
Erneuerbare-Energien- Gesetz 3.0

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

IMPULSE

Agora
Energiewende



Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

IMPRESSUM

IMPULSE

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

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

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
Vanessa Cook (Übersetzung)

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

052/06-I-2014/DE

Veröffentlichung: Oktober 2014

Bitte zitieren als:

Öko-Institut (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung)*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Zu dieser Studie ist eine Kurzfassung 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 Erneuer-

erbaren 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 Neuorientierung des Stromversorgungssystems in Richtung Erneuerbarer Energien und der entsprechende Umstrukturierungsprozess stehen am Übergang zu einer neuen Entwicklungsstufe. 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.

In dieser Situation ist ein Perspektivwechsel für die Betrachtung der Finanzierungsmechanismen für die Erneuerbaren Energien notwendig. Im Kern besteht dieser darin, die Finanzierungsmechanismen nicht mehr als Förderinstrumente mit starken Mikrosteuerungselementen, sondern als langfristig tragfähige Elemente eines neuen Strommarktdesigns zu begreifen und entsprechend auszugestalten. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Befundes von zentraler Bedeutung, dass das aktuelle Strommarktdesign auch und besonders für die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien wie Wind- und Sonnenenergie keine hinreichend robuste Grundlage bietet beziehungsweise sich eine solche Basis nur unter extrem unwahrscheinlichen Bedingungen, und auch hier nur für eher geringe Aufkommensanteile Erneuerbarer Energien, herausbilden könnte.

Die anstehenden Transformationsschritte in Richtung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns sollten auch die Gestaltung der ökonomischen Basis für das zukünftige Strom-

system in den Blick nehmen. Dabei ist es notwendig, drei verschiedene Fragen zu adressieren. Wie kann das zukünftige Stromsystem über Preissignale koordiniert werden? Wie kann das zur Finanzierung der notwendigen Investitionen notwendige Einkommen erzeugt werden? In welchem Ausmaß sind Risikoasymmetrien zwischen den verschiedenen Elementen des Stromsystems (Erneuerbare Energien, Nachfrageflexibilität, Residuallastkraftwerke, Speicher) hinnehmbar?

Aus dieser umfassenden Betrachtungsweise ergeben sich auch neue Perspektiven für die Kostenaspekte eines Übergangs zu einem neuen Marktdesign. Neben den kurzfristigen Kostenaspekten (die durch eine auf die EEG-Umlage fokussierte Debatte in keiner Weise angemessen berücksichtigt werden) müssen auch die längerfristigen Kostenentwicklungen und damit verstärkt die verschiedenen Aspekte eines systemdienlichen Anlagenbetriebs und systemdienlicher Anlagenauslegungen in den Blick genommen werden.

Für die wertoptimierte Reform des EEG bilden neben der längerfristigen Ausrichtung auf ein neues Strommarktdesign jedoch auch der aktuelle Entwicklungsstand des Finanzierungssystems für die regenerative Stromerzeugung, dessen Errungenschaften (Technologiebandbreite, breite ökonomische Teilhabe etc.), aber auch die mit dem EEG 2014 gefällten Richtungsentscheidungen wesentliche Rahmenbedingungen. In diesem Zusammenhang kommt der Konzeption der anstehenden Weiterentwicklungsschritte als Lernprozess mit klar formulierten Erkenntnisinteressen eine besondere Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere, wenn – wie im politischen Raum oft betont – die Akteursvielfalt, insbesondere durch regional verankerte Akteursgruppen („Bürgerenergie“) erhalten bleiben soll.

Vor diesem Hintergrund wird ein Modell für eine an den längerfristigen Notwendigkeiten orientierte strukturelle Reform des EEG entwickelt, das sich an folgenden Eckpunkten orientiert:

→ Das Reformmodell soll über die allenfalls graduellen Veränderungen der aktuellen EEG-Novelle hinausgehen,

gleichzeitig aber auch zum aktuellen Flankierungsmodell für die Erneuerbaren Energien anschlussfähig bleiben.

- Es soll die längerfristige Umbauperspektive des Stromsystems (auf Grundlage der Ziele des deutschen Energiekonzepts) und damit auch die längerfristige Reformperspektive des EEG und das zukünftige Strommarktdesign in den Blick nehmen.
- Die Analysen sollen die Perspektiven der unterschiedlichen Akteure des Stromsystems umfassend berücksichtigen, das heißt die der Betreiber beziehungsweise Investoren von Regenerativkraftwerken, aber auch die der Betreiber beziehungsweise Investoren von Anlagen, die die notwendigen Flexibilitäten für das System bereitstellen, sowie nicht zuletzt die Perspektive derer, die die Kosten des Systems zu tragen haben.
- Der Vorschlag soll die den verschiedenen Ausgestaltungs- und Parametrisierungsoptionen zugrunde liegenden Annahmen und Prämissen, das heißt auch die unterstellten An- und Herausforderungen transparent und dem Diskurs soweit wie möglich zugänglich machen.
- Die Analysen sollen schließlich neben strukturellen und qualitativen Überlegungen auch und besonders quantita-

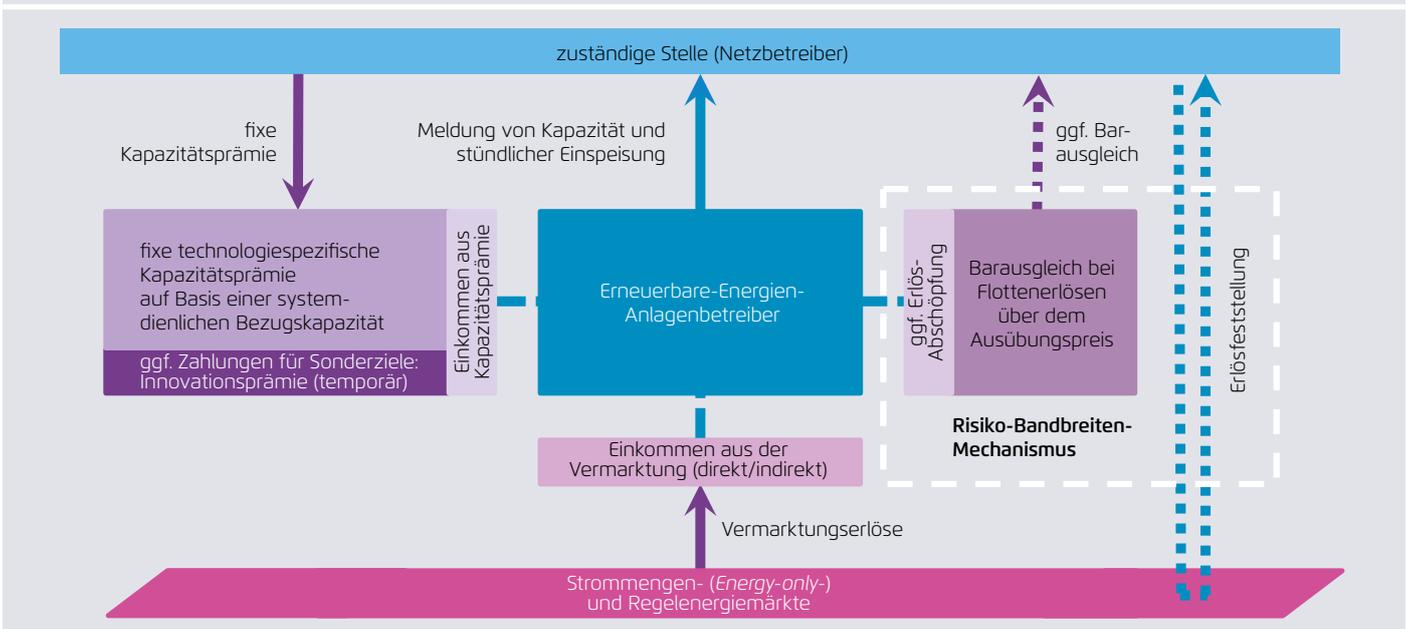
tive Bewertungen und konkrete Parametrisierungsvorschläge einschließen.

In diesem Sinne verstehen sich die hier präsentierten Analysen als konstruktiver, weil umfassend begründeter und hinsichtlich der Grundannahmen transparent gemachter sowie in hinreichendem Detail spezifizierter, Beitrag zu einer Diskussion um die weitergehenden Reformen des Flankierungssystems für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien. Insbesondere verstehen sie sich als ein Debattenbeitrag, der in einem integrativen Ansatz die langfristigen Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien, aber auch die Strukturen und die ökonomische Basis des Stromsystems sowie die politische Machbarkeit der anstehenden Transformation im Blick behält.

Das untersuchte Modell (Abbildung Z-1) beinhaltet verschiedene Elemente, die sich strukturell ergänzen und in der mittel- und längerfristigen Perspektive einzeln oder im Verbund weiterentwickelt werden können:

Erlösströme im Reformmodell für die Flankierung neuer Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien

Abbildung Z-1



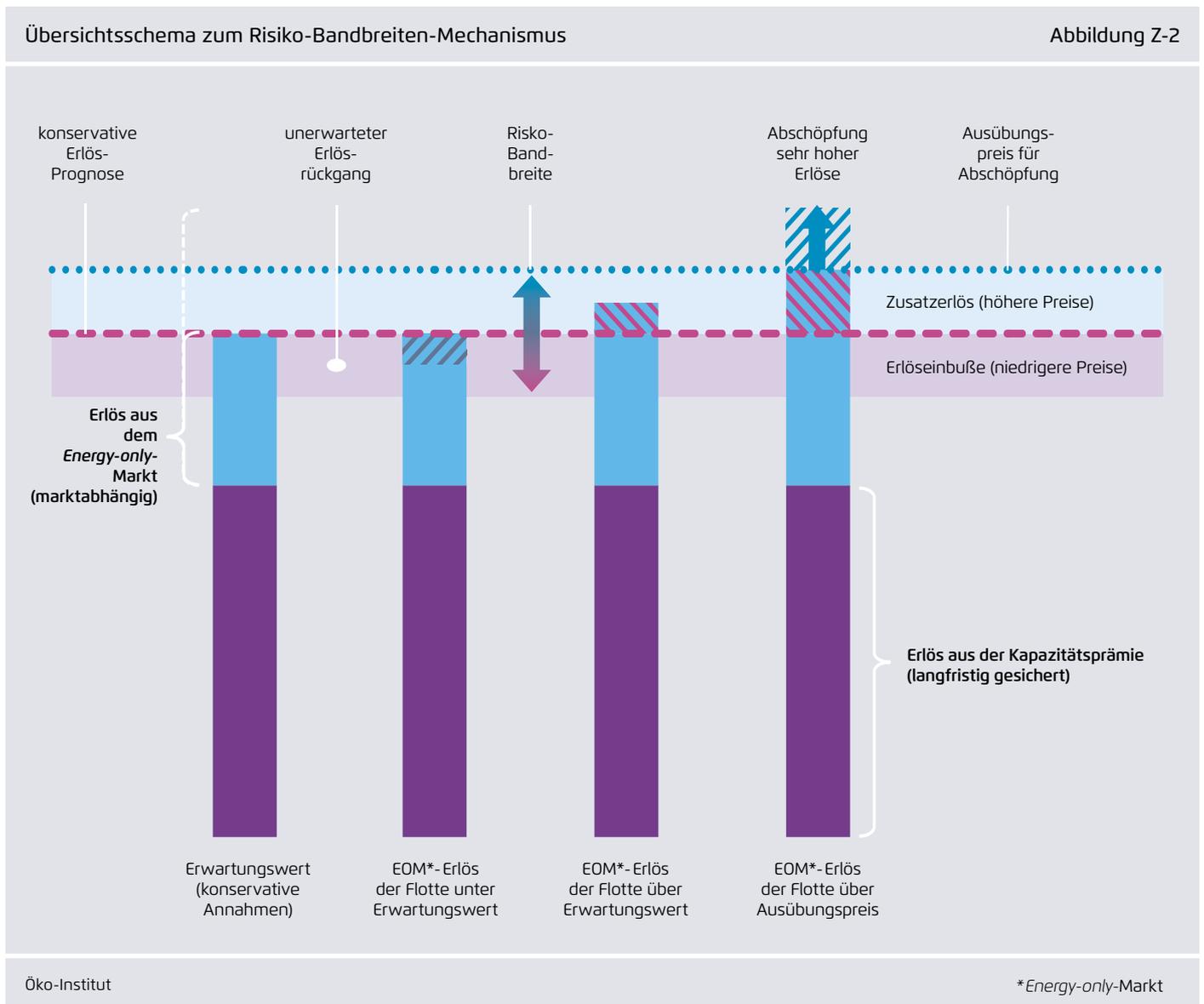
-
- Alle neu errichteten Anlagen werden mit dem Strompreissignal des *Energy-only*-Marktes konfrontiert. Die Standardvariante hierfür bildet die mit dem EEG 2014 eingeführte verpflichtende Direktvermarktung. Für die nicht von der verpflichtenden Direktvermarktung erfassten Anlagen werden die Stundenpreise des *Day-ahead*-Marktes über eine variable Einspeisevergütung gespiegelt. Für kleine Anlagen kann eine De-minimis-Regelung geschaffen werden.
 - Alle neu errichteten Anlagen erhalten zusätzlich zum Einkommen aus dem Strommengen- (*Energy-only*-) Markt eine ex ante festgelegte und längerfristig fixierte Kapazitätszahlung mit monatlichen Abschlagszahlungen und jährlicher Verrechnung. Diese soll primär die Finanzierungslücke schließen, aber auch die Strompreissignale des *Energy-only*-Marktes für den Anlageneinsatz möglichst wenig verzerren und zusätzliche Anreize zur systemdienlichen Anlagenauslegung erzeugen. Für dargebotsabhängige Erzeugungsoptionen (Windkraft- oder Solarenergieanlagen) erfolgt die Prämienzahlung auf Basis einer systemdienlichen Bezugskapazität, die aus dem Mittelwert der Einspeiseleistung für die mittleren acht Stundendezile des Jahres (90-Prozent-/10-Prozent-Dezil) ermittelt wird. 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 mit Blick auf die Systemdienlichkeit optimierte Eigenverbrauchsauslegungen gesetzt werden. Über die Ermittlung der Bezugskapazität nach dem Dezilverfahren können auch wesentliche Nachteile von Kapazitätsprämienmodellen (gegebenenfalls geringere Anreize für Anlagenauslastung) vermieden werden.
 - Zusätzlich zur für die systemdienliche Erzeugungsleistung gezahlten Kapazitätsprämie sind für einzelne Tatbestände Sonderzahlungen vorgesehen. Für den Ausbau der Offshore-Windenergie bis zu einer Kapazität von zehn Gigawatt soll eine Sonderprämie zur Erschließung industrialisierungsbedingter Innovationspotenziale gezahlt werden, die mit einem Jahresfördervolumen von maximal 900 Millionen Euro entweder im Rahmen des reformierten EEG oder extern (analog dem 100.000-Dächer-Programm für die Photovoltaik) finanziert werden kann.
 - Die bis auf Weiteres technologiedifferenzierte Prämienzahlungen für systemdienliche Kapazität sollen in einem sukzessiven Prozess (im Rahmen der verbliebenen rechtlichen Freiheitsgrade) über Ausschreibungen festgelegt werden. Damit die Risiken eines zeitgleichen Übergangs zu Kapazitätszahlungen und zu Ausschreibungen begrenzt werden, sollen diesbezüglich geeignete Ausschreibungsverfahren (*Descending-Clock*-Verfahren mit Einheitspreis, Segment für *Non-competitive Bids*) eingeführt werden. Mit Blick auf die Verbraucherinteressen wird eine indexbasierte Anpassung der über die Ausschreibungen ermittelten Kapazitätsprämie auf Grundlage der Windgüte des jeweiligen Standortes vorgenommen, zum Beispiel durch ein weiterentwickeltes Referenzertragsmodell oder ein alternatives Verfahren.
 - Die Strukturreform der Einkommensströme und die Erzielung umfassender Erfahrungen mit diesem Modell soll damit einer umfassenden Festlegung der Prämienzahlung durch Ausschreibungen vorgelagert werden, um einen organischen Fortentwicklungsprozess auf Basis zielgerichteter Lernprozesse zu gewährleisten, der insbesondere die aktuell große Akteursbreite erhält.
 - Angesichts der gravierenden Unsicherheiten hinsichtlich der im *Energy-only*-Markt erzielbaren Erlöse wird ein Risiko-Bandbreiten-Mechanismus für den Fall unerwartet hoher Erlöse der jeweiligen Flotte eingeführt (Abbildung Z-2). Wenn die Flottenerlöse für die jeweilige Technologiegruppe den jeweiligen Ausübungspreis überschreiten, müssen die Anlagenbetreiber einen entsprechenden Barausgleich entrichten, der mit der Kapazitätsprämie verrechnet wird. Der Ausübungspreis wird sowohl bei der administrativen Festlegung der Kapazitätsprämien als auch bei der Ausschreibung öffentlich bekannt gemacht.
- Werden die für das Jahr 2015 erwartbaren EEG-Einspeisevergütungen als Ausgangspunkt für die Kosten der verschiedenen regenerativen Erzeugungsoptionen genommen, so kann das reformierte Modell für Erneuerbare-Energien-Finanzierung beispielhaft parametrisiert werden. Bei Annahme konservativer Erlösannahmen über den *Energy-*
-

only-Markt, also einer Situation mit den aktuellen Kohle-, Gas- und CO₂-Preisniveaus und einem Zubau der Erneuerbaren Energien nach den aktuellen Plänen, ergeben sich folgende Kapazitätzahlungen für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen:

- Eine Biogas-Anlage erhielte jährlich ca. 45 EUR 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.

Die systemdienliche Bezugsleistung für Wind- und Solaranlagen wird dabei, wie oben dargestellt, als Durchschnitt



der stündlichen Einspeiseleistung der 10 Prozent-bis-90 Prozent-Dezile berechnet.

Mit diesen Schritten einer strukturellen Reform müssen die Anlagenbetreiber einen Teil des Strompreisrisikos übernehmen, gleichzeitig werden aber durch die Einführung von Kapazitätzahlungen Dargebotsrisiken (windstarke/schwache Jahre etc.) abgebaut, sodass der Nettorisikozuwachs beschränkt bleibt. Den mit der Übernahme zusätzlicher Risiken möglicherweise entstehenden zusätzlichen Finanzierungskosten müssen jedoch die im Gesamtsystem erzielbaren Kosteneinsparungen durch den systemdienlichen Betrieb und die systemdienliche Auslegung der Erzeugungsanlagen gegenübergestellt werden, sodass auch aus dieser Perspektive die mit dem vorgeschlagenen Modell einhergehende (begrenzte) Risikoübernahme akzeptabel erscheint.

In der Gesamtsicht kann das beschriebene Modell einerseits mit begrenztem Aufwand soweit spezifiziert werden, 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.

Summary

The transition of Germany's electricity supply system to one based on renewable energies and the re-structuring process needed to achieve this are facing a new stage in development. The next phase in the expansion of renewable electricity production includes a substantial increase of periods in which the German electricity demand is met in full by electricity production plants with zero short-term marginal costs and these influence or dominate price formation in an energy-only market in a substantially different way.

A remuneration scheme for renewable energies in the German electricity system, which is geared to this new phase of development, will have to be geared more strongly – for reasons of system stability and from the perspective of (overall) costs – to an operation and design that is compatible with the needs of the future electricity system. This orientation needs to be stronger than that which is currently possible within the framework of the German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) and after the amendment of 2014. Above all it is necessary to minimise the flexibility needs of the electricity production system, which will substantially increase in the future and are cost-intensive, as well as to increase the availability of (inexpensive) flexibility options in the system.

In this situation a change of perspective is necessary in the consideration of remuneration mechanisms for renewable energies. Essentially, this change entails conceiving of and designing these financing mechanisms no longer as support instruments with strong micro steering elements but rather as elements of a new electricity market design that are fit for the future. This is particularly crucial given the finding that the current electricity market design does not contain a sufficiently robust basis for the financing of electricity production plants based on the fluctuating availability of renewable energies such as wind and solar power and could only provide such a basis under extremely improbable conditions and only in the case of rather low shares of available renewable energies.

The necessary transformation steps towards an electricity design that is sustainable and fit for the future should also take into account the design for the economic basis of the

future electricity system. In doing so, it is necessary to address three different questions: How can the future electricity system be coordinated on the basis of price signals? How can the revenues for financing the necessary investments be generated? To what extent are risk asymmetries acceptable between the different elements of the electricity system (renewable energies, demand-side flexibility, residual load power plants, storage)?

From this comprehensive view, new perspectives also arise for the cost factors of a transition to a new market design. Alongside the short-term cost factors (which are not being properly appreciated in the debate about the EEG surcharge), the more long-term cost developments – and thereby to a greater extent the different aspects of plant operation and designs that are compatible with the needs of the future electricity system – also have to be considered.

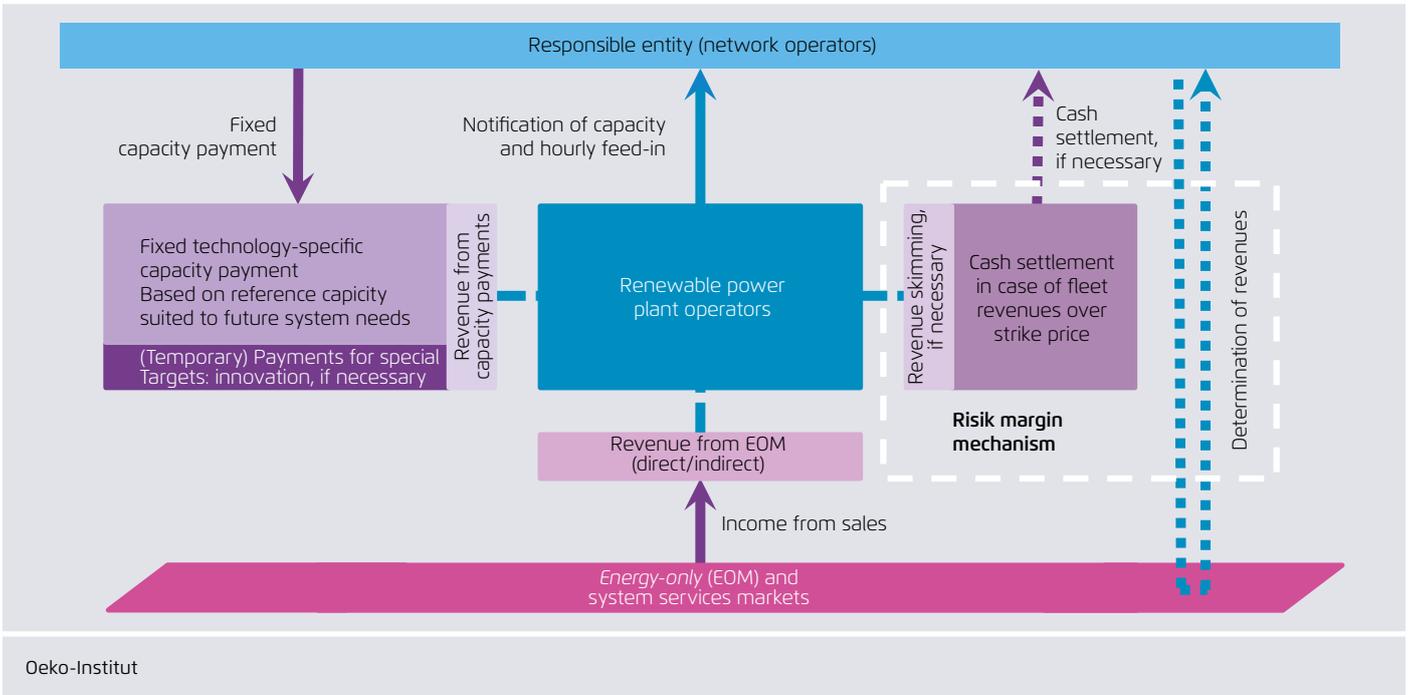
Alongside the long-term transition to a new electricity market design, the current status in the development of the financing system for renewable electricity production, its progress (range of technologies, broad economic participation, etc.) and the policy decisions on the German EEG in 2014 are also key framework conditions for the market value-driven reform of the EEG. In this context it is especially important to approach the development steps ahead as a learning process with clearly defined goals which aim to yield knowledge helpful to the process. This is particularly true if – as often emphasized in the political sphere – the diversity of actors is to be maintained, especially as regards local and regional groups of actors ("citizens' energy").

Against this background, a model is developed for a structural reform of the German EEG that is geared to the long-term needs of the system and contains the following key aspects:

- The reform model described in this report goes beyond the gradual changes of the current amendment of the German EEG, yet at the same time also remains compatible with the current flanking model for renewable energies;
- The model takes into account the long-term re-design of the electricity system based on the targets of the German

Revenue flows in the reform model for the remuneration of new electricity production plants based on renewable energies

Figure S-1



Oeko-Institut

Energy Concept) and thereby also the long-term perspective of EEG reform and the future electricity market design;

- The analyses need to consider comprehensively the perspectives of different actors of the electricity system, i.e. the operators and investors of renewable power plants, the operators and investors of plants that provide the necessary flexibilities for the system, and last but not least those who have to bear the costs of the system;
- The proposed model needs to make transparent and make available to the discourse, as far as possible, the assumptions and premises which underlie the different design and parameter options, i.e. also the assumed requirements and challenges; and
- Finally, the analyses on which the model is based should – alongside structural and qualitative considerations – also include quantitative analyses and suggestions for specific parameters.

To this effect, the analyses presented here are to be understood as a contribution to a discussion about the further reforms of the flanking system for electricity production

based on renewable energies that is constructive, comprehensively substantiated, transparent in terms of its basic assumptions and elaborated in sufficient detail. In particular, the analyses are to be understood as a contribution that uses an integrative approach to take into account the long-term expansion targets for renewable energies, the structures and economic basis of the electricity system and the political feasibility of the necessary transformation.

The analysed model (Figure S- 1) contains different elements which structurally complement each other and can be further developed either in isolation or combination in the medium and long term:

- All new plants are faced with the electricity price signal of the energy-only market. The standard option for this is the mandatory direct sale introduced with the 2014 amendment of the German EEG. For the plants not covered by the mandatory direct sale, the hourly prices of the day-ahead market are reflected in a variable feed-in tariff. For small power plants, a de minimis rule can be created.

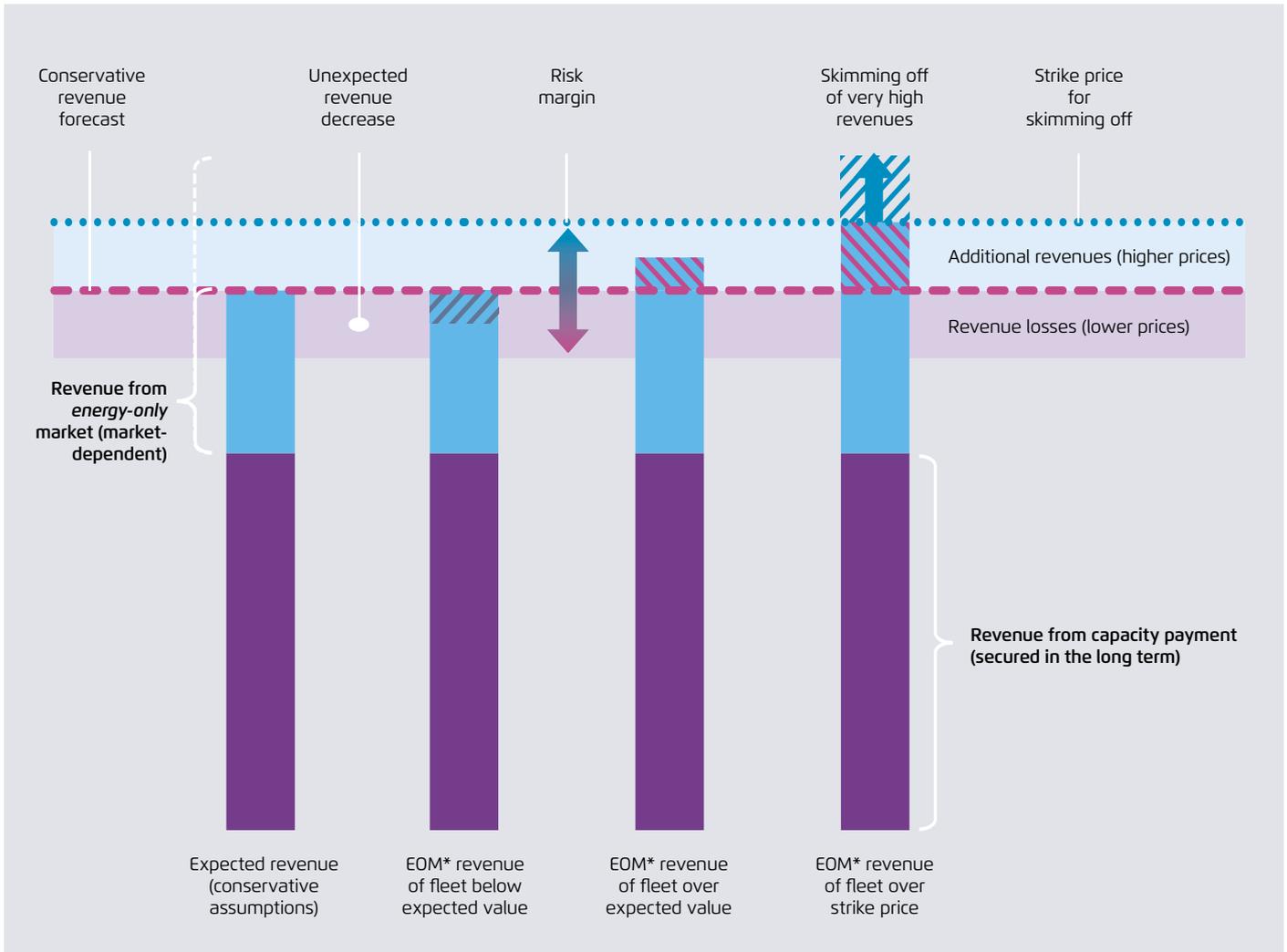
-
- In addition to revenues accrued on the energy-only market, all new plants receive a capacity payment that is determined ex ante, fixed in the long term and paid in monthly instalments with an annual balance of accounts. This should primarily close the gap in re-financing, but also distort as little as possible the electricity price signals of the energy-only market for plant utilisation and produce additional incentives for plant design that is compatible with the needs of the future electricity system. For production options dependent on fluctuating availability (wind or solar power plants) the capacity payment is made based on a reference capacity that is compatible to the future needs of the system and is determined from the mean feed-in for the middle eight deciles of the hours of a year (90 percent-10 percent deciles). For dispatchable renewable power plants, the nominal capacity should be priced as the reference capacity. Through the payments for capacities that correlate with the needs of the future electricity system, significant incentives can be provided for compatible plant design and the compatible design of own consumption. By determining the reference capacity using the decile-based process, significant disadvantages of capacity payment models (e.g. lower incentives for appropriate plant design) can also be avoided.
 - In addition to the capacity payments made for production capacity that correlates with the needs of the future electricity system, special payments (bonuses) are planned for certain circumstances. For the expansion of offshore wind power up to a capacity of 10 GW a bonus is to be paid to enable the tapping of industrialization-related innovation potentials, which can be financed to a yearly volume of up to € 900 million, either within the scope of the reformed German EEG or externally (analogous to the 100,000 roofs programme for photovoltaics in Germany).
 - The (for the time being technology-specific) payments for capacity suited to the needs of the future electricity system should be determined in a stepwise process (within the scope of the remaining freedom permitted legally) based on bidding. In order to limit the risks of a concurrent transition to capacity payments and bids, suitable bidding processes (a descending clock auction with a uniform price, a segment for non-competitive bids) should be introduced. With a view to consumer interests,

an index-based adaptation of the capacity payments determined via the bids should be undertaken based on the wind resources of the location, e.g. using a reference yield model that has been developed further or an alternative methodology.

- In this way, the revenue flows are structurally reformed and extensive experience gathered with this model before capacity payments are fully determined based on bidding. This is to ensure an organic process of further development based on goal-oriented learning processes, which retains, in particular, the current broad spectrum of actors.
- In view of the extensive uncertainties associated with the revenues accruable on the energy-only market, a risk margin mechanism should be introduced in the event of unexpectedly high revenues of each fleet (Figure S- 2). If the fleet revenues for each technology group exceed its strike price, the plant operators must pay a corresponding cash settlement, which is set off against the capacity payment. The strike price would be made known publicly when the capacity payments are administratively determined and when the advertisement for bids takes place.

If the feed-in tariffs that can be expected for 2015 under the German EEG are taken as a basis for the costs of the different options for renewable electricity production, example quantitative parameters for the reformed model for renewable energy financing can be produced. If conservative assumptions of revenues accruable on the energy-only market are made – e.g. a situation in which the current coal, gas and CO₂ prices are combined with the expansion of renewable energies according to current plans in Germany – the following capacity payments for new renewable energy plants arise as a result:

- A biogas plant would receive approx. 45 Euro per kilowatt of installed capacity each year, a plant for solid biomass approx. 230 Euro per kilowatt each year,
- A photovoltaics plant would receive a yearly capacity premium of 935 Euro per kilowatt of capacity that is compatible with the needs of the future electricity system,



- An onshore wind plant would receive – depending on its location – payments of between 565 Euro and approx. 680 Euro per kilowatt of capacity compatible with the needs of the future electricity system; and
- An offshore wind plant would receive a payment according to its location (approx. 680 Euro per kilowatt of reference capacity which correlates with the needs of the future electricity system) as well as, in order to reach 10 gigawatts of installed capacity, an additional innovation bonus amounting to approx. 270 Euro per kilowatt of reference capacity compatible with the needs of the future electricity system.

The reference capacity for wind and solar power plants that is compatible with these future needs is calculated, as shown above, as the average of the hourly feed-in capacity of 10 percent to 90 percent deciles.

In these steps for structural reform, the plant operators must assume part of the electricity price risk. At the same time, risks associated with fluctuating availability (years with high/low wind resources, etc.) are reduced due to the capacity payments so that the net increase in risk remains small. However, the additional financing costs that may arise with the acceptance of additional risks must be viewed in juxtaposition with the cost savings that can be made in the over-

all system through the operation and the design of power plants that are compatible with the needs of the future electricity system. From this perspective the (small) risk absorption involved in the proposed reform model seems acceptable.

Overall this model can be elaborated at reasonable costs to the extent that it could be implemented within a reasonable period of time. At the same time the different elements of the model also provide attractive perspectives for learning-orientated and evidence-based further development towards a comprehensive market design for energy transition.

Inhalt

1	Auftrag und Einleitung	21
2	Hintergrund und Einordnung	25
2.1	Hintergrund	25
2.2	Der breitere Kontext	26
2.2.1	Ausbauperspektiven der regenerativen Stromerzeugung	26
2.2.2	Grundstrukturen eines Marktdesigns für den Übergang zu einem regenerativen Stromsystem	29
2.3	Die Topologie der Reformdebatte	34
2.3.1	Die EEG-Novelle 2014 und die Richtlinien für Energie- und Umwelt-Beihilfen 2014 bis 2020 als neuer Bezugsrahmen	34
2.3.2	Die weitergehenden Reformvorschläge	37
2.4	Spezifische Aspekte einer Weiterentwicklung des EEG	46
2.4.1	Zunehmende Flexibilitätsnachfrage und Systemdienlichkeit als neue energiewirtschaftliche Herausforderungen	46
2.4.2	Risikoaspekte einer Weiterentwicklung des EEG	52
2.4.3	Unterstützung von Bürgerenergie als neue Anforderung	59
2.5	Ausgangspunkte für das Reformmodell	63
2.5.1	Was kann und sollte eine weitergehende EEG-Reform leisten?	63
2.5.2	Prämissen des Reformmodells	65
3	Spezifikation des Reformmodells	73
3.1	Grundstruktur des Reformmodells	73
3.2	Kernmodell	75
3.2.1	Erlöse am Strommengenmarkt	75
3.2.2	(Kapazitäts-)Prämienzahlungen	79
3.2.3	Risiko-Bandbreiten-Mechanismus	84
3.3	Die Rolle von Ausschreibungen	87
3.3.1	Einführende Überlegungen	87
3.3.2	Ausgestaltung von Ausschreibungen und deren Implikationen	90
3.3.3	Zwischenfazit: Einführung von Ausschreibungen	96
3.4	Ergänzende Regelungen	97
3.4.1	Vorbemerkungen	97
3.4.2	De-minimis-Regelungen	98
3.4.3	Indexierung der Kapazitätzahlungen	99
3.4.4	Sonderzahlungen für Sonderzwecke	100
3.5	Zwischenfazit: Das Reformmodell im Überblick	100
4	Modellierung zur Abschätzung der Erlöse am Strommengenmarkt	105
4.1	Vorbemerkungen	105
4.2	Methodischer Ansatz	105

Inhalt

4.3	Rahmenannahmen	109
4.4	Ergebnisse der Strommarkt-Modellierungen	114
4.5	Zwischenfazit: Erlösperspektiven für regenerative Stromerzeugungsanlagen am Strommengenmarkt	120
5	Systemdienlichkeit	123
5.1	Einleitung	123
5.2	Definition der Referenzanlagen	124
5.2.1	Windkraft	124
5.2.2	Photovoltaik	125
5.3	Vermarktungserlöse für verschiedene Anlagentypen	128
5.3.1	Windkraft	128
5.3.2	Photovoltaik	130
5.3.3	Zwischenfazit: Erzielbare Erlöse bei veränderter Auslegung	131
5.4	Berechnung der anzulegenden Kapazitäten	132
5.4.1	Vorbemerkungen	132
5.4.2	Biomasse	133
5.4.3	Windkraft	133
5.4.4	Photovoltaik	135
5.4.5	Exkurs: Berücksichtigung des Eigenverbrauchs bei der Photovoltaikstromerzeugung	136
5.4.6	Zwischenfazit für fluktuierende Erneuerbare Energien	137
6	Parametrisierung des Reformmodells	141
6.1	EEG-Vergütungen und Marktprämienzahlungen im Jahr 2015	141
6.2	Beispielhafte Bestimmung der Kapazitätsprämie	144
6.2.1	Biomasse	144
6.2.2	Windkraft	145
6.2.3	Photovoltaik	150
6.2.4	Vergleich der Prämienzahlungen für verschiedene Technologiegruppen	150
6.3	Sonderzahlungen für Sonderzwecke	152
6.4	Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus	155
7	Zusammenfassender Überblick und Ausblick	157
8	Referenzen	163
8.1	Literatur	163
8.2	Daten	167
8.3	Rechtsvorschriften	168
Anhang		169

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1	Historische Entwicklung und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, 1990 bis 2050	27
Abbildung 2	Historische und zielkonforme Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien, 1990 bis 2050	28
Abbildung 3	Grundstrukturen eines ganzheitlichen Marktdesigns für das zukünftige Stromsystem	33
Abbildung 4	Übersicht zu den Grundstrukturen der Erlösströme in den aktuell diskutierten Reformvorschlägen	38
Abbildung 5	Übersicht zu den Parametrisierungsvarianten der aktuell diskutierten Reformvorschläge	42
Abbildung 6	Spannungsfeld von Technologiekosten und inframarginalen Verteilungseffekten bei technologiedifferenzierten und technologieneutralen Ansätzen	43
Abbildung 7	Stündliche Einspeisung der Biomassekraftwerke im Netzgebiet von 50Hertz Transmission sowie der deutschen Braunkohlenkraftwerke, 2010	50
Abbildung 8	Entwicklung wichtiger Indikatoren für die Auslegung von Windkraftanlagen in Deutschland, 1990 bis 2013	51
Abbildung 9	Nominale und inflationsbereinigte Renditen von Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren, 1970 bis 2014	59
Abbildung 10	Grundkonzept des Modells einer wertoptimierten EEG-Reform	73
Abbildung 11	Risikobänder zur Begrenzung des Erlöshöhenrisikos	85
Abbildung 12	Erlösströme im Modell einer wertoptimierten Reform des EEG	101
Abbildung 13	Gegenüberstellung von Erlösströmen und Kosten für erneuerbare Stromerzeugung	103
Abbildung 14	Methodik zur modellbasierten Abschätzung der Vermarktungserlöse aus dem <i>Energy-only</i> -Markt	109
Abbildung 15	Jahresdauerlinien für dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (Unteres Erlösszenario), 2015	112
Abbildung 16	Strompreise und spezifische Vermarktungserlöse für erneuerbar erzeugten Strom im Unteren und Oberen Erlösszenario (US / OS), 2015 bis 2045	115
Abbildung 17	Profilmfaktoren für erneuerbare Erzeugungstechnologien im Unteren und Oberen Erlösszenario (US / OS)	115
Abbildung 18	Jahresdauerlinien der Strompreise am <i>Energy-only</i> -Markt im Unteren Erlösszenario	118
Abbildung 19	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windkraft im Unteren Erlösszenario, 2035	119
Abbildung 20	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario, 2035	120
Abbildung 21	Jahresdurchschnittlicher täglicher Leistungsgang der Photovoltaikanlagen (München)	127
Abbildung 22	Geordnete Jahresdauerlinien der Auslastung für die betrachteten Photovoltaikanlagen	128
Abbildung 23	Vergleich der Jahresdauerlinien der Standardanlage und der optimierten Anlage für den Standort Stade bei gleicher Stromerzeugung beider Anlagen mit dem durchschnittlichen Strompreis	130
Abbildung 24	Spezifische Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen mit verschiedenen Ausrichtungen in München und Rostock im Oberen und im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	132
Abbildung 25	Geordnete Jahresdauerlinien der optimierten Windkraftanlage am Standort Magdeburg, 2012	134
Abbildung 26	Geordnete Jahresdauerlinien der betrachteten Windkraftanlagen am Standort Stade, 2012	134
Abbildung 27	Bestimmung der Bezugskapazität für Photovoltaikanlagen	135
Abbildung 28	Beispielhafte Wirkung einer nicht systemdienlichen Strukturierung des Eigenverbrauchs auf die Jahresdauerlinie der Einspeisung und sich daraus ergebende Bezugsleistung für die Prämienzahlung	136
Abbildung 29	Beispielhafte Wirkung eines systemdienlich strukturierten Eigenverbrauchs auf die Jahresdauerlinie der Einspeisung und die sich daraus ergebende Bezugsleistung für die Prämienzahlung	137

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 30	Berechnung der Äquivalenzwerte für Vergütungszahlungen (Offshore- Windenergie)	142
Abbildung 31	Äquivalenzwerte für Vergütungszahlungen für verschiedene Technologiegruppen	142
Abbildung 32	Vermarktungserlöse und Marktprämien gemäß novelliertem EEG im Jahr 2015	143
Abbildung 33	Bestimmung der Kapazitätsprämie für Onshore-Windkraft (Standort Stade, optimierte Anlage) auf Grundlage der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile	145
Abbildung 34	Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Windkraftanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell	146
Abbildung 35	Vergleich der Kapazitätsprämie bei konstantem Rotordurchmesser (117 Meter), Standort Stade, 140 Meter Nabenhöhe	147
Abbildung 36	Kapazitätsprämien für Windkraftanlagen: Vergleich von Median- und Dezilmethode zur Berechnung der Bezugsleistung	148
Abbildung 37	Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Photovoltaikanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell (Standort München im Jahr 2015)	150
Abbildung 38	Vergleich der Höhe der Kapazitätsprämie im Jahr 2015 (für die jeweiligen Bezugsleistungen)	151
Abbildung 39	Vergleich der Höhe der Kapazitätsprämie in der Perspektive (10-Prozent-/90-Prozent-Dezile)	152
Abbildung 40	Entwicklung der installierten Kapazität und der Kosten einer Innovationsprämie für die Offshore-Windenergie, 2000 bis 2050	153
Abbildung 41	Umsetzungsmodell und institutionelle Arrangements für eine wertoptimierte EEG-Reform	159
Abbildung A- 1	Jahresdauerlinien der Strompreise am <i>Energy-only</i> -Markt im Oberen Erlösszenario	169
Abbildung A- 2	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Wind onshore im Unteren Erlösszenario 2015	170
Abbildung A- 3	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windenergie im Unteren Erlösszenario 2025	171
Abbildung A- 4	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windenergie im Unteren Erlösszenario 2045	172
Abbildung A- 5	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2015	173
Abbildung A- 6	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2025	174
Abbildung A- 7	Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2045	175
<hr/>		
Tabelle 1	Reaktionen der Anlagenbetreiber auf negative Preise im Strommengenmarkt	40
Tabelle 2	Strukturmerkmale zweier Varianten für die zukünftige Entwicklung des deutschen Stromsystems	48
Tabelle 3	Risikostrukturen für das erneuerbare und das konventionelle Segment des Stromsystems	54
Tabelle 4	Kapitalkostenansätze für die Vergütungssätze des EEG 2012	56
Tabelle 5	Eigentümer- und Investitionsstrukturen für Stromerzeugungsoptionen auf Basis Bioenergie, Photovoltaik und Onshore-Windkraft, 2012	60
Tabelle 6	Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar) im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	110
Tabelle 7	Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar) im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	111

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Tabelle 8	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Unteres Erlösszenario, starker Zubau Erneuerbarer Energien), 2015 bis 2045	111
Tabelle 9	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Oberes Erlösszenario, abgeschwächter Zubau Erneuerbarer Energien), 2015 bis 2045	112
Tabelle 10	Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise (Unteres Erlösszenario, Fortbestand des aktuellen Preisniveaus), 2015 bis 2045	113
Tabelle 11	Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise (Oberes Erlösszenario, ansteigende Preisentwicklung), 2015 bis 2045	113
Tabelle 12	Entwicklung der Nettostromerzeugung im Unteren und Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	114
Tabelle 13	Anteil Erneuerbarer Energien am Nettostromaufkommen, 2015 bis 2045	114
Tabelle 14	CO ₂ -Emissionen fossiler inländischer Kraftwerke (ohne Back-up und Sonstige), 2015 bis 2045	115
Tabelle 15	Spezifische Vermarktungserlöse erneuerbarer Energietechnologien im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	116
Tabelle 16	Spezifische Vermarktungserlöse erneuerbarer Energietechnologien im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	116
Tabelle 17	Vergleich der Windgeschwindigkeiten und der sich ergebenden Auslastung der verwendeten Standorte (im Jahresmittel)	124
Tabelle 18	Untersuchte Auslegungsvarianten für Photovoltaikanlagen	126
Tabelle 19	Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Windkraftreferenzanlagen im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	129
Tabelle 20	Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Windkraft-Referenzanlagen im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	129
Tabelle 21	Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045	131
Tabelle 22	Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045	131
Tabelle 23	Vergleich der Methoden zur Berechnung der anzulegenden Kapazität für Anlagen mit einer installierten Leistung von einem Megawatt	138
Tabelle 24	Annahmen zu den in Vergütungssätzen	143
Tabelle 25	Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells für Onshore-Windkraft	149
Tabelle 26	Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus im Jahr 2025, wenn das Obere Erlösszenario eintreten würde	154

1 Auftrag und Einleitung

Deutschland hat sich mit dem Energiekonzept von 2010/11 (BMU 2011a) eine Reihe sehr ehrgeiziger Kurz-, Mittel- und Langfristziele für die Minderung der Treibhausgasemissionen, für die Energieeffizienz und den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gegeben, aus denen sich die Notwendigkeit sehr effektiver Flankierungsinstrumente für die regenerative Stromerzeugung ableitet.

Die Erneuerbaren Energien haben einen Aufkommensanteil von über einem Viertel an der Stromerzeugung erreicht; damit geht die erste Phase ihres Ausbaus zu Ende. In der nächsten Ausbauphase werden die Erneuerbaren Energien beginnen, das Stromversorgungssystem maßgeblich zu prägen. Die energiewirtschaftliche Integration von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und der notwendigen Flexibilitätsoptionen gewinnt gerade in der langfristigen Perspektive, die mehr und mehr in den Vordergrund tritt, massiv an Bedeutung, aber auch mit Blick auf die Entwicklung der Kosten, sowohl aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive als auch aus der Verbrauchersicht.

Im Spannungsfeld zwischen einer effektiven Erreichung der Energiekonzeptziele, den kurz- und längerfristigen entstehenden Kosten des Systems sowie den unterschiedlichen Beiträgen zur Kostentragung entfaltet sich eine komplexe Debatte um die Notwendigkeiten und Möglichkeiten einer Reform oder Ablösung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), dem bisher zentralen Flankierungsinstrument für die regenerative Stromerzeugung in Deutschland. In dieser Debatte sind in jüngster Zeit eine ganze Reihe von ausführlich ausgearbeiteten Reform- und Alternativmodellen zum heutigen EEG präsentiert worden (Enervis et al. 2013, MVV et al. 2013, IZES et al. 2013, Haucap et al. 2013, Frontier 2014¹). Diese Vorschläge bewegen sich auf unterschiedlichem Spezifikations- und Abstraktionsniveau, sind hinsichtlich der

zugrunde liegenden Prämissen und Annahmen in unterschiedlichem Maße transparent und nachvollziehbar begründet und reflektieren nicht zuletzt sehr unterschiedliche Zeithorizonte und Entwicklungsperspektiven.

Gleichzeitig ist mit der im Juli 2014 beschlossenen Novelle des EEG eine Fortentwicklung des bisherigen Regelwerkes zur Flankierung der regenerativen Stromerzeugung vorgenommen worden, die insgesamt eher inkrementeller Natur ist, aber zumindest an zwei Punkten (Einführung von Ausbaukorridoren und der verpflichtenden Direktvermarktung) das bisherige Konzept des EEG verlässt. Mit diesem EEG 2.0 wird die Diskussion um die Weiterentwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die ambitionierten Ausbauziele der regenerativen Stromerzeugung keineswegs beendet. Vielmehr markiert die Novelle wahrscheinlich den Beginn eines längeren Veränderungsprozesses, der letztlich auch in die Entwicklung eines neuen Marktdesigns als ökonomisch nachhaltige Basis für das Stromsystem eingebettet sein muss.

Die Notwendigkeit einer solchen längerfristigen Perspektive ergibt sich jedoch auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass mit dem EEG 2014 bereits die nächste Stufe struktureller Reformen, der Übergang zu Ausschreibungsverfahren ab 2017, angelegt ist. Für eine zukunftsfeste und lernorientierte Ausgestaltung dieser Ausschreibungsverfahren bedarf es einer klaren Perspektive, was die längerfristig sinnvollen Finanzierungsprodukte für regenerative Stromerzeugungsanlagen sind, die über Ausschreibungsverfahren vergeben werden. Wenn diese längerfristige Perspektive nicht ausreichend Berücksichtigung findet, läuft die politisch vorgegebene, vergleichsweise schnelle Einführung von Ausschreibungen Gefahr, (dringend notwendige) Lernerfahrungen in letztlich perspektivlosen Bereichen zu machen und damit ins Leere zu laufen.

Die Diskussionen um die verschiedenen Reformvorschläge für das EEG sowie zur EEG-Novelle 2014 haben aber auch gezeigt, dass die Diskussion abstrakter beziehungsweise

1 Neben diesen ausführlicher ausgearbeiteten Modellen liegt auch eine Reihe qualitativer beziehungsweise eher kursorischer Vorschläge vor (RWI 2012, SRGE 2013; SRU 2013, IASS 2014), auf die im Folgenden nicht näher eingegangen wird.

sehr allgemein formulierter Modelle nur bis zu einem gewissen Punkt sinnvoll und für die für politische Entscheidungen notwendigen Abwägungen nicht ausreichend ist. Neben allgemeinen Architekturfragen muss daher auch eine ganze Reihe von Parametrisierungsaspekten spezifiziert werden, um hinreichend breite und robuste Analysen beziehungsweise Abwägungen zu ermöglichen. Schließlich sind viele Diskussionen um Reform- oder Alternativmodelle durch vergleichsweise eingeschränkte Perspektiven gekennzeichnet. Für robuste Entscheidungen ist jedoch eine Fokussierung allein auf die Investoren in den verschiedenen Segmenten des Stromsystems oder eine Konzentration allein auf die Kostenträger des spezifischen Flankierungssystems nicht sinnvoll oder zielführend.

Mit Blick auf die Errungenschaften des aktuell geltenden EEG und auf die zukünftigen Herausforderungen an das Flankierungssystem für Erneuerbare Energien jenseits eines Aufkommensanteils von 25 Prozent ist das Öko-Institut 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.

Der hier vorgelegte Endbericht dokumentiert die Hintergründe und Prämissen, die qualitativen beziehungsweise strukturellen Überlegungen, die energiewirtschaftliche Einbettung sowie die spezifischen Ausgestaltungsvorschläge für ein solcherart charakterisiertes Reformmodell und dessen Begründung.

In einem ersten Abschnitt werden die Hintergründe und das energiewirtschaftliche sowie das energie- und klimapolitische Umfeld, das für anstehende Reformen berücksichtigt werden muss, beschrieben und diskutiert (Kapitel 2). Dabei geht es sowohl um den Zielerreichungspfad und die breitere Herausforderung der Schaffung eines neuen Marktdesigns für den Stromsektor (Abschnitt 2.2) als auch um das Gesamtspektrum der Reformvorschläge (Abschnitt 2.3), die spezifischen Herausforderungen der anstehenden Reformschritte (Abschnitt 2.4) sowie die entsprechend abgeleiteten Ausgangspunkte für das Reformmodell (Abschnitt 2.5).

Aufbauend auf diese Analysen wird im darauf folgenden Kapitel 3 die Grundstruktur des Reformmodells entwickelt. Die zentralen Elemente des Reformvorschlages für die Finanzierung von Investition und Betrieb regenerativer Stromerzeugungsanlagen werden beschrieben (Abschnitt 3.2), die entsprechende Ausgestaltung von Ausschreibungen diskutiert (Abschnitt 3.3) und eine Reihe ergänzender Regelungen entwickelt (Abschnitt 3.4).

Um die Notwendigkeit, Belastbarkeit und Spezifikation des Reformvorschlages nicht nur qualitativ zu beschreiben, sondern auch einer quantitativen Analyse unterziehen zu können, werden im Kapitel 4 die Annahmen und Ergebnisse umfangreicher Strommarktmodellierungen beschrieben, die eine repräsentative Bandbreite möglicher Entwicklungen wiedergeben, unter welchen das Reformmodell funktionieren muss. Neben dem methodischen Ansatz für die Modellierungen (Abschnitt 4.2) und den wesentlichen Rahmenannahmen (Abschnitt 4.3) werden die Ergebnisse der Strommarktmodellierung vor allem hinsichtlich der Frage analysiert, welches Einkommen unterschiedliche regenerative Erzeugungsoptionen unter verschiedenen Rahmenbedingungen am Strommengenmarkt erzielen können (Abschnitt 4.4 und 4.5).

Auf Basis der Strommarktmodellierung und der grundlegenden Regelungen für das Reformmodell werden im folgenden Analyseschritt (Kapitel 5) die wirtschaftlichen Anreize zur systemdienlichen Auslegung von Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseenergieanlagen untersucht. Diese Analyse stellt auf eine Auswahl von Referenzanlagen ab (Abschnitt 5.2), spezifiziert die Bandbreite der möglichen Vermarktungserlöse im *Energy-only*-Markt (Abschnitt 5.3) sowie die Ausgestaltungsmöglichkeiten für die zur Refinanzierung der Investitionen notwendigen Zusatzzahlungen (Abschnitt 5.4).

Unter Berücksichtigung dieser Analysen wird im Kapitel 6 ein Parametrisierungsvorschlag für das Reformmodell entwickelt. Den Ausgangspunkt dafür bilden die Marktprämienzahlungen für die verschiedenen Referenzanlagen (Abschnitt 6.1), auf deren Grundlage die Zahlungen für die jeweilige systemdienliche Bezugsleistung ermittelt wer-

den (Abschnitt 6.2). Im Abschnitt 6.3 wird ein Vorschlag für die Ausgestaltung der Sonderfinanzierungen für die Off-shore-Windenergie entwickelt, der vorgeschlagene Risiko-Bandbreiten-Mechanismus wird auf der Basis quantitativer Analysen im Abschnitt 6.4 illustriert.

Im abschließenden Kapitel 7 werden die in diesem Projekt angestellten Analysen zusammengefasst und noch ausstehende Arbeiten skizziert. Im Anhang wird schließlich eine Reihe ergänzender Resultate aus den Strommarktmodellierungen dokumentiert.

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 Aufkommenseite des EEG keine (grundlegenden) Reformen nötig sind. Hier wurden in einem eigenen Projekt – ebenfalls im Auftrag von Agora Energiewende – umfangreiche Vorschläge erarbeitet (Öko-Institut 2014b).

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 Mitarbeiter/-innen von Agora Energiewende, den Teilnehmer/-innen an den Begleitkreisen für dieses Projekt sowie den vielen Fachkollegen und Fachkolleginnen 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 der 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.

2 Hintergrund und Einordnung

2.1 Hintergrund

Für Analysen zur Weiterentwicklung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien muss eine ganze Reihe von Rahmenbedingungen in sehr unterschiedlichen Bereichen berücksichtigt werden:

- Sie müssen in den Kontext der einschlägigen energiepolitischen Ziele gestellt werden. Diese Ziele sind mit dem Energiekonzept von 2010/11, dem Koalitionsvertrag für die 18. Wahlperiode (CDU/CSU/SPD 2013) beziehungsweise der entsprechenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, aber auch im Rahmen EU-rechtlicher Verpflichtungen für unterschiedliche Zeithorizonte klar definiert. Ihre Erreichung bildet eine zentrale Vorgabe für die Diskussionen über Veränderungsbedarf und Fortentwicklungsmöglichkeiten des derzeitigen Fördermodells.
- Es muss berücksichtigt werden, dass in den letzten beiden Dekaden ein signifikanter Kapitalstock an regenerativen Erzeugungsanlagen entstanden ist. Für diesen Kapitalstock bilden die bisherigen Flankierungsregelungen der verschiedenen Entwicklungsstufen des EEG die ökonomische Basis; für den entsprechenden Anlagenpark wurden spezifische Anreizmechanismen oder Betriebsmuster jeweils über einen Zeitraum von etwa zwei Dekaden im System verankert. Zumindest gilt dies, wenn aus Vertrauensschutzgründen nicht in die im Rahmen der jeweiligen Regelungen erworbenen Besitzstände von Bestandsanlagen eingegriffen werden soll.
- Mit Blick auf die Dringlichkeit der Veränderungen ist diese Situation dann von besonderer Bedeutung, wenn sich einige der bisher geschaffenen Anreizstrukturen in der Perspektive eines sehr viel größeren Aufkommensanteils der regenerativen Stromerzeugung als problematisch erweisen und eine weitere langfristige Verankerung dieser Mechanismen nicht angestrebt werden kann. Eine sinnvolle energiewirtschaftliche Einbettung des Reformpfades bildet eine zentrale Leitplanke für die Bewertung von Reform- und Weiterentwicklungsmodellen.
- Diskussionen um den Reformbedarf, die Fortentwicklung oder den Ersatz des EEG sind zumindest im politischen Raum stark von eher selektiven Kosten- und Risikofragen getrieben. Eine zukunftsgerichtete Analyse und Bewertung der Kosten muss jedoch in zunehmendem Maße die Gesamtkosten in den Blick nehmen. Dazu gehören nicht nur im Kontext der regenerativen Stromerzeugungsanlagen, sondern auch im Gesamtsystem entstehende Kosten sowie im Kontext von Risikoprämien etc. erfolgende Umverteilungseffekte, durch die Verbraucher zusätzlich belastet werden.
- Neben diesen eher ökonomischen Überlegungen ist der politisch-rechtliche Kontext für die Ausrichtung der Reform zu berücksichtigen. Dies gilt sowohl für die Stromwirtschaft im Allgemeinen als auch für die Erneuerbaren Energien im Speziellen. Jenseits der nationalen Perspektive muss dabei aber auch beachtet werden, dass der politisch-rechtliche Rahmen schon heute zu großen Teilen auf Ebene der Europäischen Union gesetzt wird und starke Trends unverkennbar sind, die Energiepolitik weiter zu europäisieren.
- Die Weiterentwicklung des Flankierungsrahmens für die regenerative Stromerzeugung kann, insbesondere bei den angestrebten großen Versorgungsanteilen, nicht mehr losgelöst von den politischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Arrangements betrachtet werden, die für die anderen Segmente des Stromsystems relevant sind. Dies betrifft nicht nur den konventionellen Kraftwerkspark (der zumindest für die nächste zwei Dekaden noch eine erhebliche Rolle spielen wird), sondern auch jene Segmente, die auch langfristig unverzichtbare Funktionalitäten bereitstellen müssen. Relevant sind diesbezüglich vor allem Back-up-Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilitäten und Speicher. Die Diskussion um Flankierungsmechanismen für Erneuerbare Energien muss somit stets auch im Kontext übergreifender Fragen des Marktdesigns für das Stromsystem insgesamt geführt werden.
- Durch die Erfahrungen beim Ausbau der regenerativen Stromerzeugung hat die Frage der (ökonomischen) Teilhabe an der Energiewende und der Transformation des

Stromsystems enorm an Bedeutung gewonnen. Die Herausforderung, hier eine möglichst breite Beteiligung zu ermöglichen („Bürgerenergie“), hat sich als eigenständiges energie- und gesellschaftspolitisches Ziel entwickelt und muss für die Reformansätze entsprechend reflektiert werden.

→ Letztlich ist die Anschlussfähigkeit von Alternativ- oder Fortentwicklungsmodellen an die bisher geltenden Regelungen von erheblicher Bedeutung, hieraus ergibt sich die Notwendigkeit schrittweise angelegter Entwicklungs- und Reformprozesse.

Mit Blick auf energiewirtschaftliche, aber auch politische und rechtliche Aspekte der Rahmensetzungen lassen sich wesentliche Unterschiede der Vorschläge zu Reform, Weiterentwicklung oder Ersatz des EEG auf Differenzen in Einschätzungen und Grundhaltungen zurückführen, die teilweise fundamentaler politischer Natur sind. Dies ist weder neu noch überraschend; problematisch ist jedoch, dass diese Einschätzungen beziehungsweise Grundhaltungen sowie die dadurch entstehenden Spannungsfelder oft nicht ausreichend transparent gemacht werden. Gerade für politische Entscheidungsprozesse ist aber genau diese Transparenz von entscheidender Bedeutung und wird entsprechend verbessert werden müssen.

Einige der für die genannten Aspekte besonders relevanten Sachverhalte werden in den folgenden Abschnitten näher dargestellt und diskutiert. Das Ziel besteht dabei darin, den Rahmen beziehungsweise die wesentlichen Referenzpunkte für die weiterführenden Analysen nachvollziehbar zu machen, eine Einordnung in die Landschaft der Reformvorschläge zu ermöglichen und letztlich den Erwartungshorizont für die Entwicklung des eigenen Modells zu spezifizieren.

2.2 Der breitere Kontext

2.2.1 Ausbauperspektiven der regenerativen Stromerzeugung

Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen ist für die letzten beiden Dekaden, insbesondere jedoch in der letzten Dekade, durch eine massive

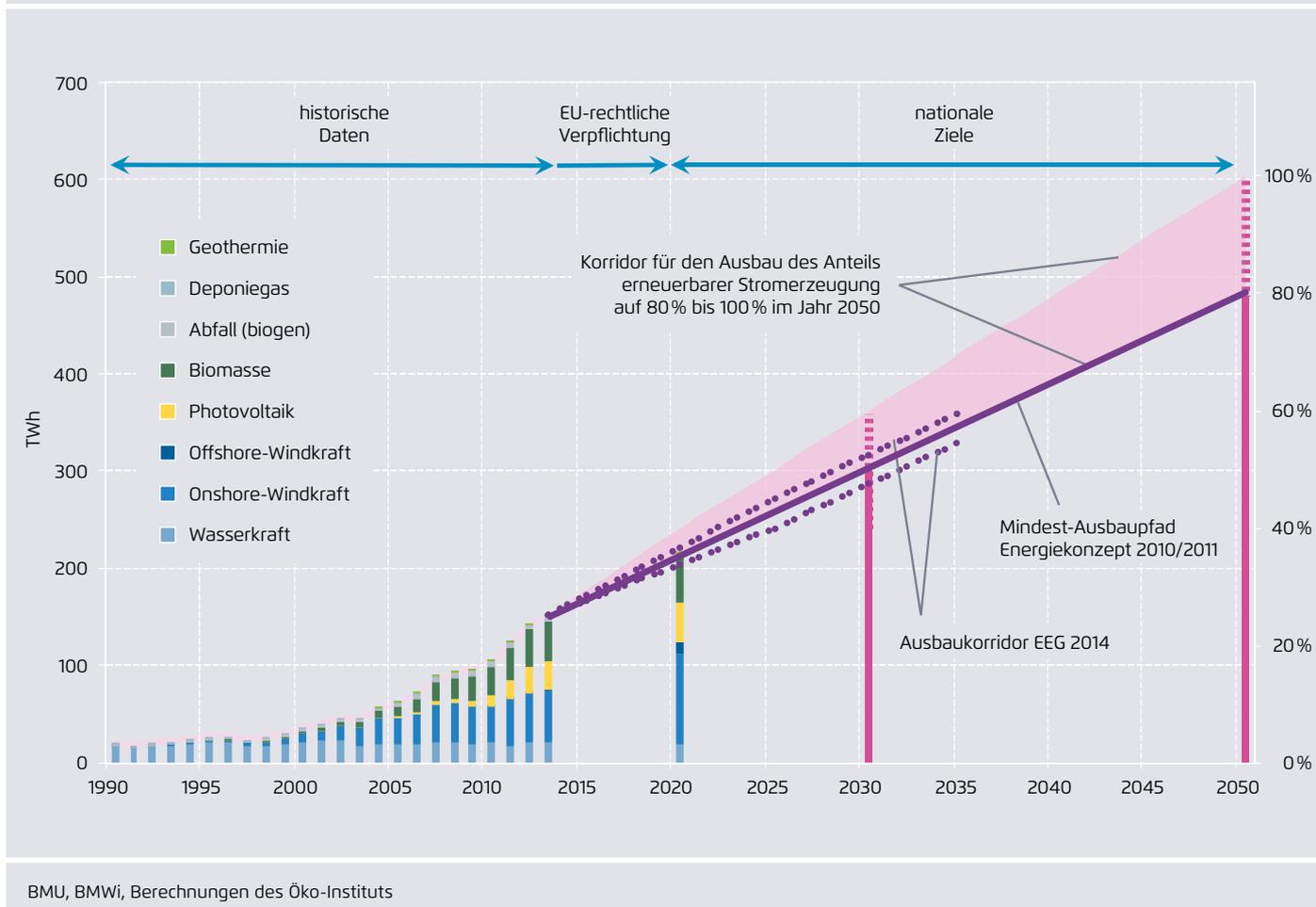
Wachstumsdynamik gekennzeichnet. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch stieg der Anteil der regenerativen Stromerzeugung von 3,4 Prozent im Jahr 1990 auf 6,2 Prozent im Jahr 2000 und erreichte 2013 einen Wert von 25,4 Prozent (Abbildung 1). Von 1995 bis 2000 ist der Anteil regenerativer Stromerzeugung um jahresdurchschnittlich 0,3 Prozentpunkte gestiegen, von 2001 bis 2005 um 0,8; von 2006 bis 2010 um 1,4 und im Zeitraum 2011 bis 2013 um 2,7 Prozentpunkte. Für die besonders hohen Anteilsgewinne in den Jahren 2011 und 2012 ist jedoch der außerordentlich starke Zubau von Photovoltaikanlagen (7,0 bis 7,6 Gigawatt) zu berücksichtigen, der sich auf diesem Niveau eher nicht fortsetzen wird.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien vollzieht sich seit dem Jahr 2000 auf rechtlich verbindlicher Basis:

- Nach § 1 der ersten Fassung des *Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien* (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom März 2000 sollte die regenerative Stromerzeugung so ausgebaut werden, dass bis 2010 mindestens eine Verdoppelung des Anteils Erneuerbarer Energien erzielt werden könne.
- Nach § 1 der EEG-Novelle im Jahr 2004 wurden erstmals spezifische Ziele für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien festgelegt. Danach sollte diese bis 2010 einen Anteil von mindestens 12,5 Prozent und bis 2020 einen Anteil von mindestens 20 Prozent erreichen.
- Nach § 1 der EEG-Novelle im Jahr 2008 wurde der Zielwert für den Stromerzeugungsanteil Erneuerbarer Energien auf mindestens 30 Prozent bis zum Jahr 2020 und danach eine – nicht weiter spezifizierte – Erhöhung festgeschrieben.
- Mit § 1 der EEG-Novelle 2012 wurden die Ziele für die regenerative Stromerzeugung für 2020 auf mindestens 35 Prozent erhöht und Langfristziele für 2030 (50 Prozent), 2040 (65 Prozent) und 2050 (80 Prozent) eingeführt. Damit wurden die Langfristziele des Energiekonzepts von 2010/11 (BMU 2011a) rechtsverbindlich gemacht und das mit der 2010 erfolgten Notifikation des Nationalen Aktionsplans (BMU 2010) zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU von 2009 gesetzte Ziel für 2020 zusätzlich auch noch EU-rechtlich fixiert.

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

Abbildung 1



→ Der Koalitionsvertrag für die 18. Wahlperiode (CDU/CSU/SPD 2013) und die entsprechende EEG-Novelle 2014 legt in § 1 neue Langfristziele für 2025 (40 bis 45 Prozent) sowie für 2035 (55 bis 60 Prozent) fest. Das Ziel eines Anteils von mindestens 80 Prozent für 2050 besteht weiter, der genannte Korridor für die Jahre 2025 und 2035 sichert jedoch erkennbar nur auf diesen Mindestwert ab (Abbildung 1).

