

## **DISCUSSION PAPER**

**5**

# **Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken einschließlich Speicher**

Ein Ansatz zur Weiterentwicklung des EEG

Hamburg, Juni 2001

Helmuth-M. Groscurth und Sven Bode

**arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik**

Am Waldpark 18, 22589 Hamburg

[info@arrhenius.de](mailto:info@arrhenius.de), [www.arrhenius.de](http://www.arrhenius.de)



## Inhalt

<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Bisher vorliegende Vorschläge zur Aufnahme marktwirtschaftlicher Elemente in das EEG.....</b>	<b>6</b>
2.1 Kombi-Kraftwerks-Modell .....	6
2.2 Marktprämienmodell .....	6
<b>3 Vorschlag zur Einführung von Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken im EEG.....</b>	<b>8</b>
3.1 Auslobungsphase.....	10
3.2 Betriebsphase.....	11
3.3 Kapazitätsprämien für Speicher .....	12
<b>ANHÄNGE.....</b>	<b>14</b>
Abkürzungen .....	14
Referenzen .....	15

Hinweis: Mit diesem Thema befasst sich auch das arrhenius Discussion-Paper Nr. 4 – „Das Markt-Mengen-Modell“.



## Zusammenfassung

Im Rahmen der turnusmäßigen Überprüfung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden zurzeit verschiedene Vorschläge zu dessen Weiterentwicklung gemacht. Sie zielen zum einen auf einzelne Technologien wie die Photovoltaik. Zum anderen sollen sie die Erzeugung, Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien stärker als bisher in den liberalisierten Strommarkt einbinden. Untersuchungen der bislang gemachten Vorschläge haben jedoch gezeigt, dass diese Ansätze einen Teil der gewünschten Effekte nur unzureichend bewirken können und andere gar nicht erst berücksichtigen.

In dieser Kurzstudie werden daher Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken vorgeschlagen,

- die Anreize für Investitionen in disponible Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung einschließlich Speichermöglichkeiten schaffen,
- die Anreize schaffen, diese Anlagen in den Strommarkt zu integrieren und dabei so zu betreiben, dass sie keine dargebots-abhängigen Anlagen verdrängen,
- die eine Steuerung des Zubaus neuer Kapazitäten dieser Anlagen zulassen,
- die eine Steuerung der regionalen Verteilung der Anlagen zulassen,
- die sicherstellen, dass die Verbraucher für ein gegebenes Ausbauziel nicht mehr bezahlen als nötig, und die
- langfristig, d.h. auch für hohe Anteile an der Stromerzeugung, tragfähig sind.

Die Kapazitätsprämien sollten über einen festen Zeitraum für jede Stunde gezahlt werden, in der die Anlage betriebsbereit gemeldet ist, unabhängig davon, ob sie tatsächlich betrieben wird oder nicht. Der Strom aus den Anlagen, die eine Kapazitätsprämie erhalten, über den Strommarkt angeboten werden. Übermäßige Profite sollten begrenzt werden, indem die am Markt erzielten Deckungsbeiträge auf die Kapazitätsprämie angerechnet werden.



## 1 Einleitung

Vor etwas mehr als 20 Jahren wurde mit dem Stromeinspeisegesetz (StrEG) der Grundstein für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gelegt. Kern des Gesetzes war die Einführung einer festen, technikabhängigen und kostendeckenden Vergütung für den in das Netz eingespeisten Strom. Dieses Prinzip wurde auch bei der mehrfachen Überarbeitung und Namensänderung zum bis heute gültigen Erneuerbare-Energien-Gesetz beibehalten [EEG 2009]. Es hat sich als außerordentlich erfolgreich erwiesen. So betrug die aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge im Jahr 2009 knapp 100 TWh, was einem Anteil am Stromverbrauch von ca. 16% entspricht [BMU 2010, S.4]. Dies ist etwa dreimal so viel wie vor Einführung der Einspeisevergütung fast ausschließlich aus Wasserkraftwerken erzeugt wurde.

Zweck des EEG in seiner aktuellen Fassung ist es, „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes

- eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen,
- die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern,
- fossile Energieressourcen zu schonen und
- die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ [EEG 2009, §1].

Weiter definiert das EEG 2009 das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 30% zu erhöhen. Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 sieht darüber hinaus vor, diesen Anteil bis 2050 auf 80% zu steigern und die erneuerbaren Energien somit zur Hauptquelle für die Stromerzeugung in Deutschland zu machen [Bundesregierung 2010, S.5].

Die Förderung besteht in der garantieren vorrangigen Einspeisung und festen Vergütung für jede Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien über einen festen Kalenderzeitraum. Begrenzungen in Form von Obergrenzen für den Kapazitätszubau pro Jahr oder die abzunehmenden Strommengen sind bisher nicht im Gesetz verankert.

Die nächste turnusmäßige Überprüfung des EEG ist für 2012 angesetzt. Seit einiger Zeit wird in diesem Kontext über mögliche Anpassungen diskutiert, wobei eine ganze Reihe unterschiedlicher Ziele und Motive angeführt werden. Zu unterscheiden ist dabei zwischen kurz- und mittelfristigen, eher pragmatischen Zielen sowie grundsätzlichen Fragen.

