

---

# Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

---

**IMPULSE**

---

Februar 2013

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

---

## IMPRESSUM

---

### IMPULSE

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten  
der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 im  
Maritim proArte Hotel Berlin

### REFERENTEN:

Philippe Welter, Herausgeber des Magazins „Photon“, Aachen  
Johannes Lackmann, Geschäftsführer, WestfalenWIND GmbH, Paderborn  
Dr. Felix Christian Matthes, Leiter Energie- und Klimapolitik, Öko-Institut, Berlin  
Dr. Sven Bode, Head of Research, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg  
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Präsident, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen

### ERSTELLT VON AGORA ENERGIEWENDE

---

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](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

Satz:  
UKEX GRAPHIC  
[www.ukex.de](http://www.ukex.de)

Druck: Oktoberdruck, Berlin

Titelbild: © iStockphoto.com/Chris Fertnig

---

**009/02-I-2013/DE**

Gedruckt auf 100% Recycling Naturpapier  
FSC® Circleoffset Premium White

---

# Vorwort

---

Wind und Sonne, Wasser und Biomasse liefern aktuell rund 25 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms – eine Vervielfachung innerhalb weniger Jahre und ein im weltweiten Kontext kaum zu überschätzender Erfolg. Die Basis dafür bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Das EEG beweist nicht nur, wozu die Erneuerbaren Energien in der Lage sind. Quasi als Nebeneffekt hat es auch gezeigt, was das bestehende Stromsystem zu leisten imstande ist: Mehr als eine Million Solarenergie- und Windkraftanlagen sowie Biogasanlagen haben sich in der Vergangenheit ohne größere Probleme integrieren lassen.

Nun werden die Erneuerbaren Energien zum tragenden Pfeiler des deutschen Stromsystems. In Zukunft werden vor allem Windkraft- und Solaranlagen mit wetterabhängiger Einspeisung die Stromproduktion zunehmend dominieren. Dies wird das Energiesystem und den Energiemarkt fundamental verändern. Es wird nicht mehr um *Integration*, sondern um *Transformation* gehen. Vor diesem Hintergrund stellt sich auch die Frage nach dem zukünftigen Fördermechanismus für die Erneuerbaren Energien.

Wir haben Praktiker und Wissenschaftler gebeten, ihre Vorstellungen zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu skizzieren. Die einen propagieren die Evolution eines Instrumentariums. Die anderen plädieren für einen mehr oder weniger revolutionären Systemwechsel. Über alledem steht die Frage, inwieweit der Strommarkt weiterentwickelt werden muss und welche Rolle die Erneuerbaren Energien darin spielen werden.

Der vorliegende Tagungsband erscheint zur von Agora Energiewende initiierten Veranstaltung *Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel*. Er soll die Diskussion anstoßen und somit dazu beitragen, dass sowohl belastbare als auch allgemein akzeptierte Antworten auf die Frage nach der Weiterentwicklung eines der erfolgreichsten Gesetze in der jüngeren Geschichte gefunden werden.

Wir sind gespannt auf Ihren Beitrag!

Ihr  
Rainer Baake  
Direktor Agora Energiewende



---

# Inhalt

---

---

<b>Verbesserungsbedarf im EEG und ein neues Marktmodell für ein FEE-dominiertes Stromversorgungssystem</b>	<b>5</b>
<i>Philippe Welter</i>	
<b>Zukunft des EEG</b>	<b>11</b>
<i>Johannes Lackmann</i>	
<b>Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien</b>	<b>17</b>
<i>Dr. Felix Christian Matthes</i>	
<b>Wechsel ja, Systemsprung nein – Weiterentwicklungsbedarf beim EEG</b>	<b>25</b>
<i>Dr. Sven Bode</i> <i>Dr. Helmuth Groscurth</i>	
<b>Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?</b>	<b>31</b>
<i>Prof. Dr. Christoph M. Schmidt</i>	

---



# Verbesserungsbedarf im EEG und ein neues Marktmodell für ein FEE-dominiertes Stromversorgungssystem

Philippe Welter

Herausgeber Photon, Aachen

## Einleitung

Der bisherige Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland wurde maßgeblich durch das EEG ermöglicht. Oftmals rein als Gesetz zur Förderung der erneuerbaren Stromerzeuger angesehen, wird in der Regel verkannt, dass es viel mehr als das ist. Vielmehr enthält es bereits den Kern eines zukünftigen Marktdesigns für Erneuerbare Energien (EE) mit variablen Kosten nahe oder gleich null.

Wie zu zeigen sein wird, stellen zentrale Punkte des EEG notwendige Bedingungen für ein zukünftiges Marktdesign dar:

- die Anschlusspflicht für EE-Anlagen
- die Pflicht zur Abnahme des erzeugten EE-Stroms<sup>1</sup>
- die Vergütung des EE-Stroms nach zuvor festgesetzten Tarifen, abhängig von Anlagentyp und Baujahr

Auch wenn diese Punkte notwendiger Bestandteil eines zukünftigen Marktdesigns sind, so sind sie doch nicht hinreichend zur Erreichung des gesetzten Ziels, wenn das Ziel eine

<sup>1</sup> Im Sinne der Kostenoptimierung des Gesamtsystems kann es sinnvoll sein, nicht jede erzeugbare Kilowattstunde der Abnahmepflicht zu unterwerfen, da dies maximal ausgebauten Netze und maximal ausgebaute Speichersysteme erfordern würde, was mitunter unnötig hohe Kosten verursachen würde und in keinem sinnvollen Verhältnis zum Wert der ansonsten zu verwerfenden Kilowattstunde stünde. In diesem Fall ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, einen geringen Teil der produzierbaren Energiemengen nicht zu produzieren. Gleichwohl darf der Anlagenbetrieb hierdurch keiner Einschränkung hinsichtlich seiner Rentabilität unterworfen werden, da ansonsten die notwendigen Risikozuschläge auch für Anlagen, die möglicherweise in der Praxis nie von dieser Regelung betroffen sein werden, die Kosten des Gesamtsystems erhöhen würden.

vollständig regenerative Stromversorgung ist. Dabei ist es im Übrigen unerheblich, ob als Bilanzkreis ein Bundesland, Deutschland oder gleich die EU genommen wird. Das Folgende gilt bei jeder möglichen geografischen Ausdehnung.

## Technische Notwendigkeiten

In einer weitgehend auf Sonne und Wind basierenden Stromversorgung gibt es immer wieder lange Zeiträume (Stunden bis Tage), an denen diese fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) die dominanten oder gar alleinigen Erzeuger im Netz sind. Entweder man ist für diesen Fall bereit, alle netznotwendigen Dienstleistungen von weiteren Dritten gegen Entlohnung erbringen zu lassen, oder man verlangt diese Dienstleistungen gleich den FEE ab. Diese Dienstleistungen sind:

- Bereitstellung von Blindstrom
- Bereitstellung von Kurzschlussstrom
- Durchfahren von Kurzschlüssen
- negative Regelleistung bei Überfrequenz
- positive Regelleistung bei Unterfrequenz
- Aufrechterhaltung der Phasenwinkel von 120 Grad

Einige dieser Eigenschaften sind für einige FEE heute bereits Bestandteil von Normen, Technikfolgenabschätzungen, Gesetzen oder Vergütungsboni, andere sind es nicht oder sie gelten nicht gleichermaßen für alle FEE.

Grundsätzlich können alle vorgenannten Systemdienstleistungen von modernen Erzeugungsanlagen – die in der Regel über Frequenzumrichter zur Netzanbindung verfügen – erbracht werden. Ausgenommen sind Umrichter auf Thyristorbasis (die bei Neuanlagen kaum noch eingesetzt werden) und zum Teil einphasig einspeisende Geräte (wie sie immer noch in der Photovoltaik eingesetzt werden). Diese können

bei neuen Anlagen ohne nennenswerte Mehrkosten durch heute übliche transistorbasierte Geräte mit Drehstromausgang ersetzt werden. Einzig diejenigen Dienstleistungen, die (zeitweise) die Abgabe einer Leistung oberhalb der aktuellen – witterungsbedingt geringeren Leistung als der Nennleistung – Leistung erfordern, können nicht ohne teils nennenswerte zusätzliche Kosten bereitgestellt werden. Dazu gehört die Bereitstellung von Kurzschlussstrom ebenso wie eine positive Regelleistung. Zur Erbringung dieser Dienstleistung wären zusätzliche Speicher im Erzeugungssystem von FEE-Anlagen notwendig. Da in einem vollständig regenerativen Stromsystem jedoch ohnehin wesentliche Speicherkapazitäten vorhanden sein müssen, können solche Dienstleistungen von den Speichern erbracht werden.

### **Notwendige Änderung an den bestehenden Gesetzen:**

- alle EE-Anlagen grundsätzlich dreiphasig anschließen
- alle EE-Anlagen durchfahren Kurzschlüsse
- alle EE-Anlagen stellen negative Regelleistung bei Überfrequenz bereit
- alle EE-Anlagen beteiligen sich an der Aufrechterhaltung des Phasenwinkels
- alle EE-Anlagen liefern Blindstrom
- Speicher stellen positive Regelleistung bereit
- Speicher stellen Kurzschlussleistung bereit

Darüber hinaus wird in der Zukunft darauf zu achten sein, dass sich FEE-Anlagen nicht in eine Richtung entwickeln, die zu neuen Problemen führen. Aktuelles Beispiel ist die geplante Förderung kleiner Speicher zur PV-Eigenverbrauchserhöhung. Nach der derzeitigen Planung ergibt sich das „11-Uhr-Problem“, bei dem die Speicher an sonnigen Tagen am späten Vormittag aufgeladen sind und dann steile Gradienten bei der PV-Einspeisung in das Netz auftreten können. Durch den „netzdienlichen Betrieb“<sup>2</sup> der Speicher

kann dies zwar verhindert werden. Allerdings ist dieser netzdienliche Betrieb bisher nicht vorgeschrieben.

### **Volkswirtschaftliche Notwendigkeiten**

Grundsätzlich kann eine Volkswirtschaft ein zu produzierendes Gut nicht preiswerter bekommen als zum Preis seiner Herstellungskosten zuzüglich der „notwendigen“ Rendite für den Erzeuger des Produktes. Wobei sich die „notwendige“ Erzeugerrendite zusammensetzt aus den objektiv ermittelbaren Zinsen für den Fremdfinanzierungsanteil des Betriebes und der Eigenkapitalverzinsung, die der Hersteller erwartet. Wird die erwartete Eigenkapitalverzinsung des Herstellers unterschritten, wird dieser sich möglicherweise anderen Investments zuwenden, die eine höhere Eigenkapitalverzinsung erbringen. Dadurch wird keine ausreichende Menge an Erzeugern aktiviert und die Ziele werden nicht erreicht (mangelnde Effektivität).

Im Grunde folgte schon das ursprüngliche EEG mit seiner festen Einspeisevergütung, differenziert nach Anlagentyp und Baujahr, diesem Verfahren. Allerdings hat sich die bislang durch die Politik zu erbringende Leistung der Bewertung der notwendigen Vergütungshöhe mehrfach als problematisch herausgestellt. Insbesondere bei der Photovoltaik tat sich die Politik in den Jahren 2005 bis 2010 schwer, zu erkennen, welches die „wahren Kosten“ der Photovoltaik sind. Stattdessen wurde auf die Anlagenpreise abgesetzt. Hierbei wurde außer Acht gelassen, dass sich im Falle der Unterproduktion eines Gutes ein Verkäufermarkt ausbildet, bei dem der höchstmögliche Verkaufspreis (definiert letztlich durch die Höhe der Einspeisevergütung) gefordert wird. Somit ist der Verkaufspreis anders als in einem Käufermarkt kein adäquates Mittel, um Rückschlüsse auf die Kosten der Anlagen zu ziehen. Stattdessen wäre es notwendig, eine *Bottom-up*-Analyse der Herstellungskosten zu erstellen und auf diese Weise die notwendige Vergütungshöhe festzusetzen. Dies geht nur mit kompetenten Personen in einer unabhängigen Institution. So wie es heute schon für die Kosten der Netze (nicht nur der Stromnetze) bei der Ermittlung der Nutzungsentgelte gemacht wird, so müsste es in Zukunft bei der Festlegung der Vergütungshöhe gemacht werden.

2 Netzdienlicher Betrieb  
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf>



Der atmende Deckel, wie er für die Photovoltaik gilt, ist kein adäquater Ersatz für eine solche Analyseleistung. In der aktuellen Ausgestaltung wird er zu einer negativen Übersteuerung führen und den Zubau über das Maß hinaus begrenzen, das zur Erreichung einer regenerativen Vollversorgung zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten notwendig ist. Der absolute Deckel bei 52 GW ist ein zusätzliches Hemmnis und muss dringend abgeschafft werden.

Die Festsetzung der Einspeisevergütung auf Basis der ermittelten Kosten führt zu den niedrigsten volkswirtschaftlichen Kosten, da es langfristig nicht möglich ist, ein Gut unter seinen Gestehungskosten zu beschaffen. Im Falle der FEE kommt hinzu, dass der Betreiber der Anlage eine Garantie über die Abnahmemenge benötigt, da eine Unterabnahme ansonsten seine Rentabilitätsberechnung belasten würde, und er eine höhere Vergütung benötigen würde.

## Standortbezogene Differenzierung der Vergütung

Es ist evident, dass es nicht möglich ist, Strom aus einer FEE-Anlage zu einem Preis zu erhalten, der günstiger ist als der, der bei voller Ausschöpfung des technisch möglichen Anlagenertrages und minimal möglichen Fremdkapitalzinsen und Eigenkapitalrenditen einhergeht. Diese kostendeckende Vergütung ist aber nicht bei allen anlagentyp- und baujahresgleichen Anlagen gleich. Wesentlichen Einfluss auf den kostenminimalen Preis hat auch der Ertrag der Anlage am geplanten Standort. Wäre es ausreichend, zur Erreichung der regenerativen Vollversorgung nur die besten Standorte für die Errichtung von FEE-Anlagen in einem gegebenen geografischen Gebiet heranzuziehen, so wäre eine Beschränkung auf anlagentyp- und baujahresabhängige Vergütung hinreichend. Da dies aber nicht möglich ist, müssen auch suboptimale Standorte genutzt werden. Wird die notwendige Vergütungshöhe an diesen Bemessen, so ergibt sich bei ertragreichen Standorten eine höhere als notwendige Vergütung.

