über einen Zeitraum von 20 Jahren beziehungsweise über den entsprechenden Gegenwert an Vollbenutzungsstunden gewährt würden, würde sich beispielsweise bei einem Diskontfaktor von 8 Prozent bei Onshore-Windkraftanlagen in der heute dominierenden Anlagenauslegung im ersten Jahr erst dann eine Produktionsveränderung einstellen, wenn sich ein negativer Deckungsbeitrag von mehr als 80 Prozent der produktionsbezogenen Prämie einstellt, da der abdiskontierte Wert der zukünftigen Prämienzahlung nur bei etwa 21 Prozent des aktuellen Wertes liegen würde.[6] Bei hohen Jahresauslastungen und geringeren Zahlungsdauern, also eher kurzen Laufzeiten der Prämienzahlungen wie zum Beispiel im KWKG, liegt diese Verzerrung auf deutlich geringerem Niveau. Hier würden negative Deckungsbeiträge bereits bei einer Höhe von 28 Prozent der Prämienzahlung nicht mehr kompensiert. Werden andere Diskontraten unterstellt, ergeben sich entsprechend geringere Werte (bei 4 Prozent liegt die beschriebene Verzerrung über einen Zeitraum von 20 Jahren noch bei über der Hälfte, über einen Zeitraum von 5 Jahren bei nur noch 15 Prozent).

Anzumerken ist jedoch auch, dass diese Verzerrungswirkungen des Preissignals aus dem Strommengenmarkt dynamischer Natur sind. Sie bauen sich im Zeitverlauf deutlich ab, das heißt, je näher der Zeitpunkt des Auslaufens der Prämienzahlungen rückt, umso geringere Verzerrungswirkungen ergeben sich. In einigen Modellen wird vor diesem Hintergrund versucht, die verzerrenden Wirkungen der produktionsbezogenen Prämienzahlungen durch spezifische Ergänzungsregelungen aufzufangen. Wenn vor allem Windkraft- und Solaranlagen berücksichtigt werden und hier die Verzerrungswirkungen vor allem für den Fall negativer Strompreise eintreten, kann dem beispielsweise durch die Aussetzung der Prämienzahlungen für Zeiträume mit negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt entgegengewirkt werden.

Die Kombinationseffekte aus produktionsbezogenen Prämienzahlungen sowie den Strompreissignalen des Strom-

6 Wenn beispielsweise eine (indirekte) Kapazitätszahlung in Höhe von 10 Cent je Kilowattstunde für insgesamt 40.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt würde, würde die Anlage im ersten Betriebsjahr erst bei einem negativen Börsenpreis von minus 7,9 Cent je Kilowattstunde abgeregelt werden, mit der Folge, dass sich die kurzfristigen Systemkosten und die EEG-Umlage entsprechend erhöhen würden.

mengenmarktes auf das Einsatzkalkül der Anlagenbetreiber werden damit sehr maßgeblich durch die allgemeine Parametrisierung des Modells bestimmt. Angesichts der Tatsache, dass vor allem aus Gründen der Umlagekosten alle Modelle zu eher langfristigen Zahlungszeiträumen tendieren werden, sind die beschriebenen Verzerrungseffekte signifikant. Aus diesem Grund sind produktionsbezogene Prämienzahlungen für ein Reformmodell des EEG eher nicht zu präferieren. Falls sie doch eingesetzt werden, müssen sie durch Sonderregelungen für spezielle Marktsituationen ergänzt werden, um das Ausmaß der Verzerrungseffekte zu begrenzen.

3.2.2.4 Parametrisierung der Prämienzahlungen

Neben den beschriebenen qualitativen Eigenschaften spielen die Rahmenbedingungen für die Parametrisierung der Kapazitätszahlungen eine herausragende Rolle, vor allem wenn die Kapazitätszahlungen administrativ festgesetzt werden sollen. Durch die Kombination von Erlösen aus dem Strommengenmarkt und den Prämienzahlungen entstehen vor allem aus der langfristigen Entwicklung der Erlöse aus dem Strommengenmarkt erhebliche Unsicherheiten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Situation,

- dass die Strommarkterlöse ganz maßgeblich von exogenen Faktoren bestimmt werden (Brennstoff- und CO_2-Preise, Entwicklung des Kapitalstocks und der Nachfrage) und
- dass es für den Fall von erheblichen Preissteigerungen am Strommengenmarkt und von längerfristigen Laufzeiten der Prämienzahlungen zu erheblichen Mitnahmeeffekten und bei einem erheblichen Preisverfall zu erheblichen Verlusten aufseiten der Betreiber von Regenerativkraftwerken kommen kann.

Stand bereits die Festlegung der Garantievergütungen im aktuell gültigen EEG vor der Herausforderung, adäquate Vergütungszahlungen zu identifizieren, erhöht sich diese Herausforderung in Modellen ohne ständige Nachführung der Prämiensätze nochmals erheblich. Aus Sicht der Investoren bilden damit Modelle mit gleitenden Prämienzahlungen eine attraktive Option. Problematisch ist und bleibt hierbei jedoch die Risikoverlagerung allein auf die Träger der Umlage. Eine potenzielle Alternative, die Einführung kürzer laufender Kapazitätszahlungen und deren regelmäßige Anpassung (mit allerdings deutlich geringerer Frequenz als in den Modellen der gleitenden Prämienzahlungen), baut wiederum für die Anlagenbetreiber zusätzliche Risikopositionen auf.

Um die Handhabbarkeit der langfristigen Strompreisrisiken zu verbessern, wird in dem hier präsentierten Reformmodell die Einführung von Risikobändern vorgeschlagen. Wenn die Parametrisierung der Prämienzahlungen transparent auf eine sehr konservative Referenzannahme für die Entwicklung des Strommengenmarktes abstellt (niedrige Brennstoff- und CO_2-Preise, massiver Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien), wird das Investorenrisiko zwar nicht eliminiert, aber deutlich begrenzt. Im Gegenzug dafür können übermäßige Erlöse aus dem Strommengenmarkt über eine Optionsregelung abgeschöpft werden, wenn das erzielte Einkommen der jeweiligen Technologiegruppe im Jahresmittel bestimmte Schwellwerte überschreitet. Ein entsprechendes Modell wird im Abschnitt 3.2.3 näher diskutiert, die quantitativen Aspekte einer solchen Lösung werden in Abschnitt 4.3 behandelt.

Des Weiteren ist im EEG 2014 eine feste Degression der Fördersätze vorgesehen, die nach Technologien differenziert ist. Der Fördersatz für Neuanlagen sinkt also jedes Jahr, sie erhalten aber über den gesamten Zeitraum der Vergütungszusage den Fördersatz, der bei ihrer Inbetriebnahme galt. Aktuell beträgt die jährliche Degression der Förderung nach dem EEG 2014 für Onshore-Windkraft im Regelfall 1,6 Prozent, für Offshore-Windkraft ab 2021 umgerechnet etwa 3 Prozent, für Photovoltaik im Regelfall 4,9 Prozent und für Biomasse 2,0 Prozent. Es bleibt näher zu diskutieren und zu klären, ob für Kapazitätsprämien eine vergleichbare Degressionsregelung vereinbart werden sollte.

Die zentrale Begründung für die Degression im EEG bilden der technologische Fortschritt und die erwarteten Kostensenkungen der einzelnen Technologien. Für die Ausgestaltung einer Degression der Kapazitätsprämie sind neben den erwarteten Kostensenkungen (technologischer Fortschritt, Materialpreise) unter anderem allgemeine Preissteigerungen (zum Beispiel Lohnentwicklung), das allgemeine Zinsniveau und die Entwicklung der Strommarkterlöse (nach dem oben genannten Ansatz) zu betrachten.

Grundsätzlich sollte ein Richtwert für die jährliche Degression der Kapazitätszahlung langfristig festgelegt werden, um den Investoren Planungssicherheit zu geben. Ein Ansatzpunkt wäre hier, die bisherige Degression aus dem EEG weiterhin auf die Kapazitätszahlung anzuwenden. Ausgehend von dieser langfristigen Auslegung sollte dann die Degression basierend auf der Entwicklung der zentralen Kostenparameter jährlich angepasst werden. Dafür wäre – neben anderen Parametern – jährlich die Entwicklung der Anlagenkosten, der Betriebskosten, des allgemeine Zinsniveaus und der Strommarkterlöse zu erfassen. Grundsätzlich könnte schließlich auch das mit dem EEG 2014 im Kontext der „atmenden Korridore" eingeführte Prinzip dynamischer Degressionsraten auf das hier vorgeschlagene Modell übertragen werden.

3.2.2.5 Zwischenfazit: Übergang zu Kapazitätsprämien

In einem reformierten EEG mit dem expliziten Ziel, die Marktintegration erneuerbarer Stromerzeugung zu verbessern, bildet die Weiterentwicklung der zusätzlich zu den Vermarktungserlösen entstehenden Prämienzahlungen eine zentrale Herausforderung. Diese Prämienzahlungen sollten die im Strommengenmarkt entstehenden Preise möglichst wenig beeinflussen oder verzerren. Die zunächst nach Technologiegruppen differenzierten Prämienzahlungen sollten aber auch so angelegt sein, dass sie zumindest prinzipiell beziehungsweise schrittweise eine Perspektive für ein technologieübergreifendes Prämienmodell eröffnen können und auf dieses Ziel ausgerichtete Lernprozesse ermöglichen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass über die Ausgestaltung der Prämienzahlungen stabilisierende Elemente für das System geschaffen werden können, die für die Anlagenbetreiber und die Zahlungspflichtigen der entsprechenden Umlagen auch zu besser absehbaren Entwicklungen beziehungsweise zu geringeren Risiken führen können, die bei der Gesamtwürdigung des Reformmodells nicht ausgeblendet werden sollten.

Vor diesem Hintergrund erscheinen Prämienzahlungen auf der Basis von Kapazitätsgrößen als Modell mit vergleichsweise vielen Vorteilen. Gleichwohl bedarf eine Reihe von Ausgestaltungsfragen noch vertiefender und zumindest teilweise quantitativer Analysen, die zu ausgewählten und besonders wichtigen Fragestellungen im Kapitel 4.1 präsentiert werden. Dazu gehört auch die wichtige Frage, wie über den Einkommensstrom der Kapazitätsprämien Anreize zur Erhöhung der systemdienlichen Anlagenauslegung geschaffen werden können.

Im Lichte der insgesamt anstehenden Veränderungen und der notwendigen Voraussetzungen für eine wettbewerbliche Bestimmung der Kapazitätsprämien erscheint es als sinnvoll und angeraten, die Prämienzahlungen zunächst administrativ zu bestimmen. Soweit Ausschreibungsverfahren als Preisfindungsverfahren vorgegeben sind, könnten sie auch auf dieser Basis (zum Beispiel im *Descending-Clock*-Verfahren) umgesetzt werden.

Das erwartbar unsichere und möglicherweise sehr dynamische energiewirtschaftliche beziehungsweise energie- und klimapolitische Umfeld eines weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien führt darüber hinaus zur Notwendigkeit geeigneter Ansätze für die Schaffung robuster Kapazitätsprämien, aber auch flankierender Maßnahmen zur Begrenzung von Mitnahmeeffekten.

3.2.3 Risiko-Bandbreiten-Mechanismus

Das Kernmodell der hier beschriebenen EEG-Reform setzt alle Anlagenbetreiber beziehungsweise -investoren dem Preissignal des Strommengenmarktes aus. Damit wird einerseits das Ziel verfolgt, eine Optimierung des Betriebs- und gegebenenfalls auch des Investitionsverhaltens auf dezentraler Ebene zu erreichen. Andererseits wird auf diesem Wege explizit ein Teil des Strommarktrisikos von den Umlageverpflichteten auf die Anlagenbetreiber verlagert und so eine Konvergenz zur Situation in den anderen Segmenten des Stromsystems hergestellt. Eine geeignete Ausgestaltung des Prämienmodells kann im Gegenzug dazu führen, dass die Risiken aus Dargebotsschwankungen für die Solar- und Windstromerzeugung abgebaut werden und damit der Nettorisikozuwachs begrenzt werden kann.

In Abschnitt 3.2.3 wurde empfohlen, dass die Bestimmung der Kapazitätsprämien einem konservativen Ansatz folgt, also von dem unteren Rand der Bandbreite der erwarteten Strompreise ausgehen sollte. Hierdurch würden die Risiken

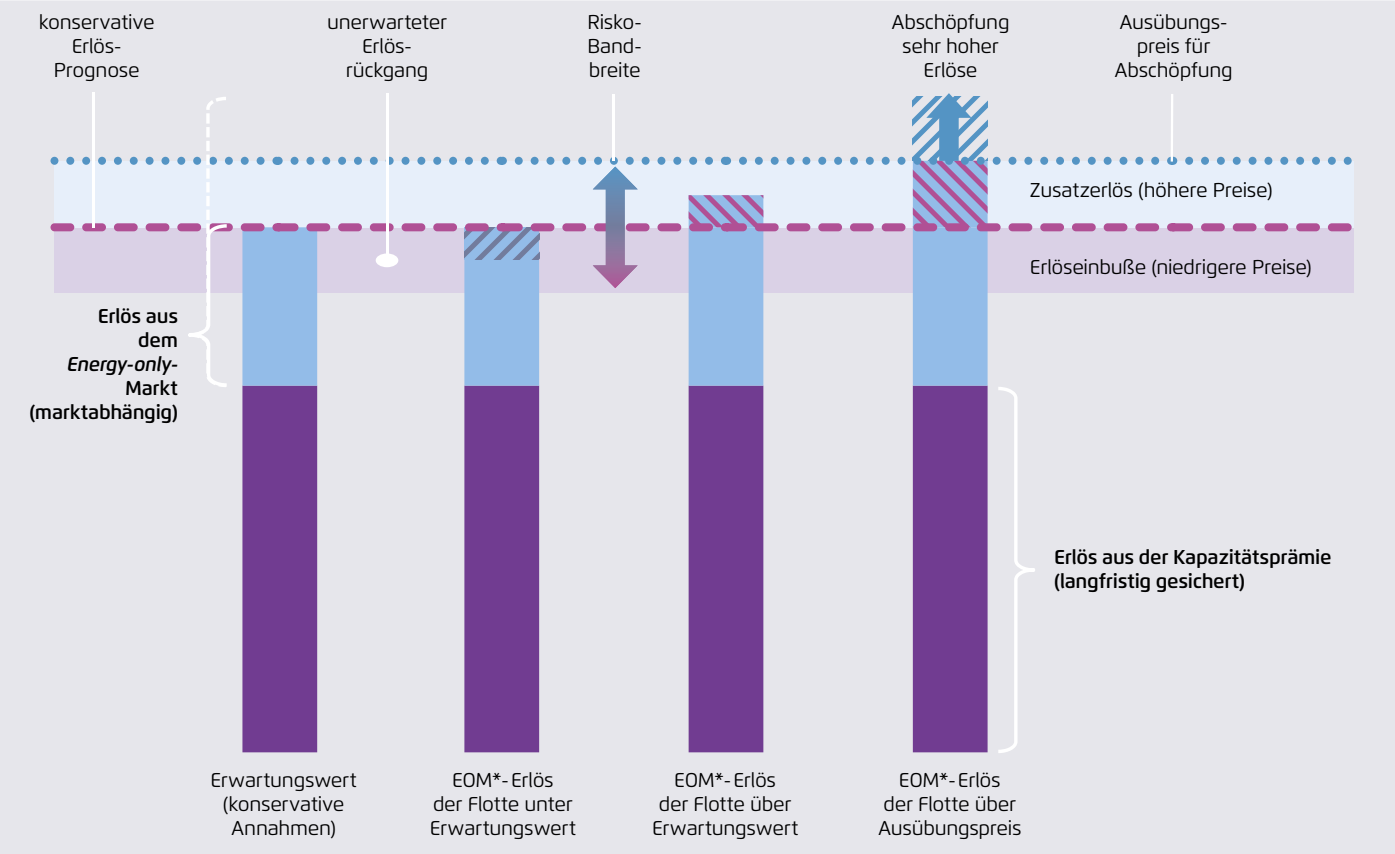
aufseiten der Anlagenbetreiber deutlich begrenzt. Weitgehend unwägbar bleiben jedoch die Produzentenrenten für den Fall eines sich massiv ändernden energiewirtschaftlichen beziehungsweise klimapolitischen Umfeldes (zum Beispiel durch einen massiven Anstieg von Brennstoff- beziehungsweise CO_2-Preisen), wenn sich also ein massiv über den konservativen Erwartungen liegendes Strompreisniveau einstellen würde. In einem Flankierungsmodell für Erneuerbare Energien, das mit erheblichen Zahlungen an die Anlagenbetreiber verbunden ist, wären solche Mitnahmeeffekte nur in Grenzen tolerierbar.