Zu der ersten Kategorie zählen z.B. die Begrenzung der Kosten für die Stromverbraucher durch die Verhinderung einer Überförderung einzelner Techniken, insbesondere der Photovoltaik. Aus eher grundsätzlichen Erwägungen heraus wird die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt sowie die Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien auf EU-Ebene gefordert.

Hinzu kommt die Frage, wie für die erneuerbaren Energien Anreize geschaffen werden können, einen Beitrag zur Angleichung von Angebot und Nachfrage zu leisten. Bislang wird Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig eingespeist, was unproblematisch war, solange der Strombedarf zu jeder Zeit deutlich größer war als das Angebot aus erneuerbaren Ener-

gien. Mit dem voranschreitenden Ausbau der neuen Energiequellen ist dies schon heute, zumindest regional, nicht mehr zu jedem Zeitpunkt gegeben.

§ 64 EEG ermächtigt die Bundesregierung schon heute, in diesem Zusammenhang verschiedene Punkte ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln wie z.B. die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt einschließlich der Schaffung von Anreizen zu bedarfsgerechten Einspeisung [EEG 2009].

Es ist allerdings zu fragen, ob diese Überlegungen in die richtige Richtung gehen, denn es mehren sich die Stimmen aus der Wissenschaft, die bezweifeln, dass der liberalisierte Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung überhaupt ausreichend Anreize für Investitionen in konventionelle und neue Techniken zur Stromerzeugung bietet, und die daher Änderungen am Marktdesign fordern [Weber 2002, BCG 2003, Joskow 2006, Ockenfels et al. 2008, Bode & Groscurth 2008 u. 2009]. Für Windkraft und Photovoltaik gilt dies nach Einschätzung der Autoren in besonderem Maße, wenn hohe Marktanteile erreicht werden sollen.

In Kapitel 2 wird zunächst aufgezeigt, dass die vorliegenden Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG im Hinblick auf den dynamischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht zum Ziel führen. Für dargebots-abhängige Techniken wie Windkraft und PV macht es wenig Sinn, durch Marktsignale Einfluss nehmen zu wollen, von einer möglichen Abregelung bei einem Überangebot an Strom abgesehen. Für dargebots-unabhängige Techniken reichen die bisher diskutierten Anreize nicht aus, um nennenswerte Effekte zu erzielen.

In Kapitel 3 wird daher mit den Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken ein Vorschlag unterbreitet,

- der Anreize für Investitionen in disponible Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung einschließlich Speichermöglichkeiten schafft,
- der Anreize schafft, diese Anlagen in den Strommarkt zu integrieren und dabei so zu betreiben, dass sie keine dargebots-abhängigen Anlagen verdrängen,
- der eine Steuerung des Zubaus neuer Kapazitäten dieser Anlagen zulässt,
- der eine Steuerung der regionalen Verteilung der Anlagen zulässt,
- der sicherstellt, dass die Verbraucher für ein gegebenes Ausbauziel nicht mehr bezahlen als nötig,
- langfristig, d.h. auch für hohe Anteile an der Stromerzeugung, tragfähig ist.



## 2 Bisher vorliegende Vorschläge zur Aufnahme marktwirtschaftlicher Elemente in das EEG

Wenn es darum geht, die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt vorzubereiten, müssen neue Mechanismen in das EEG aufgenommen werden. Dazu liegen bereits verschiedene Vorschläge vor, insbesondere das Kombi-Kraftwerks-Modell und das Marktprämienmodell, die in einem 2010 veröffentlichten Gutachten ausführlich untersucht wurden [r2b und Consentec 2010]. Dessen Ergebnisse werden im Folgenden kurz dargestellt.

### 2.1 Kombi-Kraftwerks-Modell

Das Kombi-Kraftwerks-Modell sieht vor, dass dargebots-abhängige Anlagen, z.B. zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie mit dargebots-unabhängigen Anlagen, z.B. auf Basis von Bioenergie, kombiniert werden, so dass im Betrieb ein vorgegebener Fahrplan jederzeit eingehalten werden kann.

Das erwähnte Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass das Kombi-Kraftwerks-Modell keine nennenswerten Effekte zur bedarfsgerechten Einspeisung generiert. Seine Kosten werden auf 45 Mio. €/a in 2020 geschätzt, denen ein Nutzen von 128 Mio. €/a gegenüber steht. Auch wenn dieser Effekt positiv ist, so sind die Einsparungen sehr gering im Vergleich zu den Gesamtkosten des EEG.

Das Gutachten bezweifelt ferner den Sinn dezentraler Speicher, da diese teurer sind als zentrale Speicher und einen Netzausbau nicht ersetzen. Zudem führt dieses Modell die Techniken nicht an den Markt heran, da der Strom nicht eigenständig vermarktet werden muss.

### 2.2 Marktprämienmodell

Das Marktprämienmodell wurde ursprünglich vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt [FhG-ISI 2007]. Die folgende Darstellung fußt auf dem schon zitierten Gutachten von r2b und Consentec aus 2010.