Um dieses Problem zu beheben, ist es notwendig, eine standortbezogene Vergütungskomponente einzubauen. Bei der Windenergie gibt es diese schon, wenn auch Kritik an

der konkreten Ausgestaltung besteht. Ausgehend von einem optimalen Standort in Deutschland wäre folgende Ergänzung im EEG in Hinblick auf die Photovoltaik zielführend: „Wird ein Nachweis vorgelegt, dass am Anlagenstandort die Globalstrahlung des langjährigen Mittels geringer ist als die Referenzglobalstrahlung von 1.257 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr, so erhält die Anlage eine Vergütung, die um einen solchen Prozentbetrag höher ist als die Grundvergütung, sodass die geringere Globalstrahlung am Anlagenstandort ausgeglichen wird.“

Anlagenbetreibern ist es freigestellt, auf eigene Kosten einen geeigneten Nachweis zu erbringen, der eine geringere Globalstrahlung am Standort der Anlage nachweist. Ein solcher Nachweis kann preisgünstig (4,49 Euro brutto) beispielsweise im WESTE-SOLAR-System des Deutschen Wetterdienstes unter Angabe der geografischen Breite und Länge online bestellt werden. (<http://www.dwd-shop.de/beispiele/1124-2b.pdf>)

Im gezeigten Beispiel wird für den Standort in Eschersheim eine Globalstrahlung von 1.065 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr nachgewiesen. Dieser Wert liegt um den Faktor  $(1.257 / 1.065 =) 1,18$  unter dem Referenzwert. Damit erhält der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung, die um den Faktor 1,18 über der Grundvergütung liegt.

Der niedrigste nach Angaben des Deutschen Wetterdienstes in Deutschland anzutreffende Wert für das langjährige Mittel der Globalstrahlung in Deutschland liegt bei 951 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr. Eine Anlage an diesem Standort würde eine Vergütung erhalten, die um den Faktor 1,3218 höher liegt als die Grundvergütung.

## Minimierung der Kosten durch längere Vergütungsdauer

In den letzten Jahren haben sich sowohl die Qualität der Komponenten, aus denen PV-Anlagen bestehen, als auch die Qualität der Montage weiter verbessert. Produktgarantien von 20 Jahren sind keine Seltenheit mehr. Leistungsgarantien für Solarmodule liegen teilweise schon bei 25 Jahren und höher. Immer öfter werden solche Herstellergarantien

auch durch Versicherungen unterlegt. Es erscheint daher vertretbar, dem Anlagenbetreiber zuzumuten, seine Anlage 30 Jahre, statt wie bisher nur 20 Jahre, in Betrieb zu halten, um seine Investition nebst angemessener Kapitalrendite zu erwirtschaften.

Hierbei führt die Verteilung der Kosten auf eine insgesamt größere Menge an produzierten Kilowattstunden direkt zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten.

Gegenüber einer Vergütungsdauer von 20 Jahren sinkt die Vergütung um 12,02 Prozent. Der Einfluss auf die Senkung der EEG-Umlage ist bekanntermaßen überproportional zur Vergütungsabsenkung und kann bei den vorgeschlagenen Vergütungssätzen mit etwa 15 bis 20 Prozent abgeschätzt werden.

## Minimierung des Netzausbaus

Aktuell wird Strom in Deutschland von der Erzeugungsstelle bis zur Nutzungsstelle im Durchschnitt etwa 100 Kilometer weit transportiert. In Teilen der EE-Branche, aber auch der Politik, ist die Meinung anzutreffen, dass es gesamtwirtschaftlich günstig sei, EE-Anlagen dort zu errichten, wo das natürliche Energieangebot besonders groß ist. Also PV im Süden und Windkraft im Norden zu nutzen. In der Vergangenheit bei teils extrem hohen Stromgestehungskosten mag diese Ansicht plausibel gewesen sein. Inzwischen hat die Situation begonnen, sich zu verändern. EE-Strom ist immer billiger geworden. Gleichzeitig wird der Netzausbau tendenziell teurer. Besonders gut lässt sich dies am Beispiel der Offshore-Windkraft ablesen: Nicht nur, dass die Anlagen eine wesentlich aufwendigere Netzanbindung benötigen als Onshore-Anlagen.

Der Strom wird bei zunehmendem Offshore-Ausbau auch zunehmend dort produziert, wo zum Zeitpunkt der Produktion keine ausreichenden Abnahmekapazitäten anzutreffen sind. Die Folge sind nicht nur punktuelle Netzverbesserungen im Transportnetz durch kleine und somit kostengünstige Querverbindungen (die in der Vergangenheit oft ausreichend waren, um die Netzkapazität zu optimieren). Nachdem dieses (preiswerte) Optimierungspoten-

zial langsam ausgeschöpft ist, müssen nun ganze Trassen neu errichtet werden. Bald wird der Punkt erreicht sein, an dem es teurer sein wird, eine Windkraftanlage (WKA) auf See zu errichten (vorausgesetzt, sie käme mit einer niedrigeren Vergütung aus als eine WKA an Land) und den Strom über neu zu bauende Leitungen gen Süden zu transportieren, als gleich eine Windkraftanlage im Süden zu errichten, auch wenn diese auf die Anlage bezogen betrachtet höhere Stromgestehungskosten hat.

Hinzu kommt ab einem Anteil von etwa 50 Prozent FEE-Strom im Netz die Notwendigkeit, Speicherkapazitäten – bis hin zu Saisonspeichern – aufzubauen. Diese Speicher können aber nicht nur Energiemengen zeitlich zwischenspeichern, sondern beispielsweise im Falle der *Power-to-Gas*-Technologie unter Nutzung des bestehenden Gasnetzes auch Transportaufgaben übernehmen. Dies muss bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

Soweit betriebswirtschaftlich sinnvoll, sollten FEE-Anlagenbetreiber darauf verpflichtet werden, unnötig hohe Einspeisespitzen zu vermeiden. So kann bei einer PV-Freiflächenanlage mittels einer Ost-West-Ausrichtung die Einspeisespitze zur Mittagszeit um rund 30 Prozent gekappt werden, ohne dass die Stromgestehungskosten steigen. Zwar sinkt bei einer solchen Anlage der Jahresertrag gegenüber der reinen Südausrichtung um etwa 15 Prozent, jedoch wird dieser Minderertrag durch geringere Bau- und Landkosten kompensiert.

## Ewigkeitsvergütung

Am Ende der Vergütungsdauer sind die Anlagenkosten vollständig amortisiert. Daher ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, dafür zu sorgen, dass die abgeschriebenen PV-Anlagen noch möglichst lange über diesen Zeitpunkt hinaus Strom liefern. Da nach derzeitigem EEG-Regime im Zusammenwirken mit den langfristig gegen null tendierenden Preisen an der Strombörse nach dem Ende der Vergütungsdauer kein Anreiz mehr zum Weiterbetrieb der Altanlage besteht, muss ein solcher Anreiz geschaffen werden.

Es würde sich die Zusage einer unbefristeten Vergütung auf sehr niedrigem Niveau anbieten. Auf diese Weise entsteht

im Laufe der Zeit ein Regenerativ-Mix mit einem immer größer werdenden Anteil billigst liefernder Anlagen.

## Demand-Side-Management und zukünftiges Marktmodell

Die große offene Flanke beim aktuellen Stand der Energiewende ist das Fehlen eines adäquaten Marktmodells. Zunehmende FEE-Strommengen mit Grenzkosten nahe null senken den Börsenstrompreis immer weiter, tendenziell auf null. Werte unter null können nur verhindert werden, wenn entweder in diesem Fall FEE-Anlagen abgeregelt werden oder genügend Verbraucher diese günstigen Strommengen nutzen. Aktuell gibt es mit *Power to Heat* eine gewisse Tendenz in diese Richtung. Noch mehr *Demand Side Management* (DSM) könnte helfen, den fluktuierenden EE-Strom besser zu nutzen. Vor allem in Zukunft, bei mehr als 50 Prozent FEE im System, wird dies zur Vermeidung überhäufiger Speicherdurchläufe sinnvoll sein. Dazu ist ein Marktdesign notwendig, das bei einer hohen momentanen Erzeugungslleistung der FEE niedrige Stromabgabepreise erlaubt, bei geringer Erzeugung und erst recht, wenn Energie aus dem Speicher entnommen werden muss, hohe Strompreise verlangt. Dem steht die oben beschriebene Betreibernotwendigkeit fester Einspeisevergütungen zur Gewähr einer volkswirtschaftlich begehrenswerten geringen Durchschnittseinspeisevergütung (über alle Erzeugungsarten und Baujahre hinweg) gegenüber.

Eine Lösung könnte die Ablösung des bisherigen brennstoffbasierten Preisfindungsmodells (Strombörse) durch eine Preissetzung entsprechend der jeweiligen FEE-Angebotsleistung sein (E-Pool). In einem 100-Prozent-EE-Szenario kauft der E-Pool alle angebotene EE-Strommengen an und vergütet sie nach anlagentyp- und baujahresspezifischen festen Vergütungssätzen, gegebenenfalls zuzüglich Strommengen aus der niedrigen Ewigkeitsvergütung. Abgabeseitig verkauft der Pool den Strom zu Preisen, die sich aus einer Funktion der Angebotsleistung ergeben. Ist das FEE-Stromangebot sehr hoch, wird der Preis sehr niedrig angesetzt (zum Beispiel ein Euro je MWh), ist das Angebot sehr gering und muss sogar Strom aus einem Speicher entnommen werden, so wird der Preis hoch angesetzt (zum Beispiel

150 Euro je MWh). Über das Jahr gesehen muss, abgesehen von Speicherunter- oder -überdeckungen, die Menge des ausgegebenen Geldes für den EE-Ankauf gleich hoch sein wie die Summe der Erlöse über den Stromverkauf (zuzüglich der notwendigen Verwaltungskosten). Hierbei muss der Zusammenhang zwischen Angebotsleistung und Strompreishöhe nicht linear sein. Ergibt sich aufgrund von wirksamen DSM-Maßnahmen beispielsweise eine höhere Nachfrage bei niedrigen Preisen als erwartet, so kann die Preisfunktion „verbogen“ werden, sodass niedrige Preise seltener auftauchen, höhere dagegen öfter, aber auf insgesamt geringem Niveau.



# Zukunft des EEG

Johannes Lackmann

Geschäftsführer WestfalenWind GmbH, Paderborn

## Kosteneffizienz steigern

### EEG-Vergütungen

Am Anfang war es richtig, die ganze technische Breite regenerativer Stromerzeugungspotenziale und Technologien zu erfassen und sich entfalten zu lassen. Bei zu früher Kostenorientierung hätte Photovoltaik (PV) keine Chance gehabt. Künftig müssen die kostengünstigen Potenziale und Technologien stärker fokussiert werden, die übrigen Potenziale wie etwa Offshore-Windkraft und geothermische Stromerzeugung sollen im EEG weiterhin Entwicklungschancen haben, allerdings mit vorläufig begrenztem Ausbauvolumen.

Eine extrem teure Blase wie bei der PV darf sich nicht wiederholen. Einige Vergütungsregelungen sind inzwischen völlig aus dem Ruder gelaufen und müssen korrigiert werden. Neben der Wasserkraft mit begrenztem Ausbaupotenzial bieten allein Onshore-Windkraft und PV aus heutiger Sicht mehr Potenziale, als für die Energiewende gebraucht werden, mit zugleich besonders kostengünstigen Perspektiven.

### PV

Der atmende Deckel ist eine geeignete Findungsmethode für die Höhe der PV-Vergütung im EEG. Der 52-GW-Deckel wird keine Ausbaugrenze darstellen, weil der weitere Ausbau danach auch ohne EEG-Vergütung stattfinden wird. Die Förderung von Inselösungen mit Batteriespeicher und die Orientierung auf Eigenverbrauch sind deutlich ineffizienter als eine vernünftige Systemintegration im örtlichen Verteilnetz. Die heutige Berechnung der Netzentgelte im Privatssektor deckt die Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen aus dem Netz auf Dauer nicht ausreichend ab.

### Windkraft onshore

Bei der Vergütung für Onshore-Windstrom besteht ein erhebliches Kostensenkungspotenzial. Bei der letzten EEG-Novelle sind zusätzlich zur Grundvergütung insgesamt drei Boni angehäuft worden. Der Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus), der 2014 ausläuft, der *Repowering*-Bonus und die Marktprämie, die für die Betreiber schlichtweg wie eine Vergütungserhöhung wirkt. Seit 2012 erreichen alle Neuanlagen damit eine Gesamtvergütung von über zehn ct/kWh – zumindest für die ersten fünf Jahre der Betriebszeit. Da die im EEG vorgesehene zweite Vergütungsstufe, die bei sehr guten Küstenstandorten ab dem sechsten Betriebsjahr gilt und die an den anderen Standorten zeitlich abgestuft später wirksam wird, unter dem Marktpreis für Grünstrom liegt, kommt diese Vergütungsstufe faktisch nie zur Anwendung. Die im EEG beabsichtigte standortgerechte Vergütung ist damit faktisch ausgehebelt.

An guten Küstenstandorten (150-Prozent-Standort nach Referenzertragsmodell) kann mit heutiger Windenergieanlagentechnik (WEA-T) mit guter Rendite für 5,5 ct/kWh Strom erzeugt werden. Für eine breite Potenzialerschließung bis nach Süddeutschland ist eine Vergütungsanpassung bis hin zu etwa 70-Prozent-Standorten ausreichend. Diese Standorte benötigen für einen wirtschaftlichen Betrieb derzeit etwa bis zehn ct/kWh. In dieser Bandbreite sollte eine differenzierte angepasste Vergütung erfolgen. Dabei sollte die Standortbewertung wie bisher nach dem Referenzertragsmodell erfolgen, weil dieses wenig Manipulationsmöglichkeiten bezüglich der Standortbewertung lässt. In den ersten fünf Betriebsjahren erfolgt dann die Vergütung standortbezogen auf Basis eines Ertragsgutachtens. Nach fünf Betriebsjahren erfolgt wie bisher die Festsetzung der Standortqualität anhand der tatsächlich erzielten Beträge. Über- oder Unterzahlungen werden dann einmalig ausgeglichen. Dann steht anhand der Auswertung die Vergütung für die weiteren 15 Betriebsjahre fest.

Mit diesem Modell lassen sich nicht nur die durchschnittlichen Kosten der Windstromvergütung über eine 20-jährige Betriebszeit deutlich absenken. Die Kostensenkung wirkt für neue WEAs sofort; nach dem bisherigen Zwei-Stufen-Modell wird die Standortdifferenzierung erst mit mehrjähriger Verzögerung wirksam und damit auch die Kostensenkung. Mit einer zweiten Änderung sollte der Anreiz beseitigt werden, durch eine hohe Aufsteldichte von WEAs den geringeren Ertrag je Anlage durch eine höhere Vergütung pro kWh teilweise zu kompensieren. Der real erzielte Standortertrag muss jeweils auf einen Parkwirkungsgrad von 100 Prozent zurückgerechnet werden. Dafür gibt es hinreichend zuverlässige Berechnungsmethoden.