Daher sollte das Kernmodell durch einen Mechanismus ergänzt werden, mit dem für den Fall sehr hoher Strompreise beziehungsweise sehr hoher Strommarkterlöse der Regenerativkraftwerke die dadurch entstehenden Produzentenrenten auf eine bestimmte Bandbreite begrenzt werden.

Grundsätzlich werden dabei Prämienzahlungen nur dann gewährt, wenn sich die Betreiber dem entsprechenden Abschöpfungsmechanismus verbindlich unterwerfen. Dieses Modell definiert angemessene Risikobänder für die Investoren in Regenerativkraftwerke, die sich aus der Kombination einer konservativen Strompreisannahme für die Festlegung der Prämienhöhe (Abbau des Risikos für die Produzenten) sowie einer Abschöpfung der Produzentenrenten bei sehr deutlich über den Parametrisierungsansätzen liegenden Erlösniveaus aus dem *Energy-only*-Markt (Abbau des Risikos für die Umlagezahler) ergeben. Der so ausgestaltete Risiko-Bandbreiten-Mechanismus ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt.

Entsprechende Abschöpfungsmechanismen sind dabei keineswegs neu, sie gehören bei vielen Kapazitätsmarktmodellen in unterschiedlicher Ausprägung zum Kernbestand

Risikobänder zur Begrenzung des Erlöshöhenrisikos — Abbildung 5



Öko-Institut

*Energy-only-Markt

der einschlägigen Regelungen (Öko-Institut et al. 2012, EWI 2011, Growitsch et al. 2013). Für die Begrenzung zusätzlicher Erlöse bei steigenden Strompreisen beziehungsweise -erlösen sind die verschiedenen zur Verfügung stehenden Modelle unterschiedlich gut geeignet. Die Eignung ist dabei auch entscheidend davon abhängig, wie die Preis- beziehungsweise Erlössteigerungen zustande kommen. Eine Integration solcher Mechanismen in die EEG-Reform ist jedoch in jedem Fall sinnvoll, da sie letztlich auch für ein Umfeld mit sehr volatilen Strompreisen beziehungsweise Erlösmöglichkeiten für die Regenerativkraftwerke einen ausbalancierten Risiko- und Kostenausgleich zwischen Produzenten und Umlagezahlern ermöglicht.

In den Diskussionen zu Kapazitätsmarktmodellen werden für die Begrenzung von Erlösen aus Preisspitzen im Strommarkt für diejenigen Anlagen, die Kapazitätszahlungen erhalten, insbesondere *Call*-Optionen auf den Spotmarkt mit hohen Ausübungspreisen in Betracht gezogen. Der Ausübungspreis definiert den oberen Rand des Risikobandes. Wenn der Strompreis am Spotmarkt in einer Stunde den Ausübungspreis der Option überschreitet, muss der Anlagenbetreiber die Differenz zwischen Strompreis und Ausübungspreis an den Regulierer zahlen[7], der die über die Begrenzung der Produzentenrenten erlangten Mittel zur Minderung der Umlagen für die Zahlung von (Kapazitäts-) Prämien einsetzt. Die *Call*-Option verpflichtet den Anlagenbetreiber, immer die Differenz zwischen dem Strompreis und dem Ausübungspreis zu zahlen, wenn der Strompreis den Ausübungspreis überschreitet.

Daher ist diese Form von *Call*-Optionen am ehesten für steuerbare Anlagen geeignet, da sie eine gesicherte Leistung anbieten und mit vergleichsweise hohen Grenzkosten produzieren (zum Beispiel Biomassekraftwerke). Da die Zahlungsverpflichtung auch in Zeiten besteht, in denen die betreffende Anlage keinen Strom produziert, eignen sich die *Call*-Optionen dagegen nicht für dargebotsabhängige Technologien (Windkraft und Photovoltaik). Hier bieten sich eher Optionen auf standardisierte Terminkontrakte an.

7 Der Anlagenbetreiber tritt als Verkäufer der *Call*-Option auf, der Regulierer als Käufer.

Bei einer Option auf einen *Base*-Kontrakt werden Preissteigerungen dann abgeschöpft, wenn der durchschnittliche Strompreis über ein definiertes Ausübungsniveau (zum Beispiel 50 Euro je Megawattstunde) steigt. Auch hier ist das Problem zu berücksichtigen, dass dargebotsabhängige Erneuerbare Energien insbesondere dann nicht einspeisen, wenn hohe Preise auftreten.[8] In diesem Fall könnten Preissteigerungen im niedrigeren Teil der Jahresdauerlinie abgeschöpft werden.

Eine Alternative für die Begrenzung von Erlösen dargebotsabhängiger Technologien sind *Call*-Optionen auf Referenzmarktwerte. Der Begriff des Referenzmarktwertes wurde im Zuge der gleitenden Marktprämie des EEG 2012 geprägt. Der energieträgerspezifische Referenzmarktwert beschreibt den über einen bestimmten Zeitraum hinweg gemittelten spezifischen Vermarktungserlös aller Anlagen einer Technologiegruppe. Bei einer *Call*-Option auf Referenzmarktwerte sind Anlagenbetreiber verpflichtet, die Differenz zwischen dem Referenzmarktwert der entsprechenden Technologiegruppe und dem Ausübungspreis zu zahlen – unabhängig davon, welche Erlöse die einzelne Anlage erwirtschaftet hat. Auf der Internetseite der Überragungsnetzbetreiber wird bisher zwischen Referenzmarktwerten für Photovoltaik, Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft und steuerbaren Erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Biomasse, Geothermie sowie das nicht erneuerbare Grubengas) unterschieden.

In der Gesamtsicht erweist sich zur Begrenzung sehr hoher Produzentenrenten aus möglichen Strompreissteigerun-

8 Ein Rechenbeispiel: Wenn am Spotmarkt zum Beispiel in zehn Stunden Preise von 976 €/MWh auftreten, steigt der Preis für den *Base*-Kontrakt um 1 €/MWh im Vergleich zu einer Situation, in der während derselben Zeit Strompreise von 100 €/MWh aufgetreten wären. In diesem Fall müsste der Anlagenbetreiber 1 €/MWh an den Regulierer zahlen. Gegebenenfalls könnte eine *Call*-Option auf einen Base-Kontrakt mit einer *Put*-Option auf hohe Spotpreise (dies entspricht dem Gegengeschäft der oben beschriebenen *Call*-Option mit hohen Ausübungspreisen) kombiniert werden. Wenn der Anlagenbetreiber in Besitz einer *Put*-Option ist, erhält er 8.760 € [10 Stunden x (976 €/MWh – 100 €/MWh)] ausgezahlt. Auf diese Weise ist der Anlagenbetreiber gegen Preissteigerungen abgesichert, die durch Preisspitzen entstehen.

gen für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft) vorzugsweise eine *Call*-Option auf den jeweiligen Referenzmarktwert als sinnvoller und geeigneter Ansatz. Bei den steuerbaren Erneuerbaren Energien spielen die variablen Kosten für die Bewertung einer geeigneten *Call*-Option eine große Rolle. Für Technologien mit sehr niedrigen variablen Kosten oder fehlender Speicherfähigkeit (Wasserkraft, teilweise Biogas, Geothermie) wird empfohlen, *Call*-Optionen auf einen Base-Terminkontrakt oder auf den jeweiligen Referenzmarktwert zu verwenden. Auf den Spotmarkt bezogene *Call*-Optionen mit höheren Ausübungspreisen erscheinen für diese Technologien eher nicht geeignet, da sie nur Preissteigerungen bei sehr hohen Preisen abschöpfen können. Für steuerbare Erneuerbare Energien mit höheren variablen Kosten (insbesondere die Biomasse) kommen grundsätzlich auch *Call*-Optionen bezogen auf den Spotmarkt infrage.

Die jeweiligen Ausübungspreise sollten auf Grundlage des bei der Prämienermittlung zugrunde gelegten Strompreises zuzüglich eines Zuschlags erfolgen. Konkret könnte der Ausübungspreis mit ausreichendem Abstand über einem konservativen Stromerlösszenario festgelegt werden. Bei der Größenordnung der hier erzielbaren Erlöse ist auch eine Risikobegrenzung für weiter fallende Stromerlöse im *Energy-only*-Markt kaum erforderlich.

Die Einführung eines geeigneten Risiko-Bandbreiten-Mechanismen ist ein zentrales Ausgestaltungselement des hier entwickelten Reformmodells. Durch diese Mechanismen können unerwünschte Produzentenrenten vermieden und sinnvolle Risikobänder für die Betreiber der Regenerativkraftwerke geschaffen werden. Letztlich sind derartige Verfahren zur Abschöpfung für alle Reformmodelle des EEG jenseits einer festen Einspeisevergütung (mit Ausnahme eines Quotenmodells) relevant. Aus einer ersten Analyse der zur Verfügung stehenden Optionen kann abgeleitet werden, dass für die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien unterschiedliche Varianten an Abschöpfungsmechanismen eingesetzt werden sollten, abhängig von ihrer Einlastbarkeit und ihren variablen Kosten.

Der Risiko-Bandbreiten-Mechanismus ist nicht nur für die Variante einer administrativen Festlegung der Kapazitätsprämien anwendbar, sondern auch für den Fall, dass die Kapazitätsprämien über Ausschreibungen vergeben werden. Hier ist der Wettbewerb um die Strompreisprognose zwar Teil des Wettbewerbs, wenn jedoch die Abschöpfung von Erlösen oberhalb eines bestimmten Erlösniveaus der jeweiligen Technologieflotte als Bestandteil des ausgeschriebenen Produkts definiert wird, kann der Risiko-Bandbreiten-Mechanismus auch im Kontext von Ausschreibungen Anwendung finden. Dies ist auch sinnvoll, da die Gebote in den Auktionen tendenziell und erwartbar auf niedrige Prognosen für die Erlöse aus dem *Energy-only*-Markt abstellen werden.

3.2.4 Die Rolle von Ausschreibungen

Ein wesentliches Gestaltungsmerkmal eines weiterentwickelten EEG, insbesondere wenn man diese Weiterentwicklung als Schritt auf dem Weg zu einem neuen Segment des Strommarktdesigns antizipiert, ist die Frage, über welchen Mechanismus die Höhe der jeweiligen Zahlungen festgelegt wird. Im EEG wird die Höhe der Zahlungen auch nach der Novelle 2014 administrativ festgelegt, wenn auch mit dem EEG 2014 der Übergang zu Ausschreibungsmodellen bis zum Jahr 2017 klar vorgegeben wird.

Dies entspricht den Vorgaben der EU-Beihilferichtlinien, wenn diese auch unter bestimmten Voraussetzungen eine Aussetzung der Verpflichtung zur Einführung von Ausschreibungsverfahren beziehungsweise eine Begrenzung auf Anlagen oberhalb bestimmter Kapazitätsgrenzen vorsehen (EC 2014, Tz. 127+128).

Ausschreibungen oder Auktionen bilden in der gesamten Breite des aktuellen Strommarktdesigns einen zentralen Preisfindungsmechanismus, auch wenn dies nicht notwendigerweise in der gleichen Breite für das Segment der regenerativen Stromerzeugung zutrifft. Auktionen sind für Strommengen, Systemdienstleistungen, Brennstoffe sowie gegebenenfalls Emissionsberechtigungen oder Prämien für gesicherte Leistung ein sehr weitgehend genutztes Standardverfahren für die Preisfindung (Maurer/Barroso 2011). Dies gilt für sehr viele Strommärkte beziehungsweise Ver-

sorgungssysteme weltweit (sowohl in Industrie- als auch Schwellenländern), insbesondere aber für das wettbewerbliche Strommarktmodell der Europäischen Union und Deutschlands. Im Vordergrund stehen dabei jedoch meist Ausschreibungen oder Auktionen für Massengüter (*Commodities*) und weniger komplexere Produkte wie Prämienzahlungen für noch zu errichtende Anlagen, insbesondere wenn es sich um längerfristige Zahlungen handelt und ein erheblicher Vorlaufbedarf für die Ausschreibungen besteht.

