

Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien:

Gibt es einen dritten Weg?

Professor Dr. Peter Bofinger

Universität Würzburg

September 2013

Gutachten im Rahmen des Projekts „Stromsystem - Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes“, Auftraggeber: Baden-Württemberg Stiftung gGmbH unter Federführung der IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme)

Executive Summary

1. Die aktuelle Diskussion über die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich auf eine Auseinandersetzung zwischen der Preissteuerung des gegenwärtigen Fördermechanismus und einer Mengensteuerung im Rahmen eines Quotenmodells verkürzt. Die Befürworter des Quotenmodells sehen in ihrem Lösungsansatz entscheidende Vorteile gegenüber dem EEG. Zum einen werde eine wirksame Kontrolle über die Fördermengen etabliert, zum anderen führe der für ihr Modell konstitutive Wettbewerb zwischen den Produzenten zu geringeren Kosten für die Verbraucher.
2. Es ist erstaunlich, dass dabei von vielen deutschen Energieexperten die Option von **Auktionslösungen** völlig außer Acht gelassen wird, obwohl diese international immer stärker im Vormarsch sind. Eines der zentralen Probleme des EEG, das in einer unzureichenden Kontrolle über die geförderten Mengen besteht, ließe sich damit aus der Welt schaffen. Zugleich wäre es dabei weiterhin möglich, den Investoren eine langfristig feste Vergütung für die von ihnen erstellten Anlagen zuzusichern. Der entscheidende Vorteil eines Auktionsmechanismus – gegenüber dem EEG in seiner jetzigen Form wie auch gegenüber einem Quotenmodell – besteht darin, dass damit die aggregierte Angebotsfunktion zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung enthüllt und ein gravierendes volkswirtschaftliches Risiko beseitigt würde.
3. Im Vergleich zu einer Auktionslösung weist das Quotenmodell somit erheblich größere Risiken auf. Diese resultieren zusätzlich daraus, dass der Investor nicht nur zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung im Wettbewerb mit anderen Unternehmen stünde, er müsste vielmehr während der gesamten Laufzeit der Anlage mit allen neu in den Markt eintretenden Anbietern konkurrieren. Zudem bestünde ein erhebliches politisches Risiko, da alle Änderungen in der Förderpolitik, insbesondere eine Anpassung des Quotenpfads, zu erheblichen Verlusten für den Investor führen würde. Diese **besonders hohen Risiken des Quotenmodells** dürften sich in entsprechenden **Risikoaufschlägen** bei der Finanzierung niederschlagen. Bei gegebenen Renditeforderungen der Eigenkapitalgeber würde dies zu hohen Kosten der Grünstromzertifikate führen, die am Ende von den Verbrauchern getragen werden müssten.
4. In Anbetracht der hohen Risiken des Quotenmodells ist es auch keineswegs gewährleistet, dass die Ausbauziele punktgenau erreicht werden. So ist es z.B. in Großbritannien zu erheblichen **Zielverfehlungen des Quotenmodells** gekommen. Das oft genannte Beispiel des schwedischen Quotenmodells ist für Deutschland nicht anwendbar, da in Schweden der Anteil der kurzfristig gut steuerbaren nicht-fluktuierenden Energien (Wasserkraft, Biomasse) an den erneuerbaren Energien weitaus größer ist als in Deutschland.
5. Das Quotenmodell ist aber auch aus weiteren Gründen eine besonders kostspielige Form der Förderung erneuerbarer Energien. Mikroökonomisch handelt es sich bei der staatlichen Förderung erneuerbarer Energien zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung um die

Marktform eines Monopsons, also eines Nachfragemonopols, bei dem ein einziger Nachfrager einer Vielzahl von Anbietern gegenübersteht. Der Staat „bestellt“ stellvertretend für seine Bürger als einziger Nachfrager bei Investoren eine bestimmte Menge an erneuerbaren Energien. Aus einer einfachen Marktlogik ergibt sich dabei, dass in dieser Marktform ein einheitlicher Preis für den Nachfrager die teuerste Lösung ist. Er ermöglicht Anbietern mit unterdurchschnittlichen Kosten hohe Gewinne (Produzentenrenten) in Form von Mitnahmeeffekten. Es bietet sich für den monopsonistischen Nachfrager deshalb an, eine Preisdiskriminierung vorzunehmen, umso die Produzentenrenten abzuschöpfen. Im Prinzip wird dies im Rahmen des EEG in der Form des Referenzertragsmodells praktiziert. Der Befürworter des Quotenmodells präferierte einheitliche Preise für Grünstromzertifikate und die von ihnen angestrebte Einfachheit des Fördermechanismus führten demgegenüber zu **hohen Gewinnen der Produzenten, die zu Lasten der Verbraucher gehen würden**.