Ein Vergütungszuschlag durch das kostentreibende Marktprämienmodell sollte künftig entfallen, als Alternative zur Festpreisvergütung steht der Grünstrommarkt zur Verfügung.

Der *Repowering*-Bonus in Höhe von einem halben ct/kWh ist nicht nur überflüssig, sondern sogar kontraproduktiv. Als Investitionsanreiz wird er an den ertragreichen Standorten in Deutschland nicht gebraucht. In Süddeutschland, wo dieser Vergütungsbeitrag noch am ehesten gebraucht würde, stehen kaum Altanlagen für ein *Repowering* zur Verfügung. Durch den stark gestiegenen Abbau von Altanlagen ist der Markt für Gebrauchtanlagen faktisch zusammengebrochen. Die Anlagen werden fast nur noch zum Schrottpreis gehandelt. Der *Repowering*-Bonus führt zum Abbau von Altanlagen auch dort, wo diese Anlagen neuen WEAs gar nicht im Wege stehen. Zum einen erfordern neue WEAs mit Nabenhöhen von 130 Metern oft einen Neuzuschnitt der Windvorrangflächen mit größeren Abständen zu den Wohnlagen. Zum anderen ist windtechnisch auch eine Mischbestückung aus niedrigen Altanlagen und hohen Neuanlagen möglich, weil die Windströmung in unterschiedlichen Höhen genutzt werden kann.

Die ästhetische Frage einer Mischbestückung aus Alt- und Neuanlagen zu beantworten, ist keine Aufgabe des EEG. Dafür reichen die kommunalen Instrumente wie Bebauungsplanung oder der Abschluss städtebaulicher Verträge bei der Ausweisung neuer Vorrangzonen völlig aus. Wenn ein Teil

der Altanlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben würde, könnten diese Anlagen für rund drei ct/kWh den billigsten Strom überhaupt liefern. Diese kommunale Entscheidungsoption mit einem bundesgesetzlichen, kostentreibenden Anreiz im EEG wirtschaftlich zu nichte zu machen, ist reichlich absurd.

### **Perspektive Windkraft onshore**

Die genannte standortbezogene Vergütungsbandbreite von 5,5 Cent bis 10 Cent kann weiter degressiv verlaufen. Die jetzt sich in Entwicklung befindenden Anlagentypen der 2,5- bis 3,5-MW-Klasse werden die Stromerzeugungskosten weiter sinken lassen. Mit diesen Anlagentypen lassen sich auch im Binnenland rund 4.000 Volllaststunden erzielen.

### **Windkraft offshore**

Bei Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 war es Common Sense, dass Offshore-Windkraft in Zukunft den kostengünstigsten regenerativen Strom aller Erzeugungsarten liefern würde. Zwölf Jahre später sollte man endlich zur Kenntnis nehmen, dass das bis auf Weiteres leider ein Irrtum war. Derzeit ist Offshore-Windstrom inklusive Infrastrukturbedarf etwa dreimal so teuer wie Windstrom aus dem Binnenland.

Dazu kommt, dass die Onshore-Potenziale für eine vollständige Energiewende mehr als ausreichend sind. Das Onshore-Potenzial auf zehn Prozent der Landesfläche beträgt 2.300 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a). Statt die Offshore-Industrie mit ständig neuen Subventionen am seidenen Faden baumeln zu lassen, sollte eine klare Perspektive aufgezeigt werden:

- Begonnene Investitionen müssen im Sinne des Vertrauensschutzes zu den gesetzlich geltenden Konditionen weitergeführt werden können.
- Offshore-Windstrom wird im EEG künftig nicht höher vergütet als Onshore-Windstrom.
- Die Entwicklung der Offshore-Technik wird mit wenigen Projekten etwa per Ausschreibungsverfahren weiter gefördert.

## Biogas

Biogasstrom aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) ist deutlich teurer als Wind- und PV-Strom, wesentliche Kostensenkungsperspektiven durch Lernkurveneffekte sind nicht in Aussicht. Auf mittlere Sicht ist bei größeren Anlagen ab 500 kW auch bei Abwärmenutzung mit mindestens 15 ct/kWh Stromerzeugungskosten zu rechnen. Mit Strom aus Biogas könnte zwar ein wesentlicher Teil der Ausgleichsenergie für den fluktuierenden EE-Wind- und PV-Strom bereitgestellt werden, das würde aber das Vorhalten wesentlich größerer Motor-Generatorleistungen und große Wärmepuffer voraussetzen, mit der Folge, dass die Stromkosten noch weiter ansteigen würden. Mit einem Preis von mehr als 20 ct/kWh wäre dieser Strom aber als wesentlicher Teil eines 100-Prozent-EE-Szenarios zu teuer.

Dazu kommt, dass bei der Verstromung der besondere Vorteil von Biogas, die mobile Speicherbarkeit dieser Energieform nicht adäquat genutzt würde. Biogas ist einer der effizientesten Biokraftstoffe. Da für die Energiewende im Verkehrssektor vergleichsweise wenig Alternativen zur Verfügung stehen, sollte Biogas aus größeren Anlagen auf längere Sicht vor allem für diesen Sektor angeboten werden.

Dort ist auch das Preisniveau von Biogas viel unkritischer als im Stromsektor. Im EEG sollte die Vergütung für neue Nawaro-Biogasanlagen heruntergefahren werden, sobald für diese Anlagen ein vernünftiger Rahmen für den Zugang zum Erdgasnetz, zum Beispiel über ein Gaseinspeisegesetz, geschaffen worden ist. Wenn die Autoindustrie zu weiteren Effizienzfortschritten (weniger CO<sub>2</sub>/km) gezwungen wird, wird sie von selbst auf diese Biogasmengen zugreifen. Die kleineren hofbezogenen Biogasanlagen, die vorrangig Reststoffe nutzen und für die eine Gasaufbereitung für den Zugang zum Gasnetz zu aufwendig wäre, sollten im EEG verbleiben können.

Die Vergütung sollte für diese Anlagen umgestellt werden auf eine fixe Prämie als Zuschlag für die Selbstvermarktung, um die Flexibilitätsoptionen von Biogasstrom nutzen zu können.

## Einspeisemanagement (EinsMan) und Systemintegration

Die Vergütung nicht produzierter Kilowattstunden muss in Zukunft zur absoluten Ausnahme werden. Unter dem Leitmotiv „Verwenden vor Abschalten“ müssen sowohl Flexibilitätsoptionen im Strommarkt adressiert werden wie auch neue Anwendungen außerhalb des bisherigen Strommarktes. EinsMan ist vorläufig eine Folge fehlender Kapazitäten im Übertragungsnetz. Langfristig werden aus heutiger Sicht so viele Windkraft- und PV-Installationen entstehen, dass ein Überschreiten der konventionellen Stromnachfrage durch momentan verfügbare FEE-Leistung (fluktuierende Erneuerbare Energien) zum Regelfall wird.

In den Verteilnetzen wird das vor allem PV-induziert sein. Bei Überschreiten der Aufnahmekapazität von Verteilnetzen sollten Betreiber größerer PV-Anlagen als Bedingung für einen vollen Vergütungsanspruch nach EEG verpflichtet werden, im Verteilnetz Verschiebelasten in Richtung Mittagsspitze zu organisieren, die vom Netzbetreiber gesteuert werden.

Auch in Bezug auf das Gesamtnetz bieten Lastverschiebungen (DSM) ein erhebliches Integrationspotenzial, reichen aber langfristig nicht aus. Derzeit bietet die geringe Spreizung der EEX-Preise, bedingt durch die fossilen Kraftwerkskapazitäten, wenig Anreiz für den Einstieg in DSM. Da die Strompreisspreizung mit dem Anteil der FEE erheblich zunehmen wird und eine dem Markt vorausseilende Technologieentwicklung gesamtwirtschaftlich günstiger ist als eine marktgetriebene Entwicklung, sollte die Bundesnetzagentur schon heute Anreize für einen stärkeren Einstieg in die *Smart-Grid*-Optionen setzen.

Eine Integration von EE nur innerhalb des Strommarktes etwa mit Pumpspeichern, Batterien oder *Power to Gas* wäre gesamtwirtschaftlich erheblich aufwendiger als eine Integration gemeinsam mit dem Wärmemarkt und dem Mobilitätssektor. Das gilt umso mehr, als die Energiewende in diesen Sektoren ohnehin weit zurückliegt und Impulse aus dem Strommarkt dringend gebrauchen kann.



Dafür sind folgende Prämissen von Bedeutung:

- FEE haben heute das Preisniveau von Erdöl erreicht mit weiter degressiver Tendenz.
- Erdöl mit steigenden Anteilen von *Marginal Oil* ist die schmutzigste und zugleich knappste fossile Ressource mit dem größten Substitutionsbedarf.
- Das Speichern von Primärenergieträgern für Wärme und das Speichern von Wärme selbst ist etwa 100-mal billiger als das Speichern von Strom.
- Ein Teil der durch Strom substituierten Primärenergieträger (fossil oder erneuerbar) lässt sich ohne zusätzliche Speicherkosten zeitversetzt zur Stromerzeugung einsetzen.

Das Beispiel Dänemark zeigt, dass *Power to Heat* (präziser: FEE to Heat) ein großes und kostengünstiges Potenzial bietet.

*Power to Heat* darf natürlich nicht zu einer Renaissance der monovalenten Elektrospeicherheizung führen und der Strom nicht aus beliebigen Quellen stammen. Monovalente Wärmesysteme könnten wie im letzten Winter in Frankreich zu einem bedrohlichen Engpass führen. Notwendig sind also bivalente Wärmesysteme. Für den Zugang von FEE zum Wärmemarkt sind einige regulatorische Hemmnisse zu beseitigen. Solange Öl und Gas (bis auf die Mehrwertsteuer für Privatverbraucher) faktisch abgabefrei in den Wärmemarkt gelangen dürfen, während Strompreise zu 75 Prozent aus Abgaben bestehen, ist der Zugang sehr begrenzt. FEE-Strom im Wärmemarkt darf keinesfalls höher mit Abgaben belastet werden als fossile Energieträger. Ziel muss (mindestens) eine Angleichung in der Abgabenlast sein, deren Gesamtaufkommen gegenüber dem Status quo mindestens haushaltsneutral ist.

Sobald der Zugang zum Wärmemarkt für FEE geöffnet ist, ist eine Vergütung nicht produzierter Kilowattstunden im Rahmen von EinsMan weitgehend obsolet. Eine besondere Option bietet der Einsatz von überschüssiger FEE in KWK-Wärmenetzen (KWK: Kraft-Wärme-Kopplung), weil die KWK-Stromerzeugung für die Zeiten der Fremdversorgung den *Must-run*-Status verliert und somit weitere Netzkapazität für den Einsatz von FEE freigibt.

## EEG-Wälzungsprozess

Die Umstellung der physikalischen EEG-Mengenwälzung auf eine Wälzung der Differenzkosten zwischen EEG-Vergütung und EEX-Preisen war ein Fehler, weil die Verengung auf wenige, nicht im Wettbewerb stehende Marktakteure nicht beseitigt wurde. Uwe Leprich hat den richtigen Vorschlag gemacht, zu einer physikalischen Wälzung der EEG-Strommengen zurückzukehren. Dabei soll nicht den Übertragungsnetzbetreibern die zentrale Rolle der Profilumwandlung zukommen, sondern das Summenprofil der gesamten EEG-Strommenge soll direkt entsprechend der Vortagsprognose von allen Stromhändlern anteilig abgenommen werden. Dadurch wird die Zahl der Marktakteure bei der Integration von EE drastisch erhöht. Energieversorgungsunternehmen mit kosteneffizienten Integrationskonzepten können sich dann Wettbewerbsvorteile verschaffen. Ein Wettbewerb um die bessere Integration senkt nicht nur die EEG-Kosten, sondern ist auch ein Anreiz zur Technologieentwicklung in diesem Bereich.

## Grenzen öffnen

Bislang gelten die Vergütungsregelungen des EEG nur für Strom aus Anlagen im Bundesgebiet zuzüglich der Offshore-Gebiete. Es gibt zwei Gründe, über eine Öffnung nachzudenken:

- Eine Grenzöffnung für Regelungen des EEG kann die Rechtsposition des EEG im europäischen Wettbewerbsrecht verbessern.
- Die Öffnung für ausländischen EE-Strom (aus Neuanlagen) würde das Angebotsvolumen in Deutschland erhöhen. Bei gleichbleibender Zielmenge für den EE-Ausbau könnte das Vergütungsniveau für Neuanlagen weiter gesenkt werden. (analog zum *Merit-Order*-Effekt)

Natürlich kann kein ausländischer Netzbetreiber per EEG verpflichtet werden, den Strom nach Deutschland zu transportieren. Der Transport bis zur Grenze wäre also von den Erzeugern auf eigene Kosten zu besorgen. Dadurch und durch die begrenzte Übertragungskapazität würde die Importmenge nicht ins Uferlose wachsen.



## Perspektive Grünstrommarkt und Eigenerzeugung

Parallel zu einer Novellierung des EEG in Richtung Kosteneffizienz muss eine langfristig tragfähige Perspektive für den Grünstrommarkt geschaffen werden. Das ist nicht nur die Perspektive für den gleitenden Ausstieg aus dem EEG, sondern konfrontiert die EE-Erzeuger mit den weiteren Handlungsebenen des Strommarktes. Insbesondere werden diese auch zu Akteuren bei der Systemintegration der EE. Bedingungen für einen funktionierenden und wachsenden Grünstrommarkt sind:

→ Die Begrenzung der EEG-Vergütungen auf das betriebswirtschaftlich notwendige Maß, um die Erzeuger nicht mit überhöhten Vergütungen künstlich im EEG zu halten.

→ Die Novellierung des sogenannten Grünstromprivilegs mit folgenden Anforderungen:

Privilegierter Grünstrom ist zu 100 Prozent Strom aus EEG-fähigen Anlagen, mit einem hohen Anteil an FEE einschließlich PV. Die Anforderungen an eine profilmgenaue Lieferung nur aus EE werden erst schrittweise erhöht. Zu Beginn sollte eine 100-prozentige EE-Jahres- oder Quartalsbilanz ausreichen und die Profilanpassung mithilfe des Graustrommarktes zunächst möglich bleiben. Eine Befreiung von der EEG-Umlage (zwischen 50 und 100 Prozent) sollte in dem Umfang erfolgen, wie es für einen wirtschaftlichen Rahmen im Grünstrommarkt erforderlich ist. Bei der Umstellung auf die physikalische Profilmwälzung gibt es keine EEG-Umlage mehr. Dann kann die Privilegierung darin bestehen, das Portfolio aus Alt- und Neuanlagen weitestgehend frei zu wählen.