Gleichwohl wird im weltweiten Vergleich eine Reihe von Ausschreibungsverfahren[9] auch für die Finanzierung regenerativer Stromerzeugungsanlagen eingesetzt, selbst wenn sich die Rahmenbedingungen dafür und die jeweils verfolgten Ansätze teilweise sehr stark unterscheiden. Die bisherige Bilanz der Finanzierung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen über Ausschreibungen im internationalen Raum ist und bleibt gemischt[10], in keinem der internationalen Beispiele erfolgten jedoch Ausschreibungen bei einem mit Deutschland vergleichbaren Ausbaustand (neuer) Erneuerbarer Energien. In keinem der internationalen Beispiele hat es vor Einführung von Ausschreibungsmodellen ein derart breites Engagement bei Investitionen in Erneuerbare Energien gegeben (also einerseits so viel Information im Markt und andererseits eine solch große Akteursvielfalt in den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette von Erneuerbare-Energien-Projekten). Die Nutzung von Ausschreibungen für die Preisfindung in – wie auch immer strukturierten – Finanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland bedeutet letztlich, dass in weiten Bereichen instrumentelles Neuland betreten wird.

Die Einführung und Ausgestaltung von Ausschreibungen in einem weiterentwickelten EEG bedürfen einer Priorisierung der damit verfolgten Ziele:

- Sie können primär das Ziel verfolgen, die (spezifischen) Kosten zu senken beziehungsweise mit Blick auf sich ändernde Rahmenbedingungen zu dynamisieren (auch wenn damit möglicherweise Mengenziele verfehlt werden – siehe unten).
- Sie können primär als Mechanismus zur Umsetzung strikter Mengenziele eingesetzt werden (auch wenn dies gegebenenfalls zu höheren Kosten führt – siehe oben).
- Sie können aber auch als Konsequenz einer grundsätzlichen ordnungspolitischen Orientierung eingeführt werden, nach der im Strommarkt prinzipiell keine administrativen Preissetzungen erfolgen sollen (auch wenn dies gegebenenfalls zu höheren Kosten oder Zielverfehlungen führen kann – siehe oben).

Auch wenn in vielen energiepolitischen Debatten diese unterschiedlichen Zugänge nicht immer klar voneinander zu trennen sind beziehungsweise nicht immer klar so formuliert werden, bedarf es einer Verständigung über die jeweiligen Priorisierungen. Für die Einführung von Ausschreibungen für regenerative Stromerzeugungsanlagen sind diese Priorisierungen von herausragender Bedeutung, da sie für die Ausgestaltung zentraler Elemente der Ausschreibungen den eigentlich relevanten Bezugsrahmen bilden und so entscheidend für die Entwicklung tragfähiger Modelle sind. Mit Blick auf den erreichten Ausbaustand der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien und die aufkommende Notwendigkeit eines übergreifenden, konsistenten Marktdesigns wird jedoch zumindest mittel- und langfristig die ordnungspolitische Facette der Begründung von Ausschreibungen an Bedeutung gewinnen, zumindest soweit und solange das Konzept eines liberalisierten Strommarktes weiter verfolgt wird, wovon im Folgenden ausgegangen wird.

9 Ausschreibungsmodelle sind strikt von Quoten- beziehungsweise Portfoliomodellen (*Renewable* Portfolio Standards) zu trennen. Zwar gehören beide Modelle zur Gruppe der Mengensteuerungsinstrumente, bei denen sich der Preis auf Grundlage einer Mengenvorgabe bildet. Bei Quoten- beziehungsweise Portfoliomodellen ergibt sich die Nachfrage jedoch aus einer Verpflichtung dezentraler Akteure (in der Regel der Stromlieferanten), bei Ausschreibungen wird die Nachfrage in der Regel über zentrale Auktionen erzeugt. Ausschreibungsmodelle haben in Bezug auf die Ausgestaltung der wettbewerblichen Preisfindung deutlich größere Freiheitsgrade als Quoten- oder Portfoliomechanismen (Dauer der Prämienzahlung, Preisbildung etc.).

10 vgl. dazu die bemerkenswert unterschiedlichen Bewertungen der gleichen Ausschreibungsmodelle aus dem internationalen Raum bei Maurer/Barroso (2011), MVV et al. (2013), Frontier (2013), IZES (2014), del Rio/Linares (2014)

Wie auch immer die Ausschreibungsverfahren im Grundsatz und im Detail ausgestaltet werden: Das Finanzierungssystem für Erneuerbare Energien wird dadurch deutlich an Komplexität zunehmen. Der konkrete Grad der Komplexitätserhöhungen ergibt sich aus einigen grundsätzlichen Priorisierungsentscheidungen, aber auch aus einer Vielzahl von Einzelfragen, die sich entweder im engeren Kontext des Ausschreibungsverfahrens ergeben, aber in einigen zentralen Punkten auch ganz entscheidend von anderen Ausgestaltungsfragen des Flankierungsmodells oder des neuen Strommarktdesigns insgesamt abhängen (zum Beispiel mit Blick auf die Struktur der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen oder aber mit Blick auf den Grad der Technologiedifferenzierung).

Damit führt der hohe Druck zur Einführung von Ausschreibungsverfahren zu zwei weiteren Priorisierungsfragen:

- Wie ist die Einführung von Ausschreibungen und deren Ausgestaltung mit Blick auf die (grundlegende) Umgestaltung der Einkommensströme einzuordnen, wenn sich die unvermeidbaren Unsicherheiten bei der Einführung eines neuen Grundmodells für die Finanzierung regenerativer Stromerzeugungsanlagen mit einem neuen Vergabeverfahren überlagern?
- Wie können Übergangsprozesse ausgestaltet werden, mit denen diese Kumulation von Risiken und Unsicherheiten eingeschränkt werden kann, gleichzeitig aber vermieden wird, dass die Erfahrungen mit dem Instrument Ausschreibung auf der Basis eines eingeführten, aber letztlich nicht zukunftsfähigen Produktes beziehungsweise Finanzierungsmechanismus gemacht werden (Strommengenprämien im Kontext der gleitenden Marktprämie), die beim Übergang zu anderen Prämiensystemen mit hoher Wahrscheinlichkeit und sehr weitgehend entwertet würden?

Wenn, wie in den hier präsentierten Analysen, der Umstellung der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen eine sehr hohe Priorität zugemessen wird, ergeben sich daraus die folgenden Schlussfolgerungen:

- Umstellung der Einkommensströme in möglichst umfassender Weise (vgl. Abschnitt 3.2);
- schrittweiser Übergang zu Ausschreibungsverfahren im Rahmen der rechtlichen Möglichkeiten (das heißt auch unter Rückgriff auch die Freiheitsgrade für die Ausnahme von Ausschreibungen beziehungsweise die entsprechenden Nachweisführungen), zumindest für einen Übergangszeitraum und für Projekttypen beziehungsweise -größen, die ohnehin mit erheblichen energiewirtschaftlichen Komplexitäten konfrontiert sind beziehungsweise von Akteuren getragen werden, die mit den oben genannten doppelten Unsicherheiten besser umgehen können;
- Einführung von verschiedenen Ausschreibungsmodellen für unterschiedliche Anwendungsfelder (bezüglich Technologien, Projektgrößen etc.), durchaus auch mit dem Ziel, umfassendere Erfahrungen zu sammeln;
- gezielte und konsequente Umsetzung von Mechanismen, die oben als Optionen zur Gewährleistung einer möglichst großen Akteursvielfalt diskutiert worden sind.

In einer Gesamtwürdigung der mit der (verpflichtenden) Einführung von Ausschreibungen entstehenden Komplexität könnte es auf einer abstrakten Ebene als sinnvoll erscheinen, die umfassende strukturelle Reform der Einkommensströme für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zeitlich vorgelagert umzusetzen. Faktisch ist jedoch mit der EEG-Novelle 2014 und den EU-Beihilfeleitlinien die Einführung von Ausschreibungen als prioritärer Reformschritt vorgegeben worden, sodass ein idealtypischer Übergang zu einem neuen Finanzierungssystem als kaum noch realistisch erscheint.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine pragmatische Diskussion über den (notwendigen) Umfang und die zeitlichen Einführungsstrategien als zielführender als eine Grundsatzdebatte über das Für und Wider von Ausschreibungsverfahren oder die Suche nach einem hochkomplexen, universalen Auktionsmodell, das sich von Beginn an der großen Bandbreite aller Herausforderungen für den größtmöglichen Anwendungsbereich zu stellen hat.

Im Kontext des hier vorgeschlagenen Reformmodells lassen sich damit für die Ausgestaltung der Ausschreibungen auf der grundsätzlichen Ebene folgende Eckpunkte ableiten:

→ Ausschreibung von Kapazitätsprämien mit Bezug auf die systemdienliche Kapazität bei gleichzeitiger Festsetzung beziehungsweise Bekanntgabe des Ausübungspreises für den Risiko-Bandbreiten-Mechanismus;
→ Mehrrundenverfahrung nach dem *Descending-Clock*-Verfahren (Preisentdeckung für ein neues Produkt ist notwendig);
→ Preisfestsetzung nach dem Einheitspreisansatz, verbunden mit einem Standort-Indexierungsverfahren für Windkraftanlagen;
→ Schaffung eines Segments für *Non-competitive Bids* für Kleinanlagen.

Die weiteren Ausschreibungsregelungen bedürfen einerseits technologiespezifischer Regelungen und andererseits weiterer vertiefender Analysen.

3.2.5 Ergänzende Regelungen

Die Analysen zur Spezifikation des Reformmodells haben deutlich gemacht, dass trotz einer im Grundsatz vergleichsweise einfachen Architektur an einigen Stellen zusätzliche Regelungen notwendig sind, um ein robustes Modell zu schaffen. Dies betrifft

→ technische Umsetzungsfragen für die große Bandbreite der betroffenen Technologien beziehungsweise Kapazitätssegmente,
→ Optionen für eine (weitere) Flexibilisierung des Modells und
→ den Umgang mit Sonderzielen für das Reformmodell.

Vor diesem Hintergrund erscheint es als sinnvoll, eine Reihe von Zusatzoptionen zum Kernmodell der EEG-Reform zu berücksichtigen.

Im Falle von Kleinanlagen ist es aus Kostengründen nicht angemessen, die Installation umfangreicher Messeinrichtungen zu fordern.[11] Aus diesem Grund sollten im Rahmen einer De-minimis-Regelung Ausnahmen von derjenigen Variante des Kernmodells definiert werden, in deren Rahmen die Transaktionskosten für Kleinanlagen begrenzt werden können. Daher sollte im Zuge der Umsetzung des Reformmodells geprüft werden, unterhalb welcher Leistungsgrenze eine De-minimis-Regelung aus Gründen der Verhältnismäßigkeit des Aufwandes anzuwenden ist. Für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt an dem hier beschriebenen Reformmodell teilnehmen können, ohne dass zusätzliche technische Voraussetzungen geschaffen werden müssten.

Unter diesen Umständen könnte die Leistungsgrenze für eine De-minimis-Regelung, nach der weder das Konzept der verpflichtenden Direktvermarktung mit Kapazitätsprämie noch das Modell der variablen Einspeisevergütung mit Kapazitätsprämie zur Anwendung kommt, auf eine installierte Leistung von 40 Kilowatt festgesetzt werden. Damit würden die beiden kleinsten Anlagenkategorien des EEG 2014 nicht dem hier beschriebenen Reformmodell unterliegen und im Rahmen einer De-minimis-Regelung weiterhin in einem Festvergütungsmodell für die eingespeisten Strommengen verbleiben. Alternativ könnte das Modell der variablen Einspeisevergütung mit Kapazitätsprämie nur auf die Anlagen beschränkt werden, die (ab 2017) eine installierte Leistung von mehr als 100 Kilowatt haben, aber trotzdem nicht im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung betrieben werden und daher eine reduzierte Kapazitätsprämie erhalten würden. Hier sind vertiefende Untersuchungen und Diskussionen sinnvoll und notwendig.

Das EEG hat neben einer Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien explizit auch den Zweck der Innovationsförderung verfolgt. Dies ist in den verschiedenen Anwendungsbereichen unterschiedlich gut gelungen. Vor allem im Bereich der Solarstromproduktion und der Windkrafterzeugung an Land wurden jedoch erhebliche Kostenreduktionen erreicht. Angesichts der aktuellen

11 Im Zuge der weiteren Etablierung von *Smart-Grid*-Konzepten ist zu erwarten, dass fernauslesbare Lastgangzähler und die zugehörigen Messdienstleistungen künftig zu geringeren Kosten zur Verfügung stehen werden, als dies heute der Fall ist.

Entwicklungen stellt sich nun die Frage, ob die Innovationsförderung für die Offshore-Windkraft – als der einzig verbliebenen Technologie mit erwartbar hohen Lernkurveneffekten – dem gleichen Muster folgen soll wie für Onshore-Windenergie und Photovoltaikstromerzeugung, also einer frühzeitigen Expansion in erhebliche Leistungsbereiche. Eine zweite Herausforderung ergibt sich mit Blick auf die Harmonisierung von Netzausbau und Standortentwicklung für Regenerativkraftwerke.

Grundsätzlich sind beide Ziele über ergänzende Ausgestaltungselemente des hier diskutierten Reformmodells vorstellbar, das heißt über die Schaffung eines Innovationszuschlages für Offshore-Windkraftanlagen beziehungsweise über die Definition von Prämienzuschlägen für die Lokalisierung von Regenerativkraftwerken an Standorten, an denen sie der Entlastung von Netzen beziehungsweise der Verringerung des Bedarfs zum Netzausbau dienen können. Zumindest als Variante und auch mit Blick auf das Sammeln von Erfahrungen für wettbewerbliche Elemente im Prozess der Prämienfestlegung könnte jedoch – alternativ oder ergänzend – auch die Vergabe von Finanzierungsbeiträgen für diese Sonderzwecke, also begrenzt und mit einem überschaubaren Risikozuwachs für die Investoren, über zielgerichtete Ausschreibungen erfolgen.

4 Parametrisierung des Reformmodells

4.1 Ausgangspunkte der Parametrisierungsanalysen

Die numerischen Parametrisierungsanalysen sowie die entsprechenden Vorschläge basieren auf folgenden Grundlagen:

- Die nach dem aktuellen EEG für im Jahr 2015 in Betrieb genommene Anlagen gezahlten Einspeisevergütungen bilden die Referenzgröße für die Kosten beziehungsweise die zu erwirtschaftenden Erlöse.
- Mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts wurden für die Bandbreite der vorstellbaren Entwicklungen stündliche Spotmarktpreise ermittelt, die als Erlösannahme für die unterschiedlichen Anlagen und Anlagenauslegungen genutzt wurden.
- Die Analysen wurden jeweils für vordefinierte Referenzanlagen durchgeführt, die unterschiedliche Auslegungen beziehungsweise Standorte repräsentieren.

Für die Strommarktentwicklung wird dabei ein Szenarienkonzept verfolgt, das vor allem die Bandbreite der heute vorstellbaren Entwicklungen verdeutlicht. Dabei soll ganz bewusst nicht versucht werden, eine wahrscheinliche Abbildung zu modellieren, sondern es soll eine Bandbreite der Rahmenbedingungen abgesteckt werden, in der das Reformmodell funktionsfähig sein muss.