6. Aus der Logik der Preisdifferenzierung ist auch die von den Vertretern des Quotenmodells angestrebte **Technologieneutralität** zu hinterfragen. Eine nicht nach Technologien differenzierte Förderung ist nur dann zu vertreten, wenn es mit einer hohen Wahrscheinlichkeit möglich ist, die angestrebten Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien nur mit einer Technologie (z.B. Windkraft onshore) zu realisieren. Wenn dies nicht der Fall ist und eine weitere mit deutlich höheren Kosten verbundene Technologie (z.B. Windkraft offshore) benötigt wird bzw. nicht ausgeschlossen werden soll, führt die Technologieneutralität wiederum zu hohen Produzentenrenten der Anbieter mit der günstigeren Technologie, was zwangsläufig mit entsprechend höheren Kosten der Verbraucher verbunden ist. Eine technologiespezifische Förderung im Rahmen einer Auktionslösung ermöglicht hingegen ein Abschöpfen solcher Gewinne und sorgt somit für eine kostengünstigere Lösung. Es wäre deshalb sinnvoll, die Diskussion über die Technologieneutralität darauf zu konzentrieren, mit welchem Technologiemix die angestrebten Ziele der Bundesregierung aller Voraussicht nach erreicht werden können bzw. ob eine solche Aussage bereits derzeit belastbar gemacht werden kann.
7. Die Vertreter des Quotenmodells beklagen, dass es durch das EEG zu **falschen Produktionsanreizen am Strommarkt** kommt. In der Tat ist es heute für einen Erzeuger attraktiv, auch bei einem negativen Marktpreis zu produzieren, solange die Einspeisevergütung höher ist als der negative Marktpreis. Dieses Problem würde sich allerdings auch bei einem Quotenmodell ergeben, wenn der Preis der Grünstromzertifikate höher ist als der negative Marktpreis. Dies ist jetzt immerhin von der Monopolkommission erkannt worden. Sie schlägt vor, dass Produzenten in Phasen mit negativen Marktpreisen keine Grünstromzertifikate erhalten sollen. Das würde allerdings zu noch höheren Risiken dieses Fördermechanismus führen.

Die sinnvollste Antwort auf das Problem negativer Preise besteht darin, die staatliche Förderung nicht für die geleistete Arbeit zu bezahlen, sondern für die Errichtung einer Anlage mit einer bestimmten Kapazität. Wenn einer solcher **Kapazitätsmechanismus** so ausgestaltet wird, dass der Produzent zusätzlich Erlöse aus dem Strommarkt erhält, wird zum einen ein Anreiz gesetzt, die Anlage jederzeit betriebsfähig zu halten und zum anderen wird bei negativen Preisen kein Strom mehr ins Netz gespeist.

8. Wenig überzeugend ist schließlich das Argument, das Quotenmodell komme ohne eine **Anmaßung von Wissen** aus, die bei allen anderen Mechanismen erforderlich sei. Von allen Förderverfahren setzt jedoch gerade das Quotenmodell die höchste Anmaßung von Wissen voraus, da es eine verbindliche Festlegung des Staates auf einen Quotenpfad bis zur Mitte dieses Jahrhunderts erfordert. Zudem ist das für die Energiepolitik der Zukunft erforderliche Wissen überwiegend keineswegs nur dezentral verfügbar, so dass der Markt in dieser Hinsicht keinesfalls das einzige optimale Entdeckungsverfahren darstellt.
9. Insgesamt gesehen schneidet ein Kapazitätsmechanismus, der im Rahmen eines Auktionsverfahrens organisiert wird und den Produzenten Erlöse aus dem Strommarkt ermöglicht unter den Kriterien der Effizienz, Effektivität sowie der Marktintegration erheblich besser ab als das Quotenverfahren.