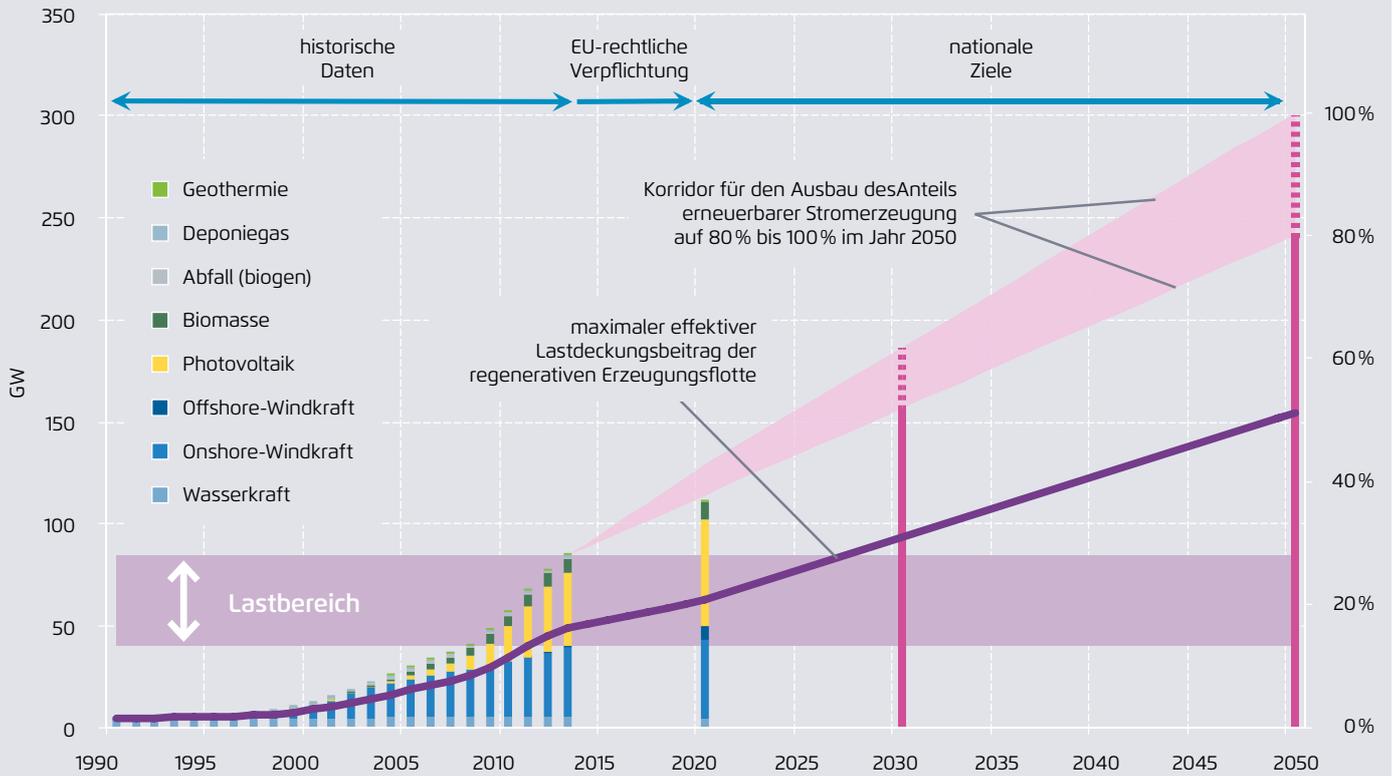
Für die genannten Ziele und mit Blick auf die derzeit erwartete Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien damit von 136 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2012 auf über 200 TWh im Jahr 2020, etwa 350 TWh im Jahr 2030 und zwischen

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 Nordwest-Europas – 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 Kapazitätzuwachs führen, der deutlich über dem effektiven Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung liegt. Im Zeitraum 2000 bis 2013 ist so die regenerative Stromerzeugung um den Faktor 4,2 ausgeweitet worden, die instal-

Historische und zielkonforme Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien, 1990 bis 2050

Abbildung 2



BMU, BMWi, Berechnungen des Öko-Instituts

lierte Leistung vergrößerte sich jedoch um fast den Faktor 7 (Abbildung 2). Für die nächsten Jahre wird sich vor dem Hintergrund der starken Konzentration des Ausbaus auf Wind- und Solarenergie eine weitere Vergrößerung des Verhältnisses zwischen Erzeugungsleistung und Stromerzeugung ergeben.

Die installierte Kapazität regenerativer Kraftwerke wird ausgehend von 84 Gigawatt (GW) im Jahr 2013 spätestens zur Mitte dieser Dekade einen Wert von 100 GW erreichen oder übertreffen. Dabei dürfte etwa die Hälfte dieser Leistung über Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden. Auch wenn die Einspeisung von Windenergie- und Solaranlagen zu keinem Zeitpunkt gleichzeitig die volle installierte Leistung erreichen wird und ein effektiver Lastdeckungsbeitrag

der jeweils installierten Windenergie- und Photovoltaikanlagenflotte von maximal 50 Prozent der installierten Gesamtleistung zu erwarten ist, ergibt sich ab der Dekade von 2020 bis 2030 eine neue Qualität für die Rolle der regenerativen Stromerzeugung im Stromsystem (als Einheit von Angebot und Nachfrage): Während einer wachsenden Anzahl von Stunden decken die Erneuerbaren Energien die gesamte inländische Stromnachfrage ab. Hieraus resultiert, dass in zunehmendem Maße Flexibilisierungspotenziale erschlossen werden müssen (Stromexporte, zusätzliche Nachfrage, Speicher, Anlagenabregelung).

Soweit und solange Engpässe in der Netzinfrastruktur existieren und erhebliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Gewährleistung von Systemsicherheit und -dienst-

leistungen am Netz bleiben müssen, verschärft sich diese Situation. Diese neue Qualität der regenerativen Stromerzeugung muss als maßgebliche Rahmenbedingung für die Weiterentwicklung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien berücksichtigt werden.

2.2.2 Grundstrukturen eines Marktdesigns für den Übergang zu einem regenerativen Stromsystem

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 Windenergie- und Solarenergieangebot etc.), stellt sich auch die Frage nach der nachhaltigen ökonomischen Basis dieses neu strukturierten Systems beziehungsweise des Übergangs zu diesem System.

Mit Blick auf die derzeitigen ökonomischen Arrangements im Stromsektor (Strommarkt und diverse flankierende Instrumente wie EEG, KWKG etc.) stellt sich aber auch grundsätzlich die Frage nach der Leistungsfähigkeit des heutigen Marktmodells. 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 einer bestimmten Ausformung des Strommarktes.

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 für die entsprechenden Investitionsentscheidungen spielen, und wie können die entsprechende Preissignale hinreichend robust erzeugt werden?

Während der erstgenannte Punkt unmittelbar einleuchtend und in der Debatte wohl auch unstrittig ist, stellt sich mit Blick auf den zweitgenannten Aspekt vor allem die Frage, in welchem Rahmen Preissignale und Märkte für das neue Stromsystem beziehungsweise den entsprechenden Transformationsprozess eine Rolle spielen können oder sollen und welche Rückwirkungen dies auf die Finanzierungsfunktion des Systems hat. Hierzu sind mehrere Aspekte zu berücksichtigen – und letztlich auch sehr unterschiedliche Zugänge möglich:

- Erstens vollzieht sich die Transformation zu einem regenerativen Stromsystem (in Deutschland) im politisch-rechtlichen Rahmen eines liberalisierten und grenzüberschreitend integrierten Strommarktes. Auch wenn natürlich grundsätzlich Alternativen zum liberalisierten Strommarkt europäischer Prägung bestehen, so wird die anstehende Transformation den jeweils existierenden Ordnungsrahmen des Stromsystems nicht ausblenden beziehungsweise nur für einige Erzeugungsoptionen (das heißt vor allem den konventionellen Kraftwerkspark) als Grundlage akzeptieren können.
- Zweitens ist die Frage zu stellen, ob in einem bereits heute und zukünftig in noch viel stärkerem Maße extrem heterogenen und vielfältigen Stromsystem mit mehreren Millionen Erzeugungsanlagen und einem massiv ausweiteten Bedarf an nachfrageseitiger und angebotsseitiger Flexibilität reale, das heißt effektive, effiziente und verteilungspolitisch akzeptable, Alternativen zu einer Koordination über Preissignale existieren.

→ Drittens sollten die bisher eingetretenen Mitgabeneffekte der Strommarkt-liberalisierung für die Energiewende nicht ignoriert werden, die sich vor allem über die Neu- und Altsystembetreiber (und damit die Neuausrichtung von deren Interessenlage), die Verletzbarkeit der Stromanbieter in Bezug auf Kundenakzeptanz sowie das Eintreten innovativer neuer Akteure in das Stromgeschäft ergeben haben.

Sowohl eine Reflexion der politisch-rechtlichen Realität als auch darüber hin- und ausgehende Erwägungen lassen es als sinnvoll, angeraten oder sogar notwendig erscheinen, die ökonomische Basis des zukünftigen Stromsystems im Kontext eines marktlich organisierten Systems zu entwickeln. Gleichwohl wird in der konkreten Ausgestaltung beziehungsweise im Verlauf der verschiedenen Transformations- und Reformschritte immer zu berücksichtigen sein, welche Spannungsfelder sich zwischen den ordnungspolitischen Setzungen eines bestimmten Liberalisierungsmodells für die Stromwirtschaft und den Kosten des Systems für die Verbraucher, aber auch durch die Beteiligungsmöglichkeiten am Transformationsprozess etc. ergeben können.

Das aktuelle Marktmodell für das konventionelle Segment der Stromversorgung im liberalisierten Strommarkt hat sich in einer spezifischen historischen Situation herausgebildet. Die Strommarktliberalisierung in der EU setzte auf den Kapitalstock eines Kraftwerksparks auf, der zu Monopolzeiten entstanden und weitgehend refinanziert worden sowie im kontinentaleuropäischen Markt vor allem durch kapitalintensive Erzeugungsoptionen mit geringen Betriebskosten geprägt war. Die Kostenstrukturen des zu Beginn der Liberalisierung bestehenden Kapitalstocks ergaben sich dabei auch aus politischen Vorgaben für die Gestaltung des Kraftwerksparks (Kohle-Förderpolitik etc.), die das in der Vergangenheit beziehungsweise zu Monopolzeiten umgesetzte Investitionsportfolio über die normale Investitionsregulierung hinaus massiv beeinflusst haben. Nicht zuletzt war das Stromversorgungssystem zu Beginn der Liberalisierungsphase durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet.

Nur vor diesem Hintergrund – und letztlich weniger als Folge regulatorischer Entscheidungen, sondern eher durch

ökonomische Rationalität – konnte sich im spezifischen Kontext der Stromversorgung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit, extrem begrenzte Lagerfähigkeit von elektrischer Energie, lange Lebensdauer und hohe Infrastrukturbindung des Kapitalstocks) für etwa eine Dekade ein dominierendes Strommarktsegment herausbilden, in dem sich Preise allein auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffe und ab 2005 CO₂-Zertifikate) bilden.² Die erzielbaren Deckungsbeiträge, also das Verhältnis der Erträge aus einem Strommarkt, der durch einen großen – und langlebigen – Kapitalstock mit niedrigen Betriebskosten geprägt wird, zu den Investitionskosten für Neuanlagen und selbst zu den fixen Betriebskosten für Personal und Wartung bei konventionellen Kraftwerken, bleiben damit unter Maßgabe der möglichen Bandbreite für Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen sehr gering (Öko-Institut et al. 2012, Öko-Institut 2014c). Zusätzliche Erträge wären hier nur zu erwarten, wenn es zu erheblichen Knappheitszuschlägen auf die Großhandelspreise kommen würde, weil die verfügbaren Kapazitäten den Bedarf zeitweise nicht mehr decken können.

Solche Situationen sind aber unter den erwartbaren Gegebenheiten (auch unter Berücksichtigung der stochastischen Lastdeckungsbeiträge vor allem der Windstromerzeugung) in der für die Refinanzierung von Investitionen notwendigen Häufung erstens nur schwer vorstellbar. Darüber hinaus ist zweitens den bisher dominierenden Stromerzeugern die Einpreisung von entsprechenden Knappheitszuschlägen kartellrechtlich untersagt worden. Zu berücksichtigen ist schließlich drittens auch ein (eventuelles) Eingreifen des Regulators beziehungsweise die Erwartung der Investoren und Betreiber, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein solches Eingreifen nicht ausgeschlossen werden kann und mit welchen Risikoaufschlägen dies berücksichtigt werden muss. Die Schwierigkeiten bei der Investitionsrefinanzierung sind dabei keine exklusive Herausforderung für konventio-

2 Die Preisbildung im Strommengenmarkt wird dabei für einen längeren Zeitraum auch die Bepreisung von Treibhausgasemissionen über das EU-Emissionshandelssystem beziehungsweise vergleichbare Ansätze integrieren, das heißt, die Kosten für Treibhausgasemissionen werden im Strommengenmarkt eingepreist.

nelle Kraftwerke, sondern gelten in gleicher, teilweise noch verschärfter Weise für alle anderen Flexibilitätsoptionen wie die nachfrageseitige Flexibilität oder die verschiedenen Speicheroptionen.

Im derzeitigen Flankierungsmodell für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien werden die Risiken im Bereich der Investitionsrefinanzierung im Wesentlichen durch die kostendeckenden Einspeisevergütungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) abgedeckt. Wenn die Erneuerbaren Energien ihre Refinanzierung allein auf der Basis der im *Energy-only*-Markt erzielbaren Erlöse erbringen müssten, wären sie mit der Situation konfrontiert, dass die Strompreise am Großhandelsmarkt insbesondere bei wachsenden Aufkommensanteilen in einer immer größeren Zahl von Stunden von den Grenzkosten der erneuerbaren Erzeugungsanlagen gesetzt und damit auf null fallen würden (vgl. Abschnitte 2.4.1 und 4.4). Selbst bei massiv sinkenden Investitionskosten würden dann in Zeiträumen mit hohem Wind- und Solarenergiedargebot keine Erträge mehr erwirtschaftet. Refinanzierungsbeiträge könnten damit nur in den sehr begrenzten Perioden mit geringerem Wind- und Solarenergiedargebot erbracht werden. Numerische Analysen (Öko-Institut 2014a, 2014c) zeigen jedoch, dass in diesen Zeiträumen die Strompreise beziehungsweise die dahinter liegenden Brennstoff- und CO₂-Preise extrem hoch sein müssten, um ausreichende Deckungsbeiträge für Wind- und Solarenergieanlagen aus dem Strommengenmarkt zu erwirtschaften. Insbesondere gilt dies für Entwicklungspfade, die im Einklang mit den längerfristigen Zielen der deutschen Energie- und Klimapolitik (BMU 2011a) durch sehr hohe Anteile (das heißt über 60 Prozent) von Stromerzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien gekennzeichnet sind.

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, 2013b, 2014c).

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 Solarenergiedargebot massiv sinkenden Wert der Produktionsmengen umgegangen werden soll beziehungsweise welche Lenkungssignale sich diesbezüglich als sinnvoll erweisen können.

Insgesamt ergibt sich also für das Stromsystem eine polarisierte Ausgangssituation, in der das derzeitige Marktmodell weder für konventionelle Kraftwerke (die noch für mindestens zwei bis drei Dekaden eine wichtige Rolle im Stromsystem spielen werden) noch für bestehende wie neue Flexibilitätsoptionen (die auch für ein regeneratives Stromsystem unabdingbar sind und erheblich an Bedeutung gewinnen werden) eine belastbare Refinanzierungsbasis für Investitionen bilden kann. Andererseits garantiert es gleichzeitig eine hocheffiziente Koordination des Anlagenbetriebs. Für das erneuerbare Segment ist mit dem

derzeitigen Flankierungsmodell des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ein sehr risikoarmer Refinanzierungsmechanismus für Investitionen geschaffen worden, jedoch werden die werthaltige Produktion oder systemdienliche Anlagenauslegungen nicht oder nur in sehr beschränktem Ausmaß angereizt. In der Gesamtsicht auf die eher langfristig relevante Investitionsrefinanzierung und die eher kurzfristig relevante Betriebsoptimierung ist das bestehende Strommarktdesign damit letztlich nicht zukunftsfähig (Agora 2012, Agora 2013a+b; Matthes 2011, 2014a+c; Öko-Institut et al. 2012; Öko-Institut 2014c).

Wie eingangs beschrieben, muss für die anstehende Transformation des Stromsystems hin zu einer Prägung durch Erneuerbare Energien in Deutschland der bestehende (und auf absehbare Zeiträume bestehen bleibende) regulatorische Rahmen auf EU-Ebene berücksichtigt werden. Dieser bietet aber auch durchaus eine Reihe potenziell sehr produktiver Elemente für das zukünftige Gesamtsystem. Unter dieser Maßgabe ist ein Perspektivwechsel für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sinnvoll und notwendig. Die EEG-Reform wäre dann nicht mehr ausschließlich aus dem Blickwinkel eines zeitweise notwendigen Förderinstrumentariums zu betrachten, 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 Preis-

signalen 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 so weit 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.

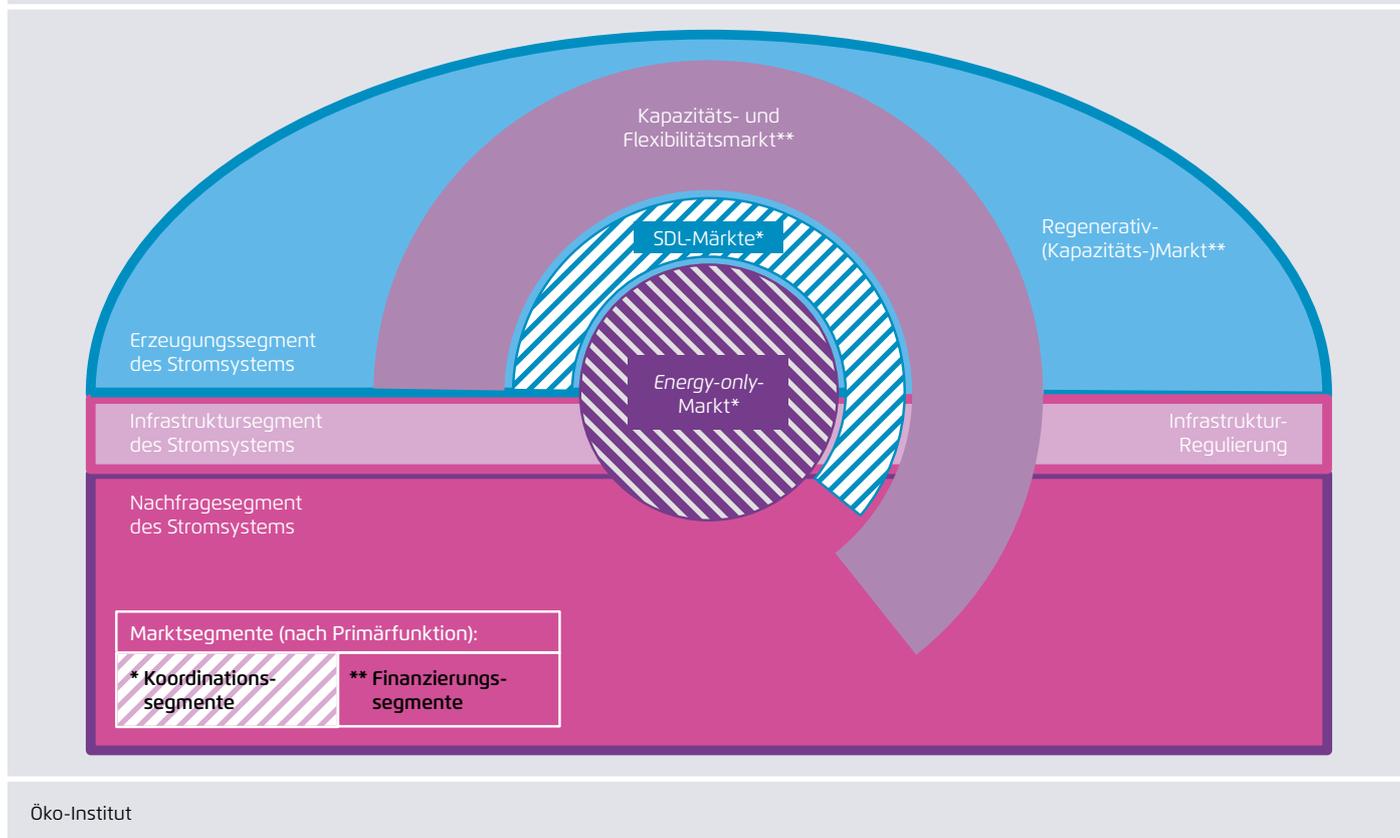
Unter der Maßgabe dieser Überlegungen lassen sich zumindest die grundsätzlichen Strukturen eines zukünftigen, ganzheitlichen Strommarktdesigns ableiten, die in der Abbildung 3 schematisch dargestellt sind.

Die wesentlichen Arrangements dieses neuen Marktdesigns lassen sich dabei wie folgt charakterisieren:

- 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 Millionen Akteuren sowohl auf der Anbieter- als auch der Nachfragerseite ist eine solche Koordination ohne zentrales Preissignal nur schwer vorstellbar. Durch die Einbeziehung des Preissignals aus dem (reformierten) CO₂-Markt sorgt der *Energy-only*-Markt auch für den CO₂-optimierten Einsatz der verschiedenen fossilen Kraftwerke. Über die Organisation von Preiszonen können gegebenenfalls regionale Aspekte einbezogen werden.

Grundstrukturen eines ganzheitlichen Marktdesigns für das zukünftige Stromsystem

Abbildung 3



- 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 jeweili-

gen 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.

- Für die Schließung der Lücke zwischen dem Einkommen aus dem *Energy-only*-Markt, den Systemdienstleistungsmärkten beziehungsweise gegebenenfalls dem Markt für gesicherte Kapazität und der Refinanzierung der Investitionen 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 Zahlung 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 Die Topologie der Reformdebatte

2.3.1 Die EEG-Novelle 2014 und die Richtlinien für Energie- und Umwelt-Beihilfen 2014 bis 2020 als neuer Bezugsrahmen

Im August 2014 tritt eine weitere Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) in Kraft. Das EEG 2014 basiert in seinen wesentlichen Inhalten einerseits auf den Vereinbarungen des Koalitionsvertrages von CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode vom 16. Dezember 2013 (CDU/CSU/SPD 2013) sowie andererseits auf den Vorgaben der am 9. April 2014 von der Europäischen Kommission be-

schlossenen Leitlinien zu staatlichen Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie für den Zeitraum 2014 bis 2020.

Mit der als „grundlegende Reform“ apostrophierten Novelle des EEG wird das bisherige Strukturkonzept der finanziellen Flankierung für die regenerative Stromerzeugung in drei wesentlichen Punkten verlassen.

Erstens wird das Konzept der reinen Preissteuerung – von dem bisher nur im Rahmen des 2012 eingeführten „atmenden Deckels“ für die Photovoltaik abgewichen worden ist – für alle mengenmäßig relevanten Erzeugungsoptionen durch ein Hybridsystem aus Mengen- und Preissteuerung abgelöst. Es werden dafür zunächst Ausbaukorridore für On- und Offshore-Windkraft sowie für die Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie und Biomasse definiert (§ 3 EEG 2014). Soweit der Kapazitätsausbau bei Onshore-Wind- und Photovoltaikstromerzeugung diese Korridore nach oben oder unten verlässt, werden die Vergütungssätze in ebenfalls vorgegebenen Stufen entsprechend nach unten oder oben angepasst (§§ 29 und 30 EEG 2014). Für den Zubau an Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Biomasse erfolgt eine Anpassung der Vergütungssätze nur nach unten, sofern der Ausbaukorridor überschritten wird (§ 28 EEG 2014). Damit wird ausdrücklich das Ziel verfolgt, das Niveau und das Portfolio der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien direkt zu steuern, wobei die Kriterien für die Ausgestaltung dieses Portfolios nicht explizit formuliert sind beziehungsweise (mit Bezug auf die Kostenbegrenzung) nicht sonderlich konsistent umgesetzt erscheinen.

Zweitens wird das Grundmodell eines zentralen Garantieaufkäufers für die erzeugten Strommengen in Gestalt der Netzbetreiber, der die erzeugten Strommengen im Rahmen einer sehr weitgehend vorgeschriebenen Strategie (Verkauf an der Strombörse) vermarktet, abgelöst durch die grundsätzliche Übertragung der Vermarktungspflicht auf die Stromerzeuger (§ 2 Abs. 2 EEG 2014), ohne dass diesen die Vermarktungswege ausdrücklich vorgeschrieben werden. Das bisherige Sondermodell der optionalen Direktvermarktung (bisher angereizt durch eine attraktive Managementprämie) wird als neues und verpflichtendes Standardmo-

dell der Vermarktung eingeführt. Die Vermarktungskosten werden bei der Festsetzung der Einspeisevergütung integriert und das bisherige Standardmodell (Abnahme durch die Netzbetreiber und Vermarktung an der Strombörse) verbleibt nur noch als Rückfalloption für Kleinanlagen (§ 37 EEG 2014) beziehungsweise als Ausnahmeoption zur Gewährleistung der Abnahmepflicht (§ 38 EEG 2014), dann jedoch zu restriktiven Konditionen.

Drittens sollen ab spätestens 2017 alle Einspeise- beziehungsweise Basisvergütungen über Ausschreibungen ermittelt und vergeben werden. Dazu werden zunächst Pilotausschreibungen für Photovoltaikfreiflächenanlagen durchgeführt (§ 2 Abs. 5 EEG 2014).

Darüber hinaus erfolgen Anpassungen im Bereich der Einspeisevergütungen, die für On- und Offshore-Windenergie und Solarstromerzeugung (§§ 49 bis 51 EEG 2014) als eher moderat und für die Stromerzeugung aus Biomasse (§§ 44 bis 47 EEG 2014) als gravierend einzuordnen sind. Im Zusammenhang mit den oben genannten Korridoren ergibt sich damit nicht nur die Einführung von klaren Mengensteuerungs-Elementen mit der Perspektive auf einen Übergang zu Ausschreibungen, sondern auch eine klar formulierte Portfoliobereinigung im Bereich der Biomasse.

Eine weitere strukturelle Neuerung besteht darin, dass die Zahlung von Prämien auf den Markterlös der jeweiligen Flotte zur Gewährleistung eines fixen Gesamteinkommens für die Stromerzeugung ausgesetzt wird, wenn sich am Spotmarkt über einen Zeitraum von mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden ein negativer Strompreis einstellt (§ 24 EEG 2014). Kurzfristig ist der Effekt dieser Regelung sehr begrenzt, kann jedoch längerfristig durchaus gravierend sein (vgl. Abschnitte 2.4.1 und 4.4).

Mit der Ausnahme von Kleinanlagen³ wird damit durchgängig der Übergang vom Modell der festen Einspeisetarife

3 Über entsprechende De-minimis-Regelungen können Anlagen mit Erzeugungskapazitäten unterhalb bestimmter Grenzwerte weiterhin eine feste Einspeisevergütung erhalten. Diese Grenzen liegen für bis Ende 2015 in Betrieb genommene Anlagen bei 500 Kilowatt, für 2016 in Betrieb genom-

zur gleitenden Marktprämie (vgl. Abbildung 4) vollzogen. Die Festlegung der Basisvergütung⁴ für die gleitende Marktprämie erfolgt im Grundsatz weiterhin auf dem Gesetzgebungswege, wird aber in Abhängigkeit von der Ausbauentwicklung dynamisiert und so zunächst in Richtung eines Hybridansatzes zwischen Preis- und Mengensteuerung weiterentwickelt. Hierbei ist ab 2017 eine Überführung in Ausschreibungen vorgegeben. Die Steuerung erfolgt jedoch weiterhin hochdifferenziert nach Technologien, Größenklassen etc., die Förderzahlungen erfolgen weiterhin über Zeiträume von bis zu 20 Jahren.

Neben der Finanzierungsseite des EEG werden mit der Novelle auch weitreichende strukturelle Änderungen auf der Aufkommenseite vorgenommen, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll (vgl. dazu Matthes 2014b). Den einzigen im Kontext der hier vorgelegten Untersuchung relevanten Aspekt bildet unter den entsprechenden Regulationsänderungen die Einbeziehung der Eigenerzeugung, auch aus regenerativen Erzeugungsanlagen, in die EEG-Umlage. Eigenerzeugter und nicht an das Netz abgegebener Strom aus neuen Erzeugungsanlagen wird danach mit einem Anteil von 30 Prozent (bis Ende 2015), 35 Prozent (2016) beziehungsweise 40 Prozent (ab 2017) des EEG-Regelsatzes belastet, sofern es sich um eine Anlage zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt (§ 61 EEG 2014 Abs. 1). Neuanlagen, die Strom an im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierte Abnahmestellen liefern, werden wie der entsprechende Netzbezug privilegiert (§ 64 EEG 2014) und Neuanlagen mit einer Leistung von höchstens zehn Kilowatt werden bis zu einem Eigenverbrauch von zehn Megawattstunden vollständig von der EEG-Umlage befreit (§ 61 Abs. 2 Nr. 4). Andere neue Eigenerzeugungsan-

meine Anlagen bei 250 Kilowatt und für ab 2017 in Betrieb genommene Anlagen bei 100 Kilowatt (§ 37 EEG 2014).

4 Der Gesetzgeber hat für das EEG 2014 den Begriff der Einspeisevergütung beibehalten, obwohl die feste Einspeisevergütung durch die gleitende Marktprämie abgelöst wird und die „Einspeisevergütung“ – zumindest für die der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegenden Anlagen – nun nur noch den Ausgangswert für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet.

lagen müssen die EEG-Umlage zu 100 Prozent entrichten (§ 61 Abs. 1 EEG 2014).

Jenseits dieser materiellen Änderungen ist aber auch zu berücksichtigen, dass die Regelungen des EEG 2014 – vor allem im Bereich der Industrieprivilegierungen, aber durchaus auch mit Blick auf die Finanzierungsmodalitäten – erkennbar an den Vorgaben der im April 2014 beschlossenen Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission (EC 2014) ausgerichtet sind und teilweise direkt damit begründet werden. Wenn sich der deutsche Gesetzgeber diesen Regelungen unterwirft, bedeutet das zumindest implizit, dass das EEG im Gegensatz zur bisherigen Positionierung mit einer gewissen, wenn nicht hohen Wahrscheinlichkeit als beihilferelevant eingeordnet wird. Wie belastbar diese (implizite) Positionierung ist, kann und soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden; für eine robuste Weiterentwicklung des EEG wird jedoch zu berücksichtigen sein, dass sich aus offensichtlichen Widersprüchen zu den Beihilfeleitlinien erhebliche Herausforderungen beziehungsweise deutliche Unsicherheiten ergeben können.

Die Richtlinien der Europäischen Kommission zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen des europäischen Binnenmarktes durch Beihilfen im Bereich Umweltschutz und Energie für den Zeitraum von 2014 bis 2020 betreffen alle relevanten Beihilfebereiche und damit auch die Flankierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Für die Gewährung von Betriebsbeihilfen für regenerative Stromerzeugungsanlagen werden dabei vor allem die folgenden vier Vorgaben gemacht:

- 1. Die Beihilfen sollen als Zuschläge auf den Marktpreis gezahlt werden; eine Vorgabe, ob es sich dabei um feste oder gleitende Marktprämien handeln soll, erfolgt jedoch nicht (EC 2014, Tz. 125a).
- 2. Die Beihilfeempfänger sollen den Verpflichtungen zur Beschaffung von Ausgleichsenergie etc. unterworfen werden, wobei sie diese Verpflichtung an Dritte abgeben können (EC 2014, Tz. 125b).
- 3. Es sollen Regelungen geschaffen werden, die verhindern, dass die Anlagenbetreiber einen Anreiz haben,

bei negativen Strompreisen zu produzieren (EC 2014, Tz. 125c).

- 4. Ab 2017 sollen die Beihilfen über klare, transparente und nicht diskriminierende Ausschreibungsverfahren vergeben werden, wenn die Zahl der Projekte ausreichend groß ist, die Flankierungszahlungen dadurch nicht nachweisbar steigen würden oder die Projektumsetzungen dadurch nicht deutlich absinken würden (EC 2014, Tz. 127).

Im Rahmen von De-minimis-Regelungen kann jedoch für Anlagen unterhalb bestimmter Kapazitätsgrenzen von diesen Vorgaben abgewichen werden.⁵

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die Kommission Systeme für Betriebskostenbeihilfen im Bereich der Erneuerbaren Energien maximal für einen Zeitraum von zehn Jahren genehmigen wird. Bei längerfristig betriebenen Systemen wird nach Ablauf dieser zehn Jahre eine erneute Notifizierung notwendig (EC 2014, Tz. 121).

Insgesamt basieren die Beihilfeleitlinien auf der Grundannahme, dass die Erneuerbaren Energien im Zeitraum von 2020 bis 2030 wettbewerbsfähig werden, die Förderung degressiv auslaufen kann und in diesem Kontext zunehmend über marktbasierende Mechanismen umgesetzt werden soll (EC 2014, Tz. 108). Im Kontext eines wettbewerblich organisierten Binnenmarktes für Strom ist die letztgenannte Grundannahme zweifelsohne konsistent beziehungsweise folgerichtig, ob jedoch die Annahme zur Erlangung der Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien (im derzeitigen Marktdesign) wirklich belastbar ist, bleibt deutlich zu hinterfragen (vgl. Abschnitt 2.4 und Kapitel 4).

⁵ Für die ersten drei genannten Regelungen können De-minimis-Regelungen für Windkraftwerke mit einer installierten Leistung von drei Megawatt beziehungsweise drei Erzeugungsanlagen, für alle anderen Anlagen mit einer installierten Erzeugungsleistung von weniger als 500 Kilowatt sowie Demonstrationsanlagen zum Tragen kommen (EC 2014, Tz. 126). Für die Verpflichtung zur Ausschreibung liegen die entsprechenden Grenzwerte bei sechs Megawatt beziehungsweise sechs Anlagen bei der Windkraft und für alle anderen Anlagen bei einem Megawatt, Demonstrationsanlagen können auch hier ausgenommen werden (EC 2014, Tz. 128).

Gerade mit Blick auf die Beihilferichtlinien der Europäischen Kommission, aber auch hinsichtlich einer Reihe der im EEG verankerten Regelungen wird deutlich, dass die mit dem EEG 2014 geschaffenen Regelungen nur für eine vergleichsweise kurze Übergangsperiode zur Anwendung kommen werden:

- Nur für die Onshore-Windenergie wird mit dem EEG 2014 eine stetige Ausweitung der Stromerzeugung gesichert, da die Festlegung des Ausbaukorridors auf Basis des Netto-Kapazitätswachses erfolgt ist. Für Solarenergie und Biomasse wird es durch die Vorgabe von Brutto-Zubaukorridoren (also den Bezug auf die jährlich errichteten Kapazitäten ohne Berücksichtigung der abgängigen Erzeugungsanlagen) bis etwa 2020 für Biomasse und bis etwa 2028 für die Photovoltaikstromerzeugung zu einem Abflachen des Nettoausbaus und danach zu einem Abbau der installierten Gesamtkapazität kommen (Matthes 2014b). Die Mengensteuerung durch das EEG (oder die entsprechenden Abschlussregelungen) muss also auf eine neue Grundlage gestellt werden, wenn die Mittel- und Langfristziele erreicht werden sollen.
- Die Vorgabe der EU-Beihilferichtlinien, dass Anreize zum Anlagenbetrieb zu Zeiten negativer Strompreise nicht gegeben werden dürfen, ist mit dem EEG 2014 in einer abgeschwächten Version (nur bei Perioden mit mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden) umgesetzt worden. Wenn die Zeiträume mit negativen Strompreisen in den nächsten Jahren deutlich zunehmen (vgl. Abschnitte 2.4.1 und 4.4), ist kaum zu erwarten, dass es längerfristig bei dieser abgeschwächten Umsetzungsvariante bleibt. Damit steht letztlich die Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells über Prämien auf die Stromerzeugung generell zur Disposition.
- Der Übergang zu Ausschreibungsmodellen (nach den Vorgaben des EEG 2014 und der EU-Beihilferichtlinien) wird eine grundlegende Überarbeitung des Instruments erforderlich machen. Dabei ist es letztlich unerheblich, ob es bereits 2017 zu einer umfassenden Einführung von Ausschreibungen kommt, dieser Übergang im Rahmen der mit den Beihilfeleitlinien gegebenen Flexibilitäten schrittweise erfolgt oder mit Rückgriff auf die oben genannten Ausnahmetatbestände noch für einige Zeit aufgeschoben werden kann.

Mit dem EEG 2014 wird damit allenfalls der Rahmen für eine (kurze) Übergangsphase bei der ökonomischen Flankierung der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien gesetzt. Die einem klar erkennbaren (ordnungspolitischen) Grundansatz folgenden Vorgaben der EU werden einen zunehmenden Druck entfachen, andere Finanzierungs- und Vergabemechanismen einzuführen. Klar ist aber auch, dass die Grundannahme, dass zusätzliche Finanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien im Zeitverlauf (zum Beispiel zwischen 2020 und 2030) überflüssig werden, angesichts der spezifischen Konfiguration des Strommarktes entschieden hinterfragt werden muss.

2.3.2 Die weitergehenden Reformvorschläge

Die Förderung und Flankierung der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien in Deutschland beruhte bis zur EEG-Novelle 2014 auf sechs zentralen Regelungen des EEG:

- einer Anschlusspflicht der Netzbetreiber für Stromerzeugungsanlagen im Geltungsbereich des EEG;
- einer Abnahmegarantie für die in diesen Anlagen erzeugten Strommengen;
- einer Vergütungspflicht für die Stromerzeugung auf Basis kostenorientierter, administrativ festgelegter Garantiepreise über einen Zeitraum von 20 Jahren;
- einer zentralen Vermarktung der aufgenommenen Strommengen durch die Netzbetreiber über die Strombörse (jedenfalls im klassischen Festvergütungsmechanismus);
- einem Ausgleich der als Differenz zwischen Kosten (vor allem Zahlung der Einspeisetarife an die Anlagenbetreiber) und Erlösen (vor allem Erlöse aus der Vermarktung der aufgenommenen Strommengen) entstehenden Deckungslücke über eine Umlage auf die Letztverbraucher (EEG-Umlage);
- einer Privilegierung verschiedener Letztverbrauchergruppen sowie des für den Eigenverbrauch erzeugten Stroms bezüglich der EEG-Umlage.

Trotz einer ganzen Reihe von Novellierungen bildeten die genannten Regelungen die konstituierenden Elemente des EEG bis 2014, die mit wenigen Ausnahmen seit dem Jahr 2000, bei Berücksichtigung der Vorläuferregelungen des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) sogar bereits seit 1991

in Kraft waren. Die bis 2014 wichtigsten Veränderungen des ursprünglichen Fördermodells bestanden in der Einführung einer optionalen Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie als Wahlalternative für die Anlagenbetreiber im Jahr 2012 und in der Dynamisierung der Einspeisevergütungen für Solarstromanlagen über den sogenannten „atmenden Deckel“ im Jahr 2012.

Mit der EEG-Novelle 2014 wurde insbesondere (mit wenigen Ausnahmen) der Übergang zur verpflichtenden Marktprämie sowie zu „atmenden Ausbaukorridoren“ (vgl. Abschnitt 2.3.1) vollzogen. Da aber Bestandsanlagen der alten Regelung unterworfen bleiben, werden die Effekte des neuen EEG auf den Strommarkt erst mittelfristig spürbar sein. Ungeachtet dessen bleibt aber das EEG auch weiterhin mit einer ganzen Reihe von Reform- und Alternativmodellen konfrontiert. Die Bandbreite dieser Modelle ist sehr groß und reicht von einer großen Vielfalt an Prämienmodellen (Enervis et al. 2013, MVV et al. 2013, Frontier 2014)

bis hin zu Radikalalternativen wie Quotenmodellen (Haucap et al. 2013). Diese verschiedenen Reformansätze werden sehr unterschiedlich begründet. Die wichtigsten Motive reichen von der Kostenentwicklung für die EEG-Umlage bis hin zu energiewirtschaftlichen Optimierungsfragen oder dem Mengenmanagement für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung.

Für eine produktive Diskussion dieser Modelle ist es sinnvoll, neben den verschiedenen Ausgestaltungselementen auch die dahinter liegenden Grundannahmen transparent zu machen, denn eine rationale Reform des EEG wird sich letztlich auf eine Bewertung und Einordnung dieser Grundannahmen stützen müssen. In den folgenden Ausführungen wird daher einerseits versucht, die Ausgestaltungsmerkmale der verschiedenen Modelle zu systematisieren, in diesem Kontext aber gleichzeitig die entsprechenden Hintergrundannahmen zumindest in groben Zügen zu beschreiben.

Übersicht zu den Grundstrukturen der Erlösströme in den aktuell diskutierten Reformvorschlägen

Abbildung 4

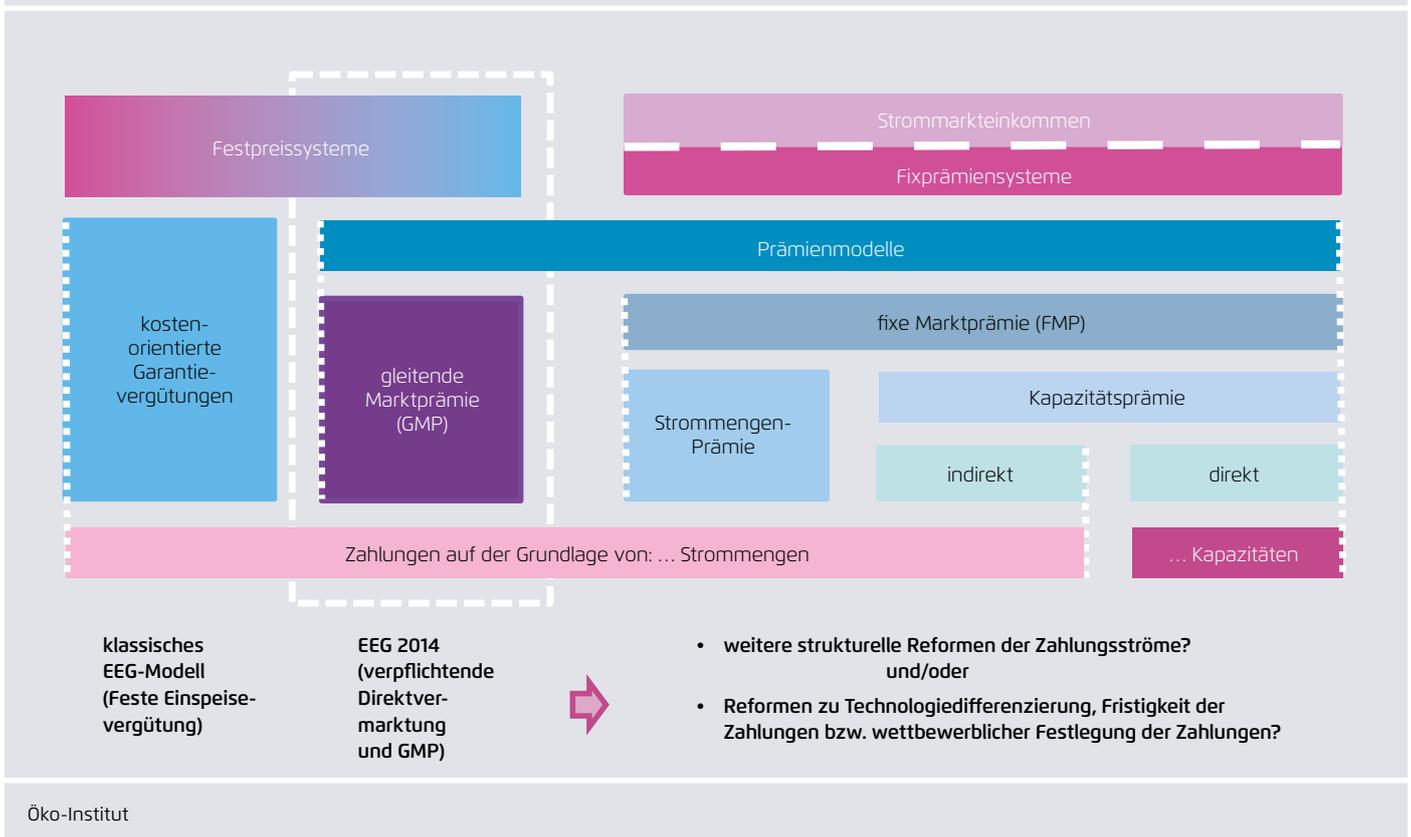


Abbildung 4 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Kernelemente des bis zur EEG-Novelle 2014 bestehenden Modells, der aktuellen Regelungen des EEG 2014 sowie der weiterhin diskutierten Reformvorschläge zur Weiterentwicklung des EEG bezüglich der jeweiligen Struktur der Zahlungsströme.

Die systematische Übersicht der Ausgestaltungselemente verdeutlicht zunächst die folgenden Aspekte:

- Alle Alternativ- oder Reformmodelle für das EEG sehen eine direkte oder indirekte Integration der Regenerativkraftwerke in den konventionellen Strommarkt vor. Alle Anlagen müssen damit Einkommen aus dem Strommengen- (*Energy-only*-)Markt erwirtschaften. Darüber hinaus können sie im Regelfall auch an anderen Marktsegmenten (Regelenergiemärkte etc.) teilnehmen.
- Dieses Einkommen wird in allen Modellen jenseits des klassischen EEG durch zusätzliche (Prämien-)Zahlungen ergänzt. Aus der Summe von Erlösen aus dem Strommarkt (beziehungsweise dessen Segmenten) und diesen Prämienzahlungen müssen die Investitions- und Betriebskosten der Anlagen refinanziert werden.
- Im aktuellen Modell der gleitenden Marktprämie wird mit einer ex post ermittelten Prämie die Differenz zwischen dem Ertrag der jeweiligen Anlagenflotte im *Energy-only*-Markt und einem Garantiepreis ausgeglichen.
- Die weitergehenden Reformmodelle stellen auf eine fixe, ex ante bestimmte beziehungsweise bei Quotenmodellen⁶ über einen separaten Markt ermittelte Prämie ab, die hier als Zuschlagszahlung bezeichnet wird.

Für die Einordnung und Systematisierung der Reformmodelle, gerade in einer längerfristigen Marktdesignperspektive, müssen letztlich zwei Regelungsgehalte klar unterschieden werden:

⁶ Quotenmodelle werden bei der Einordnung von Finanzierungsinstrumenten für die Erneuerbaren Energien oft separat von anderen Prämienmodellen als eigene Gruppe klassifiziert. Letztlich sind Quotenmodelle jedoch eine Unterkategorie der Prämienmodelle, bei denen die Prämienhöhe auf eine spezielle Art und Weise ermittelt wird.

- Für welchen Sachverhalt wird ein Einkommensstrom erzeugt (Strukturfrage) und welche Motivation liegt dahinter?
- Wie wird der so strukturierte Einkommensstrom konkret parametrisiert (Parametrisierungsfrage) und was sind die entscheidenden Gründe dafür?

Die klare Unterscheidung dieser beiden Perspektiven ist dabei nicht nur das Ergebnis einer abstrakten Klassifikation, sondern ist aufgrund längerfristiger Überlegungen sinnvoll und ertragreich. Die Reform des EEG darf nicht nur aus der Förderperspektive diskutiert werden (aus der Einkommensströme weitgehend beliebig strukturiert werden können), sondern auch vom Standpunkt des Marktdesigns. Hier stellt sich mit anderer Stringenz die Frage, welche Leistung zu welchem (strukturell auf wettbewerblicher Basis ermittelten) Einkommen führt und welche Interaktionen zwischen verschiedenen Einkommensströmen beziehungsweise Preissignalen berücksichtigt werden sollen. Dies gilt nicht nur aus der Sicht des Anlagenbetreibers, sondern auch aus der des Gesamtsystems.

Eine wesentliche Differenzierung auf der Strukturebene ergibt sich zunächst aus der Bezugsbasis für die Prämienzahlungen, also der Frage, für welchen Sachverhalt Einkommensströme erzielt werden sollen:

- Eine Reihe von Prämienmodellen stellt auf eine Vergütung auf der Basis der Stromerzeugung (beziehungsweise der Stromeinspeisung) der entsprechenden Anlagen ab und setzt damit den im ursprünglichen Garantiepreissystem verfolgten Ansatz fort. Ebenso wie im 2014 novellierten EEG entsteht für die erzeugten beziehungsweise eingespeisten Strommengen ein zweiter Einkommensstrom, der das über den Verkauf von Strommengen am *Energy-only*-Markt erzielte Einkommen ergänzt.
- Andere Modelle sehen die Zahlung der Prämien auf Basis der Erzeugungskapazitäten vor. Dies kann indirekt (zum Beispiel über eine fest vorgegebene Zahl von Stunden, über die die Kapazitätsprämie ausgezahlt wird) oder direkt (die Prämienzahlung erfolgt auf Basis einer geeigneten Kapazitätsbezugsgröße) umgesetzt werden. Der die Erlöse aus dem Strommengenmarkt ergänzende Einkom-

mensstrom entsteht also primär für einen anderen Sachverhalt, nämlich die Verfügbarkeit von Produktionskapazitäten.

Diese unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen ergeben sich dabei im Wesentlichen aus folgenden Grundannahmen bezüglich der stromwirtschaftlichen Optimierung:

→ In den strommengenbasierten Systemen wird davon ausgegangen, dass Interaktionen zwischen dem Strommengenmarkt und dem Prämienmodell, das heißt die Verzerrung der Preise im Strommengenmarkt (siehe dazu weiter unten) und die damit einhergehende Erhöhung der kurzfristigen Systemkosten, im Kontext akzeptabel oder sogar sinnvoll sind, weil sie zusätzliche Anreize für Flexibilität setzen beziehungsweise durch weitere Regelungen begrenzt werden können. Die kapazitätsbasierten Systeme versuchen solche Verzerrungen grundsätzlich auszuschließen. Sie weisen also der Vermeidung dieser Verzerrungen beziehungsweise der kurzfristigen Systemkostenoptimierung eine hohe Wertigkeit zu und erwarten aus dem Effekt durch Prämienzahlungen verzerrter Preise im Strommengenmarkt keinen längerfristig signifikanten Beitrag zu Investitionen in Flexibilität. Wesentliche Anreize dafür verorten sie vielmehr in anderen Mechanismen wie zum Beispiel Kapazitätsmärkten. Tabelle 1 illustriert diese Wechselwirkungen exemplarisch am Fall der Reaktionen auf negative Strompreise im Strommengen-

markt. Ähnliche Verzerrungen ergeben sich jedoch auch mit Blick auf die Optimierung des Betriebs zwischen dem Spotmarkt und den Systemdienstleistungsmärkten.⁷

- Den strommengenbasierten Modellen liegt gleichzeitig die Annahme zugrunde, dass erzeugungsbasierte Prämienzahlungen einen zentralen Anreiz zur Minimierung von Ausfallzeiten beziehungsweise zur Erhöhung des Energieertrags leisten. Kapazitätsbasierte Modelle ordnen diese Frage in der Gesamtsicht mit den oben genannten Aspekten als eher nachrangig ein, weil die Anreize zur Ertragssteigerung über den Einkommensstrom aus dem *Energy-only*-Markt weiterhin existieren und Anreize zur nicht systemdienstlichen Auslegung der Anlagen durch spezifische Ausstattungsregeln ausgeschlossen werden können.
- Kapazitätsbasierte Architekturen nehmen darüber hinaus an, dass zum Beispiel Dargebotsrisiken durch Kapazitätzahlungen abgebaut werden können und Kapazitätzahlungen zu einer stärkeren Optimierung des Investitionsverhaltens beitragen können. Strommengenbasierte Systeme messen diesen Aspekten nur eine untergeordnete Bedeutung bei.

⁷ An dieser Stelle geht es nur um die Darstellung der Mechanismen an sich. Ob und gegebenenfalls wann und inwiefern eine Reaktion der (dargebotsabhängigen) Regenerativkraftwerke auf negative Preise im Strommengenmarkt als notwendig oder sinnvoll anzusehen ist, soll an dieser Stelle nicht diskutiert oder bewertet werden. Hierzu wird auf die Überlegungen im Abschnitt 2.4.1 verwiesen.

Reaktionen der Anlagenbetreiber auf negative Preise im Strommengenmarkt

Tabelle 1

	Fixe Einspeisevergütung	Gleitende Marktprämie	Fixe Strommengenprämie	Indirekte Kapazitätsprämie	Direkte Kapazitätsprämie
Bezug	Eingespeiste Strommenge	Eingespeiste Strommenge	Eingespeiste Strommenge	Eingespeiste Strommenge	Kapazität
„Bestimmung der Prämie“	-	ex post	ex ante	ex ante	ex ante
Höhe der Prämie	-	Differenz zum Erlös der Flotte	fixer Betrag	fixer Betrag	fixer Betrag
Reaktion auf negative Preise im Strommengenmarkt	keine Reaktion	Abregelung wenn Betrag der negativen Strompreise größer ist als die erwartete Prämie	Abregelung wenn Betrag der negativen Strompreise größer ist als die festgelegte Prämie	Abregelung wenn Betrag der negativen Strompreise größer ist als der abdiskontierte Wert der zukünftig erlösten Prämienzahlung	sofortige Abregelung

Neben diesen stromwirtschaftlichen Optimierungsfragen ergibt sich aus der Struktur der Prämienzahlungen gegebenenfalls auch eine Neuverteilung des Strompreisrisikos:

- Alle Modelle mit (nach welchem Verfahren auch immer) ex ante festgelegten Prämien verlagern das mit den Unsicherheiten am *Energy-only*-Markt verbundene Einkommensrisiko auf die Betreiber der Regenerativkraftwerke.
- Im Konzept der gleitenden Marktprämie wird dieses Risiko für die Anlagenbetreiber durch den Ex-post-Ausgleich zwischen Festpreis und dem (Flotten-)Erlös aus dem Strommengenmarkt weitgehend ausgeschlossen und auf die Umlagezahler überwältzt.

Die unterschiedlichen Strukturvarianten der vorliegenden Reformvorschläge ergeben sich letztlich auf Basis der folgenden Grundannahmen:

- Die zentrale Ausgangsannahme für das Konzept der gleitenden Marktprämie ist, dass ein Ausschluss der Preisrisiken aus dem Strommengenmarkt und damit eine Fortsetzung der hohen Investitionssicherheit für Regenerativkraftwerke als dominierende Prioritäten anzusehen sind. Die vollständige Übernahme der Strompreisrisiken durch die Umlagezahler sowie die eingeschränkte Optimierung der Anlagen (mit Blick auf Investition und Betrieb) im Strommarkt werden in Kauf genommen. Eine weitere Grundannahme ist dabei die Vermutung, dass sich aus dem Wettbewerb um die Strompreisprognose keine Kostensenkungspotenziale erschließen lassen.
- Die zentrale Ausgangsannahme der Fixprämienmodelle auf Basis vom Zuschlagszahlungen auf die erzeugten (oder eingespeisten) Strommengen ist, dass die Verlagerung des Strompreisrisikos von den Umlagezahlern auf die Betreiber von Regenerativkraftwerken sinnvoll, akzeptabel oder erforderlich ist und auch der Wettbewerb um die besten Strompreisprognosen zu Kostensenkungen beitragen kann. Die wegen der verzerrenden Wirkung der Strommengenprämie eingeschränkte Anlagenoptimierung im Strommarkt (vor allem mit Blick auf den Betrieb) wird als weniger wichtig bewertet beziehungsweise in Kauf genommen.

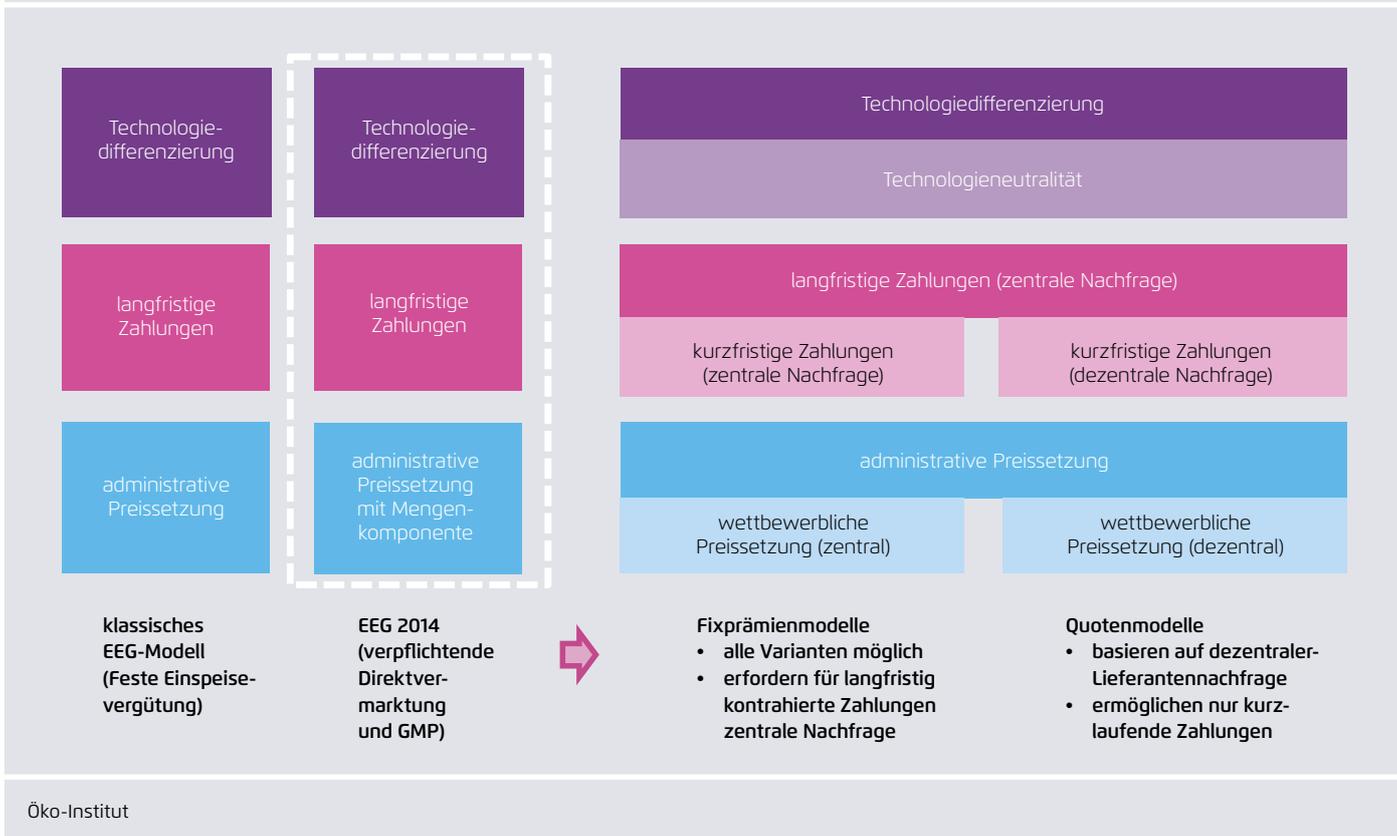
- Die Grundannahme hinter den Fixprämienmodellen auf der Basis von (direkten oder indirekten) Kapazitätzahlungen besteht darüber hinaus vor allem darin, dass Verzerrungen der Preissignale des *Energy-only*-Marktes nicht sinnvoll sind, dass durch Kapazitätzahlungen ein Teil des Dargebotsrisikos für Windenergie- und Solaranlagen abgebaut wird und dadurch der Netto-Risikozuwachs für die Anlagenbetreiber begrenzt oder sogar kompensiert werden kann. Darüber hinaus wird in (einigen) Kapazitätsprämienmodellen die Möglichkeit gesehen, über die Gestaltung der Kapazitätsprämien deutlich stärkere Anreize für eine systemdienliche Anlagenauslegung zu schaffen.

Neben diesen grundlegenden Strukturvarianten von Prämienmodellen sind folgende Ausgestaltungs- beziehungsweise Parametrisierungsvarianten für die Spezifikation der Prämienzahlung von besonderer Bedeutung (Abbildung 5):

- Erstens ist zwischen Modellen zu unterscheiden, die eine mehr oder weniger ausgeprägte Differenzierung zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien vorsehen und solchen, die technologieneutrale Prämienzahlungen vorsehen. Technologieneutrale Ansätze werden hierbei ganz überwiegend – wenn auch nicht ausschließlich – im Rahmen von Quotenmodellen verfolgt.
- Zweitens ist die Art und Weise der Festlegung der Prämienzahlungen unterschiedlich geregelt. Einige Modelle gehen von einer administrativen Festlegung der Prämienzahlungen beziehungsweise von Basisstarifen aus (aus denen sich bei der gleitenden Marktprämie nach Abzug der Erlöse aus dem Strommarkt die Prämie ergibt). Andere Modelle sehen die Festlegung der Prämie oder des Basisstarifs über Ausschreibungen vor. Im Quotenmodell wird die Höhe der Prämie in einem vom Strommengenmarkt getrennten Markt auf der Grundlage einer staatlich vorgegebenen Nachfrageverpflichtung bei den Stromlieferanten ermittelt.
- Drittens bildet die Fristigkeit der Prämienzahlung ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal. Die Mehrzahl der Prämienmodelle basiert auf längerfristig zugesicherten Prämienzahlungen, die aber zumindest im liberalisierten Strommarkt nicht auf der Ebene der Lieferanten umge-

Übersicht zu den Parametrisierungsvarianten der aktuell diskutierten Reformvorschläge

Abbildung 5



setzt werden können und im Regelfall über einen zentralen Nachfrager erfolgen. Im Unterschied dazu ergeben sich in Quotenmodellen nur über kurze Zeiträume kontrahierbare Prämienzahlungen.⁸

Diesen unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten liegen mit Bezug auf die Technologiedifferenzierung im Kern die folgenden Bewertungen zugrunde:

→ Der Ausgestaltung als technologieneutrales Modell liegt die Einschätzung zugrunde, dass dadurch eine maßgebliche Optimierung des Technologiemixes erzielt werden

8 Während dieser Zeithorizont bei den meisten Prämienmodellen transparent festgelegt ist, hängt er bei Quotenmodellen von dem Zeithorizont ab, über den die Nachfrager für Erzeugungszertifikate (also die Stromlieferanten) Beschaffungsrisiken eingehen können. Im liberalisierten Strommarkt beschränkt sich dieser Zeitraum auf maximal drei Jahre.

kann, dessen ökonomische Vorteile die möglichen Nachteile überwiegen.

→ Technologiedifferenzierte Ansätze ordnen die Vorteile gezielter Regelungen für eine Technologiebandbreite als gravierender ein als eventuelle Effizienzverluste. Dazu gehören die Vermeidung von zusätzlichen Produzentenrenten bei Einheitspreissystemen (inframarginale Verteilungseffekte), die Berücksichtigung unterschiedlicher Integrations- und Folgekosten für verschiedene Technologieoptionen, die Planungssicherheit für Netz- und Speicherinfrastrukturen und regionale Verteilung, die gezielte Berücksichtigung technologischer Innovationen und damit verbundener Lernkostenkurveneffekte etc. Sie unterstellen also insgesamt kostengünstigere Ausbaupfade durch intertemporale Optimierung.

Abbildung 6 zeigt exemplarisch an einem stilisierten Beispiel die Problematik von Technologiekosten und inframarginalen Verteilungseffekten bei technologiedifferenzierten

und technologie-neutralen Ansätzen. Beim technologie-differenzierten Ansatz dieses Beispiels für drei Optionen kommen alle drei Optionen zum Zuge. Die unterschiedlichen Kosten werden über differenzierte Zahlungen berücksichtigt. Für den Fall des technologie-neutralen Ansatzes ergibt sich eine Einheitszahlung: Die deutliche Produzentenrente für Technologie 3 führt zu einem stärkeren Ausbau dieser Technologie, sodass die (teuerste) Option 1 nicht mehr genutzt werden muss. Zwar ergeben sich damit in der technologie-neutralen Variante niedrigere Technologiekosten, aus Verbrauchersicht fallen die Gesamtkosten wegen der erheblichen Produzentenrenten für die Technologie 3 trotzdem höher aus.

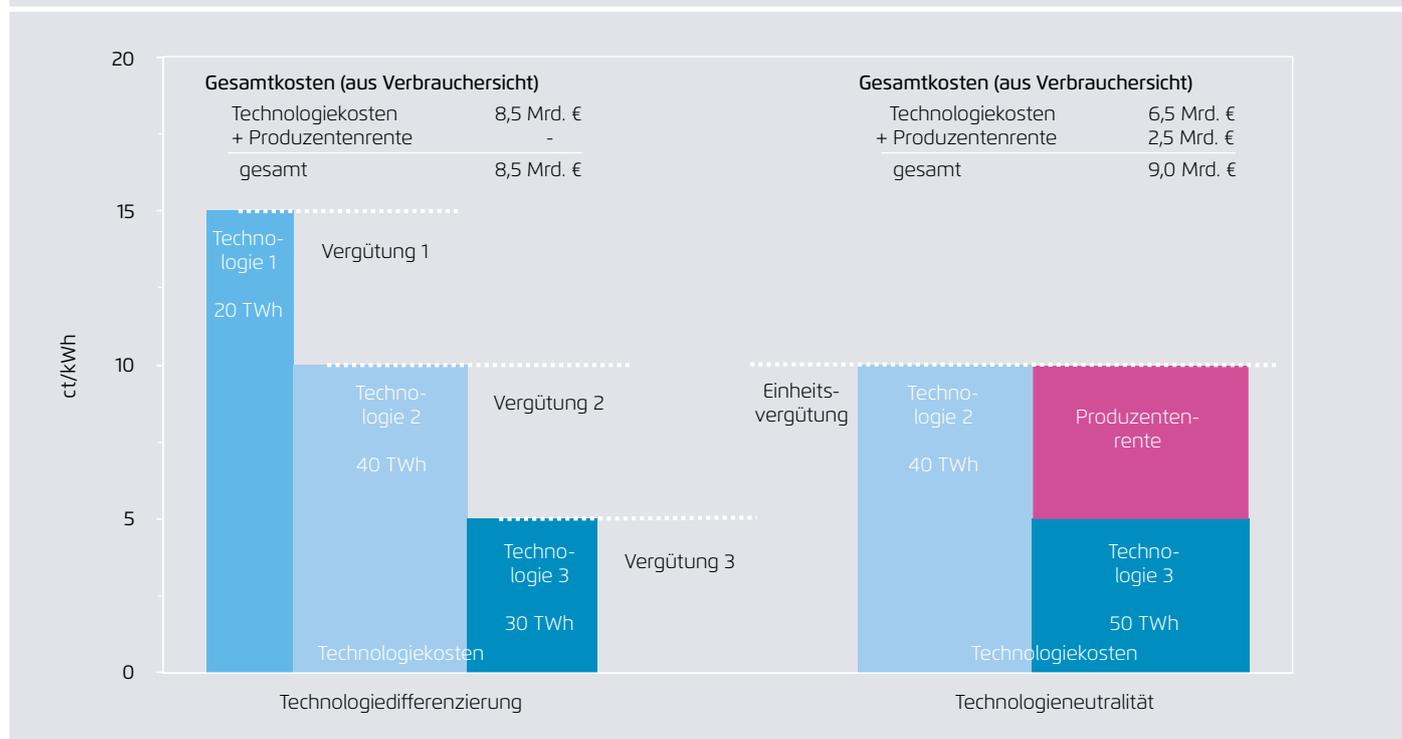
Dieses – stark vereinfachte – Beispiel zeigt, dass eine technologie-neutrale Ausgestaltung des Vergütungssystems möglicherweise zu geringeren Technologiekosten als in einem technologie-differenzierten Modell führt, der Gesamtkosteneffekt aus Verbrauchersicht unter Berücksichtigung

der Produzentenrenten bei den besonders preisgünstigen Technologien jedoch durchaus auch zugunsten einer technologie-differenzierten Ausgestaltung ausfallen kann. Durch die Existenz möglicherweise unterschiedlicher Integrationskosten, die in den jeweiligen Erzeugungskosten nicht reflektiert werden, können jedoch auch bei Einheitspreismodellen nicht unerhebliche gesamtwirtschaftliche Effizienzverluste und gegebenenfalls noch weiter erhöhte Verbraucherkosten entstehen. In jedem Fall ist der Gesamtkosteneffekt für die Verbraucher von einer Vielzahl von Parametern beziehungsweise Gegebenheiten abhängig und ist damit zumindest auf einer abstrakten Ebene keineswegs richtungssicher bestimmbar.

Generell gilt jedoch, dass ein die Verbraucherkosten steigernder Effekt durch Einheitspreise eher dann auftritt, wenn die Kostenkurve des zur Zielerreichung nutzbaren Angebots – unter den konkreten räumlichen und zeitlichen Restriktionen für die Potenzialerschließung – steil verläuft.

Spannungsfeld von Technologiekosten und inframarginalen Verteilungseffekten bei technologie-differenzierten und technologie-neutralen Ansätzen

Abbildung 6



Kostenvorteile auf der Verbraucherseite durch Einheitsbepreisung ergeben sich eher dann, wenn die Kostenkurve des umsetzbaren Angebots durch einen eher flachen Verlauf charakterisiert ist.

Die Festlegung der Prämienzahlungen als zweite Dimension der Parametrisierungsfragen ergibt sich vor allem im Kontext der folgenden Grundannahmen:

- Die Einführung von Ausschreibungen oder Quotenverpflichtungen und einer so festgestellten Prämienhöhe (beziehungsweise des Basistarifs bei der Gleitenden Marktprämie folgt vor allem aus drei unterschiedlichen Prämissen, denen in den verschiedenen Vorschlägen eine durchaus unterschiedliche Bedeutung zukommt. Erstens wird angestrebt, über solche Ansätze das Mengengerüst für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung relativ zielgenau zu regulieren. Aus dieser Perspektive betrachtet steht die Beeinflussung des Ausbaupfades (bei technologieutralen Ansätzen für die Gesamtmenge, bei technologydifferenzierten Ansätzen auch für den Technologiemix) im Vordergrund. Zweitens liegt einigen Vorschlägen für Ausschreibungs- beziehungsweise Quotenmodellen die Erwartung zugrunde, dass durch die wettbewerbliche Ermittlung der Prämienhöhe Einsparungen bei den Technologiekosten erzielt werden können, die größer sind als die Einpreisung zusätzlicher Risikokosten aufseiten der Produzenten. Drittens liegt einigen diesbezüglichen Vorschlägen die einfache ordnungspolitische Setzung zugrunde, dass der Staat in einem liberalisierten Marktumfeld keine Preise festzusetzen hat.
- Die (bis auf Weiteres) administrative Festlegung der Prämienhöhe beruht auf der Annahme, dass ein explizites Mengenmanagement für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zumindest in der kommenden Entwicklungsphase nicht notwendig ist beziehungsweise zumindest übergangsweise über ergänzende Regelungen (Anmeldeverfahren, „atmender Deckel“ etc.) erreicht werden kann. Darüber hinaus liegt der administrativen Preissetzung die Annahme zugrunde, dass die über wettbewerbliche Preissetzungsverfahren (Ausschreibungen, Quoten) erzielbaren Kostenvorteile eher gering sind. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preissetzungsverfahren

aus Gründen der Technologie- oder anderer Differenzierungen mit erheblicher Komplexität und gegebenenfalls erheblichen Differenzierungs- und Transaktionskosten verbunden sind.