→ Als dritte Voraussetzung sollte die Stromsteuer endlich zu einer Umweltsteuer gemacht werden: Die Stromsteuer sollte nur auf fossile und nukleare Stromerzeugung erhoben werden, um die Umweltfolgekosten im Strompreis zu internalisieren.

### Eigenerzeugung

Inzwischen entdecken immer mehr Industrie- und Gewerbebetriebe die Vorteile der Eigenstromerzeugung mit EE-Anlagen. Das hängt nicht nur mit dem sinkenden Erzeu-

gungskostenniveau zusammen, sondern vor allem mit der Abgabefreiheit dieses Stroms, wenn Erzeuger und Abnehmer identisch sind (gleiche juristische Person). Dieser Trend ist grundsätzlich positiv, weil das Angebot an Standortflächen für Windkraft und PV damit erheblich wächst, weil damit die firmeninterne Systemintegration direkt angereizt wird und weil die Wirtschaft damit zu einem Unterstützer der Energiewende wird. Die erforderliche Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher führt allerdings zum Teil zu skurrilen Rechtskonstruktionen zur Schaffung dieser Identität. Es wäre vernünftig, die Anforderungen an diese Identität zu lockern, andererseits aber die Abgabebefreiung auf das wirtschaftlich notwendige Maß zu begrenzen.



# Vision und Augenmaß – Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Dr. Felix Chr. Matthes

Leiter Energie- und Klimapolitik, Öko-Institut, Berlin

## Der größere Rahmen

1. Die Bewertung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die Einordnung des Veränderungsbedarfs beziehungsweise der sinnvollen Veränderungsoptionen sind entscheidend davon abhängig, aus welcher Perspektive diese Diskussionen geführt werden. Bilden die Ausbauziele für Erneuerbare Energien für die nächsten 10 bis 15 Jahre den entscheidenden Referenzrahmen, so können sich (grundlegend) andere Einordnungen, Bewertungen und Ergebnisse ergeben als für den Fall, dass auch der längerfristige Übergang zu einem sehr weitgehend auf Erneuerbaren Energien basierenden, CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgungs- beziehungsweise Energiesystem eine entscheidende Rahmenbedingung darstellt.

Für die nachfolgenden Überlegungen bilden die Ziele des deutschen Energiekonzepts von 2010/2011

- Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40 Prozent bis 2020 sowie 80 bis 95 Prozent bis 2050;
- Ausbau des Anteils der regenerativen Stromerzeugung auf mehr als 35 Prozent bis zum Jahr 2020 sowie mehr als 80 Prozent bis 2050

sowie die entsprechenden Ziele der Europäischen Union

- Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 20 bis 30 Prozent bis 2020 und 80 bis 95 Prozent bis 2050

den Referenzrahmen für die Entwicklung eines auch langfristig tragfähigen beziehungsweise konsistenten Strommarktdesigns, in dem der Flankierungsrahmen für die Erneuerbaren Energien mittel- und langfristig aufgehen sollte.

2. Unter Maßgabe dieser Ziele und mit Blick auf die (absehbaren) Potenzialgrenzen beziehungsweise Restriktionen für die Nutzung Erneuerbarer Energien

- ist es nur schwer vorstellbar, dass eine der Optionen Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft oder Photovoltaik (sowie in gewissen Grenzen auch die Biomasse-Stromerzeugung) *keinen* signifikanten Beitrag zum Portfolio der regenerativen Stromerzeugung erbringen müsste;
- werden vor allem kurz- und mittelfristig konventionelle Kraftwerke, verbraucherseitiges Lastmanagement und der internationale Stromverbund die entscheidenden Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem bilden;
- werden vor allem mittelfristig unkonventionelle Flexibilitätsoptionen (*Power to Heat, Power to Chemicals*) erhebliche Flexibilitäten im Stromversorgungssystem erschließen können;
- werden in einem Stromversorgungssystem mit starken CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionen vor allem mittel- bis langfristig Speicher als zusätzliche Flexibilitätsoptionen den entsprechenden Beitrag konventioneller Kraftwerke schrittweise ersetzen müssen;
- wird das zukünftige Stromversorgungssystem aus einer Vielzahl von sowohl sehr dezentralen beziehungsweise verbrauchsnahe als auch eher zentralen beziehungsweise verbrauchsfernen Erzeugungsoptionen bestehen, die über Infrastrukturen und Makro-Optimierung integriert werden müssen.

Der Flankierungsrahmen für Erneuerbare Energien wird damit einerseits eine erhebliche Breite der erwartbaren Erzeugungsoptionen berücksichtigen müssen, kann aber zukünftig auch nicht mehr losgelöst von den nicht regenerati-

ven Komplementär- beziehungsweise Flexibilitätsoptionen sowie einer Gesamtoptimierung diskutiert werden.

3. Dies gilt umso mehr in einer Phase, in der die Erneuerbaren Energien den Nischenbereich verlassen und zunehmend beginnen, das Stromversorgungssystem zu prägen. Nachdem in der ersten Phase für die Förderung der regenerativen Stromerzeugung vor allem Technologieentwicklung und Kostenreduktion im Vordergrund standen, werden in den folgenden Phasen auch Koordinations- und Integrationsaspekte an Bedeutung gewinnen müssen.

4. Bei allen Unsicherheiten im Detail und vor allem für die mittel- und langfristige Entwicklung lassen sich die wesentlichen Eigenschaften des zukünftigen Stromversorgungssystems vergleichsweise robust beschreiben:

- Es ist gekennzeichnet und geprägt durch sehr kapitalintensive Erzeugungsoptionen (vor allem Wind- und Solarkraftwerke, wenig ausgelastete konventionelle Kraftwerke, Speicher etc.).
- Es ist gekennzeichnet durch einen hohen Infrastrukturbedarf (Netze, Speicher etc.).
- Es ist gekennzeichnet durch einen sehr hohen Koordinationsbedarf zwischen sehr unterschiedlichen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite, bei gleichzeitig sehr hoher Anlagen- beziehungsweise Betreiber Vielfalt und schließlich sowohl mit Blick auf den Anlagenbetrieb als auch die Investitionsentscheidungen.
- Es ist gekennzeichnet durch einen sehr hohen Anteil dargebotsabhängiger Stromerzeugungsoptionen, vor allem der Wind- und Solarstromerzeugung.

5. Gerade mit Blick auf diese Entwicklungen bleibt festzuhalten, dass eine Integration Erneuerbarer Energien in die heutige Ausprägungsform des Strommarktes grundsätzlich nicht möglich sein wird. Wenn die heutigen Strommengen- (*Energy-only*-) Märkte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht einmal eine nachhaltige ökonomische Basis für das konventionelle Stromerzeugungssegment bilden können, werden über diese Märkte auch und gerade für Investitionen in Erneuerbare Energien keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

6. Für die Identifikation sinnvoller Reformstrategien ist es unabdingbar, sich hinsichtlich zweier Grundfragen zu vergewissern:

- Sollen die unterschiedlichen Koordinationsaufgaben vor allem über Preissignale adressiert werden oder wird davon ausgegangen, diese schwerpunktmäßig über andere Regulierungsmechanismen zu lösen?
- Sollen das Stromversorgungssystem und die unterschiedlichen Finanzierungs- und Koordinationsmechanismen grundsätzlich und strukturell segmentiert werden (beispielsweise entlang der Grenzlinien erneuerbare/konventionelle oder dargebotsabhängige/einlastbare Stromerzeugung) oder soll vorzugsweise versucht werden, einen zumindest strukturell umfassenden Rahmen zu schaffen?

Mit Blick auf diese Fragen bilden zwei Grundpositionen den Ausgangspunkt für die nachfolgenden Überlegungen:

- Die Koordinationsaufgaben für Betriebs- und Investitionsentscheidungen im zukünftigen Stromversorgungssystem sollten so weit wie möglich auf Preissignale und damit auf Entscheidungsprozesse im Kontext dezentraler Risikoüberlegungen abstellen.
- Es ist anstrebenswert, in der Perspektive ein einheitliches Marktdesign für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien sowie die verschiedenen (heute teilweise noch dominierenden und zukünftig eher komplementären) Flexibilitätsoptionen zu schaffen.

Diese Ausgangshypothesen sind zweifelsohne nicht die einzig möglichen. Es ist sowohl ein sehr weitgehend durchreguliertes beziehungsweise durchgeplantes Stromversorgungssystem vorstellbar<sup>1</sup> als auch ein stark technologiefokussiert ausgerichtetes System- und Marktdesign. Gerade im Lichte der bisherigen Erfahrungen mit (Innovations-) Erwartungen und Realitäten bilden jedoch möglichst dynamische Anpassungsmechanismen mit gleichzeitig starker Innovationsausrichtung den wahrscheinlich besten An-

1 Vgl. dazu die aktuellen Diskussionen um Bundesländer-Vorgaben oder Zulassungskataster für die Neuerrichtung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen.

satz, die von möglichst allen Akteuren und in einem möglichst großen Optimierungsraum reflektiert werden müssen. Zumindest steht hinter den nachfolgenden Überlegungen die Grundüberzeugung, dass es alle Anstrengungen wert ist, diese Strategie zu verfolgen und die Alternative allenfalls als Rückfalloption anzusehen.

7. Gleichzeitig liegt den Vorschlägen aber auch die Einschätzung zugrunde, dass ein nachhaltiger Übergang nicht schlagartig, sondern nur in einem schrittweisen Veränderungsprozess vollzogen werden kann, der auf Bestehendes aufbaut und dieses mit einer klaren Vision anpasst beziehungsweise weiterentwickelt. Im Rahmen dieses schrittweisen Veränderungsprozesses bildet dabei die Initiierung von Lernprozessen aufseiten der Regulierer, aber auch bei Anlagenbetreibern und -investoren ein entscheidendes Kriterium beziehungsweise eine zentrale Erfolgsbedingung. Letztlich geht es bei den aktuellen Erfordernissen zur Umgestaltung des Strommarktdesigns sowohl um eine schrittweise, lernorientierte Weiterentwicklung des Marktdesigns für das konventionelle Erzeugungssegment als auch um eine schrittweise, lernorientierte Weiterentwicklung des heutigen Flankierungssystems für die regenerative Stromerzeugung.

### Zur Bewertung der aktuellen Flankierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

8. In der Gesamtsicht ist die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien über das EEG ein Erfolg:

- Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung hat – auch strukturell – inzwischen alle Erwartungen übertroffen.
- Vor allem für die Wind- und Solarstromerzeugung hat der Ausbau zu signifikanten Kostensenkungen geführt, vor allem wenn diese mit den Kostenentwicklungen bei konventionellen Kraftwerken (seit 2000 sind die Kosten hier um 70 Prozent gestiegen) verglichen werden.
- Es konnte eine Vielfalt von (neuen) Investoren, Betreibern und Finanzierungsinstitutionen für dieses Teilsegment der Stromversorgung erschlossen werden, die eine erhebliche Robustheit dieses Segments sichert.

9. Dieser mehrdimensionale Erfolg ist vor allem das Resultat von vier Regelungen im derzeitigen EEG:

- dem Einspeisevorrang,
- der Abnahmegarantie,
- der kostenorientierten Festvergütung über einen langen Zeitraum,
- dem hohen Vertrauen in einen budgetunabhängigen Finanzierungsmechanismus.

Das EEG hat dadurch – auch im internationalen Vergleich und bei technologiedifferenzierter Analyse – zu sehr niedrigen Risikozuschlägen bei Investitionen in Erneuerbare Energien geführt, vor allem weil

- das Erlöshöhenrisiko,
- das Erlösdauerrisiko sowie
- das Vermarktungsrisiko

minimiert wurden. Diese verschiedenen Risikodimensionen sollten bei der Bewertung von Veränderungen des Flankierungsrahmens berücksichtigt werden.

10. Für das derzeitige EEG sind jedoch auch signifikante Fehlfunktionen beziehungsweise -entwicklungen festzuhalten, die zumindest teilweise im Zuge des weiteren Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung noch erhebliches Problempotenzial entfalten können:

- Die Anpassungsmechanismen für die Vergütungssätze haben im Zeitraum 2010/11 im Bereich der Photovoltaik gravierend versagt, ein nicht unerheblicher Teil der heutigen EEG-Umlage (circa 0,5 ct/kWh) wird langfristig dadurch belastet.
- Vor allem im Bereich der Biomasseverstromung, aber auch für die geothermische Stromerzeugung haben sich die Erwartungen erheblicher Kostenreduktionen nicht erfüllt, diese sind auch weiterhin nicht absehbar.
- Die mit dem EEG etablierten Anreizmechanismen führen zur Maximierung der Stromerzeugung, aber nicht zur Maximierung des Wertes der Stromerzeugung im Gesamtsystem (besonders eklatant ist dies für die Biomasse-

severstromung) beziehungsweise des Wertes der Anlagen für das Gesamtsystem (Kapazitätsbeiträge).

- Einige Regelungen, im Wesentlichen für die Photovoltaik, verschieben die Investitions- und Betriebsoptimierung – im Rahmen eines fehlverstandenen Leitbilds der Marktintegration – in die Mikro-Optimierung des Eigenverbrauch-Bilanzraums, was zumindest für mit erheblichen Mitteln der Allgemeinheit unterstützte Stromerzeugungsoptionen nicht sinnvoll ist, wenn diese im Rahmen einer Makro-Optimierung höhere Werte schaffen können.
- Eine Reihe von Fehlparametrisierungen des Systems (Managementprämie für das sogenannte Marktprämienmodell, Referenzertragsmodell für die Windstromerzeugung) führen zu signifikanten Mitnahmeeffekten, denen kein adäquater Mehrwert gegenübersteht.
- Die Umlageregelungen reflektieren die Nettobelastungen durch die EEG-Förderung (in der Gesamtsicht von – kostensenkenden – Strommarkteffekten und –kostentreibenden – Umlagevolumina) nicht (mehr), entsprechende Umverteilungsmechanismen machen inzwischen mehr als ein Fünftel der EEG-Umlage aus.
- Die Risiken des Systems werden insgesamt asymmetrisch, das heißt zulasten eines (schrumpfenden) Teils der Stromverbraucher und zulasten der nachfolgenden Investorenkohorten verteilt; die Anlagenerrichter oder -betreiber sind in keinerlei Mechanismus eingebunden, der die Systemwirkungen ihrer Anlagen rückkoppelt.
- Das System ist mit einer Vielzahl von Vergütungs-differenzierungen und Boni insgesamt überkomplex und unübersichtlich geworden.