Das Modell sieht vor, im EEG die Möglichkeit zu schaffen, dass der Betreiber einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien optional statt der standardmäßigen festen Vergütung den erzeugten Strom eigenständig vermarktet und zusätzlich zu den daraus erzielten Erlösen eine sogenannte Marktprämie erhält.

Die Marktprämie ist dabei nicht fest, sondern errechnet sich jeweils rückwirkend für einen Monat aus der Standard-Vergütung nach EEG abzüglich des mittleren ungewichteten Strompreises am Spotmarkt der EEX (Phelix-Base) für den jeweiligen Monat multipliziert mit einem sogenannten Profilmultiplikator. Dieser Faktor berücksichtigt die unterschiedliche temporale Erzeugungsstruktur verschiedener Techniken.

Neben der Strompreiskomponente soll eine Profilservicekomponente gezahlt werden, die Anreize zur Fahrplannerfüllung erschafft und die sich aus einem Fahrplannerfüllungsfaktor multipliziert mit dem mittleren Strompreis (Phelix-Base) errechnet. Weiter soll eine fixe Prämie für die Kosten der Handelsanbindung hinzukommen.

Durch diesen Mechanismus wird erreicht, dass durch eine geschickte Betriebsführung, die die Einspeisung aus Zeiten niedriger Strompreise in Zeiten höherer Strompreise verlagert, zusätzliche Erlöse generiert werden können. Gleichzeitig wird aber das Risiko aus einem sich insgesamt verändernden Niveau des Strompreises durch die Gleitklausel minimiert.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die gewünschte Angleichung von Stromangebot und -nachfrage, also eine bedarfsgerechte Einspeisung des erzeugten Stroms, nur für dargebots-unabhängige Techniken in größerem Umfang möglich ist, nicht jedoch für dargebots-abhängige Techniken. Größere Potentiale für den notwendigen Bilanzausgleich werden bei konventionellen Techniken und auf der Nachfrageseite gesehen.

Zudem führt das Verfahren nicht zu einer Entlastung der Netze, da es nur bei negativen Strompreisen unterhalb der Marktprämie einen Anreiz gibt, dargebots-abhängige Anlagen abzuschalten.

Positiv wird bewertet, dass die Betreiber der Anlagen durch die eigenständige Vermarktung an den Strommarkt herangeführt werden, dass es Anreize zur Einhaltung von Fahrplänen gibt und dass sich neue Dienstleistungsangebote und Organisationsstrukturen entwickeln würden.

Allerdings eliminiert der Vorschlag in der vorliegenden Form Preisrisiken weitgehend, während er Chancen auf Mehrerlöse eröffnet. Daher würde es zu hohen Mitnahme-Effekten kommen, die Kosten der EEG-Förderung im Jahr 2020 um 1 – 2 Mrd. Euro erhöhen würden. Im Gegenzug würden am konventionellen Markt bis zu 700 Mio. Euro dadurch eingespart, dass die Verschiebung der Einspeisung zu einer Senkung des Spotmarktpreises in Spitzenzeiten führt.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die Einführung des Marktprämienmodells in der vorliegenden Form nicht empfohlen werden kann, sieht aber Verbesserungsmöglichkeiten wenn einzelne Parameter verändert werden. Es schlägt zudem vor, das Modell gegebenenfalls nur für die disponiblen Techniken einzuführen. Für die dargebots-abhängigen Techniken ließen sich durch Anpassung der Parameter in den Vergütungsregeln lediglich graduelle Verbesserungen erzielen. Als Alternative oder Ergänzung sehen die Autoren die Teilnahme der Anlagen am Regelenergiemarkt.

In der Zwischenzeit wurde das Marktprämienmodell von seinen Erfindern überarbeitet [FhG-ISI 2011]. Dabei wurden Verbesserungen vorgeschlagen für die Parametrisierung der Formeln, mit denen die gleitende Marktprämie jeweils berechnet wird. Der grundsätzliche Mechanismus wurde nicht verändert.

Fazit: Die bislang vorliegenden Vorschläge bieten lediglich Anreize, die Fahrweise bestehender Anlagen zu verändern. So können beispielsweise Wartungsarbeiten – wenn technisch möglich – so terminiert werden, dass sie in Zeiten niedriger Strompreise fallen. Für dargebots-abhängige Techniken überwiegen die Mitnahmeeffekte (und damit die zusätzlichen Kosten) mögliche Vorteile bei weitem. Die Preisspreizung am Strommarkt reicht nicht aus, um Anreize zu bieten, in zusätzliche disponible Erzeugungskapazitäten zu investieren, die immer dann eingesetzt werden, wenn Strom knapp und somit teuer ist. Dabei ist auch zu bedenken, dass zusätzliche Kapazitäten, die am Strommarkt anbieten genau jene hohen Strompreise senken, die sie benötigen, um die Investition zu refinanzieren. Aus diesem Grund wird im Folgenden ein anderer Mechanismus vorgeschlagen.