Inhaltsverzeichnis

1.	Fundamentaler Dissens über Fördermechanismen gefährdet Energiewende	7
2.	Fördermechanismen in Abhängigkeit von „Energy-only-Markt“ und Kapazitätsmarkt	7
2.1	Basismodelle für die Förderung Fluktuierender Erneuerbarer Energien.....	8
2.1.1	Modelle, die nur Erlöse aus staatlicher Förderung und keine Erlöse aus dem EOM vorsehen	9
2.1.2	Modelle, die Erlöse aus staatlicher Förderung und aus dem EOM vorsehen	10
3.	Modellrahmen für die mikroökonomische Analyse	10
4.	Mikroökonomie der langfristigen Investitionsentscheidungen	12
4.1	Investitionsförderung bei einer einheitlichen Technologie und bei vollständiger Information	12
4.1.1	Fördermechanismen ohne Einnahmen aus dem EOM	12
4.1.2	Fördermechanismen mit Einnahmen aus dem EOM	14
4.1.3	Keine Alternative zwischen Planwirtschaft und Marktwirtschaft.....	15
4.1.4	Im Monopson führt Preisdifferenzierung zur kostengünstigsten Lösung	17
4.2	Preis- und Mengensteuerung bei zwei Technologien und vollständiger Information	18
4.2.1	Beide Technologien werden zum Erreichen des Ausbauziels benötigt.....	19
4.2.2	Nur die günstigere Technologie wird zum Erreichen des Ausbauziels benötigt	20
4.2.3	Reicht die kostengünstigere Technologie zur Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aus?	22
4.3	Zwischenfazit	24
5.	Unsicherheit über die aggregierte Angebotsfunktion	24
5.1	Elementare mikroökonomische Analyse	25
5.1.1	Positiver Angebotsschock: Ein zusätzlicher besonders effizienter Anbieter tritt auf den Markt.....	25
5.1.2	Negativer Angebotsschock: Ein besonders effizienter Anbieter fällt aus.....	27
5.2	Zielerreichungsgrad (Effektivität) der vier Basismodelle	27
5.3	Allokation von Risiken bei der Preis- und der Mengensteuerung	28
5.3.1	Möglichkeiten der Risikodiversifikation bei der Preissteuerung	29
5.3.2	Risiken bei der Mengensteuerung	31
5.3.3	Mengensteuerung fördert Großunternehmen und reduziert den Wettbewerb.....	34
5.4	Dynamische Aspekte.....	35

6.	Theoretische Analyse deckt sich mit empirischen Befunden	35
7.	Die Europäische Dimension	36
8.	Der dritte Weg: Auktionsverfahren	37
9.	Integration mit dem EOM-Markt	39
10.	Anmaßung von Wissen	41
11.	Zusammenfassung	42

1. Fundamentaler Dissens über Fördermechanismen gefährdet Energiewende

In Anbetracht der gesellschaftlichen Herausforderungen, die sich mit der Energiewende stellen, ist es bedenklich, dass die Diskussion über die Förderung erneuerbarer Energien gerade in Deutschland durch einen fundamentalen ordnungspolitischen Dissens geprägt ist. Auf der einen Seite gibt es zahlreiche Ökonomen und Politiker, die für ein generelles Festhalten an den Prinzipien des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) plädieren (Diekmann et al., 2012). Kennzeichnend für diesen Fördermechanismus, der auch als **Preissteuerung** bezeichnet wird, ist ein den Investoren für einen längeren Zeitraum staatlich garantierter Mindestpreis für den von ihnen erzeugten Strom. Gleichzeitig wird von verschiedenen Institutionen (Frontier Economics, 2012; RWI, 2012; Sachverständigenrat, 2011 und 2012; Monopolkommission, 2011 und 2013; Acatech 2012) ebenso wie von politisch Verantwortlichen eine völlige Neuorientierung der Förderung erneuerbarer Energien gefordert. Anstelle einer Preisgarantie für den produzierten Strom solle der Staat Zielvorgaben für die Menge an erneuerbaren Energien formulieren, die mit dem Instrument der Grünstromzertifikate umgesetzt werden sollen (**Mengensteuerung**). Die Vertreter eines solchen Quotensystems, das ihrer Auffassung nach möglichst technologieneutral ausgestaltet werden soll, glauben durch einen solchen Paradigmenwechsel einen „planwirtschaftlichen Ansatz“ durch ein „marktkonformes Modell“ (Haucap und Kühling, 2012) ersetzen zu können.