Mit Blick auf die Fristigkeit der Prämienzahlungen ist eine Vielzahl von Varianten denkbar. Letztlich ergeben sich die Regelungsvorschläge in den bisher diskutierten Modellen aus folgenden Grundannahmen:

- In Quotenmodellen ergibt sich die Frist, über die bestimmte Prämienzahlungen als gesicherter Zahlungsstrom angesehen werden können, aus der zeitlichen Perspektive, in der die Quotenverpflichteten ihrerseits Risiken eingehen beziehungsweise absichern können. Im liberalisierten Markt ergibt sich damit ein besicherbarer Vorlauf von maximal drei Jahren. Für längere Zeiträume werden keine Zahlungsverpflichtungen eingegangen. Die damit einhergehenden Risiken und Risiko- beziehungsweise Finanzierungskosten werden in diesen Modellen als von untergeordneter Bedeutung eingeordnet. Darüber hinaus wird hier davon ausgegangen, dass nur sehr kurzfristige Zahlungsverpflichtungen eine hinreichend dynamische Reaktion der Prämienzahlungen auf sich verändernde Rahmenbedingungen ermöglichen, die dann zu einem veränderten Einkommen aus dem *Energy-only*-Markt führen.
- In allen anderen Prämienmodellen werden längerfristige Prämienzahlungen als unabdingbar für die Begrenzung der Risiko- und Finanzierungskosten angesehen. Die damit einhergehende Inflexibilität mit Blick auf dynamische Veränderungen der Erlöse aus dem Strommarkt wird im Vergleich zu den Risikokosten kurzfristiger Zahlungen als nachgeordnet bewertet.

Letztlich ergibt sich die Präferenz für oder gegen bestimmte Reformmodelle aus einer ganzen Reihe sehr unterschiedlicher Bewertungsfragen oder Grundannahmen. Interessant ist dabei auch, dass keines der Modelle einem sehr stringenten und umfassenden Ansatz folgt, sondern letztlich alle Modelle – wenn auch in unterschiedlichem Maße – auch den Charakter von Übergangsmodellen haben. Besonders deutlich wird dies, wenn versucht wird, die Ausgestal-

tungsmerkmale im Spannungsfeld von Förderinstrumentarium und Marktdesign einzuordnen:

- Modelle mit ex ante ermittelten Prämien tendieren eher in Richtung eines Marktdesignansatzes als solche mit ex post ermittelten Prämienzahlungen (gleitende Marktprämie), die letztlich primär auf gesicherte Kostenerstattung ausgerichtet sind und so eher Merkmale einer Förderstrategie tragen.
- Erzeugungsorientierte Modelle verbleiben tendenziell in der Systematik von Fördermodellen. Mit der Stromerzeugung wird ein Produkt mit einer zusätzlichen Prämienzahlung versehen, für das auf dem Strommengenmarkt bereits ein Einkommen erzielt wird. Dabei beeinflusst die Prämienzahlung gleichzeitig die Preisbildung im *Energy-only*-Markt. Kapazitätsbasierte Modelle tendieren dagegen eher in Richtung von Marktdesignregelungen, da hier für ein eigenes Produkt (regenerative Erzeugungskapazität) ein Einkommensstrom erzielt wird, der eine Optimierungsfunktion im Gesamtsystem übernimmt. Gleichzeitig wird die Preisbildung im Strommengenmarkt nicht oder nur wenig beeinflusst.
- Technologieneutrale Parametrisierungen haben ein starkes Marktdesignelement. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber nicht, dass technologiedifferenzierte Parametrisierungen von Prämienmodellen in jedem Fall zu förderorientierten Ansätzen führen müssen. Soweit Technologiedifferenzierungen funktionale oder räumliche Differenzierungen widerspiegeln (wie dies beispielsweise auch in den segmentierten Systemdienstleistungsmärkten der Fall ist) oder auf diesem Wege Integrationskosten (direkt oder indirekt) eingepreist werden, können technologiedifferenzierte Ansätze auch einem Marktdesignansatz zugerechnet werden. Erst wenn aus anderen Zielen abgeleitete Technologiedifferenzierungen dominieren, wären diese klar dem Bereich der Förderinstrumentarien zuzurechnen.
- Administrierte Prämienzahlungen gehören klar eher in den Bereich von Förderstrategien als in den des Marktdesigns. Im Wettbewerb festgestellte Prämienzahlungen gehören dagegen klar zu den Elementen eines Marktdesigns. Dabei ist jedoch unerheblich, ob die Nachfrage ohne weitere Verpflichtungen entsteht (freiwillige Grünstrom-

märkte), durch die Verpflichtung bestimmter Marktakteure zur Nachfrage entsteht (Quotenmodelle) oder aber durch eine zentral definierte Nachfrage induziert wird (Ausschreibungsmodelle).

- Keine klare Zuordnung hinsichtlich Fördermodell- oder Marktdesign-Ausrichtung lässt sich (auf der abstrakten Ebene) mit Blick auf die unterschiedlichen Fristigkeiten der Prämienzahlungen treffen. Sowohl kurz- als auch langlaufende Zahlungen sind mit dem Marktdesignkonzept kompatibel; Gleiches gilt für Förderstrategien.

Diese Übersicht macht deutlich, dass es bei der Ausgestaltung des EEG-Reformmodells um eine ganze Reihe sehr unterschiedlicher Abwägungsfragen geht. Einige der in den vorstehenden Überlegungen angerissenen Sachverhalte werden in den nachfolgenden Kapiteln einer näheren, teilweise auch quantitativen Analyse unterzogen, um die notwendigen Abwägungsentscheidungen zur Ausgestaltung des EEG-Reformmodells zu fundieren. Einige Fragen müssen jedoch auf einer eher grundsätzlichen Ebene behandelt werden. Angesichts der komplexen Zusammenhänge beziehungsweise Chancen- und Risikoeinschätzungen handelt es sich dabei letztlich um originär politische Entscheidungen:

- 1. Kann und soll das EEG in Richtung eines umfassenderen Strommarktdesigns weiter entwickelt werden oder soll in der Grundtendenz die Ausrichtung als Förderinstrument beibehalten werden, das gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt entweder überflüssig werden kann oder in ein grundsätzlich neues Regulierungsmodell für das Stromsystem führt?
- 2. Wenn die EEG-Reform primär auf eine Förderstrategie ausgerichtet werden soll: Welche Förderungen sind für welchen Zeitraum sinnvoll und notwendig? Welche Kosten können und sollen hingenommen werden, und wie kann gegebenenfalls ein neues Regulierungsmodell durchgesetzt werden?
- 3. Wenn die EEG-Reform eher einer Ausrichtung auf das zukünftige Marktdesign dienen soll: In welcher Reihenfolge beziehungsweise in welcher Kombination können und sollen die verschiedenen Struktur- und Parametrisierungselemente in Richtung eines längerfristigen Marktdesigns orientiert werden?

Aus einer Gesamtsichtung der oben beschriebenen Annahmen beziehungsweise Grundüberzeugungen für die unterschiedlichen Gestaltungselemente einer größeren Reformetappe ergibt sich weiterhin die Erkenntnis, dass diese wahrscheinlich nur zum Teil auf einer grundsätzlichen Ebene strittig sind und unterschiedliche Bewertungen eher im Kontext bestimmter Entwicklungsetappen zustande kommen. Damit stellt sich zumindest für einige Ausgestaltungsfragen eher die Frage nach der Reihenfolge und dem richtigen Zeitpunkt:

- Sind strukturelle Umgestaltungen der Einkommensströme der Umstellung auf wettbewerbliche Preisfindungsverfahren vor- oder nachgeordnet?
- Ab wann und in welchem Rahmen ist der Übergang zu weniger Technologiedifferenzierung beziehungsweise zur Technologieneutralität geboten oder sinnvoll?
- Wann wird eine strikte Mengenplanung sinnvoll und notwendig?

Vor dem Hintergrund der in den vorstehenden Überlegungen identifizierten Herausforderungen erscheint es als sinnvoll, den Analysen für die nächste größere Entwicklungsstufe des Flankierungssystems für die regenerative Stromerzeugung zunächst die folgenden Ausgangshypothesen zugrunde zu legen:

- Maßgabe für die Reform beziehungsweise Weiterentwicklung des EEG sind die langfristigen Ausbauziele für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien.
- Das EEG wird in Richtung einer Komponente eines umfassenden (neuen) Marktdesigns weiter entwickelt werden müssen, da die Wahrscheinlichkeit gering ist, dass die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien im heutigen Marktdesign ausreichendes Einkommen erzielen kann (und damit eine für eine Übergangsphase angelegte Förderung überflüssig würde) oder dass eine Neuausrichtung des Regulierungssystems für den Stromsektor (zurück) auf das Kostenerstattungsprinzip wünschenswert oder politisch möglich wäre.
- Die sinnvolle Rang- und Reihenfolge der verschiedenen Gestaltungs- und Reformelemente kann oft auf abstrakter Ebene nicht hinreichend belastbar abgeleitet werden. Die

unausweichlichen Abwägungsüberlegungen bedürfen an wesentlichen Stellen weitergehender Spezifikationen, die transparent und dem (politischen) Entscheidungsprozess zugänglich gemacht werden müssen. Gleichwohl müssen politische (Vor-)Festlegungen wie der Übergang zur Ausschreibung von Prämien ab 2017 berücksichtigt werden.

Gerade für die Einordnung der verschiedenen Reformschritte ist es angesichts der teilweise komplexen Zusammenhänge und Interaktionen schließlich sinnvoll und notwendig, die Sequenz der verschiedenen Umgestaltungsschritte auch mit Blick auf die Erzielung von Lernerfahrungen beziehungsweise die Möglichkeiten zu gestalten, Lernerfahrungen produktiv und gegebenenfalls schrittweise in die weitere Ausgestaltung des Reformprozesses einfließen zu lassen. Die nächsten Stufen für die Weiterentwicklung des Flankierungssystems für die regenerative Stromerzeugung sollten also auch mit Blick auf eine langfristig in ihren Grundzügen berechenbare Reformperspektive, auf eine möglichst evidenzbasierten Abfolge der anstehenden Schritte für strukturelle Reformen sowie auf eine klare Definition der in den nächsten Schritten erzielbaren und zu erzielenden Lernerfahrungen ausgestaltet werden.

2.4 Spezifische Aspekte einer Weiterentwicklung des EEG

2.4.1 Zunehmende Flexibilitätsnachfrage und Systemdienlichkeit als neue energiewirtschaftliche Herausforderungen

Sofern die mit dem EEG eingegangenen Verpflichtungen für Bestandsanlagen erfüllt werden sollen, wird das Erzeugungssystem noch über einen längeren Zeitraum durch die mit den jeweiligen Varianten des EEG verankerten Anreizmechanismen geprägt. Bei Zahlungszusagen über einen Zeitraum von 20 Jahren werden die aus dem bisherigen EEG resultierenden Einsatzkalküle für die Bestandskraftwerke die Flotte der Regenerativkraftwerke noch für mindestens eine Dekade deutlich prägen. Dagegen werden die in weiteren Reformen des EEG enthaltenen Anreiz- und Reaktionsmechanismen für das Stromversorgungssystem erst in zehn Jahren oder später massiv an Bedeutung gewinnen. Dies ist der Zeitraum, in dem die in den nächsten Jahren er-

richteten Regenerativkraftwerke und die für diese Anlagen verankerten Anreizmechanismen das System maßgeblich prägen werden. Die Konsequenz besteht darin, dass auch der Zeithorizont weiterer Reformen des EEG eine wichtige Rolle spielt. Je weiter der Ausbau der Erneuerbaren Energien voranschreitet, um so problematischer werden zumindest einige der mit dem heutigen Fördersystem gesetzten Betriebs- und Investitionsanreize (siehe unten) und müssen möglicherweise zukünftig mit gegenläufigen Anreizen kompensiert werden. Dadurch können zusätzliche Kosten entstehen.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die mittel- und langfristigen Herausforderungen für das Stromversorgungssystem über eine Szenarienanalyse einzugrenzen. Tabelle 2 zeigt eine Reihe von Systemmerkmalen zweier Szenarien, die die Bandbreite möglicher Entwicklungen des deutschen Stromsystems illustrieren und die für die quantitativen Analysen des EEG-Reformmodells zugrunde gelegt wurden. Die detaillierten Annahmen und Ergebnisse dieser beiden Szenarien werden im Kapitel 4 ausführlich beschrieben. An dieser Stelle sollen die folgenden zentralen Aspekte im für die Weiterentwicklung des EEG besonders wichtigen Zeitraum bis 2035 hervorgehoben werden (Tabelle 2)⁹:

- Bis 2035 wird die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen den Spitzenlastbedarf (zunächst ohne weitere Flexibilisierungsmaßnahmen) wahrscheinlich um den Faktor 2,5 bis 3,9 übertreffen.
- Die gesamte installierte Leistung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung (Wind- und Solarenergie) allein wird den Spitzenlastbedarf im Jahr 2035 um den Faktor 1,6 bis 2,7 übersteigen. Selbst bei den erwartbaren Gleichzeitkeitsfaktoren (circa 50 Prozent) überschreitet die effektive Lastdeckung der Windenergie- und Solarflotte ab

2015 den Mindestlastbedarf, erreicht ab spätestens 2025 etwa 70 Prozent des Spitzenlastbedarfs und wird diesen im Oberen (Erlös-)Szenario bis 2045 knapp erreichen, im Unteren (Erlös-)Szenario aber bereits ab 2035 sehr deutlich überschreiten.

- Ein solcher Zubau führt ab der nächsten Dekade zu einer massiven Zunahme der Stunden, in denen die dargebotsabhängigen regenerativen Erzeugungsoptionen ein Einspeisungsniveau erreichen, mit dem die gesamte Nachfrage gedeckt werden kann und der Großhandelspreis auf null oder sogar in den negativen Bereich fällt. Je nach Ambitionsniveau für die regenerative Stromerzeugung wäre das im Bereich von mehreren Hundert bis deutlich über 1.500 Stunden im Jahr 2025 (und danach mit klar steigender Tendenz) der Fall.
- Insgesamt ergeben sich in der Perspektive 2025/35 Überschüsse aus Erneuerbaren Energien in Höhe von 20 bis 80 Gigawatt beziehungsweise von bis zu zehn Prozent der gesamten Stromnachfrage. Der damit entstehende Flexibilisierungsbedarf¹⁰ muss durch zusätzliche Letztverbrauchsnachfrage, Speicher, Export oder durch Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen beziehungsweise durch eine effiziente Mischung dieser Optionen abgedeckt werden.
- Im System werden für die Perspektive 2025/35 etwa 30 Gigawatt reine Back-up-Kraftwerke vorgehalten werden müssen, also Kraftwerke, die nur extrem selten und vor allem zu Zeiten geringen Wind- und Sonnendangebots zum Einsatz kommen.

Die Übersicht zeigt auch, dass sich die genannten Trends für die Perspektive 2045 noch deutlich verstärken werden. Da die das System dann prägenden Anlagen erst ab 2025 errichtet werden müssen, wird die hier vorgeschlagene Reform des EEG für diese Anlagen allerdings wahrscheinlich weniger relevant sein.

9 Die beiden Szenarien bilden die Bandbreite der Erlöse im *Energy-only*-Markt ab. Im Unteren (Erlös-)Szenario werden die Einflussfaktoren abgebildet, die zu niedrigen Erlösen führen, also niedrige Brennstoff- und CO₂-Preise sowie ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Im Oberen (Erlös-)Szenario werden sehr hohe Brennstoff- und CO₂-Preise mit einem gedämpften Ausbau der regenerativen Stromerzeugung kombiniert (vgl. Kapitel 4).

10 Der Flexibilisierungsbedarf entspricht dabei dem jährlichen Maximum (leistungsbezogener Flexibilisierungsbedarf) beziehungsweise der Summe (arbeitsbezogener Flexibilisierungsbedarf) des in der Modellrechnung nicht inländisch nutzbaren Stroms aus Anlagen auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien.

Sowohl die Entwicklung der Spitzeneinspeiseleistung (vor allem bei der dargebotsabhängigen Wind- und Solarstromerzeugung) als auch die Flexibilisierung der einlastbaren regenerativen Stromerzeugungsoptionen (vor allem Biomasse und Wasserkraft) erweisen sich damit als kritische Faktoren für die Entwicklung des zukünftigen Stromsystems. Dies gilt insbesondere unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Flexibilisierung der Nachfrage beim Letztverbrauch, die Stromspeicherung, die Erschließung anderer Einsatzbereiche (*Power-to-Heat, Power-to-Chemicals, Power-to-Gas*) sowie gegebenenfalls auch die Abregelung von Erzeugungsanlagen mit (teilweise erheblichen) Kosten verbunden ist.

Eine einfache Orientierungsrechnung verdeutlicht die Untergrenze dieser Kostengrößenordnung. Werden für die

Mindestkosten der notwendigen Flexibilitätsoptionen – und damit sehr optimistisch – die Investitionskosten für typische *Power-to-Heat*-Installationen (200 Euro pro Kilowatt) angesetzt, so ergeben sich für das ambitionierte Ausbauszenario bei einem Flexibilitätsbedarf von circa 60 Gigawatt (2025) bis 80 Gigawatt (2035) und einer installierten Leistung dargebotsabhängiger Regenerativkraftwerke von circa 170 Gigawatt (2025) bis 225 Gigawatt (2035) für die neu errichteten Wind- und Solarenergieanlagen zusätzliche Flexibilitätskosten in der Größenordnung von zehn Prozent¹¹:

11 Diese stark vereinfachte Orientierungsrechnung soll nur die Größenordnungen der Flexibilisierungskosten verdeutlichen. Wenn in erheblichen Größenordnungen Anlagen abgeregelt würden (bei einer Abregelung von etwa einem Prozent der Strommenge wären dies immerhin etwa 30 Gigawatt),

Strukturmerkmale zweier Varianten für die zukünftige Entwicklung des deutschen Stromsystems

Tabelle 2

		Oberes	Unteres	Oberes	Unteres	Oberes	Unteres	Oberes	Unteres
		Erlösszenario 2015		Erlösszenario 2025		Erlösszenario 2035		Erlösszenario 2045	
Szenario-Annahmen									
Stromnachfrage	TWh	564,7	559,6	564,7	537,5	564,7	547,8	564,7	568,7
Höchstlast	GW	84,9	84,1	84,9	80,8	84,9	82,3	84,9	85,5
Tiefstlast	GW	40,9	40,5	40,9	38,9	40,9	39,6	40,9	41,1
installierte Kapazität gesamt	GW	370,9	340,6	604,7	2221,1	1.027,2	3.356,9	1.181,3	4.511,0
Onshore-Windkraft	GW	34,7	40,1	46,8	70,0	58,9	86,7	71,0	103,4
Offshore-Windkraft	GW	3,4	3,4	9,8	17,1	16,6	29,0	23,5	40,9
Photovoltaik	GW	47,5	50,0	58,6	80,0	61,6	110,0	64,6	140,0
Biomasse	GW	6,5	6,5	7,8	7,8	8,5	8,5	8,7	8,7
Wasser	GW	4,4	4,4	4,8	4,8	5,0	5,0	5,2	5,2
fossile Kraftwerke	GW	92,3	92,3	53,4	68,1	41,7	41,7	37,5	37,5
Kernkraftwerke	GW	12,1	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicherkraftwerke	GW	6,8	10,8	6,8	11,0	6,8	11,0	6,8	11,0
Modellierungsergebnisse									
Erzeugungsanteil Erneuerbarer Energien	%	28	30	40	53	50	68	60	79
dargebotsabhängige Erneuerbare Energien insgesamt	GW	86	93	115	167	137	226	159	284
„Flexibilisierungs- bzw. Abregelungsbedarf“	GW	12	3	22	60	30	82	34	111
	TWh	0	0	1	25	4	49	7	85
	%	0	0	0	5	1	9	1	15
Zahl der Stunden mit Strompreis ≤ 0 €	h/a	64	23	253	1.707	624	2.677	729	3.647
reine Backup-Kraftwerke	GW	1,4	1,4	24,9	2,8	32,4	30,6	34,6	36,2

Berechnungen des Öko-Instituts

- Bei einem Bruttozubau für Wind- und Solarenergieanlagen von etwa 80 Gigawatt bis 2025 und einer Bandbreite der spezifischen Investitionskosten von 1.000 bis 1.500 Euro pro Kilowatt resultieren aus einem Flexibilisierungsbedarf von 60 Gigawatt mit durchschnittlichen spezifischen Kosten von 200 Euro pro Kilowatt Flexibilisierungskosten von 10 bis 15 Prozent.
- Bei einem Bruttozubau für Wind- und Solarenergieanlagen von etwa 250 Gigawatt bis 2035 und einer Bandbreite der spezifischen Investitionskosten von 700 bis 1.200 Euro pro Kilowatt ergeben sich aus einem Flexibilisierungsbedarf von 80 Gigawatt mit durchschnittlichen spezifischen Kosten von 200 Euro pro Kilowatt Flexibilisierungskosten von fünf bis neun Prozent.

Mehrkosten für Auslegungs- oder Betriebsvarianten, die den Flexibilitätsbedarf um zehn Prozent senken, wären damit aus der Systemkostensicht kostenneutral. Da für hohe Anteile dargebotsabhängiger Erzeugungsoptionen durchaus auch (signifikant) höhere Flexibilitätskosten entstehen können, ist der genannte Wert von zehn Prozent mit hoher Wahrscheinlichkeit als konservativ ermittelte Untergrenze anzunehmen.

Vor diesem Hintergrund werden damit beispielsweise Fragen zur Einordnung von negativen Strompreisen oder zur Verzerrungen hinsichtlich des optimierten Anlageneinsatzes zwischen dem *Energy-only*-Markt und den Regelenergiemärkten behandelt werden müssen, die sich aus der Verankerung entsprechender Anreizsysteme (vgl. Abschnitt 5.4 und Tabelle 2) ergeben. Eine Beschränkung dieser Diskussionen auf die heutige Situation (signifikanter Bestand an inflexiblen Grundlastkraftwerken) wird den in den nächsten

so würden die Flexibilisierungskosten einerseits entsprechend sinken. Andererseits bilden die Investitionskosten für (größere) *Power-to-Heat*-Anlagen wohl die untere Grenze der Flexibilisierungskosten. Wenn die genannten Flexibilisierungsbedarfe das technisch-wirtschaftliche Potenzial von *Power-to-Heat*-Anlagen (Böttger et al. 2014) deutlich überschreiten, ergeben sich entsprechend höhere Kosten. In der Gesamtwürdigung dieser gegenläufigen Trends und für den hier relevanten Kontext sind die hier abgeschätzten Größenordnungen damit hinreichend robust.

zwei Dekaden entstehenden Herausforderungen beim Umbau der Stromsystems nicht gerecht.

Der insgesamt massiv erhöhte Flexibilitätsbedarf 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 im Vordergrund. Dieses Thema bleibt 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.

Im Folgenden soll mit Blick auf zwei über das derzeitige EEG verankerte Anreizmechanismen exemplarisch verdeutlicht werden, wo im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung besondere Herausforderungen entstehen.

Abbildung 7 zeigt die stündlichen Einspeisungen von Biomassekraftwerken im Übertragungsnetzbereich von 50Hertz Transmission GmbH sowie die Einspeisungen der Braunkohlekraftwerke in Deutschland für das Jahr 2010 (der unterschiedliche Bezugsraum ist allein der Datenverfügbarkeit geschuldet).

- Es wird deutlich, dass die über das EEG erzeugten Einkommensströme bei Biomasseanlagen eine möglichst hohe Jahresauslastung anreizen. Die Einspeisung der Biomasseanlagen im hier gezeigten Netzgebiet schwankt in einem relativ engen Band von 700 bis 850 Megawatt, also um plus/minus zehn Prozent. Letztlich ergeben sich über die Anreizmechanismen des heutigen EEG für die

Stromerzeugung aus Biomasse eine regulativ determinierte Grundlastauslegung und ein regulativ determinierter Grundlastbetrieb.

→ Im illustrativen Vergleich mit der Braunkohlenstromerzeugung als traditionelle Grundlastoption (in einer vergleichbaren Skalierung) zeigt sich, dass heute Braunkohlekraftwerke deutlich flexibler betrieben werden als Biomasseanlagen. Die Bandbreite der Einspeisung liegt hier (deutschlandweit) bei plus/minus 30 Prozent und damit deutlich höher als die nur mit vergleichsweise geringerer Leistungsbandbreite einspeisenden Biomasseanlagen.

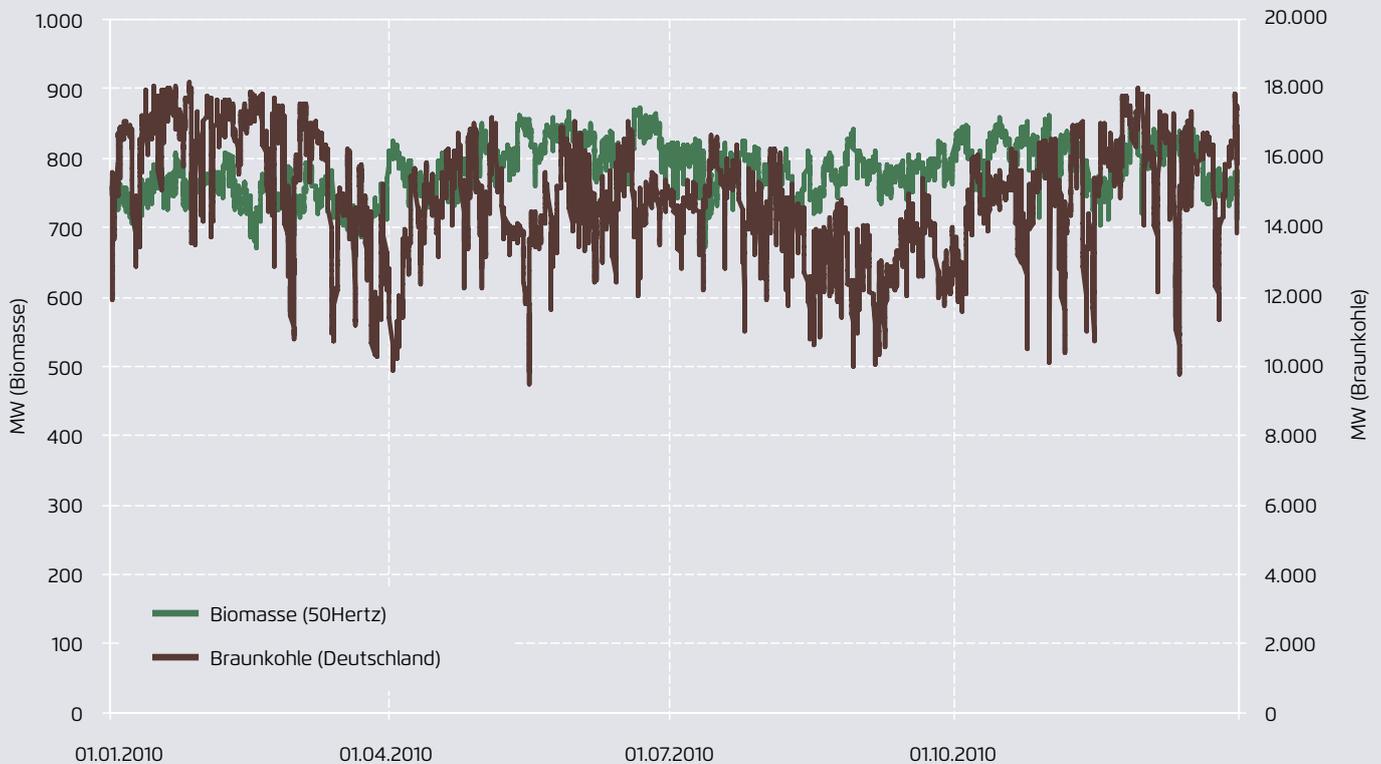
Dies ist wenig überraschend, werden doch Braunkohlekraftwerke entsprechend der Preissignale aus dem Großhandelsmarkt betrieben. Sie reduzieren also zu Zeiten niedriger

Preise ihre Einspeiseleistung. Für Biomassekraftwerke entstehen durch den festen Erlös für jegliche Stromerzeugung keinerlei Anreize für einen systemoptimierten Betrieb. Die Anreizstruktur des EEG in seiner aktuellen Form hat dabei nicht nur Einfluss auf kurzfristige Betriebsentscheidungen, sondern führt auch dazu, dass Biomasseanlagen für den Grundlastbetrieb ausgelegt werden. Daher wird für Bestandsanlagen eine mittelfristige Überführung in ein systemdienliches Betriebsregime nur schwer umzusetzen sein.

Abbildung 8 zeigt, dass auch bei Windkraftanlagen die durch das EEG gesetzten Anreize Einfluss auf die Anlagenauslegung nehmen. Für die in den Jahreskohorten seit 1990 in Betrieb genommenen Windkraftanlagen sind mittlere Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser deutlich

Stündliche Einspeisung der Biomassekraftwerke im Netzgebiet von 50Hertz Transmission sowie der deutschen Braunkohlenkraftwerke, 2010

Abbildung 7



EEX, 50Hertz Transmission, Berechnungen des Öko-Instituts

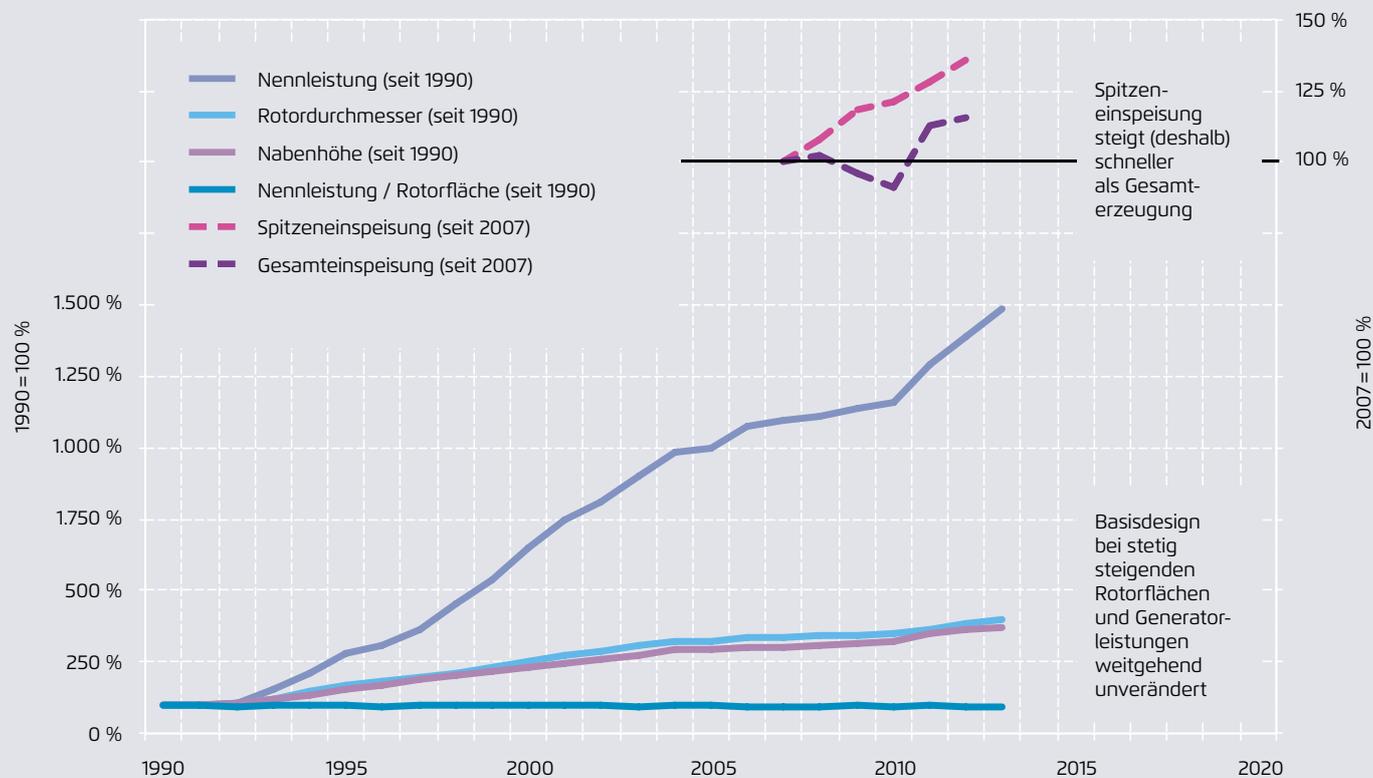
angestiegen. Die spezifische, auf die Rotorfläche bezogene Nennleistung ist jedoch konstant geblieben. Damit werden weiterhin und ganz überwiegend Anlagen mit Erzeugungsbeziehungswise Einspeisungsprofilen ins System gebracht, die auf große Erzeugungsanteile in Starkwindsituationen abzielen und damit ihre Produktion in Zeiträumen realisieren, in denen heute schon wenig werthaltiger Strom erzeugt wird und zukünftig signifikante Überschusssituationen entstehen können (vgl. Kapitel 4).

Diese Anlagenauslegung mit vergleichsweise hohen Spitzeneinspeisungen ist damit über einen vergleichsweise langen Zeitraum strukturell unverändert geblieben, obwohl Anlagenauslegungen existieren, mit denen dieses Verhältnis deutlich günstiger, das heißt in Richtung geringerer Spitzeneinspeisung gestaltet werden kann (IWES 2013b, vgl. auch Abschnitt 5.2.1).

Mit Blick auf die aus dem derzeitigen EEG resultierenden Anreizmechanismen, das heißt die Maximierung der Stromerzeugung ohne Berücksichtigung des Einspeiseprofils, ist dies letztlich auch nicht anders zu erwarten. Die Strommarktmodellierung in Kapitel 4 zeigt, dass die Stromerzeugung von systemdienlich ausgelegten Windkraftanlagen eine um 10 bis 20 Prozent höhere Wertigkeit besitzt als die Stromerzeugung von Standardanlagen (vgl. Abschnitt 5.3.3). Mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung werden die Anlagenbetreiber diesem Strompreissignal prinzipiell ausgesetzt. Damit entsteht zwar einerseits ein Anreiz für eine systemdienlichere Anlagenauslegung,

zuzunehmen, andererseits besteht jedoch ein Anreiz, die Anlagenleistung zu maximieren, um die Kosten für die Direktvermarktung zu deckeln. Dies führt zu einer systemdienlicheren Anlagenauslegung, die sich durch eine Erhöhung der Nennleistung und eine Verringerung der Spitzeneinspeisung auszeichnet. Die Entwicklung dieser Indikatoren ist in der Abbildung 8 dargestellt.

Entwicklung wichtiger Indikatoren für die Auslegung von Windkraftanlagen in Deutschland, 1990 bis 2013 Abbildung 8



Windmonitor, Berechnungen des Öko-Instituts

andererseits ergibt sich bei niedrigen Strompreisen das Problem, dass Anlagenbetreiber nur einen kleinen Anteil der Erlöse vom Strommengenmarkt beziehen. Im Rahmen eines der im Kapitel 4 untersuchten Strompreisszenarios erhalten Windkraft- und Photovoltaikanlagen ihre Erlöse nur zu 25 Prozent aus dem Strommengenmarkt, aber zu 75 Prozent aus den Marktprämienzahlungen. Da sich die Marktprämienzahlungen immer auf Produktionsmengen beziehen, reizen sie eine systemdienliche Anlagenauslegung nicht an (vgl. auch Abschnitt 6.2.2).

Eine ähnliche Situation ergibt sich auch mit Blick auf die Auslegung beziehungsweise Installation von Photovoltaikanlagen. Detaillierte Analysen zum Vergleich von Ost-/West- und Südauslegungen und einer räumlich gleichmäßigeren Verteilung der Photovoltaikinstallationen (ISE 2014) zeigen einen deutlichen Rückgang des Flexibilitätsbedarfs und vor allem der Lastwechselgradienten – im Wesentlichen als Effekt eines größeren Anteils von nach Ost/West ausgerichteten Photovoltaikanlagen. Allein die Reduktion des Flexibilitätsbedarfs würde hier auf Grundlage des oben genannten Benchmark-Wertes von 200 Euro pro Kilowatt eine Erhöhung der Erzeugungskosten um etwa fünf Prozent rechtfertigen. Wenn die entsprechenden Effekte für die Flexibilitätsoptionen im Bereich der massiv reduzierten Lastwechselgradienten ebenfalls berücksichtigt würden, ergäben sich entsprechend höhere Werte.

Zusätzliche Anreize für andere Anlagenauslegungen ergeben sich im aktuellen regulativen Rahmen nur im Kontext von Netzrestriktionen, also eher in kleineren räumlichen Zusammenhängen. Die mittel- und längerfristigen Effekte für das Gesamtsystem werden seitens der Anlagenbetreiber derzeit nicht berücksichtigt.

Wie auch immer die Situation zum derzeitigen, immer noch durch einen vergleichsweise hohen Anteil fossiler Stromerzeugung charakterisierten, Entwicklungsstand des Stromsystems bewertet wird: Für ein Entwicklungsstadium des Stromsystems mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ist die Fortführung solcher Anreizmechanismen nicht sinnvoll. Maßgeblich an Relevanz gewinnen wird diese Herausforderung spätestens zu dem Zeitpunkt, an dem die Erneuerbaren Energien über signifikante Zeiträume die gesamte

Stromnachfrage abdecken können. Das wird im Verlauf der nächsten Dekade der Fall sein.

Um die Gesamtkosten des Systems zu minimieren, sollte ein 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 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 Strommengenmarkts 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.

2.4.2 Risikoaspekte einer Weiterentwicklung des EEG

Die Fragen von Risikostrukturen, Risikohöhen und Risikotragung sowie deren Folgen für zum Beispiel Finanzierungskosten oder Akteursstrukturen spielen eine zentrale Rolle für die im Kontext einer EEG-Reform beziehungsweise der breiteren Anpassung des Strommarktdesigns unausweichlichen Abwägungsprozesse. Gerade im Kontext dieser Abwägungsprozesse ist es jedoch von erheblicher Bedeutung, diese Diskussion erstens in einem umfassenden Rahmen zu führen und die Gesamtheit der Risiken in den Blick zu nehmen. Zweitens muss berücksichtigt werden, dass einige Sachverhalte im Bereich der Risikofragen auf allein qualitativer Ebene nicht adäquat behandelt werden können. Letztlich wird es oft auch darum gehen müssen, in welcher Größenordnung sich (zusätzliche) Risiken ergeben,

welche Signifikanz also Veränderungen bei Risikostrukturen etc. zukommt. Drittens kann und sollte gerade bei größeren Anteilen Erneuerbarer Energien die Risikoverteilung zwischen den Segmenten der erneuerbaren Erzeugungsoptionen und der unverzichtbaren Flexibilitätsoptionen (also des heutigen konventionellen Segments und der zukünftig an Bedeutung gewinnenden Nachfrageflexibilität beziehungsweise der verschiedenen Speicheroptionen) nicht ausgeblendet werden, gerade wenn eine mehr oder weniger hermetische Abschottung dieser beiden Segmente nicht sinnvoll und auch politisch beziehungsweise rechtlich zumindest in der mittleren bis langen Frist nicht länger möglich ist.

Auf der qualitativen Ebene ist es zunächst sinnvoll, verschiedene Risikodimensionen zu unterscheiden. Tabelle 3 gibt eine Übersicht darüber, welche Optionen des Stromsystems von den verschiedenen Risiken betroffen sind.

- 1. Sowohl für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen als auch die Flexibilitätsoptionen ist eine Reihe makroökonomischer Risiken zu berücksichtigen. Einige dieser Risiken sind für beide Segmente vergleichbar (Entwicklung der Geldentwertung oder der Leitzinsen und damit der Finanzierungskosten etc.), andere (Wechselkursentwicklung, Konjunkturlage) betreffen vor allem Kraftwerke, die mit importierten Brennstoffen oder ohne Abnahmegarantie im freien Wettbewerb betrieben werden. Das sind in erster Linie die Konventionellen.
- 2. Regulatorische Risiken existieren ebenfalls für alle Elemente des Stromsystems, wobei die Vielfalt dieser Risiken sehr groß ist und die Risikorezeption in diesem Bereich gerade in Bezug auf Regenerativkraftwerke in jüngster Zeit („Strompreisbremse“, Planungsregularien etc.) zugenommen hat.
- 3. Technische Risiken verbleiben ebenfalls für alle Bereiche, wobei diese Risiken erfahrungsgemäß mit zunehmender Marktdurchdringung abnehmen. Höhere Risiken ergeben sich damit gerade für neuere Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher etc.) während ihrer Kommerzialisierung.
- 4. Brennstoffpreisrisiken ergeben sich im Wesentlichen für die auf Basis von Biomasse oder fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke, wobei die Brennstoffrisiken im Bereich fossiler Kraftwerke derzeit signifikanter sein dürften. Letztlich ermöglichen die langfristigen Stromabnahmegarantien für die Anlagenbetreiber im Rahmen des EEG auch langfristige Absicherungsmechanismen gegen Preisschwankungen auf den Biomassemärkten.
- 5. Dargebotsrisiken ergeben sich vor allem für die Wind- und Solarstromerzeugung. Die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen sehr deutlich, dass sich im mehrjährigen Vergleich massive Angebotsschwankungen in einer regelmäßigen Bandbreite von plus/minus 10 Prozent ergeben, die aber in einzelnen Jahren durchaus auch Werte von plus/minus 20 Prozent erreichen können. Die im Zeitverlauf schwankenden Erträge können damit erhebliche Effekte auf den Kapitalwert der Investitionen haben. Gerade bei höheren Anteilen dargebotsabhängiger Erzeugung wird sich jedoch auch die Situation ergeben, dass sich ein schwankendes Wind- und Solarstromdargebot massiv auf die Erträge der verschiedenen Flexibilitätsoptionen (mit reversem Profil) auswirkt.
- 6. Die Risiken für die (spezifische) Erlöshöhe sind im Rahmen des bisherigen EEG für die erneuerbaren Erzeugungsoptionen weitgehend ausgeschlossen; diese Risiken werden vollständig auf die Umlagezahler verlagert. Die anderen (Flexibilitäts-)Optionen des Systems sind diesem Risiko (das sich aus Brennstoff- und CO₂-Preisen, Nachfragesituation, Ausbau Erneuerbarer Energien etc. ergibt) voll ausgesetzt.
- 7. Das Erlösdauerrisiko, das heißt das Risiko, über welchen Zeitraum bestimmte Erlöshöhen belastbar realisiert werden können, ist mit Einspeisevergütungen über 20 Jahre im Rahmen des heutigen EEG weitgehend ausgeschaltet. Es wird für erneuerbar erzeugten Strom vollständig von den Umlagezahlern übernommen. Für alle anderen Optionen bleibt das Erlösdauerrisiko in vollem Umfang bestehen. Ein Standardbeispiel bilden die derzeit nicht wirtschaftlich betreibbaren, teilweise sehr neuen Erdgaskraftwerke.

→ 8. Vermarktungsrisiken, das heißt die Bindung von Kunden und die sich aus Prognose- und Fahrplanpflichten ergebenden Risiken, werden im klassischen EEG-Mechanismus auf die Übertragungsnetzbetreiber übertragen. In der mit dem EEG 2014 eingeführten Variante der verpflichtenden Direktvermarktung werden sie von den Anlagenbetreibern übernommen, aber gleichzeitig durch einen entsprechenden Aufschlag auf die mit der gleitenden Marktprämie garantierte Einspeisevergütung (über-)kompensiert und damit wiederum von den Umlagezahlern getragen. Alle Flexibilitätsoptionen (wenn auch nachfrageseitige Maßnahmen gegebenenfalls nur eingeschränkt) sind dem Vermarktungsrisiko voll ausgesetzt.

Diese orientierende Übersicht verdeutlicht, dass die beiden Segmente des Stromsystems bezüglich der Risikostrukturen durchaus durch einige Gemeinsamkeiten charakterisiert sind. In einer Gesamtsicht ist aber durch die bisher weitgehende Freistellung des erneuerbaren Segments von Erlöshöhen-, Erlösdauer- und Vermarktungsrisiken eine klare Asymmetrie erkennbar. Für begrenzte Entwicklungsphasen sind solche asymmetrischen Risikoprofile hinnehm-

bar oder sogar sinnvoll¹², langfristig können sie sich jedoch auch als problematisch oder auch (ordnungspolitisch) nicht mehr länger als bestandsfähig erweisen. Denn zumindest für die mittel- bis langfristige Perspektive ist zu berücksichtigen, dass spezifische Risiken der dargebotsabhängigen Erzeugungsoptionen auch auf die anderen Elemente des Systems ausstrahlen können: Ein überjährig schwankendes Wind- oder Solarenergieangebot hat auch wirtschaftliche Konsequenzen insbesondere für die Back-up-Kraftwerke, aber auch für die anderen Flexibilitätsoptionen, und führt zu entsprechenden Risiken. Schließlich zeigen gerade die jüngsten Erfahrungen im Bereich der Erdgaskraftwerke, dass die mit der Investitionsentscheidung vorgeprägten Betriebsstrukturen (auslegungs- und dargebotsabhängig bei Wind- und Solarenergie, betriebskostenabhängig bei Erdgaskraftwerken) mit Blick auf unvorhersehbare Schwankungen bei Brennstoff- und CO₂-Preise zu Unwägbarkeiten führen, die damit nicht notwendigerweise ein Alleinstellungsmerkmal des erneuerbaren Erzeugungssegments sind.

12 Ein Blick auf andere Märkte verdeutlicht dies: Im Prozess der Liberalisierung der Telekommunikationsmärkte ist sehr bewusst das Konzept der asymmetrischen Regulierung zu Lasten des vormaligen Monopolisten verfolgt worden.

Risikostrukturen für das erneuerbare und das konventionelle Segment des Stromsystems

Tabelle 3

	Erneuerbare Energien (klassischer EEG-Mechanismus)		Flexibilitätsoptionen (derzeitige Situation)		
	Flukturierende	Einlastbare	Backup-Kraftwerke	Lastmanagement/DSM	Speicher
makroökonomische Risiken	X	X	X	X	X
regulatorische Risiken	X	X	X	X	X
technische Risiken	(X)	(X)	(X)	X	X
Brennstoff(preis)risiken		T (Biomasse)	X		
Dargebotsrisiken	X	T (Wasserkraft)	T (revers zu Erneuerbaren)	T (revers zu Erneuerbaren)	T (revers zu Erneuerbaren)
Erlöshöhenrisiken			X	X	X
Erlösdauerrisiken			X	X	X
Vermarktungsrisiken"			X	(X)	X

Anmerkungen: X - volle Risikotragung, (X) - Risiken sind beim jeweiligen Entwicklungsstand von eher untergeordneter Bedeutung, T - Risiken müssen teilweise getragen werden bzw. sind nur teilweise von Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund stellen sich für die EEG-Reform beziehungsweise für die breiter angelegte Anpassung des Strommarktdesigns insgesamt drei grundsätzliche Fragen:

- 1. Ist es sinnvoll und notwendig, bestimmte Risiken zu sozialisieren?
- 2. Können die existierenden Risikoasymmetrien im bisher vorfindlichen Ausmaß mittel- und längerfristig beibehalten werden?
- 3. Inwieweit ist die Sozialisierung bestimmter Risiken kompatibel mit dem (ordnungspolitischen) Grundkonzept des aktuellen Marktdesigns beziehungsweise wie und wann müsste und könnte dieses Grundkonzept angepasst werden?

Alle drei Fragen sind komplexer Natur und bedürfen einer differenzierten Betrachtung. Vor allem aber können sie nicht auf sinnvolle Weise isoliert für das erneuerbare und das konventionelle Segment behandelt werden. Weiterhin sollten sie sich nicht ausschließlich auf einen möglichen Risikozuwachs im erneuerbaren Segment, sondern auch auf die Umverteilung von Risiken im konventionellen Segment beziehen.

In Bezug auf das konventionelle Segment des Stromsystems wurden mit der Debatte um Kapazitätsmärkte bereits unterschiedliche Wege zur Neustrukturierung der Risiken für dieses Segment aufgezeigt.¹³ Mit der Schaffung einer Nachfrage nach gesicherter Kapazität ist diese Neustrukturierung umso nachhaltiger, je umfassender und konsistenter das gesamte Spektrum der Flexibilitätsoptionen einbezogen wird. Die Einbeziehung von Nachfrageseite und Speichern sowie ein Fokus auf Flexibilität bilden damit eine wesentliche Voraussetzung für die langfristige Konsistenz der Veränderungen am Strommarktdesign.

Vor dem Hintergrund dieser vergleichsweise dynamischen Entwicklungen, die vor allem das konventionelle Segment

des Stromsystems betreffen, sind für die EEG-Reform die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Freistellung erneuerbarer Erzeugungsoptionen von den Vermarktungsrisiken ist in der mittel- bis längerfristigen Perspektive, insbesondere unter der Maßgabe eines liberalisierten Strommarktes, kaum zu rechtfertigen. Insofern ist der mit dem EEG 2014 vollzogene Schritt zur verpflichtenden Direktvermarktung konsistent und konsequent.
- Wenn im konventionellen Segment über die Einführung von Kapazitätsmärkten die Einkommensströme diversifiziert werden und für die Kapazitätzahlungen längerfristige Verpflichtungen zugunsten der Betreiber eingegangen werden, beschränkt sich das Erlösdauerisiko in diesem Bereich auf das Einkommen aus dem Strommengenmarkt und verbleiben Erlöshöhenrisiken in unterschiedlichem Maße für das Einkommen aus dem Strommengen- und dem Kapazitätsmarkt. Diese Veränderungen der Risikostrukturen sollten im Sinne des Abbaus von Risikoasymmetrien im Blick behalten werden.

Jenseits dieser qualitativen Überlegungen ergibt sich die Frage, welchen Einfluss die Weiterentwicklung des EEG auf die Größenordnung der Risiken haben würde. Einen geeigneten Indikator für die Bewertung von Risikoänderungen bilden die korrespondierenden Finanzierungsbedingungen, die letztlich das Ausmaß und die Struktur der Risiken widerspiegeln:

- Höhere Risiken führen im Regelfall zu höheren Anforderungen für den Anteil des Eigenkapitals.
- Die Verzinsungsansprüche für das Eigenkapital ergeben sich aus einer Vielzahl makroökonomischer Faktoren, aber auch der spezifischen Situation des Eigenkapitalgebers. Für kapitalmarktorientierte Unternehmen sind die Eigenkapitalkosten üblicherweise hoch, für andere Unternehmen oder Privatpersonen üblicherweise deutlich geringer.
- Die Verzinsungsansprüche für Fremdkapital hängen primär von makroökonomischen Faktoren wie der Geldpolitik ab. In der Regel liegen sie weit unter denen für Eigenkapital.

13 Für einen kompakten Überblick zur Entwicklung dieser Debatte vgl. Agora (2012, 2013a) sowie EWI (2012), Öko-Institut et al. (2012), Growitsch et al. (2013), Enervis et al. (2013), MVV et al. (2013).

Die Konsequenzen von Risikobewertungen für die Finanzierungskosten ergeben sich damit aus einem komplexen Wechselspiel verschiedener Einflussfaktoren. Gleichwohl können die drei genannten Faktoren zu einem robusten Finanzierungsindikator zusammengefasst werden, dem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), der als gewichtetes Mittel der Eigen- und Fremdkapitalkosten errechnet wird.

Die Tabelle 4 zeigt die spezifischen Kapitalkosten, die im EEG-Erfahrungsbericht 2011 für die Berechnung der Vergütungssätze für das EEG 2012 in Ansatz gebracht wurden. Aus dieser Gesamtschau ergibt sich eine Reihe von Erkenntnissen:

→ Das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital unterscheidet sich sehr stark zwischen den Technologien. Investitionsbereiche mit hohem technologischen Risikopotenzial sind durch hohe Eigenkapitalanforderungen (bis zu 45 Prozent) gekennzeichnet, Standardlösungen im Bereich kleiner Anlagen (Photovoltaikdachanlagen) sind offensichtlich auch mit sehr kleinen Eigenkapitalbeiträgen finanzierbar. Für kommerzielle Projekte jenseits von Photovoltaikdachanlagen und Offshore-Windkraftprojekten

ist ein Eigenkapitalanteil von 20 bis 30 Prozent erforderlich.

- Die spezifischen Kapitalkosten für das eingesetzte Eigenkapital unterscheiden sich sehr stark. Für typische kommerzielle Projekte liegen sie in der Größenordnung von zehn Prozent und damit im stromwirtschaftlich derzeit typischen (Ziel-)Bereich. Die besonders hohen Verzinsungsanforderungen für das eingesetzte Eigenkapital im Bereich der Geothermie ergeben sich vor allem aus den hohen Erkundungsrisiken, im Bereich der Photovoltaikdachanlagen ist eine Eigenkapitalverzinsung in der Größenordnung von 14 Prozent letztlich nicht erklär- beziehungsweise vertretbar.
- Die spezifischen Kapitalkosten für Fremdkapital erscheinen aus der heutigen Perspektive als hoch, die extrem hohen Verzinsungsanforderungen für Fremdkapital im Bereich von Festbiomasseanlagen sind zumindest erklärungsbedürftig. Eigenkapital für energiewirtschaftliche Projekte dürfte derzeit sowohl im privaten als auch im Bereich der Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu spezifischen Kosten in der Größenordnung von zwei bis drei Prozent verfügbar sein.

Kapitalkostenansätze für die Vergütungssätze des EEG 2012

Tabelle 4

	Gewichteter Kapitalkostensatz	Eigenkapital		Fremdkapital	
		Anteil	Kapitalkostensatz	Anteil	Kapitalkostensatz
		% (nominal) p.a.			
Onshore-Windenergie	7,13 %	25 %	12 %	75 %	5,5 %
Offshore-Windenergie	9,45 %	bis 45 %	14...15 %	ab 55 %	7 %
feste Biomasse	7,60 %	20 %	6 %	80 %	8 %
Biogas	6,16 %	20 %	10 %	80 %	5,2 %
Solarenergie (Freiflächenanlagen)	5,00 %	30 %	7 %	70 %	4 %
Solarenergie (Dachanlagen)	5,00 %	10 %	14 %	90 %	4 %
Wasserkraft	7,20 %	20...30 %	4...12 %	70...80 %	5...7 %
Geothermie	9,30 %	25 %	20 %	75 %	6 %
Klärgas, Deponiegas und Grubengas	6,95 %	30 %	11,5 %	70 %	5 %

ZSW et al. (2011), DBFZ (2011), WFG (2011), IE Leipzig et al. (2011), DWG (2011), Berechnungen des Öko-Instituts.

Diese differenzierte Analyse der Kapitalanteile und der Verzinsungsanforderungen ist vor allem mit Blick auf die entsprechenden Effekte für die gesamten Kapitalkosten von Bedeutung:

- Eine Erhöhung der Eigenkapitalanforderungen um jeweils zehn Prozent führt bei unveränderten spezifischen Eigen- und Fremdkapitalkosten zu einer Erhöhung des WACC im Regelfall (das heißt mit Ausnahme der Geothermie und der Offshore-Windkraft) um einen halben bis einen Prozentpunkt. Die Gesamtkosten der Investition steigen damit um etwa zwei bis vier Prozent, wegen der hohen Eigenkapitalanforderungen von Photovoltaik- und Geothermie-anlagen dort um etwa sieben bis acht Prozent. Würden die spezifischen Kapitalkosten von Photovoltaikdachanlagen auf sieben Prozent angepasst, so ergäbe sich auch hier ein Anstieg der Investitionskosten um zwei Prozent.
- Eine Reduktion der Fremdkapitalverzinsung auf durchweg 2,5 Prozent würde (mit Ausnahme von Offshore-Windenergie und Geothermie) zu einer Reduktion des WACC auf etwa drei bis fünf Prozent führen, die gesamten Investitionskosten würden damit um 7 bis 15 Prozent sinken. Die Ausnahme bilden hier Festbiomasseanlagen, für die außerordentlich hohe Fremdkapitalzinsen den Ausgangspunkt bilden.

Diese Übersicht zeigt, dass mit der Reduktion der Vergütungssätze in der EEG-Novelle 2014 vor allem die Überförderungen durch deutlich überhöhte Ansätze bei den spezifischen Kosten für Fremdkapital abgebaut worden sein dürften. Offen bleibt jedoch die Frage, wie mit einer Verteuerung der Kapitalbeschaffung, die bei Veränderung der makroökonomischen Rahmenbedingungen möglich ist, konzeptionell umzugehen wäre.

Wenn eine EEG-Reform zu einer Erhöhung der Risiken für Investoren und Anlagenbetreiber führt, ist davon auszugehen, dass die Einpreisung dieses Risikos bei der Kapitalbeschaffung zu einem Anstieg des WACC führt. Im ungünstigen Fall führt dies zu einer Abnahme der Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten – dies ist ein häufig

vorgebrachtes Argument gegen eine tiefgreifende Reform des EEG.

Über eine Analyse des WACC lassen sich damit zumindest prinzipiell Veränderungen der Risikostrukturen abbilden. Der Einfluss verschiedener Flankierungsmodelle für die Erneuerbaren Energien auf den WACC wird kontrovers diskutiert und hängt stark von den jeweiligen Parametrisierungsannahmen ab. Gleichwohl ist in den letzten Jahren eine ganze Reihe von Analysen vorgelegt worden, in denen die Implikationen unterschiedlicher Modelle für den WACC eingegrenzt werden:

- KEMA (2004) analysiert die im WACC gespiegelten Risikokosten bei einem Übergang von einem System handelbarer Zertifikate zu einem Einspeisetarif für Onshore-Windenergie mit 0,5 Prozentpunkten, für Biomasseprojekte mit 0,8 Prozentpunkten sowie für Offshore-Windenergie mit 0,9 Prozentpunkten.
- ISI (2007) bewertet die Risiken eines Fixprämiensystems im Vergleich zu einem Festpreissystem mit einem WACC-Zuschlag von 1,05 Prozentpunkten und Quotensystemen mit einem Zuschlag von 2,1 Prozentpunkten.
- Redpoint (2010) veranschlagt für die verringerten Risiken durch ein Festpreissystem (im Vergleich zu einem Quotensystem) eine Verringerung des WACC in einigen Fällen um bis zu 2 Prozentpunkten.
- CEPA (2011) veranschlagt für den Übergang von einem Quotensystem zu einem System mit festen Einspeisetarifen eine Reduktion des WACC von 0,4 Prozentpunkten für Onshore-Windkraft und 0,8 Prozentpunkten für Offshore-Windkraft.
- ECN (2011) schätzt die Effekte eines verminderten Risikos in einem Festpreissystem gegenüber einem Fixprämiensystem für den WACC auf bis zu 1 Prozentpunkt.
- Giebel/Breitschopf (2011) ermitteln mit einer methodisch aufwendigen Conjoint-Befragungsanalyse für den Übergang von einem Festpreissystem zu einem Fixprämiensystem für den WACC einen Risikozuschlag von 1,85 bis 2,15 Prozentpunkten.
- Frontier (2013b) kalkuliert im Bereich von Onshore-Windkraft-Investitionen einen WACC-Unterschied von

0,5 Prozentpunkten für das reduzierte Risiko bei einem Einspeisetarif im Vergleich zu einem Quotensystem.

Die Bandbreite der in verschiedenen Analysen ermittelten beziehungsweise abgeschätzten WACC-Erhöhungen ist also vergleichsweise groß. Sie liegt für den Unterschied zwischen einer Festpreisvergütung (als risikoärmstes Modell) und einem Quotenmodell (als risikoreichstes Modell) im Bereich von etwa 0,5 bis 2 Prozentpunkten. Die zusätzlichen Risiken eines Fixprämiensystems (in Reinform) werden überwiegend mit etwa der Hälfte dieses WACC-Zuschlages eingeordnet. Die real zu erwartenden Risikozuschläge für Fixprämiensysteme hängen dabei stark von der konkreten Ausgestaltung und Parametrisierung dieser Modelle ab. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass sich diese Kapitalkostenzuschläge auf ein eingeschwungenes System beziehen. In Übergangsphasen können sich erfahrungsgemäß höhere Zuschläge ergeben, bis alle Marktakteure ausreichend Erfahrungen mit den neuen Finanzierungsmechanismen gesammelt haben, sich der Wettbewerb im Bereich der Finanzierung auch in den Finanzierungskosten niederschlägt, das heißt, sich die Geschäftsbereichszuordnung in den Finanzierungsinstitutionen (bei Erneuerbaren Energien heute eher im Bereich regulierter Märkte, zukünftig eher in anderen Geschäftsbereichen) neu eingependelt hat.

Diese Risikozuschläge für den WACC resultieren in höheren Finanzierungskosten. Bei Abschreibungszeiten von 15 Jahren ergeben sich aus einer Erhöhung des WACC um einen Prozentpunkt etwa um sechs bis sieben Prozent erhöhte Finanzierungskosten. Bei einer Abschreibung über 20 Jahre steigen die Finanzierungskosten bei einem WACC-Zuschlag von einem Prozentpunkt um acht bis neun Prozent. Unter Maßgabe der (sehr konservativen) Annahme, dass sich entsprechende WACC-Zuschläge für das erhöhte Risiko voll in den Systemkosten für die Verbraucher niederschlagen, so müssten

→ für Quotensysteme bei WACC-Erhöhungen um einen bis zwei Prozentpunkte zusätzliche Finanzierungskosten von etwa 6 bis 18 Prozent sowie

→ für idealtypische Fixprämiensysteme bei einer Zunahme des WACC um einen halben bis einen Prozentpunkt zusätzliche Finanzierungskosten von etwa 3 bis 9 Prozent

durch Effizienzgewinne an anderer Stelle kompensiert werden, um die Verbraucher zumindest kostenneutral zu stellen.

Allerdings müssen die genannten WACC-Zuschläge für eine realweltliche Einordnung auch in den Kontext anderer Risiken beziehungsweise Unsicherheiten gestellt werden. So liegt die Bandbreite der akteursabhängigen Kapitalkosten heute durchaus bei plus/minus zwei Prozentpunkten, dies bei einem derzeit vergleichsweise breit verwendeten Mittelwert von circa 6,5 Prozent (real) für Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien. Der obere Bandbreitenwert charakterisiert eher kapitalmarktgetriebene Unternehmen, der untere Wert ist eher für private Akteure repräsentativ.

Veränderungen des WACC sollten darüber hinaus mit Blick auf die unterliegenden makroökonomischen Trends eingeordnet werden. Abbildung 9 verdeutlicht dies am Beispiel der Renditen deutscher Staatsanleihen mit einer zehnjährigen Restlaufzeit. Die Rückschau auf die nominalen wie auch die inflationsbereinigten Renditen über die letzten zwei Dekaden (also etwa die Betriebsperspektive vieler Regenerativkraftwerke) zeigt hier massive Ertragsveränderungen von teilweise mehr als fünf Prozentpunkten, allein für die letzten Jahre sind hier Entlastungen von mehr als zwei Prozentpunkten zu konstatieren. Diese Unsicherheiten bei den aus makroökonomischen Entwicklungen resultierenden Be- oder Entlastungen bei der Finanzierung sollten bei der Einordnung der oben genannten Risikobewertung mit berücksichtigt werden.

Bedenken über einen Anstieg der Finanzierungskosten durch eine Reform des EEG sind damit insgesamt zwar grundsätzlich berechtigt, müssen aber im Kontext gesehen werden. Einerseits kommt eine Vielzahl von Analysen zu dem Schluss, dass eine Veränderung der Risikostrukturen durch eine Reform des EEG zu einem Anstieg der Finanzierungskosten führen kann. Andererseits ist die Höhe der zusätzlichen Finanzierungskosten in erheblichem Maße von der konkreten Ausgestaltung der Modelle abhängig. Zudem

Nominale und inflationsbereinigte Renditen von Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren, 1970 bis 2014

Abbildung 9



Deutsche Bundesbank, Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

liegt der Anstieg teilweise in derselben Größenordnung wie die akteursabhängige Bandbreite der Verzinsungserwartungen und die empirisch beobachteten Schwankungen bei den Finanzkosten als Folge der Geldpolitik. Nicht zuletzt müssen – aus Verbrauchersicht – die möglicherweise erhöhten Finanzierungskosten in den Kontext der über die entsprechenden Mechanismen im Gesamtsystem erzielbaren Kostensenkungen gestellt werden.

Als Gesamtergebnis lässt sich also festhalten: Wenn mit einem bestimmten Reformmodell im Gesamtsystem gewisse Kosteneinsparungen erzielt werden können und diese größer sind als die zusätzlichen Kapitalkosten, dann würde das Reformmodell aus Verbrauchersicht zu einer geringeren Belastung führen. Mit Blick auf die grob abgeschätzte Größenordnung der Kosteneinsparungen durch systemdienliche Auslegung und systemdienlichen Betrieb in der Größen-

ordnung von fünf bis zehn Prozent (Abschnitt 2.4.1) wäre also eine Erhöhung des spezifischen Kapitalkostensatzes um einen halben bis etwas über einen Prozentpunkt vertretbar. Wenn die spezifischen Kapitalkosten durch den Reformansatz um deutlich mehr als 1,5 Prozentpunkte steigen würden, ohne dass durch die Reform an anderer Stelle Kosten (zum Beispiel für Flexibilitätsoptionen) eingespart würden, entsprächen diese Nettozusatzkosten gegebenenfalls dem Preis der Durchsetzung ordnungspolitischer Prinzipien und wären politisch entsprechend zu vertreten.

2.4.3 Unterstützung von Bürgerenergie als neue Anforderung

Im Diskurs um die Weiterentwicklungen des EEG spielt die Frage der Folgen unterschiedlicher Konzepte (oder jeglicher Reform an sich) für die sogenannte Bürgerenergie eine große Rolle (LUL/Nestle 2014, IZES et al. 2013, IZES 2014a).

Begriff und Abgrenzung des Konzeptes der Bürgerenergie bleiben dabei oft unscharf. Im Folgenden wird daher auf eine Abgrenzung von LUL/trend:research (2013) zurückgegriffen, das unter allen verwendeten Konzepten als analytisch am meisten durchdrungen erscheint. Unter Bürgerenergie werden dabei Projekte subsumiert, die die folgenden Kriterien erfüllen (LUL/trend:research 2013, S. 28):

- Es handelt sich um Privatpersonen und/oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen beziehungsweise juristische Personen (außer Großkonzerne), die einzeln oder gemeinsam in Energieanlagen investieren (Akteursgruppen-Abgrenzung).
- Es handelt sich um eine mit hinreichend Stimm- und Kontrollrechten ausgestattete finanzielle Beteiligung mit Eigenkapital, die eine Steuerung der Projekte durch die Bürgerinnen und Bürger ermöglicht (Beteiligungsformen-Kriterium).
- Die beteiligten Bürgerinnen und Bürger halten mindestens 50 Prozent der Stimmrechte (Beteiligungsquoten-Kriterium).

→ Die investierenden Mitglieder der Gesellschaft kommen aus beziehungsweise sind ansässig in einer Region¹⁴, wobei hinsichtlich der Grenzen einer Region auf gemeinsame Identitätsbildungsprozesse verwiesen sei (Regionalitäts-Kriterium).

Als Bürgerenergie im engeren Sinne werden mit Blick auf diese Kriterien Projektformen bezeichnet, bei denen die Beteiligungsquote der Bürgerinnen und Bürger über 50 Prozent liegt und ein hoher Regionalitätsbezug existiert. Liegt die Beteiligungsquote unter 50 Prozent und/oder ist der Regionalitätsbezug nur noch locker oder nicht mehr gegeben, wird von Bürgerenergie im weiteren Sinne gesprochen (LuL/trend:research 2013, S. 29).

14 „Region wird hier als subnationale Einheit, wohl auch – abgesehen von den Stadtstaaten – als eine kleinere Einheit als ein Bundesland verstanden. Die gemeinsame Identität kann dabei allerdings Grenzen von Bundesländern übergreifen.“ (LuL/trend:research 2013, S. 28)

Eigentümer- und Investitionsstrukturen für Stromerzeugungsoptionen auf Basis Bioenergie, Photovoltaik und Onshore-Windkraft, 2012

Tabelle 5

	Installierte Leistung (2012)			Investitionen (2012)		
	Bioenergie	Fotovoltaik	Onshore-Windkraft	Bioenergie	Photovoltaik	Onshore-Windkraft
	MW			Mio. €		
Energieversorger	1.073	1.130	3.147	142,0	695,0	851,7
institutionelle und strategische Investoren	1.784	15.704	12.160	344,4	8.529,0	1.047,2
Bürgerenergie im weiteren Sinne	6.088	15.551	15.547	440,1	4.031,0	667,7
Einzeleigentümer	6.062	14.988	1.295	370,4	3.908,0	112,7
Bürgerenergiegesellschaften	11	312	6.301	42,0	55,0	245,4
Bürgerbeteiligungen (überregional, Minderheitsbeteiligung)	15	251	7.951	27,7	68,0	309,6
Nachr.: Landwirtschaft*	2.130	5.540	600	385,0	1.830,0	85,0
Einzellandwirte	1.640	4.500	330	290,0	1.500,0	45,0
kleine Personengesellschaften/juristische Personen	410	1.000	220	80,0	315,0	30,0
Agrarkonzerne	80	40	50	15,0	15,0	10,0

Anmerkung: *Die Daten für die Landwirtschaft wurden grafisch ermittelt

LuL/trend:research (2013)

Auf der Basis dieser definatorischen Abgrenzungen wurden von LuL/trend:research (2013) Eigentümer- und Investitionsstrukturen erhoben, die in Tabelle 5 zusammengefasst sind.

Die Übersicht macht deutlich, dass die Beteiligungsstrukturen sich sehr deutlich nach Energieträgern unterscheiden:

- Die Anlagen befinden sich mit Blick auf die Erzeugungslleistung zu Anteilen von etwa 50 bis 70 Prozent in der Eigentümerschaft von Akteuren, die zumindest im weiteren Sinne der Bürgerenergie zugerechnet werden können.
- Bioenergieanlagen (Bürgerenergieanteil von knapp 70 Prozent) befinden sich dabei ganz überwiegend im Besitz von Einzeleigentümern, wobei über ein Drittel davon auf kleinere landwirtschaftliche Betriebe entfällt.¹⁵
- Eine sehr ähnliche Struktur findet sich bei Photovoltaikprojekten (überwiegend im Besitz von Einzeleigentümern, davon wiederum mehr als ein Drittel aus der Landwirtschaft), wobei der Anteil der Bürgerenergie (circa 50 Prozent) hier kleiner ist als bei Bioenergieanlagen. Dies ergibt sich vor allem aus dem bei Photovoltaik deutlich größeren Anteil strategischer und institutioneller Investoren.
- Eine gänzlich andere Struktur ergibt sich für Onshore-Windkraft-Projekte (Bürgerenergieanteil von 50 Prozent). Hier entfällt nur ein Anteil von 4 Prozent auf Einzeleigentümer. Vom verbleibenden Teil der Bürgerenergie entfällt ein Anteil von 20 Prozent auf andere Projektformen, die der Bürgerenergie im engeren Sinne zugerechnet werden können. Etwa 26 Prozent sind der Bürgerenergie in ihrer weiten Abgrenzung zuzurechnen. Die Landwirtschaft spielt hier nur eine untergeordnete Rolle, aber profitiert auf anderem Wege vom Ausbau der Onshore-Windkraft (vor allem über die Realisierung von Verpachtungserlösen).