Spezifische Vermarktungserlöse von Erneuerbare-Energien-Technologien in einem niedrigen Erlösszenario, 2015 bis 2045 — Tabelle 1

	2015	2025	2035	2045
	€(2010)/MWh			
Onshore-Windkraft	20,1	12,8	14,7	13,4
Offshore-Windkraft	22,8	15,5	16,0	13,5
Photovolatik	22,7	15,3	14,5	11,8
Laufwasser	25,0	21,7	27,1	25,9
Biomasse	24,7	20,9	30,6	30,0
Geothermie (als Grundlastband)	25,0	21,5	27,6	26,3
Strompreis	25,0	21,5	27,6	26,3

Berechnungen des Öko-Instituts

Spezifische Vermarktungserlöse von Erneuerbare-Energien-Technologien in einem hohen Erlösszenario, 2015 bis 2045 — Tabelle 2

	2015	2025	2035	2045
	€(2010)/MWh			
Onshore-Windkraft	21,4	75,3	88,3	97,0
Offshore-Windkraft	24,5	86,9	101,4	110,0
Photovolatik	25,0	81,0	102,1	115,9
Laufwasser	27,3	101,2	125,4	142,5
Biomasse	26,2	113,5	140,2	167,7
Geothermie (als Grundlastband)	27,0	102,9	126,0	142,7
Strompreis	27,0	102,9	126,0	142,7

Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen die Ergebnisse der Strommarktmodellierungen für ein Szenario mit niedrigen und ein Szenario mit (sehr) hohen Erlösperspektiven. Gezeigt werden dabei sowohl die mittleren Preise für Grundlastlieferungen als auch die auf Stundenbasis erzielbaren Erlöse der jeweiligen Flotte regenerativer Erzeugungsanlagen. Die Ergebnisse der Modellrechnungen verdeutlichen einerseits die hohen Unsicherheiten, die aus der Entwicklung der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie des Kraftwerksparks resultieren. Andererseits machen sie die Effekte deutlich, die mit der zunehmenden Durchdringung des Marktes durch Solar- und Windenergie entstehen. Die für diese Anlagen erlösbaren Einkommen liegen zunehmend deutlich unter dem mittleren Strompreisniveau der Szenarien.

Mit dieser Bandbreite sind die Voraussetzungen geschaffen, um Einkommensströme für regenerative Erzeugungsanlagen, aber auch die Funktionalität des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus auf einer robusten numerischen Grundlage zu untersuchen.

Für die untersuchten Referenzanlagen wird dagegen versucht, möglichst repräsentative Anlagen zu identifizieren und abzubilden.

- Für Windkraftanlagen wird die Analyse auf Basis von stündlichen Einspeisezeitreihen für fünf verschiedene Standorte durchgeführt, die sich durch unterschiedliche Windgeschwindigkeiten und damit durch ein, auch in seinem zeitlichen Verlauf, unterschiedliches Dargebot von Windenergie auszeichnen: Juist (Offshore), Magdeburg, Stade, Eifel (Schleiden) und Bayern (Equarhofen). Damit soll ein breites Spektrum an möglichen Anlagenstandorten abgebildet werden. Um die bisher dominierenden Anlagenauslegungen für Windkraftanlagen abzubilden, wurde die Leistungskennlinie der Anlage Enercon E-101 mit einer Rotorkreisfläche von 2,6 Quadratmetern pro Kilowatt installierter Leistung und einer Turmhöhe von 100 Metern verwendet. Dieser Standardanlage wird eine optimierte Anlage mit einer Rotorkreisfläche von 4,5 Quadratmetern pro Kilowatt installierter Leistung und einer größeren Nabenhöhe von 140 Metern gegenübergestellt (Nordex N117).
- Für die Analysen von Photovoltaikanlagen wurden zwei verschiedene Anlagentypen für jeweils zwei Standorte (München und Rostock) definiert. Eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit der Neigung von 36 Grad beziehungsweise 38 Grad repräsentiert hierbei die bisher übliche, auf die maximale Stromerzeugung optimierte Auslegung der Anlagen. Gegenübergestellt wird dieser Anlagenauslegung eine zu jeweils 50 Prozent der Modulfläche nach Osten und Westen ausgerichtete Anlage mit einer Neigung von 15 Grad.
- Im Bereich der Biomasseanlagen wurde einerseits ein typisches Dampfkraftwerk mit einer Leistung von 5 bis 20 $Megawatt_{el}$ mit dem Brennstoff Festbiomasse und andererseits eine typische Biogasanlage mit einer Leistung von 1 Megawatt untersucht.

Auch wenn diese Referenzanlagen nicht die gesamte Vielfalt von Anlagenauslegungen und Standorten abbilden können, wird damit ein Spektrum von Einsatzfällen aufgespannt, das vergleichsweise robuste Schlussfolgerungen auf die Effekte verschieden strukturierter Einkommensströme erlaubt.

4.2 Berechnung der anzulegenden Kapazitäten

4.2.1 Vorbemerkungen

Als Bezugsgröße für die Höhe der Kapazitätsprämie sollte grundsätzlich die dem System zur Verfügung gestellte Erzeugungskapazität verwendet werden. Im Fall einer Anlage zur erneuerbaren Stromerzeugung ist allerdings die Frage zu vertiefen, wie deren Erzeugungskapazität zu bewerten ist. Die Nennleistung einer Windkraftanlage ist beispielsweise nicht unbedingt eine geeignete Bezugsgröße, da eine Windkraftanlage diese Leistung nicht zu jedem Zeitpunkt gesichert zur Verfügung stellen kann. Außerdem ist die Häufigkeit, in der die Nennleistung tatsächlich erreicht wird, in hohem Maße von der technischen Auslegung der Anlage abhängig. Durch eine sinnvolle Wahl der Bezugsgröße bei der Bemessung der Kapazitätsprämie können Anreize für eine systemdienliche Anlagenauslegung geschaffen werden.

4.2.2 Biomasse

Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse können mit geringem technischem Aufwand so ausgelegt werden, dass sie flexibel, also strompreisabhängig, eingesetzt werden können. Die technischen Grenzen, die für diesen flexiblen Einsatz gelten (wie Mindestlasten und maximale Lastgradienten), sind vergleichbar mit denen, die für konventionelle thermische Stromerzeugungsanlagen derselben Größenordnung bekannt sind. Damit entspricht die dem System zur Verfügung stehende Leistung für Biomasseanlagen der installierten Leistung, und die installierte Leistung ist somit eine geeignete Bezugsgröße für die Bemessung der Prämienzahlungen.

4.2.3 Wind- und Solarenergie

Tabelle 3 vergleicht die unterschiedlichen Ansätze zur Bestimmung der anzulegenden Kapazität, verglichen werden jeweils Anlagen mit einer installierten Leistung von einem Megawatt.

Neben der jahresdurchschnittlichen Auslastung ist in der Übersicht jeweils auch der Mittelwert der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile angegeben, der als Bezugsgröße für die Kapazitätszahlungen (systemdienliche Anlagenkapazität) herangezogen werden kann. Damit werden die 876 Stunden (10 Prozent der Jahresstundenzahl) mit den höchsten stündlichen Einspeiseleistungen sowie die 876 Stunden mit der niedrigsten (beziehungsweise nicht vorhandenen) Einspeiseleistungen bei der Mittelwertbildung der Einspeiseleistung über die verbleibenden 7.008 Stunden (80 Prozent der Jahresstunden) nicht berücksichtigt. Der Mittelwert der Einspeiseleistungen über die 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile des Jahres ist damit ein Maß, das die Gleichmäßigkeit der Einspeisung reflektiert.

Es ist zu erkennen, dass die Unterschiede zwischen Standardanlage und optimierter Anlage bei der Nutzung des Dezils deutlich ausgeprägter sind als bei der jahresdurchschnittlichen Auslastung. Die relativen Unterschiede zwischen den beiden Anlagentypen sind bei der ebenfalls gezeigten Ermittlung des Medians der Einspeiseleistungen am größten.

Bei den Windkraftanlagen haben die optimierten Anlagen einen größeren Rotordurchmesser und erreichen damit eine höhere Auslastung. Zuerst ist die Frage zu beantworten, wie

Vergleich der Methoden zur Berechnung der anzulegenden Kapazität für Anlagen mit einer installierten Leistung von einem Megawatt — Tabelle 3

		Anzulegende Kapazität		Relative Bewertung der optimierten Anlage	Anteil der Produktion in anzulegender Kapazität berücksichtigt	
		Standard	optimiert	Standardanlage = 100 %	Standard	optimiert
		MW				
Wind offshore	installierte Leistung	1,00	1,00	100 %	212 %	173 %
	Auslastung	0,47	0,58	122 %	100 %	100 %
	10 %-90 %-Dezile	0,47	0,60	128 %	100 %	104 %
	Median	0,42	0,71	169 %	89 %	122 %
Wind Stade	installierte Leistung	1,00	1,00	100 %	409 %	234 %
	Auslastung	0,24	0,43	175 %	100 %	100 %
	10 %-90 %-Dezile	0,20	0,41	207 %	81 %	96 %
	Median	0,16	0,36	231 %	64 %	84 %
PV	installierte Leistung	1,00	1,00	100 %	796 %	950 %
	Auslastung	0,13	0,11	84 %	100 %	100 %
	10 %-90 %-Dezile	0,08	0,07	86 %	61 %	62 %
	Median	-	-	-	-	-

ForWind, PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

stark der Ansatz zur Bestimmung der anzulegenden Kapazität die systemdienliche Anlagenauslegung fördert. Es wird deutlich, dass die Nutzung des Medianansatzes den stärksten Anreiz für eine systemdienliche Anlagenauslegung liefert. Die optimierte Offshore-Anlage produziert 22 Prozent mehr Strom als die Standardanlage. Der Mittelwert der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile liegt bei der optimierten Anlage nur 28 Prozent höher als bei der Standardanlage, der Median jedoch 69 Prozent.

Die nach Ost/West ausgerichtete Photovoltaikanlage produziert bei gleicher Leistung 16 Prozent weniger Strom als die Südanlage. Berechnet man den Mittelwert der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile, so ist die anzulegende Kapazität (Bezugsleistung) der Ost/West-Anlage aber nur 14 Prozent geringer als die der Südanlage. In der Gesamtschau ist das mögliche Steuerungssignal für die systemdienliche Anlagenauslegung der Photovoltaik eher gering. Die Nutzung der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile führt vielmehr zu einer deutlich unterschiedlichen Bewertung der betrachteten Technologien untereinander. Dies wird in den zwei Spalten ganz links in Tabelle 1 deutlich. Damit wird in den Zeilen „10-%-bis-90-%-Dezile" jeweils verglichen, welcher Anteil der Produktion einer Anlage auf die Produktionsspitze entfällt und dabei bei der Berechnung des Mittelwerts der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile nicht berücksichtigt wird. Bei der Photovoltaik sind dies etwa 40 Prozent der Produktion, bei der Standard-Onshore-Anlage 19 Prozent und bei der optimierten Onshore-Anlage nur 4 Prozent.

Im Ergebnis wird die Verwendung des Mittelwerts der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile empfohlen, weil es eine gleichmäßige Bewertung der betrachteten Technologien ermöglicht. Die Verwendung des Median wird aktuell nicht empfohlen, weil er für die Photovoltaik nicht anwendbar ist. Außerdem sinkt der Median bei höherer Nichtverfügbarkeit der Anlage überproportional. Für die Einführungsphase ist deshalb der Mittelwert der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile besser geeignet. Gegebenenfalls könnte die Verwendung des Medians bei einer Überarbeitung des Reformmodells zu einem späteren Zeitpunkt mit einem höheren Anteil Erneuerbarer Energien (und einem größeren Bedarf für eine systemdienliche Anlagenauslegung) wieder geprüft werden. Im Abschnitt 4.2 wird deshalb die Kapazitätsprämie in der Hauptvariante mit dem Mittelwert der 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezile berechnet. Für den Standort Stade sind in einer Sensitivität die Ergebnisse unter Verwendung des Medians dargestellt.

Die Berechnung der anzulegenden Kapazität sollte schließlich keine kontraproduktiven Effekte für den möglichst systemdienlichen Anlagenbetrieb ermöglichen:

- Bei Strompreisen unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten sollte es möglich sein, dass Anlagen abgeregelt werden können, ohne dass dadurch die Bezugsleistung sinkt und Prämienzahlungen verloren gehen. Dieser Mechanismus ist insbesondere bei negativen Strompreisen wichtig. Um dies zu berücksichtigen, sollen alle Stunden, in denen negative Strompreise auftreten, bei der Bildung der Jahresdauerlinie so behandelt werden, als ob sie zwischen dem Null-Prozent- und dem Zehn-Prozent-Dezil lägen. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die Anlagen in diesen Stunden abgeregelt werden können.
- Grundsätzlich sollten Anlagen auch Regelleistung anbieten können, ohne dass die Bezugsleistung sinkt und Prämienzahlungen verloren gehen. Um dies zu ermöglichen, sollen auch Stunden, in denen die Anlage in relevantem Umfang Regelleistung angeboten hat, bei der Bildung der Jahresdauerlinie so behandelt werden, als ob sie zwischen dem Null-Prozent- und dem Zehn-Prozent-Dezil lägen. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die Anlagen in diesen Stunden Regelleistung anbieten können, ohne dass sich die Kapazitätszahlung reduziert.

4.3 Beispielhafte Bestimmung der Kapazitätsprämie

4.3.1 Biomasse

Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 diskutiert, ist aufgrund der dargebotsunabhängigen Steuerbarkeit der Anlagen im Fall der Biomasse die installierte Leistung eine sinnvolle Bemessungsgrundlage für die Höhe der Kapazitätsprämienzahlungen. Eine Berücksichtigung der tatsächlichen Einspeisecharakteristik ist nicht erforderlich. Im EEG 2014 ist bereits eine interessante Hybridlösung zwischen Marktprämi-

enzahlung für produzierte Kilowattstunden und Kapazitätsprämie gefunden worden. So erfolgt eine Marktprämienzahlung nur in maximal 50 Prozent der Stunden eines Jahres. Gleichzeitig wird eine Flexibilitätsprämie gezahlt, die der Wirkung einer Kapazitätsprämie entspricht. Im hier vorgeschlagenen Reformmodell soll die Marktprämienzahlung für Kilowattstunden auf null reduziert werden und dafür die Kapazitätszahlung gestärkt werden. Damit kann der Fördermechanismus für Biomasseanlagen deutlich vereinfacht werden. Das gegenwärtig existierende System mit einer Differenzierung nach Anlagengröße und Einsatzstoffen (zum Beispiel Gülle, Bioabfälle und Biogas) sollte entfallen. Der Einsatz von Biomasse im KWK-Bereich wird nicht separat gefördert oder vorgeschrieben, sondern soll durch die zusätzlichen Einnahmen am Wärmemarkt angereizt werden. Außerdem wird der Betrieb der Anlagen an den Erfordernissen des Strommarktes ausgerichtet. Die Kapazitätszahlung bleibt davon unbeeinflusst, ob der Betreiber die Anlage am *Energy-only*-Markt oder am Regelenergiemarkt einsetzt.