### 3 Vorschlag zur Einführung von Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken einschließlich Speicher im EEG

Die Befürworter einer Marktintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien erhoffen sich, dass der Markt für eine effiziente Allokation der Investitionen und somit die optimale Erzeugungsstruktur sorgt. Dass dies funktioniert, wird zunehmend in Zweifel gezogen. Für dargebots-unabhängige Techniken ergibt sich – unabhängig davon, ob sie mit erneuerbaren Energien oder konventionellen Brennstoffen betrieben werden – das Dilemma, dass der starke Ausbau der dargebots-abhängigen Techniken ihre Erlöse verringert, indem er ihre Nutzungszeiten reduziert und den Strompreis senkt [Bode & Groscurth 2008]. Demgegenüber hat sich das EEG mit seinen langfristig gesicherten Vergütungen als Investitionsanreiz und als Anreiz, die Anlagen auch zu betreiben, bewährt.

Dennoch kann dem Strommarkt bzw. der Betrachtung der Grenzkosten eine wichtige Funktion zukommen: Sie können für einen effizienten Einsatz vorhandener Kapazitäten sorgen, den sogenannten „Dispatch“.

Dargebots-abhängige Techniken wie Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen haben in erster Näherung Grenzkosten von Null. Wenn die Betreiber mit einem Angebot von Null in den Markt gehen, werden die entsprechenden Anlagen vorrangig zum Zug kommen. Sie benötigen dazu keine explizite Vorrangregelung.<sup>1</sup> Erforderlich ist vielmehr ein Mechanismus, der festlegt, welche Anlagen abgeregelt werden, wenn mehr Strom zum Preis von Null angeboten als überhaupt nachgefragt wird. Dieses Problem ist aber nicht Thema dieser Ausarbeitung.

Dargebots-unabhängige Techniken wie z.B. Anlagen zur Stromerzeugung aus Bioenergie können Grenzkosten von Null oder größer Null aufweisen (Tabelle 1). Speichermöglichkeiten im Rahmen der Stromerzeugung können ebenfalls zu den disponiblen Techniken gezählt werden.

*Tabelle 1: Einordnung der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien nach Grenzkosten.*

<b>dargebots-unabhängig</b>	
<b>Grenzkosten* <math>\approx 0</math></b>	Bioenergie aus wertlosen Abfällen (Biogas);
<b>Grenzkosten <math>&gt; 0</math></b>	Bioenergie aus werthaltiger Biomasse (Holzabfälle) oder speziell angebauten Pflanzen (Holzhackschnitzel-Kraftwerke)

(\* Ggf. sind Opportunitätskosten in Form von entgangenen Erlösen zu berücksichtigen.)

Der Dispatch sollte so funktionieren, dass die dargebots-abhängigen Techniken vorrangig eingesetzt werden und die dargebots-unabhängigen dann einspringen, wenn erstere nicht oder nicht in ausreichendem Maße verfügbar sind. Das EEG wirkt in seiner heutigen Form nicht in diese Richtung. Es setzt vielmehr Anreize, eine einmal vorhandene Anlage solange wie irgend möglich zu betreiben. Die in Kap. 2 diskutierten Weiterentwicklungen mit einer Marktprämie bzw. einem Kombi-Kraftwerks-Bonus ändern dies nicht nachhaltig.

<sup>1</sup> Die Problematik negativer Strompreise sei hier zunächst außeracht gelassen.

Dies lässt sich an einem Beispiel verdeutlichen: Eine Biogas-Anlage bestehe aus

- aus einer Vergärungseinheit, die Methan aus landwirtschaftlichen Abfällen gewinnt,
- einem Gasspeicher und
- einem Blockheizkraftwerk für die Stromerzeugung.

Unter dem heutigen EEG würde die Anlage so ausgelegt, dass das Blockheizkraftwerk möglichst lange, z.B. 8.000 Stunden im Jahr, betrieben werden kann. Das in Kap. 2.2 beschriebene Marktprämienmodell würde lediglich dazu führen, dass planbare Zeiten, in denen das BHKW nicht verfügbar ist, also z.B. Wartungsarbeiten, möglichst in Zeiten niedriger Strompreise gelegt werden. Insgesamt sind davon aber maximal 760 Stunden im Jahr, also weniger als 10% der Nutzungszeit, betroffen.

Um mittelfristig nicht Strom aus Windkraft und Photovoltaik zu verdrängen, sollte die Anlage nur dann betrieben, wenn weniger Strom aus den genannten dargebots-abhängigen Optionen zur Verfügung steht als benötigt wird. Um dies zu gewährleisten, muss bei gleicher Methanproduktion der Speicher vergrößert und zweites BHKW installiert werden. Die Anlage könnte dann dieselbe Strommenge in kürzerer Zeit, z.B. 4.000 Stunden im Jahr, erzeugen. Die zusätzlichen Einnahmen am Strommarkt durch die Produktion in Zeiten höherer Preise reichen aber in der Regel nicht aus, um die nötige Investition in die Speichererweiterung und das zweite BHKW zu finanzieren. Das Marktprämienmodell würde keine ausreichenden Anreize für diese Investition schaffen.