Bei dieser intensiv geführten Debatte ist es zum einen erstaunlich, wie wenig sich alle Beteiligten bisher mit den mikroökonomischen Grundlagen der Förderung erneuerbarer Energien auseinandergesetzt haben. Zudem kommt es bei den Kritikern des EEG durch die Gegenüberstellung des EEG und des Quotenmodells zu einer starken Einengung der Lösungsmöglichkeiten, bei der die Option eines Kapazitätsmarktes ebenso ausgeblendet wird wie die Möglichkeit, die Höhe und den Umfang der staatlichen Förderung durch Auktionsverfahren zu bestimmen.

2. Fördermechanismen in Abhängigkeit von „Energy-only-Markt“ und Kapazitätsmarkt

Die Diskussion über die Förderung erneuerbarer Energien wird vor allem dadurch erschwert, dass dabei zwei alternative Vergütungsmodelle für Energie zusammentreffen, die von einer völlig unterschiedlichen Marktlogik geprägt sind:¹

- Der grenzkostenbasierte Strommarkt (**Energy-only-Markt**) ist dadurch gekennzeichnet, dass Stromerzeuger die Lieferung von elektrischer Arbeit (ausgedrückt in Megawatt-Stunden) vergütet bekommen. Bei diesem rein produktionsbasierten Marktdesign erhalten die Erzeuger keine spezifische Vergütung dafür, dass sie mit ihren Investitionen

¹ Siehe dazu Verband kommunaler Unternehmen (2013, S 21f).

² Siehe dazu beispielsweise Richter und Furubotn (2003).

³ Insbesondere der Technologiemix beeinflusst allerdings diesen Zusammenhang. Für die folgende

eine bestimmte Leistung (ausgedrückt in Megawatt) zur Verfügung stellen. In Reinform besteht die Logik des EOM darin, dass die Vollkosten eines Erzeugers durch die Erlöse für verkauften Strom gedeckt werden sollen.

- Bei einem reinen **Kapazitätsmarkt** (oft spricht man dabei physikalisch korrekter von einem **Leistungsmarkt**) werden Erzeuger allein dafür vergütet, dass sie in der Lage sind, über einen bestimmten Zeitraum hinweg (zum Beispiel ein Jahr) bei Bedarf eine bestimmte elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen. Eine zusätzliche Vergütung für den produzierten Strom wird nicht geleistet.

Außer in wenigen Sonderfällen sind Erneuerbare Energien nicht in der Lage, über Erlöse aus dem EOM eine ausreichende Deckung ihrer Vollkosten zu erzielen. Investoren werden somit nur bereit sein, entsprechende Kapazitäten zu erstellen, wenn sie zusätzlich eine **staatliche Förderung** erhalten. Die dafür denkbaren Fördermechanismen zeichnen sich durch spezifische Mischungen aus produktions-basierten und kapazitätsbasierten Erlösen eines Erzeugers aus. Diese sind oft nur schwer erkennbar und führen deshalb zu erheblichen Missverständnissen in der Debatte über erneuerbare Energien.

2.1 Basismodelle für die Förderung Fluktuierender Erneuerbarer Energien

Analytisch lassen sich die Förderverfahren somit dadurch unterscheiden,

- ob ein Investor seine Erlöse **ausschließlich** über einen Fördermechanismus erhält oder
- ob er **zusätzlich** Erlöse über den Verkauf von Strom am EOM zum Marktpreis erzielen kann.

Eine weitere Unterscheidung lässt sich danach treffen, in welcher Form die staatliche Förderung vorgenommen wird. Hierfür stehen vier Basis-Mechanismen zur Verfügung:

- Bei der **Preissteuerung** erhält der Investor die Förderung aus einer ex ante festgelegten **festen** Vergütung für den von ihm produzierten Strom. Grundsätzlich besteht keine quantitative Begrenzung.
- Bei der **Mengensteuerung** ergibt sich die Förderung aus den **variablen** Preisen und entsprechend unisicheren Erlösen für Grünstromzertifikate, die in einem festen Verhältnis zu dem von einem Erzeuger produzierten Strom aus erneuerbaren Energien stehen.
- Die bei der Preissteuerung fehlende Mengenbeschränkung kann durch ein **Auktionsverfahren** erreicht werden. Dabei wird die den Produzenten gewährte **feste** Vergütung ex ante im Rahmen einer Ausschreibung bestimmt. Auktionsverfahren sind somit ein Hybrid, da sie die über die gesamte Laufzeit feste Vergütung, die für die Preissteuerung konstitutiv ist, mit dem für das Quotenmodell konstitutiven Mengenbegrenzung kombinieren.
- Während in den drei bisher genannten Verfahren die Förderung davon bestimmt wird, welche Menge an Arbeit produziert wird, erfolgt beim Modell des **Kapazitätsmarktes** die Förderung ausschließlich für die Bereitstellung einer bestimmten Leistung. Denkbar wäre

hierbei auch eine Preissteuerung, die keine Mengenbegrenzung vorsieht. Im Folgenden soll das Modell des Kapazitätsmarktes nur im Rahmen eines Auktionsmodells diskutiert werden.

Aus der Kombination der vier Basis-Mechanismen mit den beiden Ausgestaltungsmöglichkeiten lassen sich acht unterschiedliche Fördermodelle konstruieren:

- **Preissteuerung**, d.h. **fixe** Vergütung für Arbeit ohne Mengenbeschränkung
 - Ohne EOM-Erlöse: EEG
 - Mit EOM-Erlösen: Marktprämie

- **Mengensteuerung**, d.h. **variable** Vergütung für Arbeit bei vorgegebener Quote für Grünstromzertifikate
 - Ohne EOM-Erlöse: „Zertifikatsmodell“
 - Mit EOM-Erlösen: Quotenmodell

- **Auktionsmodelle mit fester Vergütung für Arbeit** bei Mengenbeschränkung
 - Ohne EOM-Erlöse: EEG-Auktion
 - Mit EOM-Erlösen: Marktprämien-Auktion

- **Auktionsmodelle mit fester Vergütung für Leistung** bei Mengenbeschränkung
 - Ohne EOM-Erlöse: reiner Kapazitätsmarkt
 - Mit EOM-Erlösen: integrierter Kapazitätsmarkt

2.1.1 Modelle, die nur Erlöse aus staatlicher Förderung und keine Erlöse aus dem EOM vorsehen

Bei allen Basis-Modellen ist es grundsätzlich möglich, die Erlöse der Investoren auf die Einnahmen aus dem Fördermechanismus zu begrenzen. Sie müssen dann den von ihnen produzierten Strom in den EOM geben, ohne dafür eine zusätzliche Vergütung zu erhalten.

- **Preissteuerung ohne EOM-Erlöse:** Das Erneuerbare Energien Gesetz ist ein typisches Beispiel für eine Förderung, bei der die Erzeuger Erlöse erzielen, die völlig unabhängig vom EOM sind.
- **Mengensteuerung ohne EOM-Erlöse (Zertifikate-Modell):** Bei dieser hypothetischen Variante eines Quotensystems würden sich die Erlöse eines Investors auf den Verkauf der Grünstromzertifikate beschränken. Der Preis der Zertifikate ergibt sich dabei aus der staatlich fixierten Zielmenge für Grünstromzertifikate und dem Angebot und der Nachfrage nach diesen Zertifikaten. Anders als bei den bisher praktizierten Quotensystemen würde ein Investor also keine Erlöse aus dem EOM erhalten.
- **EEG-Auktion:** Eine mögliche Weiterentwicklung des EEG könnte darin bestehen, weiterhin an einer festen Vergütung festzuhalten, diese aber im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens zu bestimmen. Ein Modell hierfür ist das „**Mengen-Markt-Modell**“, das von Groscurth und Bode (2011) entwickelt wurde. Es sieht neben einer festen, durch eine Auktion bestimmte Vergütung für Arbeit eine maximale Strommenge

für die gesamte Laufzeit vor. Sollte diese vor Ablauf des erwarteten Förderzeitraums erreicht sein, verkürzt sich dieser. Bei einer zu geringen Einspeisung kommt es entsprechend zu einer Verlängerung.