Zentraler Parameter für die Bestimmung der Kapazitätsprämie für die Biomasse sind die Kapitalkosten der Anlage. Ausgangspunkt des hier entwickelten Vorschlags ist, dass die Kapitalkosten zu einem größeren Teil über die Kapazitätsprämie gedeckt werden sollen. Betriebskosten (inklusive der Brennstoffkosten) sowie Rendite sind am Strommengen- sowie am Wärmemarkt zu erwirtschaften.

Nach Prognos (2013) werden die Investitionen für Dampfkraftwerke mit einer Leistung von 5 bis 20 $Megawatt_{el}$ mit fester Biomasse als Brennstoff mit 2.500 $Euro_{2012}$ je Kilowatt angegeben. Für Biogasanlagen mit einer Leistung von einem Megawatt werden spezifische Investitionen von 3.500 $Euro_{2012}$ je Kilowatt im Jahr 2015 angegeben. Bei Biogasanlagen ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil der Investitionen auf den Fermenter entfällt. Setzt man für ein einfaches Blockheizkraftwerk ohne Wärmeauskopplung 500 Euro je Kilowatt an (ASUE 2011), entfallen 3.000 $Euro_{2012}$ je Kilowatt Investitionen auf den Fermenter. Wenn die Kapazitätsprämie die Kosten für die Stromerzeugungsanlagen decken soll, wird damit eine jährliche Kapazitätsprämie von etwa 45 Euro je Kilowatt[12] für ein Blockheizkraftwerk benötigt. Wenn sie die Kosten für das deutlich teurere Dampfkraftwerk decken soll, muss die jährliche Kapazitätsprämie auf knapp 230 Euro je Kilowatt[13] steigen.

Es ist zu klären, wie mit den unterschiedlichen Kostenstrukturen bei Biogas und den Festbrennstoffen umgegangen wird. Wenn die Kapazitätsprämie auf dem höheren Niveau der Festbrennstoffe festgelegt wird, besteht ein starker Anreiz, Blockheizkraftwerke zu errichten, diese aber nur mit einem sehr kleinen Fermenter auszustatten. Im Extremfall würden dann nur Blockheizkraftwerke gebaut, die eine Kapazitätsprämie erhalten, die viermal höher wäre als ihre Kapitalkosten. Deshalb sollte für Biogas die jährliche Kapazitätsprämie auf einem Niveau von etwa 45 Euro je Kilowatt festgelegt werden. Zusätzliche Investitionen für den Fermenter müssen dann über besonders günstige Brennstoffkosten (zum Beispiel durch Abfallstoffe) oder durch zusätzliche Einnahmen am Wärmemarkt ausgeglichen werden. Außerdem ist das erklärte Ziel zu berücksichtigen, den Fermenter möglichst klein auszulegen, da die Blockheizkraftwerke möglichst in der Spitzenlast betrieben werden sollen. Für feste Biomasse sollte die jährliche Kapazitätsprämie auf circa. 230 Euro je Kilowatt festgelegt werden.

Ein solches differenziertes Modell reflektiert die Notwendigkeit von Übergangslösungen beziehungsweise die Anschlussfähigkeit zum derzeitigen Flankierungsmodell. In der längerfristigen Perspektive sollte eine einheitliche, nicht mehr differenzierte Prämienzahlung für Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Biogas und fester Biomasse entwickelt werden.

12 Annahmen für die Berechnung der Kapitalkosten: Investitionskosten 500 Euro je Kilowattstunde, Abschreibungsdauer 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz 6,5 Prozent

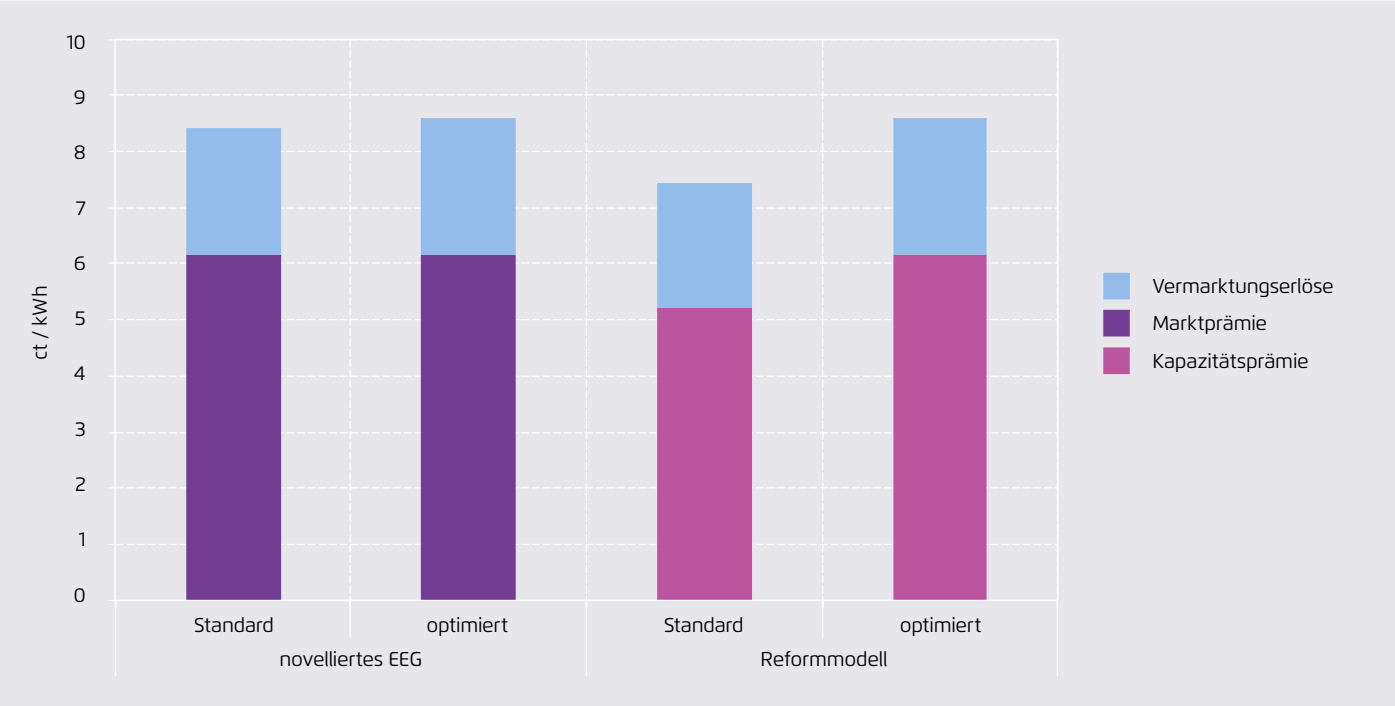
13 Annahmen für die Berechnung der Kapitalkosten: Investitionskosten 2.500 Euro je Kilowattstunde, Abschreibungsdauer 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz 6,5 Prozent

4.3.2 Windkraft

Die Berechnung erfolgt beispielhaft für eine Anlage mit einer Nettoleistung von einem Megawatt am Standort Stade. Auf der Basis des novellierten EEG würde eine optimierte Anlage eine strommengenbezogene Marktprämienzahlung von 6,2 Cent je Kilowattstunde erhalten. Bei einer Auslastung von 3.750 Volllaststunden pro Jahr resultiert dies in Marktprämienzahlungen in Höhe von 230.000 Euro pro Jahr. Die tatsächlich realisierte Leistung, gemittelt über alle Stunden des Jahres, liegt mit 430 Kilowatt deutlich unter der Nennleistung von einem Megawatt. Werden bei der Bestimmung der mittleren realisierten Leistung nur die Stunden zwischen dem 10-Prozent- und dem 90-Prozent-Dezil berücksichtigt, führt dies zu einer anzulegenden Leistung (Bezugsleistung) von 410 Kilowatt. Um eine Kapazitätsprämienzahlung in derselben Höhe der Marktprämienzahlung zu erhalten, ist also eine jährliche Kapazitätsprämie in Höhe von 230 Euro je Kilowatt Nennleistung erforderlich, beziehungsweise in Höhe von 565 Euro je Kilowatt Bezugsleistung gemäß der oben beschriebenen Dezilmethode. An Standorten mit ungünstigeren Bedingungen ist eine höhere Kapazitätsprämienzahlung erforderlich (zum Beispiel knapp 680 Euro je Kilowatt Bezugsleistung am Standort Magdeburg).

In Abbildung 6 sind die Einkommensströme für die Standard- und die optimierte Anlage in beiden Modellen gegenübergestellt. Im Marktprämienmodell ist die Höhe der Marktprämie für beide Anlagen identisch (da beide Anlagen denselben äquivalenten Vergütungssatz erhalten). Die Einkommensströme der beiden Anlagen unterscheiden sich nur in Bezug auf die unterschiedlichen Vermarktungserlöse. Aufgrund des gleichmäßigeren Einspeiseprofils sind die spezifischen Vermarktungserlöse der optimierten Anlage höher als die der Standardanlage. Dieser Effekt beträgt jedoch – trotz der deutlich unterschiedlichen Einspeisecharakteristika der Anlagen – in einem hier zugrunde liegenden niedrigen Erlösszenario nur etwa 1 bis 2 Prozent. Hintergrund ist, dass die Anlagen in dem hier analysierten niedrigen Strompreisszenario ihre Erlöse nur zu 25 Prozent aus dem Strommengenmarkt, aber zu 75 Prozent aus den Marktprämienzahlungen erhalten. Da sich die Marktprämi-

Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Windkraftanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell — Abbildung 6



Berechnungen des Öko-Instituts

enzahlungen immer auf Kilowattstunden beziehen, reizt die Marktprämienzahlung eine systemdienliche Anlagenauslegung nicht an. Im Gegensatz hierzu fällt die Höhe der Kapazitätsprämie im Reformmodell (bezogen auf die produzierte Strommenge) für beide Anlagen deutlich unterschiedlich aus: Die kapazitätsbezogenen Zahlungen für die optimierte Anlage sind circa einen Cent je Kilowattstunde (etwa 20 Prozent) höher als für die Standardanlage. Damit bildet die kapazitätsbezogene Zahlung auch ab, dass der Strom der optimierten Anlagen eine 10 bis 20 Prozent höhere Wertigkeit besitzt. Dies macht deutlich, dass die Lenkungswirkung der Förderung in Bezug auf die Anlagenauslegung im Reformmodell deutlich größer ist als im gegenwärtig praktizierten Marktprämienmodell.

Die Ausgestaltung der Kapazitätsprämie führt dazu, dass Standard- und optimierte Anlagen (bei gleichem Rotordurchmesser) fast die gleiche Kapazitätsprämie erhalten. Die Standardanlage produziert zwar mehr Strom in der Einspeisespitze, diese zusätzliche Produktion führt aber nur zum Teil zu einer zusätzlichen Kapazitätszahlung. Dieser Mechanismus führt zu einer Reihe von Vorteilen:

- Die systemdienliche Anlagenauslegung wird deutlich angereizt.
- Investoren bleibt es freigestellt, welchen Anlagentyp sie bauen. Wenn Investoren die Standardanlage errichten, führt dies zu einer zusätzlichen Produktionsspitze. Die zusätzlichen Kosten für den größeren Generator sollen sie im Reformmodell in erster Linie über zusätzliche Erlöse aus dem Energy-only-Markt erzielen.
- Der Flächenbedarf einer Windkraftanlage wird in erster Linie durch den Rotordurchmesser bestimmt (zum Beispiel durch Abstandsregelungen). Im hier betrachteten Beispiel haben beide Anlagen den gleichen Flächenbedarf. Da die Standardanlage auf der gleichen Fläche 24 Prozent mehr Strom produziert, kann sie im Rahmen des bisherigen EEG auch mehr Pacht zahlen. Das Reformmodell verringert die zu zahlenden Pachten insbesondere für die optimierten Anlagen. Im hier präsentierten Beispiel ist die Kapazitätszahlung, die die Standardanlage erhält, nur 12 Prozent höher als die der optimierten Anlage. Im Vergleich verringert sich also die Zahlungsfähigkeit der Standardanlage für die Fläche.

Die Standortdifferenzierung wird im aktuellen EEG mit dem sogenannten Referenzertragsmodell umgesetzt. Das Referenzertragsmodell reflektiert jedoch nicht nur die Standortqualität, sondern auch die Anlagenauslegung. Dies bedeutet einerseits, dass Anlagen an Standorten mit höherer Windgeschwindigkeit im Durchschnitt eine niedrigere Vergütung erhalten als Anlagen an Standorten mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten. Das Referenzertragsmodell führt aber andererseits auch dazu, dass Anlagen mit höherer Auslastung ebenfalls eine niedrigere Vergütung erhalten. Dies kompensiert tendenziell den bei gleichmäßigerer Produktion höheren Wert des produzierten Stroms. Das Referenzertragsmodell in seiner aktuellen Ausgestaltung spiegelt insofern den Kostenerstattungsansatz des EEG wider (zunächst wird die Standort- und die Auslegungsentscheidung getroffen und danach wird über die Indexierung des Referenzertragsmodells für eine auskömmliche Finanzierung gesorgt) und läuft einem Preissteuerungsansatz (Preise sollen Standort- und Auslegungsentscheidungen in Richtung einer möglichst werthaltigen Stromerzeugung anreizen) zuwider.

Das Referenzertragsmodell ist ein komplexes Regelwerk, mit dem neben den genannten kontraproduktiven Anreizen jedoch auch eine Reihe technischer Fragen relativ pragmatisch gelöst worden ist, die bei der Umsetzung von Regelungsalternativen (Standortatlas etc.) anderweitig gelöst werden müssten. Ob und wie dies gelingen kann, bleibt weiteren Analysen vorbehalten.

In jedem Fall ist es sinnvoll und notwendig, die gesamte Breite der Standort-Indexierungsverfahren einer sorgfältigen Analyse beziehungsweise Weiterentwicklung zu unterziehen, da diese auch in der längeren Frist und im Kontext sehr unterschiedlicher Prämienmodelle beziehungsweise -festsetzungsverfahren eine wichtige Rolle spielen werden.