15 Die Landwirtschaft spielt hier eine besondere Rolle, da die über 20 Jahre zugesicherten Vergütungszahlungen für Biomassestromerzeugung für die Landwirte letztlich eine Absatzgarantie für ihre Produktion bilden und somit als Hedging-Produkt angesehen werden können. Damit kann die Förderung der Biomassestromerzeugung im Kontext der Landwirtschaft durchaus auch als Facette einer landwirtschaftlichen Flankierungspolitik eingeordnet werden und wäre die Bewertung als Bürgerenergie entsprechend zu relativieren.

Die entsprechende Investitionsverteilung für das Jahr 2012 spiegelt einerseits die über die Zeit entstandenen Eigentümerstrukturen, zeigt aber auch, dass die Investitionen von Energieversorgern sowie strategischen und institutionellen Investoren am aktuellen Rand erheblich zugenommen haben, was sich auch in den entsprechenden Investitionsstrukturen widerspiegelt (für Energieversorger mit einem Schwerpunkt in der Windenergie, für institutionelle und strategische Investoren eher im Photovoltaikbereich).

Bürgerenergie – in der engeren wie auch der weiteren Abgrenzung – spielt damit im Bereich der regenerativen Stromerzeugung eine wichtige Rolle. Eine besondere strategische Bedeutung der Bürgerenergie ergibt vor allem aus drei Perspektiven:

- Mit Bürgerenergie (in der engeren wie auch der weiteren Abgrenzung) sind neue Quellen für die Projektfinanzierung erschlossen worden, die Finanzierungsbasis für den Umbau des Stromsystems ist deutlich erweitert worden.
- Mit Bürgerenergie (in der engeren wie auch der weiteren Abgrenzung) wird ökonomische Teilhabe ermöglicht, die letztlich auch zur (politischen) Stabilisierung der Energiewende beiträgt.
- Mit der Bürgerenergie (hier jedoch wohl eher nur in der engeren Abgrenzung) kann die lokale Akzeptanz für Projekte der regenerativen Stromerzeugung erhöht und die entsprechenden 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, die letztlich aus der fehlenden Spezialisierung der entsprechenden Akteure auf das Energiegeschäft resultieren, stehen bei Bürgerenergieprojekten zumindest in der engen Abgrenzung einige komparative Vorteile gegenüber:

- Mit Blick auf die vergleichsweise gute Eigenkapitalausstattung vieler Bürgerenergieprojekte und auf die im Vergleich zu spezialisierten kommerziellen Energieunternehmen oder strategischen beziehungsweise institutionellen Investoren eher 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 Finanzie-

rungskonditionen liegen. Bürgerenergieprojekte haben hier auch längerfristig erhebliche komparative Vorteile.

- Auch im Bereich der örtlichen Akzeptanz und der damit verbundenen Vorlauftrisiken 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 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 oder es muss ein diesbezüglich adäquater Handlungsdruck erzeugt werden.

Beide Anforderungen sind in der Summe wahrscheinlich erheblich wichtiger als leichte Verschiebungen der Finanzierungsbedingungen (vgl. Abschnitt 2.4.2).

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 zunehmenden Strommarktintegration), sondern auch der Risikoabbau (beispielsweise in Bezug auf das Wind- und Solardargebot) und damit die Nettoveränderungen der Risiken berücksichtigt werden.

2.5 Ausgangspunkte für das Reformmodell

2.5.1 Was kann und sollte eine weitergehende EEG-Reform leisten?

Die Entwicklung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien ist durch einen anhaltenden Prozess allmählicher Veränderungen geprägt. Die aktuelle EEG-Novelle 2014 ist ein weiterer, eher inkrementeller Schritt in dieser Entwicklung, der vor allem durch die Einführung erster Mengensteuerungsansätze und den Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung mit dem Mechanismus der gleitenden Marktprämie charakterisiert ist. Gleichwohl verbleiben erhebliche Herausforderungen für die weitere Umgestaltung des Stromsystems, bei der auch zunehmend sehr unterschiedliche Zeithorizonte in Betracht gezogen werden müssen. Dabei gewinnt gerade die mittel- und längerfristige Perspektive zunehmend an Brisanz, die durch fünf wesentliche Aspekte geprägt ist:

- signifikante Aufkommensanteile der Erzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung;
- zeitweise, jedoch zunehmend, dominierende Anteile der Erneuerbaren Energien an der Lastdeckung;
- die wachsende Bedeutung systemdienlicher Betriebs- und Auslegungsentscheidungen für den Flexibilitätsbedarf, das Flexibilitätsangebot und damit die Integrationskosten;
- die Langlebigkeit des Kapitalstocks und die bei entsprechend langfristig zugesagten Zahlungsmechanismen ebenfalls lange Wirkungsdauer der entsprechend verankerten Anreizsysteme;

- die Notwendigkeit, auch die Komplementärsegmente eines von regenerativen Erzeugungsoptionen dominierten Stromsystems (Back-up-Kraftwerke, Nachfrageflexibilität, Speicher) konsistent im Blick zu behalten.

Gerade angesichts der sich daraus ergebenden Vorlaufzeiten und Trägheiten des Systems können damit zumindest einige Veränderungen des Flankierungsrahmens nicht mehr beliebig lange hinausgezögert werden. Insgesamt wird sich eine Weiterentwicklung in die umfassendere Reformagenda zur Neugestaltung der ökonomischen Arrangements im Stromsektor einfügen müssen, mit der eine nachhaltige ökonomische Basis für das Stromsystem geschaffen werden muss und die sowohl die Refinanzierbarkeit von Investitionen als auch die Koordination des Systems über Preissignale sicherstellen sollte. Diese eher langfristige, jedoch gerade deswegen nicht vernachlässigbare Perspektive wird vor allem im politischen Prozess durch vergleichsweise kurzfristige Problemlagen und Fragestellungen sowie ordnungspolitische Grundüberzeugungen kontrastiert. Weitere Reformen des EEG werden die entsprechenden Spannungsfelder gezielt berücksichtigen müssen. Vor diesem Hintergrund sollte die Diskussion vor allem die folgenden Aspekte in Betracht ziehen:

- Das Reformvorhaben sollte die explizite Zielstellung verfolgen, die kurz-, mittel- und langfristigen Ausbauziele für den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland zu erreichen, die für die sinnvolle und notwendige Dekarbonisierung des Energiesystems unverzichtbar sind. Alle Reformvorschläge sollten einerseits daraufhin überprüft werden, ob sie mit den Langfristzielen (also sehr hohe Erzeugungsanteile Erneuerbarer Energien) konsistent sind. Andererseits muss auch sichergestellt sein, dass sie Lernerfahrungen mit Blick auf die langfristigen Entwicklungen und Erfordernisse ermöglichen, explizit auf diese Bezug nehmen und Weiterentwicklungsperspektiven eröffnen.
- Die Reform sollte sich insbesondere hinsichtlich der sinnvollen Technologiebandbreite und der notwendigen Innovationsvorleistungen klar an den Langfristzielen ausrichten, um einen stetigen Transformationsprozess abzusichern.

- So wichtig die Entwicklung der kurzfristigen Kosteneffekte ist: Eine allein darauf fixierte Reform des EEG kann mittel- und langfristig zu einer erheblichen Steigerung der Integrationskosten führen. Es wird eine Balance zwischen kurzfristigen und langfristigen Kosteneffekten gefunden werden müssen.
- Im Zuge der Kostenabwägung ist eine Fixierung auf die EEG-Umlage nicht zielführend (Öko-Institut 2014a+b), da diese wegen ihrer Interaktionen mit dem Großhandelsstrompreis weder die (kurzfristigen) Kosteneffekte sinnvoll abbildet noch die Systemkosten insgesamt in den Blick nimmt. Darüber hinaus beinhaltet sie einen signifikanten Anteil von Kosten für Innovationsvorleistungen¹⁶. Diese sollten getrennt von der Finanzierungssicherung für weit fortgeschrittene Stromerzeugungsoptionen betrachtet werden, da letztere derzeit den Löwenanteil der regenerativen Stromerzeugung erbringen und auch in Zukunft erbringen sollten. Auch beinhaltet die EEG-Umlage in erheblichem Maße Umverteilungseffekte, die einer gesonderten Betrachtung und Bewertung beziehungsweise Reformierung bedürfen. Ohnehin sind die Möglichkeiten zur Beeinflussung der EEG-Umlage in der kürzeren Frist insgesamt deutlich begrenzt – zumindest wenn sie nicht mit längerfristig deutlich höheren Kosten einhergehen sollen.
- Hinsichtlich der Kostenfragen sollten insbesondere die zukünftigen Integrationskosten berücksichtigt werden, die auch durch die in den nächsten ein bis zwei Dekaden anstehenden Investitionen und die damit verbundenen Anreizmechanismen vorgeprägt werden. Investoren und Betreiber von Regenerativkraftwerken sollten rechtzeitig und in ausreichendem Umfang Anreize erhalten, ihre Anlagen möglichst systemdienlich auszulegen und zu betreiben.
- Gerade im Kontext der mittel- und langfristigen Integrationskosten sollte auch die Frage der Risiken bewertet werden, denen Betreiber von Regenerativkraftwerken zukünftig ausgesetzt werden könnten. Erhöhte Risiken können zwar zu erhöhten Finanzierungskosten führen.
- Wenn jedoch dadurch an anderer Stelle im System Kosten oder Kostenzuwächse abgedämpft werden, können sie sich als durchaus akzeptabel erweisen. Eine quantitative Betrachtung der potenziellen Risikokosten zeigt auch, dass diese sich für schrittweise Reformen durchaus in Größenordnungen liegen, die mit Blick auf andere Risikofaktoren als vertretbar erscheinen.
- Ungeachtet dessen werden die derzeitigen Risikoasymmetrien zwischen regenerativen Erzeugungsoptionen und Flexibilitätsoptionen (Back-up-Kraftwerke, Nachfrageflexibilität, Speicher) kaum längerfristig Bestand haben können. Dies wird in der weiterführenden Reform des EEG, aber auch in der übergreifenden Reform des Marktdesigns zu berücksichtigen sein. Letztlich wird die Angleichung der Risiken zwischen den erneuerbaren Erzeugungsoptionen und den Komplementärsegmenten des zukünftigen Stromsystems angestrebt werden müssen.
- Um den Risikozuwachs beziehungsweise die erhöhten Finanzierungskosten adäquat einschätzen beziehungsweise begrenzen zu können, bedarf es jedoch einer Gesamtsicht auf gleichbleibende, zuwachsende und gegebenenfalls auch abnehmende Risiken, aber auch eines Übergangsprozesses, der Lern- und Wettbewerbseffekte im Bereich der Finanzierung ermöglicht.
- Für die Ausgestaltung des zukünftigen Flankierungsrahmens sollte ein Perspektivwechsel von einem Förderinstrument mit sehr weitgehender Differenzierung und Diversität der Regelungen (bis zum Mikromanagement) hin zur (schrittweisen) Schaffung eines adäquaten Marktdesigns mit stärkeren Makrosteuerungsansätzen vollzogen werden. Das langfristige Ziel ist die Schaffung von konsistenten, systemweit und längerfristig angelegten Koordinations- und Finanzierungsmechanismen sowie das strukturelle Zusammenführen der Flankierungsmaßnahmen für die regenerative Stromerzeugung und die langfristig unverzichtbaren Flexibilitätsoptionen.
- Jenseits dieser explizit zukunftsgerichteten Aspekte muss berücksichtigt werden, dass sowohl der bisher aufgebaute Kapitalstock im Bereich der regenerativen Stromerzeugung als auch die mit den entsprechenden langfristigen Förderzahlungen im System verankerten Anreizmechanismen das Gesamtsystem der Stromerzeugung noch für einen längeren Zeitraum maßgeblich prägen werden.

¹⁶ In der Vergangenheit betraf dies vor allem die Photovoltaik. Zukünftig werden vor allem für Offshore-Windkraft Innovationskosten zu tragen sein.

- Darüber hinaus ist zu würdigen, dass die Orientierung des Flankierungssystems für die regenerative Stromerzeugung in langfristig robuste Strukturen eines neuen Marktdesigns elementar vom Vertrauen in diese Strukturen beziehungsweise in den Übergangsprozess in Richtung dieser Strukturen abhängt. Einen wichtigen Testfall für die Belastbarkeit dieser Vertrauensannahme bildet dabei der Umgang mit den in der Vergangenheit eingegangenen Verpflichtungen aus dem bisher geltenden EEG. Wenn hier der Vertrauensschutz nicht gewahrt bleibt, kann kaum davon ausgegangen werden, dass der für die zukünftige Ausrichtung des EEG notwendige Vertrauensvorschuss gewährleistet ist.
- In politischer Hinsicht sollte neben dem Übergang zu einer eher marktdesign-orientierten Perspektive auch die Gewährleistung einer breiten Beteiligung am Umbau der Stromversorgung als wesentliche Leitplanke bewusst verfolgt werden. Hierbei sind weniger Finanzierungsfragen als die Gewährleistung möglichst einfacher und transparenter Regelungen sowie die Vermeidung langer Vorlaufzeiten mit erheblicher Kapitalbindung von besonderer Bedeutung.

Nur unter Berücksichtigung dieses vergleichsweise breiten Horizonts von Herausforderungen und Handlungsoptionen wird eine Reform des EEG gelingen können, die einerseits anschlussfähig zum bisherigen System bleibt, gleichzeitig aber einen maßgeblichen Schritt in Richtung eines zukünftigen Marktdesigns geht und dabei auf einem Pfad bleibt, der die Erreichung der mittel- und langfristigen Aus- und Umbauziele für das Stromsystem sichert.

2.5.2 Prämissen des Reformmodells

Jegliche Reform des EEG wird sehr maßgeblich von einer letztlich politisch vorzunehmenden Bewertung der Prämissen und einiger, auch wissenschaftlicher, Grundüberzeugungen abhängen, die dafür jedoch transparent und dem politischen Prozess zugänglich gemacht werden müssen. Je transparenter diese Grundüberzeugungen und die daraus abgeleiteten Prämissen und Umsetzungskonzepte sind, desto diskursfähiger sind letztlich die darauf basierenden Modelle und als umso robuster können sich die abgeleiteten Lösungen erweisen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich die nachfolgend beschriebenen Prämissen vor allem aus grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Herausforderungen beziehungsweise Erwägungen, die in den vorstehenden Abschnitten skizziert wurden. Darüber hinaus werden aktuell beobachtbare energiepolitische Trends berücksichtigt; insbesondere wird aber versucht, die verschiedenen Facetten der Herausforderungen für eine Weiterentwicklung des EEG miteinander zu verknüpfen.

Prämisse 1: Das Grundmodell des EEG stößt auch nach der Novelle 2014 an seine Grenzen.

Nachdem die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 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. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche der oben genannten Kernelemente des heutigen EEG einer Anpassung bedürfen. Hier sind insbesondere von Bedeutung:

- erstens der Blick auf die notwendigen Koordinationsprozesse mit dem konventionellen Teil des Stromversorgungssystems (das heißt konventionelle Kraftwerke, aber auch nachfrageseitige Flexibilität und Speicheroptionen) im Bereich der Stromerzeugung, aber – mit wachsender Relevanz – auch im Bereich der Systemdienstleistungen;
- zweitens der Blick auf die notwendigen Optimierungsprozesse zwischen den erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen, auch und besonders mit dem Blick auf systemdienliche Auslegung und systemdienlichen Betrieb der Regenerativkraftwerke;
- drittens der Blick auf die Einbettung der Erneuerbaren Energien in einen Strommarkt, der seit nunmehr 15 Jahren liberalisiert und zunehmend grenzüberschreitend integriert ist.

Die Kombination von Abnahmegarantie mit statischen, kostenorientierten Garantiepreisen im klassischen EEG-Modell konnte – vor allem in der mittel- und längerfristigen Perspektive – die notwendige Koordination regenerativer Stromerzeugung mit dem konventionellen Segment des Stromsystems nicht ausreichend sicherstellen, auch wenn im Rahmen des EEG einige Versuche unternommen wurden (Flexibilitätsboni etc.), zumindest einige gravierende Fehlsteuerungen zu beheben. Mit dem EEG 2014 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.

Für eine Integration des erneuerbaren und des konventionellen Segments sind daher bereits in der anstehenden Dekade deutliche Veränderungen des Flankierungsinstrumentariums für die Erneuerbaren Energien unausweichlich. Zugleich muss auch der Rahmen für den konventionellen Strommarkt weiterentwickelt werden, damit fossile Kraftwerke, Speicher und nachfrageseitige Optionen die Erneuerbaren Energien optimal ergänzen können. Für die Optimierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien untereinander entsteht jedoch ein unabweisbarer Handlungsbedarf wahrscheinlich erst jenseits der nächsten zehn Jahre. Daher muss diese Thematik bei der aktuellen Diskussion nicht im Vordergrund stehen. Insgesamt resultiert dennoch aus der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit einer qualitativ und quantitativ anderen Koordination und Optimierung der konventionellen und erneuerbaren Technologien zur Stromerzeugung ein klarer Veränderungsbedarf für das derzeitige EEG, bei dem zumindest einzelne Elemente schon kurzfristig zum Tragen kommen müssen.

Neben den genannten energiewirtschaftlichen Aspekten (aus einer eher nationalen Perspektive) ist darauf hinzu-

weisen, dass das Fördermodell des heutigen EEG nur sehr eingeschränkt mit dem liberalisierten Strommarkt und den in diesem Kontext über kurz oder lang erwartbaren europapolitischen beziehungsweise europarechtlichen Anforderungen kompatibel sind. Ob und vor allem wann sich hier politisch oder rechtlich relevante Herausforderungen ergeben, die Veränderungen im Förder- und Flankierungssystem für Erneuerbare Energien erzwingen würden, ist im Lichte der aktuellen Entwicklungen nur schwer vorherzusehen und hängt von einer Vielzahl gesamt- und energiepolitischer sowie rechtlicher Entwicklungen beziehungsweise der diesbezüglichen Bewertungen und Einschätzungen ab. Gleichwohl gibt es einige grundsätzliche Überlegungen, auf deren Grundlage erhebliche europarechtliche und liberalisierungspolitische Herausforderungen erwartet werden können:

- Beihilferechtliche Fragestellungen sind für das EEG und seine Vorläuferregelung stets von hoher Relevanz gewesen. Ob und wie lange sich die Position halten lässt, dass zentrale Regelungen des EEG nicht unter die EU-rechtliche Definition von Beihilfen fallen, ist ungewiss. Gleiches gilt für Anforderungen, die mit den zunächst bis 2020 geltenden EU-Leitlinien für die Bewertung etwaiger Beihilfetatbestände gesetzt werden, wobei für den Zeitraum nach 2020 weitere Verschärfungen erwartet werden können. Die Ausrichtung der aktuell in Kraft gesetzten Regelungen (EC 2014) zu dieser Fragestellung zeigen aber auch, dass sich gegebenenfalls Beihilfen für die Marktintegration von umweltentlastenden Technologien leichter rechtfertigen lassen als Beihilfen, die die einschlägigen Produktionsanlagen komplett außerhalb des Marktes stellen. Gleiches gilt für die Bewertung von klar als Investitionsbeihilfen angelegten Finanzierungsmechanismen im Vergleich zu Betriebskostenbeihilfen.
- Daneben wird sich über kurz oder lang unvermeidlich die (politische und rechtliche) Frage stellen, ob in einem liberalisierten Strommarkt das dem EEG weiterhin zugrunde liegende Kostenerstattungsprinzip aufrechterhalten werden kann, wenn dieses Prinzip einerseits für relevante und schnell weiter wachsende Anteile des Stromaufkommens zum Tragen kommt, zugleich aber bei anderen Systemkomponenten (Back-up-Kraftwerke, nachfrageseitige

Flexibilitätsoptionen, Speicher etc.) erhebliche Marktrisiken getragen werden müssen.

→ In einem Strombinnenmarkt mit dem klaren Ziel einer grenzüberschreitenden Integration wird zumindest ein Mindestmaß an Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in die grenzüberschreitend angelegten Strommarktelemente ermöglicht werden müssen. Dies gilt weitgehend unabhängig davon, welches Strommarktdesign sich letztlich herausbilden wird.

Wann und mit welcher Stringenz sich diese energiepolitischen und –rechtlichen Herausforderungen konkret materialisieren werden, ist und bleibt spekulativ. Mit Blick auf die in den aktuellen Richtlinien für Beihilfen im Bereich Umweltschutz und Energie (EC 2014) erkennbaren strategischen Ausrichtungen wird auch weiterhin erheblicher Handlungsbedarf bestehen bleiben. Vor diesem Hintergrund sollten die genannten Aspekte bereits in den zeitnah verfolgten Reformschritten für das EEG Berücksichtigung finden, um die gegebenenfalls erforderlichen Anpassungsprozesse so reibungsarm wie möglich beziehungsweise mit einem Minimum an Brüchen gestalten zu können. Insbesondere gilt dies für diejenigen Elemente einer EEG-Reform, welche für die systemdienliche Integration der Erneuerbaren Energien ohnehin notwendig erscheinen.

Prämisse 2:

Die Vorteile des bisherigen EEG sollen – soweit wie möglich – erhalten bleiben.

Die notwendige Reform des EEG wird aus verschiedenen Gründen als sukzessiver, aber gleichzeitig längerfristigen strategischen Linien folgender Prozess gestaltet werden müssen. Einen wesentlichen Aspekt bildet dabei die Erhaltung einiger zentraler Errungenschaften des derzeitigen EEG:

→ die Erhaltung eines robusten Ausbaupfades für die Erneuerbaren Energien ohne größere Verunsicherungsphasen;

→ die Erhaltung der Vielfalt von (neuen) Investoren, Betreibern und Finanzierungsinstitutionen für dieses Teilsegment der Stromversorgung, die eine ökonomische Teilhabe vieler Akteure am Ausbau der Erneuerbaren Energie ermöglicht und die gesellschaftliche Akzeptanz erhöht;

→ die Erhaltung eines adäquaten Risikoprofils für Investoren, das bisher durch die Eingrenzung der Erlösdauer-, Erlöshöhen- und der Vermarktungsrisiken (siehe Abschnitt 2.4.2) gesichert wurde;

→ die Erhaltung nicht unerheblicher Innovationsanreize durch die Schaffung eines Leitmarktes mit hinreichend großer Nachfrage.

Ein reformiertes EEG wird diese Errungenschaften, die teilweise mit anderweitigen Nachteilen oder zukünftigen Risiken für das Gesamtsystem verbunden sind, nicht in ganzer Breite erhalten können. Dort, wo sinnvoll möglich, beispielsweise durch eine geeignete Abfolge bestimmter Reformschritte, sollten diese Errungenschaften jedoch stets im Blick behalten werden. Dies gilt insbesondere für die Begrenzung des Gesamtrisikos der Investoren auf ein Maß, das die ökonomische Teilhabe am Umbau des Stromsystems weiterhin auf eine breite Basis stellt, sowie die Sicherung einer angemessenen Technologiebandbreite, die innovationspolitisch und im Hinblick auf die Entwicklung der Stromnetze und von Flexibilitätsoptionen bedeutsam ist.

Prämisse 3:

Preissignale sollen eine wichtige Rolle spielen.

Das zukünftige Stromversorgungssystem wird, anders als bisher, durch eine hohe Zahl von Erzeugungs- und Speichieranlagen sowie in der Perspektive durch eine zunehmende Zahl von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen gekennzeichnet sein. Bereits heute, bei einem Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Stromaufkommen von über 25 Prozent, werden insgesamt etwa 1,5 Millionen Stromerzeugungsanlagen betrieben. Diese hohe Zahl von Anlagen lässt sich zwar einer überschaubaren Anzahl von Technologieclustern zuordnen, die konkreten Einsatz- und Standortbedingungen technischer, geografischer, meteorologischer beziehungsweise wirtschaftlicher Art variieren jedoch erheblich. Zukünftig wird sich diese Vielfalt noch deutlich erhöhen. Auch wenn für Teilbereiche der notwendigen Koordination durchaus auch regulative Ansätze vorstellbar sind (von Hoch- und Niedrigtarifzonen für Einspeisevergütungen bis hin zu Verboten für bestimmte Anlagenkonfigurationen), kann ein solches Stromsystem mit seinen viel-

fältigen Einflussgrößen und Wechselwirkungen zumindest in Bezug auf Entscheidungen über die Betriebsweise der Erneuerbare-Energien-Anlagen letztlich nur auf der Basis von Preissignalen aus wettbewerblichen Prozessen effektiv und effizient koordiniert werden.

Dabei ist es im Grundsatz nicht von Belang, dass sich die über den Strommengen- (*Energy-only*-)Markt erzeugten Preissignale derzeit vor allem auf Basis der Betriebskosten von fossilen Kraftwerken herausbilden. Auch in einem mehr oder weniger vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Strommarkt werden letztlich alle Betriebsentscheidungen auf der Basis kurzfristiger Grenzkosten getroffen, und somit wird sich gegebenenfalls die Nachfrage (auch) auf dieser Basis anpassen. Dies gilt in jedem Fall für einlastbare Erzeugungsanlagen im Bereich der Erneuerbaren Energien (Biomasse, Wasserkraft, Geothermie), aber in letzter Konsequenz auch für dargebotsabhängige Windkraft- und Solarstromanlagen, deren Erzeugung bei fehlender Nachfrage (aus dem – gegebenenfalls deutlich flexibilisierten – Endverbrauch oder aus Speicheranlagen) überflüssig wird. Nicht zuletzt werden perspektivisch Erneuerbare Energien auch eine wesentliche Rolle in den Systemdienstleistungsmärkten spielen und spielen müssen. Die Optimierung des Betriebsregimes zwischen dem Strommengenmarkt und den für Erneuerbare Energien und andere Flexibilitätsoptionen konsequent geöffneten Systemdienstleistungsmärkten wird letztlich nur auf Basis möglichst unverzerrter Preissignale umgesetzt werden können.

Bereits auf der Grundlage derartiger qualitativer Überlegungen wird deutlich, dass die Preissignale des Strommengenmarktes auch für Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien zumindest für die Einsatzoptimierung (das heißt den systemdienlichen Betrieb) eine erhebliche Bedeutung erlangen sollten. Hierbei ist es von nachgeordneter Bedeutung, über welchen konkreten Mechanismus die regenerativen Stromerzeuger mit diesen Preissignalen konfrontiert werden. Die Bandbreite reicht hier von variablen Bestandteilen der Garantievergütungen bis hin zur verpflichtenden Direktvermarktung.

Wenn diese Einsatzoptimierung auf der Basis von Strompreissignalen vollzogen wird, entsteht für die entsprechenden Anlagen Einkommen. Dieses Einkommen leistet einen Beitrag zur Refinanzierung der Investitionen in Kraftwerke auf Basis Erneuerbarer Energien, auch wenn dieser Beitrag bis auf Weiteres voraussichtlich nur einen Teil des gesamten Refinanzierungsbedarfs decken wird. Das Einkommen aus dem Strommengenmarkt wird sicherlich das Investitionskalkül für einlastbare erneuerbare Kraftwerke verändern. Ob auch die Auslegung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen durch das (erwartete) Strompreissignal signifikant beeinflusst wird, hängt stark von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab (vgl. Kapitel 4). Ebenso ist auf der qualitativen Ebene nicht eindeutig bestimmbar, ob eine (langfristig) sinnvolle, systemgerechte Optimierung des Mixes der verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien erzielt werden kann. Dies ist aber keineswegs grundsätzlich auszuschließen. Hierzu werden letztlich breitere praktische Erfahrungen gesammelt werden müssen, die dann in weitere Schritte der Reform des Flankierungsrahmens für Erneuerbare Energien einfließen können. In diesem Sinne stellt die mit dem EEG 2014 in einem ersten Schritt begonnene und noch abgedämpfte Konfrontation mit dem Preissignal des Strommengenmarktes für Regenerativkraftwerke eine längerfristige *No-Regret*-Option dar.

Prämisse 4:

Die EEG-Reform soll kompatibel zur langfristigen Transformation von Stromsystem und Markt sein.

Das explizite Ziel der Energiewende in Deutschland ist die sehr weitgehende Umstellung des Stromversorgungssystems auf einen Anteil von mindestens 80 Prozent Erneuerbarer Energien bis zur Mitte dieses Jahrhunderts. Die genaue Ausprägung dieses Stromsystems ist dabei mit Blick auf technische und wirtschaftliche Entwicklungen in hohem Maße unsicher und letztlich weder plan- noch prognostizierbar. Es gibt jedoch eine Reihe von Eigenschaften des zukünftigen Stromsystems, die sich ungeachtet aller Unsicherheiten vergleichsweise robust beschreiben lassen:

→ Es wird sich um ein sehr koordinationsintensives System handeln, das unterschiedliche Erneuerbare Ener-

gien, Speicher, die Nachfrageseite und gegebenenfalls einen Restbestand fossiler Residuallastkraftwerke auf dem Strommengenmarkt und den zukünftig wahrscheinlich stark an Bedeutung gewinnenden Systemdienstleistungsmärkten integrieren muss;

- es wird sich um ein sehr kapitalintensives System handeln (dies gilt sowohl für Erzeugungsanlagen, Speicher und Infrastrukturen);
- es soll sich um ein weitgehend CO₂-freies, das heißt auf Erneuerbaren Energien basierendes System handeln;
- es wird sich um ein infrastrukturintensives Stromsystem handeln.

Wenn nur die Netzinfrastruktur als Geschäftsfeld im Bereich eines regulierten natürlichen Monopols verbleibt und sich die Betriebsoptimierung des zukünftigen Stromsystems auf Basis der Preissignale aus dem Strommengenmarkt vollziehen wird, dann werden zur Refinanzierung von Investitionen in konventionelle und erneuerbare Erzeugung sowie in Speicher neben dem Einkommen aus dem Strommengenmarkt mit hoher Wahrscheinlichkeit weitere Einkommensströme erschlossen werden müssen:

- Ein Einkommensstrom für die Bereitstellung gesicherter Erzeugungs- oder Speicherleistung beziehungsweise nachfrageseitiger Flexibilität (in diesem Bereich wird sich in den nächsten Jahren die Entwicklung von Kapazitätsmärkten vollziehen);
- ein Einkommensstrom für die Bereitstellung CO₂-freier beziehungsweise regenerativer Erzeugungskapazitäten (der dann über das hier diskutierte EEG-Reformmodell und seine Weiterentwicklungen realisiert werden kann).

Diese zur Refinanzierung von Investitionen notwendigen Einkommensströme werden zusätzlich zu den Einkommensströmen aus dem Strommengenmarkt entstehen müssen. Allerdings werden bei ihrer Erzeugung die Wechselwirkungen mit dem Einkommensstrom aus dem Strommengenmarkt berücksichtigt werden müssen, da die Höhe der drei Einkommensströme miteinander korrespondiert. Die neuen Einkommensströme sollten daher so angelegt werden, dass sie das Preissignal des Strommengenmarktes

als zentrales Optimierungskriterium für die Betriebsoptimierung des Systems nicht wesentlich verzerren.

Die anstehende Reform des Flankierungsrahmens für Erneuerbare Energien sollte so weit wie möglich kompatibel mit der hier skizzierten Erwartung für die künftige Struktur des Strommarktes ausgestaltet werden. Damit würde auch ein Perspektivwechsel vollzogen: Ein reformiertes EEG ist nicht länger aus der reinen Förderperspektive zu betrachten, aus welcher hoch differenzierte Förderansätze eher unproblematisch sind. Stattdessen muss es konzeptionell den Anforderungen genügen, die an Regelungen zur Umsetzung eines neuen Marktdesigns zu stellen sind. Dazu gehören möglichst übergreifende und konsistente Regelungsstrukturen im Allgemeinen sowie insbesondere die Ausrichtung auf Optimierungen zwischen den Segmenten des Stromsystems und zwischen den Strommengen- und Systemdienstleistungsmärkten.

Prämisse 5: Die Integration von erneuerbarer und konventioneller Erzeugung soll verbessert werden.

Auch mit dem EEG 2014 sind die Abschottungen zwischen dem erneuerbaren und dem konventionellen Segment des Stromsystems nur teilweise abgebaut worden. Dies führt teilweise zu kontraproduktiven Effekten im Hinblick auf die erforderliche Transformation des Erzeugungssystems: Während im Bereich der konventionellen Residuallastdeckung der Beitrag von aus technischen oder ökonomischen Gründen unflexiblen Grundlastkraftwerken zurückgedrängt werden muss, werden durch die fixe Garantievergütung des EEG die Errichtung von unflexiblen Regenerativkraftwerken (Anlagen mit geringer Leistung und hoher Jahresauslastung zum Beispiel im Bereich der Biomasse) angereizt. Für einlastbare Regenerativkraftwerke ist ein gemeinsamer Optimierungsraum mit der konventionellen Stromerzeugung sowohl mit Blick auf Betriebsentscheidungen (hier sind mit dem EEG 2014 Verbesserungen erfolgt) als auch bezüglich der Anlagenauslegung (hier verbleiben auch nach dem EEG 2014 kontraproduktive Anreize) sinnvoll und letztlich unausweichlich.

Eine differenziertere Situation ergibt sich für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien mit kurzfristigen Grenzkosten von nahe null. Hier verbleibt nach erfolgter Anlagenauslegung beziehungsweise Investition im Wesentlichen die Entscheidung, ob die Anlage zu bestimmten Zeitpunkten betrieben werden soll oder nicht. Eine Entscheidung für den Nichtbetrieb kann einerseits für den Fall negativer Strompreise sinnvoll sein – in Situationen also, die aktuell nur selten und aufgrund einer teilweise schwer erklärbaren Preisbildungslogik entstehen (EWI 2010, BNetzA 2013), gleichwohl aber in Zukunft häufiger auftreten werden. Andererseits bildet die Entscheidung für einen angedrosselten Betrieb einer Erzeugungsanlage zur Erzielung von Einkommen aus den Systemdienstleistungsmärkten durchaus eine sinnvolle Handlungsoption, wenn sie unter Berücksichtigung eines möglichst unverzerrten Optimierungskalküls getroffen wird.

Dessen ungeachtet könnte argumentiert werden, dass eine Fortführung der Abschottung der dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien vom Strommengenmarkt für die konventionelle und die einlastbare erneuerbare Stromerzeugung zumindest bis auf Weiteres nicht zu nennenswerten Herausforderungen für das Stromsystem führen würde oder sogar längerfristig erhaltenswert sei (IZES 2012). Dem steht jedoch gegenüber, dass erstens keineswegs ausgeschlossen werden kann, dass die (erwarteten) Einkommensströme aus dem Strommengenmarkt auch systemdienliche Veränderungen bei der Auslegung der Anlagen bewirken können. Zweitens ist unsicher, ob und wie lange eine solche Abschottung im Lichte des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität bestandskräftig sein kann.

Letztlich bedarf es also umfassender Abwägungen, ob die Vorteile einer durchgängigen Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommengenmarkt die Nachteile einer solchen Einbeziehung aufwiegen können. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass im Falle einer solchen Integration unausweichlich die Möglichkeit von ergänzenden Einkommensströmen vorgesehen werden muss. Als Vorteile stehen somit ein (bis auf Weiteres begrenzter) Optimierungsspielraum für die dargebotsabhängige Stromerzeugung, eine mögliche Optimierung der Anlagenauslegung sowie gerin-

gere politische beziehungsweise rechtliche Risiken¹⁷ dem Nachteil eines höheren Erlöshöhenrisikos für Investoren und Betreiber von Wind- und Solarstromanlagen gegenüber. In vorläufiger Abwägung ergibt sich auf Ebene der Prämissen eine Präferenz für die volle Marktintegration, deren konkrete Rahmenbedingungen jedoch im Folgenden auf der Detailebene kritisch geprüft werden sollen.

Prämisse 6: Die Reform soll in überschaubaren Schritten erfolgen, Lernprozesse berücksichtigen und zu Vereinfachungen führen.

Eine ambitionierte Reform des EEG wird nur gelingen können, wenn die angestrebten Veränderungen in ausgewählten, hinsichtlich der bisherigen Errungenschaften besonders zentralen Regelungen auf den Regelungsbestand des derzeitigen EEG aufbauen und diese – gegebenenfalls auch mit drastischen Veränderungen – weiterentwickeln. Hier bedarf es klarer und transparenter Entscheidungen, an welchen Stellen die Reform bereits in einer ersten Stufe deutliche Veränderungen mit sich bringen soll, an welchen Stellen weitergehende Reformschritte die Existenz breiter abgesicherten Wissens oder bestimmter Dienstleistungen im Markt erfordern und welche Effekte sich aus einer Entwicklung des Marktdesigns generell ergeben.

Angesichts der historisch gewachsenen Komplexität des derzeitigen EEG bildet die Suche nach Vereinfachungsmöglichkeiten ein wichtiges Kriterium für die Erarbeitung von Reformvorschlägen. Dessen ungeachtet sollte die Suche nach Vereinfachungsmöglichkeiten berücksichtigen, dass eine komplexe Materie zu regeln ist. Insbesondere mit Blick auf die Kostenfrage für die Verbraucher ist zu konstatieren, dass Vereinfachungen im EEG oft zu zusätzlichen Renten (Mitnahmeeffekten) für Regenerativkraftwerke mit besonders günstigen Kostenstrukturen (aufgrund eingesetzter Technologien, Standorte etc.) führen können. Vor diesem Hintergrund werden Ansätze zur Vereinfachung stets auch

¹⁷ So könnten sich etwaige Beihilfetatbestände auf die explizit der Investitionsfinanzierung zuzurechnenden Einkommensströme beschränken.

gegen die entsprechenden Kosteneffekte für die Verbraucher abgewogen werden.

Insgesamt soll der Versuch unternommen werden, einen deutlichen Fortschritt bei der qualitativen Weiterentwicklung des EEG zu erzielen, der über graduelle Veränderungen an einigen wenigen Punkten eines in seinen Grundstrukturen unveränderten Modells hinausgeht. Gleichzeitig soll der Reformvorschlag anschlussfähig zum derzeitigen Modell und zum aktuellen Entwicklungsstand der erneuerbaren Stromerzeugung bleiben.

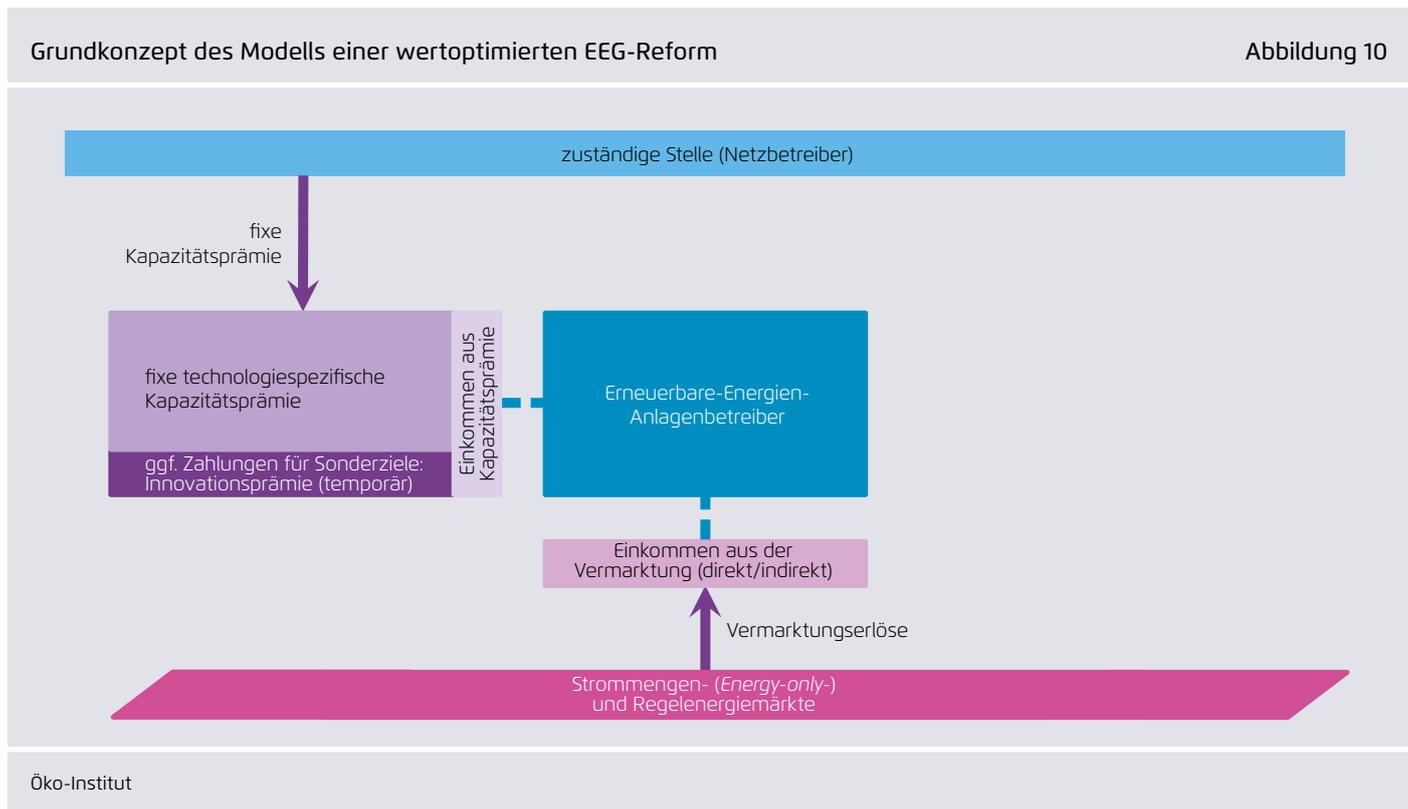
3 Spezifikation des Reformmodells

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 Kapazitätzahlung 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 Anlagenbetreibern übernommen, gleichzeitig aber die aus der Volatilität des Strommengenmarktes resultierenden Risikokosten, aber 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: In den Abschnitten 3.2 bis 3.4 wird die Grundstruktur des Reformmodells für die einzelnen Elemente weiter spezifiziert, darauf aufbauend wird eine Reihe von Regelungstatbeständen in Kapitel 6 weiterführenden, quantitativen Analysen unterzogen.

3.2 Kernmodell

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. In diesem Abschnitt wird diskutiert, wie Preissignale an Anlagenbetreiber weitergegeben werden können.

Die Entwicklung der Preise am Strommengenmarkt wird von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst: Einerseits re-

flektieren die Preise vergleichsweise dynamische energie-wirtschaftliche 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 CO₂-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 sind. 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
- 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 Erlösdauerisiko 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 Risikoanordnung 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.¹⁸ 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 (vgl. Kapitel 4) müssen somit in jedem Fall in anderen Regelungstatbeständen, für deren Ausgestaltung oder Einordnung (Prämienhöhe etc.) die Einbeziehung des Preissignals aus dem Strommengenmarkt von erheblicher Bedeutung sein kann, Berücksichtigung finden.

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.¹⁹ 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

¹⁸ Im Gegensatz hierzu sorgt die gleitende Marktprämie des heutigen EEG dafür, dass mittel- und längerfristige Veränderungen der Strompreise durch Nachjustierungen der Marktprämie ausgeglichen werden.

¹⁹ Bereits im Rahmen der derzeitigen Regelungen für die Direktvermarktung wird ganz überwiegend dieser Vertriebsweg gewählt (ISI 2013).

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 können der Bedarf für Regelernergie im Kontext der Einbindung der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt reduziert und die entsprechenden Kosten 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 Regelernergie 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 Kapazitätsszahlung 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, den Kapazitätsbezug der Prämienzahlung und 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 Strom aus Erneuerbaren Energien 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 den Zahlungen für Sonderzwecke (vgl. Abschnitt 3.4.4) 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 so-

mit 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 in der Regel 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 Verteil-

netzbetreiber 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 Strombörse²⁰, blieben aus Sicht der Netzbetreiber grundsätzlich unverändert.²¹

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, den Kapazitätsbezug der Prämienzahlung und 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 der Kosten für die Strombeschaffung und EEG-Umlage gegenüber einer Weiterführung der heu-

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

21 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.

tigen Regelungen des EEG reduzieren. Diese Kostendämpfung soll an die Letztverbraucher von Strom weitergegeben werden.

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 über 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 Kleinanlagen (vgl. Abschnitt 3.4.2) ergänzt werden, die jedoch eher einen Aus-

nahmecharakter 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 seine 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 der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 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 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 es 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 vier Ebenen getroffen werden:

- Sollen die Zahlungen bezogen auf die bereitgestellte Kapazität oder auf die erzeugte Strommenge gezahlt werden?
- 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 werden, beziehungsweise welches 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 Regelungsbestandteile zumindest teilweise miteinander interagieren und diesbe-

züglich 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 6).

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. Dennoch ist für das hier untersuchte EEG-Reformmodell jedoch zumindest grundsätzlich anzustreben, dass solche Preisverzerrungen vermieden werden. Wenn doch 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 kon-

stantes 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 (vgl. Tabelle 1 in Abschnitt 2.3). 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 Prämien-

zahlungen 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 Technologie-differenzierungen?

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- und Offshore-Windenergie, 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 die ersten Schritte sich 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 Kapazitätzahlungen

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 Kapazitätzahlungen (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 (Wind- und Solarstromanlagen) bildet die entsprechende Auslegung der Generatorleistung nur ein bedingt sinnvolles Auslegungskriterium. Hier wäre zu prüfen, ob alternative Bemessungsgrundlagen für die Kapazitätzahlungen wie zum Beispiel bestimmte Teilmengen der stündlichen Einspeiseleistungen (gegebenenfalls bezogen auf die Gesamtheit aller Jahresstunden) eine sinnvollere Option bilden.

In Kapitel 5 wird diskutiert, welche Bemessungsgrößen für die Berechnung der Kapazitätzahlungen sinnvoll sind, wenn dem Kriterium der Systemdienlichkeit für die Ausgestaltung des Modells eine hohe Bedeutung beigemessen wird.²²

Bereits aus der qualitativen Analyse ergibt sich jedoch ein weiterer Aspekt der Einführung von kapazitätsbezogenen

22 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).

Prämienzahlungen, der in der Gesamtsicht des Reformmodells eine Rolle spielen kann. Die Umstellung der Finanzierungsbeiträge auf Kapazitätzahlungen wird die entsprechenden Zahlungsströme verstetigen. Dies hat Vorteile sowohl für einen Teil der Anlagenbetreiber als auch für die von der entsprechenden Umlage betroffenen Verbraucher:

- 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 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 Kapazitätzahlungen

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), das 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 Kapazitätzahlung 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 (vgl. Tabelle 1 in Abschnitt 2.3).

Für den Fall, dass Prämienzahlungen über einen Zeitraum von 20 Jahren beziehungsweise für 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.²³ 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 Wind- und Solarstromanlagen berücksichtigt werden und hier die Verzerrungswirkungen vor allem für den Fall nega-

²³ Wenn eine (indirekte) Kapazitätzahlung in Höhe von 10 Cent für insgesamt 40.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt würde, würde die Anlage im ersten Betriebsjahr erst bei einem negativen Börsenpreis von minus 7,9 Cent pro Kilowattstunde abgeregelt und die kurzfristigen Systemkosten würden sich entsprechend erhöhen.

tiver Strompreise eintreten, kann dem beispielsweise durch die Aussetzung der Prämienzahlungen für Zeiträume mit negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt entgegenwirken werden.

Die Kombinationseffekte aus produktionsbezogenen Prämienzahlungen sowie den Strompreissignalen des Strommengenmarktes 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 Kapazitätzahlungen eine herausragende Rolle, vor allem, wenn die Kapazitätzahlungen 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 CO₂-Preise, Entwicklung des Kapitalstocks und der Nachfrage) und
- dass es für den Fall von erheblichen Preissteigerungen am Strommengenmarkt und 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 Festlegungen der Garantievergütungen im aktuell gültigen EEG vor der Herausforderung, adäquate

Vergütungszahlungen zu identifizieren, erhöht sich diese Herausforderung in Modellen ohne ständige Nachführung der Prämienätze 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 Kapazitätzahlungen 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 CO₂-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 6.4 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 Photovoltaikanlagen 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 sind 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 allgemeinen 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 Schlussfolgerungen

In einem reformierten EEG mit dem expliziten Ziel, die Marktintegration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 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 Zahlungs-

pflichtigen 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 5 präsentiert werden.

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.

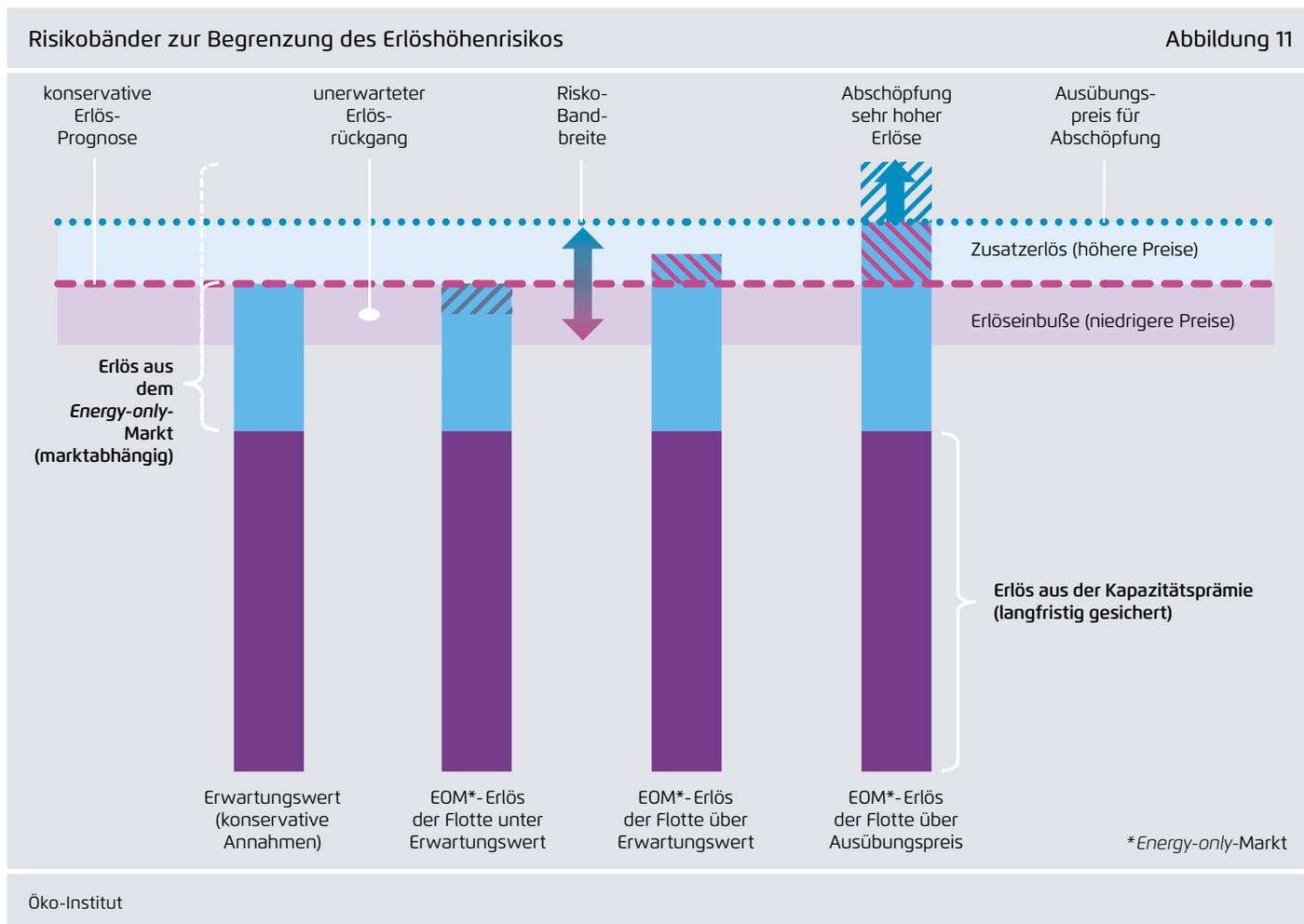
Das erwartbar unsichere und möglicherweise sehr dynamische energiewirtschaftliche beziehungsweise energie- und klimapolitische Umfeld eines weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien führt darüber hinaus zur Notwendigkeit geeigneter Ansätze für die Schaffung robuster Kapazitätsprämien, aber auch flankierender 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 CO₂-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 11 schematisch dargestellt.



Entsprechende Abschöpfungsmechanismen sind dabei keineswegs neu, sie gehören bei vielen Kapazitätsmarktmodellen in unterschiedlicher Ausprägung zum Kernbestand 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 Kapazitätzahlungen erhalten, insbesondere *Call*-Optionen auf dem 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 zahlen²⁴, 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 sie sich

dagegen nicht für dargebotsabhängige Technologien (Wind- und Solarenergie). Hier bieten sich eher Optionen auf standardisierte Terminkontrakte an. Bei einer Option auf einen *Base*-Kontrakt werden Preissteigerungen dann abgeschöpft, wenn der durchschnittliche Strompreis über ein definiertes Ausübungsniveau (zum Beispiel 50 Euro pro Megawattstunde) steigt. Auch hier ist das Problem zu berücksichtigen, dass dargebotsabhängige Erneuerbare Energien insbesondere dann nicht einspeisen, wenn hohe Preise auftreten.²⁵ 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 Übertragungsnetzbetreiber 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.

²⁵ 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.

²⁴ Der Anlagenbetreiber tritt als „Verkäufer“ der *Call*-Option auf, der Regulierer als „Käufer“.

In der Gesamtsicht erweist sich zur Begrenzung sehr hoher Produzentenrenten aus möglichen Strompreissteigerungen 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 Speicherefähigkeit (Wasserkraft, teilweise Biogas, Geothermie) wird empfohlen, *Call*-Optionen auf einen Base-Terminkontrakt oder 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 den im Abschnitt 4.4 ermittelten Werten für das untere Strompreisszenario 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 von geeigneten Risiko-Bandbreiten-Mechanismen ist ein zentrales Ausgestaltungselement des hier entwickelten Reformmodells. Durch diese Mechanismen können unerwünschte Produzentenrenten vermieden werden 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 Ab-

schöpfungsmechanismen 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, sondern auch für den Fall anwendbar, 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.

3.3 Die Rolle von Ausschreibungen

3.3.1 Einführende Überlegungen

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 und 128):

→ Grundsätzlich ausgenommen von der Verpflichtung zur Vergabe von Prämienzahlungen über Ausschreibungen sind Windkraftprojekte mit einer Leistung von maximal sechs Megawatt beziehungsweise mit maximal sechs

Anlagen sowie alle andere Anlagen mit einer Leistung von maximal einem Megawatt.

→ Die Mitgliedstaaten können auf Ausschreibungen als Vergabemechanismen verzichten, wenn sie belegen können.

- dass nur eine sehr kleine Zahl von Projekten für die Ausschreibungen infrage kommen würde;
- dass die Nutzung von Ausschreibungen zu einem Anstieg der Unterstützungszahlungen führen würde oder
- dass die Prämienvergabe über Ausschreibung zu niedrigen Realisierungsraten bei den entsprechenden Projekten führen würde.

Ausschreibungen oder Auktionen bilden in der gesamten Breite der 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 Versorgungssysteme weltweit (sowohl in Industrie- als auch in 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 auch für die Finanzierung regenerativer Stromerzeugungsanlagen eingesetzt, auch wenn sich die Rahmenbedingungen dafür und die jeweils verfolgten Ansätze teilweise sehr stark unterscheiden. Die Zahl der Staaten, die Auktionsmodelle für die Finanzierung regenerativer Stromerzeugungsanlagen nutzen, stieg von neun im Jahr 2009 auf insgesamt 55 zum Anfang des Jahres 2014 (REN21 2014). Damit liegt die Zahl der Länder mit Ausschreibungssystemen zwar immer noch hinter der mit

Einspeisevergütungen (68), aber inzwischen sehr deutlich über der Anzahl von Ländern, die Quotenmodelle oder Portfoliostandards (*Renewable Portfolio Standards – RPS*) für Erneuerbare Energien betreiben (28). Im Vergleich zur Entwicklung bei Einspeisevergütungs- oder Quoten-/Portfolio-Modellen²⁶ hat sich dabei für Ausschreibungsmodelle in den letzten Jahren die stärkste Zuwachsdynamik ergeben (REN21 2014). Ausschreibungsmodelle für Erneuerbare Energien werden insbesondere in Schwellenländern umgesetzt, wobei Mittel- und Südamerika einen klaren regionalen Schwerpunkt bilden. Gleichwohl werden Auktionen zumindest für ausgewählte Technologiebereiche der regenerativen Stromerzeugung aktuell auch in einer Reihe von OECD-Staaten (Dänemark, Frankreich, Italien, Kalifornien, Quebec etc.) betrieben.

In den letzten Jahren sind aber auch einige Ausschreibungsmechanismen wieder abgeschafft und teilweise durch Festvergütungssysteme ersetzt worden. Die Gründe dafür sind vielfältig, es lassen sich aber – bei insgesamt lückenhafter Datenbasis beziehungsweise Aufarbeitung – einige Herausforderungen identifizieren, mit denen Ausschreibungsmodelle in besonderer Weise konfrontiert worden sind (del Rio/Linares 2014):

→ In vielen Systemen sind die ursprünglich gesetzten Ziele nicht erreicht worden, da in den Ausschreibungen erfolgreiche Projekte letztlich nicht oder mit starker Verzögerung realisiert worden sind.

26 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.).

- Soweit technologieneutrale Ausschreibungsmodelle umgesetzt worden sind, ergab sich eine (zu) geringe Technologiediversität.
- Ausschreibungsmodelle haben zumindest in den Frühphasen der jeweiligen Innovationsprozesse nur geringe Beiträge zur technologischen Weiterentwicklung geleistet.
- Die gesellschaftliche Akzeptanz ist im Umfeld von Ausschreibungsmodellen oft niedrig, da diese oft zur Konzentration des Anlagenausbaus in bestimmten Regionen (mit vorteilhaften Rahmenbedingungen) geführt und keine ausreichenden Anreize für die Beteiligung kleinerer Investoren gesetzt haben.

Vor diesem Hintergrund relativieren sich zumindest im generellen Trend die empirisch festgestellten Vorteile von Ausschreibungsmodellen, das heißt geringere Kosten, die sich über die Zeit weiter verringern. Diesbezüglich muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass beide Vorteile einerseits keineswegs durchgängig aufgetreten sind und andererseits auch nicht immer ausschließlich den Ausschreibungsmodellen, sondern auch sich verändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zuzurechnen waren. Diese hätten gegebenenfalls auch im Rahmen anderer Fördersysteme zu Anpassungen geführt. Die bisherige Bilanz der Finanzierung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen über Ausschreibungen ist damit gemischt, auch wenn sie in sehr hohem Maße von den jeweiligen Bewertungsperspektiven und Analysezeiträumen abhängig ist.²⁷

Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen zeigen, dass auch dort die Effekte in starkem Maße von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängen. Diese reichen von spezifischen Markt- und Marktmachtstrukturen über die Anforderungen für den Netzzugang, den Entwicklungsstand beim Ausbau Erneuerbarer Energien und den im Markt verfügbaren Informationen bis hin zu den Produktspezifikationen der jeweiligen Auktionsmodelle (Aus-

schreibung vorentwickelter Standorte etc. versus völlig freie Ausschreibung von Kapazitäten etc.). In keinem der internationalen Beispiele erfolgten jedoch Ausschreibungen bei einem mit Deutschland vergleichbaren Ausbaustand (neuer) Erneuerbarer Energien, in keinem der Beispiele hat es vor Einführung von Ausschreibungsmodellen ein derart breites Engagement bei Investitionen in Erneuerbare Energien (also einerseits so viel Information im Markt und andererseits eine solch große Akteursvielfalt in den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette von Erneuerbare-Energien-Projekten) gegeben. 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 unten).
- 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 unten).

Auch wenn in vielen energiepolitischen Debatten diese unterschiedlichen Zugänge nicht immer klar voneinander zu trennen sind beziehungsweise 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

²⁷ vgl. dazu die bemerkenswert unterschiedlichen Bewertungen der gleichen Ausschreibungsmodelle aus dem internationalen Raum bei Maurer/Barroso (2011), MVV et al. (2013), Frontier (2013a), IZES (2014b), del Rio/Linares (2014)

eigentlich relevanten Bezugsrahmen bilden und so entscheidend für die Entwicklung tragfähiger Modelle sind.

3.3.2 Ausgestaltung von Ausschreibungen und deren Implikationen

Die theoretische beziehungsweise anwendungsübergreifende Literatur zu Auktionen ist zwar äußerst umfangreich²⁸, festzuhalten ist aber auch, dass die robuste Umsetzung von Ausschreibungen gerade für das hier relevante, teilweise durch sehr dynamische Rahmenbedingungen gekennzeichnete Anwendungsfeld extrem kontextgebunden ist und in sehr hohem Maße von Parametrisierungen im Detail abhängt. Es kann und wird so nicht gelingen, das „optimale“ Auktionsdesign zu finden, vielmehr ist für die Einführung von Ausschreibungen ein längerer und möglicherweise stetiger Lern- und Weiterentwicklungsprozess einzukalkulieren. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden einige zentrale Ausgestaltungsmerkmale und die damit verbundenen Herausforderungen kurz skizziert.

Produktdefinition

Die genaue Spezifikation des Produkts einer Ausschreibung bildet den zentralen Ausgangspunkt für jegliche Ausgestaltung eines Ausschreibungsverfahrens. Als Produkt einer Ausschreibung zur Finanzierung regenerativer Stromerzeugungsanlagen wird dabei im Folgenden eine spezifisch strukturierte Zahlung (Prämie) für eine bestimmte Technologieauswahl über einen klar abgegrenzten Zeitraum (Zahlungszeitraum) und ab einem definierten Zeitpunkt (Vintage) verstanden.

Grundsätzlich sind Ausschreibungen im Kontext regenerativer Stromerzeugungsanlagen für nahezu alle denkbaren Varianten von Prämienzahlungen möglich (vgl. auch Abschnitt 2.3):

→ gleitende Marktprämien

- mit oder ohne Gesamtbegrenzung (zeitlich oder in Bezug auf Mengen);

- mit oder ohne nachfolgende Indexierung der effektiven Prämienzahlung (Standort-, Referenzertragsmodell etc.);
 - mit oder ohne Technologiedifferenzierung;
- auf Strommengen bezogene Fixprämien
- mit oder ohne Gesamtbegrenzung (zeitlich oder in Bezug auf Mengen);
 - mit oder ohne nachfolgende Indexierung der effektiven Prämienzahlung (Standort-, Referenzertragsmodell etc.);
 - mit oder ohne Abschöpfungsmechanismen (wie dem hier diskutierten Risiko-Bandbreiten-Mechanismus);
 - mit oder ohne Technologiedifferenzierung;
- auf (systemdienliche) Erzeugungskapazität bezogene Fixprämien
- mit oder ohne nachfolgende Indexierung der effektiven Prämienzahlung (Standort-, Referenzertragsmodell etc.);
 - mit oder ohne Abschöpfungsmechanismen (wie dem hier diskutierten Risiko-Bandbreiten-Mechanismus);
 - mit oder ohne Technologiedifferenzierung;
- sowie alle entsprechenden Hybridmodelle.

Die entscheidende Rahmenbedingung für die Einführung von Ausschreibungsmodellen bildet hier weniger die grundsätzliche Machbarkeit, sondern der Umfang, in dem die jeweiligen Modelle auf im Markt existierende und weit verbreitete Informationen aufsetzen können und welche Konsequenzen dies für das Auktionsdesign hat. Bezieht sich die Ausschreibung auf ein eingeführtes Produkt (wie zum Beispiel die Basisvergütung der gleitenden Marktprämie), so wird die Entdeckungsfunktion der Ausschreibung möglicherweise eine geringere Rolle spielen und es können einfachere Auktionsdesigns gewählt werden. Erfolgt dagegen die Einführung von Ausschreibungen zusammen mit für den Markt eher neuartigen Produkten (wie zum Beispiel Prämien auf systemdienliche Leistung), so müssen Auktionsdesigns gewählt werden, die stärker auf Preisentdeckung ausgerichtet sind und gegebenenfalls geeignete Absicherungsmechanismen (Preisgrenzen etc.) aufnehmen.

28 vgl. Milgrom/Weber (1982), Robinson (1985), Ausubel/Cramton (1998), Klemperer (2004), Jansen (2004), Krishna (2010)

Hinsichtlich des Technologienbezugs ist zumindest bis auf Weiteres eine gewisse Technologiedifferenzierung sinnvoll,

notwendig und in vielen Vorschlägen sowie Empfehlungen für Ausschreibungsmodelle (MVV et al. 2013, Enervis et al. 2013, 2014, IZES 2014b, del Rio/Linares 2014, Frontier 2014) auch vorgesehen (vgl. auch Abschnitt 2.3.2). Gleiches gilt für die Laufzeit der Prämienzahlungen, auch hier wird – vor allem mit Blick auf die Risikosituation der Investoren beziehungsweise Betreiber – ganz überwiegend die längerfristige Zahlung der Prämien vorgesehen, bildet doch die Möglichkeit solcher längerfristiger und risikomindernder Zahlungen ein entscheidendes Unterscheidungsmerkmal zu Quoten- oder Portfoliomodellen, für die zumindest im Kontext liberalisierter Märkte ohne langfristige Bezugsverträge keine längerfristig festgelegten Zahlungen möglich sind.

Eine sehr wichtige Rolle spielt darüber hinaus der Startzeitpunkt für die Prämienzahlungen, der wesentliches Ausgestaltungsmerkmal für die zu auktionierenden Produkte bildet. Angesichts der teilweise erheblichen und gleichzeitig zwischen einzelnen Regenerativtechnologien beziehungsweise der entsprechenden Leistungsklassen sehr unterschiedlichen Vorlaufzeiten müssen die Ausschreibungen für die Prämien in einem bestimmten Abstand zur (vorgesehenen) Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagen vorgenommen werden. Mit Blick auf die sehr unterschiedlichen Planungs-, Genehmigungs-, Order- und Bauzeiten werden hier unterschiedliche Produkte angeboten werden müssen, das heißt Prämien mit unterschiedlichen zeitlichen Abständen zwischen der Auktion und dem Beginn der Zahlungen. Bei einer großen Vielfalt der verschiedenen Technologien und Projektstrukturen werden hier voraussichtlich mindestens vier verschiedene Produkte angeboten werden müssen, das heißt mit einem Beginn der Prämienzahlungen in einem halben Jahr (für kleinere Projekte) sowie für ein, zwei oder drei Jahre (für Projekte mit längeren Umsetzungszeiträumen). Selbst wenn im Extremfall keine Technologiedifferenzierung vorgenommen würde, wäre wahrscheinlich eine durch die unterschiedlichen Projektgrößen vorgegebene Produktdifferenzierung nach Vorlaufzeit notwendig. Bei nach Technologien und gegebenenfalls Regionen differenzierten Ausschreibungen würde die Notwendigkeit einer Differenzierung des jeweiligen Zahlungsbeginns zu einer entsprechenden Vervielfältigung der Zahl der notwendigen Auktionen führen.

Festsetzung der Nachfrage

Gemeinsames Merkmal aller Ausschreibungsverfahren im hier diskutierten Kontext ist, dass die Nachfrage durch eine zentrale Instanz festgelegt wird und eine entsprechende Ausschreibungsplattform existiert. Für die Ausschreibung von Prämien für regenerative Stromerzeugung oder Kapazität muss zunächst die Wechselwirkung zwischen der Auktionsfrequenz und der jeweils zur Ausschreibung kommenden Quantitäten beachtet werden:

- Hohe Auktionsfrequenzen (zum Beispiel mehrmals im Jahr) ermöglichen Anpassungsprozesse, einerseits bezüglich der sich möglicherweise verändernden Kostensituationen, aber auch bezüglich der Angebotsstrategien (um beispielsweise Projektverzögerungen bei nicht erfolgreichen Geboten abzumildern). Sie verringern aber möglicherweise auch die Liquidität der Auktion mit den entsprechenden Folgeproblemen wie zum Beispiel der Ausübung von Marktmacht. Nicht zuletzt sind die höheren Transaktionskosten sehr hoher Auktionsfrequenzen zu beachten.
- Geringe Auktionsfrequenzen (zum Beispiel im Abstand mehrerer Jahre) erhöhen die Liquidität der Ausschreibungen und erschweren strategisches Bieterverhalten, können aber zu erheblichen Preissprüngen, allgemeiner Preisvolatilität und den entsprechenden Folgeproblemen im Bereich der Projektplanung und -umsetzung führen.

Bei der Verfolgung von Ausbauzielen, die die Errichtung von etwa tausend Windkraft- und mehreren Zehntausend Photovoltaikanlagen notwendig machen, liegt eine höhere Ausschreibungsfrequenz nahe, insbesondere wenn Produkte ausgeschrieben werden, für die die Preisentdeckung noch eine erhebliche Rolle spielt. In jedem Fall hat sich das Fehlen klarer, transparenter und berechenbarer Ausschreibungskalender als ein entscheidender Grund für die vielfältigen Probleme von Ausschreibungsmodellen ergeben (del Rio/Linares 2014), sodass eine entsprechende Verlässlichkeit der Auktionsdurchführung als wichtige Erfolgsbedingung angesehen werden muss.

Neben der Festsetzung klar festgelegter Ausschreibungsmengen kann jedoch alternativ die Hybridvariante in Betracht gezogen werden, nach der die Ausbauziele von den Prämienhöhen abhängig gemacht werden, die Nachfrage also elastisch gestaltet wird, um so zum Beispiel bestimmte Kostenobergrenzen einzuhalten. Die Entscheidung für oder gegen solche Ausgestaltungsvarianten hängt direkt von den oben genannten Prioritätensetzungen ab und ist somit originär politischer Natur.