Gesucht wird also ein Vergütungsmodell, das Anreize schafft,

- in zusätzliche, disponible Erzeugungskapazitäten (einschließlich Energiespeicher) zu investieren und
- diese so zu betreiben, dass die Anlagen nur dann produzieren, wenn die Residuallast, d.h. die Last nach Abzug der Einspeisung aus dargebots-abhängigen Technologien größer Null ist.

Das heißt, dass disponible Techniken wie Bioenergie grundsätzlich nicht die Stromerzeugung aus Windenergie oder PV verdrängen sollten.

Diese Anforderungen lassen sich mit Hilfe einer *Kapazitätsprämie* erfüllen. Dabei wird nicht (nur) die erzeugte Strommenge vergütet, sondern die Fähigkeit, jederzeit Strom zu erzeugen. Dieses Verfahren wird am Regelenergiemarkt schon heute standardmäßig eingesetzt. Die Frage, ob die betreffenden Anlagen auch für Regelenergie zur Verfügung stehen können, sei aber hier zunächst außen vor gelassen. Gleichwohl sei erwähnt, dass die dabei üblichen vertraglichen Lieferzeiträume deutlich kleiner als die durchschnittliche Lebensdauer der Anlagen, so dass die bisher übliche Investitionssicherheit für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien unter dem EEG nicht gegeben wäre.

Um die Verfügbarkeit der Anlage auch über Jahre sicherzustellen und Investitionsruinen ohne Anreiz zum Betrieb zu verhindern, könnte eine Kapazitätsprämie nicht einmalig, z.B. in Form einer Investitionsbeihilfe, ausbezahlt werden, sondern verteilt über die wirtschaftliche oder technische Lebensdauer der Anlage. Die Zahlung könnte für jede Stunde erfolgen, in der die Anlage betriebsbereit gemeldet ist. Im Folgenden wird daher auch von einer Verfügbarkeitsprämie gesprochen.



### 3.1 Auslobungsphase

Das EEG wird für dargebots-unabhängige Anlagen erweitert um feste, technologiespezifische Kapazitäts- oder Verfügbarkeitsprämien für eine definierte Gesamtleistung (Kapazität in GW). Die Prämie wird über eine feste Anzahl von Jahren ausgezahlt. Die Anlagen vermarkten den erzeugten Strom selbst.

Die Auslobung kann räumlich differenziert werden. Grund dafür können insbesondere Überlegungen zur optimalen Positionierung von Erzeugungskapazitäten im bestehenden Netz sein, die helfen, teure und langwierige Ausbauten der Netzinfrastruktur zu vermeiden.

Die Auslobung kann Anforderungen an zu erbringende Systemdienstleistungen enthalten. So kann beispielsweise verlangt werden, technische Einrichtungen vorzusehen, mit deren Hilfe der Netzbetreiber die Anlagen bei Bedarf regeln kann. Oder es kann die Installation von Kapazitäten und Induktivitäten verlangt werden, die dazu beitragen, Blindleistung auf lokaler Ebene vorzuhalten.

Die Auslobung sollte aus grundsätzlichen Erwägungen von vornherein eine Kapazitätsbegrenzung enthalten. Um starke Schwankungen in der Nachfrage zu dämpfen, könnte sich diese Begrenzung nicht auf ein Jahr, sondern auf ein Quartal oder einen Monat beziehen.

Den Investoren kann zunächst ein Wahlrecht eingeräumt werden, ob sie die bisherige feste Vergütung erhalten wollen oder für die Kapazitätsprämie plus Markterlöse optieren.

Die Vergütungszusage erfolgt in Form von (maximalen) Beträgen für die bereitgestellte Leistung in Euro je Megawatt (€/MW). Jeder Anbieter erhält für jede Stunde, die er seine Anlage betriebsbereit an der Börse meldet, den  $x$ -ten Anteil der insgesamt für die angebotene Leistung zu zahlenden Verfügbarkeitsprämie. Der Anteil  $x$  berechnet sich dabei wie folgt:

$$x = \text{gesamte Verfügbarkeitsprämie} / (\text{Anzahl der Jahre} * 8760 \text{ h/a})$$

Die Anzahl der Jahre, über die die Vergütung gezahlt wird, kann sich an der wirtschaftlichen Lebensdauer oder an der technischen Lebensdauer der Anlagen orientieren.

Um eine mögliche überhöhte Vergütung verhindern, könnte die Vergütung nachträglich verringert werden in Abhängigkeit von den die Deckungsbeiträgen, die die Anlage am Markt erwirtschaftet. Das entsprechende Verfahren wird im Folgenden beschrieben.

Die Höhe der Verfügbarkeitsprämie könnte wie die Einspeisevergütung durch entsprechende Expertengremien festgelegt werden. Sie sollte so bemessen sein, dass der Investor sicher sein kann, mindestens die Investitionskosten zu refinanzieren.

Aufgrund der marktabhängigen Komponenten bei den Erlösen und den Kosten des Betreibers ist die Festlegung jedoch schwieriger als bei einer festen Einspeisevergütung. Die Höhe der am Strommarkt erwirtschafteten Deckungsbeiträge hängt unter anderem vom allgemeinen Strompreisniveau, den Preisen für konventionelle Brennstoffe wie Erdgas und Kohle und den Beschaffungskosten für die Bioenergie ab. Sie sind daher schwer zu prognostizieren.

