

DISCUSSION PAPER

4

Das Mengen-Markt-Modell

Ein Vorschlag zur Schaffung bzw. Sicherstellung von Investitionsanreizen
beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung
unter Nutzung marktorientierter Instrumente

Hamburg, April 2011

Helmuth-M. Groscurth und Sven Bode

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Parkstraße 1a, 22605 Hamburg

info@arrhenius.de, www.arrhenius.de



Inhalt

Zusammenfassung	3
1 Einleitung	4
2 Das Mengen-Markt-Modell.....	5
2.1 Dargebots-abhängige Technologien	5
2.1.1 Ausschreibungsphase	5
2.1.2 Betriebsphase	7
2.2 Dargebots-unabhängige Technologien	9
2.2.1 Ausschreibungsphase	10
2.2.2 Betriebsphase	11
2.3 Bewertung des Mengen-Markt-Modells.....	12
3 Fazit.....	13
Referenzen	14

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.

Vor diesem Hintergrund legt das Arrhenius Institut mit diesem Diskussionspapier kurzfristig einen Vorschlag für die künftige Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien vor. Der Vorschlag ist noch nicht in allen Einzelheiten ausformuliert. Vielmehr soll er die Diskussion um eine sinnvolle Weiterentwicklung des EEG im Rahmen der turnusgemäßen Evaluierung in 2011 bereichern.

Kernmerkmale des Vorschlags sind

- zwei grundsätzlich unterschiedliche Vergütungsansätze für dargebots-abhängige Energien (z.B. Wind und PV) und dargebots-unabhängige Energien (z.B. Bioenergie);
- die Einführung von Wettbewerbselementen durch Ausschreibungen;
- die Möglichkeit zur Ausweisung von konkreten Kapazitäten für einzelne Technologien in diesen Ausschreibungen (z.B. 500 MW Windenergie in 2011);
- die Möglichkeit zur netzoptimierten Allokation neuer Anlagen durch regionale Ausweisungen von Kapazitäten (z.B. 50 MW Windenergie in Bayern in 2011);
- die Einführung eines Vergütungszeitraumes für dargebots-abhängige Technologien, der je nach tatsächlicher Einspeisung verlängert oder verkürzt werden kann.

Durch diese neuen Elemente können

- die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Verbraucher gesenkt werden,
- der Zubau der erneuerbaren Energien nach Technologien und nach regionaler Verteilung gezielt gesteuert werden, und somit
- auch langfristig hohe Anteile der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung in einem effizienten Mix sichergestellt werden.

Das vorgeschlagene Mengen-Markt-Modell kann grundsätzlich auch in anderen Mitgliedstaaten der EU eingesetzt werden und trägt somit dem Bestreben nach Vereinheitlichung der Vergütung erneuerbarer Energien in Europa Rechnung. Die auszuschreibenden Mengen könnten – basierend auf den nationalen Präferenzen – gleich wohl in den jeweiligen Mitgliedstaaten festgelegt werden. Die Ausschreibungen selbst können für Anbieter aus der gesamten EU offen sein.



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]. Einschränkungen 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. § 64 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].

Die bisher vorliegenden Vorschläge, namentlich das Kombi-Kraftwerks-Modell und das Marktprämienmodell [FhG-ISI 2007, 2011] adressieren nur einen Teil der Probleme. Sie 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 [r2b und consentec 2010]. Die Preisspreizung am Strommarkt reicht aber nicht aus, um Anreize zu bieten, in zusätzliche dispoible Erzeugungskapazitäten zu investieren, die immer dann eingesetzt werden, wenn Strom knapp und somit teuer ist. Die Ansätze stellen aus Sicht der Autoren daher keine dauerhafte Lösung für die Schaffung von ausreichenden Investitionsanreizen für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien dar.

Durch die derzeit bestehenden Regelungen und den Erfolg des EEG ist mittelfristig ein Systemkonflikt vorprogrammiert. Die Bildung von Preisen auf Strommärkten und die Entscheidung über Investitionen auf der Basis solcher Märkte können auf Dauer nicht effizient funktionieren, wenn ein immer größerer Teil des Marktes über die unlimitierte Lieferung zu staatlich definierten Preisen abgedeckt wird.

Gleichzeitig mehren sich die Stimmen aus der Wissenschaft, die bezweifeln, dass der liberalisierte Strommarkt 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 Ansicht der Autoren ebenfalls, insbesondere dann, wenn hohe Marktanteile erreicht werden sollen. Das EEG ist also entsprechend substantiell weiterzuentwickeln.