Schließlich ist auf der Nachfrageseite die Frage zu behandeln, ob die Nachfrage regionalisiert und entsprechend ausdifferenziert wird. Grundsätzlich kommt eine solche Ausgestaltungsvariante natürlich nur infrage, wenn eine entsprechende regionale Differenzierung dezidiert angestrebt wird. Eine Aufspaltung der Nachfrage nach Regionen verringert natürlich die Liquidität der einzelnen Ausschreibungen und führt zu den entsprechenden Herausforderungen (Marktmacht etc.) beziehungsweise Gegenmaßnahmen (die das Auktionsdesign wiederum verkomplizieren können) und verringert schließlich die Möglichkeit höherer Frequenzen. Vor diesem Hintergrund ist dringend zu prüfen, ob die Regionalisierung von Ausschreibungen über die Nutzung von Indizierungsverfahren für die Prämienzahlungen (zum Beispiel im Rahmen eines Standortindex oder eines – weiterentwickelten – Referenzertragsmodells) vermieden oder zumindest begrenzt werden kann. Gegenstand von Nachfrage und Geboten wäre in dieser Ausprägung eine Prämienzahlung für einen vordefinierten Referenzstandort, zur Auszahlung käme jedoch eine über einen entsprechenden Index für die spezifischen (Standort-)Bedingungen angepasste Prämie.

Auktionsverfahren

Die Ausschreibungen können auf der Basis verschiedener methodischer Ansätze durchgeführt werden:

→ Für Massengüter erfolgen Auktionen im Regelfall auf der Basis von Einrundenverfahren (statische Auktionen). Hier werden die verschlossenen Gebote (*Sealed Bid*) an die Auktionsplattform übermittelt und erhalten in der (aufsteigenden) Reihenfolge der Gebote den Zuschlag, bis

die ausgeschriebene Menge erreicht wird. Üblich sind Einrundenverfahren vor allem für Produkte, zu denen bereits umfangreiche Informationen im Markt verfügbar sind. Sie sind robust und vergleichsweise einfach durchzuführen, entsprechende Dienstleistungsangebote sind umfangreich verfügbar.

→ Mehrrounderverfahren (dynamische Auktionen) werden dagegen oft für Produkte angewendet, bei denen die Preisentdeckung eine besondere Rolle spielt (also erhebliche Unsicherheiten bezüglich Preisen und Mengen bei den Marktteilnehmern anzunehmen sind). Hier wird im Prozess der Auktion (direkt oder indirekt) das Zwischenergebnis offengelegt und den (verbleibenden) Bietern die Möglichkeit gegeben, ihre Gebote anzupassen. Eine oft verwendete Auktionsmethode ist hier das *Descending-Clock*-Verfahren (Holländische Auktion), bei dem die Auktion mit der Ausrufung eines Höchstpreises startet, der dann rundenweise reduziert wird. Eine zentrale Herausforderung von rundenbasierten Ausschreibungen ist, dass den Angebotsstrategien der Bieter hier eine weit aus größere Bedeutung zukommt und sie deshalb auf der Ausschreibungs- und Bieterseite zu einer höheren Komplexität tendieren.

Das Auktionsverfahren hängt damit ganz entscheidend von der Ausgestaltung des Produktes der Ausschreibung ab (siehe oben) und kann letztlich auch erst nach einer entsprechenden Richtungsentscheidung sinnvoll ausgewählt werden. Auch soll darauf hingewiesen werden, dass in bestimmten Auktionsmodellen beide Ansätze in unterschiedlichen Phasen miteinander kombiniert werden. Phasenmodelle vergrößern die Komplexität von Auktionsverfahren jedoch nochmals erheblich.

Wenn wie im hier analysierten Reformmodell die Einführung von Ausschreibungen parallel zu einer Strukturreform des Finanzierungsmechanismus vollzogen werden soll, dürfte der Preisentdeckung eine besondere Priorität zukommen. Damit sollte das Ausschreibungsverfahren eher in Richtung eines Mehrrounderverfahrens nach dem *Descending-Clock*-Ansatz ausgestaltet werden.

Preisbildung und Auszahlung

Nachdem das Auktionsverfahren das Zuschlagsverfahren definiert, ist zu entscheiden, auf welcher Basis der Preis festgelegt wird:

- In Auktionen für Massengüter wird ganz überwiegend der Ansatz von Einheitspreisen verfolgt. Alle Bieter zahlen beziehungsweise erhalten den Preis des letzten erfolgreichen Bieters. Für Einheitspreisauktionen wird davon ausgegangen, dass es wenig Anreize gibt, jenseits der eigenen Zahlungsbereitschaft beziehungsweise Kosten anzubieten, es kann jedoch zu erheblichen Renten für die Anbieter mit geringen Preisgeboten kommen.
- In komplexeren Auktionen kommt dagegen das *Pay-as-bid*-Verfahren zum Einsatz, nachdem die Bieter den von ihnen gebotenen Preis zahlen beziehungsweise erhalten. Hier entstehen erhebliche Anreize für strategische Gebote (also dem Preis beziehungsweise den Kosten des letzten erfolgreichen Bieters möglichst nahe zu kommen), die die realen Zahlungsbereitschaften beziehungsweise Kostensituationen eher verbergen als aufdecken.
- Einen Ansatz, um solch strategisches Verhalten zu vermeiden, bilden die sogenannten Vickrey-Auktionen, bei denen die erfolgreichen Bieter jeweils den Preis des nachfolgenden Bieters zu entrichten haben. In der Praxis werden Vickrey-Auktionen jedoch trotz interessanter theoretischer Vorteile nur selten eingesetzt.

Der empirische Befund zeigt, dass in den meisten Ausschreibungsverfahren für regenerative Stromerzeugungsanlagen *Pay-as-bid*-Ansätze verfolgt werden (Maurer/Barroso 2011, del Rio/Linares 2014). Gerade wenn die Einführung von Ausschreibungen mit Neuerungen bei den Produkten (zum Beispiel den Übergang zu Kapazitätzahlungen) verbunden werden soll und sich an Mehrrundenverfahren orientiert, dürfte sich eher der Einheitspreisansatz als sinnvoll erweisen.

Von der Preisbildung zu unterscheiden ist gegebenenfalls die Festsetzung der Auszahlung. Vor allem im Bereich der Windenergie bilden die Standortbedingungen eine entscheidende Determinante. Wenn überhöhte Produzen-

tenrenten für die Inhaber besonders günstiger Standorte vermieden werden sollen und/oder eine gewisse Gleichmäßigkeit des Windenergieausbaus über die Fläche gewährleistet werden soll, bietet sich die ergänzende Anwendung eines Standort-Indexierungsverfahrens an. Zur Auszahlung käme dann nicht der in der Ausschreibung festgestellte Preis, sondern eine Summe, die sich aus diesem Preis (für einen Standardstandort) und einem entsprechenden Standortindex ergibt. Das im Rahmen des EEG aktuell für ähnliche Zwecke eingesetzte Referenzertragsverfahren hat hier einige gravierende Nachteile, sodass sich spätestens für den Einsatz im Zusammenhang mit Ausschreibungen eine Anpassung oder der Wechsel zu einem alternativen Verfahren empfiehlt (vgl. Abschnitte 3.4.3 und 6.2.2).

Präqualifikation und Sicherheitsleistungen

Gebote für die Auktion werden nur dann zugelassen werden können, wenn bestimmte Präqualifikationsbedingungen erfüllt werden. Hier müssen erhebliche Spannungsfelder in Betracht gezogen werden:

- Niedrige Präqualifikationsbedingungen vermindern die im Vorlauf zur Ausschreibung entstehenden Kosten und damit die entsprechenden ökonomischen Risiken für die Bieter. Sie erhöhen aber auch das Risiko der Nichterfüllung, wenn die Projekte trotz Erfolg in der Ausschreibung und gegebenenfalls auskömmlicher Prämienhöhe aus Genehmigungs-, Anschluss- oder anderen Gründen nicht realisiert werden oder werden können. Gegebenenfalls werden damit entsprechend höhere Sanktionen für die Nichterfüllung des mit dem Zuschlag für Prämienzahlung zustande kommenden Vertrages über die Errichtung der Anlage notwendig.
- Hohe Präqualifikationsbedingungen können die im Vorlauf der Auktion entstehenden Kosten erheblich erhöhen und sind für die Bieter entsprechend risikofull. Sie vermindern jedoch das oben genannte Risiko der Nichterfüllung und können die entsprechenden Sanktionen entschärfen.

Angesichts der sehr unterschiedlichen Ausgangsbedingungen für die unterschiedlichen Erzeugungsoptionen ist

hier zunächst ein nach Technologien und Leistungsklassen differenzierter Ansatz unausweichlich. Es gibt aber auch Vorschläge zur Vorentwicklung beziehungsweise Vorge-nehmigung von Standorten beziehungsweise Standortre-gionen, auf deren Grundlage differenzierte Präqualifikati-onsbedingungen eingeführt werden können (del Rio/Linares 2014). In jedem Fall bedarf die Frage der Präqualifikations-anforderungen einer sehr intensiven und extrem praxis-orientierten Analyse und Aufarbeitung, da der Erfolg von Ausschreibungsmodellen in ganz besonderer Weise von den Präqualifikations- und den damit verbundenen Folgereg-e-lungen (siehe unten) abhängt.

Darüber hinaus sehen Auktionsverfahren die Hinterlegung von Sicherheiten aus Vorbedingung (*Collaterals*) für die Teil-nahme an der Ausschreibung vor. Teilweise werden diese Sicherheitsleistungen auch als Teil des Nicht-Erfüllungs-Regimes (siehe unten) angesehen. Hohe Sicherheitsleistun-gen erhöhen zumindest für kleinere Anlagen beziehungs-weise Projekte den Teilnahmeaufwand und wirken so mit Blick auf die Akteursvielfalt tendenziell restriktiv, wären also in der Grundtendenz zu vermeiden.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass der Rolle von Präqualifikationsanforderungen und Sicherheitsleistungen gegebenenfalls eine geringere Bedeutung zukommt, wenn die Zielerreichung nicht als Priorität gesetzt ist (vgl. Ab-schnitt 3.3.1), das heißt ein höheres Maß an Nichterfüllung bei Festlegung der Ausschreibungsmengen berücksichtigt wurde oder Zielverfehlungen im Rahmen von höherfre-quenten Ausschreibungen ausgeglichen werden können.

Vertragserfüllung und Handelbarkeit

Wenn bestimmte Anlagen zwar in der Auktion erfolgreich sind, es ihnen aber – aus welchem Grund auch immer – nicht gelingt, die Anlagen (fristgerecht) in Betrieb zu neh-men, so werden die mit der Auktion verfolgten Mengenziele verfehlt. Die Regelungen zur Durchsetzung der Vertragser-füllung bilden damit einen zentralen Ausgestaltungspara-meter für den Erfolg oder Misserfolg von Ausschreibungen. Auch hier müssen pragmatische Lösungen in einem Span-nungsfeld verschiedener Anforderungen gefunden werden:

- Eine hohe Vertragstreue kann durch hohe Pönalen durch-gesetzt werden. Insbesondere bei niedrigen Präqualifika-tionsbedingungen und bedingt durch die gegebenenfalls auf der Investorensseite nicht oder nur schwer beeinfluss-baren Faktoren (Genehmigungsverfahren, Liefer- und Qualitätsprobleme etc.), in deren Folge Projekte sich ver-zögern oder scheitern können, werden potenzielle Pönal-zahlungen in die Gebote eingepreist werden (müssen). Damit wird zwar das Mengenziel der Auktion erreicht, aber das Ziel möglichst niedriger Prämienzahlungen ver-fehlt.
- Wird dagegen die Erzielung möglichst geringer Prämien-zahlungen als prioritär bewertet und eine mehr oder we-niger deutliche Verfehlung der Mengenziele in Kauf ge-nommen, so können niedrige Pönalen festgelegt werden. Bei hoher Auktionsfrequenz kann aber eine Verfehlung der Mengenziele auch bei niedrigen Pönalen verhindert werden.

Eine Entscheidung über die Ausgestaltung der Pönalen ist so direkt von den jeweils dominierenden Prämissen ab-hängig und muss auf dieser Basis getroffen und transparent gemacht werden. Gleichwohl ist zur Vermeidung prohibitiv hoher Pönalen und den entsprechenden Folgen für die Ak-teursvielfalt beziehungsweise die Prämienhöhen auch eine Reihe von pragmatischen Zwischenlösungen möglich und angeraten:

- Bestimmte Anteile für die Nichterfüllung könnten bereits in den Ausschreibungen berücksichtigt werden, das heißt die Ausschreibungsmengen würden um eine entspre-chende Nichterfüllungsmarge vergrößert. Das Risiko von Zielverfehlungen könnte so zumindest eingegrenzt beziehungsweise über höhere Auktionsfrequenzen durch ent-sprechende Nachsteuerungen eingeschränkt werden.
- Die Pönalzahlungen können gleitend ausgestaltet werden, um einerseits die (Mengen-)Risiken von Nichterfüllung und verspäteter Erfüllung abzugrenzen und andererseits die Verzögerungsrisiken angemessen zu adressieren. Die Höhe der Pönale würde damit für die Nichterfüllung zum Vertragszeitpunkt auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau beginnen und sich dann über die Zeit stetig bis auf einen Maximalwert erhöhen. Die gleiche Wirkung,

allerdings nur für den Tatbestand der Projektverzögerung, würde sich über die Anrechnung der Verzögerungsräume auf die Zahlungsdauer der Prämien ergeben.

→ Wegen der hohen Vorbelastung des Ausgabenstroms für geplante Projekte ist es eher problematisch, die Frage der Nichterfüllung mit den Regelungen zur Hinterlegung von Sicherheiten für die Auktion zu verbinden, auch wenn nur damit das Problem der Nichterfüllung von zwischenzeitlich in Konkurs gegangenen Projektträgern effektiv adressiert werden kann.

Einen interessanten Ansatz zur Bündelung bildet die Handelsbeziehungsweise die Übertragbarkeit der Prämienzusicherungen (Prämienverträge). Hiermit könnte einerseits eine Flexibilisierung der Vertragserfüllung ermöglicht werden, andererseits kann mit solchen Regelungen nicht unerheblicher Missbrauch getrieben werden, der dann wieder durch zusätzliche Regelungen eingegrenzt werden müsste. Auch werden nach allen bisherigen Erfahrungen mit markt-basierten Mechanismen die Akzeptanz handelbarer Prämienverträge und das mögliche Eintreten spekulativ orientierter Akteure zu berücksichtigen sein beziehungsweise wird die entsprechende Akzeptanz nicht von vornherein als gegeben anzunehmen sein. Nicht zuletzt muss darauf hingewiesen werden, dass mit der Einführung handelbarer Prämienbezugsrechte sehr schnell auch Herausforderungen in Bezug auf finanzmarktrechtliche Vorschriften entstehen können, die zu einer neuen Qualität der Komplexität beziehungsweise der Zugangsbarrieren führen können.

Gleichwohl könnten vor allem in der Anfangsphase von Ausschreibungsverfahren mit der begrenzten Übertragbarkeit von Prämienverträgen pragmatische Zwischenlösungen zwischen den beiden Extremen „Übertragungsverbot“ und „volle Handelbarkeit“ geschaffen werden.

(Sonder-)Regelungen für kleinere Akteure und zur Sicherung der Akteursvielfalt in den Auktionen

Auch mit Blick auf die beschriebenen, teilweise durchaus komplexen Ausgestaltungsoptionen für die Nutzung von Ausschreibungsmodellen stellt sich die Frage, wie die Teilnahme von kleineren Projekten in der Trägerschaft von

nicht auf die entsprechenden Verfahren spezialisierten Akteursgruppen ermöglicht werden kann.

Ein naheliegender Ansatz besteht darin, auf das Aufkommen entsprechender Dienstleister zu setzen, die in die Bietfunktion eintreten. Mit dieser zusätzlichen Wertschöpfungsstufe sind naturgemäß zusätzliche Kosten verbunden, die möglicherweise geringer sind als die der jeweiligen Projektträger, aber letztlich als Zusatzkosten bei den Projekten verbleiben.

In anderen Ausschreibungsverfahren (zum Beispiel Staatsanleihen) ist zur Sicherstellung einer größeren Teilhabe die Einführung von *Non-competitive Bids* verfolgt worden. Mit einer solchen Regelung wird ein bestimmter Teil der ausgeschriebenen Menge an kleinere Bieter vergeben, für die die jeweiligen Produkte zum in der Auktion ermittelten Preis verfügbar gemacht werden, ohne dass an der Auktion direkt teilgenommen werden muss. Überschreitet die Zahl der Bewerbungen im Bereich der *Non-competitive Bids* die verfügbare Menge der Produkte, so wird nach Anmelde- oder ähnlichen Verfahren zugeteilt.

Sofern die Ausschreibungsverfahren so ausgestaltet werden, dass die Preisbildung als Einheitspreis erfolgt, ist die Einführung von *Non-competitive Bids* relativ einfach. Eine komplexere Situation ergibt sich bei Preisbildung nach dem *Pay-as-bid*- oder dem *Vickrey*-Ansatz (siehe oben). Hier müsste für das Segment der *Non-competitive Bids* und die dort anzusetzenden Einheitspreise ein entsprechendes Verfahren zur Ermittlung des entsprechenden Einheitspreises entwickelt werden, infrage kämen diesbezüglich die Höchstpreise oder der Mittelwert beziehungsweise der Median der erfolgreichen Gebote.

Neben diesen spezifisch auf kleinere oder nicht auf energiewirtschaftliche Ausschreibungen spezialisierte Akteure ausgerichteten Regelungen bilden folgende Ausgestaltungsparameter der Ausschreibungen besonders relevante Voraussetzungen für die Sicherung einer größeren Akteursvielfalt:

- hinreichend klein bemessene Losgrößen für die Ausschreibungen,
- akzeptable Präqualifikationsbedingungen,
- akzeptable Sicherungsanforderungen (*Collaterals*) für die Ausschreibungen,
- auch für kleinere Projekte akzeptable Pönalisierungsregelungen bei nicht erfolgter oder verspäteter Erfüllung,
- generell eine möglichst geringe Komplexität der Ausschreibungsverfahren,
- möglichst geringe administrative Zugangshürden und Vermeidung komplexer Aufsichtsstrukturen (vor allem bezüglich finanzmarktrechtlicher Vorschriften).

Nicht zuletzt bildet aber auch die Freistellung von kleineren Projekten von der Verpflichtung zum Erwerb der Prämienberechtigung über Ausschreibungen – zumindest für einen gewissen Übergangszeitraum – eine nicht zu vernachlässigende Option zur Sicherung einer auch weiterhin großen Akteursvielfalt.

3.3.3 Zwischenfazit: Einführung von Ausschreibungen

Im Rahmen der aktuell geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in der Europäischen Union²⁹, aber auch mit Blick auf die mit der EEG-Novelle 2014 entstandene Rechtslage und die damit präjudizierte erneute EEG-Novelle spätestens im Jahr 2016, stellt sich nicht mehr grundsätzlich die Frage von Ausschreibungen zur Vergabe von Prämienzahlungen für Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien, sondern allenfalls noch die nach der konkreten Ausgestaltung und des Einführungsprozesses im Zeitverlauf.

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 einer Vielzahl

29 Wobei hier bis zu einer höchstrichterlichen Entscheidung zur Beihilferelevanz der Finanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien strittig bleiben dürfte, welche Bindungswirkung die (aktuellen) Beihilfavorschriften zum Beispiel mit Blick auf die verpflichtende Einführung bestimmter Vergabeverfahren entfalten dürfen.

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 (zum Beispiel mit Blick auf die Struktur der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen oder aber mit Blick auf den Grad der Technologiedifferenzierung) abhängen.

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 Vergabeverfahrens 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 (Strommengeprämien 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 Über-

gangszeitraum 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. Der Übergang zu einer wettbewerblichen Prämiensetzung in ganzer Breite wäre erst dann zu vollziehen, wenn in ausreichendem Umfang Erfahrungen mit einerseits der oben genannten Neustrukturierung und andererseits mit Ausschreibungsverfahren im konkreten energiewirtschaftlichen und regulativen Kontext Deutschlands gemacht wurden. Darüber hinaus wäre zu berücksichtigen, dass die Komplexität beziehungsweise Diversität der Ausschreibungsverfahren deutlich abnehmen kann, wenn im Zeitverlauf eine weitere Verringerung der Technologiedifferenzierungen sinnvoll erscheint und Infrastrukturengpässe eine geringere Rolle spielen werden.

Faktisch ist jedoch mit der EEG-Novelle 2014 und den EU-Beihilfeleitlinien die Einführung von Ausschreibungen als prioritärer Reformschritt vorgegeben worden, sodass die oben beschriebene, idealtypische Gestaltung des Übergangs 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 des Ausübungspreises für den Risiko-Bandbreiten-Mechanismus;
- Mehrrunden-Verfahren 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 weiterer vertiefender Analysen.

3.4 Ergänzende Regelungen

3.4.1 Vorbemerkungen

Die Analysen in den vorstehenden Abschnitten 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 und den in Abschnitt 2.5.2 diskutierten Prämissen entsprechendes Modell zu schaffen. Dies betrifft:

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

In den folgenden Abschnitten wird eine Reihe dieser Zusatzoptionen zum Kernmodell der EEG-Reform diskutiert.

3.4.2 De-minimis-Regelungen

Beide in Abschnitt 3.2.1 in Betracht gezogene Varianten des Kernmodells zur Einbeziehung des Preissignals aus dem Strommengenmarkt in eine künftige Flankierung für die Erneuerbaren Energien erfordern, dass die Anlagen über eine Lastgangmessung mit Möglichkeit der Fernauslesung verfügen. Nur so kann in der Variante der variablen Einspeisevergütung der Wert des eingespeisten Stroms in Abhängigkeit von dessen Lastprofil ermittelt werden. In der Variante der Direktvermarktung ist die Lastgangmessung erforderlich, um den Strom vermarkten zu können. Damit der Betrieb einer Anlage entsprechend der Signale aus dem Strommengenmarkt gesteuert werden kann, sind zudem auch Fernwirkeinrichtungen erforderlich, über die die Anlage zum Beispiel an eine zentrale Leitwarte des Anlagenbetreibers oder seines Dienstleisters angebunden werden kann. Gemäß Paragraph 34 Absatz 1 EEG 2014 müssen Anlagen im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung (also ab 2017 mit installierter elektrischer Leistung ab 100 Kilowatt) mit einem fernauslesbaren Zählern und Fernwirkanlagen ausgestattet sein, die es dem Direktvermarkter oder einer anderen Person zumindest ermöglichen, die jeweilige Isteinspeisung abzurufen.

Es liegt daher nahe, die Ausstattung der Anlagen mit einer fernauslesbaren Lastgangmessung auch nach dem hier vorgestellten Modell zur Voraussetzung für die Förderung zu machen. Im Falle von Kleinanlagen ist es jedoch aus Kostengründen nicht angemessen, die Installation solcher Messseinrichtungen zu fordern.³⁰ 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 Leis-

tungsgrenze 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 vertiefte Untersuchungen und Diskussionen sinnvoll und notwendig.

Aus diesem Grund sollten die nach den oben genannten Abgrenzungsvarianten definierten Kleinanlagen zumindest für eine Übergangsphase durch eine gegenüber dem Kernmodell vereinfachte Einspeisevergütung gefördert werden. Analog zum heute geltenden EEG sollte es in diesem Fall bei der Verpflichtung der Netzbetreiber zum Anschluss der Anlagen sowie zur Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms bleiben. Gegenüber der heute geltenden komplexen Struktur von Vergütungssätzen und Boni sollte dabei eine deutlich vereinfachte Vergütungsregelung angewandt werden.

Zu prüfen wäre, ob im Rahmen der De-minimis-Regelung durch eine geeignete Differenzierung der Vergütungssätze Anreize dafür geschaffen werden können, die Auslegung der Anlagen entsprechend dem erwarteten Wert ihrer Stromerzeugung aus Sicht des Versorgungssystems zu optimie-

³⁰ 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.

ren. Dies beträfe zum Beispiel Photovoltaikanlagen auf nach Osten oder Westen ausgerichteten Dächern, die eine im Vergleich zu den nach Süden ausgerichteten Anlagen leicht erhöhte Vergütung erhalten könnten (vgl. Kapitel 5). Der aus Sicht des Systems der Stromversorgung relativ geringe Effekt einer solchen auf Kleinanlagen begrenzten Regelung ist hierbei gegenüber dem zusätzlichen Aufwand bei der Administration des Flankierungsmechanismus abzuwägen.

Aus Sicht der Netzbetreiber stellt sich die Abwicklung der De-minimis-Regelung ähnlich dar wie die der heute geltenden Vergütungsregelung: Die vergüteten Strommengen werden über die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse vermarktet und die Differenzkosten werden – zusammen mit den entsprechenden Kosten aus dem Kernmodell – über eine Umlage auf die Letztverbraucher verteilt.

3.4.3 Indexierung der Kapazitätzahlungen

Im Kernmodell wurde definiert, dass für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien eine Kapazitätsprämie gezahlt werden soll. Grundsätzlich soll die Kapazitätsprämie – wie die EEG-Umlage auch – bei Errichtung der Anlage feststehen und dann über einen längeren, noch zu definierenden Zeitraum gezahlt werden. Es stellt sich die Frage, unter welchen Umständen es sinnvoll ist, diese Kapazitätsprämie nach Inbetriebnahme der Anlage anzupassen (zu indexieren).

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor bei der Festsetzung der Kapazitätsprämie ist die langfristige Entwicklung des Strompreisniveaus. Im Rahmen des hier vorgeschlagenen Reformmodells wird diese Unsicherheit jedoch bereits durch die Einführung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus abgefangen (vgl. Abschnitte 3.2.3 und 6.4). Eine zusätzliche Indexierung der Prämien anhand des Börsenpreises ist damit nicht erforderlich.

Die Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden hauptsächlich von den Investitionen bestimmt. Außerdem ist das allgemeine Zinsniveau zu berücksichtigen. Hohe Zinsen erfordern tendenziell eine höhere Kapazitätzahlung, während niedrigere Zinsen die Kapazitätzahlung sinken lassen. Die Höhe der Investitionen steht bei der Bau-

entscheidung bereits fest. Es ist also nicht notwendig, für Bestandsanlagen die Höhe der Kapazitätzahlung anhand der Entwicklung der Investitionskosten von Neuanlagen zu indexieren. Das Gleiche gilt für das Zinsniveau. Da praktisch alle Anlagenbetreiber beim Bau der Anlage eine langfristige Finanzierung mit Banken oder anderen Kapitalgebern vereinbaren, können sie sich auch das aktuelle Zinsniveau sichern.

Eine Indexierung der Kapazitätzahlung auf andere Faktoren, wie zum Beispiel die Anlagenverfügbarkeit oder die Kosten für die Anlagenwartung, sind im Kontext des hier verfolgten Kernmodells und der für die Zukunft angestrebten Risikoverteilung ebenfalls nicht sinnvoll.

Eine weitere Fragestellung könnte sein, wie mit den Brennstoffkosten der Biomassekraftwerke umgegangen werden soll. Auch hier wäre für den Fall steigender Brennstoffkosten eine Erhöhung der Prämienzahlung nicht angebracht, da das grundsätzliche Ziel des hier unterbreiteten Reformmodells darin besteht, keine Beeinflussungen des Strommarktes (letztlich durch faktische Betriebskostenbeihilfen) zu initiieren.

Während sich bei den bisher diskutierten Sachverhalten, die bezüglich einer Indexierung in die Debatte gebracht worden sind, entsprechende Anpassungsmechanismen bereits auf Basis einer qualitativen Analyse als wenig oder nicht sinnvoll herausgestellt haben, ergibt sich eine schwerwiegendere Frage hinsichtlich der Standorte vor allem im Bereich der Windenergie. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass es in begrenztem Umfang Windkraftstandorte mit besonders gutem Winddargebot und in größerem Umfang Standorte mit nicht optimalen Bedingungen gibt, ergeben sich folgende Handlungsoptionen:

→ Im Sinne eines möglichst einfachen Modells würde keine Differenzierung vorgenommen, im Ergebnis würden entweder hohe Mitnahmeeffekte für günstige Standorte entstehen („binnenlandorientierte Prämiendefinition“) oder aber eine Beschränkung des Ausbaus („küstenorientierte Prämiendefinition“).

- Eine Einführung von unterschiedlichen Prämienzahlungen für Küsten- und Binnenlandstandorte könnte diese Effekte abmildern, aber zu Schwellenwertproblemen führen (zum Beispiel wenn auch im Binnenland sehr gute Windverhältnisse auftreten).
- Eine Indexierung der Prämienzahlungen auf das Windangebot würde im Ergebnis zu einer Adaption des (veränderten) Referenzertragsmodells des aktuell geltenden EEG für das auf Prämienzahlungen basierende Reformmodell oder zum Übergang auf ein alternatives Standort-Indexierungsmodell führen (vgl. Abschnitt 6.2.2), eine Indexierung würde auch im Kontext von Ausschreibungsverfahren nicht obsolet (vgl. Abschnitt 3.3.2).
- Eine komplette Verlagerung der Küsten-/Binnenstandort-Problematik in den Bereich der Sonderziele (vgl. Abschnitt 3.4.4) würde diesen Regelungsbereich mit einiger Wahrscheinlichkeit deutlich überfrachten.

Zusammenfassend ist festzuhalten: Die Indexierung einer einmal gewährten Prämienzahlung über deren Laufzeit hinweg (zum Beispiel zur Anpassung an Veränderungen der Stromerlöse, der Zinsen für Kapital oder der Brennstoffpreise für Biomasse gegenüber den Erwartungen zum Zeitpunkt der Festsetzung der Prämie) erscheint nicht notwendig und auch nicht sinnvoll, weil damit die erwünschte Steuerungswirkung des Reformmodells unterlaufen werden würde. Voraussetzung ist aber, dass ein geeigneter Abschöpfungsmechanismus für den Fall höherer Strompreise eingeführt wird. Die einzige Ausnahme bildet dabei möglicherweise die Adaption eines linear ausgestalteten Referenzertragsmodells für die Bedingungen des hier diskutierten Prämienmodells im Falle der Windkraft (onshore).³¹ Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Sachverhalts von Bedeutung, dass das bisherige Strommarktdesign (bisher) keine regional differenzierten Preissignale erzeugt.

3.4.4 Sonderzahlungen für Sonderzwecke

Das EEG hat neben einer Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien explizit auch den Zweck der Innovationsförderung verfolgt. Dies ist in den verschie-

³¹ Diese Option wird in Abschnitt 6.2.2 bei der beispielhaften Berechnung der Prämienzahlung erneut aufgegriffen.

denen Anwendungsbereichen unterschiedlich gut gelungen. Vor allem im Bereich der Solarstromproduktion und der Windkraftherzeugung an Land wurden jedoch erhebliche Kostenreduktionen erreicht. Angesichts der aktuellen Entwicklungen stellt sich nun die Frage, ob die Innovationsförderung für die Offshore-Windkraft als der einzig verbliebene Technologie mit erwartbar hohen Lernkurveneffekten dem gleichen Muster wie für Onshore-Windenergie und Photovoltaikstromerzeugung folgen soll, 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 die Schaffung eines Innovationszuschlages für Offshore-Windkraftanlagen beziehungsweise 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 Risiko zuwachs für die Investoren, über zielgerichtete Ausschreibungen erfolgen.

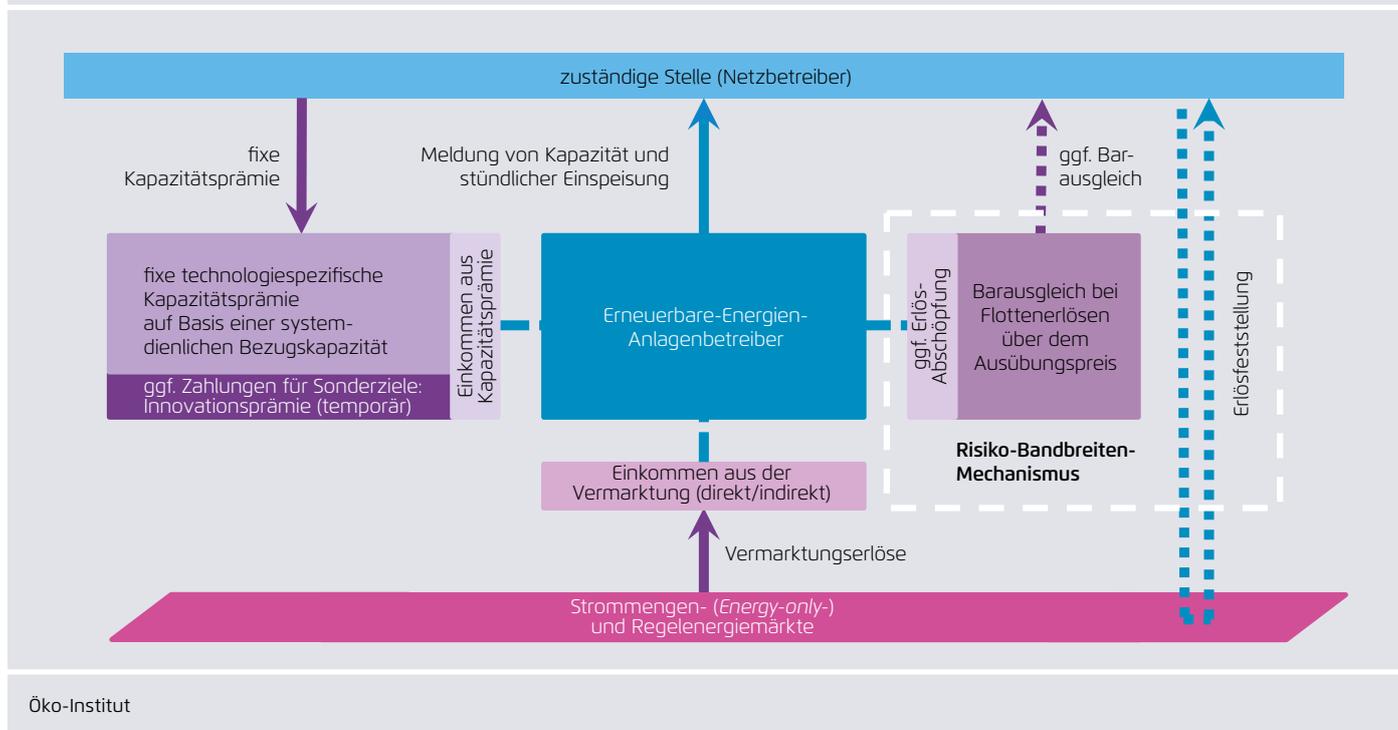
3.5 Zwischenfazit: Das Reformmodell im Überblick

Das in den vorstehenden Abschnitten entwickelte Reformmodell ersetzt die bisherige Direktvermarktung mit Marktprämie durch drei verschiedene, einander ergänzende Einkommensströme, auf deren Basis sowohl Investitions- als auch Betriebsentscheidungen optimiert werden, aber auch Investitionsrisiken begrenzt werden können (Abbildung 12).

Der erste Einkommensstrom entsteht aus den Vermarktungserlösen im Strommengenmarkt, die mit dem erzeugten Strom erzielt werden können. Durch die direkte Wei-

Erlösströme im Modell einer wertoptimierten Reform des EEG

Abbildung 12



tergabe des Strompreissignals an Anlagenbetreiber erfolgt eine Marktintegration, durch die eine systemverträgliche Betriebsführung und – idealerweise – auch eine systemverträgliche Anlagenauslegung gefördert wird. Für die Ausgestaltung dieses Einkommensstromes gibt es zwei Möglichkeiten:

- Als Standardfall vermarkten die Anlagenbetreiber ihren Strom auf dem Wege der (verpflichtenden) Direktvermarktung selbst an Dritte oder lassen dies durch Dienstleister vornehmen. In diesem Fall entfällt die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms. Auch eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist möglich. Die Anlagenbetreiber tragen somit das volle Preisrisiko sowie ein Vermarktungs- und Erlösdauerrisiko. Sie müssen Fahrpläne anmelden und bei Bedarf Ausgleichsenergie beschaffen.
- Im Ausnahmefall (nicht im Bereich der verpflichtenden Direktvermarktung betriebene Anlagen mit einer Leistung oberhalb des Schwellwerts für die De-minimis-Regelung) bleibt die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber bestehen. Die Anlagenbetreiber erhalten

eine Strommengenvergütung in Höhe des zum Zeitpunkt der Einspeisung geltenden Strompreises am Spotmarkt. Die Anlagenbetreiber tragen somit das volle Preisrisiko, nicht jedoch Vermarktungs- und Erlösdauerrisiko. Sofern sich die Kosten für Messung und Fernwirkung bei Kleinanlagen massiv verringern sollten und damit die Legitimation für eine De-minimis-Regelung (siehe unten) entfällt, könnten über diesen Ansatz auch die Kleinanlagen einbezogen werden.

Das vorgestellte Modell geht von der Grundannahme aus, dass die Vermarktungserlöse am Strommengenmarkt für Erneuerbare Energien auf absehbare Zeit nicht ausreichend sein werden, um die Vollkosten der Erzeugung zu decken beziehungsweise die Investitionskosten zu refinanzieren. Daher ist ein zweiter Einkommensstrom in Form einer technologiespezifischen Kapazitätsprämie vorgesehen. Die Prämie wird dem Anlagenbetreiber bei Inbetriebnahme der Anlage über einen längeren, im Detail noch festzulegenden Zeitraum hinweg gezahlt und für die jeweiligen Inbetriebnahme-Kohorten (zunächst) administrativ festgelegt. Grundlage dieser Festlegung sind ein repräsentatives Vollkostenniveau und

die erwartbaren Vermarktungserlöse der Stromerzeugung in einer konservativen Abschätzung. Für die langfristige Entwicklung der Prämienhöhe wird ein Richtwert für die voraussichtliche jährliche Degression festgelegt. Die tatsächliche Degression berücksichtigt zeitnah die beobachtete Entwicklung relevanter Kostenparameter und gegebenenfalls im Kontext der Mengensteuerung durch die „atmenden Korridore“ auch den real beobachteten Zubau. Die Korridore sollten den langfristigen Ausbauzielen angepasst und auf Nettozubau umgestellt werden. Hierfür finden ein jährliches Monitoring und eine entsprechende, vorzugsweise regelbasierte Anpassung der Prämienhöhen statt.

Als Bezugsgröße für die Höhe der Kapazitätsprämie ist grundsätzlich die dem System zur Verfügung gestellte Erzeugungskapazität zu verwenden. Im Fall einer Biomasseanlage ist dies die Nennleistung. Für dargebotsabhängige Erzeugungsoptionen wie Windkraft und Photovoltaik stellt sich die Frage der systemdienlichen Leistung anders als für einlastbare Stromerzeugungsanlagen. Durch eine sinnvolle Wahl der Bezugsgröße für die Kapazitätzahlungen (Bezugsleistung) für Windkraft und Photovoltaik können und sollten zusätzliche Anreize für eine systemdienliche Anlagenauslegung geschaffen werden.

Die in Megawatt oder Kilowatt gemessene Bezugsleistung errechnet sich aus der geordneten Jahresdauerlinie der Anlage. Ausgehend von dieser Jahresdauerlinie wird der Mittelwert der Einspeisung gebildet wobei die 10 Prozent der Stunden mit der höchsten Einspeisung und die 10 Prozent der Stunden mit der niedrigsten Einspeisung nicht berücksichtigt werden. Berechnet wird also der Mittelwert der Einspeisung zwischen dem 90-Prozent- und dem 10-Prozent-Dezil. Mit einem solchen Ansatz könnten auch im Rahmen eines Modells direkter Kapazitätzahlungen die Anreize für hohe Verfügbarkeiten der Anlagen erhalten und einer der (abstrakten) Nachteile von Kapazitätzahlungen sehr weitgehend eliminiert werden.

Grundsätzlich wird nur die Einspeisung der Anlage in das öffentliche Netz bei der Berechnung der Bezugsleistung berücksichtigt. Wird eine Anlage mit einem Speicher gekoppelt, kann die Stromproduktion des Speichers bei der Be-

rechnung der Bezugsleistung nicht herangezogen werden. Auf diese Weise werden Mitnahmeeffekte und gegebenenfalls eine Doppelförderung für Speicher verhindert. Speicher sollen damit grundsätzlich im Rahmen des Strommarktsegments für gesicherte Leistung (zum Beispiel einem fokussierten Kapazitätsmarkt) vergütet werden. Soweit ein nicht systemdienlicher Eigenverbrauch stattfindet, wird die eigenverbrauchte Strommenge nicht bei der Bestimmung der Bezugsleistung berücksichtigt.

Neben den beiden genannten Einkommensströmen können Sonderzahlungen für bestimmte Sonderziele vorgesehen werden. Diese Zahlungen werden aus Gründen der Transparenz getrennt von der Kapazitätsprämie geleistet. Hierzu können zum Beispiel Zusatzprämien zu Innovationsförderung (vor allem für Offshore-Windkraft) sowie Anreize für eine aus Sicht des Netzbetriebs vorteilhafte Standortwahl von Anlagen zählen.

Die beschriebenen Einkommensströme sollen – wie in Abbildung 13 grafisch dargestellt – so bemessen sein, dass sie die Vollkosten der Stromerzeugung decken können und den Anlagenbetreibern darüber hinaus eine angemessene Rendite ermöglichen.

Erfolgt die Festlegung der fixen Kapazitätsprämie durch Ausschreibungen, so werden die Anlagenbetreiber eine eigene Strompreisprognose erstellen und diese zur Grundlage ihres Gebots in der Auktion machen. Dabei ist davon auszugehen, dass eher konservative Annahmen getroffen werden, in der Ausschreibung ergibt sich gleichwohl auch ein Wettbewerb um die Strompreisprognose.

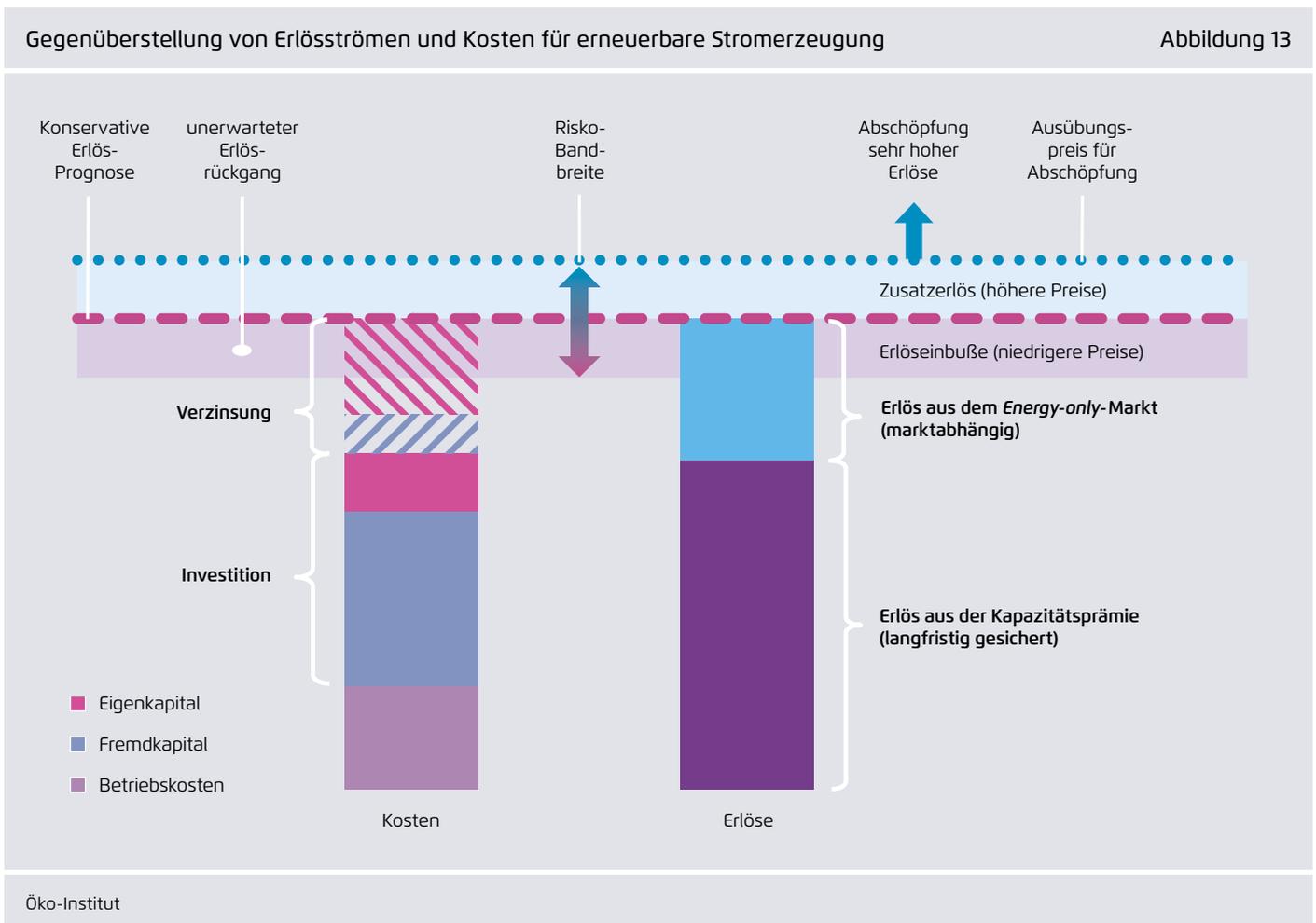
Für den Fall der administrativen Festsetzung der Prämie, auch als Startpreis einer *Descending-Clock*-Auktion, ist der Regulator mit dem Problem konfrontiert, dass für die Festsetzung der Prämienzahlungen eine langfristige Prognose der Vermarktungserlöse erforderlich, aber mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Um trotz dieser Unsicherheiten Investitionssicherheit zu gewährleisten und eine angemessene Risikoverteilung zwischen Anlagenbetreibern und den Trägern der Kostenumlage zu erzielen, wird das folgende Verfahren vorgeschlagen:

- Für den Fall der administrativen Festlegung der Kapazitätsprämie wird diese auf Grundlage einer sehr konservativen (das heißt niedrigen) Annahme für die erwarteten Vermarktungserlöse bestimmt.
- Für den Fall, dass die Vermarktungserlöse der jeweiligen Technologieflotte real um mehr als einen festgelegten Betrag oberhalb dieser Annahme liegen, wird die überschüssende Differenz im Rahmen eines Risiko-Bandbreiten-Mechanismus durch eine *Call*-Option auf die jeweiligen technologiespezifischen Referenzenerlöse beziehungsweise auf den Spotmarkt oder Base-Terminkontrakt abgeschöpft.
- Der Ausübungspreis für den Risiko-Bandbreiten-Mechanismus wird öffentlich gemacht, vor allem bildet er für den Fall einer Ausschreibung der Kapazitätsprämie einen Teil der Ausschreibungsbedingungen und ist so allen Bietern bekannt.

- Der Abschluss entsprechender Vereinbarungen ist Voraussetzung für die Gewährleistung der Kapazitätsprämie an die Anlagenbetreiber.

Durch dieses sowohl für die administrative Preissetzung wie auch die Ausschreibung anwendbare Verfahren wird für Anlagenbetreiber und auch für die Träger der Kostenumlage ein angemessenes Risikoband gebildet.

Die auf Grundlage realitätsnaher Werte in Abbildung 13 dargestellte Situation zeigt, dass das Konzept des sinnvoll parametrisierten Risiko-Bandbreiten-Modells (hier mit einem Risiko-Band von plus/minus einem Cent pro Kilowattstunde) einen geeigneten Ansatz bildet, um die Amortisation zu sichern und die Risiken bei der Kapitalverzinsung erheblich einzuschränken.



Schließlich soll für Kleinanlagen eine De-minimis-Regelung geschaffen werden, für die wegen aufwendiger Messanlagen bis auf Weiteres Festpreise auf Strommengenbasis vergütet werden sollen.

4 Modellierung zur Abschätzung der Erlöse am Strommengenmarkt

4.1 Vorbemerkungen

Neben den ganz überwiegend qualitativen Überlegungen zu Prämissen und Gestaltungselementen kann eine Vielzahl von Gestaltungsfragen, insbesondere aber die Parametrisierung des Modells ohne vertiefte quantitative Analysen nicht sinnvoll geklärt werden. Für diese quantitativen Analysen bedarf es eines konsistenten methodischen Rahmens und einer sinnvollen beziehungsweise erkenntnisleitenden Parametrisierung. Für die im Kontext dieses Projektes zu behandelnden Fragestellungen (mit Blick auf die Ausgabenseite des Systems) besteht der Rahmen im Kern aus zwei Elementen:

- Eine zentrale Rolle spielen quantitative Szenarienanalysen für den Strommarkt mit einem speziell für solche Zwecke entwickelten Modell. Zentrales Ergebnis sind hier die Strompreise in den unterschiedlichen Szenarien, die im Abschnitt 4.4 dokumentiert werden.
- Diese Strompreise werden mit den technischen und wirtschaftlichen Parametern ausgewählter Referenzanlagen für die unterschiedlichen Technologiebereiche in Verbindung gesetzt, die im Abschnitt 5.2 definiert werden. Im Abschnitt 5.3 wird überprüft, welche Erlöse aus dem *Energy-only*-Markt diese Anlagen in den verschiedenen Szenarien erwarten können.

Die quantitativen Analysen bilden zum einen eine wesentliche Grundlage zur Spezifikation des hier diskutierten Reformmodells für das EEG (Kapitel 6). Darüber hinaus erlaubt das methodische Grundkonzept der quantitativen Analyse des Strommarktes auch die Gewinnung von Erkenntnissen für den Umgang mit Unsicherheiten, mit denen die besonders relevanten Eingangsparameter behaftet sind. Auch können aus den Ergebnissen Erkenntnisse über die Struktur der verschiedenen Einkommensströme sowie die jeweiligen Anreizwirkungen gewonnen werden, die wiederum

eine besser fundierte Einordnung von Risikofragen etc. und letztlich des Gesamtmodells erlauben.

In den nachstehenden Abschnitten werden zunächst die wesentlichen methodischen und Datengrundlagen für die Analysen dargestellt. Dazu gehören die Dokumentation und Berechnung der Szenarien für die Strommarktentwicklung sowie die entsprechende Dokumentation der für die Zwecke dieses Vorhabens verwendeten Referenzanlagen. 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 eine Bandbreite der Rahmenbedingungen abgesteckt werden, in der das Reformmodell funktionsfähig sein muss. Für die untersuchten Referenzanlagen (Kapitel 5) wird dagegen versucht, möglichst repräsentative Anlagen zu identifizieren und abzubilden.

4.2 Methodischer Ansatz

In dem hier untersuchten Reformmodell finanzieren sich Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien durch zwei Einkommensströme: erstens aus den Erlösen, die sie aus dem *Energy-only*-Markt erzielen können, und zweitens durch eine festzulegende Prämienzahlung. Für die Parametrisierung der Prämie ist damit eine entscheidende Frage, welches Einkommen unterschiedliche Anlagen – auch im Zeitverlauf – am Strommengenmarkt erzielen können. Für die Ermittlung dieser zukünftigen Vermarktungserlöse für Strom aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen wurden Läufe mit dem Strommarktmodell *PowerFlex* des Öko-Instituts durchgeführt. Damit können die Erlöse für Strom aus Erneuerbaren Energien am Strommengenmarkt in jeder einzelnen Stunde eines gewählten Szenarios und damit auch im Jahresdurchschnitt ermittelt werden.

Das *PowerFlex*-Modell bildet den Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in stündlicher Auflösung ab, indem es in einem Optimierungsprozess die kurzfristigen Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten minimiert. Gleichzeitig muss in jeder Stunde die vorgegebene Stromnachfrage gedeckt werden. Als Ergebnis der Optimierung liefert das Modell den Kraftwerkseinsatz und den Strompreis in jeder Stunde. Die unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien werden im Strommarktmodell wie folgt abgebildet:

- Biomassekraftwerke werden wie alle anderen thermischen Kraftwerke als steuerbare Einheiten entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten zur Stromerzeugung herangezogen.
- Für die dargebotsabhängigen Energietechnologien Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Laufwasser werden dem Modell Einspeisezeitreihen als mögliche Obergrenze der jeweiligen Einspeisung in jeder Stunde vorgegeben.

Die kurzfristigen Grenzkosten von Photovoltaik-, Windkraft- und Laufwasseranlagen liegen im Modell nahe null, sodass dargebotsabhängiger Strom aus Erneuerbaren Energien bevorzugt zum Einsatz kommt. Die nur in geringem Umfang stattfindende Stromerzeugung aus Geothermie wird als konstante Einspeisung modelliert.

Je nachdem, ob der Strom gerade zur Lastdeckung benötigt wird oder nicht, kann das Modell diesen Strom nutzen oder aber nicht genutzte Strommengen als überschüssig identifizieren.

Diese überschüssige, also im Modell zunächst inländisch nicht nutzbare Stromproduktion kann auf verschiedene Weise interpretiert werden:

- Sie steht zum Beispiel für den Export zur Verfügung, falls im Ausland zum jeweiligen Zeitpunkt eine entsprechende Nachfrage entsteht.
- Ebenfalls könnten zusätzliche Flexibilitätsoptionen wie flexible Lasten in der Industrie, Lademanagement von

Elektrofahrzeugen, *Power-to-Heat*-Anlagen etc. ihre Nachfrage in die entsprechenden Stunden verlagern.

- Eine weitere Option wäre der Aufladebetrieb von Speichern, die zusätzlich zu den im Modell abgebildeten Speicherkapazitäten geschaffen werden könnten.

In jedem Fall beschreiben alle erwähnten Varianten – Flexibilität im Ausland, Lastmanagement und Speicher – bereits Möglichkeiten, wie Flexibilität bereitgestellt werden kann. Diese verschiedenen Varianten der Umsetzung sind auf dem Entwicklungspfad bis 2045 mit erheblichen Unsicherheiten³², in nahezu allen Fällen aber mit zusätzlichen Kosten verbunden und können damit nicht ohne Weiteres als gegeben angenommen werden.

Insofern konkurrieren die genannten Optionen zur Ausweitung des Flexibilitätsangebots mit den verschiedenen Maßnahmen zur Verringerung des Flexibilitätsbedarfs beziehungsweise zur Erhöhung des Flexibilitätsangebots im Bereich der regenerativen Stromerzeugung.

Vor diesem Hintergrund wurde in den hier durchgeführten Modellläufen auf die detaillierte Modellierung verschiedener Flexibilitätsoptionen (die im Modell grundsätzlich abgebildet werden können) verzichtet. Die Modellergebnisse quantifizieren so über die Ausweisung der überschüssigen Strommengen den Flexibilisierungsbedarf, unabhängig da-

32 Dies betrifft erstens die Entwicklung der Stromnachfrage und der Kraftwerksparks im Ausland, vor allem im Bereich der Wind- und Solarstromerzeugung. Die Nutzung des ausländischen Flexibilitätspotenzials zum Ausgleich für inländische fluktuierende Stromerzeugung kann nicht einfach langfristig als gegeben angenommen werden, insbesondere wenn der Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2045 europaweit stark steigen sollte. Eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland würde hier die Flexibilitätspotenziale durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch tendenziell verringern. In diesen Unsicherheitsbereich gehört darüber hinaus das Ausmaß des Ausbaus der grenzüberschreitenden Netzinfrastrukturen. Zweitens sind die Potenziale und Kosten der nachfrageseitigen Flexibilität mit signifikanten Unsicherheiten verbunden, vor allem wenn sie investitionsseitige Maßnahmen erfordern. Drittens existiert zwar eine große Bandbreite von längerfristig vorstellbaren Speicheroptionen, deren Potenziale bleiben aber ebenso mit erheblichen Kosten verbunden.

von, in welcher Kombination der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen dieser Bedarf abgedeckt wird (vgl. auch Abschnitt 2.4.1).

In der hier verwendeten Modellversion werden außerdem Stromimport und -export nicht explizit modelliert. Damit wird der grenzüberschreitende Stromaustausch als Flexibilitätsoption – wie oben dargestellt: bewusst – nicht berücksichtigt.

Ein weiterer in der Realität vorfindlicher Effekt, der für die hier vorgelegten Analysen nicht modelliert wurde, betrifft konventionelle Kraftwerke, die deshalb Strom produzieren, weil dieser im europäischen Strommarkt nachgefragt wird. Das führt im Unterschied zum hier verfolgten Modellierungsansatz (neben zusätzlichen CO₂-Emissionen, die hier nicht im Fokus der Analyse stehen) dazu, dass in Stunden, in denen die Erneuerbaren Energien alleine die inländische Last decken können, der Strompreis dennoch nicht null wird, sondern ein niedriges positives Niveau erreicht, nämlich den Preis, zu dem es sich für diese Kraftwerke aufgrund der ausländischen Nachfrage noch zu produzieren und zu exportieren lohnt. In welchem Maße dieser Effekt im Zeitraum bis 2045 wirksam wird, hängt neben dem Umfang der noch vorhandenen konventionellen Kraftwerke von den – unsicheren – Entwicklungen der Kraftwerksparks in den Nachbarstaaten insgesamt sowie vom Netzaufbau ab. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Erneuerbaren Energien stellt die Nicht-Abbildung des konventionellen Kraftwerksbetriebs für den Export eine leichte Unterschätzung der Erlöse dar, allerdings wäre die Berücksichtigung dieser Erlösdifferenz mit den genannten, erheblichen Unsicherheiten verbunden.

Stromimport erfolgt im hier verfolgten Modellierungsansatz aus Gründen der Versorgungssicherheit, nicht marktgetrieben, denn auch dafür wären komplette Szenarien für die Entwicklung der europäischen Energiepolitiken und der resultierenden Stromerzeugungssysteme notwendig. In der Realität würde Strom vor allem dann importiert, wenn im Ausland günstigere Kraftwerke verfügbar sind als im Inland. Diese würden sich dann im Rahmen der verfügbaren Übertragungskapazitäten in die inländische *Merit Order*

hineinschieben. Dadurch würde der Strompreis sinken, bis der Preis im Inland das ausländische Preisniveau erreicht hat. Für die Analyse der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bedeutet die Nichtberücksichtigung von marktgetriebenen Importen also eine leichte Überschätzung der Erlöse. Die aktuelle und absehbare Situation im Bereich des Stromaustauschs mit dem Ausland ist allerdings eher von Exporten aus Deutschland geprägt. Inwieweit sich dies in der Zukunft ändert, hängt ebenfalls von den erwähnten Unsicherheiten bei der Entwicklung der europäischen Stromversorgung und des Leitungsausbaus ab.

Die Modellspezifikation für die hier präsentierten Analysen orientiert damit im Bereich der Flexibilisierungsoptionen auf die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs. Bezüglich des grenzüberschreitenden Stromaustauschs wurde darüber hinaus versucht, die Unsicherheiten bei den Entwicklungen der Kraftwerksparks in den anderen europäischen Ländern im Sinne einer robusten Ermittlung der Ertragsniveaus für die regenerative Stromerzeugung auszuschließen.

Die jahresdurchschnittlichen spezifischen Erlöse am Strommengenmarkt für jede erneuerbare Technologie ergeben sich aus der Modellierung als Quotient aus dem gesamten Erlös der Technologie am Strommarkt in allen Stunden eines Jahres, geteilt durch die gesamte eingespeiste beziehungsweise dargebotene Strommenge:

$$\text{spezifische Erlöse} = \frac{\sum_t (\text{Stromproduktion}_t * \text{Strompreis}_t)}{\sum_t \text{Stromproduktion}_t}$$

Wie aus der dargestellten Formel ersichtlich, ist der Strompreis in jeder Stunde, in der die betrachtete Technologie Strom liefern kann, von entscheidender Bedeutung für die erzielbaren Erlöse. Er hängt zum Teil über den *Merit-Order*-Effekt von dem Umfang der erneuerbaren Einspeisung in der betrachteten Stunde ab, wird jedoch auch durch die Annahmen zur Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und durch die hier wirksamen Kosten (vor allem Brennstoffpreise, CO₂-Preis) sowie durch die Stromnachfrage bestimmt.

Diese Faktoren sind mit starken Unsicherheiten behaftet. Ein Modell zur Finanzierung der Erneuerbaren Energien im

Stromsektor muss gegenüber solchen Unsicherheiten robust sein. Daher wird hier eine Spannbreite realistischer erwartbarer Entwicklungen des Strompreises und damit der möglichen Vermarktungserlöse für erneuerbar erzeugten Strom analysiert. Hierzu werden ein „Oberes Erlösszenario“ und ein „Unteres Erlösszenario“ untersucht, die die Bandbreite der vorstellbaren Entwicklungen für die unterschiedlichen Einflussgrößen auf die stündlichen Strompreise am Großhandelsmarkt so abbilden, dass sich aus den Kombinationswirkungen der verschiedenen Einflussgrößen jeweils der untere und der obere Bandbreitenwert der vorstellbaren Entwicklungen ergibt. Beide Szenarien bilden einen Zeithorizont von 2015 bis 2045 in Zehnjahresschritten ab. Damit ist gewährleistet, dass die Entwicklungen des Strommarktes über die gesamte Lebensdauer einer innerhalb der nächsten Jahre installierten Anlage berücksichtigt werden. Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt dabei auf den früheren Szenariojahren, da diese aufgrund der finanzmathematischen Diskontierung den weitaus größten Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben werden.

Im „Oberen Erlösszenario“ wird eine Welt abgebildet, in der sich hohe Strompreise und damit ein möglichst hoher Einkommensstrom für Erneuerbare Energien einstellen, das heißt eine Welt mit – im Rahmen der möglichen zu erwartenden Entwicklungen – hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen, wenig Zubau an Regenerativkraftwerken und höherer Stromnachfrage. Im „Unteren Erlösszenario“ werden dagegen niedrige Einkommensströme für Erneuerbare Energien am Strommarkt generiert, weil niedrige Brennstoff- und CO₂-Preise, ein ambitionierter Zubaupfad für Erneuerbare Energien und eine geringere Stromnachfrage zu niedrigen Strompreisen führen. Die Rahmendaten für diese beiden Szenarien werden in Abschnitt 4.3 dargestellt.

Das analytische Vorgehen zur Berechnung der Vermarktungserlöse ist in zwei Arbeitsschritte unterteilt:

→ In einem ersten Schritt werden die Entwicklung der Strompreise sowie der Erlöse für das Einspeiseprofil des gesamten in der Modellierung unterstellten Anlagenmixes einer Technologie berechnet. Es wird also zunächst bestimmt, was der Strom aus Photovoltaik-, Windkraft-,

Laufwasser- und Biomasseanlagen jeweils am Strommarkt durchschnittlich Erlösen kann. Auf dieser Grundlage kann abgeschätzt werden, wie hoch der zusätzliche Einkommensstrom in Form von Prämienzahlungen sein muss, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten.

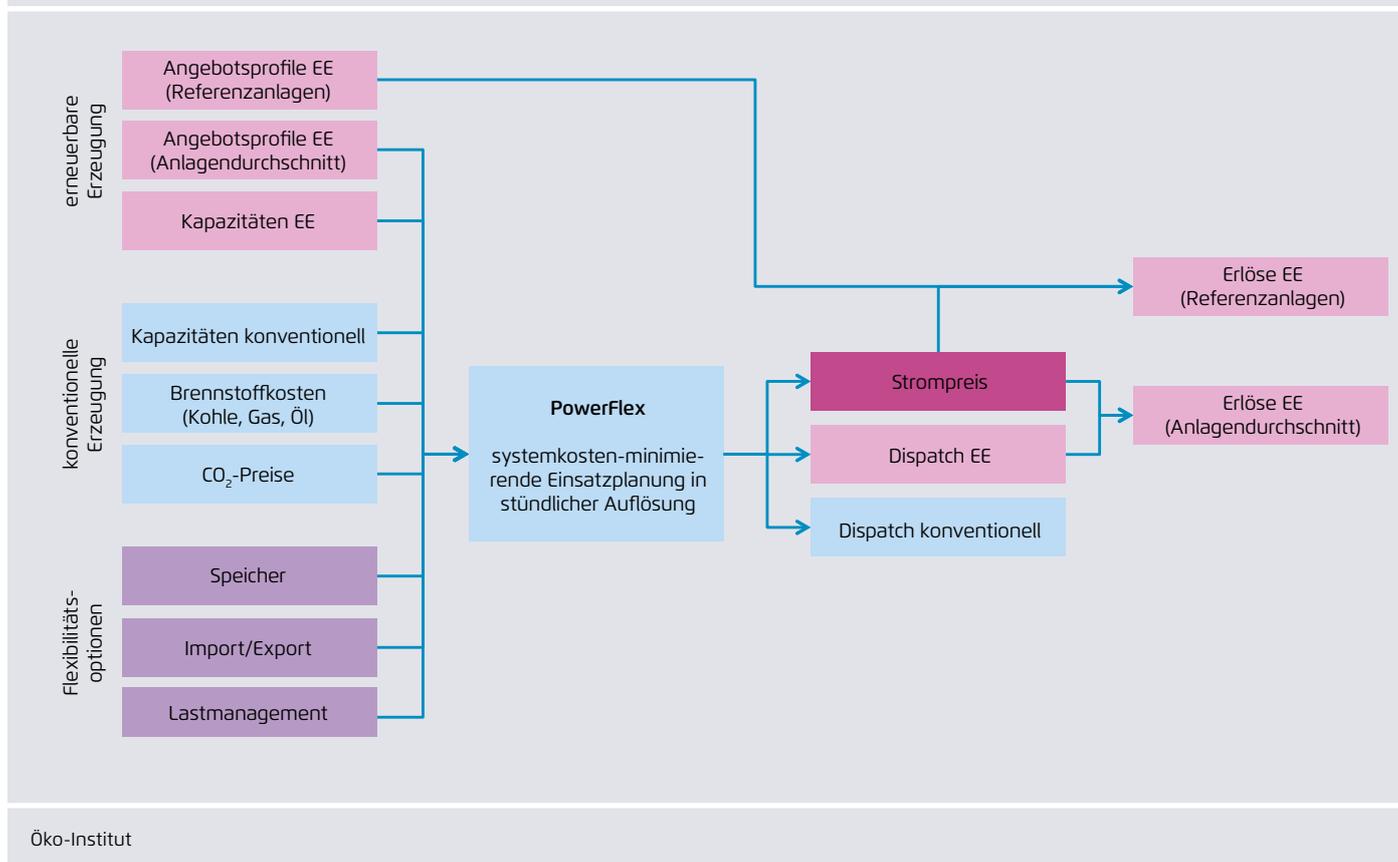
→ In einem zweiten Schritt werden die zuvor generierten Strompreisszenarien verwendet, um die Vermarktungserlöse für die Stromerzeugung einzelner Referenzanlagen zu bestimmen, deren technische und wirtschaftliche Spezifikationen vom durchschnittlichen Anlagenmix abweichen (Kapitel 5). Solche Referenzanlagen können zum Beispiel bestimmte Standortspezifika aufweisen (Onshore-Windkraft) oder mit einer bestimmten Konfiguration ausgestattet sein (zum Beispiel Verhältnis von Rotordurchmesser zu Generatorleistung bei Windkraftanlagen oder Ost-/West-Ausrichtung bei Solaranlagen). Anhand der Abweichungen der spezifischen Vermarktungserlöse von den Erlösen der jeweiligen durchschnittlichen Anlagenflotte kann beurteilt werden, inwiefern durch Strompreissignale Anreize zum Beispiel für die systemdienliche Auslegung von Anlagen gesetzt werden können.

Abbildung 14 fasst die Methodik zur Abschätzung der Vermarktungserlöse grafisch zusammen.

Erste Ergebnisse zu den Erlösabschätzungen für die durchschnittlichen Anlagenmixe werden in Abschnitt 4.4 präsentiert. Alle Strompreisangaben erfolgen in realen Preisen. Bezugsjahr ist hier das Jahr 2010. Die Spezifikation der Referenzanlagen und eine Analyse ihrer jeweiligen spezifischen Erlöse erfolgt in Kapitel 5.

Methodik zur modellbasierten Abschätzung der Vermarktungserlöse aus dem *Energy-only*-Markt

Abbildung 14



4.3 Rahmenannahmen

Für die Modellierung des Oberen und Unteren Erlösszenarios müssen die jeweiligen Rahmenannahmen und deren Kombinationen entsprechend der Szenariophilosophie konsistent definiert werden. Grundsätzlich basieren die verschiedenen Annahmen – allerdings nicht notwendigerweise auch deren Kombinationen – auf den aktuell laufenden Modellierungsarbeiten im Projekt *Klimaschutzszenarien 2050* (Öko-Institut 2014d), die methodisch an UBA (2013) angelehnt sind.

Ein zentraler Parameter im Modell zur Abschätzung der Vermarktungserlöse regenerativ erzeugten Stroms im *Energy-only*-Markt ist die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Für die vorliegende Studie wird angenommen, dass konventionelle Kraftwerke in Kaltreserve gehen, wenn ihr Betrieb unwirtschaftlich wird und

die technische Lebensdauer³³ noch nicht erreicht ist. Der so modellierte konventionelle Kraftwerkspark wird für beide betrachteten Szenarien für die Jahre 2035 und 2045 gleich angesetzt. Für das Jahr 2025 wird dagegen im Oberen Erlösszenario angenommen, dass einige konventionelle Kraftwerke in Kaltreserve gehen, die im Unteren Erlösszenario im Jahr 2025 noch für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Sie tragen damit tendenziell zu sinkenden Strompreisen bei.

Die Ausbaupfade für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien und die Pumpspeicherkraftwerke unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien. Dies führt

³³ Die technische Lebensdauer für konventionelle Bestandskraftwerke beträgt 45 Jahre für Kohlekraftwerke und 35 Jahre für Gaskraftwerke. Sie kann jedoch in Einzelfällen, beispielsweise bei bekannter Nachrüstung, auch höher sein.

einerseits zu einem jeweils unterschiedlichen, modellen-
 dogen ermittelten Bedarf an Back-up-Kapazitäten durch
 inländische Erzeugung und/oder Importe, wobei die Frage
 nach ihrer Refinanzierung nicht Gegenstand dieser Unter-
 suchung ist. Die Technologie für diese Back-up-Kapazitäten
 ist bewusst nicht festgelegt, sondern wurde in der Model-
 lierung als flexible Kapazität abgebildet, deren kurzfristige
 Grenzkosten knapp über denen des teuersten inländischen
 Kraftwerks liegen. Diese kann sowohl im Inland als auch in
 den Nachbarländern angesiedelt sein. Andererseits wirkt
 sich der Umfang der erneuerbaren Einspeisung auch auf
 den Betrieb der konventionellen Kraftwerke aus, die bei hö-
 herer Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien gerin-
 gere Benutzungsstunden zu verzeichnen haben.

Tabelle 6 und Tabelle 7 zeigen die installierte Leistung der
 steuerbaren konventionellen und erneuerbaren Erzeu-
 gungskapazitäten für die zwei Szenarien. Insgesamt ergibt
 sich in beiden Fällen eine installierte Leistung an steuer-
 barer Erzeugungskapazität in der Größenordnung von 90
 Gigawatt.