Wenn die Verfügbarkeitsprämie zu hoch angesetzt wird, könnte der Fall eintreten, dass die Anlagenbetreiber erhebliche zusätzliche Gewinne erwirtschaften, was im Sinne der Stromverbraucher, die die Prämie letztlich zahlen müssen, vermieden werden sollte.

Der Gesetzgeber könnte daher versuchen, bei der Festsetzung der Kapazitätsprämie für jeden Anlagentyp abschätzen, ob die betreffenden Techniken regelmäßig im Geld sein werden oder nur selten und wenn, dann als Grenzkraftwerk aufgerufen werden. Abhängig davon könnte die Höhe der insgesamt zu zahlenden Kapazitätsprämie auf einen Anteil der Investitionssumme begrenzen. Dies würde helfen, die Gefahr einer Überförderung von vornherein zu begrenzen. Ferner ist auch eine ex-post Anpassung der Prämie während der Betriebsphase auf Basis der bei der Vermarktung des Stroms erzielten Erlöse denkbar.

### 3.2 Betriebsphase

Mit Inbetriebnahme einer Anlage beginnt die Betriebsphase. Jeder Betreiber sollte die von seiner Anlage erzeugten Strommengen selbst (oder über Dritte) am Strommarkt anbieten und die entsprechenden Erlöse erhalten. Die Verfügbarkeitsprämie wird zusätzlich zu diesen Erlösen ausgezahlt für jede Stunde, in der die Anlage betriebsbereit ist, unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich betrieben wird oder nicht. Die Zahlungen enden automatisch, wenn die zugesagte Gesamtsumme der Verfügbarkeitsprämie ausgezahlt wurde.

Der Betreiber wird unter diesen Umständen am Markt mit den Grenzkosten seiner Anlage anbieten. Wenn die Anlage „im Geld“ ist, d.h. wenn ihre Grenzkosten kleiner sind als der Strompreis, dann erzielt er Erlöse am Markt, die sich aus dem Produkt von gelieferter Strommenge und Strompreis ergeben. Die Anlage erwirtschaftet dabei Deckungsbeiträge in Höhe der Erlöse minus Grenzkosten plus Verfügbarkeitsprämie.

Wenn die Anlage nicht im Geld ist, d.h. wenn ihre Grenzkosten größer sind als der Strompreis, dann erzielt die Anlage keine Erlöse am Markt. Als Deckungsbeitrag verbleibt ausschließlich die Verfügbarkeitsprämie.

Man könnte argumentieren, dass die Verfügbarkeitsprämie nur dann gezahlt werden sollte, wenn die Anlage nicht betrieben wird. Dies hätte jedoch zur Folge, dass der Betreiber am Markt mit den Grenzkosten der Anlage zuzüglich Verfügbarkeitsprämie bietet, da der Verlust der Prämie als Opportunitätskosten einzuberechnen wäre. Die Anlage wäre dann erst im Geld, wenn der Strompreis größer oder gleich ihren Grenzkosten plus Verfügbarkeitsprämie ist. Dies hätte zur Folge, dass die Anlage seltener betrieben als wenn die Verfügbarkeitsprämie unabhängig vom Betrieb gezahlt wird, da sie mit höheren Kosten am Markt bietet. Die während einzelner Betriebsstunden erzielten Deckungsbeiträge wären dann zwar höher, die Gesamtsumme aller Deckungsbeiträge aber niedriger.

Falls die Anlage selbst das Grenzkraftwerk wäre, stiege der Strompreis um die Verfügbarkeitsprämie. Damit müssten die Verbraucher die Prämie nicht nur für die Anlagen bezahlen, die davon begünstigt werden, sondern für die gesamte in dieser Stunde benötigte Strommenge. Dies würde zu unerwünschten zusätzlichen Deckungsbeiträgen für alle anderen Anlagen führen.

Um übermäßige Profite aufgrund einer zu hoch angesetzten Kapazitätsprämie zu vermeiden, könnten stattdessen die am Markt erwirtschafteten Deckungsbeiträge von der Kapazitätsprämie abgezogen werden, indem der Zahlungszeitraum verkürzt wird. Auf diese Weise entstünde ein Anreiz, die Anlage zu betreiben, da die Deckungsbeiträge dem Betreiber früher zu fließen würden als die Kapazitätsprämie und er somit einen Zinsvorteil realisieren könnte.



### 3.3 Kapazitätsprämien für Speicher

Das EEG in seiner jetzigen Form erlaubt zwar die Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien, bietet aber kaum Anreize, in Speicher zu investieren [Dietrich & Ahnsehl 2010 und 2010a]. Dies liegt zum einen daran, dass es keine Kompensation für die Energieverluste während des Speicherzyklus gibt und zum anderen daran, dass sich die Vergütung nur auf die Anlagen zur Stromproduktion bezieht, nicht aber die Speicherinfrastruktur selbst.