Gesucht ist aus Sicht der Autoren ein neues Modell für die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien, das insbesondere

- die Anreize für Investitionen in die entsprechenden Anlagen erhält,
- eine Steuerung der Kapazitäten einzelner Technologien zulässt,
- eine Steuerung der regionalen Verteilung der Anlagen zulässt,
- sicherstellt, dass die Verbraucher nicht mehr für den Strom bezahlen als nötig,
- langfristig, d.h. auch für hohe Anteile an der Stromerzeugung, tragfähig ist, und das
- gegebenenfalls auch auf andere EU-Staaten bzw. die EU als Ganzes übertragbar ist.

Das nachfolgend vorgeschlagene Modell soll hierfür als Diskussionsgrundlage dienen. Der Vorschlag ist ausdrücklich noch nicht in allen Facetten ausformuliert.

2 Das Mengen-Markt-Modell

Das EEG mit seinen langfristig gesicherten Einspeisevergütungen als Investitionsanreiz und als Anreiz, die Anlagen auch zu betreiben, hat sich in der Vergangenheit bewährt. Immer wieder kontrovers diskutiert wird allerdings die Höhe der Vergütungen, die in der Vergangenheit regelmäßig angepasst wurden. Hinzu kommt in jüngster Zeit die Frage, wie damit umgegangen werden soll, wenn eine Anlage zwar produzieren könnte, der Strom aber zum jeweiligen Zeitpunkt nicht benötigt wird, z.B. weil die vorrangige Einspeisung aus erneuerbaren Energien (und KWK-Anlagen) größer ist als die Nachfrage.

Die genannten Punkte werden in dem folgenden Ansatz, hier kurz „Mengen-Markt-Modell“ genannt, adressiert, der sich an dem auch an anderen Stellen praktizierten Verfahren öffentlicher Ausschreibungen orientiert.

Derartige Ausschreibungen sind gängige Praxis bei der Vergabe öffentlicher Aufträge. Am ehesten vergleichbar sind Ausschreibungen zur Energieversorgung öffentlicher Einrichtungen oder in der Verkehrsinfrastruktur, z.B. zur Sicherstellung eines politisch gewünschten Versorgungsniveaus beim schienengebundenen Nahverkehr. Auch für erneuerbare Energien liegen bereits Erfahrungen aus dem Ausland vor, die bei der Einführung derartiger Systeme berücksichtigt werden sollten.

Der vorgeschlagene Ansatz unterscheidet zwischen

- dargebots-abhängigen Technologien wie z.B. Windkraft und Photovoltaik und
- dargebots-unabhängigen Technologien, z.B. auf der Basis von Bioenergie.

Ferner ist jeweils zwischen der Ausschreibungs- und der Betriebsphase zu unterscheiden.

2.1 Dargebots-abhängige Technologien

2.1.1 Ausschreibungsphase

Eine noch zu bestimmende zentrale Einrichtung schreibt den Ankauf von Strommengen aus Anlagen mit einer definierten Gesamtleistung (Kapazität in GW) über eine feste Anzahl von Jahren mit einer vorgegebenen Zahl von Volllaststunden aus. Aus diesen drei Kennzah-



len lässt sich eine Gesamtstrommenge errechnen, die maximal während der anschließenden Betriebsphase vergütet werden kann. Die Ausschreibung kann nach Technologien differenziert werden, d.h. auf Wind onshore, Wind offshore oder Photovoltaik begrenzt sein.

Beispiel 1

Die zentrale Einrichtung schreibt die Lieferung der Strommenge aus

- 100 MW Windkraft offshore
- bei durchschnittlich 4.000 Volllaststunden pro Jahr
- über 20 Jahre aus.

Daraus ergibt sich ein eine Gesamtstrommenge von 8 TWh, die im Laufe der Zeit vergütet werden kann. Weitere Details folgen im Kapitel „Betriebsphase“.

Die Ausschreibung 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.

Beispiel 2

Die zentrale Einrichtung schreibt die Lieferung der Strommenge aus

- 100 MW Windkraft onshore
- bei durchschnittlich 2.000 Volllaststunden pro Jahr
- über 20 Jahre aus
- in Bayern aus.

Daraus ergibt sich ein eine Gesamtstrommenge von 4 TWh, die im Laufe der Zeit vergütet werden kann. Weitere Details folgen im Kapitel „Betriebsphase“.