Für die thermischen Kondensationskraftwerke wird ange-
 nommen, dass diese voll flexibel betrieben werden können
 und nicht durch das Vorhalten von Systemdienstleistungen

als *Must-run*-Kapazität gebunden sind. Für die Ermittlung
 des Flexibilitätsbedarfs auf der Erzeugungsseite bei Über-
 schüssen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung
 stellt dies also eine optimistische Annahme dar. Die KWK-
 Anlagen sind in der Flexibilität ihres Betriebs durch die
 erforderliche Lieferung von Fernwärme eingeschränkt, kön-
 nen jedoch teilweise gegenseitig Wärmelieferungen über-
 nehmen, sodass sie in Summe flexibler agieren können, als
 wenn jedes Kraftwerk eine individuelle Nachfrage decken
 müsste. Die Stromerzeugung aus Sondergasen, Abfall, Geo-
 thermie und Sonstigen wird in der Modellierung als durch-
 laufendes Band mit (impliziter) *Must-run*-Charakteristik in
 Höhe von 3 GW (2015) bis 4 GW (2045) berücksichtigt.

Für die Erneuerbaren Energien werden im Rahmen der
 Szenarien zwei verschiedene Entwicklungen abgeleitet. Im
 Unteren Erlösszenario wird davon ausgegangen, dass ein
 sehr starker Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazi-
 täten stattfindet (was zu tendenziell niedrigen Erlösen auf
 dem Strommarkt führt). Im Oberen Erlösszenario wird da-
 von ausgegangen, dass der Zubau in abgeschwächter Form
 stattfindet (was zu höheren Erlösen auf dem Strommarkt
 führt). Basis für die Ableitung (außer bei der Biomasse) ist
 das Szenario B der Projektionen des Szenariorahmens für
 den Netzentwicklungsplan 2014 (ÜNB 2013). Davon aus-

Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar)
 im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 6

	2015	2025	2035	2045
	GW			
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	16,0	11,2	8,8
Steinkohle	34,5	22,6	10,9	7,6
Erdgas	27,6	25,6	16,0	17,0
Öl	5,9	0,5	0,0	0,0
sonstige	3,1	3,5	3,7	4,1
Back-up-Leistung (inkl. Importe)	1,4	2,8	30,6	36,2
Biomasse	6,5	7,8	8,5	8,7
PSW-Turbinen	10,8	11,0	11,0	11,0
Summe	123,0	89,7	91,8	93,4

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar)
 im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 7

	2015	2025	2035	2045
	GW			
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	13,5	11,2	8,8
Steinkohle	34,5	15,9	10,9	7,6
Erdgas	27,6	20,1	16,0	17,0
Öl	5,9	0,5	0,0	0,0
sonstige	3,1	3,5	3,7	4,1
Back-up-Leistung (inkl. Importe)	1,4	24,9	32,4	34,6
Biomasse	6,5	7,8	8,5	8,7
PSW-Turbinen	6,8	6,8	6,8	6,8
Summe	119,0	92,9	89,4	87,5

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

gehend wurden die Ausbauraten entsprechend verstärkt beziehungsweise abgeschwächt, um die Spannweite der erwartbaren Zubautrajektorien abzubilden. Für Biomasse wird dagegen für beide Szenarien vom gleichen Entwicklungspfad ausgegangen, der dem Ausbaupfad der *Langfrist-szenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien* für das BMU (DLR et al. 2012) entspricht. Dieser liegt leicht unter den Annahmen im Szenario B des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans. Die installierten Kapazitäten für beide Szenarien sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 dokumentiert.

Die Dargebotszeitreihen für die dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windkraft basieren auf empirischen Einspeisedaten für das Jahr 2012.³⁴ Diese Daten wurden um unterjährige Zubauereffekte bereinigt und gemäß der Annahmen über die Entwicklung der installierten Kapazitäten hochskaliert. Damit wird ein Einspeiseprofil verwendet, das unterstellt, dass

34 Die Daten wurden für Solaranlagen und Onshore-Windkraft über die Transparenzplattform der EEX und für die Offshore-Windkraft über die Transparenzplattform des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO gewonnen.

 Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Unteres Erlösszenario,
 starker Zubau Erneuerbarer Energien), 2015 bis 2045

Tabelle 8

Technologie	2015	2025	2035	2045
	GW			
Laufwasser	4,4	4,8	5,0	5,2
Photovoltaik	50,0	80,0	110,0	140,0
Onshore-Windkraft	40,1	70,0	86,7	103,4
Offshore-Windkraft	3,4	17,1	29,0	40,9
Biomasse	6,5	7,8	8,5	8,7

Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2014 (Szenario B), DLR/IWES/IfnE 2012, Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Oberes Erlösszenario, abgeschwächter Zubau Erneuerbarer Energien), 2015 bis 2045

Tabelle 9

Technologie	2015	2025	2035	2045
	GW			
Laufwasser	4,4	4,8	5,0	5,2
Photovoltaik	47,5	58,6	61,6	64,6
Onshore-Windkraft	34,7	46,8	58,9	71,0
Offshore-Windkraft	3,4	9,8	16,6	23,5
Biomasse	6,5	7,8	8,5	8,7

Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2014 (Szenario B), DLR/IWES/IfnE 2012, Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

die technischen Eigenschaften der zukünftig installierten Anlagen nicht wesentlich von den zurzeit betriebenen Anlagen abweichen und dass der weitere Kapazitätsszubau von Photovoltaik und Onshore-Windkraft etwa in der gleichen geografischen Verteilung erfolgt wie es dem heutigen Bestand entspricht.³⁵ Die resultierenden Jahresdauerlinien

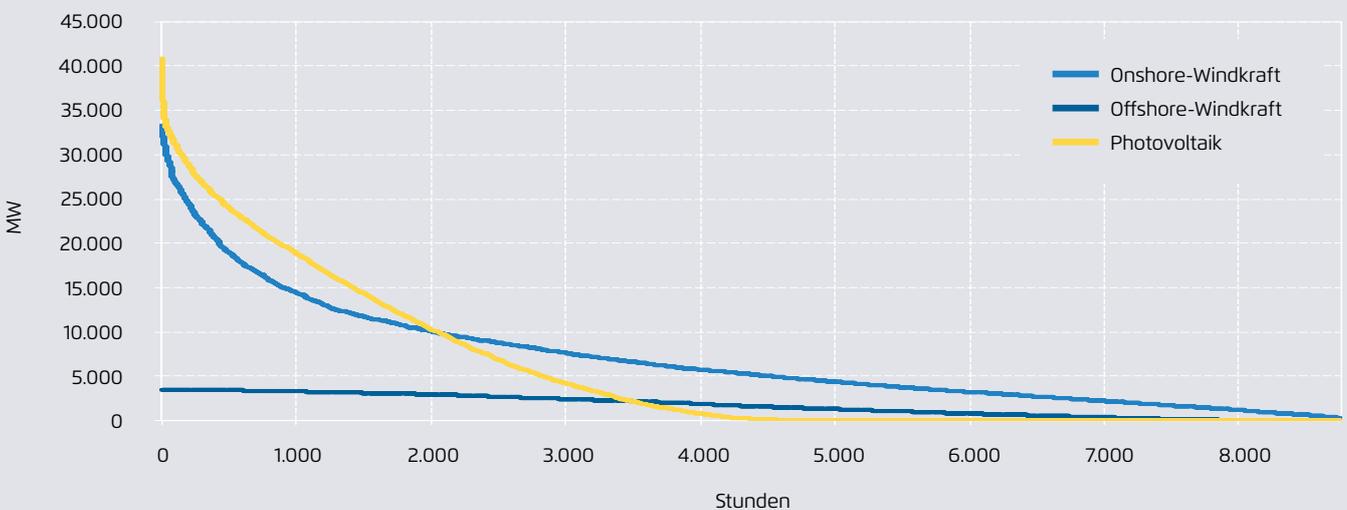
35 Da das historische Einspeiseprofil der Onshore-Windenergie vergleichsweise wenig Volllaststunden aufweist, wird die technologische Entwicklung tendenziell unterschätzt. Bei der Modellierung der Erlöse wird also nicht berücksichtigt, dass in Zukunft verstärkt optimierte Anlagen mit größeren Nabenhöhen gebaut werden könnten, die eine bessere Auslastung erreichen.

sind in Abbildung 15 exemplarisch dargestellt. Für Laufwasserkraftwerke wird ebenfalls das von der EEX veröffentlichte Einspeiseprofil verwendet. Für die Geothermie wurde ein Grundlasteinspeiseprofil unterstellt.

Dies könnte in der Tendenz zu einer leichten Überschätzung der Strommarkterlöse der optimierten Anlagen führen. Ein Vergleich der Ergebnisse der spezifischen Erlöse in Abschnitt 5.3 für das historische Einspeiseprofil und in Abschnitt 5.2 für die definierten Referenzanlagen zeigt jedoch, dass die Unterschiede zwischen den Erlösen eher gering sind. Dies bedeutet auch, dass die Verwendung des historischen Einspeiseprofiles nicht zu gravierenden Verzerrungen bei den modellierten Strompreisen führt.

Jahresdauerlinien für dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (Unteres Erlösszenario), 2015

Abbildung 15



Transparency EEX, TenneT TSO, Berechnungen des Öko-Instituts

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise (Unteres Erlösszenario, Fortbestand des aktuellen Preisniveaus), 2015 bis 2045

Tabelle 10

	2015	2025	2035	2045
	€(2010)/MWh			
Erdgas	34,4	26,6	26,6	26,6
Steinkohle	12,4	12,4	12,4	12,4
Braunkohle	3,1	3,1	3,1	3,1
Heizöl, leicht	44,9	44,9	44,9	44,9
Heizöl, schwer	28,2	28,2	28,2	28,2
Biogas	34,4	26,6	26,6	26,6
Biomasse fest	23,4	19,5	19,5	19,5
CO₂ (€(2010)/EUA)	3,5	3,5	3,5	3,5

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind eine weitere wichtige Determinante für die Entwicklung der Strompreise auf dem Spotmarkt. Hierbei wird für das Untere Erlösszenario angenommen, dass sich die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise auf vergleichbarem Niveau wie 2013 bewegen. Für das Obere Erlösszenario wird von generell steigenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen ausgegangen (Tabelle 10 und Tabelle 11).

Schließlich bestimmt auch die Stromnachfrage (und die daraus resultierende Nettostromerzeugung) die Entwicklung der Strompreise am Spotmarkt. Im Unteren Erlösszenario wird zunächst von einer deutlich sinkenden Stromerzeugung ausgegangen, die dann jedoch im Zeitverlauf durch die Zunahme der Elektromobilität wieder ansteigt. Für das Obere Erlösszenario wird eine ab 2015 gleichbleibende Stromnachfrage unterstellt (Tabelle 12).

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise (Oberes Erlösszenario, ansteigende Preisentwicklung), 2015 bis 2045

Tabelle 11

	2015	2025	2035	2045
	€(2010)/MWh			
Erdgas	36,0	43,1	46,9	50,3
Steinkohle	13,5	15,2	16,0	16,9
Braunkohle	3,1	3,1	3,1	3,1
Heizöl, leicht	67,5	81,1	90,6	97,7
Heizöl, schwer	42,9	51,8	58,0	62,7
Biogas	36,0	43,1	46,9	50,3
Biomasse fest	24,7	29,1	31,5	33,6
CO₂ (€(2010)/EUA)	3,5	22,0	35,0	45,0

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Entwicklung der Nettostromerzeugung im Unteren und Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 12

	2015	2025	2035	2045
	TWh			
Unteres Erlösszenario	559,6	537,5	547,8	568,7
Oberes Erlösszenario	564,7	564,7	564,7	564,7

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

4.4 Ergebnisse der Strommarkt-Modellierungen

Aus den unterschiedlichen Zubaupfaden für Erneuerbare Energien folgt, dass im Oberen Erlösszenario die Ziele der Bundesregierung für den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (40 bis 45 Prozent für 2025 und 55 bis 60 Prozent für 2035) im Jahr 2025 nur knapp erreicht und 2035 verfehlt werden (Tabelle 13).³⁶ Dies hat auch un-

terschiedlich hohe CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke zur Folge (Tabelle 14), die zumindest im Oberen Erlösszenario die aktuellen Klimaschutzziele der Bundesregierung verletzen würden.

Der Schwerpunkt der weiteren Ergebnisauswertung liegt bei einer Analyse der Strompreisentwicklungen und der jahresdurchschnittlichen spezifischen Vermarktungserlöse für die unterschiedlichen Technologiegruppen Erneuerbarer Energien. Für die Vermarktung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien sind Spotmarktpreise die relevanten Größen, auf die im Folgenden stets Bezug genommen wird. Die Entwicklung der jahresdurchschnittlichen Strompreise und

36 Die Tabelle zeigt den Modell-Output als Nettostromaufkommen, das sich aus der Summe von (inländischer) Nettostromerzeugung und Importen (falls vorhanden) ergibt. Im Zusammenhang mit den Zielen der Bundesregierung für die Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird teilweise auf den Bruttostromverbrauch abgestellt. Der Bruttostromverbrauch erfasst im Unterschied zum hier verwendeten Nettostromaufkommen zusätzlich den Eigenverbrauch der Kraftwerke. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch ergeben sich damit etwas geringere Aufkommensanteile der Erneuerbaren Energien. Das Nettostromaufkommen bildet jedoch die konsistentere und robustere Bezugsgröße für die Bewertung der Zielerreichung, da Veränderungen innerhalb des konventionellen Kraftwerksparks keine Rückwirkungen auf die Aufkommensanteile der Erneuerbaren Energien haben: Beim Ersatz von älteren durch neuere Kraftwerke oder dem Ersatz von Kohle- durch Gaskraftwerke beziehungsweise

se bei der Erhöhung der (Netto-)Stromimporte ergibt sich ein geringerer Kraftwerkseigenverbrauch und reduziert sich der Bruttostromverbrauch. Eine identische Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien führt damit zu einem rechnerisch höheren Regenerativanteil am Bruttostromverbrauch. Eine zunehmende Rolle von Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse- oder Abfallverstromung oder abnehmende (Netto-)Stromimporte führen dagegen zu einem höheren Kraftwerkseigenverbrauch und in der Folge zu einem höheren Bruttostromverbrauch, bei einer identischen Regenerativstromerzeugung ergeben sich für diesen Fall (rechnerisch) niedrigere Anteile der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.

Anteil Erneuerbarer Energien am Nettostromaufkommen, 2015 bis 2045

Tabelle 13

	2015	2025	2035	2045
Unteres Erlösszenario	30 %	53 %	68 %	79 %
Oberes Erlösszenario	28 %	40 %	50 %	60 %

Berechnungen des Öko-Instituts

CO₂-Emissionen fossiler inländischer Kraftwerke (ohne Back-up und Sonstige), 2015 bis 2045

Tabelle 14

	2015	2025	2035	2045
	Mio. t			
Unteres Erlösszenario	244	178	107	67
Oberes Erlösszenario	253	224	165	124

Berechnungen des Öko-Instituts

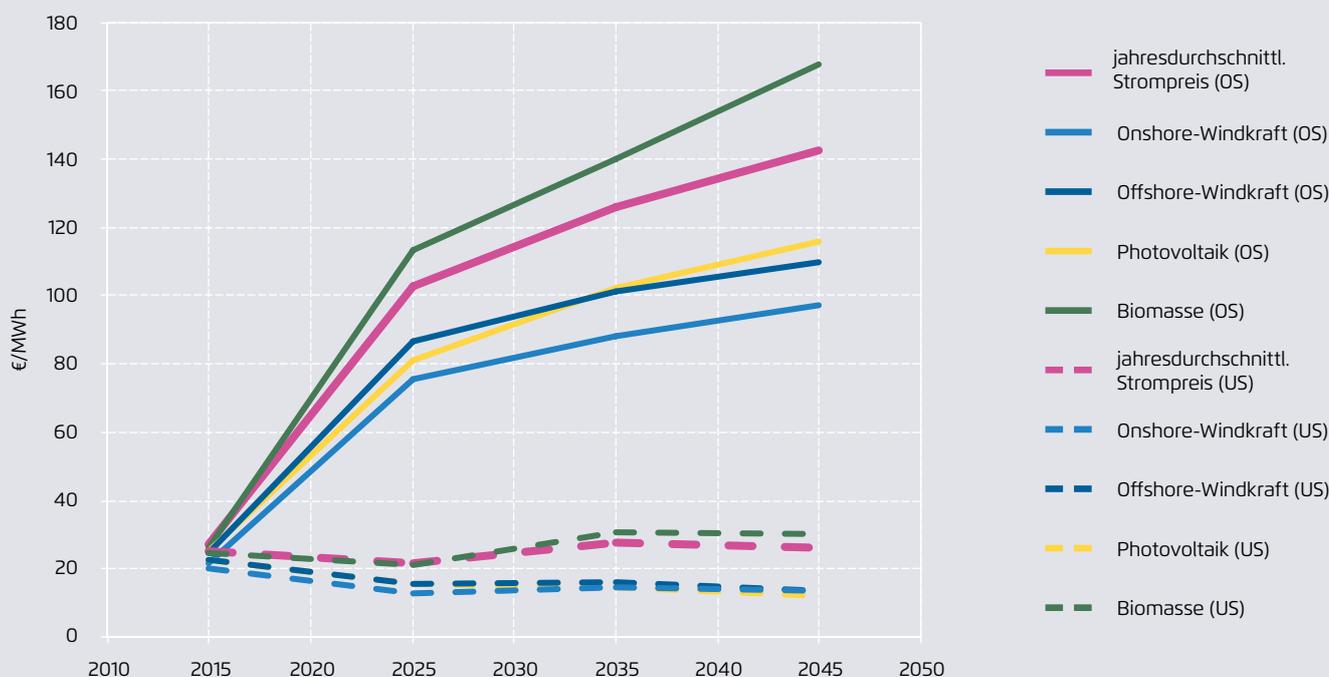
spezifischen Vermarktungserlöse für den jeweils gesamten Anlagenmix verschiedener erneuerbarer Technologien ist in Abbildung 16 überblicksartig dargestellt; Tabelle 15 (Unteres Erlösszenario) und Tabelle 16 (Oberes Erlösszenario) enthalten die Daten für die beiden Szenarien im Detail.³⁷

Die jahresdurchschnittlichen Strompreise wie auch die erzielbaren jahresdurchschnittlichen spezifischen Erlöse unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien deutlich: Im Unteren Szenario bewegt sich der Strompreis zwischen 25 Euro pro Megawattstunde (2015) und 36 Euro pro Megawattstunde (2025) und bleibt bis 2045 mit 33 Euro pro Megawattstunde in dieser Größenordnung. Im Oberen Szenario steigt der Strompreis dagegen von 27 Euro pro Me-

37 Laufwasser und Geothermie sind in den folgenden beiden Abbildungen nicht dargestellt, da ihre spezifischen Erlöse mit dem jahresdurchschnittlichen Strompreis nahezu identisch sind.

Strompreise und spezifische Vermarktungserlöse für erneuerbar erzeugten Strom im Unteren und Oberen Erlösszenario (US / OS), 2015 bis 2045

Abbildung 16



Berechnungen des Öko-Instituts

Spezifische Vermarktungserlöse erneuerbarer Energietechnologien im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 15

	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
Photovoltaik	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 erneuerbarer Energietechnologien im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 16

	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
Photovoltaik	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

gawattstunde (2015) schon im Jahr 2025 auf 103 Euro pro Megawattstunde an und erreicht bis 2045 sogar 143 Euro pro Megawattstunde. Die spezifischen Erlöse für die dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien Photovoltaik und Windkraft (onshore und offshore) liegen in beiden Szenarien unter dem Strompreis. Im Jahr 2015 bewegen sie sich sowohl für Photovoltaik als auch für Windkraft zwischen 20 Euro pro Megawattstunde und 25 Euro pro Megawattstunde.

Im Zeitraum 2025 bis 2045 liegen im Unteren Erlösszenario die erzielbaren Vermarktungserlöse sowohl für Photovoltaik- und als auch für Windkraftstrom zwischen 12 Euro pro Megawattstunde und 16 Euro pro Megawattstunde. Im Oberen Erlösszenario ist die Spreizung der Erlöse ab 2025

sowohl zwischen den Szenariojahren als auch zwischen den Technologien breiter. Für Windkraft- und Photovoltaikstrom bewegen sie sich in einem Bereich von 75 Euro pro Megawattstunde bis 116 Euro pro Megawattstunde. In beiden Szenarien sind die spezifischen Vermarktungserlöse für Offshore-Windkraft höher als die für Onshore-Windkraft, wobei der absolute Unterschied im Oberen Szenario größer ist als im Unteren Szenario.

Die spezifischen Vermarktungserlöse für aus Biomasse erzeugten Strom liegen in beiden Szenarien deutlich über dem jahresdurchschnittlichen Strompreis – durch die bedarfsabhängige Einspeisung wird diese Technologie in Knappheitssituationen eingesetzt, in denen überdurchschnittliche Preise erzielt werden können. Für den überwiegenden

Teil der Biomasseanlagen wurde dabei unterstellt, dass es sich um KWK-Anlagen handelt, die eine Wärmenachfrage decken müssen, darüber hinaus jedoch auch jederzeit am Strommarkt anbieten können.

Die erzielbaren Vermarktungserlöse von Laufwasserkraftwerken entsprechen beinahe den jahresdurchschnittlichen Strompreisen, da ihre Einspeisung gemäß ihrem saisonalen historischen Profil weder in besonders teuren noch besonders billigen Stunden stattfindet. Da für die kleine Gruppe der Geothermiekraftwerke ein konstanter Grundlastbetrieb für die Modellierung unterstellt wurde, entsprechen ihre hier angegebenen Vermarktungserlöse exakt dem mittleren Strompreis.

Abbildung 17 zeigt die Profilmfaktoren für die wichtigsten erneuerbaren Erzeugungstechnologien.³⁸ Für Photovoltaik

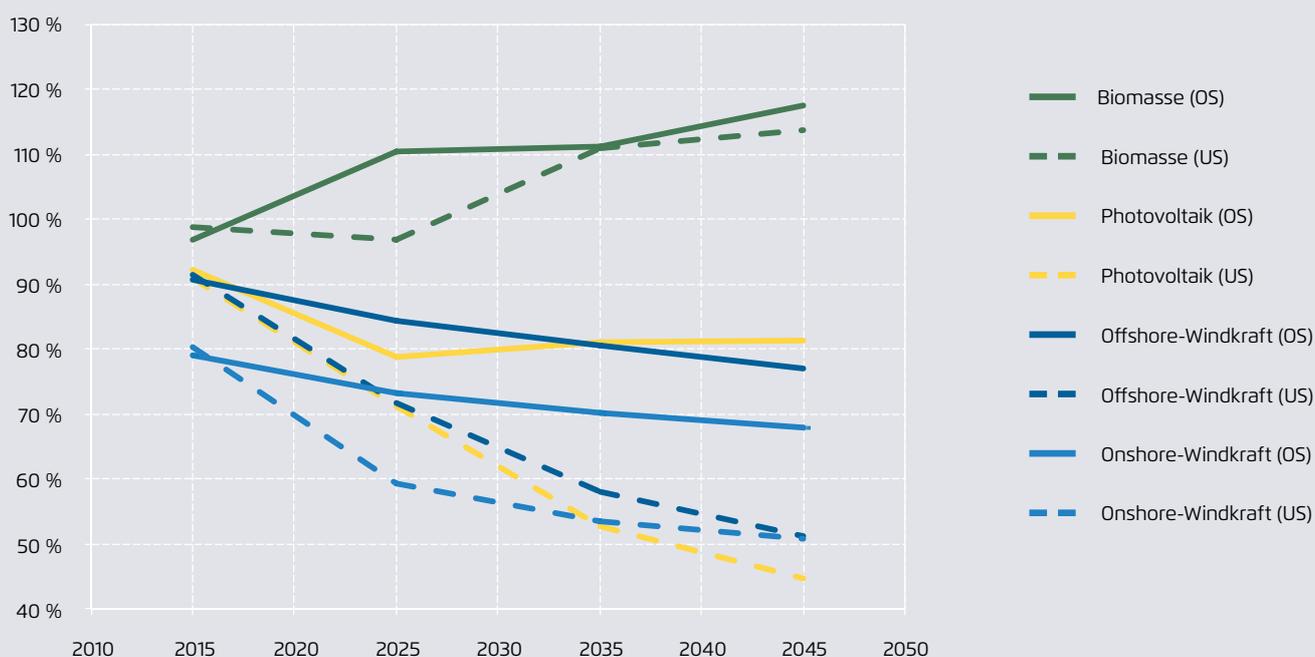
38 Der Profilmfaktor einer Erzeugungstechnologie ist das Verhältnis der für sie erzielbaren spezifischen jahresdurchschnittlichen Erlöse zum jahresdurchschnittlichen Strompreis.

stabilisieren sich die Profilmfaktoren im Oberen Erlösszenario ab 2025 auf einem Niveau von circa 80 Prozent. Für Onshore-Windkraft sinken die Profilmfaktoren im Oberen Erlösszenario kontinuierlich auf knapp 70 Prozent im Jahr 2045. Die Profilmfaktoren für Offshore-Windkraft sinken ebenfalls und liegen circa zehn Prozentpunkte über denen für die Onshore-Windkraft.

Im Unteren Erlösszenario sinken die Profilmfaktoren insgesamt stärker als im Oberen Erlösszenario: Für Windenergie erreichen sie 2045 circa 50 Prozent; der Profilmfaktor für Photovoltaik sinkt im Jahr 2045 sogar auf nur noch 45 Prozent. Dies erklärt sich aus dem *Merit-Order*-Effekt als Konsequenz des starken erneuerbaren Kapazitätsausbaus. Die Profilmfaktoren für Biomasse steigen hingegen in beiden Szenarien auf über 100 Prozent da die Biomasse ihre Einspeisung bevorzugt in relativ teure Stunden verlegen kann. Die Biomasseprofilfaktoren erreichen im Jahr 2045 Werte zwischen 110 Prozent und 120 Prozent.

Profilmfaktoren für erneuerbare Erzeugungstechnologien im Unteren und Oberen Erlösszenario (US / OS)

Abbildung 17



Besonders kritisch sind also – erwartungsgemäß – die erzielbaren Vermarktungserlöse im Unteren Erlösszenario, das im Folgenden weiter betrachtet wird. Während die bisherigen Darstellungen nur jahresdurchschnittliche Erlöse am Strommengenmarkt gezeigt haben, wird nun die zeitliche Struktur von Strompreisen und Erlösen in stündlicher Auflösung analysiert. Abbildung 18 zeigt für das Untere Erlösszenario die Jahresdauerlinien der Strompreise aus dem Strommarktmodell *PowerFlex* für die betrachteten vier Szenariojahre. Während sich der jahresdurchschnittliche Strompreis für alle vier Jahre zwischen 21 und 28 Euro pro Megawattstunde bewegt (siehe oben), unterscheidet sich die zeitliche Struktur der auftretenden Preise zwischen den Jahren deutlich.

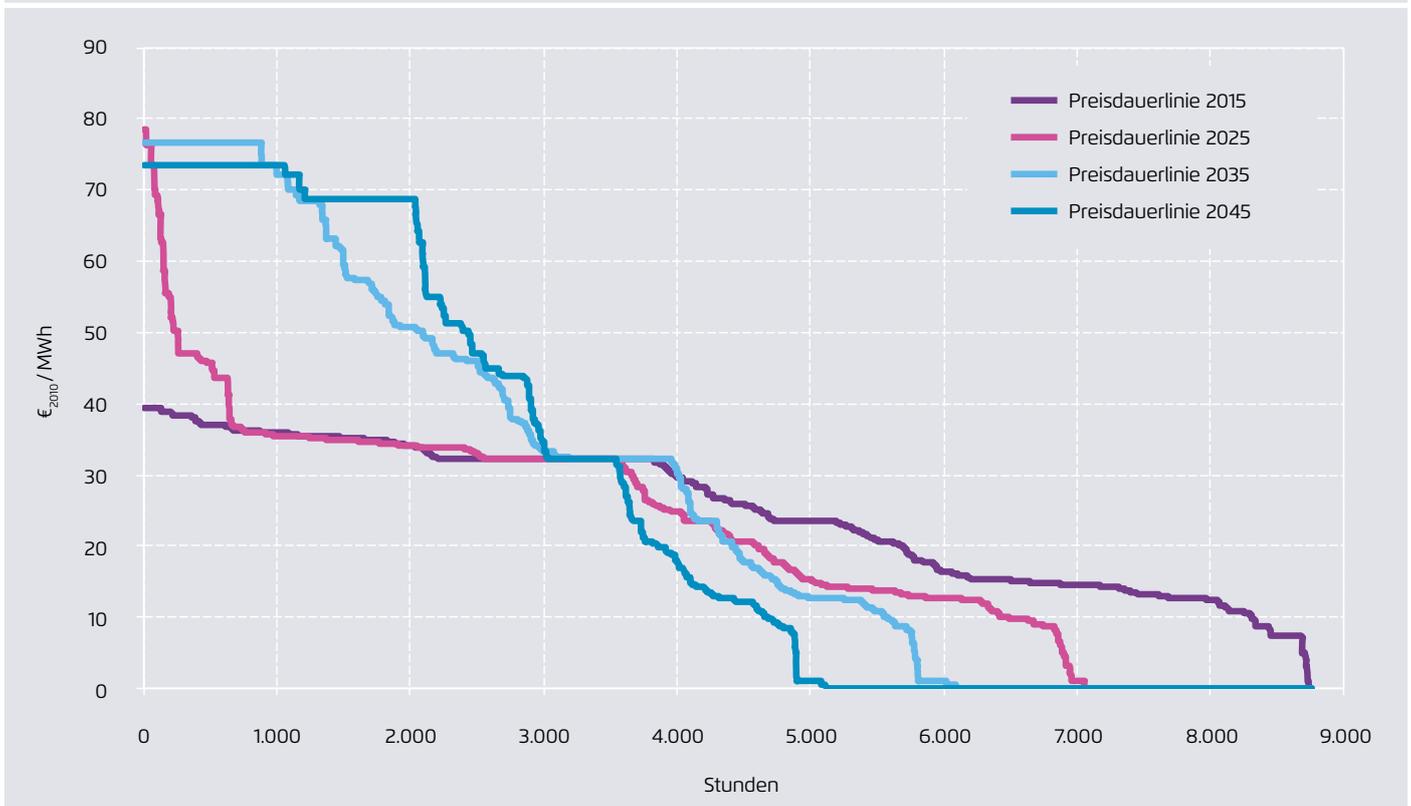
So treten im Jahr 2015 nur wenige Stunden mit einem Strompreis von null Euro pro Megawattstunde auf. Mit fortschreitender Zeit nimmt jedoch die Anzahl dieser Stunden zu, wobei pro Dekade etwa 1.000 Stunden mit einem Strompreis von null Euro pro Megawattstunde zusätzlich auftre-

ten. Gleichzeitig steigen die Preise in den teureren Stunden mit fortschreitendem Szenariojahr an. Dies ergibt sich aus der sich ändernden Struktur des Kraftwerksparks (vgl. Tabelle 6). Insbesondere werden zwischen 2015 und 2025 Erzeugungskapazitäten mit vergleichsweise niedrigen kurzfristigen Grenzkosten in erheblichem Umfang stillgelegt: So gehen die verbleibenden Kernkraftwerke mit einer Leistung von zwölf Gigawatt vom Netz, außerdem nimmt im Unteren Erlösszenario die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke um fünf Gigawatt und der Steinkohlekraftwerke um zwölf Gigawatt ab, weil sie das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Dies führt dazu, dass ab 2025 in den teuersten Stunden Gasturbinen (im Jahr 2025 selbst auch wenige Ölkraftwerke) den Preis setzen.

Im Unteren Erlösszenario gleichen sich dieser preissteigernde Effekt und die Zunahme der Stunden mit einem Strompreis von null Euro in etwa aus, sodass der jahresdurchschnittliche Strompreis, wie Tabelle 15 gezeigt hat, mit

Jahresdauerlinien der Strompreise am *Energy-only*-Markt im Unteren Erlösszenario)

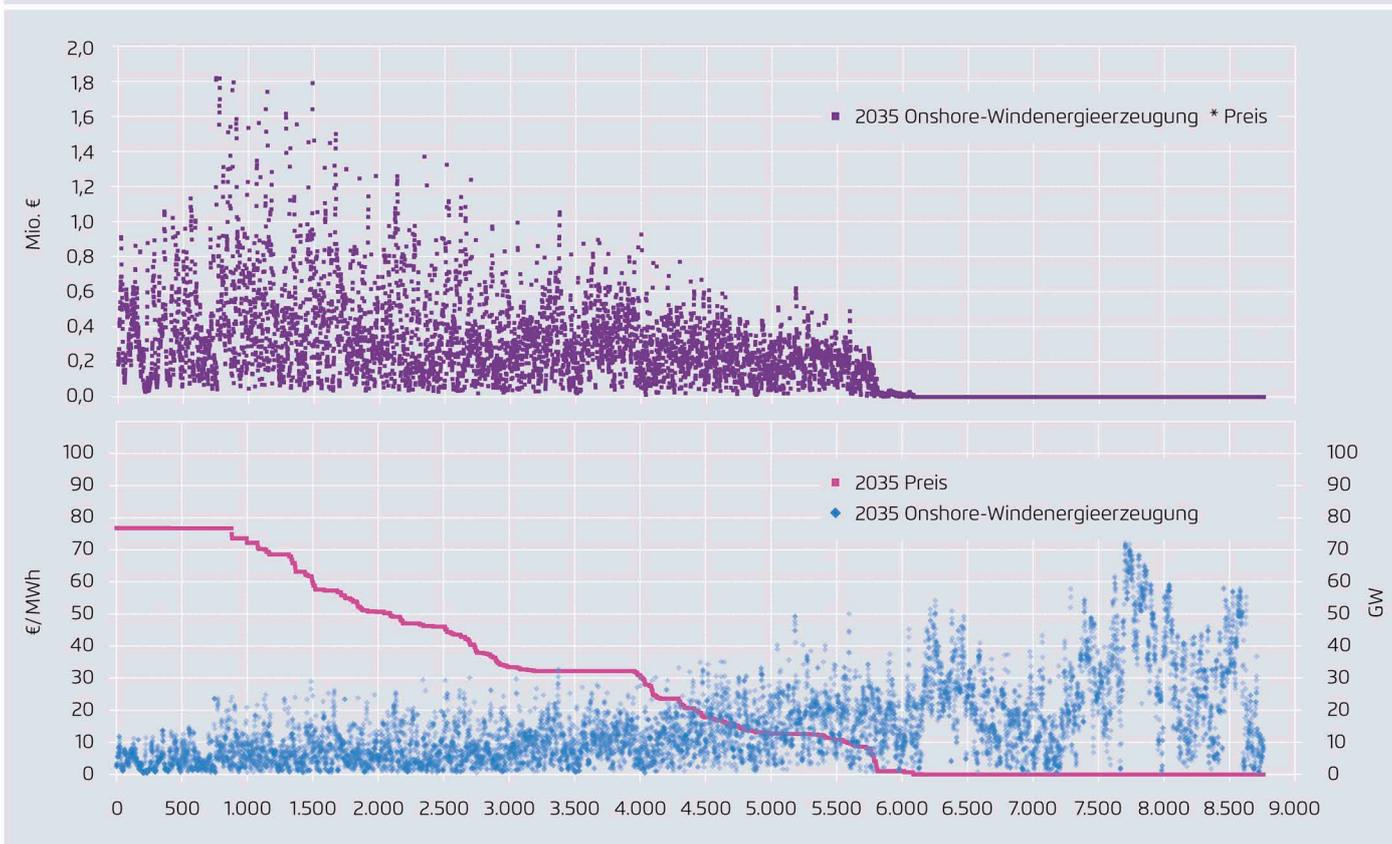
Abbildung 18



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windkraft im Unteren Erlösszenario, 2035

Abbildung 19



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

fortschreitenden Szenariojahren in etwa gleich bleibt. Die Frage nach der Refinanzierung der in den teuren Stunden preissetzenden Gasturbinen beziehungsweise Back-up-Kapazitäten (insbesondere nach 2025) wird hier nicht untersucht, sondern es wird vorausgesetzt, dass ein wie auch immer gearteter Refinanzierungsmechanismus die Verfügbarkeit solcher Kraftwerke sicherstellt.

Werden den dargestellten stündlichen Strompreisen die zugehörige Wind- beziehungsweise Solarstromerzeugung in der jeweiligen Stunde zugeordnet, so ergibt sich die im Folgenden dargestellte Situation. Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die Dauerlinien der Strompreise beispielhaft für das Szenariojahr 2035 und die jeweils stündlich aus dem Dargebot maximal erzeugbare Stromproduktion (also ohne mögliche Abregelung) von Onshore-Windkraft- beziehungsweise Photovoltaikanlagen.

Im unteren Bereich von Abbildung 19 wird deutlich, dass Stunden mit einem Strompreis von null Euro pro Megawattstunde, in denen also keine Vermarktungserlöse zu erzielen sind, tendenziell solche mit hohem Dargebot von Onshore-Windkraft sind. In diesen Stunden kann es auch zu Abregelung der Windkraftanlagen kommen. Gleichzeitig ist die Windkraftstromerzeugung in den Stunden mit einem Strompreis größer als null zwar niedriger, aber letztlich immer noch vorhanden. Dies sind die Stunden, in denen die Windkraftanlagen Erlöse erzielen können. Die erzielbaren stündlichen Erlöse aller Onshore-Windkraftanlagen ergeben sich aus der Multiplikation von Stromerzeugung und Strompreis, wie im oberen Bereich von Abbildung 19 dargestellt. Die höchsten (absoluten) Erlöse aller Onshore-Windkraftanlagen treten dabei in Stunden auf, in denen die Preise nicht maximal, aber vergleichsweise hoch sind, und in denen gleichzeitig die Windstromerzeugung etwa ein Drittel der Maximalleistung beträgt.

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario, 2035

Abbildung 20



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Abbildung 20 zeigt im unteren Bereich den Strompreis und die maximale Einspeisung (vor möglicher Abregelung) für Solaranlagen, wobei hier nur die Stunden berücksichtigt werden, in denen das Solarenergiedargebot nicht null ist, um die Nachtstunden auszunehmen. Auch hier treten die höchsten theoretisch nutzbaren Leistungen aus Solaranlagen in Stunden auf, in denen der Strompreis null ist. Es treten jedoch auch nennenswerte Solarstromerzeugungseinstellungen in Stunden auf, in denen der Strompreis größer als null ist. Insgesamt ergeben sich die höchsten absoluten Erlöse für alle Photovoltaikanlagen, wie im oberen Bereich von Abbildung 20 dargestellt, im Bereich mittlerer Strompreise und einer Einspeiseleistung von etwa der Hälfte der Maximalleistung.

4.5 Zwischenfazit: Erlösperspektiven für regenerative Stromerzeugungsanlagen am Strommengenmarkt

Die hier durchgeführten Berechnungen auf Basis des Strommarktmodells *PowerFlex* erlauben eine Abschätzung der Vermarktungserlöse für die verschiedenen Technologiegruppen Erneuerbarer Energien unter verschiedenen Rahmenannahmen. Auch zur Vorbereitung für die Parametrisierung des zu entwickelnden Prämienmodells wurden hierzu ein Unteres und ein Oberes Erlösszenario gebildet, die die Spannweite der erwartbaren Erlöse der Regenerativkraftwerke abbilden. Basierend auf anderweitigen Vorarbeiten des Öko-Instituts wurde eine Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2045 modelliert, die sich im Wesentlichen an dem Szenario B des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene-

nen Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 orientiert, aber davon abweichend zwei unterschiedliche Ausbautrajektorien definiert. Zudem wurden geeignete Annahmen für die Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Brennstoffpreise für Kraftwerke und für die Preise von CO₂-Zertifikaten getroffen, die jeweils zu sehr hohen oder sehr niedrigen Erlösen für Erneuerbare Energien am Strommarkt führen würden.

Eine Analyse der modellierten Erlöse für die relevanten Technologiegruppen zeigt zunächst die hohe Unsicherheit über den künftigen Verlauf der Strompreise. So steigen die durchschnittlichen Strompreise im Großhandel im Oberen Erlösszenario bis 2045 auf das 5,4-Fache der jeweiligen Werte im Unteren Erlösszenario, bereits 2025 betragen sie das 4,8-Fache. Entsprechend fallen auch die spezifischen Erlöse der Regenerativtechnologien zwischen beiden Szenarien deutlich auseinander. Innerhalb des Unteren Erlösszenarios, das für die Parametrisierung der Prämien im weiteren Verlauf des Vorhabens ausschlaggebend sein soll, liegen die erzielbaren Vermarktungserlöse für Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Photovoltaik zunächst im Jahr 2015 zwischen 20 und 23 Euro pro Megawattstunde. Für die Szenariojahre 2025 bis 2045 sinken die spezifischen Vermarktungserlöse auf ein niedriges Niveau zwischen 12 und 16 Euro pro Megawattstunde. Die Analyse der stündlichen Erlöse zeigt einerseits deutlich den *Merit-Order*-Effekt (hohes Dargebot in Stunden mit Strompreis null), andererseits ist die Einspeisung von Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Stunden mit einem Strompreis größer als null durchaus relevant. In diesen Stunden sind Erlöse am *Energy-only*-Markt erzielbar, die im Unteren Erlösszenario zwar niedrig sind, jedoch nicht auf null sinken. Dagegen ergeben sich für Laufwasser und Geothermie im Vergleich höhere spezifische Erlöse in Höhe der jahresdurchschnittlichen Strompreise. Die spezifischen Erlöse für Biomasse als einlastbarer Technologie (mit zusätzlichem KWK-Betrieb) liegen ab dem Jahr 2035 etwa beim Doppelten derjenigen für dargebotsabhängige Erzeugung.

Ein überschlägiger Vergleich der in Abbildung 16 dargestellten spezifischen Erlöse mit den in der Literatur üblicherweise genannten Erwartungen für die künftigen Stromge-

stehungskosten der Regenerativkraftwerke zeigt, dass im Falle des Unteren Erlösszenarios Neuanlagen in keiner der Technologiegruppen ohne eine Kapazitätsprämie in nennenswerter Höhe rentabel errichtet werden könnten. Sollte dagegen das Obere Erlösszenario eintreten, könnten bereits ab dem Jahr 2025 mehrere der Technologiegruppen auch ohne Prämie wirtschaftlich sein. Allerdings muss diesbezüglich darauf hingewiesen werden, dass diesem Ergebnis eine deutliche Abweichung von den deutschen Ausbauziele für die regenerative Stromerzeugung und letztlich auch von den Zielen für die Minderung der Treibhausgasemissionen zugrunde liegt. Ergänzende Modellanalysen (Öko-Institut 2014c) zeigen, dass auch im Oberen Erlösszenario regenerative Erzeugungsanlagen nicht über das Einkommen aus dem *Energy-only*-Markt refinanzierbar wären, wenn ein Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien entsprechend der mittel- und langfristigen Ziele für Deutschland unterstellt wird. Diese erhebliche Unsicherheit über die zu erwartenden Vermarktungserlöse regenerativ erzeugten Stroms unterstreicht auch die Bedeutung des in Abschnitt 3.2.3 diskutierten Abschöpfungsmechanismus.

5 Systemdienlichkeit

5.1 Einleitung

Eine zentrale Anforderung an ein überarbeitetes EEG ist die Verbesserung der Systemintegration erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Zum einen sollte beim Bau neuer Anlagen die technische Auslegung so erfolgen, dass die resultierende Anlage von ihren technischen Eigenschaften her gut ins System zu integrieren ist (Reduktion des Flexibilitätsbedarfs) beziehungsweise zusätzliche Systemleistungen erbringen kann (Erhöhung des Flexibilitätsangebots). Zum anderen sollen Anlagen entsprechend, das heißt systemdienlich, betrieben werden. Systemdienlichkeit bedeutet in der Regel, dass eine Anlage Strom zu dem Zeitpunkt und an dem Ort erzeugt, an dem er auch nachgefragt wird. Zumindest die zeitliche Information ist im Preissignal des Spotmarktes enthalten.³⁹ Entsprechend sollte dieses Preissignal an Anbieter (Investoren und Anlagenbetreiber) wie Nachfrager weitergeleitet werden und dort zur Wirkung kommen: Investoren und Betreiber erhalten einen Anreiz, die Anlagen so auszulegen und zu betreiben, dass die Einspeisung in Zeiten mit hohen Strompreisen und damit bei hoher (Residuallast-)Nachfrage erfolgt.

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) er-

reichen 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.

Um diesen Aspekt genauer zu untersuchen, werden in den hier dokumentierten Analysen verschiedene Windkraft- und Photovoltaikanlagen untersucht, die sich in ihren wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften vom gegenwärtigen Anlagendurchschnitt unterscheiden. Diese Anlagen (sie werden im Folgenden als Referenzanlagen bezeichnet) sind so ausgewählt, dass sie über die heute vorherrschenden Anlagenkonfigurationen hinaus das Potenzial einer durch das hier entwickelte Prämienmodell stimulierten optimierten Anlagenauslegung darstellen können. Die wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften der Referenzanlagen werden in Abschnitt 5.2 beschrieben. Eine Analyse der zu erwartenden Vermarktungserlöse, die mit diesen Anlagen erzielt werden können, erfolgt in Abschnitt 5.3. In Abschnitt 5.4 wird diskutiert, wie die Bemessungsgrundlage für die Höhe der Prämienzahlungen so gestaltet werden kann, dass auch über die Höhe der Kapazitätsprämien Anreize zur systemdienlichen Anlagenauslegung gesetzt werden.

³⁹ Zum gegenwärtigen Zeitpunkt vermittelt das Preissignal in Deutschland keinerlei Informationen über die optimale geografische Verteilung der Stromerzeugung, da es nur eine Preiszone gibt.

5.2 Definition der Referenzanlagen

5.2.1 Windkraft

Für Windkraftanlagen wird die Analyse auf Basis von Einspeisezeitreihen⁴⁰ 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. Darüber hinaus werden zwei Anlagentypen verglichen, die sich von ihrer technischen Auslegung her unterscheiden. Aktuelle Studien (DEWI 2011 und IWES 2013b) zeigen, dass die Auslegung einer Windkraftanlage einen starken Einfluss auf das Einspeiseprofil der Anlage hat. So führt insbesondere eine kleinere installierte Generatorleistung bei konstantem Rotordurchmesser zu einer höheren Auslastung bezogen auf die Nennleistung. Außerdem führt eine größere Nabenhöhe dazu, dass die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe steigt, und hat damit ebenfalls eine höhere Auslastung zur Folge. Darüber hinaus sinkt mit zunehmender Höhe der Einfluss der Bodenrauigkeit auf das

Windprofil, was zu einer Glättung des Einspeiseprofils führt (vgl. IWES 2013b, Kapitel 4).

Im Durchschnitt erreichten die neuinstallierten Onshore-Windenergieanlagen im Jahr 2012 eine spezifische Rotorkreisfläche von 2,53 Quadratmeter pro Kilowatt installierter Leistung (m^2/kW) (eigene Berechnungen basierend auf IWES 2013a) bei einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 111 Metern. Um den bestehenden Anlagenbestand abzubilden, werden daher für die Berechnungen die Leistungskennlinie der Anlage Enercon E-101 mit einer Rotorkreisfläche von 2,6 m^2 pro Kilowatt installierter Leistung und einer Turmhöhe von 100 Metern verwendet. Die aktuell in Deutschland zugebauten Offshore-Anlagen erreichen eine spezifische Rotorkreisfläche von 2,1 m^2/kW (Areva) bis 3,1 m^2/kW (Siemens). Um eine mittlere Anlagenauslegung zu berücksichtigen, wird deshalb ebenfalls die Leistungskennlinie der Anlage E-101 verwendet. Der Standardanlage wird eine optimierte Anlage mit einer Rotorkreisfläche von 4,5 m^2/kW installierter Leistung und einer größeren Nabenhöhe von 140 Metern gegenübergestellt (Nordex N117). Insbesondere für den Offshore-Standort und sehr gute Onshore-Standorte stellt dies eine eher unwahrscheinliche Auslegung dar, die bewusst so gewählt wurde, um eine extreme Auslegung zu überprüfen. Tabelle 17 fasst die mittleren Windgeschwindigkeiten der verwendeten Standorte und die sich ergebende Auslastung für die beiden verwendeten Turbinentypen zusammen.

40 Für die Analyse werden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in stündlicher Auflösung an den genannten Standorten für das Jahr 2012 in 100 und 140 Metern Höhe verwendet. Die Zeitreihen wurden von ForWind – Zentrum für Windenergieforschung mit dem WRF-Modell erstellt.

Vergleich der Windgeschwindigkeiten und der sich ergebenden Auslastung der verwendeten Standorte (im Jahresmittel)

Tabelle 17

	Mittlere Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe	Windleistungsangebot*	Standortqualität Referenzertragsmodell (netto)		Volllaststunden (brutto)		Volllaststunden (netto)	
	m/s		W/m ²	standard	optimiert	standard	optimiert	standard
Wind Offshore	9,6	553	145 %	128 %	5.238	6.151	4.128	5.056
Wind Stade	7,1	216	75 %	95 %	2.468	4.206	2.140	3.746
Wind Magdeburg	6,3	154	58 %	76 %	1.908	3.419	1.650	3.024
Wind Eifel	7,8	296	104 %	108 %	3.310	4.725	2.942	4.290
Wind Bayern	6,2	145	58 %	74 %	1.906	3.293	1.655	2.922
Anmerkungen: * Windleistungsangebot vereinfacht mit der mittleren Windgeschwindigkeit berechnet.								

Abschattungseffekte und Nichtverfügbarkeiten haben einen großen Einfluss auf die Erträge von Windkraftanlagen (Tabelle 17). Insgesamt wurden offshore Verluste von 19 Prozent und onshore von 12 Prozent bezogen auf die Bruttostromproduktion unterstellt.⁴¹ Für die im Abschnitt 5.4.3 folgende Berechnung der Kapazitäten von Windkraftanlagen wurden Abschattungseffekte und Nichtverfügbarkeiten wie hier dargestellt berücksichtigt. Die Qualitäten der betrachteten Standorte nach dem derzeit geltenden Referenzertragsmodell unterscheiden sich deutlich. Mit der optimierten Anlagenauslegung werden an allen Onshore-Standorten eine deutlich höhere Auslastung und deutlich höhere Standortqualitäten nach Referenzertragsmodell erreicht als mit der Standardanlage.⁴²

Im EEG 2014 wurde festgelegt, dass alle Anlagen mit einem Ertrag kleiner als 75 Prozent des Referenzertrages die erhöhte Anfangsvergütung für 20 Jahre erhalten. Die hier betrachteten Standorte bei Magdeburg und in Bayern erhalten

sowohl bei Errichtung einer Standardanlage und einer optimierten Anlage die erhöhte Anfangsvergütung für (fast) 20 Jahre. Anders stellt sich die Situation an besseren Standorten dar. Am Standort Stade erreicht die Standardanlage nur eine Erzeugung in Höhe von 76 Prozent des Referenzertrages. Im Gegensatz dazu erreicht die optimierte Anlage eine deutlich höhere Erzeugung in Höhe von 95 Prozent des Referenzertrages und erhält damit nur für 14 Jahre die erhöhte Anfangsvergütung. Damit wird eine systemdienliche Anlagenauslegung durch die bisherige Ausgestaltung des Referenzertragsmodells für einen Teil der Anlagen verhindert. Für eine detaillierte Diskussion und Lösungsmöglichkeiten wird auf DWG (2014) verwiesen.

5.2.2 Photovoltaik

Im Bereich der Photovoltaik werden die Auswirkungen verschiedener Standorte und unterschiedlicher Ausrichtungen der Module untersucht. Um die Bandbreite der verfügbaren Einstrahlung zu erfassen, wurden für die Referenzanlagen die beiden Standorte München und Rostock ausgewählt. Zu dieser Auswahl korrespondiert die Erwartung aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2014 vom März 2013, wonach über 40 Prozent des bis zum Jahr 2035 zu erwartenden Ausbaus der Photovoltaik von insgesamt circa 29 Gigawatt auf die beiden Südländer Bayern und Baden-Württemberg entfallen, während voraussichtlich gut 25 Prozent des Ausbaus in den nördlichen Bundesländern Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern (sowie den in dieser Hinsicht nicht bedeutsamen Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen) stattfinden werden.

Hinsichtlich der Ausrichtung der Photovoltaikmodule ist einerseits die Abweichung der Ausrichtung der Module von der Südausrichtung (Azimut) relevant, zum anderen die Neigung der Module gegenüber der Horizontalen. Innerhalb Deutschlands erzeugt eine Photovoltaikanlage dann einen maximalen Ertrag an elektrischer Arbeit, wenn sie nach Süden ausgerichtet ist (Azimut 0 Grad) und eine Neigung zwischen 36 Grad (Süddeutschland) und 38 Grad (Norddeutsch-

41 Für Offshore-Windkraftanlagen geben Fichtner/Prognos (2013) interne Abschattungsverluste zwischen 9,75 und 11 Prozent an. Wenn Offshore-Windparks von anderen Parks umbaut werden, treten zusätzlich externe Abschattungsverluste von 4,75 Prozent für eine umbaute Seite auf. Um dies zu berücksichtigen, wurden offshore Abschattungsverluste von 12 Prozent und onshore von 7 Prozent bezogen auf die Bruttostromproduktion berücksichtigt. Enercon garantiert im Rahmen seines Enercon-Partner-Konzeptes für Onshore-Anlagen eine technische Verfügbarkeit von 97 Prozent. Diese liegt also deutlich höher als die hier unterstellte Nichtverfügbarkeit von 5 Prozent. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass Anlagenausfälle in der Tendenz in Starkwindphasen auftreten, weil die Anlagen dann besonders stark beansprucht werden. Fichtner/Prognos (2013) geben für Offshore-Anlagen eine Verfügbarkeit von 95 Prozent an, die auch hier verwendet wird. Übrige technische Verluste für Offshore-Anlagen werden von Fichtner/Prognos (2013) mit 8 Prozent angegeben. In dieser Studie wird für Offshore-Anlagen ein Wert von 5 Prozent unterstellt. Für Onshore-Anlagen werden übrige technische Verluste vernachlässigt.

42 Die optimierte Anlage profitiert von den an weniger guten Standorten mit der Höhe überproportional ansteigenden Windgeschwindigkeiten. Außerdem kann die größere Rotorkreisfläche einen Teil der Ertragsverluste kompensieren (an einem 100-Prozent-Standort läuft die optimierte Anlage oft in Vollast; niedrigere Windgeschwindigkeiten führen deshalb zu einem langsameren Absinken des Ertrages als bei der Standardanlage).

land) aufweist.⁴³ Analog zu den Windkraftanlagen stellt sich jedoch die Frage, ob eine von dieser nach den erzeugbaren Kilowattstunden maximierten Auslegung abweichende Anlagenkonfiguration gegebenenfalls einen höheren Stromwert aufweist, obwohl sie bei gleicher Anlagengröße zu einer geringeren Stromerzeugung führt.

Hierbei ist zu beachten, dass die Ausrichtung einer Anlage oftmals durch die konkreten Gegebenheiten des Standorts geprägt ist. Insbesondere Anlagen auf geneigten Dachflächen sind üblicherweise in ihrer Ausrichtung festgelegt. Anlagen auf Flachdächern oder schwach geneigten Dächern sowie insbesondere Freiflächenanlagen erlauben in der Regel einen deutlich größeren Spielraum bei der Wahl der Modulausrichtung und der Neigung der Anlagen.

In diesem Kontext sei darauf hingewiesen, dass der Markt der Photovoltaikanlagen in Deutschland in den letzten Jahren verstärkt von Großanlagen dominiert wird. So zeigt eine Auswertung der veröffentlichten Daten des Photovoltaikmeldeportals der Bundesnetzagentur, dass von der insgesamt im Jahr 2012 installierten Photovoltaikleistung 42 Prozent auf Anlagen mit mehr als 1 Megawatt installierter Peak-Leistung entfielen, weitere 23 Prozent auf Anlagen zwischen 100 Kilowatt und 1 Megawatt. Nur knapp ein Viertel der installierten Leistung entfiel auf die typische Leistungsklasse von Anlagen auf geneigten Dächern (bis

30 Kilowatt). Insofern kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der Investoren einen gewissen Spielraum bei der Ausrichtung ihrer Anlagen hätte. Zudem würden im Falle einer attraktiven Förderung von zum Beispiel nach Westen ausgerichteten Photovoltaikanlagen entsprechend geneigte Dachflächen für die Belegung infrage kommen, die bisher nicht genutzt wurden.

Die für die weiteren Analysen berücksichtigten Anlagen beziehungsweise deren Spezifika sind in Tabelle 18 zusammengestellt.

Für zwei Standorte (München und Rostock) wurden jeweils zwei verschiedene Anlagentypen definiert. Die nach Süden ausgerichtete Anlage mit der Neigung von 36 Grad beziehungsweise 38 Grad repräsentiert hierbei die bisher übliche, optimierte Auslegung der Anlagen auf die maximale Stromerzeugung. Der in Tabelle 18 angegebene Skalierungsfaktor besagt, dass beispielsweise die Anlage „Rostock-Süd“ (bei ansonsten idealen Rahmenbedingungen) eine um zehn Prozent erhöhte installierte Leistung aufweisen muss, um die gleiche Stromerzeugung zu erzielen wie die Anlage „München-Süd“. Für die zu jeweils 50 Prozent der Modulfläche nach Osten und Westen ausgerichteten Anlagen wurde jeweils eine Neigung von 15 Grad gewählt. Die hierbei verwendeten Daten zur Stromerzeugung der einzelnen Anlagentypen wie auch die im Folgenden dargestellten Leistungsverläufe wurden mit der Auslegungssoftware PVSOL⁴⁴ erstellt.

43 Diese Angaben gelten für ideale Anlagenstandorte ohne Verschattung des Horizonts durch Landschaft, Gebäude oder Bäume etc.

44 www.valentin.de/produkte/photovoltaik/55/pvsol-advanced

Untersuchte Auslegungsvarianten für Photovoltaikanlagen

Tabelle 18

Anlagentyp	Horizontale Ausrichtung (Azimut)	Vertikale Neigung	Stromerzeugung je kWp und Jahr	Skalierungsfaktor Leistung
München Süd	0°	36°	1.101 kWh	100 %
München Ost/West	-90°/+90°	15°	923 kWh	119 %
Rostock Süd	0°	38°	996 kWh	110 %
Rostock Ost/West	-90°/+90°	15°	818 kWh	134 %

PVSOL, eigene Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Jahresdurchschnittlicher täglicher Leistungsgang der Photovoltaikanlagen (München)

Abbildung 21

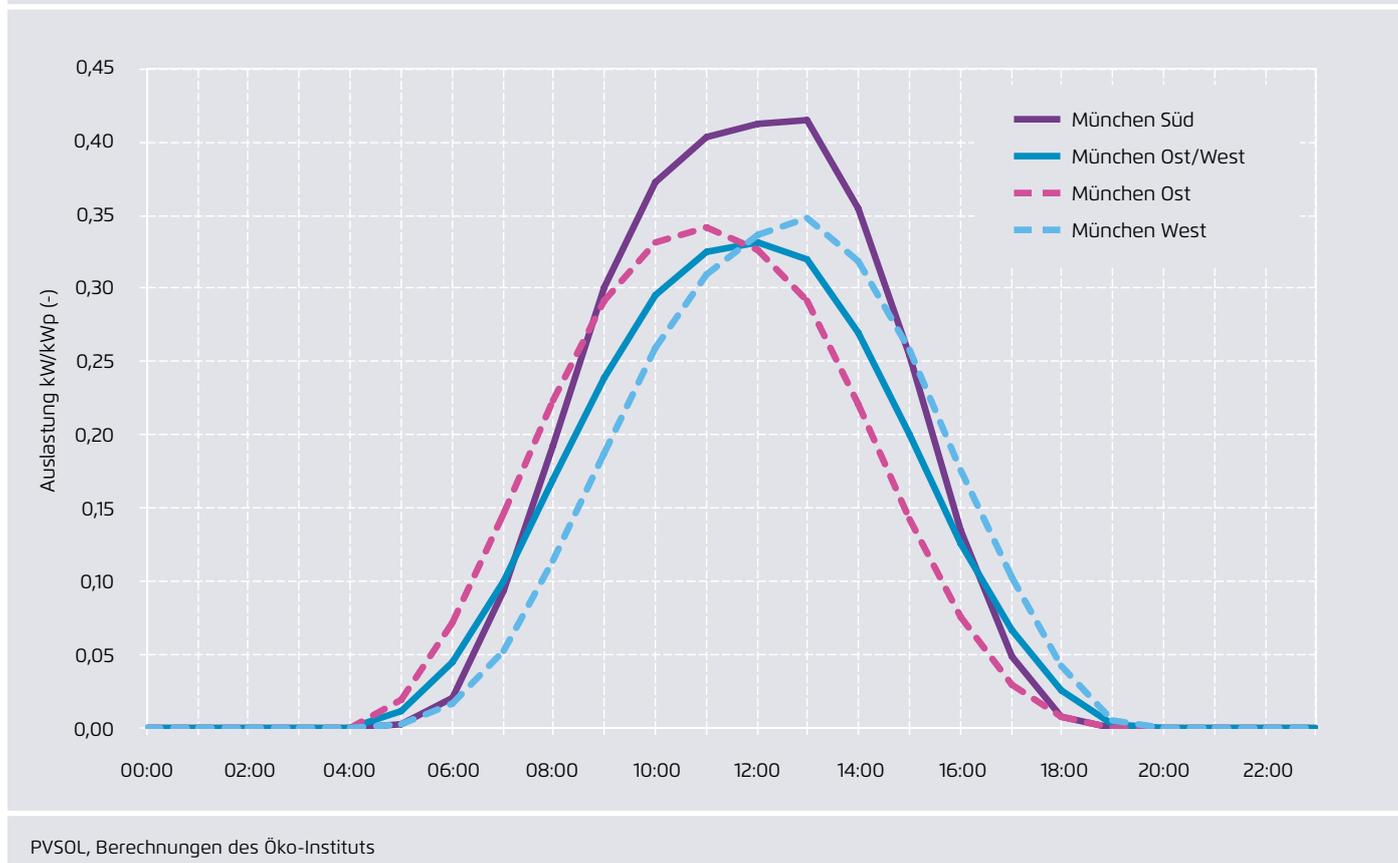


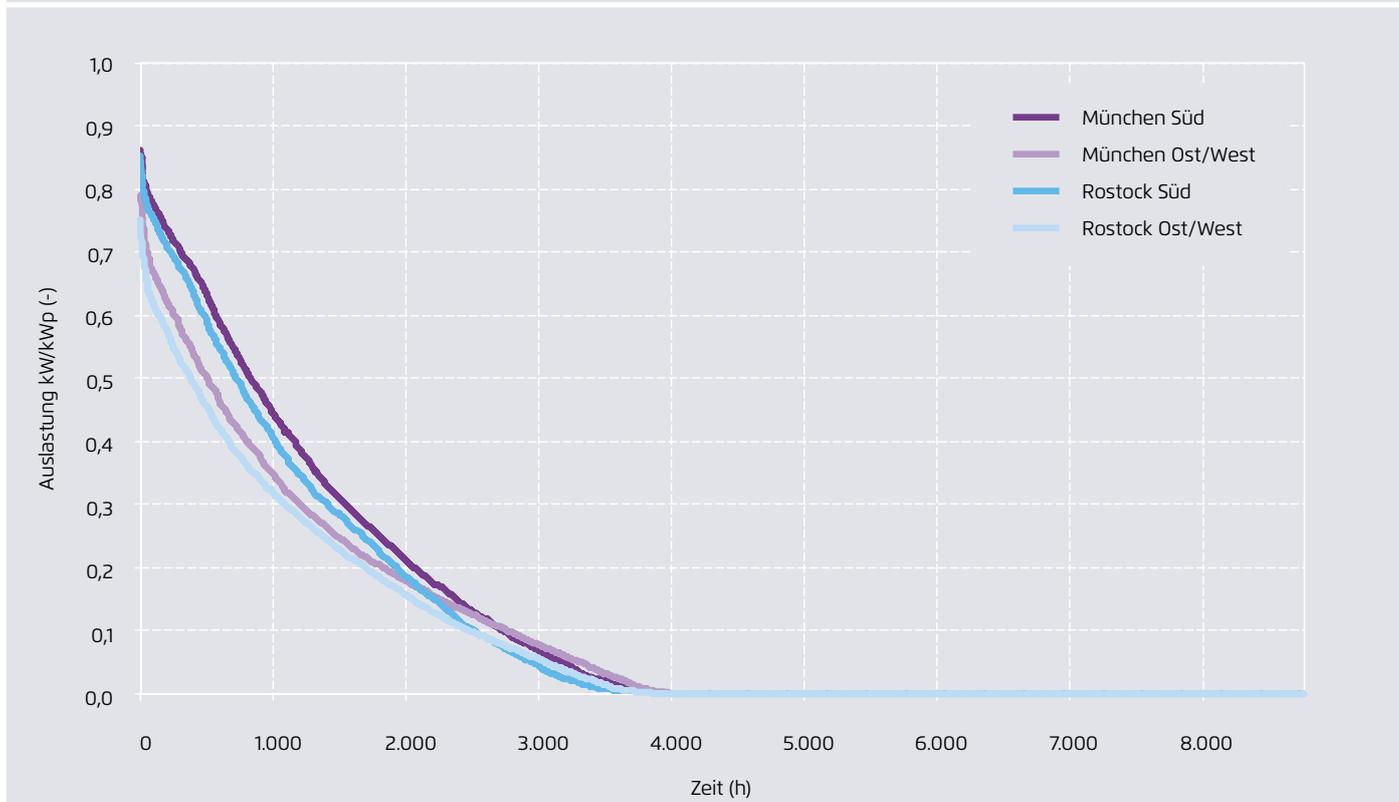
Abbildung 21 zeigt die jahresdurchschnittlichen täglichen Leistungsgänge der unterschiedlichen Anlagentypen für den Standort München.

Die nach Süden ausgerichtete Anlage weist die höchste durchschnittliche Auslastung auf. Für ausschließlich nach Osten oder Westen ausgerichtete Anlagen ist die durchschnittliche Auslastung niedriger, und das Maximum der Tagesgänge ist um jeweils circa 1,5 Stunden gegenüber der Südanlage verschoben. Die zu gleichen Anteilen nach Osten und Westen ausgerichtete Anlage zeigt ein zur Tagesmitte

symmetrisches Leistungsprofil, das breiter ist als das der nach Süden ausgerichteten Anlage. In den frühen Morgen- und späten Abendstunden ist also die Auslastung der Ost-/West-Anlage leicht höher, in den Mittagsstunden dagegen deutlich niedriger als bei der nach Süden ausgerichteten Anlage. Dasselbe gilt für die durchschnittliche Auslastung. Gleichzeitig haben Ost-/West-Anlagen aber auch geringere Investitionskosten, der Flächenbedarf ist niedriger, außerdem sind die Kosten für die Verkabelung, die Unterkonstruktion und den Wechselrichter geringer (Photon 2012).

Geordnete Jahresdauerlinien der Auslastung für die betrachteten Photovoltaikanlagen

Abbildung 22



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 22 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien der Auslastung nach Süden und nach Ost/West ausgerichteter Anlagen für die Standorte München und Rostock. Das Ertragsniveau für den Standort Rostock liegt circa zehn Prozent unterhalb des Niveaus für den Standort München. Auch hier ist zu erkennen, dass die Dauerlinie der nach Ost/West ausgerichteten Anlagen an beiden Standorten etwas flacher verläuft als die der nach Süden ausgerichteten Anlagen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine nach Ost/West ausgerichtete Anlage (verglichen mit der nach Süden ausgerichteten Anlage) eine deutlich niedrigere Auslastung, aber im Tagesgang eine nur in sehr begrenztem Maße abweichende Einspeisecharakteristik aufweist.

5.3 Vermarktungserlöse für verschiedene Anlagentypen

5.3.1 Windkraft

Für die verschiedenen Standorte und Anlagentypen können – in Kombination mit den in Abschnitt 4.4 dokumentierten Strompreisszenarien – spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse berechnet werden. Diese beschreiben den Erlös, den die betreffende Anlage bei einer Vermarktung (beziehungsweise Vergütung) des erzeugten Stroms zum jeweils geltenden Börsenpreis erzielt hätte. Die spezifischen Erlöse für die beschriebenen Windkraftreferenzanlagen sind in Tabelle 19 und Tabelle 20 aufgeführt. Sie unterscheiden sich aufgrund der technischen Kenndaten der Anlagen und der standortspezifischen Dargebotscharakteristika.

Auffällig ist zunächst, dass ähnlich wie bei den in Abschnitt 4.4 dargestellten Ergebnissen ein erheblicher Unterschied zwischen den beiden Erlösszenarien besteht, der die ande-

Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Windkraft-Referenzanlagen im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 19

	2015		2025		2035		2045	
	Standard	optimiert	Standard	optimiert	Standard	optimiert	Standard	optimiert
	€(2010)/MWh							
Wind Offshore (vor Juist)	22,7	23,4	15,7	17,1	16,6	18,9	14,0	16,6
Wind Stade	21,1	22,3	13,7	15,7	14,3	17,1	12,1	14,8
Wind Magdeburg	20,6	21,8	13,7	15,6	15,4	18,0	13,7	16,3
Wind Eifel	22,4	23,2	16,2	17,8	18,3	20,8	16,3	18,9
Wind Bayern	20,9	22,1	14,7	16,7	17,2	19,9	15,7	18,4

PowerFlex, Berechnungen des Öko-Instituts

Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Windkraft-Referenzanlagen im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 20

	2015		2025		2035		2045	
	Standard	optimiert	Standard	optimiert	Standard	optimiert	Standard	optimiert
	€(2010)/MWh							
Wind Offshore (vor Juist)	24,5	25,2	86,8	90,9	102,0	108,2	111,1	119,0
Wind Stade	22,6	24,0	78,4	85,6	91,6	101,6	99,6	111,6
Wind Magdeburg	22,1	23,4	77,3	84,4	90,8	100,7	100,0	111,7
Wind Eifel	24,2	25,1	87,5	92,3	103,8	110,5	114,0	122,6
Wind Bayern	22,4	23,8	80,4	87,4	94,9	104,1	105,4	116,1

PowerFlex, Berechnungen des Öko-Instituts

ren hier modellierten Effekte deutlich überlagert. Sowohl im Unteren wie im Oberen Erlösszenario sind die Erlöse der Standardanlagen niedriger als diejenigen der optimierten Anlagen. Im Jahr 2025 betragen die Unterschiede je nach Standort bis zu zwei Euro je Megawattstunde im Unteren und bis zu sieben Euro je Megawattstunde im Oberen Erlösszenario. Insbesondere im Oberen Szenario nehmen die Unterschiede zwischen den Erlösen der optimierten Anlagen und der Standardanlagen im Zeitverlauf zu.