Da Speichern aber eine entscheidende Funktion zufällt beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, muss hier Abhilfe geschaffen werden. Dies kann mit Hilfe des Modells der Kapazitätsprämien geschehen. Es wurde bisher am Beispiel von Bioenergie-Kraftwerken erläutert, ist jedoch auch auf Speichertechniken anwendbar. Dabei sind allerdings einige Besonderheiten zu beachten.

Speicher für elektrische Energie bestehen stets aus mehreren Komponenten,

- einer Einheit, die nicht direkt speicherbare elektrische Energie in eine andere, speicherbare Energieform überführt,
- einen Speicher für diese Energieform und
- einer Einheit, die diese Energieform wieder in elektrische Energie zurückverwandelt.

Die gängigste und kostengünstigste Art, Strom zu speichern, sind Pumpspeicherwerke. Diese bestehen aus einem elektrisch betriebenen Pumpensatz, der Wasser von einem unteren in ein oberes Becken pumpt und dabei elektrische Energie in potentielle Energie (sogenannte Lageenergie) überführt. Um das Wasser aufzunehmen sind zwei Becken auf verschiedenen Höhen erforderlich. Mit Hilfe von Turbinen kann dann der Strom zurückgewonnen werden.

Aufgabe von Energiespeichern (für erneuerbare Energien) ist es, in Zeiten hoher Verfügbarkeit Energie aufzunehmen und diese in Zeiten knapperen Dargebots wieder abzugeben. Dies kann auf ganz unterschiedlichen Zeitschienen ablaufen, innerhalb eines Tages, einer Woche oder auch über Monate und Jahre hinweg. Je nachdem, auf welcher Zeitskala Speicherung und Rückverstromung ablaufen, werden die verschiedenen Anlagenteile in unterschiedlichem Maße ausgelastet.

Pumpspeicherwerke werden heute typischerweise nachts beladen und liefern tagsüber während der Bedarfsspitzen Strom. Daraus wird unmittelbar ersichtlich, dass die Turbinen und Generatoren nicht die gleiche Auslastung erreichen können, wie dies für reine Wasserkraftwerke der Fall wäre. Folglich ergeben sich allein daraus deutlich höhere Gestehungskosten für die erzeugte Kilowattstunde Strom, wobei die Pumpen und das zweite Speicherbecken noch gar nicht berücksichtigt sind.

Durch die für Speicher vergleichsweise hohe Zahl von Nutzungstunden und den Hebel aus günstigem Einkauf von Strom zu Zeiten niedriger Preise und den Verkauf zu Zeiten hoher Preise sind Pumpspeicherwerke aber unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich. Dass sie nicht in größerer Zahl gebaut werden, liegt insbesondere am fehlenden Potential für diese Art von Kraftwerken, die einen großen Eingriff in die Natur darstellen.

In der beginnenden Debatte darüber, wie denn die Struktur einer Stromversorgung aussehen könnte, die vorrangig auf erneuerbaren Energien basiert, geht es aber nicht nur um

die kurzzeitige Speicherung bzw. den kurzzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, sondern vor allem auch um die Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass die erneuerbaren Energien für einen längeren Zeitraum von zwei bis vier Wochen nicht oder nur in geringem Umfang zur Verfügung stehen. Dieser Fall kann bei einer trüben, aber windarmen Wetterlage im Winter durchaus eintreten. Entsprechend vorzuhaltende Speicherkapazitäten würden dann aber nur wenige Zyklen pro Jahr oder vielleicht sogar im Mittel weniger als einen Zyklus durchlaufen [siehe hierzu auch Bode & Dietrich 2011].

Abbildung 1 verdeutlicht dieses Dilemma. Die Investitionskosten sind fix. Bei einer hohen Zahl von Zyklen lassen sich auch hohe Deckungsbeiträge generieren, die ausreichen, die Investition zu refinanzieren. Wenn nur wenige Zyklen durchlaufen werden, reichen die Einnahmen nicht aus. Darüber hinaus sinkt das Erlöspotential mit zunehmender Anzahl an vorhandenen Speichern.

Das EEG generiert nun bislang keine Anreize, in solche Langzeitspeicher zu investieren. Aufgrund der potentiell geringen Zahl von Zyklen ist es auch problematisch, eine Vergütung an die gelieferten Strommengen zu koppeln, weil diese dann sehr hoch sein müsste.

Sinnvoller erscheint es daher, den oben beschriebenen Mechanismus der Kapazitätsprämie zu verwenden, und demjenigen, der in den Speicher investiert, einen gesicherten Einkommensstrom zu garantieren.