4.3.3 Sonderzahlungen für Offshore-Windkraft

Nicht zuletzt wegen des mit Blick auf die Systemdienlichkeit vorteilhaften Produktionsprofils bildet zunächst die Offshore-Windenergie eine sehr interessante Erzeugungsoption für das zukünftige Stromsystem. Derzeit werden die aus diesem Produktionsprofil entstehenden Systemvorteile jedoch durch die vergleichsweise hohen Kosten dieser Erzeugungsoption überkompensiert. Im Gegensatz zur Entwicklung von Onshore-Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen steht die Entwicklung der Offshore-Windkraft jedoch noch am Anfang des industrialisierungsbedingten Innovationsprozesses (Fichtner/Prognos 2013). In der Grundkonzeption des hier analysierten Marktdesignansatzes sollten solche Ziele durch zeitlich begrenzte Sonderzahlungen verfolgt werden. Für Offshore-Windkraftanlagen wäre nach den in den vorhergehenden Abschnitten präsentierten Berechnungen eine Kapazitätsprämie von fast 950 Euro je Kilowatt Bezugsleistung notwendig, um die Investitionen zu refinanzieren. Zuzüglich zu der Kapazitätsprämie für Onshore-Windkraftanlagen für Standorte mit ungünstigen Bedingungen[14] (knapp 680 Euro je Kilowatt Bezugsleistung) müsste also eine Innovationsprämie von etwa 270 Euro je Kilowatt Bezugsleistung gezahlt werden, bezogen auf die installierte Leistung entspräche dies Zusatzkosten von etwa 155 Euro je Kilowatt.

Grundsätzlich sind zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten für das Modell der Innovationsprämien für die Offshore-Windkraft vorstellbar:

- Die Sonderzahlung könnte innerhalb des reformierten EEG-Systems implementiert werden. Sie würde direkt an die Grundkapazitätszahlung gekoppelt, wäre so unkompliziert umzusetzen und würde durch das reguläre Umlagesystem mitfinanziert.
- Die Sonderzahlung könnte auch über andere Finanzierungsquellen realisiert werden. Ein geeignetes Vorbild bildet hier das 100.000-Dächer-Programm für Photovoltaikanlagen (Kreditanstalt für Wiederaufbau 2001), mit dem in den Jahren 1999 bis 2003 ein maßgeblicher Teil der Anschubfinanzierung für die Photovoltaik in Deutschland geleistet wurde. Ein solches Modell würde dann jedoch definitiv der europäischen Beihilfekontrolle unterliegen, was wahrscheinlich den Druck zur Umsetzung einer degressiv angelegten Variante deutlich verstärken würde.

Auf Grundlage des aktuellen Ausbauziels von 6,5 Gigawatt bis 2020 und der danach angestrebten Ausweitung der Offshore-Windkraftflotte um 800 Megawatt jährlich würden die in den Genuss dieser Sonderprämie kommenden Anlagen bis zum Jahr 2025 ins System gebracht. Von der dann installierten Kapazität von 10 Gigawatt wäre etwa ein Viertel im Rahmen der Förderung durch das bisherige EEG errichtet worden, drei Viertel im Rahmen des hier beschriebenen Reformmodells. Wenn die mit dem EEG 2014 geschaffenen Regelungen als Übergangsregelungen bis 2018 zum Tragen kämen, würde sich die im Rahmen des hier beschriebenen Modells errichtete Kapazität auf etwa die Hälfte der Zielgröße von 10 Gigawatt verringern.

4.3.4 Photovoltaik

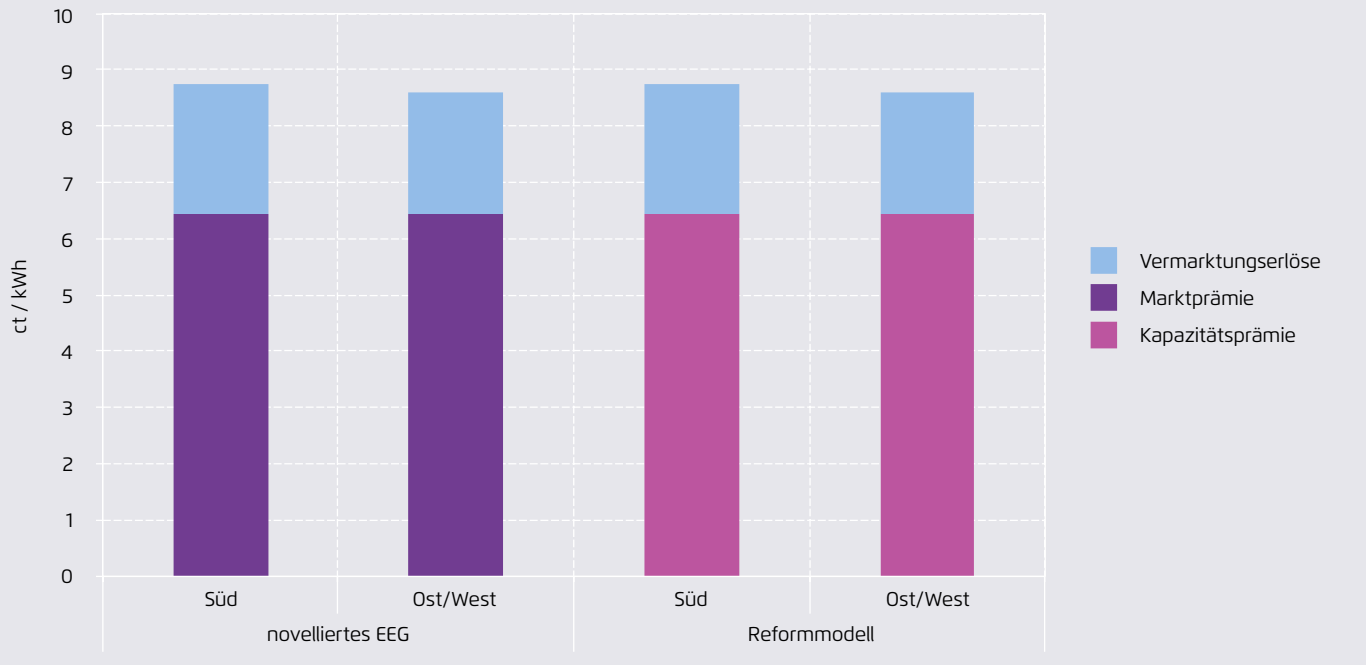
Die Berechnung der Prämienzahlungen für Photovoltaik erfolgt analog zu dem in Abschnitt 4.2.2 für Windkraft dargestellten Verfahren.

Abbildung 7 zeigt die Einkommensströme für die nach Süden beziehungsweise zu jeweils 50 Prozent nach Osten und Westen ausgerichtete Anlage am Standort München. Auch hier wurde die Kapazitätsprämie so berechnet, dass die kapazitätsbezogenen Zahlungen für die optimierte Anlage (Ost/West-Ausrichtung) den Marktprämienzahlungen derselben Anlage wie im EEG 2014 vorgesehen entsprechen.

Anders als bei den zuvor diskutierten Windkraftanlagen ist im Fall der Photovoltaik kein wesentlicher Unterschied

14 Das Indexierungsverfahren für die Standortanpassung der Kapazitätsprämie würde nicht nur Standorte mit ungünstigerem Windangebot, sondern auch die spezifischen Standortbedingungen für die Offshore-Windkraft berücksichtigen müssen. Hier wird davon ausgegangen, dass – jenseits der auf einen begrenzten Zeitraum beschränkten Innovationsfinanzierung – Offshore-Windkraftanlagen maximal die Kapazitätsprämie für Binnenland-Anlagen mit schlechten Standortbedingungen erhalten.

Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Photovoltaikanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell (Standort München im Jahr 2015) Abbildung 7



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

zwischen den Einkommensstrukturen mit der Marktprämienzahlung und dem Reformmodell zu erkennen. In beiden Fällen ist das strommengenbezogene Einkommen für beide Anlagentypen nahezu identisch. Dies spiegelt die Tatsache wider, dass die Einspeiseprofile beider Anlagentypen sehr ähnlich sind. Aus der Perspektive der Systemdienlichkeit sind die Ost/West-Ausrichtung und die Südausrichtung gleich gut geeignet und werden gleichmäßig gefördert. Im Gegensatz zur Windenergie ist damit bei der Photovoltaik im Reformmodell keine Differenzierung der Kapazitätsprämie nach Größe oder Standort vorgesehen. Ebenso wenig soll bei der Höhe der Förderung zwischen Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen unterschieden werden. Grundsätzlich sind alle Freiflächenanlagen förderfähig. Eine Beschränkung des Baus auf Konversionsflächen ist nicht sinnvoll, weil dies zu unnötig hohen Kosten für die Flächenbereitstellung führen würde.

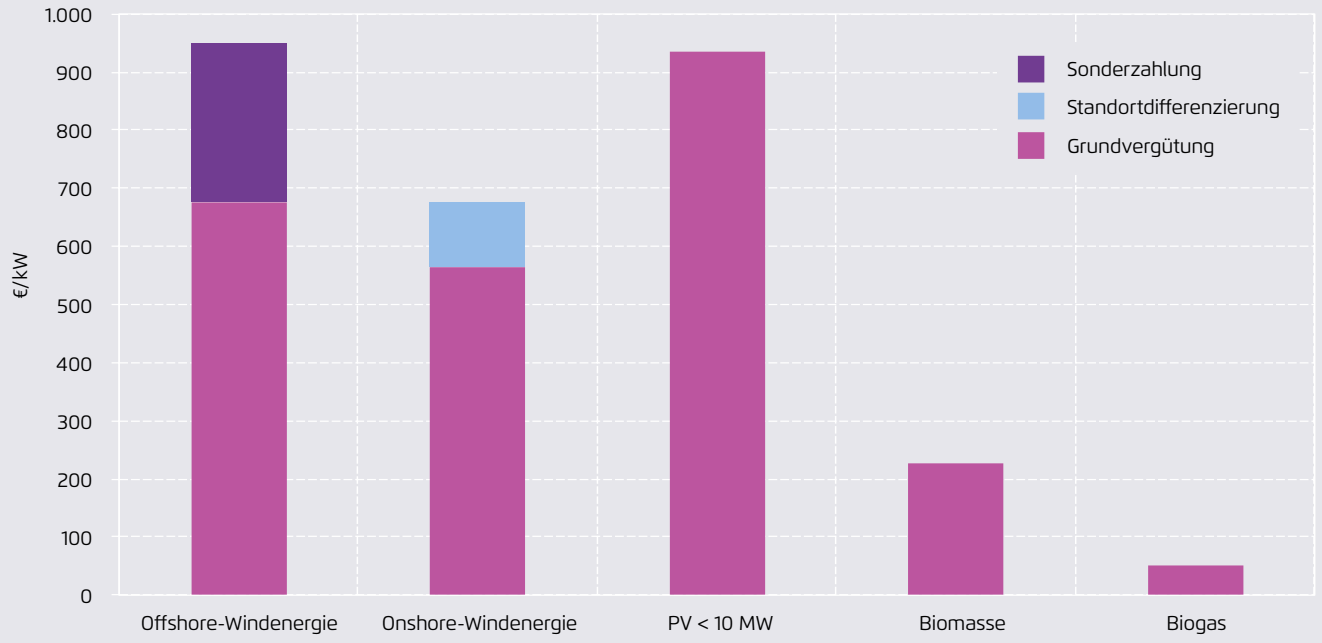
4.3.5 Vergleich der Prämienzahlungen für verschiedene Technologiegruppen

Abbildung 8 vergleicht die Höhe der jährlichen Kapazitätsprämie für die verschiedenen Technologien.

Onshore-Windkraft benötigt mit 565 bis fast 680 Euro je Kilowatt Bezugsleistung die niedrigste Kapazitätsprämie.[15] Für die Photovoltaik ist mit etwa 935 Euro je Kilowatt Bezugsleistung eine deutlich höhere Kapazitätsprämie notwendig. Offshore-Windkraft benötigt eine jährliche Kapazitätszahlung von knapp 950 Euro je Kilowatt Bezugsleistung. Diese Werte wurden von den aktuellen EEG-Vergütungen für 2015 in Betrieb genommene Anlagen abgeleitet. Obwohl der Vergütungssatz für die Photovoltaik im Jahr 2015 deutlich unter dem Niveau der Offshore-Windkraft liegt, sind ihre Kapazitätsprämien vergleichbar. Dies liegt vor allem darin begründet, dass bei der Photovoltaik ein deutlich größerer Anteil der Erzeugung im Dezil mit der

15 Dargestellt ist hier die Spannbreite der für die Standorte Stade und Magdeburg errechneten Kapazitätsprämie.

Vergleich der Höhe der Kapazitätsprämie im Jahr 2015 (für die jeweiligen Bezugsleistungen) Abbildung 8



Berechnungen des Öko-Instituts

höchsten Einspeiseleistung liegt, das bei der Berechnung der Kapazitätsprämie ausgenommen wird. Hintergrund ist die deutlich systemdienlichere Einspeisecharakteristik von Offshore-Windkraft gegenüber der Photovoltaik. Bezogen auf die gesamte Einspeisung wird bei der Offshore-Windkraft ein deutlich höherer Anteil der Gesamterzeugung in den 10-Prozent-bis-90-Prozent-Dezilen erzeugt als bei der Photovoltaik. Deshalb ist die Bezugsleistung von Offshore-Windkraft deutlich höher als die der Photovoltaikanlage, entsprechend ergeben sich (zunächst) unterschiedliche Prämienniveaus.

Für den etwas weiteren zeitlichen Horizont, zum Beispiel mit Blick auf das Jahr 2018, ergibt sich vor allem unter Berücksichtigung der Vergütungsdegression für Photovoltaik eine veränderte Situation. Wird der Zubaukorridor des EEG 2014 eingehalten, so können die Kosten der Photovoltaik auf ein Niveau zurückgehen, bei dem sich in der Perspektive durchaus eine Konvergenz der Kapazitätszahlungen für die hier vorgeschlagene Methodik zur Ermittlung der Bezugsleistungen für Wind- und Solarenergie in der Größenordnung von 700 Euro je Kilowatt ergeben kann. In einer solchen Situation würde dann auch eine technologieübergreifende Feststellung im Wettbewerb vorstellbar beziehungsweise wäre mit nur noch geringen inframarginalen Verteilungseffekten verbunden. Die Übersicht verdeutlicht aber auch, dass eine Integration von Biomasseanlagen in ein solches Konzept nicht zielführend ist und es diesbezüglich auch längerfristig bei Technologiedifferenzierungen bleiben wird beziehungsweise Biomasse nicht länger in das hier analysierte Finanzierungssystem einbezogen werden kann.