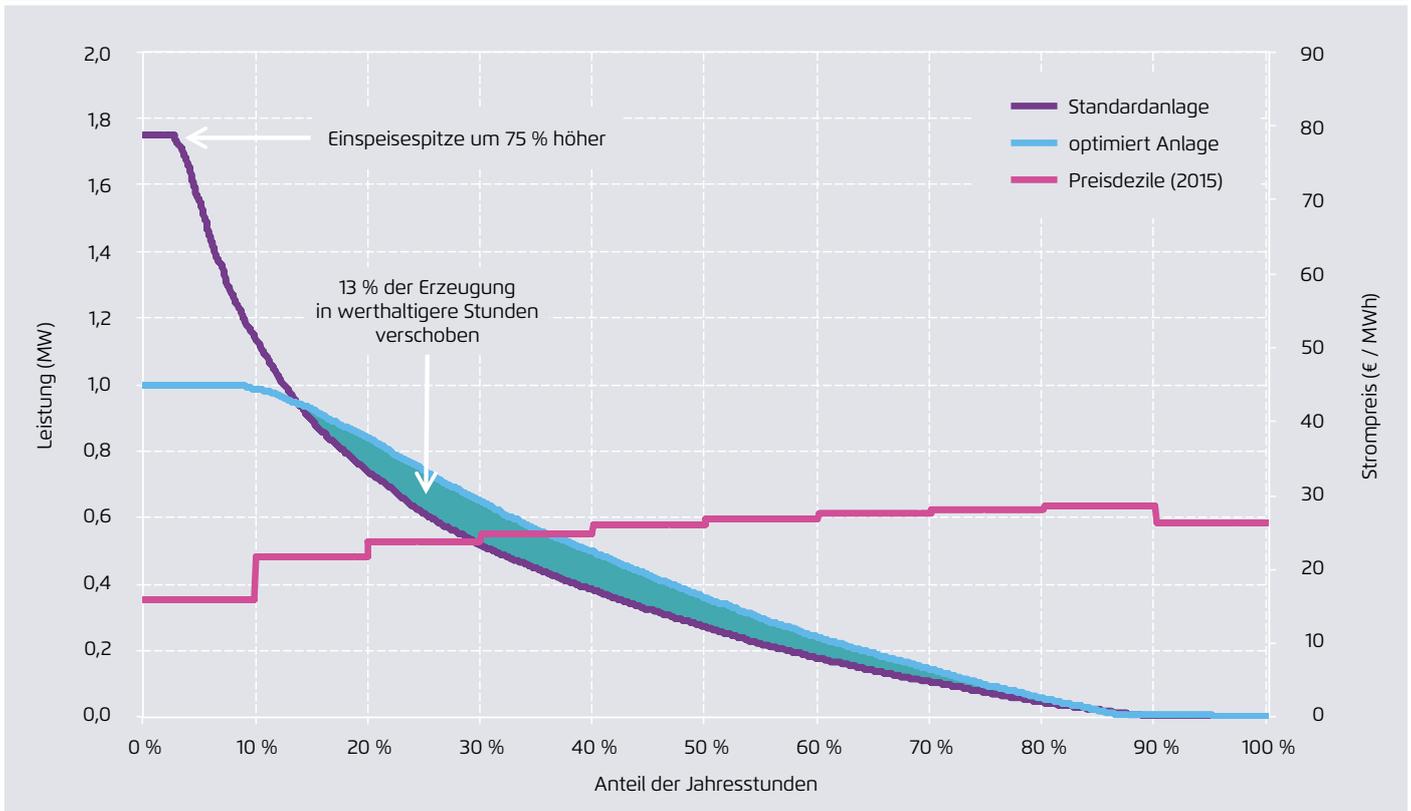
Es ist zu beobachten, dass die Erlöse für das Einspeiseprofil der Offshore-Anlage und der Anlagen aus Süddeutschland höher liegen als diejenige für das Einspeiseprofil der Anlagen in Norddeutschland. An diesen Standorten liegen

leicht andere Windverhältnisse vor als in Norddeutschland. Dies führt dazu, dass diese Anlagen manchmal in Stunden produzieren, in denen in Norddeutschland wenig Wind weht und die modellierten Strompreise höher sind. Bei der Offshore-Anlage ist außerdem zu berücksichtigen, dass diese Anlage durch ihre höhere Auslastung öfter in Stunden produziert, in denen wenige andere Windkraftanlagen am Netz sind.

Der Unterschied der Erlöse der Standardanlage und der optimierten Anlage ist in Abbildung 23 beispielhaft für den Standort Stade im Jahr 2015 im Unteren Erlösszenario dargestellt. Gezeigt sind die geordneten Jahresdauerlinien der Auslastung der beiden untersuchten Anlagentypen. Um die

Vergleich der Jahresdauerlinien der Standardanlage und der optimierten Anlage für den Standort Stade bei gleicher Stromerzeugung beider Anlagen mit dem durchschnittlichen Strompreis

Abbildung 23



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

gleiche Stromproduktion (die Stromproduktion entspricht der Fläche unter den Kurven in Abbildung 23) wie die optimierte Anlage zu erreichen, muss die installierte Leistung der Standardanlage um 75 Prozent höher sein. Bei gleicher Stromproduktion fällt bei der optimierten Anlage die Spitze der Einspeiseleistung deutlich geringer aus.

Zusätzlich wird für jeweils zehn Prozent der Stunden der gemittelte Strompreis für das Untere Erlösszenario im Jahr 2015 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass – aufgrund des *Merit-Order*-Effekts – der Strompreis gerade in den Stunden mit hoher Auslastung niedrig ist. Die optimierte Anlage produziert deutlich gleichmäßiger Strom und kann damit im Vergleich zur Standardanlage 13 Prozent der Erzeugung aus der Einspeisespitze in werthaltigere Stunden verschieben.

5.3.2 Photovoltaik

Nach der gleichen Methodik wie bei der Windkraft wurden die in Tabelle 21 und Tabelle 22 dargestellten spezifischen jahresdurchschnittlichen Vermarktungserlöse für die beschriebenen Photovoltaikreferenzanlagen im Oberen und Unteren Erlösszenario ermittelt.

Die Vermarktungserlöse für verschiedene Standorte und Ausrichtungen sind im jeweiligen Szenariojahr relativ ähnlich. Weder zwischen den verschiedenen Anlagentypen eines Standorts noch zwischen den beiden Standorten zeigen sich signifikante Unterschiede. Im Unteren Erlösszenario liegen die spezifischen Erlöse der verschiedenen Referenzanlagen im Jahr 2015 zunächst bei circa 24 Euro pro Megawattstunde, sie sinken dann auf circa 17 Euro pro Megawattstunde (2025) beziehungsweise circa 18 bis 19 Euro pro Megawattstunde (2035) und erreichen schließlich ihre

Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen
im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 21

		2015	2025	2035	2045
		€(2010)/MWh			
Süd	München	24,0	17,1	18,3	15,5
	Rostock	24,0	17,5	18,6	15,9
Ost/West	München	23,9	17,1	17,5	14,8
	Rostock	23,8	17,3	17,7	15,0
Strompreis		25,0	21,5	27,6	26,3

PowerFlex, Berechnungen des Öko-Instituts

Spezifische jahresdurchschnittliche Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen
im Oberen Erlösszenario, 2015 bis 2045

Tabelle 22

		2015	2025	2035	2045
		€(2010)/MWh			
Süd	München	26,0	90,4	111,4	125,7
	Rostock	26,4	89,6	111,4	125,8
Ost/West	München	26,2	87,9	110,1	124,6
	Rostock	26,4	86,6	109,7	124,4
Strompreis		27,0	102,9	126,0	142,7

PowerFlex, Berechnungen des Öko-Instituts

niedrigsten Werte von circa 15 bis 16 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2045. Die spezifischen Erlöse der Anlagen mit der Ost-/West-Ausrichtung liegen leicht unter denen der Südanlagen. Im Unteren Erlösszenario beträgt diese Abweichung in den Jahren 2035 und 2045 circa fünf Prozent, im Oberen Erlösszenario sind die relativen Unterschiede zwischen Süd- und Ost-West-Anlagen in diesen Jahren geringer.

Im Oberen Erlösszenario steigen die spezifischen Erlöse kontinuierlich an: Sie betragen im Jahr 2015 circa 26 Euro pro Megawattstunde, erhöhen sich dann deutlich auf circa 87 bis 90 Euro pro Megawattstunde (2025), steigen weiter auf circa 111 Euro pro Megawattstunde (2035) und circa 125 Euro pro Megawattstunde (2045).

Die spezifischen Erlöse für beide Standorte sind in Abbildung 24 grafisch dargestellt. Daraus, wie auch aus den Wer-

ten in den vorangegangenen Tabellen, wird deutlich, dass die Spannbreite der Erlöse zwischen den beiden Szenarien auch hier groß ist. Innerhalb eines Szenarios sind die Unterschiede sowohl zwischen Standorten als auch zwischen Ausrichtungen vergleichsweise gering.

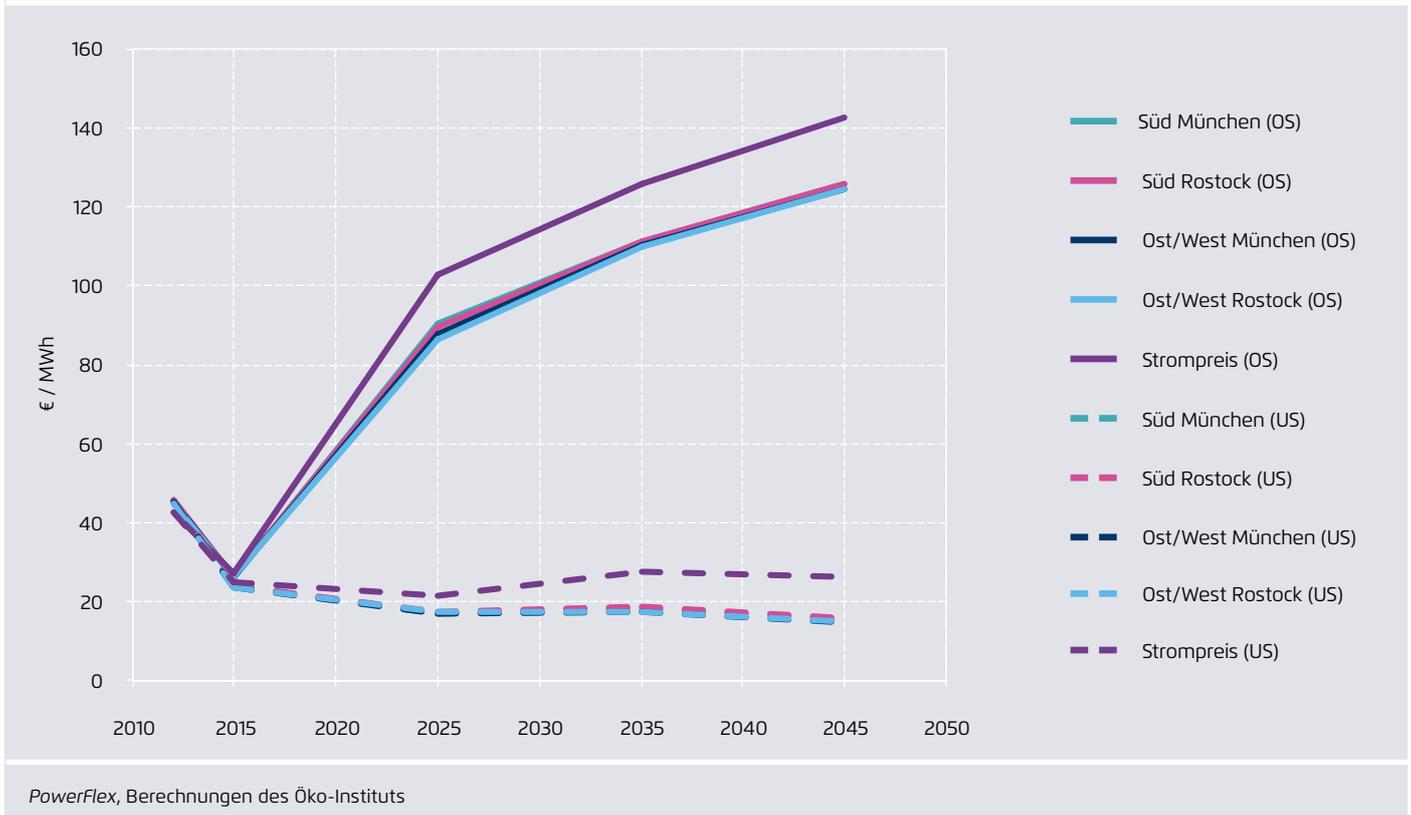
Die im Vergleich zur Windkraft deutlich geringere Differenz zwischen den Erlösen der verschiedenen Photovoltaikanlagenkonfigurationen liegen darin begründet, dass die relativ kleinen zeitlichen Verschiebungen zwischen den Lastverläufen der hier betrachteten Anlagentypen nicht mit signifikanten Unterschieden bei den Strompreisen korrelieren.

5.3.3 Zwischenfazit: Erzielbare Erlöse bei veränderter Auslegung

Im Rahmen einer Analyse zum Effekt einer optimierten Anlagenkonfiguration auf die erzielbaren Erlöse für die jeweilige Stromerzeugung wurden für Windkraft und für

Spezifische Vermarktungserlöse für Photovoltaikreferenzanlagen mit verschiedenen Ausrichtungen in München und Rostock im Oberen und im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045

Abbildung 24



Photovoltaik unterschiedliche Anlagentypen definiert. Die vorläufigen Ergebnisse deuten darauf hin, dass für Windkraftanlagen mit erhöhtem Rotordurchmesser bei gleicher Generatorleistung höhere Erlöse zu erzielen sind, da ein Teil der Stromerzeugung in Stunden mit höheren Strompreisen verschoben wird. Sowohl im Unteren wie im Oberen Erlösszenario können optimierte Anlagen Erträge erzielen, die etwa 10 bis 20 Prozent höher sind als die Erträge der Standardanlagen. Bei der Photovoltaik zeigt sich, dass die Orientierung der Module in Ost-/West-Richtung im Vergleich mit Südanlagen an verschiedenen Standorten keinen signifikanten Einfluss auf die erzielbaren Vermarktungserlöse hat.

In der Gesamtschau ist festzuhalten, dass eine systemdienliche Anlagenauslegung vom Preissignal des Strommarktes insbesondere im Unteren Erlösszenario nur begrenzt angereizt wird. Dies liegt vor allem in dem Sachverhalt begründet, dass sich die Strompreise im Unteren Erlösszenario auf einem sehr niedrigen absoluten Niveau

bewegen. Hintergrund ist, dass am Strommengenmarkt noch viele Jahre Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit niedrigen Grenzkosten in vielen Stunden preissetzend sein werden. Diese Kraftwerke sind insbesondere oft dann preissetzend, wenn die Einspeisung der Erneuerbaren Energien hoch ist. 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.

5.4 Berechnung der anzulegenden Kapazitäten

5.4.1 Vorbemerkungen

Als Bezugsgröße für die Höhe der Kapazitätsprämie sollte grundsätzlich die dem System zur Verfügung gestellte Er-

zeugungskapazität 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 denen 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.

5.4.2 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.

5.4.3 Windkraft

Die installierte Leistung (Nennleistung) einer Windkraftanlage ist, wie bereits angesprochen, keine geeignete Bezugsgröße für die Berechnung der Kapazitätszahlungen, da ihr Verhältnis zur letztendlich generierten Stromleistung nicht nur von der Standortwahl, sondern auch durch die Auslegung der Anlage in hohem Maße beeinflusst wird. Im Extremfall würde eine Prämienzahlung bezogen auf die installierte Leistung dazu führen, dass Anlagen mit sehr großen Generatorleistungen und sehr kleinen Rotordurchmessern gebaut würden, deren Generatoren jedoch zu keinem Zeitpunkt mit Nennleistung betrieben werden könnten. Eine Alternative ist, den tatsächlich realisierten Jahresgang der Leistung einer Anlage bei der Bemessung der Kapazitätsprämie zu berücksichtigen. Für die Umsetzung in der Realität würde das bedeuten, dass Anlagenbetreiber zunächst in

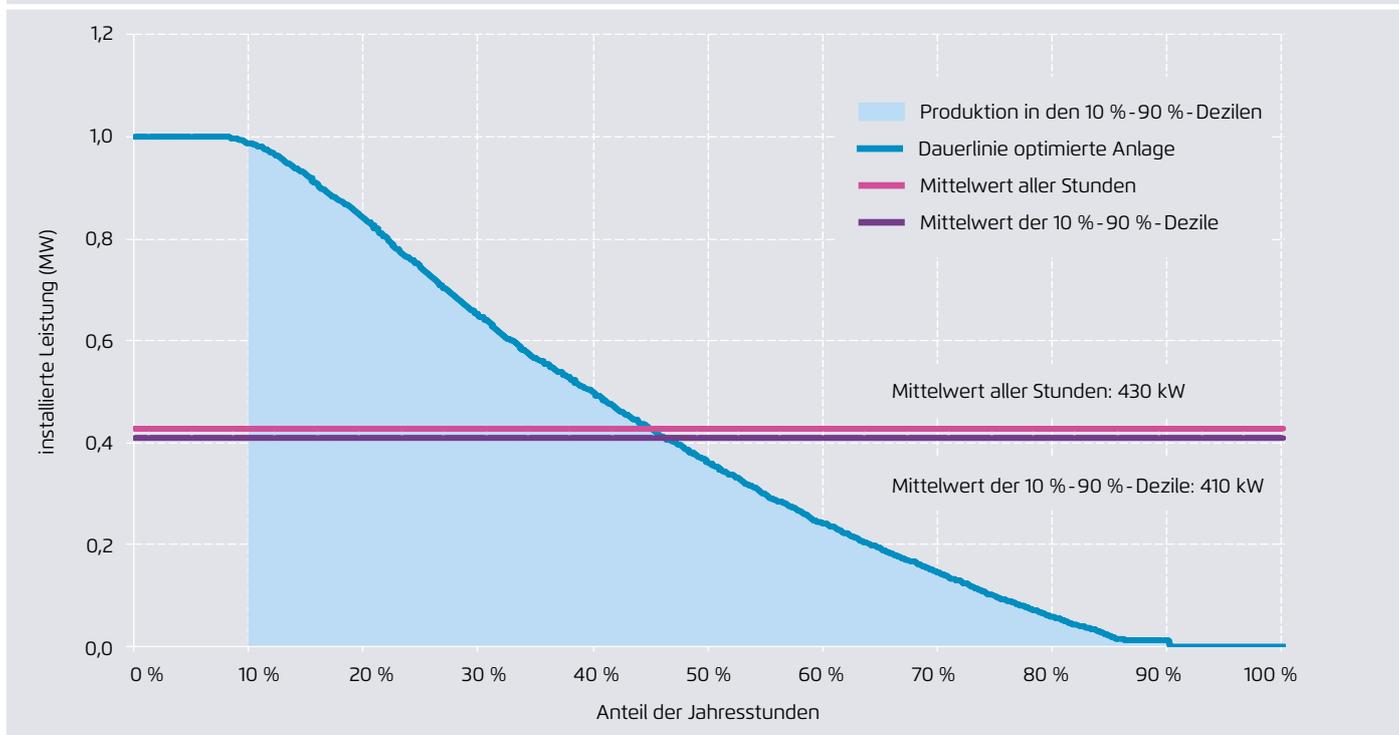
Form von monatlichen Abschlagszahlungen eine geschätzte Kapazitätsprämie erhalten, die jährlich entsprechend der realisierten Auslastung der Anlage angepasst wird. Naheliegender ist, hierzu die im Verlauf eines Jahres durchschnittlich realisierte Leistung anzurechnen. In diesem Fall führt jede zusätzliche Kilowattstunde Stromproduktion zu einem linearen Anstieg der durchschnittlichen Einspeiseleistung und damit auch der Kapazitätszahlungen. Dies bewirkt, wie schon das aktuelle EEG, eine gleichbleibende Zahlung pro Kilowattstunde. Somit kann auf diese Weise keine systemdienlichere Anlagenauslegung als im geltenden EEG angereizt werden. Vielmehr sollte eine Methode verwendet werden, die solche Anlagen besser stellt, die eine möglichst gleichmäßige Einspeisecharakteristik aufweisen. Dies kann zum einen erreicht werden, indem bei der Berechnung der durchschnittlich realisierten Leistung die Stunden mit extrem hoher und extrem niedriger Leistung nicht berücksichtigt werden. Dies würde mit dem Mittelwert der Einspeisung für die Dezile von 10 Prozent bis 90 Prozent erreicht (Abbildung 25).

Eine andere Möglichkeit besteht darin, statt der durchschnittlichen Leistung den Median der geordneten Jahresdauerlinie der Einspeisung anzurechnen.⁴⁵ In Abbildung 26 sind die geordneten Jahresdauerlinien der Auslastung für die zwei betrachteten Windkraftanlagen am Standort Stade dargestellt. Es ist zu sehen, dass der Median der Auslastung für die optimierte Anlage deutlich höher ist als für die Standardanlage.

⁴⁵ Der Median wäre in diesem Fall die Leistung, welche die Jahresdauerlinie „in zwei Hälften aufteilt“. In einem Jahr mit 8.760 Stunden wäre dies die Leistung, die in der Stunde 4.380 der geordneten Jahresdauerlinie eingespeist wurde.

Geordnete Jahresdauerlinien der optimierten Windkraftanlage am Standort Magdeburg, 2012

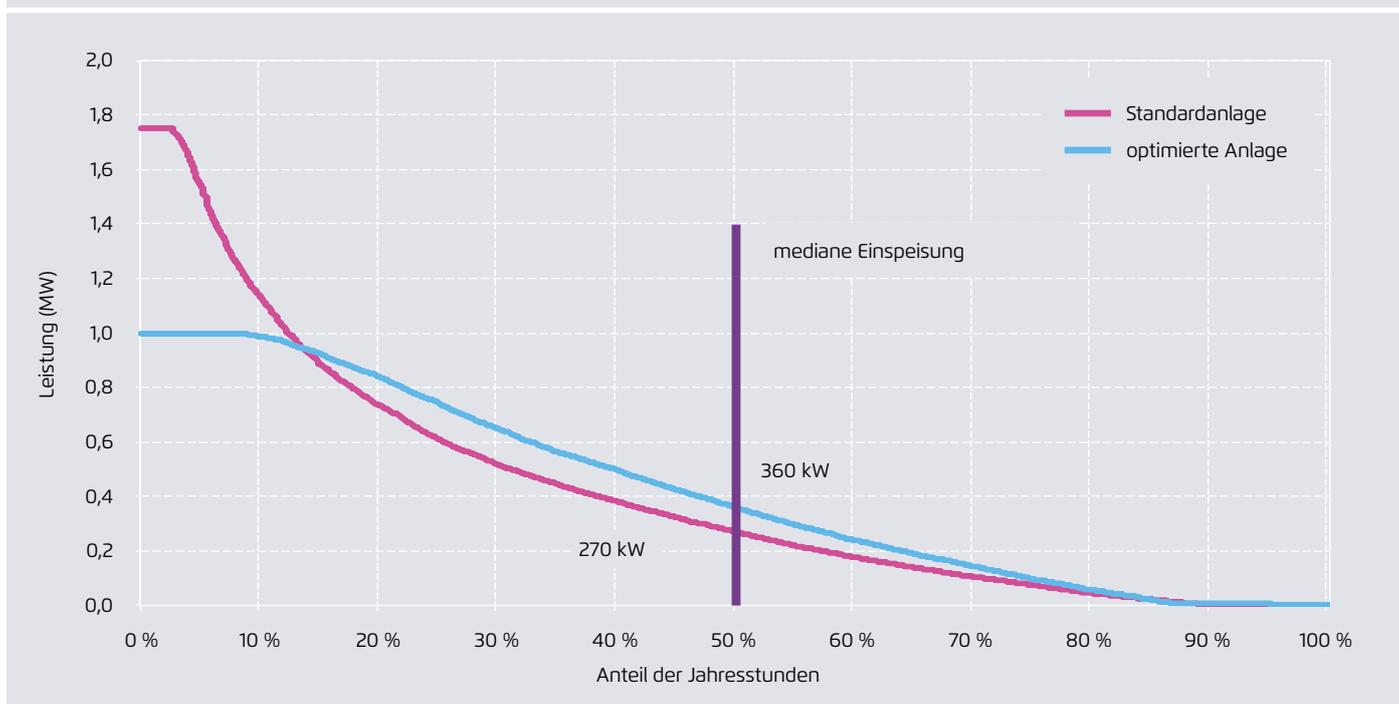
Abbildung 25



ForWind, Berechnungen des Öko-Instituts

Geordnete Jahresdauerlinien der betrachteten Windkraftanlagen am Standort Stade, 2012

Abbildung 26



ForWind, Berechnungen des Öko-Instituts

Bei der konkreten Ausgestaltung des Modells ist zu klären, wie bei der Berechnung der anzulegenden Kapazität mit Nichtverfügbarkeiten (Stillstand, Wartung) zu verfahren ist. Am einfachsten wäre es, wenn keine Korrektur für Nichtverfügbarkeiten durchgeführt würde. Außerdem würde so ein Anreiz geschaffen, Anlagen so auszulegen, dass sie eine hohe Verfügbarkeit erreichen, andererseits aber auch, sie so zu warten, dass wenig Erzeugung verloren geht. Als Alternative dazu bestünde die Möglichkeit, bei der Bildung der Jahresdauerlinie alle Stunden, in denen die Anlage nicht verfügbar war, nicht zu berücksichtigen. Dies hätte allerdings umgekehrte und unerwünschte Anzeizeffekte, das heißt, es könnte dazu führen, dass die Anlage nicht optimal ausgelegt und gewartet wird.⁴⁶ Damit kann diese Option nicht empfohlen werden.

5.4.4 Photovoltaik

Ähnlich wie im Falle der Windkraftanlagen dargestellt, ist auch für Photovoltaikanlagen die installierte Leistung keine sinnvolle Bemessungsgröße für die Höhe der Kapazitätsprämie. Auch bei Photovoltaikanlagen ist das Verhältnis zwi-

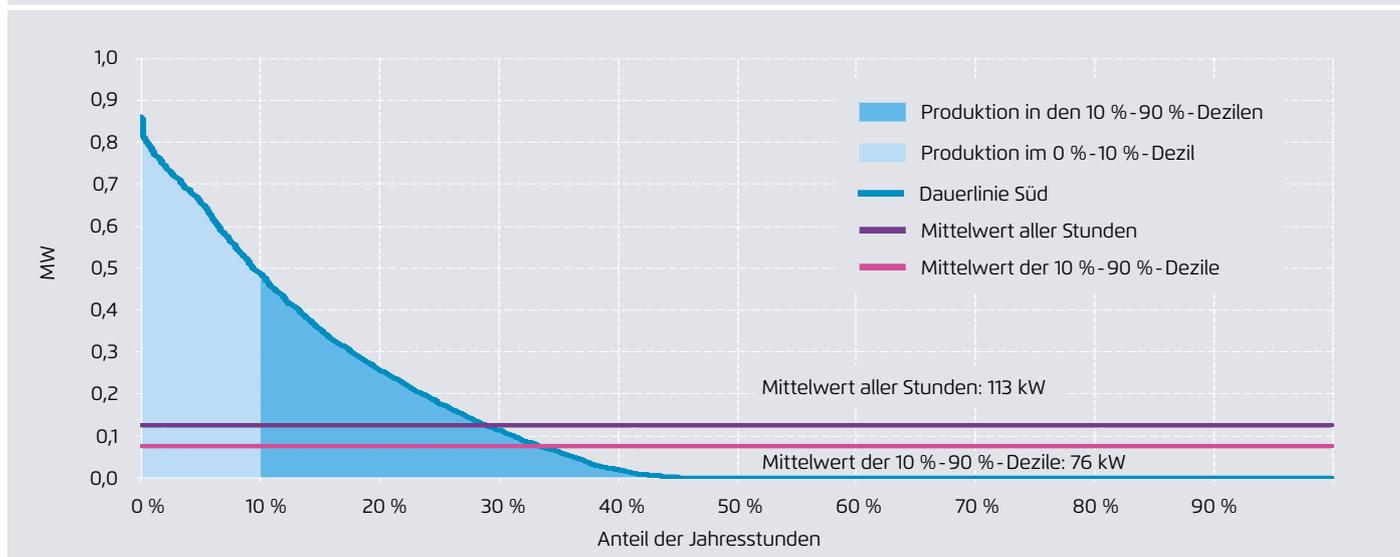
schen installierter Leistung und der Leistung, die dem System zur Verfügung steht, stark von der Anlagenauslegung abhängig. Anders als im Fall der Windkraftanlagen ist aber auch der Median der jährlichen Einspeisung kein sinnvolles Maß, da aufgrund des charakteristischen Tagesgangs einer Photovoltaikanlage der Median ihrer Einspeisung unabhängig von Standort und Auslegung nahe null und daher nicht aussagekräftig ist. Um eine einheitliche Bemessungsgröße zu haben, wird vorgeschlagen, ebenfalls den Mittelwert der Einspeisung zwischen dem 10-Prozent- und dem 90-Prozent-Dezil zu verwenden. Dies ist beispielhaft in Abbildung 27 dargestellt.

Stunden, in denen negative Strompreise auftreten, werden bei der Bildung der Jahresdauerlinie so behandelt, als ob sie zwischen dem Null-Prozent- und dem Zehn-Prozent-Dezil lägen. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die Photovoltaikanlagen in diesen Stunden abgeregelt werden können oder negative Regelleistung anbieten können, ohne dass sie einen Teil der Kapazitätsprämienzahlung verlieren. Im vorgeschlagenen Modell besteht die Möglichkeit, dass Photovoltaikanlagen bei hoher Einspeiseleistung (zwischen dem Null-Prozent- und dem Zehn-Prozent-Dezil) in gewissem Umfang Regelleistung anbieten können, ohne dass die Bezugsleistung sinkt und Prämienzahlungen verloren gehen.

46 Außerdem bestünde gegebenenfalls der negative Anreiz, die Anlage in Zeiten geringer Windenergieeinspeisung abzuschalten, um die durchschnittliche Auslastung zu erhöhen.

Bestimmung der Bezugskapazität für Photovoltaikanlagen

Abbildung 27



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

5.4.5 Exkurs: Berücksichtigung des Eigenverbrauchs bei der Photovoltaikstromerzeugung

Insbesondere im Bereich der Photovoltaik sind in zunehmendem Maße Anwendungskonstellationen zu berücksichtigen, für die ein Teil der produzierten Photovoltaikstrommenge nicht mehr eingespeist, sondern für den Eigenverbrauch genutzt wird und damit mit dem Strombezug aus dem Netz (inklusive aller Entgelte, Steuern und Abgaben und Umlagen) konkurriert. Die bisherige Eigenverbrauchsregelung im EEG liefert keinerlei Anreiz dafür, den Eigenverbrauchsanteil systemdienlich zu gestalten. Konsistent zum Grundansatz im hier vorgestellten Reformmodell wird für den in das Netz eingespeisten Produktionsanteil einerseits der Wert der jeweiligen Strommenge am *Energy-only*-Markt Erlöst. Darüber hinaus erhalten die Einspeiser jedoch auch eine Prämie auf die systemdienliche Kapazität der Erzeugungsanlage. Die Bezugsleistung ergibt sich im Eigenverbrauchsfall jedoch nicht aus der Erzeugung, sondern aus der Einspeisung in das Stromnetz. Sofern also ein Photovoltaikereigniszeuger in weniger als zehn Prozent der Stunden eines Jahres ins Netz einspeist, erhält er keine Kapazitätsprämie, andernfalls wird die Bezugsleistung für die

Prämienzahlung aus den darüber hinaus realisierten Einspeiseleistungen ermittelt.

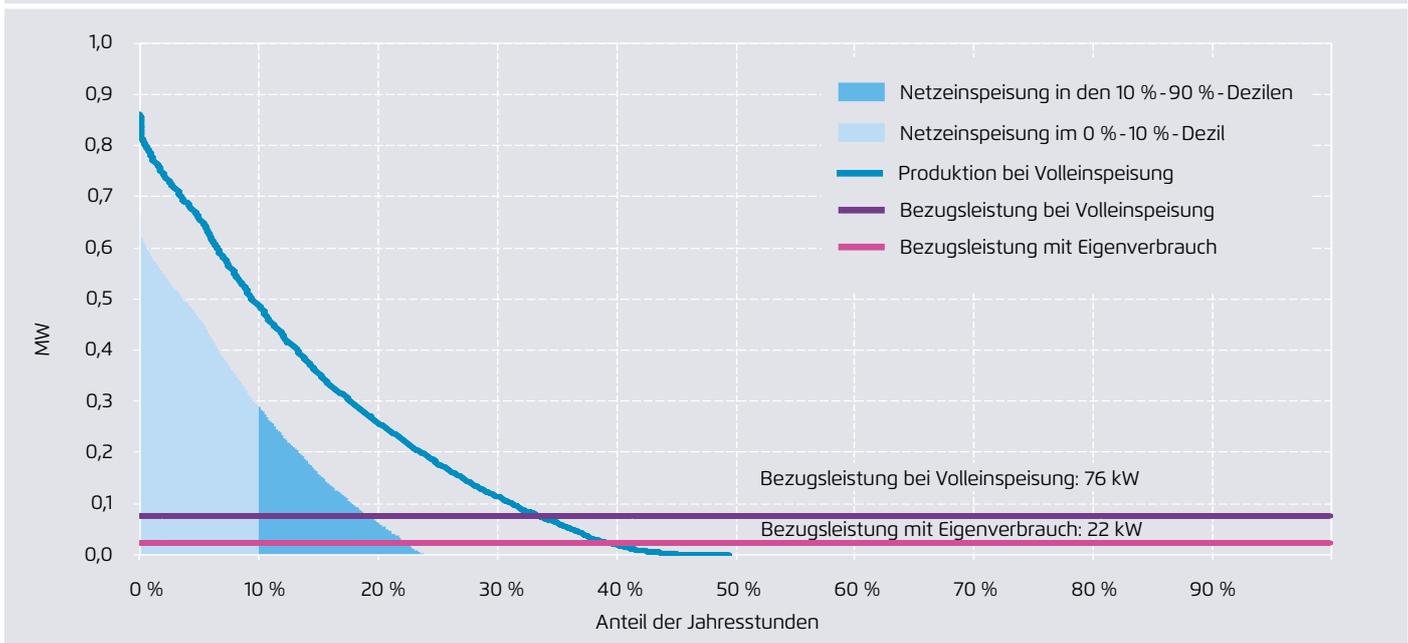
Zur Verdeutlichung des beschriebenen Mechanismus und seiner Folgen für die Ermittlung der Bezugsleistung sind in Abbildung 28 und Abbildung 29 zwei illustrative Fälle für unterschiedlich strukturierte Eigenverbrauchsanteile dargestellt.

→ Die Abbildung 28 zeigt einen Fall, bei dem ein Eigenverbraucher das eigene Verbrauchsprofil so optimiert, dass ein konstanter Verbrauchsanteil an der Solarstromerzeugung in Höhe von etwa 200 Kilowatt entsteht.⁴⁷ Insgesamt wird auf diese Weise ein Produktionsanteil von 50 Prozent der betrachteten Photovoltaikanlage eigenverbraucht. Da der Eigenverbrauch als Grundlastabnahme strukturiert wird, muss die Einspeisespitze der Photovoltaikanlage ins Netz eingespeist werden und erhöht dort den Flexibilitätsbedarf. Für die Bestimmung der Bezugs-

47 Die installierte Leistung der Photovoltaikanlage beträgt ein Megawatt.

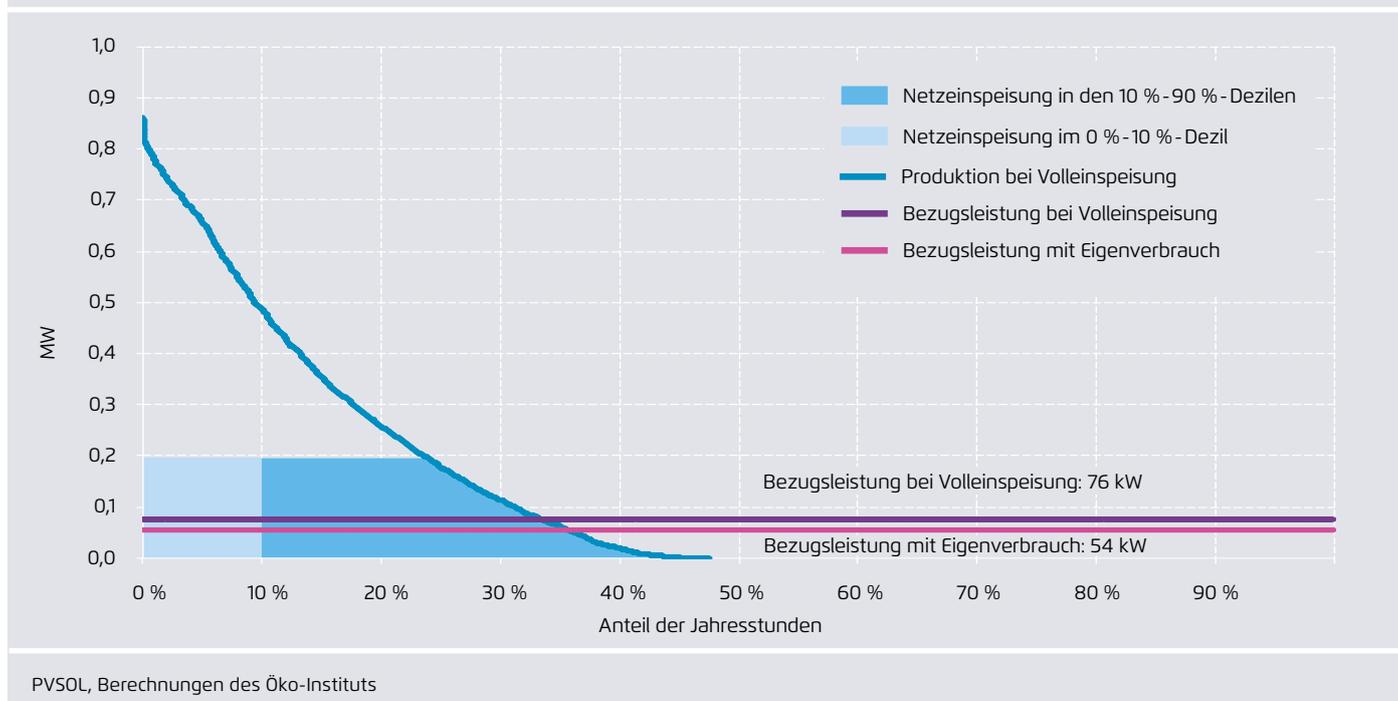
Beispielhafte Wirkung einer nicht systemdienlichen Strukturierung des Eigenverbrauchs auf die Jahresdauerlinie der Einspeisung und sich daraus ergebende Bezugsleistung für die Prämienzahlung

Abbildung 28



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

Beispielhafte Wirkung eines systemdienlich strukturierten Eigenverbrauchs auf die Jahresdauerlinie der Einspeisung und die sich daraus ergebende Bezugsleistung für die Prämienzahlung Abbildung 29



leistung der Photovoltaikanlage für diesen Fall wird nur die dunkle Fläche des Einspeiseprofiles in Ansatz gebracht. Da in diesem Fall nur die (nicht systemdienliche) Einspeisepitze ins Netz eingespeist wird, sinkt die Bezugsleistung der betrachteten Photovoltaikanlage auf nur noch 22 Kilowatt. Die Bezugsleistung liegt damit um 71 Prozent unter der für eine identische, aber voll ins Netz einspeisende Photovoltaikanlage, für die sich eine Bezugsleistung von 76 Kilowatt ergibt.

→ Im Gegensatz dazu ist in Abbildung 29 dargestellt, wie sich ein stärker systemdienlich strukturierter Eigenverbrauch auf die Berechnung der Bezugsleistung auswirkt. Hier wird der Eigenverbrauch so strukturiert, dass vor allem die Produktionsspitze der Photovoltaikanlage genutzt wird. Wird auch hier ein Eigenverbrauchsanteil von 50 Prozent unterstellt, ergibt sich eine deutlich weniger reduzierte Bezugsleistung für die Prämienzahlung auf die Netzeinspeisung der Photovoltaikanlage. Hier liegt die Bezugsleistung bei 54 Kilowatt und damit nur um 29 Prozent unter dem Vergleichswert für den Referenzfall der Volleinspeisung (76 Kilowatt). Es entsteht damit ein star-

ker Anreiz zur Verschiebung des Eigenverbrauchs in das Dezil der Stunden eines Kalenderjahres, in der die Photovoltaikanlage ihre höchste Produktion realisiert.

Die Anwendung der Dezil-Methode auf die Einspeiseleistung von Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen führt damit zu einem signifikanten Anreiz, den Eigenverbrauch in die Zeiträume der Erzeugungsspitzen der jeweiligen Anlage zu verlagern beziehungsweise die Anlagen so auszulegen, dass Nachfragespitzen mit Produktionsspitzen in Deckung gebracht werden und so die Erzeugung zusätzlichen Flexibilitätsbedarfs durch die Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen mit starkem Eigenbedarfsanteil vermieden beziehungsweise begrenzt und so die Systemdienlichkeit des Systems verbessert wird.

5.4.6 Zwischenfazit für fluktuierende Erneuerbare Energien

Tabelle 23 vergleicht die unterschiedlichen Ansätze zur Bestimmung der anzulegenden Kapazität, verglichen werden jeweils Anlagen mit einer installierten Leistung von einem Megawatt.

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

Tabelle 23

		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

Neben der jahresdurchschnittlichen Auslastung ist in der Übersicht jeweils auch der Mittelwert der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile angegeben. 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 Medianmethode 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 stark der Ansatz zur Bestimmung der anzulegenden Kapazität die systemdienliche Anlagenauslegung fördert. Es wird deutlich, dass die Nutzung des Median-Ansatzes 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-/90-Prozent-Dezile liegt bei der optimierten Anlage nur 28 Prozent höher als bei der Standardanlage, der Median jedoch 69 Prozent. Insbesondere für die Off-

shore-Windkraft würde dies einen deutlichen Anreiz dafür setzen, optimierte Anlagen zu bauen.

Die nach Ost/West ausgerichtete Photovoltaikanlage produziert bei gleicher Leistung 16 Prozent weniger Strom als die Südanlage. Berechnet man den Mittelwert der 10-Prozent-/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-/90-Prozent-Dezile führt vielmehr zu einer deutlich unterschiedlichen Bewertung der betrachteten Technologien untereinander. Dies wird in den zwei Spalten ganz links in Tabelle 23 deutlich. Damit wird in den Zeilen „10-%-/90-%-Dezile“ jeweils verglichen, welcher Anteil der Produktion einer Anlage auf die Produktionsspitze entfällt und dabei bei der Berechnung des Mittelwerts der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile nicht berücksichtigt wird. Bei der Photovoltaik ist dies etwa ein Anteil von 40 Prozent der Produktion, bei der Standard-Onshore-Anlage 19 Prozent und bei der optimierten Onshore-Anlage nur 4 Prozent. Dies

liegt daran, dass die Produktionsspitze der Photovoltaik einfach am größten ist (Abbildung 27).

Im Ergebnis wird die Verwendung des Mittelwerts der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile empfohlen, weil es eine gleichmäßige Bewertung der betrachteten Technologien ermöglicht. Die Verwendung des Medians 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-/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 6.2 wird deshalb die Kapazitätsprämie in der Hauptvariante mit dem Mittelwert der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile berechnet. Für den Standort Stade sind die Ergebnisse einer Sensitivitätsberechnung 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.

6 Parametrisierung des Reformmodells

6.1 EEG-Vergütungen und Marktprämienzahlungen im Jahr 2015

Im Rahmen des novellierten EEG wurde die gleitende Marktprämie praktisch für alle größeren Erzeugungsanlagen eingeführt. Die Anlagenbetreiber vermarkten den erzeugten Strom direkt an der Börse. Gemäß Paragraf 32 EEG erhalten Anlagenbetreiber zusätzlich zu den erzielten Vermarktungserlösen eine gleitende Marktprämie, deren Höhe ex post monatlich so bestimmt wird, dass die Differenz zwischen anlagenspezifischem Vergütungssatz und dem Referenzmarktwert des verkauften Stroms ausgeglichen wird. Der Referenzmarktwert repräsentiert dabei den durchschnittlichen, von der gesamten Anlagenflotte erzielten spezifischen Vermarktungserlös.

Ähnlich wie das in dieser Studie vorgeschlagene Reformsystem bewirkt das System der gleitenden Marktprämie eine Marktintegration für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und schafft Anreize für eine marktorientierte Betriebsführung der Anlagen. Allerdings unterscheiden sich Art und Ausmaß der Anreize. Um einen Vergleich beider Systeme zu vereinfachen, werden in den folgenden Abschnitten die Prämienzahlungen im Reformmodell so bestimmt, dass eine im Jahr 2015 in Betrieb genommene Anlage dieselben Einkommensströme generiert wie im System der gleitenden Marktprämie gemäß geltendem Recht.

Hierbei ist zu beachten, dass die Vergütungszahlungen in beiden Systemen über einen langen Zeitraum hinweg erfolgen, und dass sie im aktuellen EEG über diesen Zeitraum hinweg nicht konstant sind. Für Windkraftanlagen führen Referenzertragsmodell (onshore) und Stauchungsmodell (offshore) für einen bestimmten Zeitraum zu einer erhöhten Anfangsvergütung.

Für Offshore-Anlagen ist die zeitliche Entwicklung der Vergütungssätze in Abbildung 30 dargestellt. Zusätzlich zeigt die Abbildung den Barwert der Vergütungszahlungen bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6,5 Prozent sowie den

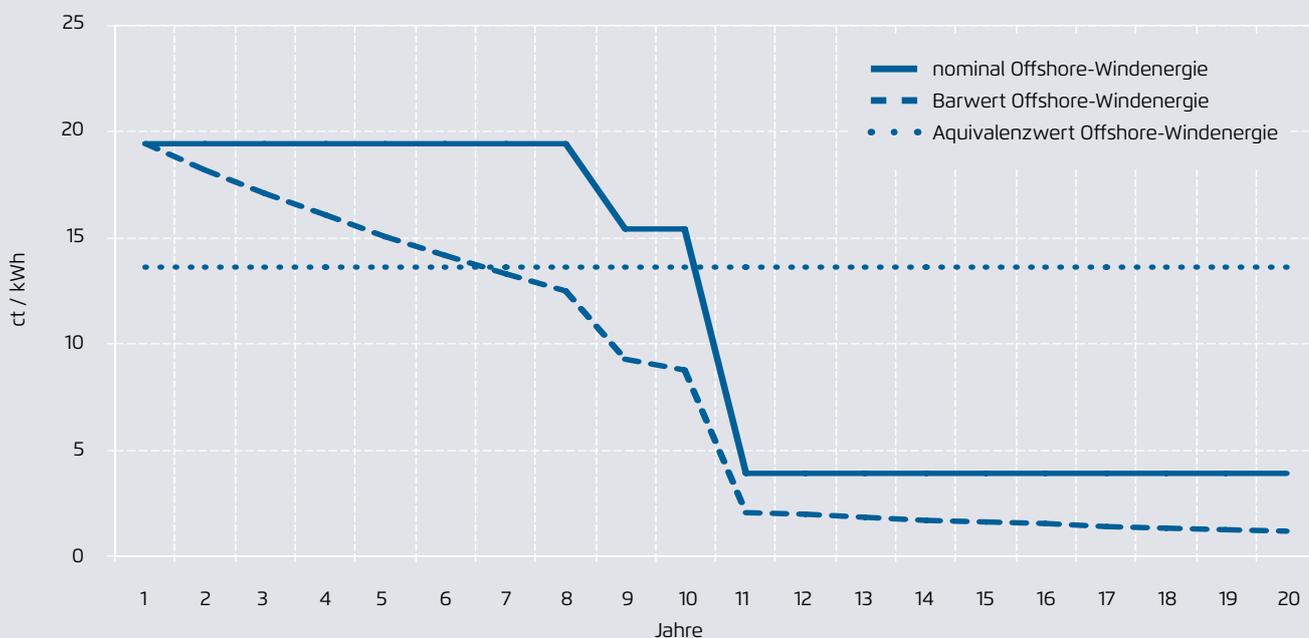
Äquivalenzwert der Vergütungssätze, der einer Annuität der jährlichen Zahlungen entspricht.

Abbildung 31 zeigt die nominalen Vergütungssätze und Äquivalenzwerte dieser Vergütungssätze für jeweils eine exemplarische Anlage aus den Technologiegruppen Photovoltaik, Onshore- sowie Offshore-Windkraft. Es wird deutlich, dass der Äquivalenzwert von Offshore-Windkraft mit 14 Cent pro Kilowattstunde deutlich niedriger ist als der Startwert der Vergütung in Höhe von 19 Cent pro Kilowattstunde. Bedingt durch die Abschattungsverluste (Abschnitt 5.2.1) erreicht die optimierte Onshore-Windkraftanlage am Standort Stade einen Referenzertrag von 95 Prozent und erhält damit die höhere Anfangsvergütung über 14 Jahre.

Abbildung 32 zeigt die Einkommensströme, die exemplarische Anlagen aus den verschiedenen Technologiegruppen, die im Jahr 2015 gebaut werden, gemäß novelliertem EEG erhalten würden. Da bei der Photovoltaik die höchsten Degressionen zu beobachten sind, wurde außerdem der Vergütungssatz für das Jahr 2018 bestimmt. Die Höhe der Vermarktungserlöse wurde mithilfe der in Abschnitt 5.3 bestimmten spezifischen Vermarktungserlöse für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf Grundlage des Unteren Erlösszenarios berechnet. Über die Höhe der Marktprämienzahlungen wird die Differenz zwischen Vermarktungserlösen und dem Äquivalenzwert des technologiespezifischen Vergütungssatzes ausgeglichen.

Berechnung der Äquivalenzwerte für Vergütungszahlungen (Offshore-Windenergie)

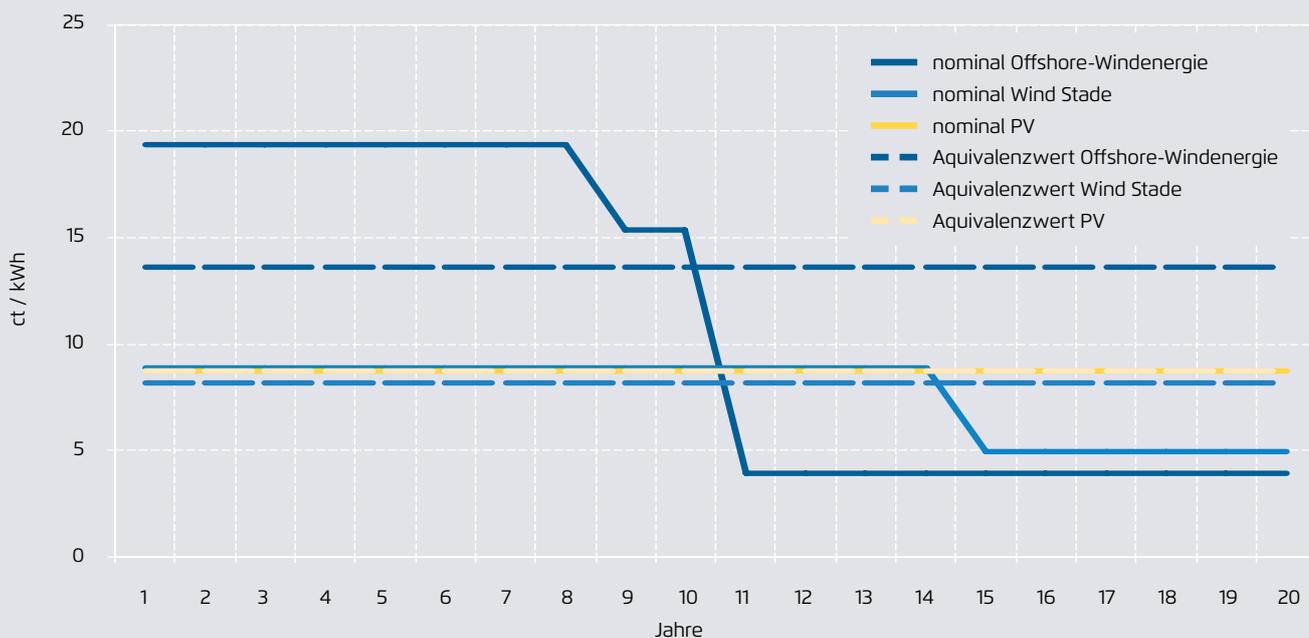
Abbildung 30



BMU (2011b), Berechnungen des Öko-Instituts

Äquivalenzwerte für Vergütungszahlungen für verschiedene Technologiegruppen

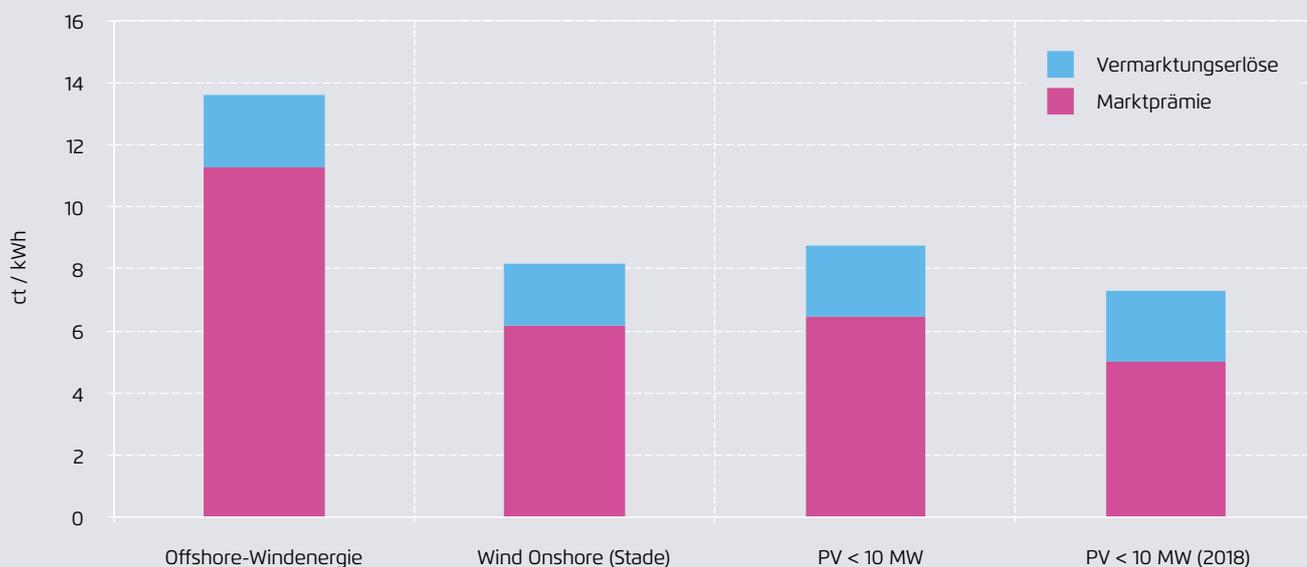
Abbildung 31



EEG 2014, Berechnungen des Öko-Instituts

Vermarktungserlöse und Marktprämien gemäß novelliertem EEG im Jahr 2015

Abbildung 32



EEG 2014, Tabelle 24, Berechnungen des Öko-Instituts

Weitere Annahmen für die Ermittlung der in Abbildung 32 dargestellten Vergütungssätze sind in Tabelle 24 dokumentiert.

Im Folgenden werden exemplarisch für die Technologiegruppen Onshore-Windkraft und Photovoltaik die Prämienzahlungen im vorgeschlagenen Reformmodell so gestaltet, dass eine optimierte Anlage (wie in Abschnitt 5.2 definiert) denselben spezifischen Einkommensstrom erhält wie in der Direktvermarktung gemäß EEG 2014.

Annahmen zu den in Vergütungssätzen

Tabelle 24

Technologiegruppe	Annahmen
Offshore-Windkraft	Stauchungsmodell: 8 Jahre erhöhte Anfangsvergütung von 19,4 ct/kWh, 2 Jahre 15,4 ct/kWh, danach Grundvergütung von 3,9 ct/kWh 30 m Wassertiefe, 26 Seemeilen Küstenentfernung (entspricht Alpha Ventus)
Onshore-Windkraft	Anfangsvergütung 8,9 ct/kWh Grundvergütung 4,95 ct/kWh Standort Stade: 95 % des Referenzertrags (14 Jahre erhöhte Anfangsvergütung)
Photovoltaik	Einhaltung des Zubaukorridors wurde unterstellt (0,5 % Absenkung pro Monat) 10 MW Freiflächenanlage mit Vergütung von 8,7 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Juli 2015 10 MW Freiflächenanlage mit Vergütung von 7,3 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Juli 2018 kein Eigenverbrauch

EEG 2014, BMU (2011b), Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

6.2 Beispielhafte Bestimmung der Kapazitätsprämie

6.2.1 Biomasse

Wie bereits in Abschnitt 5.4.2 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 Marktprämienzahlung 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 Strom- sowie am Wärmemarkt zu erwirtschaften.

Nach Prognos (2013b) werden die Investitionen für Dampfkraftwerke mit einer Leistung von 5 bis 20 Megawatt_{el} mit fester Biomasse als Brennstoff mit 2.500 Euro₂₀₁₂ pro Kilo-

watt angegeben. Für Biogasanlagen mit einer Leistung von 1 Megawatt werden spezifische Investitionen von 3.500 Euro₂₀₁₂ pro 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 pro Kilowatt an (ASUE 2011), entfallen 3.000 Euro₂₀₁₂ pro Kilowatt Investitionen auf den Fermenter. Wenn die Kapazitätsprämie die Kosten für die Stromerzeugungsanlagen decken soll, wird damit eine jährliche Kapazitätsprämie von etwa 45 Euro pro Kilowatt⁴⁸ für ein Blockheizkraftwerk benötigt. Wenn sie die Kosten für das deutlich teurere Dampfkraftwerk decken soll, muss die jährliche Kapazitätsprämie auf knapp 230 Euro pro Kilowatt⁴⁹ 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 pro 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 etwa ca. 230 Euro pro Kilowatt festgelegt werden.

48 Annahmen für die Berechnung der Kapitalkosten: Investitionskosten 500 €/kW, Abschreibungsdauer 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz 6,5 %

49 Annahmen für die Berechnung der Kapitalkosten: Investitionskosten 2.500 €/kW, Abschreibungsdauer 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz 6,5 %

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.

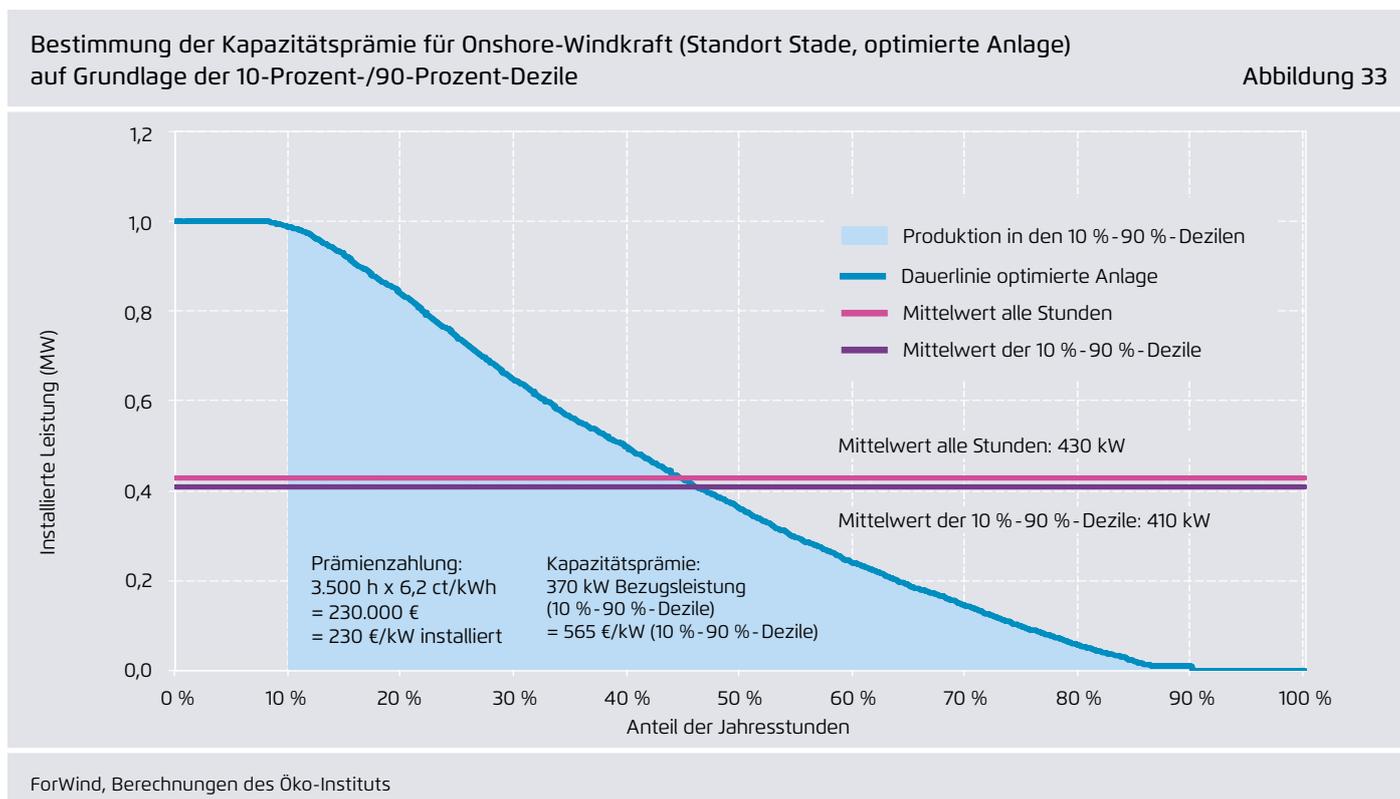
6.2.2 Windkraft

Das Vorgehen zur Berechnung der kapazitätsbezogenen Zahlungen für Onshore-Windkraftanlagen wird in Abbildung 33 am Beispiel der Anlage in Stade gezeigt (dargestellt ist die Jahresdauerlinie für den optimierten Anlagentyp).

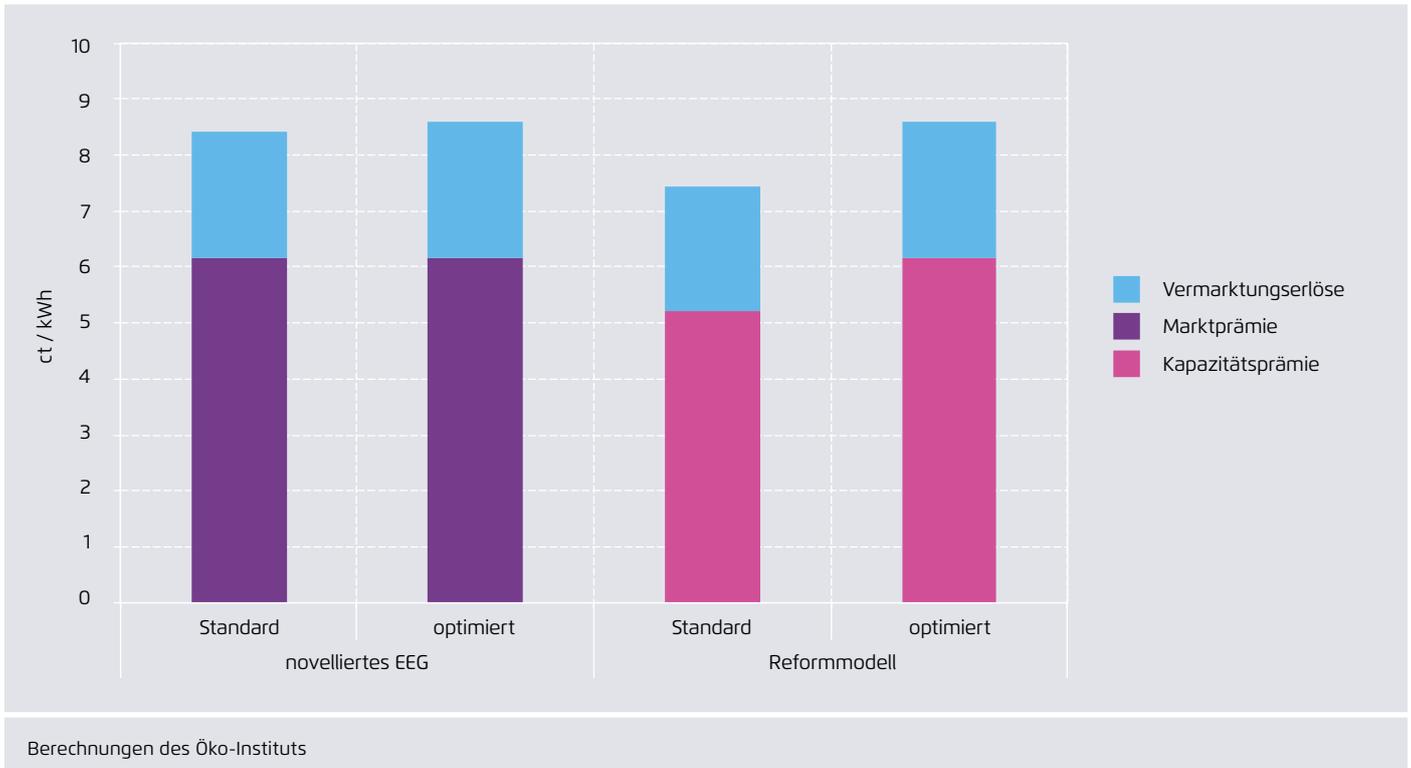
Auf der Basis des novellierten EEG würde eine entsprechende Anlage eine strommengenbezogene Marktprämienzahlung von 6,2 Cent pro Kilowattstunde erhalten (vgl. Abbildung 32). Bei einer Auslastung von 3.750 Volllaststunden pro Jahr resultiert dies in Marktprämienzahlungen in Höhe von 230.000 Euro pro Jahr. Die tatsächlich realisierte Leistung, gemittelt über alle Stunden des Jahres, liegt mit 430 Kilowatt deutlich unter der Nennleistung von

1 Megawatt. Werden bei der Bestimmung der mittleren realisierten Leistung nur die Stunden zwischen dem 10-Prozent- und dem 90-Prozent-Dezil berücksichtigt (also die in der Abbildung blau hinterlegte Fläche), 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 pro Kilowatt Nennleistung erforderlich; beziehungsweise in Höhe von 565 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung gemäß der oben beschriebenen Dezilmethode. An Standorten mit ungünstigeren Bedingungen ist eine höhere Kapazitätsprämienzahlung erforderlich (z.B. knapp 680 Euro je Kilowatt Bezugsleistung am Standort Magdeburg).

In Abbildung 34 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 Vermarktungser-



Vergleich der Einkommensströme für verschiedene Windkraftanlagen gemäß EEG 2014 und Reformmodell Abbildung 34



löse. Aufgrund des gleichmäßigeren Einspeiseprofils sind die spezifischen Vermarktungserlöse der optimierten Anlage höher als die der Standardanlage (dieser Effekt wurde bereits in Abschnitt 5.3.1 diskutiert). Dieser Effekt beträgt jedoch – trotz der deutlich unterschiedlichen Einspeisecharakteristika der Anlagen – im hier zugrunde liegenden Unteren Erlösszenario nur etwa 10 bis 20 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 Marktprämienzahlungen 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 ein Cent pro Kilowattstunde (etwa 20 Prozent) höher als für die Standardanlage. Damit bildet die kapazitätsbezogene Zahlung auch ab, dass der in der optimierten Anlage erzeugte Strom eine um 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.

Abbildung 35 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien der Standard- und der optimierten Anlage. Anders als bei den in Abschnitt 5.2.1 definierten Referenzanlagen wurde für beide Anlagen eine Rotorhöhe von 140 Metern unterstellt. Die optimierte Anlage hat eine Leistung von 2,4 Megawatt. Es wurde angenommen, dass beide Anlagen den gleichen Rotordurchmesser haben. Die Standardanlage hat dann eine installierte Leistung von 4,1 Megawatt. Es wird deutlich, dass die Einspeiseleistung der beiden Anlagen über einen großen Bereich der Jahresdauerlinie fast identisch ist. Dies ist insbesondere bei niedrigen Windgeschwindigkeiten der Fall. Die Bezugsleistung (der Mittelwert der Einspeisung der 10-Prozent-/90-Prozent-Dezile) beträgt für die optimierte Anlage ein Megawatt. Die Bezugsleistung der Standardanlage liegt mit 1,1 Megawatt nur 12 Prozent darüber, die entsprechende Stromerzeugung liegt aber um 24 Prozent über

der der optimierten Anlage, sodass die Kapazitätzahlung bezogen auf die Stromerzeugung signifikant niedriger ausfällt.⁵⁰

Die Ausgestaltung der Kapazitätsprämie führt dazu, dass beide 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 Kapazitätzahlung. Dieser Mechanismus führt zu einer Reihe von Vorteilen:

- Die systemdienliche Anlagenauslegung wird zweifelsohne beziehungsweise 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

50 Würde der Median zur Bestimmung der Bezugsleistung verwendet, hätten beide Anlagen die gleiche Bezugsleistung.

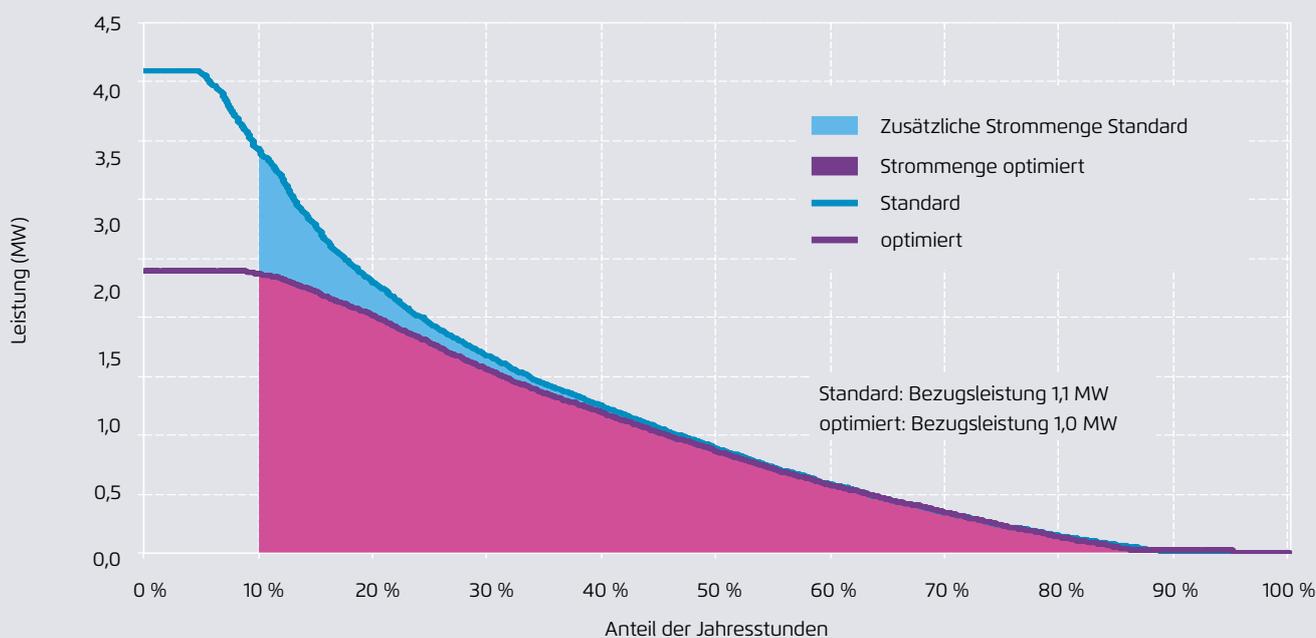
im Reformmodell in erster Linie über zusätzliche Erlöse aus dem *Energy-only*-Markt erzielen.