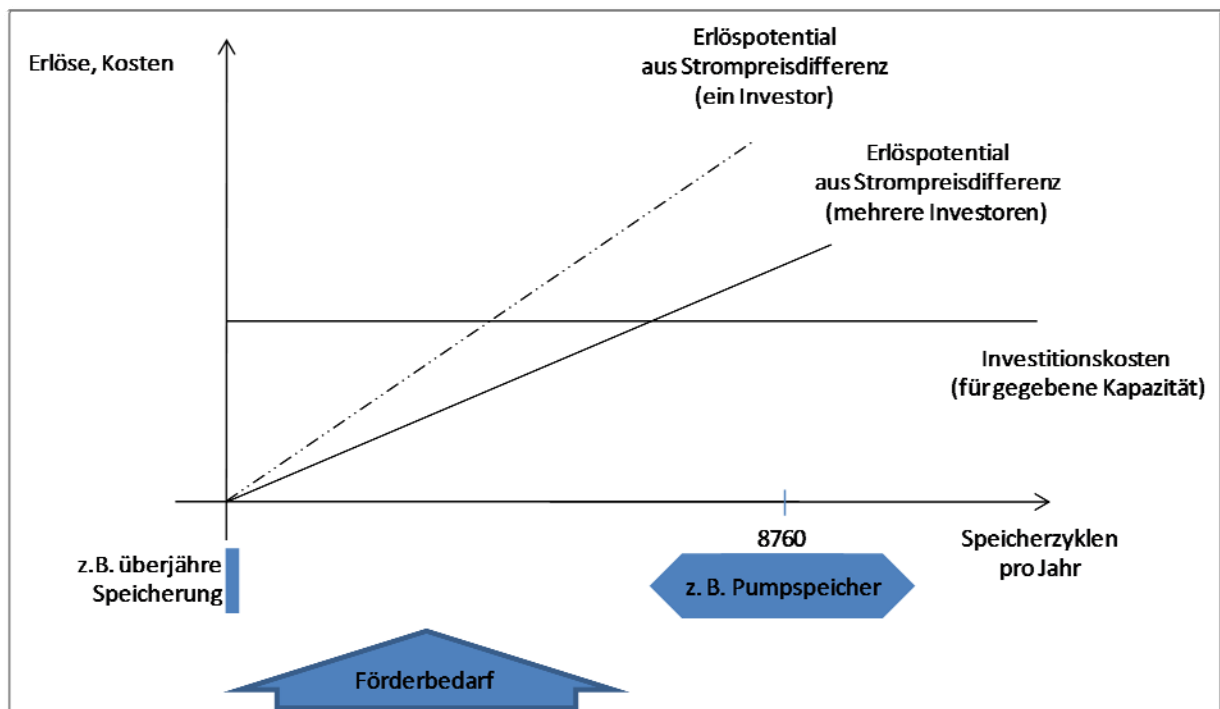


Abbildung 1: Investitionsanreize in Stromspeicher in Abhängigkeit der Speicherzyklen aus Sicht eines einzelnen Investors (schematische Darstellung)



## ANHÄNGE

### Abkürzungen

€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 ct/kWh
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ( <a href="http://www.bmu.de">www.bmu.de</a> )
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ( <a href="http://www.bmwi.de">www.bmwi.de</a> )
ct	Euro-Cent
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowatt-Stunde
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	European Union / Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt = 1.000 MW
GWh	Gigawatt-Stunde = 1.000 MWh
h	Stunde
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
M€	Millionen €
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
PV	Photovoltaik
TWh	Terawatt-Stunde = 1 Million MWh
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit)

### Größenordnungen

c	Centi = $10^{-2}$
k	Kilo = $10^3$
M	Mega = $10^6$
G	Giga = $10^9$
T	Tera = $10^{12}$
P	Peta = $10^{15}$
E	Exa = $10^{18}$

## Referenzen

- BCG 2003: The Boston Consulting Group: *Keeping the Lights On*, BCG Report, Boston, May 2003.
- BMU 2010: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Entwicklung der erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009*, Berlin, 2010.
- Bode & Dietrich 2011: *Der Import von Strom: Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit?*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61, 3, S. 30-34.
- Bode & Groscurth 2008: *Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten*, arrhenius Discussion Paper 1, Hamburg.
- Bode & Groscurth 2009: *Liberalisierter Strommarkt: naht das Ende?* Wirtschaftsdienst, 89, 4, S. 274-280.
- The Brattle Group 2010: *Alternative Trading Arrangements for Intermittent Renewable Power: A Centralised Renewables Market and Other Concepts*. London, April 2010.
- Bundesregierung 2010: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, 28.9.2010.
- Dietrich & Ahnsehl 2010: *Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – der Status Quo*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60, 3, S. 14-19.
- Dietrich & Ahnsehl 2010a: *Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – Förderungsoptionen und -perspektiven*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60, 4, S. 61-65.
- EEG 2009: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)* in der Fassung vom 25.10.2008, Bundesgesetzblatt 2008 Teil I, S. 2074, zuletzt geändert am 11.8.2010, Bundesgesetzblatt 2010 Teil I, S. 1170.
- FhG-ISI et al. 2007: *Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Endbericht, September 2007.
- FhG-ISI 2011: F. Sensfuß und M. Ragwitz, *Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitenden Marktprämie*, Karlsruhe, 16.1.2011.
- Joskow 2006: Paul L. Joskow, *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, Research Paper, MIT, Boston, 2006.
- Ockenfels et al. 2008: Axel Ockenfels, Veronika Grimm und Gregor Zoettl, *Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln / Leipzig; 2008.
- Ofgem 2010: Office of Gas and Electricity Markets, *Project Discovery – Options for delivering secure and sustainable energy supplies*, London, February 2010.
- r2b und Consentec 2010: *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag des BMWi, Köln / Aachen 23.6.2010.
- Weber 2002: *Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.