Beispiel 3

Die zentrale Einrichtung schreibt die Lieferung der Strommenge aus

- 50 MW Photovoltaik Freiflächenanlagen
- bei durchschnittlich 1.000 Volllaststunden
- über 20 Jahre
- im Landkreis XY aus.

Daraus ergibt sich ein eine Gesamtstrommenge von 1 TWh, die im Laufe der Zeit vergütet werden kann. Weitere Details folgen im Kapitel „Betriebsphase“.

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

Die Ausschreibungen können kontinuierlich, z.B. einmal im Quartal, erfolgen, um starke Marktschwankungen zu vermeiden. Sie können grundsätzlich auch Aspekte zur Förderung von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) enthalten.

Die **Gebote** erfolgen in Form von Beträgen für die zu liefernde Strommenge in €/MWh oder ct/kWh. Es können Teillose angeboten werden in dem Sinne, dass nicht jeder einzelne Anbieter die gesamte ausgeschriebene Kapazität anbieten muss.

Den **Zuschlag** erhalten, in aufsteigender Reihenfolge, diejenigen Anbieter, die die niedrigsten Gebote (in €/MWh) abgeben, bis der Kapazitätspool ausgeschöpft ist (vgl. Abbildung 1).

Jeder erfolgreiche Anbieter erhält einen Vertrag über die Abnahme einer Strommenge, die sich als Produkt aus Nennleistung, den in der Ausschreibung angegebenen erwarteten mittleren Vollaststunden pro Jahr und der ausgeschriebenen Abnahmedauer ergibt. Jeder Anbieter erhält die Vergütung, zu der er angeboten hat.

Mit der Annahme des Vertrages verpflichtet sich der Betreiber, alle produzierten Mengen zum gebotenen Vertrag abzugeben. Eine alternative Direktvermarktung durch den Betreiber am Strommarkt, z. B. in Zeiten hoher Strompreise, ist nicht zulässig. Auf diese Weise soll ein „Rosinenpicken“ vermieden werden.

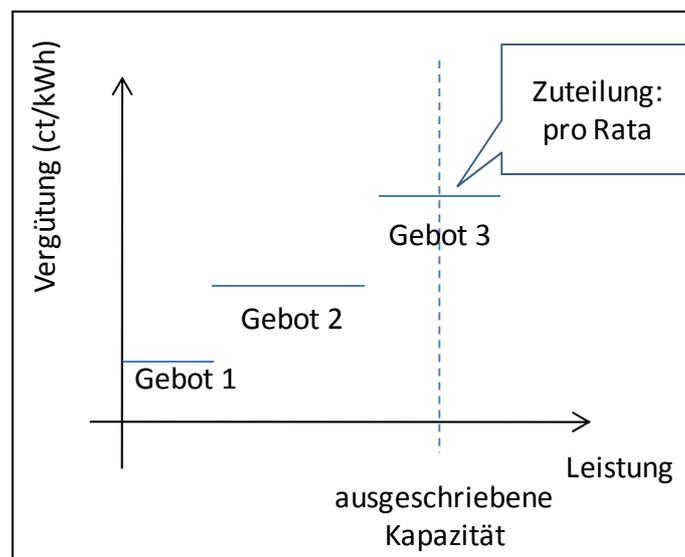


Abbildung 1: Ermittlung der Zuschläge bei Ausschreibungen nach dem Markt-Mengen-Modell.

2.1.2 Betriebsphase

Mit Inbetriebnahme der Anlagen des jeweiligen Projekts beginnt dessen Betriebsphase. Die zugehörigen Anlagen liefern Strom und erhalten dafür die vereinbarte Vergütung. Pro eingespeister und abgenommener Kilowattstunde wird die vereinbarte Vergütung gezahlt.

Die insgesamt abzunehmende und zu vergütende Strommenge ist begrenzt auf das Produkt aus gebotener Nennleistung, mittleren Vollaststunden pro Jahr und dem erwarteten Abnahmezeitraum (in Jahren).

Die tatsächliche Vergütung in einem Jahr hängt von der eingespeisten/ abgenommenen Strommenge ab. Sie kann von der erwarteten Vergütung abweichen. Hierfür sind insbesondere folgende Gründe denkbar:



- Meteorologische Schwankungen beeinflussen die Einspeisung z.B. in windstarken und windschwachen Jahren.
- Die mit dem Ausbaubau der erneuerbaren Energien einhergehende Einspeisung trifft immer öfter in einzelnen Stunden auf eine geringe Last. Sofern entsprechende Überschüsse nicht exportiert oder gespeichert werden, müssen Anlagen abgeregelt werden.