- **Reiner Kapazitätsmechanismus:** Der Investor wird vom Staat dafür bezahlt, dass er in der Lage ist, über einen vorgegebenen Zeitraum hinweg eine bestimmte Leistung vorzuhalten, die bei Bedarf einsatzfähig ist. Beispiele hierfür sind die Fördermechanismen in Russland (Boute, 2012) und in Brasilien (Castro et al., 2010). Eine zusätzliche Vergütung für die geleistete Arbeit ist nicht vorgesehen.

2.1.2 Modelle, die Erlöse aus staatlicher Förderung und aus dem EOM vorsehen

Die vier hier beschriebenen Basis-Modelle lassen sich so modifizieren, dass ein Investor neben der – expliziten oder impliziten – Kapazitätsförderung zusätzliche Erlöse durch den Verkauf des von ihm produzierten Stroms auf dem EOM erzielt.

- **Preissteuerung mit EOM-Erlösen:** Das Modell der **Preissteuerung** kann so ausgestaltet werden, dass ein Investor neben der festen Prämie auch Einnahmen aus dem EOM erzielen kann. Dieses Modell ist als **Marktprämien-Modell** seit dem 1. Januar 2012 in Kraft.
- **Mengensteuerung mit EOM-Erlösen:** Wenn ein Erzeuger im Modell der Mengensteuerung neben den Erlösen aus den Grünstromzertifikaten auch Einnahmen durch den Verkauf von Strom am EOM erzielen kann, erhält man das Quotenmodell in der Form, in der es heute allgemein diskutiert wird. Der Investor erzielt Einnahmen aus dem Fördermechanismus (in der Form der Erlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten) sowie Erlöse aus dem Verkauf von Strom am EOM.
- **Auktionsverfahren mit EOM-Erlösen:** Auch im Rahmen eines Marktprämienmodells wäre es möglich, die Prämie im Rahmen eines Auktionsverfahrens zu bestimmen.
- **Integrierter Kapazitätsmechanismus:** Ein Investor erhält neben einer festen Prämie für die Bereitstellung von Leistung die Möglichkeit, Einnahmen für den von ihm produzierten Strom auf dem EOM zu erzielen. Ein entsprechendes Modell eines in den EOM **integrierten Kapazitätsmarktes** wurde von Verband kommunaler Unternehmen (2013) entwickelt.

3. Modellrahmen für die mikroökonomische Analyse

Entsprechend der Unterscheidung in den Kapazitätsmarkt und den EOM, die von einer völlig unterschiedlichen Marktlogik geprägt sind, soll für die mikroökonomische Analyse ein zweistufiges Vorgehen gewählt werden.

Im Mittelpunkt dieses Papiers steht die **langfristige Angebotsentscheidung** eines Investors, eine Anlage mit einer bestimmten Leistung für eine dargebotsabhängige erneuerbare Energie zu erstellen. Diese Entscheidung ist deutlich höheren Risiken ausgesetzt als den „gewöhnlichen marktlichen Risiken“ (Monopolkommission 2013, S. 148). Sie ist insbesondere gekennzeichnet durch

- einen sehr langen Zeithorizont (in der Regel 20 Jahre)
- sehr hohe Fixkosten und Grenzkosten in der Nähe von Null
- hohe politische Risiken, da die Fixkosten-Bindung dem Staat sehr hohe Anreize zum „ex post Opportunismus“ zu Lasten des Investors eröffnet, was in der Neuen Institutionenökonomie sowie in den Modellen zur Zeitinkonsistenz optimaler Entscheidungen ausführlich analysiert wird.²

Den Anbietern von erneuerbaren Energien steht dabei im Rahmen dieser langfristigen Investitionsentscheidung der **Staat** als einziger **Nachfrager** gegenüber, da die bestehenden Märkte in der Regel keine Refinanzierung der Anlagen erlauben. Die Marktform zur Beschreibung der Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien im Investitionskontext ist somit das **Monopson**. Während im Monopol ein einziger Anbieter einer Vielzahl von Nachfragern gegenüber steht, ist es im Monopson genau umgekehrt. Ein einziger Nachfrager hat es mit einer Vielzahl von Anbietern zu tun. Die Nachfrage des Staates ergibt sich aus der politischen Entscheidung, eine bestimmte Menge an Erneuerbaren Energien zum Einsatz zu bringen. Über einen längeren Zeitraum betrachtet hängen dabei die angestrebte Menge an Strom aus erneuerbaren Energien und die dazu erforderliche Leistung über die Volllaststunden eng zusammen³. Aus Gründen der Vergleichbarkeit soll bei der in diesem Kapitel vorgenommenen folgenden mikroökonomischen Analyse die staatliche Förderung erneuerbarer Energien als eine direkte oder indirekte Form der Kapazitätsförderung angesehen werden.