4.4 Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus

In Tabelle 4 ist beispielhaft dargestellt, wie der Risiko-Bandbreiten-Mechanismus (vgl. Abschnitt 3.2.3) wirkt, wenn die tatsächlichen Vermarktungserlöse deutlich über dem Erwartungswert liegen, auf dessen Grundlage die Höhe der Kapazitätszahlungen festgesetzt wurden.

Dargestellt ist die Erlössituation für drei verschiedene Anlagen im Jahr 2025. Als Erwartungswert für die Vermark-

Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus im Jahr 2025, wenn ein hohes Erlösszenario eintreten würde

Tabelle 4

		Offshore-Windkraft (Standard)	Onshore-Windkraft (Stade, optimiert)	Photovoltaik (<10MW, Standard)
Kapazitätsprämie pro installierter Leistung und Jahr	€ /$kW_{installiert}$	466	231	86
Kapazitätsprämie pro Bezugsleistung und Jahr	€ /kW_{Bezug}	991	565	936
Auslastung (Volllaststunden)	h	4.128	3.746	1.192
erwarteter Vermarktungserlös der Flotte	€ /MWh	21	17	21
realisierter Vermarktungserlös der Flotte	€ /MWh	117	102	109
Ausübungspreis	€ /MWh	31	27	31
Abschöpfung pro erzeugter Strommenge	€ /MWh	86	75	79
Abschöpfung pro installierter Leistung und Jahr	€ /$kW_{installiert}$	357	279	94
verbleibende Kapazitätsprämie nach Abzug des Abschöpfungsbetrags	€ /$kW_{installiert}$	109	-48	-8

Berechnungen des Öko-Instituts

tungserlöse wurden die Werte aus einem niedrigen Erlösszenario angesetzt (circa 20 Euro je Megawattstunde). Der Ausübungspreis (also die Erlösobergrenze, ab deren Erreichen die Abschöpfung im Risiko-Bandbreiten-Mechanismus greift), liegt 10 Euro je Megawattstunde oberhalb des erwarteten Vermarktungserlöses. Tatsächlich realisiert werden jedoch Erlöse aus einem hohen Strompreisszenario (circa 110 Euro je Megawattstunde). Aus der Differenz zwischen tatsächlichen Erlösen und Ausübungspreis und der von der Anlage eingespeisten Strommenge errechnet sich der Betrag, um den die für das betrachtete Jahr vereinbarte Kapazitätsprämie verringert wird. Die Berechnung wird technologiespezifisch durchgeführt; entscheidend sind jeweils die durchschnittlichen spezifischen Erlöse aller Anlagen der betrachteten Technologiegruppe. Da die beiden verwendeten Erlösszenarien sich sehr deutlich unterscheiden, ist der Abschöpfungseffekt im dargestellten Beispiel erheblich. Im Falle von Onshore-Windkraft und Photovoltaik übersteigt der abgeschöpfte Betrag sogar die vereinbarte Kapazitätsprämie. Es wird jedoch vorgeschlagen, dass Anlagenbetreiber keine höhere Abschöpfung bezahlen müssen als die Kapazitätsprämie.[16]

Bei der Ausgestaltung der Abschöpfungsregelung ist auch zu bedenken, wie mit Anlagen zu verfahren ist, die vor Ende des vereinbarten Zahlungszeitraumes außer Betrieb gehen. Mögliche Gründe könnten ein Schaden in der Anlage, ein Wechsel in den Eigenverbrauch oder ein vorzeitiges *Repowering* der Anlage sein. Naheliegend ist, dass für die Anlage in diesem Fall keine Kapazitätsprämien mehr ausgezahlt werden. Gleichzeitig wird die Abschöpfung nicht mehr angewendet.

16 Dies verhindert gleichzeitig strategisches Verhalten. Theoretisch bestünde für Anlagenbetreiber ein strategischer Anreiz, in Stunden mit niedrigen Strompreisen die Anlage abzuregeln, um die Höhe der Abschöpfung zu begrenzen. Da der Anlagenbetreiber in diesem Fall auf Vermarktungserlöse verzichten und eine Reduktion der Kapazitätszahlungen in Kauf nehmen würde, wäre eine Abregelung nur in Stunden wirtschaftlich sinnvoll, in denen die Summe aus Strompreis und Kapazitätszahlung niedriger ist als der erwartete Abschöpfungsbetrag. Da die Abschöpfung aber die Kapazitätsprämie nicht übersteigt, kommen solche Situationen praktisch nicht vor.

5 Zusammenfassender Überblick und Ausblick

Die Neuorientierung des Stromversorgungssystems in Richtung Erneuerbarer Energien und der entsprechende Umstrukturierungsprozess stehen am Übergang zu einer neuen Entwicklungsetappe. Die nächste Ausbauphase für die regenerative Stromerzeugung wird vor allem durch eine deutliche Zunahme der Zeiträume gekennzeichnet sein, in denen Stromerzeugungsanlagen mit kurzfristigen Grenzkosten von null die Nachfrage voll abdecken und die Preisbildung auf dem *Energy-only*-Markt in einer neuen Qualität prägen beziehungsweise dominieren.

Ein auf diese neue Etappe ausgerichtetes Flankierungssystem für die Erneuerbaren Energien im Stromsektor wird aus Gründen der Systemstabilität, aber auch aus der (Gesamt-) Kostenperspektive den systemdienlichen Betrieb und die systemdienliche Auslegung regenerativer Erzeugungsanlagen deutlich stärker in den Mittelpunkt stellen müssen, als dies im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) derzeit geschieht, auch nach der Novelle im Jahr 2014. Vor allem ergibt sich die Notwendigkeit, den zukünftig stark steigenden (kostenintensiven) Flexibilitätsbedarf des Stromerzeugungssystems zu begrenzen und das Angebot an (kostengünstigen) Flexibilitätsoptionen im System zu erhöhen.

Darüber hinaus wird der Übergang von einem Fördermodell mit letztlich beliebiger Mikrosteuerung zu einem zukunftsgerichteten Marktdesign vollzogen werden müssen, das auch unter der Maßgabe gravierender Unsicherheiten bezüglich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine robuste ökonomische Basis für das zukünftige Stromsystem bilden kann. Das Konzept des Marktdesigns stellt dabei auf Teilsegmente für genau definierte Produkte ab, die hinsichtlich ihrer Interaktionen so definiert beziehungsweise gestaltet sind, dass die jeweiligen Preissignale möglichst wenig verzerrt werden und sich aus dem Zusammenwirken der über die verschiedenen Marktsegmente entstehenden Einkommensströme auch eine tragfähige Refinanzierung der Anlagenkosten ergibt. Gleichzeitig ist das Reformmodell auf den Abbau der Risikoasymmetrien im Strommarkt (regeneratives Segment, konventionelles Segment, Segment der Flexibilitätsoptionen) angelegt.

Die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen müssen im hier entwickelten Reformmodell für das EEG einen Teil des Strompreisrisikos übernehmen, erhalten aber über die Kapazitätsprämie und damit für einen großen Anteil des gesamten Einkommensstroms eine längerfristig berechenbare und robuste Zahlung, sodass die Erhöhung der Risikoprämien bei den Finanzierungskosten auf eine Größenordnung begrenzt wird, die nach ersten orientierenden Abschätzungen maximal den im Gesamtsystem erzielbaren Kosteneinsparungen entspricht. Insofern spiegelt der Vorschlag für die Weiterentwicklung des EEG die gleich gerichteten Reformvorschläge des fokussierten Kapazitätsmarktes (Öko-Institut et al. 2012) für das konventionelle Segment des Stromsystems, in denen das Einkommen aus dem Strommengenmarkt (für das das Strompreisrisiko beim Anlagenbetreiber verbleibt) um eine längerfristig fixierte Prämie für systemdienliche Erzeugungskapazität ergänzt wird und so ein zusätzlicher, mit deutlich geringeren Risiken behafteter Einkommensstrom entsteht. Zusätzlich können über die Einführung von Kapazitätsprämien auch Dargebotsrisiken für zum Beispiel Windkraftanlagen abgebaut werden, sodass der Nettorisikozuwachs begrenzt werden kann.

Vor diesem Hintergrund zielt das vorgeschlagene Reformmodell erstens auf die Integration der neu errichteten regenerativen Stromerzeugungsanlagen in den Strommengenmarkt ab (in dem sich die Preissetzung über einen wettbewerblichen Prozess ergibt). Das entsprechende Modell schließt in der Standardvariante direkt an die mit dem EEG 2014 eingeführte verpflichtende Direktvermarktung an, ist aber mit dem Übergang zu einer variablen Einspeisevergütung auch für die Anlagen umsetzbar, die zunächst nicht in den Bereich der verpflichtenden Direktvermarktung überführt werden (müssen). Mit der Einbeziehung eines unverzerrten Preissignals aus dem Strommengenmarkt wird ein Anreiz für den systemdienlichen Betrieb gegeben. Unverzerrte Preissignale aus dem Strommengenmarkt ge-

ben zwar strukturell auch Anreize für die systemdienliche Auslegung, angesichts des bei niedrigen Brennstoff- und CO_2-Preisen geringen Finanzierungsbeitrags des Einkommensstroms aus dem *Energy-only*-Markt werden sie jedoch faktisch nur sehr abgeschwächt wirksam.

Hinzu tritt zweitens die Zahlung von fixen Prämien auf die systemdienliche Kapazität, mit der die auch langfristig verbleibenden Refinanzierungslücken für die Investitionen geschlossen werden, ohne dabei das Preissignal des *Energy-only*-Marktes (wie im Modell der gleitenden Marktprämie) zu verzerren. Für dargebotsabhängige Erzeugungsoptionen (Windkraft- oder Solaranlagen) soll die Bezugskapazität für die Prämienzahlungen aus dem Mittelwert der Einspeiseleistung für die mittleren acht Stunden-Dezile des Jahres (90-Prozent- bis 10-Prozent-Dezil) ermittelt werden. Für einlastbare Regenerativkraftwerke soll als Bezugskapazität die Nennleistung bepreist werden. Mit den Prämienzahlungen für systemdienliche Kapazität können deutliche Anreize für die systemdienliche Anlagenauslegung, aber auch für auf Systemdienlichkeit optimierte Eigenverbrauchsauslegungen gesetzt werden. Darüber hinaus können mit dem vorgeschlagenen Modell für die Bepreisung systemdienstlicher Kapazität wesentliche Nachteile beseitigt werden, mit denen Kapazitätszahlungsmodelle üblicherweise verbunden werden (geringere Auslastungsanreize etc.).

Diese Prämien auf systemdienliche Kapazität sollten über längere Zeiträume garantiert und in einem schrittweisen Prozess über Ausschreibungen fixiert werden. Dieser schrittweise Übergang zu Ausschreibungen sollte die Freiheitsgrade und Kapazitätsgrenzen der EU-Beihilfeleitlinien ausschöpfen, um die Risiken eines zeitgleichen Übergangs zu Kapazitätszahlungen und zu Ausschreibungen zunächst auf die Projektbereiche zu begrenzen, für die die Kompetenzen zum Management komplexer energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen beziehungsweise komplexer Finanzierungsansätze vorausgesetzt werden können. Für die verbleibenden Bereiche sollte der Übergang zu Ausschreibungen nach Vorliegen der entsprechenden Erfahrungen in den Bereichen vollzogen werden, für die nach den geltenden rechtlichen Regelungen der Einstieg in ein Ausschreibungsmodell bereits ab 2017 vollzogen werden soll. Für die Ausgestaltung der Ausschreibungen ergibt sich die Notwendigkeit, Regelungen zu etablieren, die die notwendigen Entdeckungsverfahren für kapazitätsbezogene Prämien gezielt adressieren und gleichzeitig hinreichende Beteiligungsmöglichkeiten für kleinere Projekte schaffen.

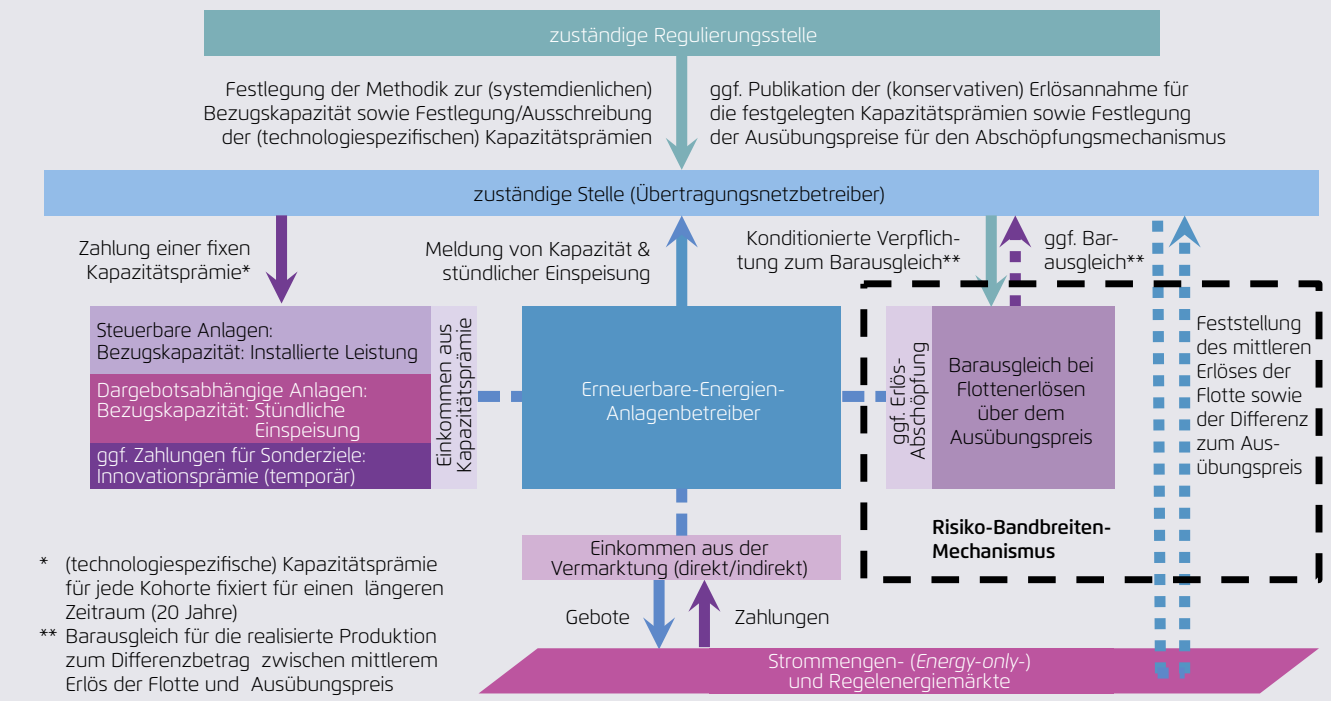
Drittens sollen die kapazitätsbezogenen Prämienzahlungen für Sonderzwecke (wie die innovationsorientierte Unterstützung der Offshore-Windkraft) einen zusätzlichen Einkommensstrom erzeugen, der jedoch klar auf den Zeitraum begrenzt ist, in dem die jeweilige Sonderziele erreicht werden sollen.