Sollte die tatsächliche Strommenge bereits vor Ende des erwarteten Abnahmezeitraums eingespeist sein, so verkürzt sich der Abnahmezeitraum entsprechend. Diese Regelung ist wichtig, um die Gesamtkosten des Vertrages von vornherein bestimmen zu können und eine Überförderung zu verhindern.

Sollte im erwarteten Abnahmezeitraum weniger Strom eingespeist worden sein als erwartet, so verlängert sich der Abnahmezeitraum entsprechend.

Beispiel 4

Als Ergebnis einer Ausschreibung wird über 10 Jahre eine jährliche Einspeisung von 50 MWh erwartet, in Summe also 500 MWh. Die tatsächliche Einspeisung weicht jedoch ab. Die Fälle a und b zeigen die Wirkung.

Fall a) Vertragsverkürzung

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Summe
erwartete Vergütung (MWh)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	500
tatsächliche Einspeisung (MWh)	50	50	80	70	50	50	50	50	50	50	50	50	
Tatsächlich vergütete Menge (MWh)	50	50	80	70	50	50	50	50	50	0	0	0	500

Der Grund für die Mehreinspeisung in Jahr 3 und 4 z.B. in überdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten liegen.

Fall b) Vertragsverlängerung

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Summe
erwartete Vergütung (MWh)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	500
tatsächliche Einspeisung (MWh)	50	50	30	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Tatsächlich vergütete Menge (MWh)	50	50	30	50	50	50	50	50	50	50	20	0	500

Der Grund für die Mindereinspeisung in Jahr 3 kann in unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten oder in vorgegebenen Abschaltungen durch den Netzbetreiber liegen.

Da die abzunehmende Menge und nicht der Abnahmezeitraum festgelegt ist, entsteht dem Anlagenbetreiber im Falle einer Verschiebung der vergüteten Strommengen in die Zukunft kein finanzieller Verlust in dieser Höhe, sondern nur ein Zinsverlust. Dieser könnte prinzipiell kompensiert werden. Ferner sind Härtefallregelungen denkbar.

Nach Ablauf des vereinbarten Vergütungszeitraums können die Anlagenbetreiber den erzeugten Strom weiter vermarkten. Dies ist keine Eigenschaft des Markt-Mengen-Modells,



sondern auch heute unter dem EEG bereits der Fall. Diese freie Vermarktung würde im Falle einer Anpassung des Abnahmezeitraums etwas früher oder etwas später beginnen.

Abschließend ist noch die Frage zu klären, wer für die weitere Vermarktung des nach dem Mengen-Markt-Modells vergüteten Stroms zuständig ist.

Bilanzungleichgewichte werden umso kleiner, je mehr Anlagen zusammen gefasst werden. Ideal ist daher ein zentraler Aufkäufer für den Strom aus erneuerbaren Energien, der dann den Strom geschlossen in das übrige System einschleust, z.B. durch Vermarktung an der Börse. Zu diesem Ergebnis kommt auch der Brattle-Report, der kürzlich in Großbritannien erstellt wurde [The Brattle Group 2010].

Derzeit fungieren die Übertragungsnetzbetreiber als Auf- und Weiterverkäufer. Sie haben allerdings kaum Anreize, gute Prognosen zu erstellen und angemeldete Fahrpläne einzuhalten, da sie die Kosten über die EEG-Umlage auf die Endverbraucher abwälzen können.

Um die Kosten für den Bilanzausgleich möglichst gering zu halten, sollten Anreize für die Fahrplanteue geschaffen werden. Dazu könnten z.B. alle Anlagenbetreiber ab einer bestimmten kumulierten Leistung verpflichtet werden, Fahrpläne / Prognosen abzugeben und die Kosten für etwaige Abweichungen zu tragen.

Eine Vorrangregelung für Strom aus dargebots-abhängigen Anlagen ist dann nicht mehr zwangsläufig erforderlich. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird dann künftig an der Börse zum Preis von Null angeboten und in der Regel auch abgenommen. Lediglich wenn zu viel Strom angeboten wird, müssen unter Umständen Anlagen abgeregelt werden. Dies kann sinnvoller sein, als Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen zu negativen Preisen an der Börse anzubieten. Für die Betreiber ist die Abregelung aufgrund der damit verbundenen Verlängerung des Abnahmezeitraums unkritisch.