11. Auch wenn die Kostenfrage des EEG in den aktuellen energiepolitischen Debatten im Vordergrund steht, muss darauf hingewiesen werden, dass die bisherigen Kosten des Ausbaus sich in einem sehr überschaubaren Rahmen halten, wenn die Sondereffekte aus dem Systemversagen bei der Photovoltaik in den Jahren 2010/11, die erheblichen preis-senkenden Effekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf den Großhandelsmärkten, die allgemeine Entwicklung auf den Strommärkten (zum Beispiel als Folge der aktuellen Erosion des EU-Emissionshandelssystems), die Trends auf den Anlagenmärkten für konventionelle Kraftwerke (massive Kostensteigerungen), die unangemessen hohen Umvertei-

lungseffekte zugunsten der privilegierten Stromverbraucher beziehungsweise der Eigenerzeugung von Strom mit in Betracht gezogen werden. Die Fokussierung der energiepolitischen Debatte auf die EEG-Umlage als Steuerungsindikator und die Ausblendung der oben genannten Faktoren sind weder angemessen noch sinnvoll.

12. Trotz aller Erfolge entsteht aus den problematischen Effekten des EEG die Notwendigkeit einer zügigen Reform des Systems:

- Der nicht wertorientierte Anlagenbetrieb der (einlastbaren) EEG-Anlagen vergrößert die Inflexibilitäten des Gesamtsystems, bei gleichzeitig steigendem Flexibilitätsbedarf. Je später Flexibilitätsanreize gesetzt werden, umso höher werden die Kosten der für nachträgliche Flexibilisierung notwendigen zusätzlichen Anreizsysteme.
- Die Flankierung der zwischenzeitlich auf sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand befindlichen Technologien (Onshore-Windkraft und Photovoltaik auf der Lernkurve weit fortgeschritten, Offshore-Windkraft am Anfang der Lernkurve, Biomasse und Geothermie mit bisher und absehbar sehr beschränkten Lernkurveneffekten) nach einem Einheitsmodell (kostenorientierte Garantievergütung über 20 Jahre) ist nicht länger sinnvoll.
- Die längerfristigen Folgekosten der verschiedenen Optionen (vor allem hinsichtlich der mittel- bis langfristig entstehenden Speichernotwendigkeiten für Kraftwerksop-tionen mit sehr unterschiedlichen Erzeugungsprofilen) müssen stärker berücksichtigt werden.
- Es ist schließlich nicht davon auszugehen, dass 15 Jahre nach der Liberalisierung des deutschen Strommarktes (im Rahmen europäischer Liberalisierungsverpflichtungen), das heißt nach dem Abschied vom *Cost-plus*-Ansatz in der Stromwirtschaft, signifikante Aufkommensanteile im Stromversorgungssystem weiterhin unproblematisch auf Basis kostenorientierter Garantieeinkommen finanziert werden können.

Sowohl aus wirtschaftlichen wie auch aus politischen und (europa-)rechtlichen Gründen kann eine über Detailanpas-sungen hinausgehende Reform des EEG nicht mehr beliebig lange hinausgezögert werden.

## Ansatzpunkte für die Reform des EEG

13. Ein fundamentaler Systemwechsel bei der Förderung der regenerativen Stromerzeugung (zum Beispiel hin zu Quotenmodellen in ihren unterschiedlichen Ausprägungsvarianten) ist weder sinnvoll noch notwendig, zu groß wären der Vertrauensverlust und die Folgeschäden und zu fraglich die postulierten Vorteile:

- Der kurzfristige Übergang zu Systemen, die die Risiken bezüglich Einkommenshöhe, Einkommensdauer und Vermarktung allein bei den Investoren beziehungsweise Betreibern von regenerativen Erzeugungsanlagen verorten, wird zu erheblichen Risikozuschlägen und einem Verlust an Vielfalt im Spektrum der Investoren und Betreiber führen.
- Bei der Einführung von Einheitspreissystemen kann keineswegs davon ausgegangen werden, dass sich bei ehrgeizigen Ausbaupfaden ein Markträumungspreis auf Basis vergleichsweise preiswerter Optionen wie Onshore-Windenergie ergibt. Hier können sich in der Kombination von (Grenz-)Preisen und Mengen erhebliche Kosten ergeben, die die Hoffnung auf massive Kostenentlastungen wahrscheinlich enttäuschen werden.
- Nennenswerte Kostenreduktionen (das heißt in der Größenordnung von 15 Prozent oder weniger) lassen sich zum derzeitigen Stand letztlich nur durch die Begrenzung der regenerativen Stromerzeugung insgesamt oder durch eine explizite beziehungsweise implizite Bereinigung des Technologieportfolios erreichen. Effektiv würde aber zum Beispiel ein faktischer Ausschluss der Offshore-Windkraftenerzeugung einerseits den bevorstehenden Innovations- und Kostensenkungsprozess unmöglich machen und andererseits ausblenden, dass gerade Technologien wie Offshore-Windenergie den zukünftigen Speicherbedarf und damit eine wesentliche Systemkostenposition wesentlich begrenzen helfen können.
- Die Konzentration der Investitionen auf sehr ertragreiche Standorte wird die Herausforderungen im Bereich der Netzinfrastruktur nochmals verschärfen und gerade im Bereich der Compliance-Regelungen für Quotenmodelle etc. zu sehr komplexen Mechanismen führen müssen.

Jenseits aller politischen Hürden für eine (schnelle) Radikalreform des Flankierungssystems für die Erneuerbaren Energien sprechen damit auch gewichtige materielle Aspekte gegen ein solches Vorhaben.

14. Vor diesem Hintergrund und unter Maßgabe der grundlegenden Ausgangsüberlegungen gemäß Textziffer 6 und 7 sollten die folgenden Aspekte den Rahmen für eine zielführende Reform des EEG bilden:

- In einem durch Kapitalkosten geprägten System werden unter den realistisch absehbaren Rahmenbedingungen nur Einkommensströme für die Bereitstellung von Kapazitäten eine belastbare Grundlage für Investitionen bilden können. Dies gilt sowohl für das konventionelle Stromerzeugungssegment als auch für Speicher als auch für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien.
- Das an der Strombörse erzeugte Knappheitssignal beziehungsweise die Inwertsetzung der Stromerzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt ist ein unverzichtbares Steuerungsinstrument für die Koordination des Gesamtsystems. Dies gilt in jedem Fall für alle einlastbaren Stromerzeugungsoptionen, im Fall negativer Strompreise jedoch auch für den Betrieb beziehungsweise die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen. Eine Berücksichtigung des Werts des (zukünftig) erzeugten Stroms kann jedoch auch Investitionsentscheidungen in den Bereichen Wind- und Solarenergie (Verhältnis von Rotorfläche zu Generatorleistung, Ausrichtung der Solaranlagen etc.) im Sinne einer Gesamtoptimierung des Systems sinnvoll beeinflussen. In jedem Fall müssen jedoch Einkommensströme, die gegebenenfalls über eine direkte oder indirekte Kopplung von Windkraft- und Solaranlagen an den Strommengenmarkt entstehen, auch für die Bewertung des Finanzierungsbedarfs von Investitionen berücksichtigt werden.
- Angesichts der vielfältigen Probleme, die sich bisher aus der faktischen Privilegierung des Eigenverbrauchs beziehungsweise der weitflächigen Existenz von Einheitspreisen ergeben, die keine zeitlich aufgelösten Knappheitssignale an die Verbraucher vermitteln, ist es für die anstehenden Reformen zunächst wenig sinnvoll, Anreize für die Optimierung von Investitionen für den Eigenver-



brauch beziehungsweise ähnlich kleinteilige Bilanzkreise anzureizen.

- Eine Weiterführung des Einheitsmodells für die Flankierung von Biomasse, On- und Offshore-Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie ist vor allem angesichts des sehr unterschiedlichen Innovationsstandes dieser Technologiegruppen nicht sinnvoll.
- Das Flankierungsmodell für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sollte hinsichtlich der Differenzierung innerhalb der einzelnen Technologiegruppen deutlich vereinfacht werden.
- Auch mit Blick auf die Risikoverteilung sollte eine schrittweise Veränderung des Risikoprofils erfolgen, wobei vor allem die (teilweise) Übernahme des Erlöshöhenrisikos durch die Investoren beziehungsweise Betreiber sowie die Übernahme des Vermarktungsrisiko bei Großanlagen im Vordergrund stehen sollte und vor allem das Erlösdauerrisiko durch den Fortbestand langfristiger Regelungen (für Kapazitätszahlungen) sowie das Vermarktungsrisiko für Kleinanlagenbetreiber minimiert bleiben sollte.

15. Für die längerfristige Perspektive ergäbe sich damit eine Konvergenz zwischen dem konventionellen und dem erneuerbaren Stromerzeugungssegment in Richtung eines Marktdesigns, das aus Erlösströmen für gesicherte Kapazität, CO<sub>2</sub>-freie Kapazität, Stromerzeugung und Systemdienstleistungen besteht:

- Der bisherige Strommengen- (*Energy-only*-)Markt für die konventionelle Stromerzeugung und Speicher würde schrittweise ergänzt durch (fokussierte) Kapazitätsmärkte mit längerfristigen Kapazitätszahlungen für die im Kontext der Versorgungssicherheit aktuell bis mittelfristig relevanten Marktsegmente (Begrenzung der Stilllegung von Altanlagen, Schaffung einer ökonomischen Basis für flexible Neuanlagen, Einbeziehung der Nachfrageseite).<sup>2</sup>

- Das bisherige System von langfristigen Garantievergütungen für Erneuerbare Energien würde schrittweise überführt in längerfristige berechenbare Zahlungsströme für die Bereitstellung von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und durch Vergütung der aktuellen Stromerzeugung nach dem an der Strombörse ermittelten Wert des Stroms.

Perspektivisch werden beide Reformvorhaben integriert werden müssen. Mit Blick auf die notwendigen Erfahrungen und die jeweils nicht unerhebliche materielle, rechtliche und politische Komplexität wäre eine Integration der beiden Reformvorhaben zumindest für die nächste Weiterentwicklungsstufe verfrüht. Gleichwohl bleibt es extrem wichtig, beide Reformen mit klarem Blick auf die notwendige Konvergenz der Marktstrukturen zu konzipieren.

16. Die Erhaltung des Einspeisevorrangs sowie die Beibehaltung – strukturell veränderter – Einspeise- beziehungsweise Kapazitätsvergütungen über längere Frist bildet den Ausgangspunkt der hier skizzierten Reform. Vor dem Hintergrund der bisher (bei Regulierern, Investoren und Betreibern) nicht sehr breiten Erfahrungen mit einem Marktdesign, das einerseits durch die Kombination dieser verschiedenen Einkommensströme und andererseits durch hohe Anteile Erneuerbarer Energien im Allgemeinen sowie Wind- und Solarstromerzeugung im Speziellen gekennzeichnet ist, sollten für die nächsten Stufen der EEG-Reform klare Prioritäten gesetzt werden. Dabei sollten vor allem den folgenden Aspekten eine besondere Rolle zukommen:

- die deutliche Vereinfachung der Flankierungstatbestände;
- die Revision der Umverteilungsmechanismen bei der Umlage der EEG-Kosten, vor allem bezüglich der Privilegierungstatbestände;
- die Einführung von Zahlungsströmen, die sich am Knappheitssignal der Strombörse orientieren.

Darüber hinaus könnte die Umstellung des verbleibenden Teils der Einspeisevergütungen auf sinnvoll ausgestaltete Kapazitätszahlungen (bei weiterhin langer Laufzeit) erfolgen, die im nächsten Reformschritt in wettbewerblich

<sup>2</sup> Vgl. hierzu Matthes et al. (2013): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. In: Agora Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve, S. 37 - 48



ermittelte Kapazitätzahlungen (ebenfalls mit längerer Laufzeit) überführt werden können.

17. Hinsichtlich des konkreten Reformbedarfs in diesem Kontext ergeben sich auf Basis des derzeitigen EEG die folgenden Reformschritte:

- Die Vergütungstatbestände im Bereich der Biomasseverstromung sollten deutlich verringert werden, vor allem die hochpreisigen Vergütungsfälle sollten ganz gestrichen werden.
- Die Vergütung für die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sollte auf eine jährliche Zahlung für die installierte Kapazität sowie eine variable Vergütung umgestellt werden. Die Kapazitätzahlung würde für einen längeren Zeitraum gewährt, die variable Vergütung würde sich aus dem Einspeiseprofil und den entsprechenden Preisen an der Strombörse ergeben. Die Kapazitätzahlungen könnten gegebenenfalls nach Lernkurvenexpectationen für die verschiedenen Technologiesegmente differenziert werden.
- Die Vergütung für die Stromerzeugung auf Basis von On- und Offshore-Windkraft sowie Solarenergie sollte auf einen festen und einen variablen Vergütungsbestandteil umgestellt werden. Der variable Vergütungsbestandteil sollte den zeitgenauen Wert des erzeugten Stroms auf Grundlage der jeweiligen Börsenpreise für Strom reflektieren, der fixe Vergütungsbestandteil sollte für die jeweilige Kohorte über einen längeren Zeitraum garantiert, von Kohorte zu Kohorte jedoch der einschlägigen Degression unterworfen werden. Gegebenenfalls könnte der feste Vergütungsteil bereits in der nächsten Reformstufe in eine jährliche Kapazitätzahlung überführt werden. Als Bemessungsgrundlage wäre hierfür der Median für die stündliche Einspeiseleistung vorstellbar. Um die Risiken aus den für das konventionelle Segment typischen (und dort jeweils auf das gesamte Portfolio wirkenden) Rahmendaten zumindest in einer Übergangsphase abzufedern, wäre darüber hinaus eine (umgekehrt proportionale) Indizierung der Kapazitätzahlungen auf Faktoren wie Brennstoff- oder CO<sub>2</sub>-Preise vorstellbar.