Darüber hinaus ist viertens ein Risiko-Bandbreiten-Mechanismus für den Fall unerwartet hoher Strompreise vorgesehen, der die Prämienfestlegung auf einer konservativen Erlösabschätzung (beziehungsweise die entsprechende Ankündigung von Erlösabschöpfungen in den Ausschreibungen) ergänzt.

Die Abbildung 9 fasst die wesentlichen Funktionalitäten des Systems und die entsprechenden institutionellen Arrangements zusammen:

- Die zuständige Regulierungsstelle (zum Beispiel die Bundesnetzagentur) definiert die methodischen Grundlagen zur Ermittlung der systemdienlichen Bezugsleistung und stellt die Prämienhöhe auf administrativem Wege oder über Ausschreibungen fest. Bei der administrativen Festlegung wird ein konservatives Erlösszenario für das Einkommen aus dem *Energy-only*-Markt angesetzt. Sowohl bei der administrativen Festlegung der Kapazitätsprämien wie auch bei den entsprechenden Ausschreibungen wird publiziert, ab welcher Erlöshöhe für die jeweilige Technologieflotte die Abschöpfung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus greifen wird.
- Die Anlagenbetreiber errichten beziehungsweise betreiben die Anlage. Sie vermarkten ihre Anlagen ohne weitere Einschränkung am *Energy-only*-Markt und an den Systemdienstleistungsmärkten, melden die Kapazität und die jeweilige Einspeisung an die zuständige Stelle und erhalten von dieser die längerfristige garantierte Kapazitätsprämie mit monatlichen Abschlagszahlungen und jährli-

Umsetzungsmodell und institutionelle Arrangements für eine wertoptimierte EEG-Reform — Abbildung 9



Öko-Institut

cher Verrechnung. Mit der Berechtigung zum Erhalt der Kapazitätsprämie gehen die Anlagenbetreiber auch eine vertragliche Vereinbarung ein, mit der sie sich den Regelungen des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus unterwerfen. Sofern die jeweilige Technologieflotte mehr als den Ausübungspreis des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus erlöst, entrichten die Anlagenbetreiber den entsprechenden Barausgleich an die zuständige Stelle.

→ Die zuständige Stelle (das heißt die Übertragungs- beziehungsweise Verteilnetzbetreiber) ermittelt auf der Grundlage der Datenmeldungen der Anlagenbetreiber die Bezugsleistung für die Kapazitätsprämie und zahlen diese aus. Sie ermittelt auch den Flottenerlös für die unterschiedlichen Technologiegruppen am *Day-ahead*-Markt und teilt den Anlagenbetreibern den gegebenenfalls zu entrichtenden Barausgleich mit, wenn der Ausübungspreis für den Risiko-Bandbreiten-Mechanismus überschritten wurde. Die zuständige Stelle stellt auch die zur Refinanzierung der Prämienzahlungen notwendige Umlage fest und verrechnet dabei auch das gegebenenfalls auftretende Einkommen aus dem Risiko-Bandbreiten-Mechanismus.

Die einzelnen Elemente des Reformmodells ergänzen sich strukturell, können aber jeweils und zumindest in der mittel- und längerfristigen Perspektive weiter entwickelt werden beziehungsweise bedürfen der Flankierung durch komplementäre Maßnahmen:

→ Alle neu errichteten Anlagen werden mit dem Strompreissignal des *Energy-only*-Marktes konfrontiert. Die Standardvariante bildet hier die verpflichtende Direktvermarktung, für Sonder- beziehungsweise Ausnahmefälle ist ein variabler Bestandteil der Einspeisevergütung (Spiegelung der Börsenpreise über eine stundenvariable Einspeisevergütung oder Direktvermarktung) vorgese-

hen. Untersuchungsbedarf besteht weiterhin, inwieweit und wie lange die vorgeschlagene De-minimis-Regelung für Kleinanlagen begründbar beziehungsweise tragfähig und praktikabel ist.

→ Auch für ein Kapazitätsprämienmodell wird sich für die Windkraft eine Standortdifferenzierung (zumindest aus der Perspektive der Verbraucherkosten) und ein entsprechendes Standort-Indexierungsverfahren als notwendig erweisen. Eine Weiterentwicklung des derzeit genutzten Referenzertragsmodells zur Vermeidung der mit diesem Modell entstehenden kontraproduktiven Anreize für die systemdienliche Anlagenauslegung oder die Entwicklung einer Alternativmethode sind damit auch im Kontext der Einführung eines Kapazitätsprämienmodells und nach dem Übergang zu Prämienausschreibungen notwendig.

→ Für einlastbare Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien soll die auf die Nennleistung bezogene Kapazitätsprämie einen wesentlichen Beitrag zur Refinanzierung der Investition leisten. Hier bietet sich nach Einführung von Kapazitätsmärkten für das konventionelle Segment des Stromsystems die Einbeziehung dieser Erzeugungsoptionen in diese Kapazitätsmärkte an. Hier ist einerseits zu prüfen, ob und wie beziehungsweise wann diese Erzeugungsanlagen allein über den Markt für gesicherte Leistung refinanziert werden können. Auch könnte in Betracht gezogen werden, von vornherein Übergangs- beziehungsweise Überführungsregelungen aus dem Marktsegment für regenerative Erzeugungsleistung in den Markt für gesicherte Leistung vorzusehen.

→ Angesichts der gravierenden Unsicherheiten bei der Abschätzung des Niveaus der im *Energy-only*-Markt erzielbaren Erlöse soll komplementär zur Bestimmung der Kapazitätsprämie auf Basis einer konservativen Erlösprognose für den *Energy-only*-Markt ein Risiko-Bandbreiten-Mechanismus eingeführt werden. Die robuste Parametrisierung des damit geschaffenen Risikobandes und die konkrete Umsetzung des Abschöpfungsmechanismus bedürfen weiterer detaillierterer Untersuchungen.

→ Mit der Einführung von Kapazitätszahlungen kann gleichzeitig das Dargebotsrisiko für die einschlägigen Stromerzeugungsoptionen und damit der Nettorisikozuwachs begrenzt werden. Vor allem mit Blick auf die Finanzierungsinstitutionen kann die systematische Aufarbeitung der diesbezüglich zu erwartenden Effekte die risikobedingten Kapitalkostenzuschläge begrenzen helfen.

→ Zusätzlich zur für die systemdienliche Erzeugungsleistung gezahlten Kapazitätsprämie sind für einzelne Tatbestände Sonderzahlungen vorgesehen. Evident ist das für die Innovationskosten im Bereich der Offshore-Windenergie. Hier könnte für eine Zehn-Gigawatt-Offshore-Windkrafttranche eine Innovationsprämie gezahlt werden, die für die verschiedenen Jahreskohorten degressiv ausgestaltet werden sollte, sodass mit dieser Initialfinanzierung die Kostendegressionspotenziale mindestens so weit erschlossen werden können, dass Offshore-Windkraftanlagen mit den Regelungen für Onshore-Windkraft finanzierbar werden. Ob eine solche Innovationsprämie im Rahmen des EEG-Finanzierungsmechanismus umgesetzt oder extern finanziert wird (ähnlich wie das 100.000-Dächer-Programm der KfW) bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten beziehungsweise ist von politisch-rechtlichen Restriktionen (Einordnung als staatliche Beihilfe) abhängig. Gleiches gilt für die Sinnfälligkeit und Ausgestaltung einer gegebenenfalls temporär (das heißt für die in einem begrenzten Zeitraum in Betrieb genommenen Anlagen) angelegten Prämie für die Errichtung von Anlagen in Gebieten mit Netzengpässen.

→ Die Prämienzahlungen können über Ausschreibungen (so weit wie nötig) oder – im Rahmen der rechtliche Freiheitsgrade zumindest für einen Übergangszeitraum – auch über administrative Festlegungen definiert werden. Wenn ausreichend Erfahrungen mit der Umstellung auf die neuen Erlösstrukturen (Strommengenmarkt und Kapazitätszahlungen) gesammelt worden sind, ist auch der durchgängige Übergang zu Ausschreibungsverfahren sinnvoll und möglich. Ohne vorgelagerte Strukturreformen bei den Einkommensströmen für regenerative Stromerzeugung sowie ohne die genannten Vorarbeiten und Erfahrungen ist die breite Einführung von Ausschreibungsmodellen im Sinne eines lernenden Weiterentwicklungsprozesses nicht zielführend. Dies gilt insbesondere, wenn ein zukünftiges Ausschreibungsmodell auf die Kombination einer Auktion von Kapazitätsprämien und einem Risiko-Bandbreiten-Modell (das heißt einem

vor der Auktion bekannt gegebenen Ausübungspreis für den Abschöpfungsmechanismus) abstellen soll.[17]

→ Die Prämienzahlungen sollten zunächst weiterhin nach Technologien (Onshore- und Offshore-Windkraft, Photovoltaik, Biogas, feste Biomasse) differenziert werden, in der Perspektive ergibt sich jedoch durchaus die Möglichkeit, zu weniger technologiedifferenzierten Ansätzen (gemeinsame Kapazitätsprämie für Onshore- und Offshore-Windkraft und Photovoltaik) überzugehen.

Dieser Über- und Ausblick macht nochmals sehr deutlich, dass das beschriebene Modell einerseits mit begrenztem Aufwand so weit spezifiziert werden kann, dass es in einem überschaubaren Zeitraum umgesetzt werden könnte. Andererseits zeigt sich, dass die einzelnen Elemente des Modells auch interessante Perspektiven für eine lernorientierte und evidenzbasierte Weiterentwicklung in Richtung eines umfassenden Marktdesigns für die Energiewende bieten.

17 Angesichts der absehbaren und wahrscheinlich auch längerfristig bestehen bleibenden Unsicherheiten bei den zentralen Bestimmungsgrößen für die im *Energy-only*-Markt erzielbaren Erlöse werden wahrscheinlich alle Modelle mit ex ante ermittelten und längerfristig gezahlten Fixprämien auch einen vergleichbaren Abschöpfungsmechanismus beinhalten (müssen).

6 Referenzen

6.1 Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011.* Berlin, Oktober 2011

Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU), Christlich-soziale Union in Bayern (CSU), Sozialdemokratische Partei Deutschland (SPD) (2013): *Deutschlands Zukunft gestalten.* Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode, Berlin, 16. Dezember 2013

del Río, Pablo; Linares, Pedro (2014): *Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support.* Renewable and Sustainable Energy Reviews 35 (2014), S. 42 - 56

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign.* Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Köln, März 2012

European Commission (EC) (2014): *Communication from the Commission:* Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014 - 2020. C(2014) 2322/3, Brussels, 9. April 2014

Fichtner; Prognos (2013): *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*

Fraunhofer-Institut für Innovations- und Systemforschung (ISI) (2013): *Nutzenwirkung der Marktprämie.* Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien" gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2013, Karlsruhe

Frontier Economics (Frontier) (2013): *Weiterentwicklung des Förderregimes für erneuerbare Energien.* Abschlussbericht für RWE, London, März 2013

Gottstein, Meg; Skillings, Simon A. (2012): *Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System.* 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 10-12 MAY 2012

Growitsch, Christian; Matthes, Felix Christian; Ziesing, Hans-Joachim (Moderation) (2013): *Clearing-Studie Kapazitätsmärkte im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie* (BMWi), Berlin/Köln, Mai 2013

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) (2014): *Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung.* Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), Saarbrücken, 19. Mai 2014

Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (2001): *100.000-Dächer-Solarstrom-Programm im Rahmen des KfW-Programms zur CO_2-Minderung.* Programmnummer 127-131, März 2001

Leuphana Universität Lüneburg (LUL), Dipl. Ing. Uwe Nestle (2014): *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen.* Studie für das Bündnis Bürgerenergie /(BBEn) und den Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Lüneburg, Kiel, April 2014

Matthes, Felix Christian (2014a): *Das Strommarkt-Design der Energiewende: Ausgangspunkte, Langfristziele und Transformationsstrategien.* In: Kästner, T., Rentz, H. (Hrsg.): Handbuch Energiewende, Essen, S. 561 - 575

Matthes, Felix Christian (2014b): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Eine Zwischenreform auf dem Weg zu einem nachhaltigen Strommarktdesign der Energiewende.* Stellungnahme zu den Anhörungen des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des 18. Deutschen Bundestages, Mai 2014

6 Referenzen

Matthes, Felix Christian (2014c): *Ein zukunftsfähiges Marktdesign für ein nachhaltiges Stromsystem.* In: Brunnengräber, Achim; Di Nucci, Maria R. (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen. Wiesbaden, S. 133 - 151

Maurer, Luiz T. A.; Barroso, Luiz A. (2011): *Electricity Auctions.* An Overview on Efficient Practices. World Bank, Washington, DC

MVV, Arrhenius, Ecofys, Takon (2013): *Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien.* Juli 2013

Öko-Institut (2014a): *Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).* Studie für Agora Energiewende, Berlin, Januar 2014

Öko-Institut (2014b): *Strompreiseffekte zukünftiger Ausbaupfade der regenerativen Stromerzeugung.* Anhang I zum Endbericht des Projektes „Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems (Trans-Sys-D)" für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, April 2014.

Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.* Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin 2012

Prognos (2013): *Entwicklung von Stromproduktionskosten.* Berlin, 10. Oktober 2013

6.2 Rechtsvorschriften

EEG 2012 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730)

EEG 2014 – Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)

KWKG – Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2012 (BGBl. I S. 1494)

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?
Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien
Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen
Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO_2-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage
Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen
Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess
Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft
Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Energieeffizienz als Geschäftsmodell
Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?
Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?
Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranalagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland
Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen
Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor
Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Publikationen von Agora Energiewende

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien
Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts
Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende
Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell
Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)
Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

Auf Englisch

12 Insights on Germany's Energiewende
An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014
Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector
Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry
An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?
An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany
A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany
Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox
An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO_2 Emissions, 2010-2030

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

053/07-I-2014/DE

Wie gelingt uns die Energiewende?
Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0)30. 284 49 01-00
F +49. (0)30. 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.