2.2 Dargebots-unabhängige Technologien

Dargebots-unabhängige Technologien, die erneuerbare Energien nutzen (z.B. Bioenergie) unterscheiden sich grundlegend von dargebots-abhängigen Technologien. Entgegen der jetzigen Ausgestaltung, die Anreize für eine durchgehende Produktion in allen 8.760 Stunden eines Jahres bei voller Leistung schafft, sollten im Rahmen der Weiterentwicklung des EEG die Anreize so gestaltet werden, dass

- a) ausreichende Anreize existieren, in die entsprechenden Anlagen zu investieren und diese auch betriebsbereit zu halten,
- b) die Anreize aber grundsätzlich so gesetzt sind, 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 Bioenergie grundsätzlich nicht die Stromerzeugung aus Windenergie oder PV verdrängen sollte. Die Frage der Regelenergie sei dabei zunächst außen vor gelassen. Es ist dann zu klären,

- wie mit KWK-Anlagen umgegangen werden soll und
- ob Bioenergie – ggf. durch zusätzliche Förderungen – einen Vorrang vor fossil-befeuerten Anlagen bekommen soll.

Die beiden letztgenannten Punkte bleiben hier zunächst außer Betracht.



Das nachfolgende Modell orientiert sich an den Ausschreibungsverfahren im Regelenergiemarkt. Da die möglichen Zeiten der Stromerzeugung bei den hier betrachteten Anlagen jedoch deutlich länger sind als im Regelenergiemarkt könnte eine ex-post Anpassung der gezahlten „Verfügbarkeitsprämien“ sinnvoll sein.

2.2.1 Ausschreibungsphase

Die zentrale Einrichtung schreibt Verfügbarkeitsprämien für eine definierte Gesamtleistung (Kapazität in GW) an disponiblen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien über eine feste Anzahl von Jahren aus. Die Anlagen vermarkten den erzeugten Strom selbst.

Die Ausschreibung kann nach Technologien differenziert, das heißt z.B. auf Biomasse- oder Biogasanlagen begrenzt werden. Der Einfachheit halber wird im Folgenden immer von Bioenergieanlagen bzw. Bioenergie-Kraftwerken gesprochen.

Beispiel 5

Die zentrale Einrichtung schreibt Verfügbarkeitsprämien für

- 100 MW Bioenergie-Kraftwerken
- über 20 Jahre aus.

Die Ausschreibung 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.

Box 2: Beispiel

Die zentrale Einrichtung schreibt Verfügbarkeitsprämien für

- 50 MW Bioenergie-Kraftwerke
- über 20 Jahre
- in Bayern aus.

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

Die Ausschreibungen können kontinuierlich, z.B. einmal im Quartal, erfolgen, um starke Marktschwankungen zu vermeiden.

Die **Gebote** erfolgen in Form von Beträgen für die bereitgestellte Leistung in €/MW. Es können Teillose angeboten werden in dem Sinne, dass nicht jeder einzelne Anbieter die gesamte ausgeschriebene Kapazität anbieten muss.



Den **Zuschlag** erhalten, in aufsteigender Reihenfolge, diejenigen Anbieter, die die niedrigsten Gebote für die vorgehaltene Kapazität (in €/MW) bieten, bis der Kapazitätspool ausgeschöpft ist. Jeder erfolgreiche Anbieter erhält für jede Stunde, die er seine Anlage betriebsbereit an der Börse meldet, den x -ten Anteil der insgesamt für die angebotenen Leistung zu zahlenden Verfügbarkeitsprämie. Der Anteil x berechnet sich dabei wie folgt:

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

2.2.2 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 z.B. 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. Alternativ könnte eine ex-post Anpassung auch auf jährlicher Basis durch Verrechnung von Verfügbarkeitsprämie und Deckungsbeiträgen erfolgen.

Das Modell für dargebots-unabhängige Technologien könnte auch für den notwendigen Aufbau von (langfristigen) Speicherkapazitäten in Deutschland einsetzbar sein.

2.3 Bewertung des Mengen-Markt-Modells

Das Markt-Mengen-Modell führt dazu, dass wettbewerbliche Elemente in die Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingefügt werden. Durch die Ausschreibung kann der Ausbau in bestimmten Regionen gezielt forciert werden, innerhalb der Regionen entstehen stärkere Anreize zur Standortoptimierung, die zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten beitragen. Die Vergütung wird nicht länger von Experten und Lobbyisten, sondern vom Markt bestimmt. Gleichwohl müssen die Ausschreibungen von Experten festgelegt werden und stehen somit für Lobbying offen.