- Die Abnahme und Vermarktung des EEG-Stroms sollte weiterhin zentral erfolgen, da nur dadurch die notwendige Transparenz, die sinnvolle Optimierung auf der Makro-Ebene sowie ein Abdriften der mit Mitteln der Allgemeinheit unterstützten regenerativen Stromerzeugung in den Eigenverbrauchsbereich begrenzt werden kann, zumindest solange der Eigenverbrauch über die verschiedenen Privilegierungstatbestände (stromnenbezogene Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuern etc.) nur zu einem Ausfransen der Transfermechanismen führen würde. Gleichwohl könnte die Öffnung der zentralen Vermarktung für Akteure jenseits der Übertragungsnetzbetreiber dazu beitragen, das Portfolio der Vermarktungsstrategien zu erweitern.
- Solange die Netzinfrastrukturen in Deutschland erhebliche Engpässe aufweisen, könnten in die oben genannten Kapazitätzahlungen auch Lokalisierungselemente aufgenommen werden. Eine Reduzierung der Vergütungszahlungen für den Fall nicht ins Netz aufgenommenen EEG-Stroms bei gleichzeitiger Pönalisierung des verantwortlichen Netzbetreibers in Höhe der verbleibenden Vergütung könnte darüber hinaus Preissignale erzeugen, die durch ein verändertes Kalkül der Investoren den Druck auf Netzengpässe verringern und gleichzeitig den Druck auf den Netzausbau erhöhen könnten.
- Die Umlage der EEG-Kosten sollte hinsichtlich der Privilegierungstatbestände deutlich umgestaltet werden. Bei den Privilegierungstatbeständen sollten vor allem die Befreiung des Eigenverbrauchs zurückgeführt und die Industrieprivilegierung auf die wirklich wettbewerbsrelevanten Fälle (in einer Gesamtsicht aus Kostenbelastungen und internationaler Handelsintensität) beschränkt werden. In jedem Fall sollten auch die privilegierten Verbraucher im Rahmen der EEG-Umlage einen Selbstbehalt übernehmen, der den preissenkenden Effekten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an der Strombörse entspricht.

Mit einem solchen Reformpaket könnte das bisherige Flankierungssystem für die Erneuerbaren Energien bei Wahrung entscheidender Errungenschaften auf einen zukunftsorientierten Weg gebracht werden. Für Investoren und Betreiber würden perspektivisch wichtige Anreizsys-

teme aufgesetzt, auf Preissignalen basierende Rückkopplungsmechanismen geschaffen, notwendige und langfristig unausweichliche Anpassungsprozesse in die Risikoüberlegungen von Investoren und Betreibern verlagert und damit dezentralisiert sowie die Kosten für die Verbraucher durch eine sinnvollere Risikostreuung strukturell verringert werden.

18. Die Aspekte europäischer Konvergenz und/oder Harmonisierung sind nicht Gegenstand der hier präsentierten Überlegungen, aber zumindest für die mittelfristige Perspektive wichtig. Gleichwohl bildet die Konvergenz beziehungsweise Harmonisierung des Flankierungsrahmens für die Erneuerbaren Energien aus materiellen, politischen, rechtlichen und institutionellen Gründen keine kurzfristige Handlungsoption. Aber auch für die perspektivisch wichtige europäische Integration des Marktdesigns eines zukunftsfähiges Stromsystems bildet eine klare Orientierung an längerfristig bestandskräftigen Marktstrukturen (anstelle einer längerfristig nicht tragfähigen Technologiefixierung auf der einen Seite oder einer verfrühten Fixierung auf eine bestimmte instrumentelle Umsetzung dieser Marktstrukturen auf der anderen Seite) ein pragmatisches und perspektivreiches Konzept.

# Wechsel ja, Systemsprung nein – Weiterentwicklungsbedarf beim EEG

Dr. Sven Bode und Dr. Helmuth Groscurth  
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg

## Effizienz und Effektivität des EEG

### Rückblick und Ausblick

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) steht unter Beschuss. Ineffektiv, ineffizient, teuer und so weiter heißen die Vorwürfe. Bevor auf diese Punkte eingegangen wird, seien die letzten 20 Jahre rückblickend zunächst noch einmal gewürdigt. Das EEG und sein Vorläufer, das Stromerzeugungsgesetz, haben in den letzten 20 Jahren eine seiner Zeit wohl kaum für möglich erachtete Entwicklung bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) geleistet. Rückblickend lässt sich auch sagen, dass dieses Instrument erfolgreicher war als die Alternativen wie zum Beispiel Quotenmodelle. Ohne diesen Erfolg würden wir heute vermutlich weniger ernsthaft über eine Energiewende hin zu 80 Prozent oder mehr Strom aus Erneuerbaren Energien diskutieren. Erst durch den Erfolg des EEG ist dies zu einer echten Option geworden. Allein es wäre falsch, aus dieser erfolgreichen Entwicklung der letzten 20 Jahre den Rückschluss zu ziehen, man müsse die nächsten 20 Jahre so weitermachen. Vielmehr gibt es verschiedene Gründe, die für eine rasche Anpassung sprechen.

Wenn im Kontext der Bewertung des EEG und eines möglichen Anpassungsbedarfs die Frage nach Effizienz und Effektivität aufkommt, so ist im gleichen Atemzug nach dem Ziel beziehungsweise den Zielen zu fragen, an dem beziehungsweise an denen dies gemessen werden soll. Dabei werden möglicherweise bereits Zielkonflikte deutlich, die die Frage nach Effizienz und Effektivität gleichsam schwerer beantworten lassen oder eine Antwort gar unmöglich machen. Ein Beispiel: Für EnergieökonomInnen ist die Frage nach einer kostenminimalen Lösung unter gegebenen Randbedingungen natürlicher Ausgangspunkt ihrer Überlegungen. Daneben stehen andere mit Präferenzen für eine

möglichst dezentrale Erzeugungsstruktur. Unter dem Motto „small is beautiful“ lehnen sie zum Beispiel große (Offshore-) Windparks ab. Ein anderes Beispiel: Manche kritisieren das EEG, zielen aber weniger auf das Instrument selbst, sondern vielmehr auf die Ausbauziele der Bundesregierung – mit dem Verweis auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Über Präferenzen lässt sich schlecht streiten, gleichwohl hilft die Kenntnis von Präferenzen manchmal, besser zu verstehen, warum beziehungsweise worüber man streitet.

### Investitionsanreize für Erneuerbare erforderlich

Wer eine Stromerzeugung von 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien haben will, muss dafür sorgen, dass entsprechende Anlagen gebaut werden. Bei der heutigen Organisation des Strommarktes in Deutschland beziehungsweise der EU bedeutet dies, dass private Investoren Geld zur Finanzierung der entsprechenden Anlagen bereitstellen müssen. Nur wenn entsprechende Rückflüsse aus der Investition zu erwarten sind, werden diese – abhängig unter anderem von ihrer Risikoneigung – entsprechende Projekte angehen. In der Vergangenheit schuf das EEG die Rahmenbedingungen für die neuen Technologien, die teurer als konventionelle Anlagen und damit am Markt unwirtschaftlich waren.

Für die Zukunft zeichnet sich ein anderes Bild ab. Auch wenn die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren geringer sind als die konventioneller Anlagen, ergibt sich bei dem derzeitigen Marktdesign und dem gewünschten hohen Anteil an Erneuerbaren ein Erlösproblem: Immer wenn der Wind weht und die Sonne scheint, sinkt der Großhandelspreis für Strom systematisch. Während der Preis immer häufiger null ist, wenn die EE-Anlagen produzieren, steigt

er an, wenn der Wind nicht weht. Das erhöht zwar die Erlöschancen, nur produzieren in diesen Zeiten auch immer weniger EE-Anlagen, die dann von dem höheren Strompreis profitieren können. Es ist schlicht eine Frage der Annahmen über das Niveau des Strompreises in diesen Stunden, ob das Gesamtvolumen ausreichend ist, um die Kosten für die EE-Anlagen zu decken. Wer hohe Erdgaspreise unterstellt, kann diese Frage mit ja beantworten, bei geringeren Preisen fällt die Antwort negativ aus. Dabei lässt sich zum einen feststellen, dass die Preise für fossile Energien zurzeit nicht so hoch liegen wie in der Vergangenheit unterstellt. Das Beispiel Erdgaspreis in den USA zeigt uns sogar, wie weit wir mit unseren Prognosen daneben liegen können. Ob ausreichend hohe Gesamterlöse am Markt für die Erneuerbaren erzielt werden können, ist somit offen. Außerdem ist festzuhalten, dass selbst wenn die gesamten Erlöse ausreichen, um die EE-Anlagen in der Summe zu finanzieren, mit einer stark unterschiedlichen Verteilung zu rechnen ist. Wohl mögen beispielsweise die Erlöse für Windkraftanlagen an windstarken Standorten ausreichen, um eine marktfinanzierte Investition zu erlauben; für windschwache Standorte gilt dies nicht. Um den gewünschten Anteil von 80 Prozent zu ermöglichen, werden aber auch letztere gebraucht. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der EE verschlechtert sich weiter, wenn Speicher in die Analyse miteinbezogen werden.

Aus Sicht der Autoren sprechen daher mehr Argumente dagegen, dass es in einem Markt mit heutigem Design und angestrebten Anteilen von 80 Prozent ausreichend Investitionsanreize für Erneuerbare Energien gibt. Somit brauchen wir heute und in Zukunft Investitionsanreize. Offen ist nun, wie diese Investitionsanreize ausgestaltet werden können.

## Mengensteuerung erforderlich

Das EEG in seiner heutigen Form schafft Investitionsanreize über eine technologiespezifische Vergütung. Abgesehen von Photovoltaik (PV) kann dabei für jede Technologie zunächst einmal unbegrenzt zugebaut werden. Für die PV gilt dies (vermeintlich) nicht. Zum einen gibt es einen atmenden Deckel, der die Vergütung als Funktion des Zubaus anpasst, der sich aber in der Vergangenheit regelmäßig als ineffektiv erwiesen hat.

Darüber hinaus gibt es seit Sommer 2012 ein absolutes Ausbauziel von 52 GW, nach dessen Erreichung die Vergütung für Neuanlagen auf null Euro sinkt. Die Formulierung des § 65 a

*„Im Hinblick auf § 20b Absatz 9a über den erreichten und den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie legt die Bundesregierung rechtzeitig vor Erreichung des Gesamtausbauziels einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung vor.“*

lässt Zweifel an der Ernsthaftigkeit einer dauerhaften Deckelung zu.

Denkt man die Energiewende jedoch vom Ende her, so lässt sich Folgendes feststellen: Sollen 80 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden, so lässt sich die dazu erforderliche Strommenge leicht abschätzen. Bei einem angenommenen Nettostromverbrauch von 500 Terawattstunden (TWh) pro Jahr entsprechen 80 Prozent einer Grünstrommenge von 400 TWh. (Von dieser Menge werden knapp 30 Prozent bereits heute von bestehenden Anlagen produziert.) Dieselbe Rechnung lässt sich selbstverständlich auch für andere Anteile berechnen, die früher oder später als 2050 erreicht werden sollen.

Eines ist aber klar: In diesem Beispiel stellen die 400 TWh Strom die Obergrenze für die Strommenge aus allen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien dar. 400 TWh Gesamtmenge können also nicht bedeuten: 400 TWh aus Windenergie onshore, 400 TWh aus Windenergie offshore, 400 TWh aus PV etc. Das derzeitige EEG sieht an dieser Stelle keinerlei (glaubhaften) Mechanismus für eine Steuerung vor. Die Frage war zum Zeitpunkt seiner Einführung auch noch nicht relevant.

Nach dem starken Wachstum von Windenergie, Bioenergien und Photovoltaik in den letzten Jahren ist es jedoch jetzt an der Zeit, diese Frage zu stellen. Das EEG in seiner heutigen Form ohne Obergrenzen (Caps) wird zu erheblichen Überkapazitäten und einer ineffizienten Aufteilung der Kapazitäten führen. Das verursacht hohe Kosten, was nicht im Interesse auch der stärksten Befürworter der Energiewende sein dürfte.

Die Einführung verlässlicher, technologiespezifischer Grenzen (sofern bestimmte Technologien gewünscht werden) ist geboten. Langfristige Bandbreiten sollten dabei kurzfristig in absolute Obergrenzen für den jährlichen Zubau überführt werden.

## Das Instrument zur Steuerung

Ein Blick in den umweltökonomischen Werkzeugkasten sieht für das Ziel einer Mengensteuerung ein sogenanntes Quotensystem vor. Nicht zuletzt die Bundesratsinitiative der sächsischen Landesregierung vom Januar 2013 zeigt, dass dieser Ansatz durchaus Unterstützer hat. Ferner sind derartige Quotensysteme in verschiedenen Ländern implementiert. Gleichwohl ist festzuhalten, dass diese Systeme in Märkten mit geringen Anteilen an Erneuerbaren Energien existieren. Es fehlt der Nachweis, dass eine umfassende Transformation eines fossil-nuklear dominierten Energiesystems hin zu 80 Prozent oder mehr Erneuerbaren Energien damit erreicht werden kann. Kritisch ist insbesondere, dass – wie oben gezeigt – die Erlöse aus dem Verkauf von Strom systematisch sinken werden. Damit bliebe der Erlös aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten zur Refinanzierung der Investition. Da aber zumindest für Windkraft- und Photovoltaikanlagen die Grenzkosten der Zertifikatgenerierung ebenfalls null sind, bleibt offen, wie der Preisbildungsmechanismus hierfür aussehen wird.<sup>1</sup> Die Erfahrungen aus der Preisentwicklung im EU-Emissionshandel zeigen ferner, wie volatil (und von politischen Einflüssen abhängig) derartige Märkte sein können. Mitunter werden hier – nach dem Preisverfall der letzten Monate – sogar wieder Preisuntergrenzen (über den rechtlichen Weg einer Steuer) diskutiert, um Investitionsanreize für emissionsarme Technologien zu schaffen. Vom theoretischen Ansatz würde das Mengeninstrument „Quotenmodell“ damit ad absurdum geführt. Von der praktischen Seite her scheint das Quotenmodell nicht die versprochenen Anreize zu liefern – oder es wurde schlecht entworfen. Ob unter derar-

tigen Randbedingungen mit einem Grünstromzertifikate-System Investitionen mit einem Zeithorizont von 20 Jahren oder länger getätigt werden, ist extrem unsicher. Bei einem sofortigen Umstieg vom derzeitigen EEG zu einem Quotensystem wäre mit einer deutlichen Verlangsamung bei der Energiewende zu rechnen. Auch ist denkbar, dass die von Investoren zu erwartenden Risikoaufschläge zu höheren Kosten bei Zielerreichung führen.

Als Alternative bliebe zum Beispiel das vom arrhenius Institut vorgeschlagene Markt-Mengen-Modell.<sup>2</sup> Im Kern geht es darum, die Mengenvorgaben über Ausschreibungen zu realisieren. Investoren bieten für eine bestimmte Ausschreibung mit den Kosten pro erzeugte Kilowattstunde, die sie dann über einen längeren Zeitraum bekommen. Die Länge des Zeitraums sollte nicht kalendarisch, sondern über eine zu liefernde Energiemenge bestimmt werden, um den wirtschaftlichen Schaden von Abregelungen zu begrenzen. Die heute bestehende Vergütung auch im Falle der Nichteinspeisung von Strom würde aufgehoben.