- 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 Kapazitätzahlung, 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.

In Abschnitt 5.4 wurde neben der hier verwendeten Dezilmethode auch die Medianmethode zur Berechnung der Bezugskapazitäten diskutiert. In Abbildung 36 ist dargestellt, wie sich die Prämienzahlungen für Windkraftanlagen entsprechend der gewählten Berechnungsmethode unter-

Vergleich der Kapazitätsprämie bei konstantem Rotordurchmesser (117 Meter), Standort Stade, 140 Meter Nabenhöhe

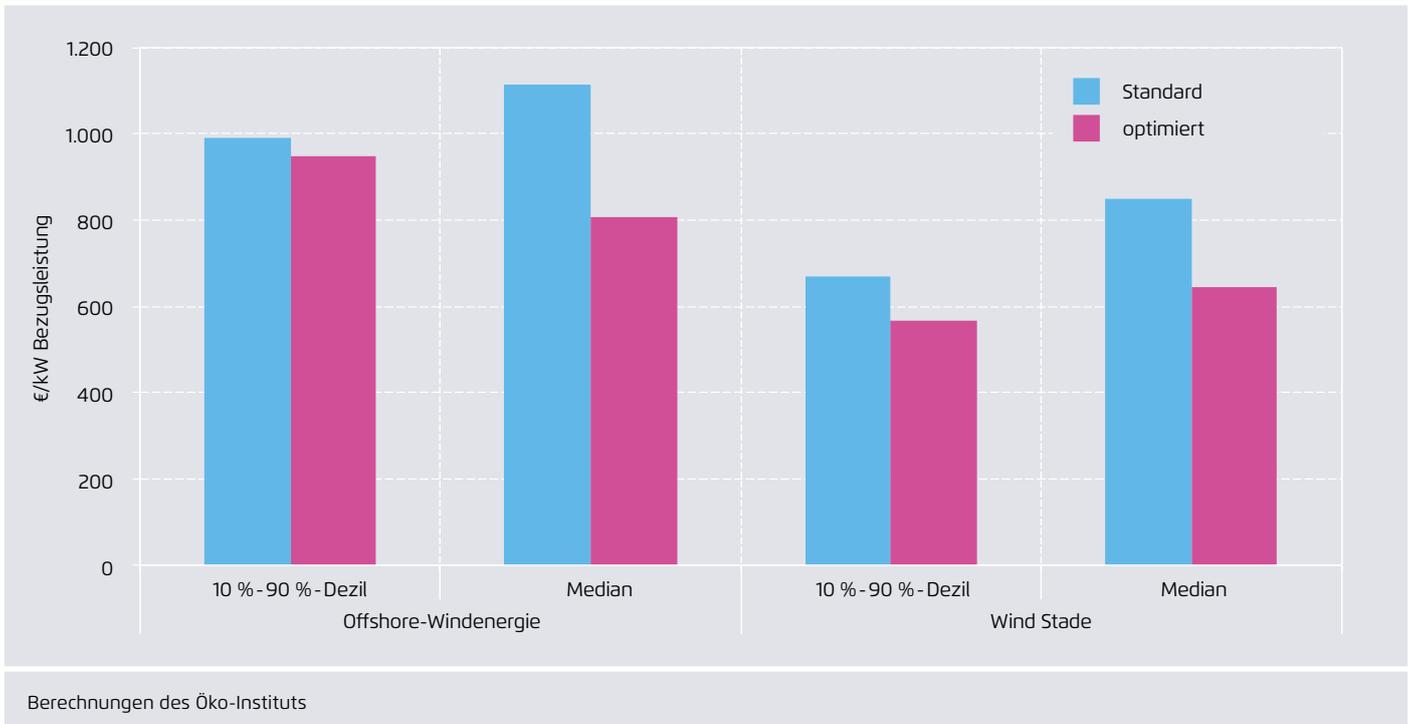
Abbildung 35



ForWind, Berechnungen des Öko-Instituts

Kapazitätsprämien für Windkraftanlagen: Vergleich von Median- und Dezilmethode zur Berechnung der Bezugsleistung

Abbildung 36



scheiden. Wieder wurde die Prämienzahlung so bemessen, dass die Anlagen über ihre gesamte Lebensdauer hinweg die gleichen Einkommensströme erhalten wie im Marktprämienmodell gemäß aktuellem EEG. Bei Verwendung der Medianmethode weichen die Prämienzahlungen für eine Standardanlage und eine optimierte Anlage deutlich stärker voneinander ab als bei Verwendung der Dezilmethode. Es wird deutlich, dass der Median die systemdienliche Anlagenauslegung deutlich stärker anreizt als der Mittelwert des 10-Prozent-/90-Prozent-Dezils. Die optimierten Anlagen benötigen sowohl für Onshore- als auch Offshore-Windkraftwerke eine deutlich niedrigere Kapazitätsprämie als die Standardanlagen. Dies wird insbesondere bei der Offshore-Anlage deutlich.

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 Vergü-

tung 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 (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

Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells für Onshore-Windkraft

Tabelle 25

	Aktuelle Marktprämie	Umrechnung aktuelle Marktprämie in Kapazitätsprämie		Kapazitätsprämie von 677 €/KW _{Bezug} bezogen auf die spezifische Rotorkreisfläche	Nicht ausgezahlte Kapazitätsprämie >47€/m ²
	ct/kWh	€/kW _{Bezug}	€/m ²	€/m ²	€/m ²
Wind Stade	6,2	565	52	62	15
Wind Magdeburg	6,9	677	47	47	0
Wind Eifel	5,1	452	49	74	27
Wind Bayern	6,9	688	45	44	0

Berechnungen des Öko-Instituts

werden müsste. Ob und wie dies gelingen kann, bleibt weiteren Analysen vorbehalten.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass es auch im Rahmen des hier analysierten Kapazitätsprämienmodells wie auch nach dem Übergang zu Ausschreibungsverfahren (vgl. Abschnitt 3.3.2) sinnvoll ist, eine Standortdifferenzierung vorzunehmen, bildet die Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells mit dem Ziel, die mit Blick auf die Systemdienlichkeit kontraproduktiven Mechanismen abzubauen, eine erste Option. Vorschläge hierzu sind unterbreitet worden (DWG 2014) und bedürfen einer weiteren Analyse, auch zur Anwendbarkeit im Kontext des hier betrachteten Modells. Es könnten aber durchaus auch einfache Alternativen zum Referenzertragsmodell entwickelt werden, bei denen die Zahlung der Kapazitätsprämie mit Bezug auf die installierte Rotorkreisfläche begrenzt wird.

Tabelle 25 verdeutlicht in der zweiten und dritten Spalte von links, welche Kapazitätsprämie sich ergibt, wenn die aktuelle Marktprämienzahlung für optimierte Anlagen in eine Kapazitätsprämie umgerechnet wird. Ausgangspunkt für die Festlegung der Kapazitätsprämie wären die optimierten Anlagen am Standort Magdeburg (20 Jahre Anfangsvergütung, etwa 75 Prozent Referenzertrag). Hier beträgt die Kapazitätsprämie etwa 688 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung. Bezogen auf die spezifische Rotorkreisfläche (4,5 m²/kW für die optimierte Anlage) beträgt die Kapazitätsprämie dann 46 €/m².

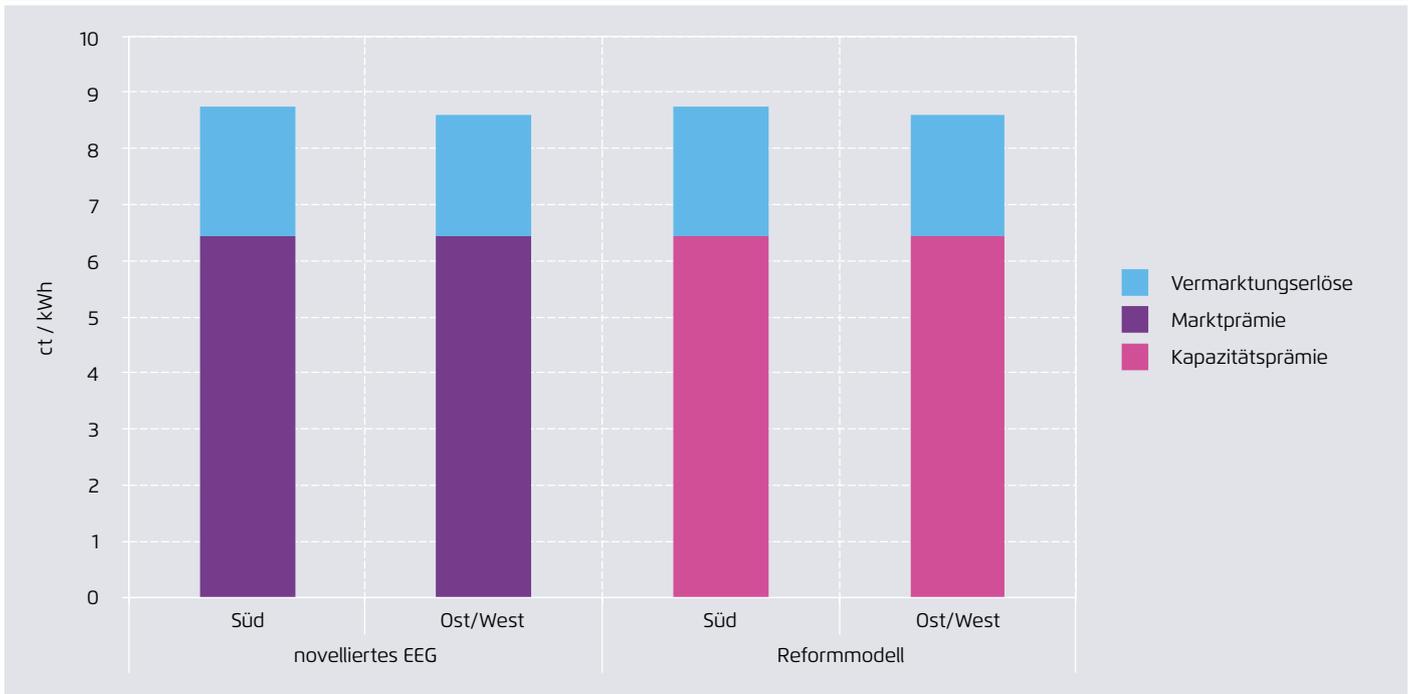
Begrenzt man die Kapazitätsprämie auf 46 €/m² Rotorkreisfläche, so würde automatisch eine Standortdifferenzierung umgesetzt.⁵¹ Anlagen an guten Standorten erhielten damit bezogen auf die installierte Rotorkreisfläche die gleiche Kapazitätsprämie wie Anlagen an einem Standort mit 75 Prozent des Referenzertrags. Gleichzeitig bliebe ein Anreiz erhalten, bessere Standorte vorrangig zu erschließen, weil an diesen Standorten die Erträge aus dem *Energy-only*-Markt höher sind. In Tabelle 25 ist auch der Vergleich der Kapazitätsprämien gezeigt, die ausgezahlt würden, wenn optimierte Anlagen den gleichen Zahlungsstrom erhielten wie mit der bisherigen Marktprämie (dritte Spalte von links). Es wird deutlich, dass eine Beschränkung der Kapazitätsprämien auf 46 €/m² Rotorkreisfläche zu sehr ähnlichen Ergebnissen führte wie das bisherige Referenzertragsmodell (umgerechnet ergeben sich für das bisherige Referenzertragsmodell Kapazitätsprämien von 45 €/m² bis 51 €/m²). Für die hier untersuchten besseren Standorte in Stade und in der Eifel führt die Kapazitätsprämie von 677 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung zu einer Kürzung von 25 Prozent bis 35 Prozent, wenn die Auszahlung der Kapazitätsprämien auf 46 €/m² Rotorkreisfläche begrenzt wird.

In jedem Fall ist es sinnvoll und notwendig, die gesamte Breite der Standort-Indexierungsverfahren einer sorgfältigen

⁵¹ Inwieweit eine Höhendifferenzierung dieser Begrenzung notwendig ist, bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten. An guten Windstandorten könnte sich ohne Höhendifferenzierung eventuell ein nicht systemdienlicher Anreiz ergeben, Anlagen mit niedrigen Nabenhöhen zu errichten.

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

Abbildung 37



PVSOL, Berechnungen des Öko-Instituts

gen 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.

6.2.3 Photovoltaik

Die Berechnung der Prämienzahlungen für Photovoltaik erfolgt analog zu dem in Abschnitt 6.2.2 für Windkraft dargestellten Verfahren.

Abbildung 37 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 zwischen den Einkommensstrukturen mit der Marktprä-

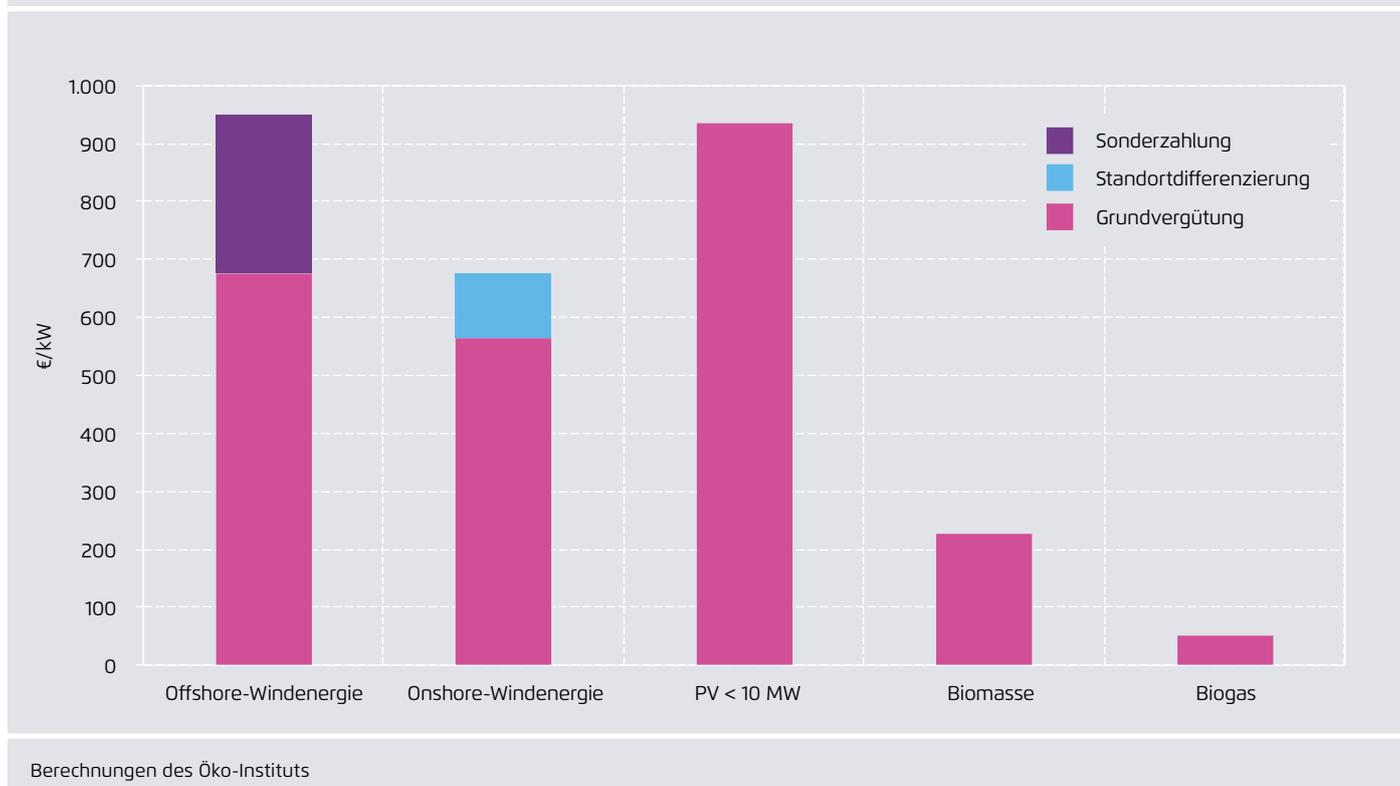
mienzahlung und dem Reformmodell zu erkennen. In beiden Fällen ist das strommengenbezogene Einkommen für beide Anlagentypen nahezu identisch. Dies spiegelt die Tatsache wider, dass die Einspeiseprofile beider Anlagentypen (wie in Abschnitt 5.2.2 diskutiert) sehr ähnlich sind. Aus der Perspektive der Systemdienlichkeit sind die Ost-/West-Ausrichtung und die Süd-Ausrichtung 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.

6.2.4 Vergleich der Prämienzahlungen für verschiedene Technologiegruppen

Abbildung 38 vergleicht die Höhe der jährlichen Kapazitätsprämie für die verschiedenen Technologien.

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

Abbildung 38



Onshore-Windkraft benötigt mit 565 bis fast 680 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung die niedrigste Kapazitätsprämie.⁵² Für die Photovoltaik ist mit etwa 935 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung eine deutlich höhere Kapazitätsprämie notwendig. Offshore-Windkraft benötigt eine jährliche Kapazitätszahlung von knapp 950 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung. Diese Werte sind basierend auf den in Abbildung 32 dargestellten EEG-Vergütungen berechnet worden, die im Jahr 2015 gelten werden. 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 höchsten Einspeiseleistung liegt, das bei der Berechnung der Kapazitätsprämie ausgenommen wird (vgl. Abschnitt 5.4.4 und Abbildung 27, S. 169). Hintergrund ist die deutlich systemdienlichere Einspeisecharakteristik von Offshore-Windkraft gegenüber der Photovoltaik. Be-

zogen auf die gesamte Einspeisung wird bei der Offshore-Windkraft ein deutlich höherer Anteil der Gesamterzeugung in den 10-Prozent-/90-Prozent-Dezilen erzeugt als bei der Photovoltaik. Deshalb ist die Bezugsleistung von Offshore-Windenergieanlagen deutlich höher als die der Photovoltaikanlagen, entsprechend ergeben sich (zunächst) unterschiedliche Prämienniveaus.

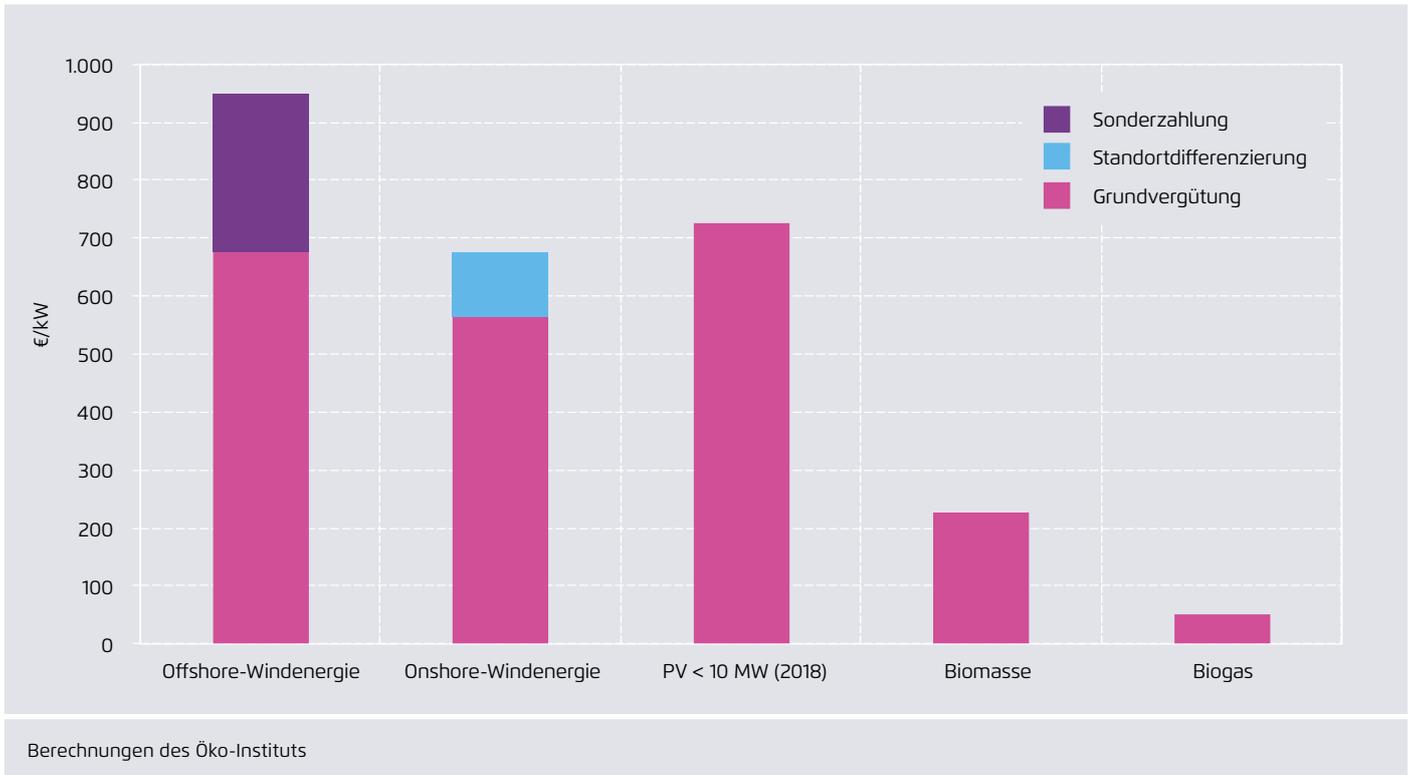
In Abbildung 39 wurde die Vergütungsdegression für die Photovoltaik berücksichtigt, wie sie sich bis zum Juli des Jahres 2018 einstellen wird, wenn der Zubau innerhalb des vorgesehenen Korridors verbleibt. Außerdem wurde unterstellt, dass für Offshore-Windenergie ein Anteil von etwa 270 Euro pro Kilowatt Bezugsleistung über Sonderzahlungen finanziert wird (Abschnitt 6.3).

Die Zusammenstellung macht deutlich, dass in der Perspektive durchaus eine Konvergenz der Kapazitätszahlungen in der Größenordnung von 700 Euro pro Kilowatt für die hier vorgeschlagene Methodik zur Ermittlung der Bezugsleistungen im Bereich Wind- und Solarenergie erfolgen kann.

⁵² Dargestellt ist hier die Spannweite der für die Standorte Stade und Magdeburg errechneten Kapazitätsprämie.

Vergleich der Höhe der Kapazitätsprämie in der Perspektive (10-Prozent-/90-Prozent-Dezile)

Abbildung 39



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.

6.3 Sonderzahlungen für Sonderzwecke

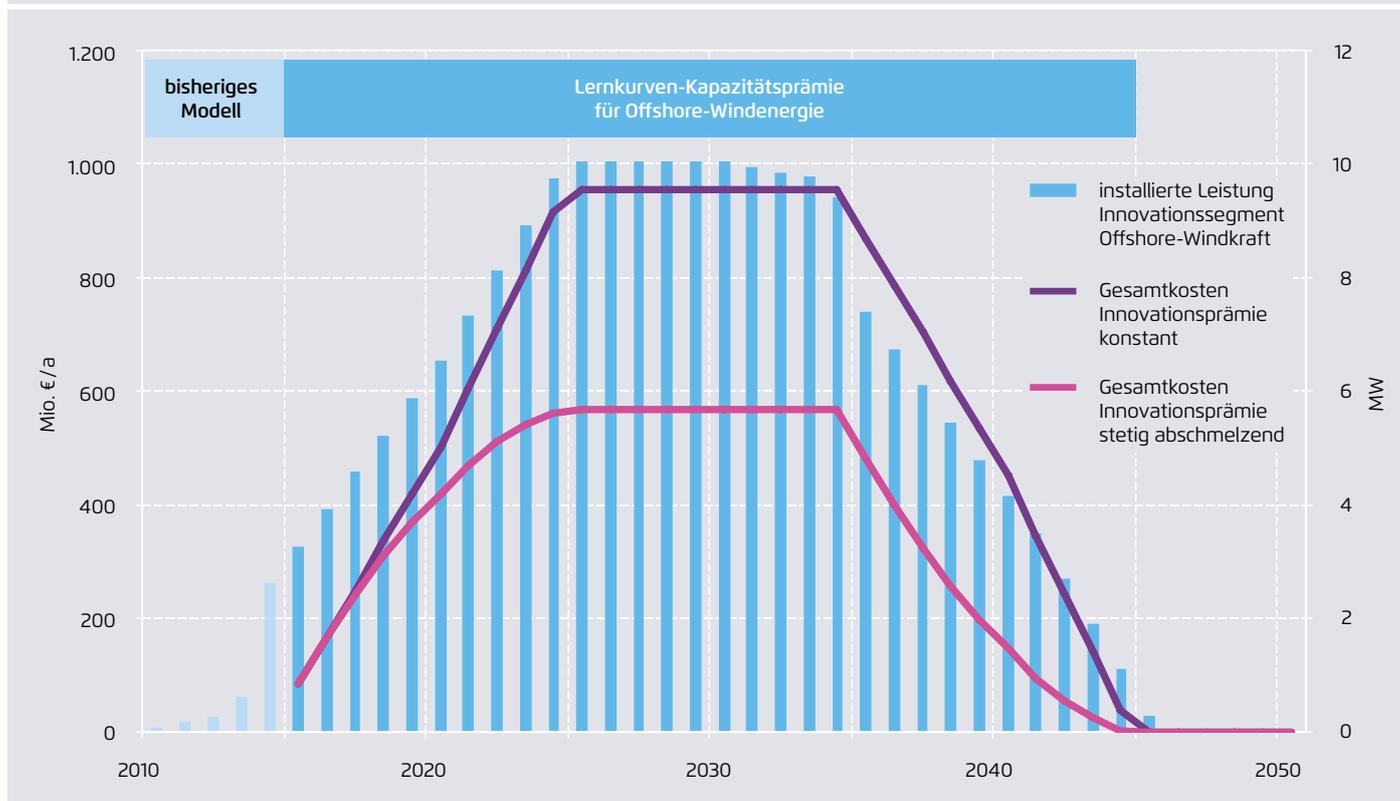
Nicht zuletzt wegen des mit Blick auf die Systemdienlichkeit vorteilhaften Produktionsprofils bildet zunächst die Offshore-Windenergie eine sehr interessante Erzeugungsoption für das zukünftige Stromsystem. Derzeit werden die aus diesem Produktionsprofil entstehenden Systemvorteile jedoch durch die vergleichsweise hohen Kosten dieser Erzeugungsoption überkompensiert. Im Gegensatz zur Entwicklung von Onshore-Windkraftwerken oder Photovol-

taikanlagen 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 pro Kilowatt Bezugsleistung notwendig, um die Investitionen zu refinanzieren. Zuzüglich zu der Kapazitätsprämie für Onshore-Windkraftanlagen für Standorte mit ungünstigen Bedingungen⁵³ (knapp 680 Euro pro Kilowatt

53 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 eine Kapazitätsprämie für Binnenland-Anlagen mit schlechten Standortbedingungen erhalten.

Entwicklung der installierten Kapazität und der Kosten einer Innovationsprämie für die Offshore-Windenergie, 2000 bis 2050

Abbildung 40



Berechnungen des Öko-Instituts

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.

In Abbildung 40 sind die mit einer solchen Innovationsprämie verbundenen Kosten für ein Programm dargestellt, über das bis zum Jahr 2025 eine installierte Leistung von zehn Gigawatt Offshore-Windkraft erreicht werden soll und die damit verbundenen Kostensenkungseffekte erschlossen werden sollen.

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.

Über eine Laufzeit von jeweils 20 Jahren entstehen für die Innovationsprämie Zahlungsverpflichtungen bis zum Jahr 2045. Die Übersicht illustriert zwei verschiedene Ausgestaltungsvarianten für die Innovationsprämie:

→ In einer ersten Variante würde die feste Zusatzprämie von etwa 270 Euro je Kilowatt Bezugsleistung (beziehungsweise 155 Euro pro Kilowatt Nennleistung) unverändert für alle bis zum Erreichen der Gesamtkapazität von zehn Gigawatt errichteten Anlagen gezahlt. Das jährliche

Gesamtvolumen dieser Zahlungen würde sich bis 2025 schrittweise auf etwa 950 Millionen Euro erhöhen, auf diesem Niveau bis 2030 verharren und danach bis 2045 wieder auf null zurückgehen,

→ In einer zweiten Variante würde die Innovationsprämie für die ab 2017 in Betrieb gehenden Anlagen jedes Jahr um zehn Prozent gekürzt. Im Jahr 2017 errichtete Anlagen würden also über einen Zeitraum von 20 Jahren eine im Vergleich zur Kohorte von 2016 um zehn Prozent reduzierte Zusatzprämie erhalten. Für die im Jahr 2025 in Betrieb genommenen Anlagen läge also die Innovationsprämie nur noch bei knapp 27 Euro je Kilowatt Bezugsleistung. Die jährlich anfallenden Kosten für diese abschmelzende Zusatzprämie würden bis 2025 auf knapp 570 Millionen Euro steigen und dann wiederum bis 2045 auf null zurückgehen.

Die Entscheidung für eine dieser beiden Varianten hängt stark von einer Vielzahl technologie- beziehungsweise sektorspezifischer Faktoren ab, die an dieser Stelle nicht vertieft werden können. Angesichts dieser Größenordnungen beziehungsweise der gezeigten Bandbreite sind zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten für das Modell der Innovationsprämien vorstellbar:

- Die Sonderzahlung könnte innerhalb des reformierten EEG-Systems implementiert werden. Sie würde direkt an die Grundkapazitätzahlung gekoppelt, wäre so unkompliziert umzusetzen und würde durch das reguläre Umlagesystem mit finanziert.
- Die Sonderzahlung könnte auch über andere Finanzierungsquellen realisiert werden. Ein geeignetes Vorbild bildet hier das 100.000-Dächer-Programm für Photovoltaikanlagen (KfW 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.

Ob neben der in jedem Fall sinnvollen Sonderprämie für ein Innovationssegment der Offshore-Windenergie auch die Zahlung von Sonderprämien für Investitionen mit zumindest temporären Netzentlastungseffekten umgesetzt werden sollte, bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten. Das hier vorgeschlagene Standort-Differenzierungsmodell für die Kapazitätsprämie bei der Onshore-Windenergie sollte dabei jedoch in jedem Fall berücksichtigt werden.

Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus im Jahr 2025, wenn das Obere Erlösszenario eintreten würde

Tabelle 26

		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

6.4 Beispielhafte Anwendung des Risiko-Bandbreiten-Mechanismus

In Tabelle 26 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 Kapazitätzahlungen festgesetzt wurden.

Dargestellt ist die Erlössituation für drei verschiedene Anlagen im Jahr 2025. Als Erwartungswert für die Vermarktungserlöse wurden die Werte aus dem Unteren Erlösszenario angesetzt (circa 20 Euro pro Megawattstunde). Der Ausübungspreis (also die Erlösobergrenze, ab deren Erreichen die Abschöpfung im Risiko-Bandbreiten-Mechanismus greift), liegt 10 Euro pro Megawattstunde oberhalb des erwarteten Vermarktungserlöses. Tatsächlich realisiert werden jedoch Erlöse gemäß dem Oberen Erlösszenario (circa 110 Euro je Megawattstunde).⁵⁴ 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.⁵⁵

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 ausbezahlt werden. Gleichzeitig wird die Abschöpfung nicht mehr angewendet.

54 vgl. Abschnitt 4.4 für eine detaillierte Darstellung der Preis- und Erlösentwicklungen in den beiden Szenarien

55 Dies verhindert gleichzeitig strategisches Verhalten. Theoretisch bestünde für Anlagenbetreiber ein strategischer Anreiz, die Anlage in Stunden mit niedrigen Strompreisen abzuregeln, um die Höhe der Abschöpfung zu begrenzen. Da der Anlagenbetreiber in diesem Fall auf Vermarktungserlöse verzichten und eine Reduktion der Kapazitätzahlungen in Kauf nehmen würde, wäre eine Abregelung nur in Stunden wirtschaftlich sinnvoll, in denen die Summe aus Strompreis und Kapazitätzahlung

niedriger ist als der erwartete Abschöpfungsbetrag. Da die Abschöpfung aber die Kapazitätsprämie nicht übersteigt, kommen solche Situationen praktisch nicht vor.

7 Zusammenfassender Überblick und Ausblick

Die Neuorientierung des Stromversorgungssystems in Richtung Erneuerbarer Energien und der entsprechende Umstrukturierungsprozess stehen am Übergang zu einer neuen Entwicklungsstufe. 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 ausgerichteter 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 gleichgerichteten 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 (in dem sich die Preissetzung über einen wettbewerblichen Prozess ergibt) ab. 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 geben zwar strukturell auch Anreize für die systemdienliche Auslegung, angesichts des bei niedrigen Brennstoff- und CO₂-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-/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 Eigenverbrauchsanlagen gesetzt werden. Darüber hinaus können mit dem vorgeschlagenen Modell für die Bepreisung systemdienlicher 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 sukzessiven 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 Ausschrei-

bungsmodell 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.

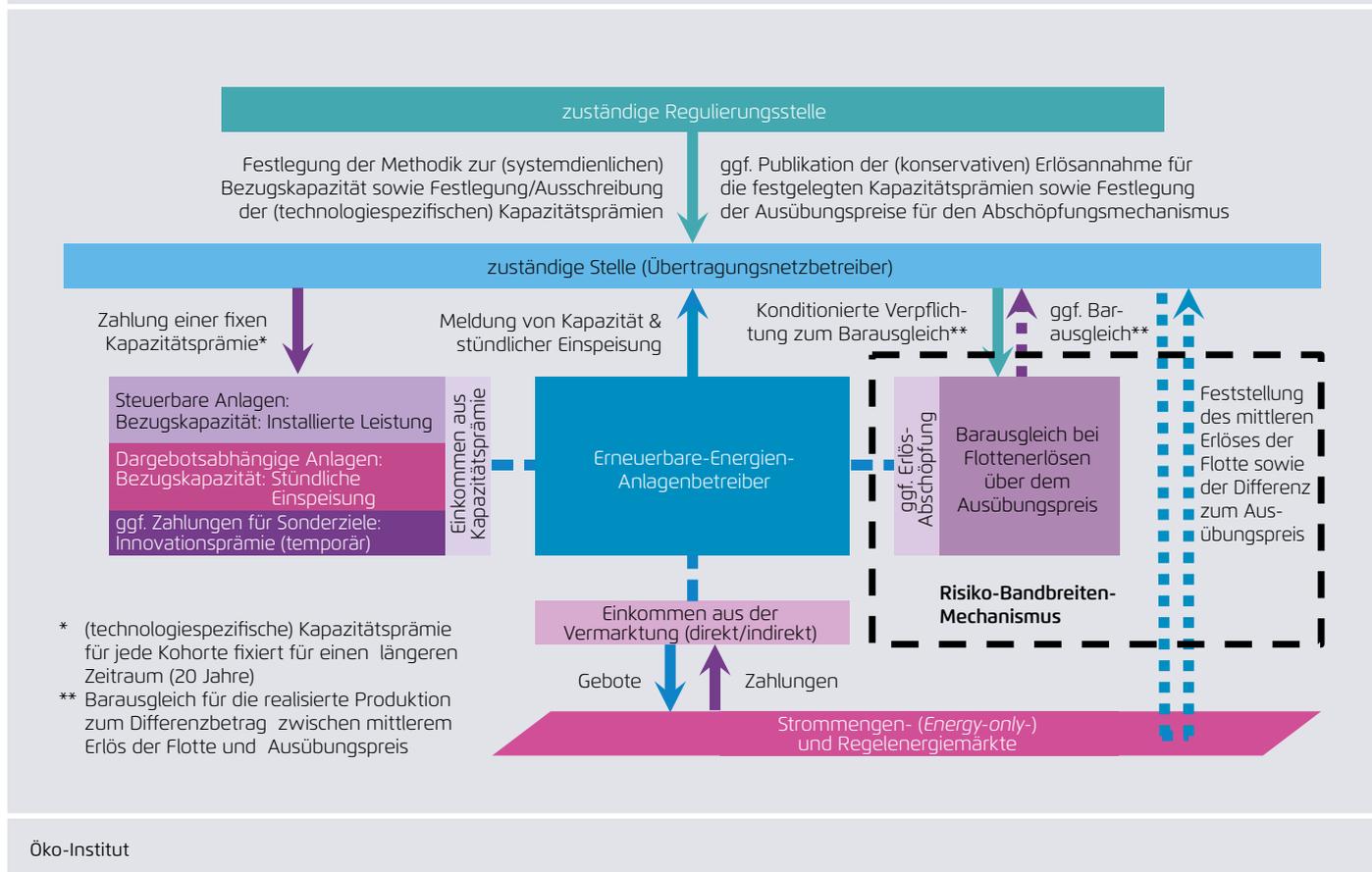
Darüber hinaus ist viertens ein Risiko-Bandbreiten-Mechanismus für den Fall unerwartet hoher Strompreise vorgesehen, der die Prämienfestlegung auf einer konservativen Erlösabschätzung (beziehungsweise die entsprechende Ankündigung von Erlösabschöpfungen in den Ausschreibungen) ergänzt.

Die Abbildung 41 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*- und an den Systemdienstleistungsmärkten, melden die Kapazität und die jeweilige Einspeisung an die zuständige Stelle und erhalten von dieser die längerfristige garantierte Kapazitätsprä-

Umsetzungsmodell und institutionelle Arrangements für eine wertoptimierte EEG-Reform

Abbildung 41



mie mit monatlichen Abschlagszahlungen und jährlicher Verrechnung. Mit der Berechtigung zum Erhalt der Kapazitätsprämie geben 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 über-

schritten 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 weiterentwickelt 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) vorgesehen. 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 ist 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 Kapazitätsszahlungen 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-Windkraft-Tranche 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 Kapazitätsszahlungen) gesammelt worden sind, ist auch der durchgängige Übergang zu Ausschreibungsverfahren sinnvoll und möglich. Ohne vorgelagerte Struktur-reformen 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.⁵⁶

→ 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 On- 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.

56 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).

8 Referenzen

8.1 Literatur

- Agora (Agora Energiewende) (2012): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* IMPULSE. August 2012
- Agora (Agora Energiewende) (2013a): *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Hintergrund.* März 2013
- Agora (Agora Energiewende) (2013b): *Studie zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Hintergrunddokument zu Kostenannahmen der Erneuerbaren.* Mai 2013
- Agora (Agora Energiewende) (2013c): *Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?* Berlin, Februar 2013
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE) (2011): *BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten.* Berlin. Juni 2011
- Ausubel, Lawrence M.; Cramton, Peter (1998): *Auctioning Securities.* University of Maryland Working Paper.
- Böttger, Diana; Götz, Mario; Lehr, Nelly, Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas (2014): *Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany.* Energy Procedia 46 (2014) pp. 246-253
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011a): *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011.* Berlin, Oktober 2011
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“).* BMU KI III 1, Stand November 2011
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2013): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13.* Bonn, 20. Juni 2013
- Cambridge Economic Policy Associates (CEPA) (2011): *Note on impacts of the CfD FiT support package on costs and availability of capital and on existing discounts in power purchase agreements.* June 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) pp 42–56
- Deutsche WindGuard (DWG) (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIe: Windenergie.* Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Varel, Juni 2011
- Deutsche WindGuard (DWG) (2013): *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland.* Varel, November 2013
- Deutsche WindGuard (DWG) (2014): *Studie Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell.* Varel, März 2014
- Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIa: Biomasse.* Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Leipzig, Juni 2011
- Deutsches Windenergie Institut (DEWI) (2011): *Leistungsinstallation bei Windturbinen: Was ist richtig?* Molly, J.P.; DEWI GmbH, Wilhelmshaven, DEWI Magazin No. 38, Februar 2011

Referenzen

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. 29. März 2012

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2010): *Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland - „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

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

Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) (2011): *Cost-benefit analysis of alternative support schemes for renewable electricity in the Netherlands*. March 2011

Enervis Energy Advisors (Enervis), Becker Büttner Held (BBH) (2014): *Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive. Handlungsbedarf, Ausgestaltungsoptionen, rechtlicher Rahmen*. Gutachten im Auftrag der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung, Berlin, April 2014

Enervis Energy Advisors (Enervis), BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Energiewirtschaftliches Gutachten im Auftrag des Verbands Kommunaler Unternehmen (VKU). Berlin, März 2013

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) (2007): *Monitoring and Evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*. UBA Climate Change 10/06. Dessau-Roßlau, Januar 2007

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

Fraunhofer-Institut für Innovations- und Systemforschung (ISI), Consentec, Energy Economics Group an der TU Wien (TUW-EEG) (2014): *Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Bericht für Agora Energiewende*. Karlsruhe, Aachen, Wien, Juni 2014

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2013a): *Windenergie Report Deutschland 2012*. Kassel 16.05.2013

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2013b): *Entwicklung der Windenergie in Deutschland*. Kurzstudie im Auftrag der Agora Energiewende. Karlsruhe, Juni 2013

Frontier Economics (Frontier) (2012): *Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze*. Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, London, November 2012

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

Frontier Economics (Frontier) (2013b): *International support for onshore wind*. London, June 2013

Frontier Economics (Frontier) (2014): *Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien*. Bericht für EFET Deutschland, London, Juni 2014

Referenzen

- Fürsch, Michaela; Malischek, Raimund; Lindenberger, Dietmar: (2012) *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist*. EWI Working Paper. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- Giebel, Olaf und Barbara Breitschopf (2011): *The impact of policy elements on the financing costs of RE investment – the case of wind power in Germany*. Fraunhofer ISI, Working Paper Sustainability and Innovation S. 11/2011, Karlsruhe
- 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
- Haucap, Justus; Kühling, Jürgen; Klein, Carolin (2013): *Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*. Nomos Verlag
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) (2012): *Kompasstudie Marktdesign: Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien*. Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie und Greenpeace Energy. Ponte Press, Bochum, Dezember 2012
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) (2014a): *EEG-Novelle: das Ende der erfolgreichen Bürgerenergie? IZES-Diskussionspapier*. Saarbrücken, März 2014
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) (2014b): *Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung*. Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE). Saarbrücken, 19. 5. 2014
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Prof. Peter Bofinger, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2013): *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes*. Endbericht für die Baden-Württemberg Stiftung. Saarbrücken, Würzburg, Aachen, 10.10.2013
- Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) (2014): *Bürgerbeteiligung und Kosteneffizienz. Eckpunkte für die Finanzierung erneuerbarer Energien und die Aktivierung von Lastmanagement*. Potsdam, April 2014
- Jansen, Maarten C. W. (ed.) (2004): *Auctioning public assets: Analysis and Alternatives*. Cambridge University Press
- Keuring van Elektrotechnische Materialen te Arnhem (KEMA) (2004): *Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market – Green X*. Project Report, 7/2004
- Klemperer, Paul (2004): *Auctions: Theory and Practice*. Princeton University Press
- Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (2001): *100.000-Dächer-Solarstrom-Programm im Rahmen des KfW-Programms zur CO₂-Minderung*. Programmnummer 127-131, März 2001
- Krishna, Vijay (2010): *Auction Theory*. Academic Press, Burlington
- Leipziger Institut für Energie (IE Leipzig), Zentrum für Sonnen- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bosch & Partner (B&P), SOKO-Institut für Sozialforschung und Kommunikation (SOKO) (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG*. Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Leipzig, Stuttgart, Kassel, Hannover, Bielefeld, Juni 2011

Referenzen

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

Leuphana Universität Lüneburg (LUL), trend:research (2013): *Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland*. Studie im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien. Lüneburg, Bremen, Oktober 2013

Matthes, Felix Christian (2011): *Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems*. In: Schütz, S., Klusmann, B. (Hrsg.): *Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien*. Bochum, S. 85–106

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

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

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

Milgrom, Paul R.; Weber, Robert J. (1982): *A theory of auctions and competitive bidding*. *Econometrica*, 50, pp. 1.089–1.122

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

Öko-Institut (2012): *Strengthening the EU Emissions trading scheme and raising climate ambition. Facts Measures and Implications*. Berlin, Juni 2012

Öko-Institut (2013): *EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen*. Berlin, Juni 2013

Öko-Institut (2014a): *Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds*. Studie für den Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE). Berlin, März 2014

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

Öko-Institut (2014c): *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 (2014d): *Klimaschutzszenario 2050* (im Erscheinen)

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

PHOTON (2012): *Kopieren erwünscht. PHOTON-Vorschlag für ein kostengünstiges Montagesystem für Freiflächenanlagen*. PHOTON – Das Solarstrom-Magazin 01/2012, S. 52

Referenzen

Prognos (2013a): *Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem*. Bericht für BDEW und AGFW. Berlin, Juli 2013

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

Redpoint (2010): *Electricity Market Reform - Analysis of policy options*. December 2010

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 21) (2014): *Renewables 2014. Global Status Report*. Paris

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) (2012): *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*. Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Essen, August 2012

Robinson, Marc S. (1985): *Collusion and the Choice of Auction*. The RAND Journal, 16(1), pp. 131-145

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2013): *Den Strommarkt der Zukunft gestalten*. Berlin, November 2013

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SRGE) (2013): *Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik*. Jahresgutachten 2013/14. Wiesbaden, November 2013

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2013): *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014*. Stand: 28. März 2013

Umweltbundesamt (UBA) (2013): *Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau, März 2013

Wirtschaftsforum Geothermie (WFG) (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG*. Vorhaben IIb: Geothermie. Bericht im Auf-

trag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Augsburg, Juni 2011

Zentrum für Sonnen- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Ingenieurbüro für neue Energien (IfNE), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben I: Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas*. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Teltow, Heidelberg, Münster, Juni 2011

8.2 Daten

50Hertz Transmission: EEG. Veröffentlichung EEG-Daten. Verlauf EEG-Einspeisung. Biomasse

EPEX Spot/European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auk-tionsmarkt. Leipzig

Deutsche Bundesbank: Aus der Zinsstruktur abgeleitete Renditen für Bundeswertpa-piere mit jährlicher Kuponzahlungen, Restlaufzeit 10 Jahre, Monatsendstand

European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Voluntary Com-mitment of the Market Participants. Ex-post data. Previous day production. Leipzig

European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Statutory Publi-cation Requirements of the Transmission System Operators. Actual wind power generation. Leipzig

European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Statutory Publi-cation Requirements of the Transmission System Operators. Actual solar power generation. Leipzig

Referenzen

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Data. Data Portal. Consumption. Hourly load values. Brussels

ForWind: Mit dem WRF-Modell erstellte Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in stündlicher Auflösung in einer Höhe von 100 m und 140 m

PVSOL: Dynamisches Simulationsprogramm zur Auslegung und Optimierung von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen, mit Speicherung in Batteriesystemen

Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindizes für Deutschland. Lange Reihen seit 1948

Tennet: Transparenz. Veröffentlichungen, Netzkennzahlen. Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung
Windmonitor: Entwicklung der Windenergienutzung. Technische Entwicklung Onshore. Größenentwicklung der Windenergieanlagen. www.windmonitor.de

8.3 Rechtsvorschriften

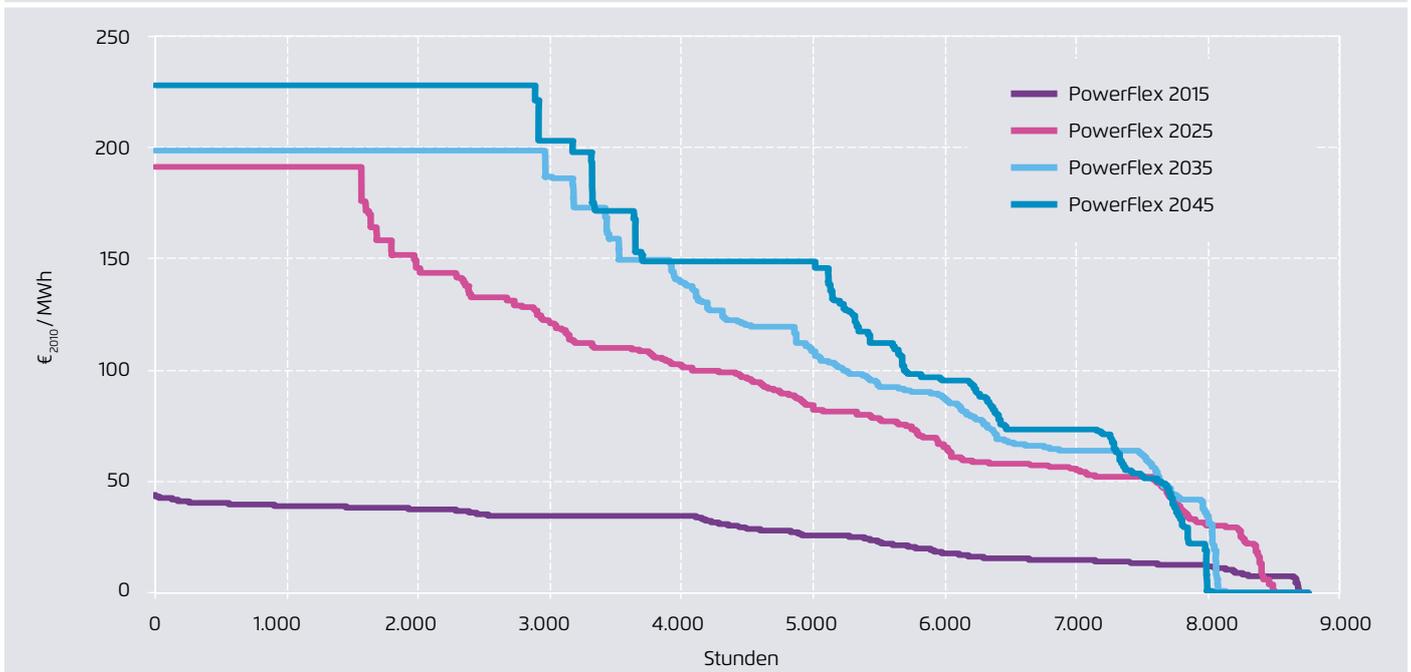
EEG 2012 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730)

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)

Jahresdauerlinien der Strompreise am *Energy-only*-Markt im Oberen Erlösszenario

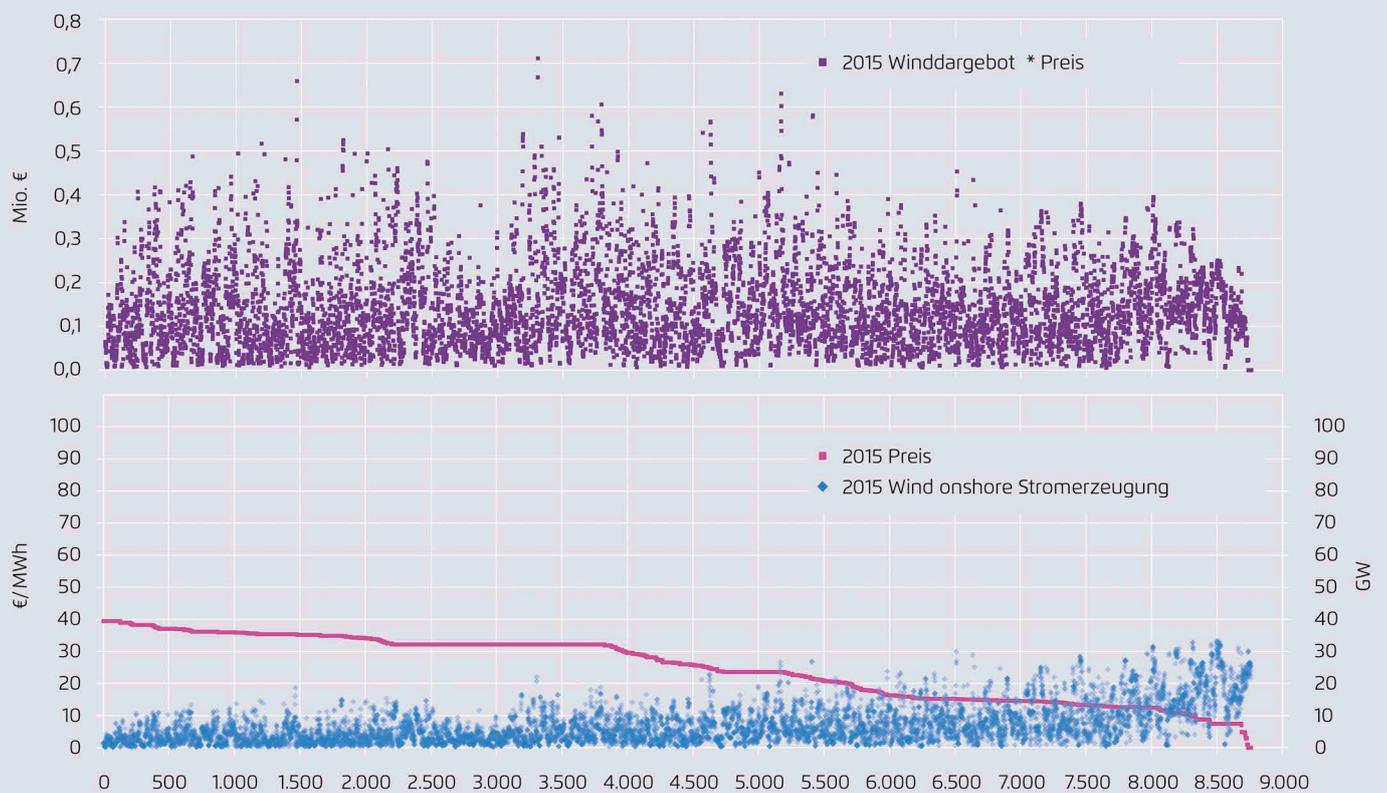
Abbildung A-1



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Wind onshore im Unteren Erlösszenario 2015

Abbildung A-2



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Anhang

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windenergie im Unteren Erlösszenario 2025

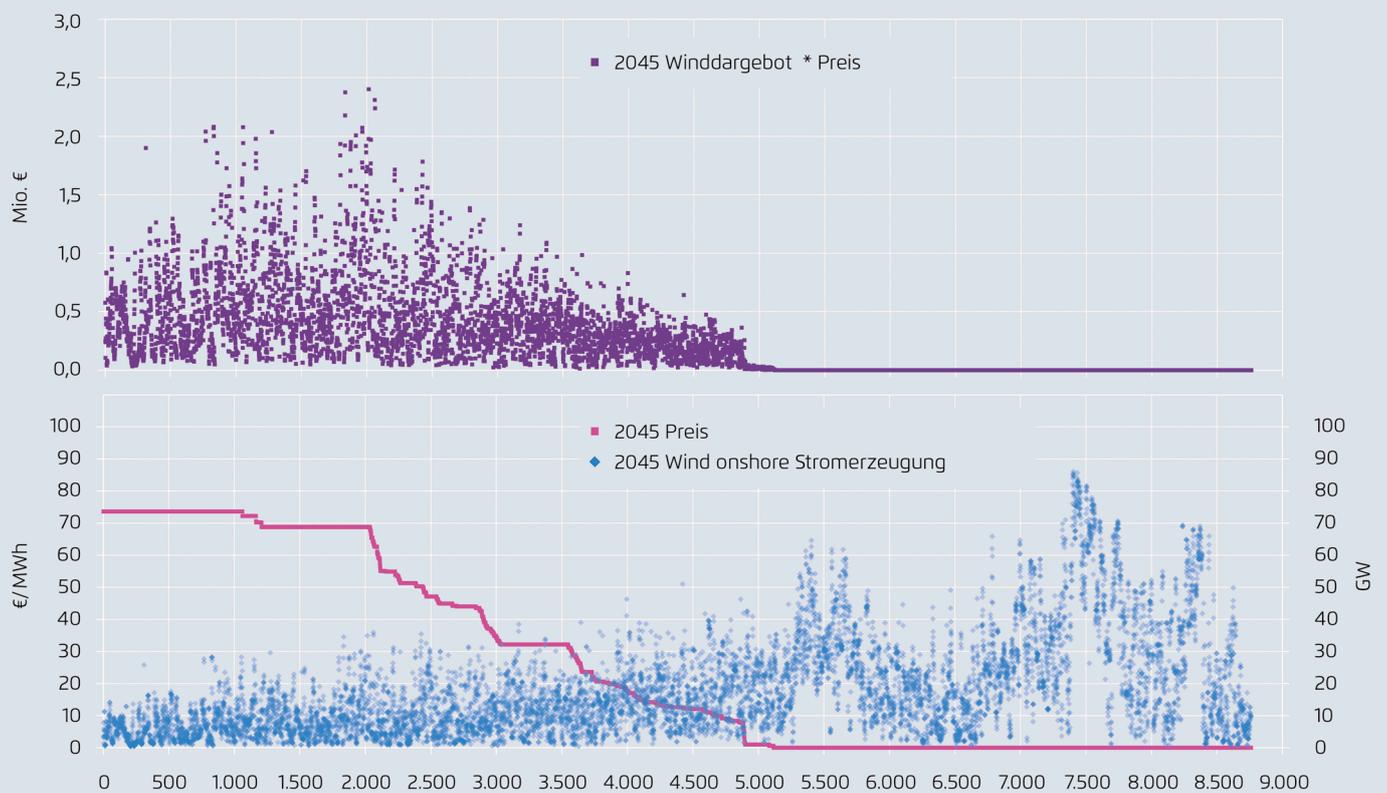
Abbildung A-3



Öko-Institut, Berechnungen mit PowerFlex

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Onshore-Windenergie im Unteren Erlösszenario 2045

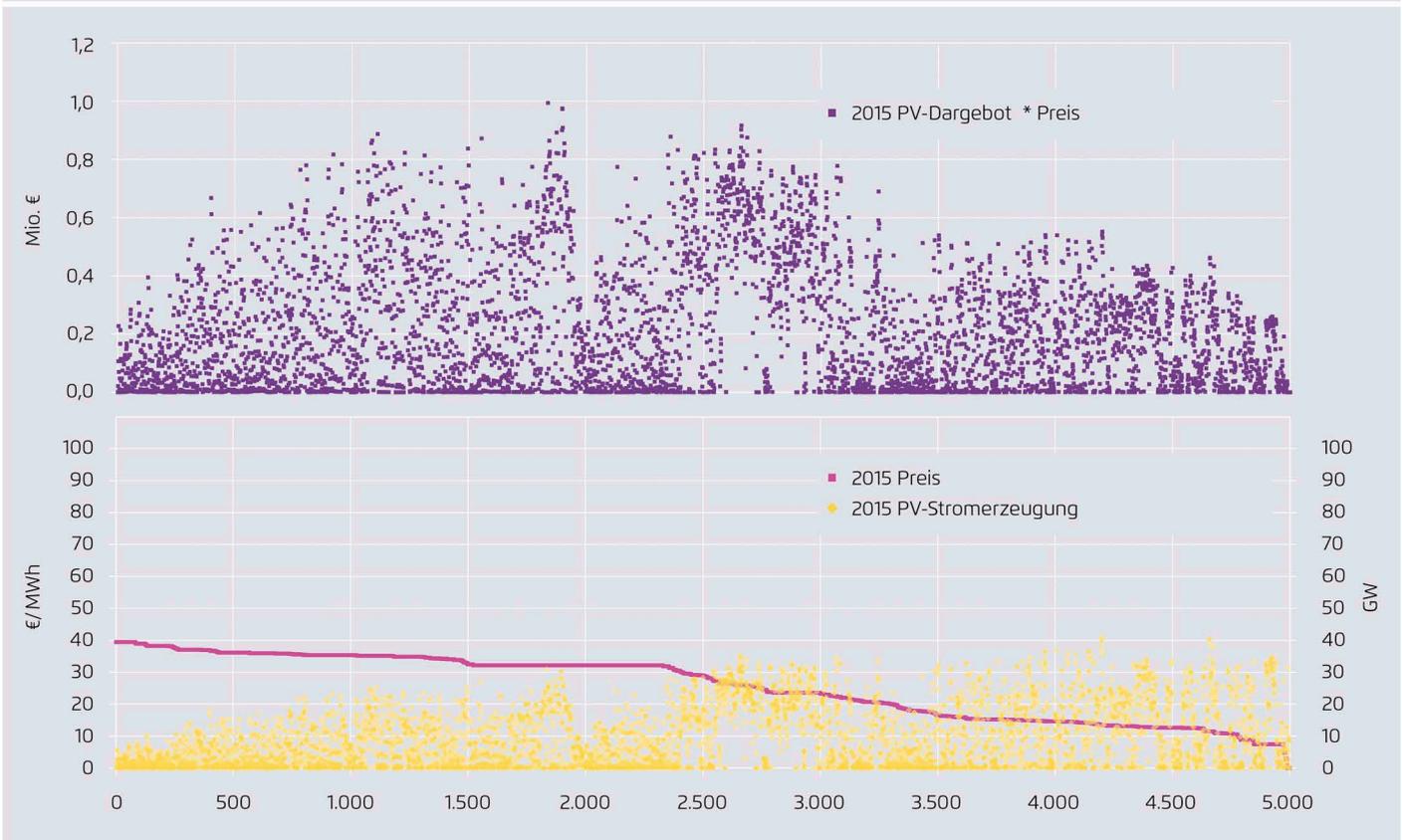
Abbildung A-4



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2015

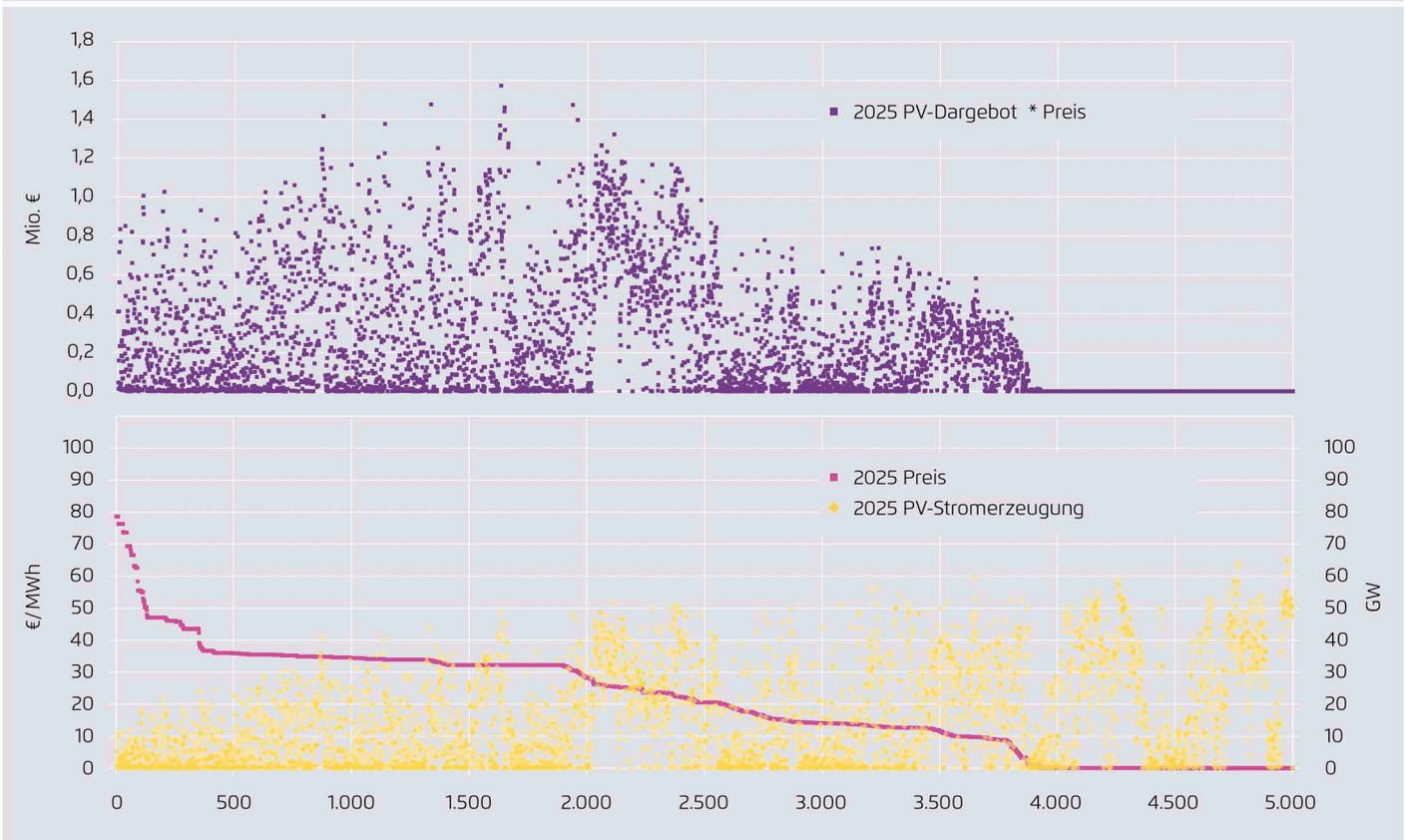
Abbildung A-5



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2025

Abbildung A-6

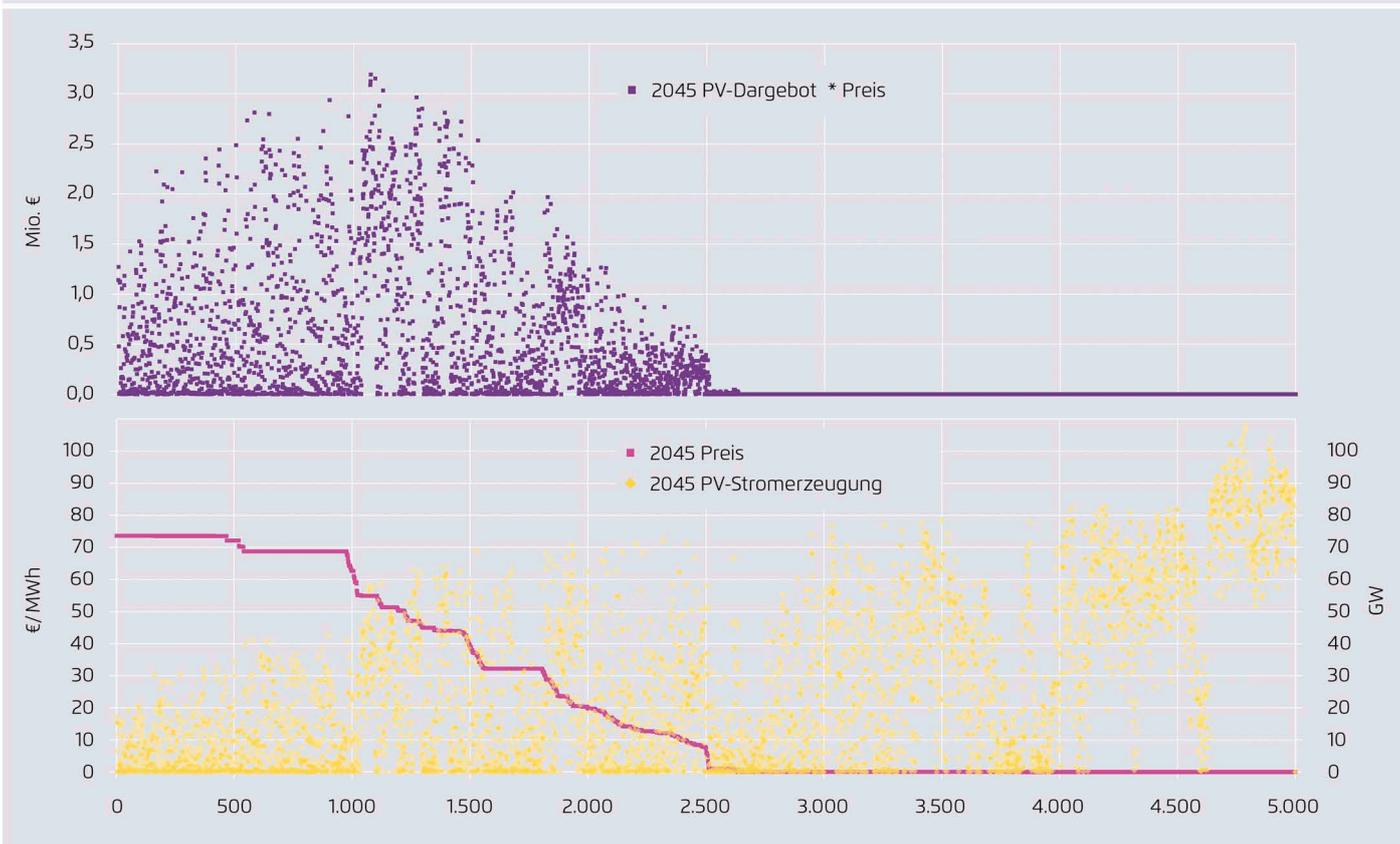


Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

Anhang

Dauerlinie der Strompreise und zugehörige Stromerzeugung sowie Erlöse für Photovoltaik im Unteren Erlösszenario 2045

Abbildung A-7



Öko-Institut, Berechnungen mit *PowerFlex*

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 CO₂-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 Solaranlagen 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 CO₂ Emissions, 2010-2030

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