Je nach Ausgestaltung entstehen zudem verbesserte Einflussmöglichkeit auf die Standorte der Anlagen sowie Einfluss auf die Anteile der verschiedenen Technologien. Dies wird zunehmend wichtig, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien steigt und letztlich in Richtung auf 100% gehen soll.

Es wird eine einfache Möglichkeit geschaffen, dargebots-abhängige Anlagen abzuregulieren, wenn zu viel Strom aus erneuerbaren Energien angeboten wird, ohne dass die betroffenen Betreiber dadurch einen nennenswerten finanziellen Schaden erleiden. Für dargebots-unabhängige Techniken werden Anreize geschaffen, dann Strom zu erzeugen, wenn der tatsächlich benötigt wird. Gleichzeitig bleibt die Anreizwirkung langfristig fest vereinbarter Vergütungen erhalten, die bislang für die Finanzierung vieler Anlagen von großer Bedeutung war.

Mögliche Nachteile des Modells liegen im höheren Aufwand für die Projektentwickler, der eine abschreckende Wirkung entfalten könnte, sowie dem Aufwand für das Ausschreibungsverfahren.

Bevor das neue Modell implementiert werden kann, müssen eine ganze Reihe von Fragen geklärt werden:

- Wer legt fest, welche Mengen aus welchen Techniken ausgeschrieben werden?
- Werden Anforderungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen formuliert und wenn ja, wie werden diese in der Ausschreibung bzw. bei der Vergabe berücksichtigt?
- Wie wird das neue Modell eingeführt? Zu einem Zeitpunkt für alle Anlagen oder schrittweise, z.B. gestaffelt nach Größenklassen oder Technologien?
- In welcher Phase der Projektentwicklung darf geboten werden? Müssen die bietenden Projekte bereits einen festen Standort haben oder können die Standorte hinterher festgelegt werden?
- Was geschieht, wenn ein Projekt nicht realisiert wird? Wie viel Zeit bekommen die Anbieter, um ein Projekt umzusetzen?

3 Fazit

Das EEG muss und wird seit langem kontinuierlich weiterentwickelt. Das hier vorgeschlagene Modell geht über eine reine Anpassung der Einspeisevergütung hinaus und zeigt eine andere Variante, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien effektiv gesteuert werden kann.

Kernmerkmale des Vorschlags sind

- zwei grundsätzlich unterschiedliche Vergütungsansätze für dargebots-abhängige Energien (z.B. Wind und PV) und dargebots-unabhängige Energien (z.B. Bioenergie);
- die Einführung von Wettbewerbselementen durch Ausschreibungen;
- die Möglichkeit zur Ausweisung von konkreten Kapazitäten für einzelne Technologien in diesen Ausschreibungen (z.B. 500 MW Windenergie in 2011);
- die Möglichkeit zur netzoptimierten Allokation neuer Anlagen durch regionale Ausweisungen von Kapazitäten (z.B. 50 MW Windenergie in Bayern in 2011);
- die Einführung eines Vergütungszeitraumes für dargebots-abhängige Technologien, der je nach tatsächlicher Einspeisung verlängert oder verkürzt werden kann.

Durch diese neuen Elemente können

- die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Verbraucher gesenkt werden,
- der Zubau der erneuerbaren Energien nach Technologien und nach regionaler Verteilung gezielt gesteuert werden, und somit
- auch langfristig hohe Anteile der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung in einem effizienten Mix sichergestellt werden.

Das vorgeschlagene Mengen-Markt-Modell kann grundsätzlich auch in anderen Mitgliedstaaten der EU eingesetzt werden und trägt somit dem Bestreben nach Vereinheitlichung der Vergütung erneuerbarer Energien in Europa Rechnung. Die auszuschreibenden Mengen könnten – basierend auf den nationalen Präferenzen – gleich wohl in den jeweiligen Mitgliedstaaten festgelegt werden. Die Ausschreibungen selbst können für Anbieter aus der gesamten EU offen sein.



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 & 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.
- 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.
- Müller 2010: Thorsten Müller, *Rechtswissenschaftliche Bausteine für die Fortentwicklung des EEG*, Vortrag im Rahmen der Branchenkonferenz: „20 Jahre StrEG – 10 Jahre EEG – wie weiter?“ Berlin, 24. März 2010.
- 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.