Über die Ausschreibungen lassen sich nicht nur Mengen, sondern auch regionale Präferenzen abbilden. Über die Gebote kommt ein wettbewerbliches Element in das System. Ferner wird auch systematisch zwischen dargebotsabhängigen (Windkraft, PV) und dargebotsunabhängigen Technologien (Bioenergien) unterschieden – für beide werden separate Vergütungssysteme vorgeschlagen. Das Verfahren für dargebotsunabhängige Technologien eignet sich im Übrigen grundsätzlich auch für konventionelle Kraftwerke, sodass hier ein einheitliches Marktdesign möglich würde.

## Das Bund-Länder-Problem

Wenn man den obigen Ausführungen zur Notwendigkeit der Einführung einer Mengensteuerung folgt, stellt sich die Frage, wie die Mengen im Einzelnen festgelegt werden können. Wie eingangs erwähnt, ist die Frage nach einem kosteneffizienten Ansatz dabei eine von mehreren. Ein weiteres wichtiges Problem besteht darin, dass die Interessen

1 Siehe hierzu auch Bode/Groscurth (2008): Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten. arrhenius Discussion Paper 1, Hamburg, März 2008

2 Für Details siehe Bode/Groscurth (2011): Elemente für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign. In: Schütz/Klusmann (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Ponte, S. 59 – 84

von Bund und Ländern sowie zwischen den Ländern bei der Festlegung von Mengen und insbesondere deren regionaler Steuerung weit auseinander liegen. Die Länder haben das Interesse, ihre jeweiligen Energie- und Klimaschutzprogramme eigenständig zu erarbeiten. Das fängt bei der Zielsetzung für den Anteil von Erneuerbaren Energien oder von CO<sub>2</sub>-Emissionen an und hört beim gewählten Bilanzierungsansatz für Treibhausgasemissionen auf. Das Ergebnis sind länderspezifische Programme, die in der Summe nicht zwangsläufig ein sinnvolles Ganzes ergeben. Auch haben die Bundesländer nicht per se ein Interesse an einem kosteneffizienten Ansatz auf Bundesebene (und damit an geringen Stromkosten); vielmehr geht es häufig darum, Arbeitsplätze und Steueraufkommen im eigenen Bundesland zu maximieren.

Wenn also Mengen (für einzelne Technologien) vorgegeben werden sollen, so bleibt abzuwarten, wie vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Gemengelage der politische Prozess dazu aussehen könnte. Notwendig erscheinen ein Mechanismus beziehungsweise Zuständigkeiten derart, dass ein verlässlicher Rahmen für Investitionsentscheidungen gebildet wird, der einigermaßen unabhängig vom politischen Geschäft ist. Das Verfahren zur Erarbeitung des Netzausbauplans könnte hier wertvolle Anregungen bieten.

## Kosteneffizienter Ansatz

Wenn man das Ausbauziel von 80 Prozent im Jahr 2050 sowie die Notwendigkeit der Mengensteuerung akzeptiert, so bietet sich die Frage nach einem kosteneffizienten Ansatz zur Bestimmung der Anteile einzelner Technologien an. Dabei ist zu beachten, dass die einzelnen Technologien nicht auf Basis ihrer „eigenständigen“ Stromgestehungskosten bewertet werden. Vielmehr sind ihre Kosten im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Beispielsweise sind die rechnerischen Stromgestehungskosten einer Photovoltaikanlage irrelevant, wenn die erzeugbare Strommenge nicht vollständig genutzt werden kann. Wird beispielsweise eine Batterie als Speicher verwendet, so sind die daraus resultierenden Kosten mit in die Berechnung einzubeziehen. In diesem Zusammenhang sei auch darauf hingewiesen, dass das einzelwirtschaftliche Optimierungskalkül (Stichwort „Eigen-

brauch von Strom aus PV-Anlagen“) nicht zwangsläufig mit einem kosteneffizienten Gesamtsystem vereinbar ist. Die Beantwortung der Frage nach einem kosteneffizienten Ausbaupfad ist somit eine der dringendsten Aufgaben, die zügig diskutiert werden muss. In den Vorschlägen zur Strompreisebremse, die der Bundesumweltminister Ende Januar vorgestellt hat, wurde dieser Aspekt im Übrigen nicht genannt.

## Zusammenfassung

Es besteht dringender Handlungsbedarf bei der Weiterentwicklung des EEG. Ob das politische Umfeld zurzeit das passende ist beziehungsweise ob die Entscheidungsträger auf Bundes- und Landesebene die Notwendigkeit für ein durchdachtes Handeln, das über die nächsten zwei bis fünf Jahre hinausgeht, erkennen, scheint offen. Auf jeden Fall zeigen die oben gemachten Ausführungen, dass – gegenüber dem jetzigen EEG – ein Systemwechsel von einer Steuerung über Vergütungen zu einer Mengensteuerung mit wettbewerblicher Preisbildung notwendig ist.

## Zeitablauf, Einzelschritte und Marktdesign-Diskussion

Auch wenn das Verständnis von Marktdesign, Kapazitätsmärkten und -mechanismen zum Teil verschieden ist<sup>3</sup>, machen die Ausführungen aus Teil A deutlich, dass das EEG und seine Nachfolger in diese Diskussion gehören: Es geht im Wesentlichen darum, Investitionsanreize für Stromerzeugungsanlagen (inklusive Speichern) generell zu schaffen. Dabei ist die erwähnte Unterscheidung von dargebotsabhängigen und -unabhängigen Technologien besonders wichtig. Bioenergieanlagen haben mehr mit Gaskraftwerken gemeinsam als mit Photovoltaik- oder Windkraftanlagen. Das Markt-Mengen-Modell als relativ konkreter Anreizmechanismus wurde oben erwähnt. Mit Blick auf den Handlungsbedarf bei konventionellen Kraftwerken (wie zum Beispiel Gasturbinen) teilen die Autoren die Ausführungen der Herren Matthes und Schlemmermeier – Kapazitätsmechanismen sind auch für diese Anlagen notwendig.

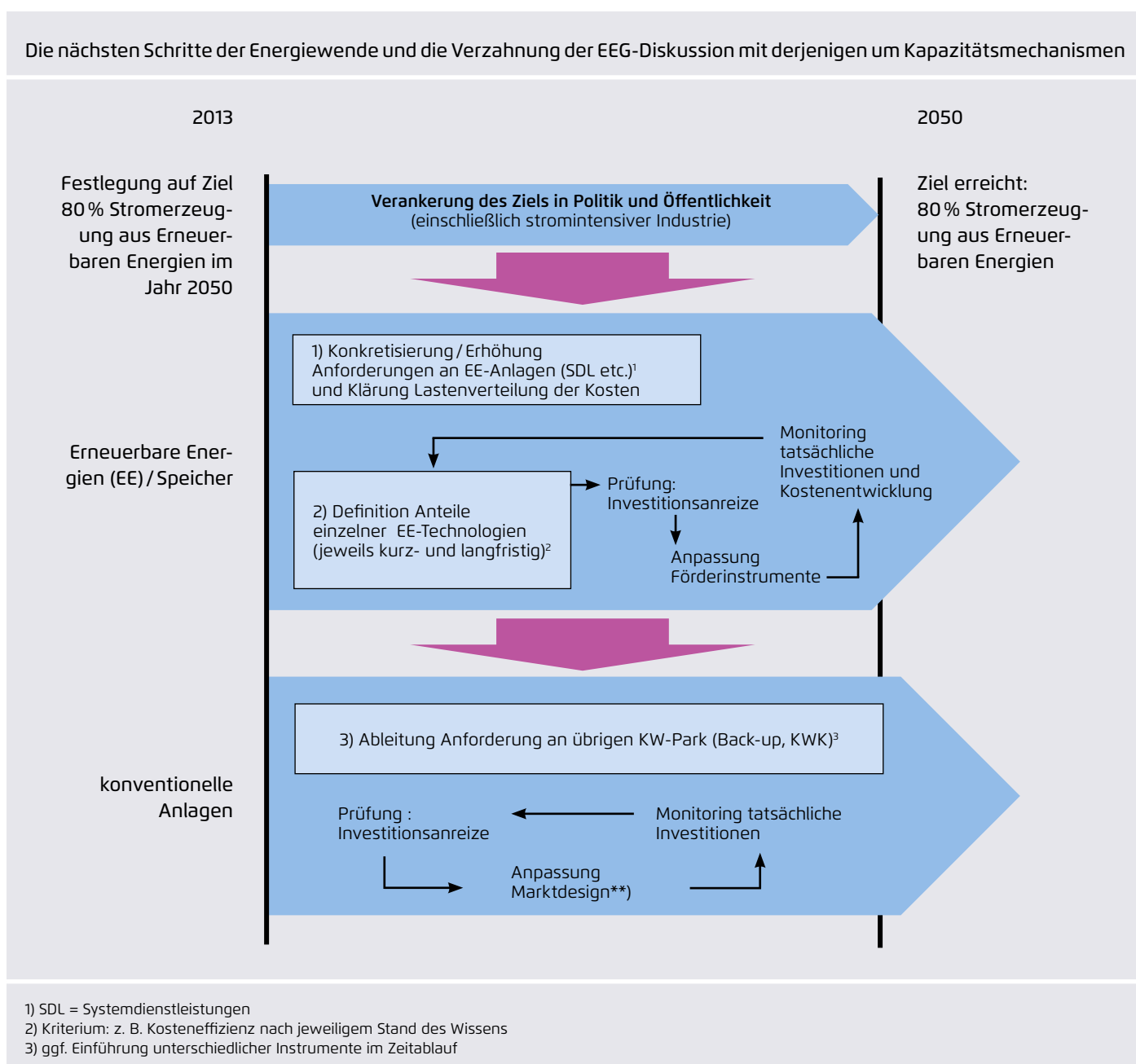
---

3 Siehe hierzu zum Beispiel Agora (2012): Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Impulse, August 2012

Dies vorausgeschickt, zeigt die nachfolgende Abbildung ein mögliches Ablaufschema für die nächsten Schritte der Energiewende und die Verzahnung der EEG-Diskussion mit derjenigen um die Kapazitätsmechanismen.

In diesem Zusammenhang sei noch einmal daran erinnert, dass wir die Zukunft nicht vorhersagen können. Wenn wir dies wollten, müssten wir unter anderem alle technischen Innovationen vorhersagen; und wenn wir diese vorhersa-

gen könnten, wären es keine Innovationen mehr. Wir hätten sie ja schon heute. Insofern sollten wir bei der Ausgestaltung des Marktdesigns so vorgehen, dass möglichst viel Lernen ermöglicht wird (*trial and error*). Dazu brauchen wir auch etwas Gelassenheit und Bereitschaft, Regeln auch immer wieder einmal anzupassen. Wir werden heute kaum das perfekte System für 2050 entwerfen. Auf „feste Vergütungen forever“ sollte sich aber auf jeden Fall keiner mehr verlassen.







# Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt

Präsident des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung und Ruhr-Universität Bochum

## Umsetzung der Energiewende: Akuter Handlungsbedarf

In Deutschland steht mit der seit dem Sommer des Jahres 2011 forcierten Energiewende ein energiepolitischer Paradigmenwechsel an: Bis zum Jahr 2050 soll nichts weniger als der vollständige Umbau des Systems der Energieversorgung gelingen, denn künftig sollen die Erneuerbaren Energien die Hauptlast der Stromerzeugung tragen. Dieses Vorhaben erzwingt nicht nur umfassende Investitionen in den

- Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien, sondern auch
- Investitionen in Reservekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und in den
- Aufbau der Netzinfrastruktur.

Doch vor allem sind die systemischen Zusammenhänge innerhalb des Systems der Energieversorgung zu erkennen und zu bedenken. – Die Elemente des neuen Systems müssen letztendlich auch miteinander harmonisieren können.

Glücklicherweise ist die Gelegenheit zu einem Überdenken sowohl des endgültigen Zuschnitts des Energieversorgungssystems der Zukunft als auch des konkreten Übergangspfads dorthin noch immer gegeben, wenngleich die Zeit für faire und transparente Lösungen zunehmend knapp wird. Denn da die vollständige Energiewende erst bis zum Jahr 2050 vollzogen sein muss und erst mit dem Jahr 2020 das Erreichen der vielfältigen Zwischenziele des energiepolitischen Konzepts aus dem Jahr 2010 auf dem Prüfstand stehen wird, besteht aktuell durchaus ein gewisser Spielraum bezüglich der Geschwindigkeit ihrer Umsetzung. Dies betrifft insbesondere die Geschwindigkeit des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energiequellen.

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende entscheidet sich letztlich keineswegs ausschließlich über die Entwicklung geeigneter technischer Lösungen, es handelt sich nicht um ein rein ingenieurwissenschaftliches Problem. Vielmehr zeigt sich bei näherer Betrachtung, dass dieses große gesellschaftliche Vorhaben angesichts des mit ihm verbundenen erheblichen Investitionsbedarfs ohne eine angemessene Ausgestaltung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen schlichtweg nicht gelingen wird. Der aktuelle Ordnungsrahmen und insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als zentrales Förderinstrument für Grünstromtechnologien setzen mit Blick auf diese Anforderung nicht die richtigen Investitions- und Innovationsanreize.

Statt einer Flut unkoordinierter Einzelmaßnahmen wird zu diesem Zeitpunkt ein grundlegendes energiepolitisches Umsteuern benötigt, um die Energiewende finanzierbar und gesamtgesellschaftlich akzeptierbar zu realisieren. Grundzüge eines konsistenten und langfristig tragbaren Ordnungsrahmens wurden jüngst unter anderem von der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften (acatech 2012) in Form konkreter Handlungsempfehlungen zur Diskussion gestellt. Ein zentraler, aber keineswegs ausschließlicher Aspekt ist dabei die Neuausrichtung des Förderinstrumentariums für die Erneuerbaren Energien. Ziel dieser Umstellung muss es insbesondere sein, mittels geeigneter Investitions- und Innovationsanreize einen möglichst kosteneffizienten Ausbau sowie vor allem auch die technische und wirtschaftliche Integration der Erneuerbaren in das Energiesystem voranzutreiben.

## Förderung von Erneuerbaren: Grundsätzliche Alternativen

Wenngleich es keineswegs so ganz klar ist, ob es überhaupt sinnvoll sein kann, ein Förderregime zur Subventionierung Erneuerbarer Energien einzurichten, das neben dem euro-

paweiten Emissionshandel für Klimagasemissionen operiert (Weimann 2012), wird in diesem Beitrag diese politische Ausgangsentscheidung als gegeben angenommen. Hier soll vielmehr die Frage gestellt werden, welches zusätzliche Förderinstrumentarium konkret gewählt werden sollte. Ausgangspunkt dieser Überlegungen ist die Einsicht, dass die große Mehrzahl der aktuell verfügbaren auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromerzeugungstechnologien nicht wettbewerbsfähig ist und daher die politisch gewünschte Investition in diese Technologien voraussichtlich noch eine ganze Weile subventioniert werden muss. Dabei bieten sich prinzipiell zwei recht unterschiedliche Vorgehensweisen an.

Bei der mengenbasierten Förderung wird für einen festgelegten Zeitraum eine bestimmte Menge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgegeben, typischerweise als Anteil an der jährlichen Stromnachfrage. Da Strom ein homogenes Gut ist, dem nicht angesehen werden kann, mit welcher Erzeugungstechnologie dieser produziert wurde, erhalten in diesem Förderregime die Produzenten von Strom aus Erneuerbaren Energien Zertifikate entsprechend der von ihnen produzierten Menge an Strom. Von den als Mittler zwischen den Stromproduzenten und -verbrauchern operierenden Stromversorgern werden diese Zertifikate wiederum als Nachweis dafür erworben, dass der vorgegebene Anteil des von ihnen an die Verbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen stammte.

Der Preis für diese Zertifikate stellt sich dann entsprechend dem Gesamtangebot an Zertifikaten und der Gesamtnachfrage ein. Durch die teilweise Koppelung der Erlöse an den fluktuierenden Marktpreis für Strom tragen die Investoren einen entsprechenden Teil des Investitionsrisikos. Sie haben somit einen Anreiz zu prüfen, inwieweit ihre Investitionsvorhaben in das System zu integrieren sind. Bei dieser Art der Förderung erhält keine Technologie eine herausgehobene Unterstützung, die Technologiepolitik muss an anderer Stelle gestaltet werden.

Bei der preisbasierten Förderung wird hingegen für einen festgelegten Zeitraum Strom aus Erneuerbaren Energien je produzierter und in das Netz eingespeister Menge den Produzenten mit einer garantierten Vergütung abgenommen.

Typischerweise wird dabei ebenso die unbedingte Entgegennahme des Stroms durch die Netzbetreiber garantiert. Dadurch wird sichergestellt, dass die Investoren ihre Erwartungen über die eingespeiste Strommenge mit der erwarteten Menge des mit ihrer Anlage produzierten Stroms gleichsetzen können. Da sie in diesem Förderregime bereits im Vorhinein mit einem festen Preis kalkulieren können, wissen sie recht genau, ob der wirtschaftliche Betrieb ihrer Anlage sichergestellt ist. Das auf dem Markt unweigerlich vorhandene Erlörisiko wird daher vollständig von den Verbrauchern getragen, die Investoren werden hingegen vollständig davon abgeschirmt. Sie brauchen sich daher um die Frage der Systemintegration überhaupt nicht zu sorgen.

Es gibt zwar unter ganz bestimmten Umständen konkrete Ausformungen beider grundlegender Fördervarianten, die direkt gegeneinander ausgetauscht werden könnten, um das gleiche Ausbau- und Kostenergebnis zu erzielen. Doch die politische Diskussion hat sich jüngst auf zwei sehr unterschiedliche konkrete Vorschläge konzentriert. Beim ersten (unter dem Stichwort „Quotenmodell“ geführten) Vorschlag wird Strom aus erneuerbaren Quellen konsequent als homogenes Gut und die Wahl zwischen Investitionsalternativen somit ausschließlich als Angelegenheit der Investoren betrachtet. Wenn es gelingen sollte, dieses System durch die Einrichtung von Strafzahlungen so auszugestalten, dass es sich für die Stromversorger nicht rechnet, das geforderte Mengenziel deutlich zu verletzen, dann dürfte der angestrebte Ausbaupfad der Erneuerbaren recht genau erreicht werden, und dies zu den geringstmöglichen Kosten.

Der zweite Vorschlag ist aktuell im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in extensiver Weise verwirklicht, denn hier werden nicht nur grundsätzlich verschiedene Technologien, etwa Windenergie, Photovoltaik oder Geothermie, grob unterschieden, sondern sogar innerhalb derselben feine Unterschiede nach Standort und Anlagengröße gemacht. Wohlgermerkt, die Investoren wählen Technologie, Investitionsumfang und Standort nicht nach der dabei zu erwartenden Rendite bei einheitlichem Strompreis, wie in jedem beliebigen anderen Markt für ein homogenes Gut, sodass eine Wahl erfolgt, die für ein sinnvolles Verhältnis von Leistung und Kosten sorgt. Nein, die Investoren wägen

für jede Kombination aus Technologie, Anlagengröße und Standort ab, ob die jeweilige politisch gesetzte Vergütung die Investitionskosten rechtfertigt. Ob dabei auch nur annähernd ein ähnlich günstiges Verhältnis von Leistung und Kosten erzielt werden kann, ist mehr als fraglich.

Während also das Quotenmodell in Reinform dem Marktmechanismus die klare Führungsrolle bei der konkreten Investitionsentscheidung überlässt, greift beim EEG der Gesetzgeber in tiefstem Detail ein. Da bei gegebenem Gesamtausbauziel und aktuellem Stand der einzelnen Technologien separate Einspeisevergütungen zu jeweils dazu passendem Investitionsvolumen führen, setzt die Planungsinstanz eigentlich auch implizite Ausbauziele für die einzelnen Technologien fest. Die Anforderungen an die Informationslage des Gesetzgebers sind demnach in preisbasierten Fördersystemen ungleich höher.

Wird dabei das technologie- und standortbezogene Vergütungsniveau zumindest in einem Falle ungeschickt gesetzt, dann kann es zu einer drastischen Übererfüllung der Ausbauziele kommen, so wie es bei der Photovoltaik in Deutschland gerade geschehen ist. Dadurch können die Kosten und damit die Belastungen der Stromverbraucher aus dem Ruder laufen. Zudem ist es alles andere als vorteilhaft, durch übermäßige Investitionen heute auf eine dann alte Technologie festgelegt zu sein, sollten in der Zukunft erhebliche technologische Sprünge realisiert werden.

Die geschickte Festlegung des Systems der Einspeisevergütungen stellt für den Gesetzgeber vor allem deshalb eine gewaltige Herausforderung dar, weil der technische Fortschritt in diesem Bereich so rasant verläuft und sich daher die Kostenniveaus und deren Relationen zwischen den Technologien ständig verändern. Das Risiko falsch eingeschätzter Kostenverläufe kann zwar im Prinzip dadurch gemildert werden, dass die Einspeisevergütung periodisch gesenkt wird wie beim EEG, doch werden die tatsächlichen Kostensenkungen zu niedrig eingeschätzt, dann resultieren höhere Gesamtkosten. Die beim EEG auftretende jährliche Revision der Ausbauprognosen zeigt deutlich, dass es in der Vergangenheit zu erheblichen Fehleinschätzungen gekommen ist, die letztendlich zu einer Kostenexplosion geführt haben.

Man sollte allerdings nicht so naiv sein zu glauben, dass es dabei lediglich um das technische Problem der Abschätzung des aktuellen Verlaufs des technischen Fortschritts geht. Hier spielen zudem die starke politische Lobby der Solarindustrie und andere Meinungsführer eine sehr unrühmliche Rolle. Beim aktuellen Stand des EEG ist jedenfalls die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Kosten offenbar nach wie vor so groß, dass der Zubau von teuren Photovoltaikanlagen äußerst attraktiv bleibt. In der Konsequenz wird die EEG-Umlage noch weiter drastisch steigen, wenn dieses Fördersystem beibehalten wird.

In einem mengenbasierten Verfahren sind derartige Kapazitätsexplosionen per Konstruktion ausgeschlossen. Liegt der Kapazitätsaufbau niedriger als der vorgegebene Ausbaupfad, so steigt der Preis für Zertifikate entsprechend und gibt Investoren einen stärkeren Anreiz, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren. Liegt der Kapazitätsaufbau darüber, dann sinkt der Preis und mindert den Anreiz für den weiteren Kapazitätsaufbau. In der aktuellen Situation könnte genau ein solches Abbremsen beim Zubau an erneuerbaren Kapazitäten der Politik die nötige Luft verschaffen, um die Abstimmung mit dem Netzausbau und dem Aufbau von Reservekapazitäten mit der nötigen Sorgfalt voranzutreiben. Diese Zeit könnte zudem genutzt werden, um das bislang noch völlig unklare künftige Design des Strommarktes zu erarbeiten.

Ein Argument für die Förderung bisher teurer Technologien durch das EEG, das dessen Befürworter häufig vorbringen, ist der vermutete Kostenrückgang durch deren breitere Nutzung, sogenannte Lerneffekte. Ohne Förderung, so das Argument, wäre die Effizienz eines marktbasiereten Förderregimes, etwa eines Quotenmodell, nur oberflächlich effizient, während es in der Tat zu dynamischer Ineffizienz führe. Dies sei anders beim EEG, das mit seiner Schar von unterschiedlichen, technologiespezifischen Einspeisevergütungen eine direkte Technologieförderung betreibt. Diesem Argument fehlt es vor allem an einem, nämlich an handfesten empirischen Belegen. Denn eine technologiepolitische Förderung dieser Art ließe sich nur dann ökonomisch rechtfertigen, wenn die Kosten der bislang teureren Technologien nachweislich allein aufgrund der Förderung so stark sinken

würden, dass diese Kostenersparnis, gemessen in heutigen Preisen, die hohen Kosten der heute zu zahlenden Förderung kompensiert. Ein derartiger Nachweis wurde bislang zweifellos nicht geführt.

## Evolution ist Illusion: Nur ein Systemwechsel bringt die Lösung

Bereits im Jahr 2011 hat unter anderem der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung vorgeschlagen, die Förderung der Investition in Stromerzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien schrittweise auf eine technologieneutrale Mengenförderung umzustellen (SVR 2011). In einem ersten Schritt bedürfte es dazu lediglich einer Harmonisierung der Mindestvergütungssätze im EEG. Eine jüngere Studie des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) schätzt die Einsparungen, die allein durch die Harmonisierung der Einspeisevergütungen auf dem Niveau der Windenergie an Land für den Zeitraum der Jahre 2013 bis 2020 insgesamt erzielt werden könnten, auf über 50 Milliarden Euro (in Preisen des Jahres 2011). Dabei würden die Ausbauziele nicht im Geringsten verletzt (RWI 2012).

Dieses gewaltige Einsparpotenzial ergibt sich aus den Anreizen des EEG. Würde es unverändert beibehalten, würden in näherer Zukunft mit der Photovoltaik, Windkraft vor der Küste und Biomasse aller Voraussicht nach drei recht teure Technologien massiv zugebaut werden. Da sich die Kosten für die Förderung der Erneuerbaren Energien noch weiter senken ließen, wenn Standort- und Handelsvorteile innerhalb Europas ausgenutzt würden, sollte nach dem Vorschlag des Sachverständigenrates das Fördersystem mittelfristig in einen grenzüberschreitenden Handel mit Grünstromzertifikaten überführt werden. Dabei sollten die Fördersysteme derjenigen Länder zusammengeschlossen werden, die zur Förderung der Erneuerbaren Energien ebenfalls auf eine Mengensteuerung zurückgreifen.

Die Befürworter des EEG lehnen die Umstellung der Förderung auf ein Quotenmodell bislang vehement ab. Dabei verweisen sie gerne auf die (vermeintlich) schlechten Erfahrungen derjenigen Länder, die ein solches Fördersystem

bereits eingeführt hatten, insbesondere auf das Vereinigte Königreich (Pollitt 2010). Doch andere Länder, etwa die Vereinigten Staaten (Schmalensee 2011), Schweden und Neuseeland haben erfolgreich ein Quotenmodell implementiert. In Europa ist insbesondere das schwedische Quotenmodell sehr erfolgreich, dessen Ausgestaltung dem idealtypischen Bild eines Zertifikatemarktes recht nahekommt. Insbesondere gibt es (fast) keine technologiespezifischen Regelungen, wie etwa flankierende Einspeisevergütungen oder eine technologiespezifische Zuteilung von Zertifikaten. Zudem sind mittlerweile nach der Korrektur des ursprünglichen Zuschnitts des Förderregimes (Bergek und Jacobsson 2010) auf der Erzeugerseite nur neu geschaffene Stromerzeugungskapazitäten zum Erhalt von Grünstromzertifikaten berechtigt.

Darüber hinaus ist schließlich der lange Planungshorizont von jeweils 15 Jahren dazu geeignet, die Unsicherheit der potenziellen Investoren zu begrenzen. Und sollte ein Stromversorger zum Stichtag nicht über ausreichend Zertifikate verfügen, so muss dieser die fehlenden Zertifikate von der Energieagentur zu einem so hohen Strafpreis beziehen, dass in jüngster Zeit die Erfüllungsrate der Grünstromquote bei nahezu 100 Prozent lag. Da die in einer Abrechnungsperiode ausgestellten Zertifikate in allen zukünftigen Abrechnungsperioden eingesetzt werden können, um die Grünstromquote zu erfüllen, waren die Preise bislang relativ stabil. Zum Januar 2012 trat Norwegen dem schwedischen Grünstrommarkt bei.

Der Vorschlag des Sachverständigenrates ist allerdings ohnehin nicht, einfach eines der bestehenden Modelle der Mengensteuerung unangepasst einzuführen, insbesondere nicht das britische Modell. Stattdessen sollte ein neues mengenbasiertes Fördersystem eingerichtet werden, das aus den Defiziten und Fehlschlägen früherer Modelle die geeigneten Lehren zieht. Schließlich hindert nichts die deutsche Energiepolitik daran, die bisher in anderen Ländern gemachten Erfahrungen mit Quotenmodellen beim Aufbau eines derartigen mengenbasierten Fördersystems angemessen zu berücksichtigen. Wenn überhaupt, dann käme das schwedische Modell diesem Vorschlag für die künftige Förderung der Erneuerbaren in Deutschland nahe.

---

## Literatur

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (2012): *Die Energiewende finanzierbar gestalten*

Bergek, A. /Jacobsson, S. (2010): *Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003 - 2008*, Energy Policy 38(3). S. 1.255 - 1.271

Pollitt, M. G. (2010): *UK Renewable Energy Policy Since Privatisation*, Cambridge Working Papers in Economics 1007, University of Cambridge

RWI – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2012): *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*, RWI Projektberichte

Schmalensee, R. (2011): *Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy*, Review of Environmental Economics and Policy 6(1). S. 45 - 64

SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): *Verantwortung für Europa wahrnehmen*, Wiesbaden

Weimann, J. (2012): *Atomausstieg und Energiewende: Wie sinnvoll ist der deutsche Alleingang?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62(12). S. 34 - 38



---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt  
(Lang- und Kurzfassung)

## Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am  
24. August 2012 in Berlin

## Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.  
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

## Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve?

Ein Überblick über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der  
Versorgungssicherheit in Deutschland

## Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://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 den Boden 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](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