Für ein zukunftsfähiges Design der Förderung erneuerbarer Energien kommt es in diesem Zusammenhang entscheidend darauf an, wie diese Nachfrage möglichst **effektiv** und möglichst **kosteneffizient** bedient werden kann. Das Ziel der **Umweltgerechtigkeit** ist bei diesen Energieträgern definitionsgemäß erfüllt. Für das Ziel der **Versorgungssicherheit** ist für die nächsten Jahrzehnte kaum damit zu rechnen, dass diese allein von den erneuerbaren Energien gewährleistet werden kann. Es kann also nur im Rahmen eines umfassenderen Marktdesigns diskutiert werden.

In Kapitel 9 wird mit der **Kompatibilität** fluktuierender erneuerbarer Energien **mit dem EOM** eine wichtige Nebenbedingung für die Vorteilhaftigkeit der möglichen Fördermechanismen diskutiert. Die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den EOM resultieren dabei aus der **kurzfristigen Angebotsentscheidung** eines Erzeugers, wie viel Strom er bei einer vorgegebenen Leistung in das Netz einspeist. Er steht auf diesem Markt im Wettbewerb mit konventionellen Energieerzeugern. Allerdings werden die erneuerbaren Energien derzeit sowohl durch den Einspeisevorrang des EEG als auch durch das Prinzip der Merit-Order begünstigt, wonach Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten gegenüber Kraftwerken mit höheren Grenzkosten bevorzugt werden. Das entscheidende Kriterium in diesem Zusammenhang ist darin zu sehen, dass es durch die Angebotsentscheidungen der Erzeuger erneuerbarer Energien nicht zu Verzerrungen auf dem Strommarkt kommt. Insbesondere gilt es zu verhindern, dass Anbieter

² Siehe dazu beispielsweise Richter und Furubotn (2003).

³ Insbesondere der Technologiemix beeinflusst allerdings diesen Zusammenhang. Für die folgende grundlegende Analyse ist es jedoch nicht zielführend, hierzu ins Detail zu gehen.

aufgrund eines Fördermechanismus selbst dann noch Strom erzeugen, wenn der Marktpreis bei oder sogar unter null liegt.⁴

4. Mikroökonomie der langfristigen Investitionsentscheidungen

Im Folgenden sollen zunächst die grundlegenden mikroökonomischen Mechanismen der staatlichen Förderung von Investitionen in erneuerbare Energien herausgearbeitet werden. Dazu soll unterstellt werden, dass der Staat über klar definierte Zielvorstellungen für die Energieerzeugung aus bestimmten Energiequellen verfügt. Für die Analyse der unterschiedlichen Fördermechanismen wird ein mehrstufiges Vorgehen gewählt.

- In der ersten Stufe wird unterstellt, dass es nur eine Technologie gibt und dass der Staat und die Investoren perfekt über die langfristige aggregierte Angebotsfunktion informiert sind.
- In der zweiten Stufe werden zwei alternative Technologien betrachtet, wobei weiterhin an der Annahme vollständiger Information festgehalten wird.
- In der dritten Stufe wird unterstellt, dass weder der Staat noch die einzelnen Anbieter ex ante über die aggregierte Angebotsfunktion informiert sind.

4.1 Investitionsförderung bei einer einheitlichen Technologie und bei vollständiger Information

Die Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf Investitionsentscheidungen lassen sich zunächst relativ einfach beschreiben, wenn man annimmt, dass sowohl der Staat als auch die einzelnen Anbieter perfekt über die aggregierte langfristige Angebotsfunktion sämtlicher potenzieller Investoren für erneuerbare Energien informiert sind und dass nur eine Technologie für erneuerbare Energien verfügbar ist.

Die **langfristige Angebotsfunktion** beschreibt dabei die von einem Investor geplante **Kapazität** in Abhängigkeit der damit erzielbaren **Erlöse pro Kapazitätseinheit**.

4.1.1 Fördermechanismen ohne Einnahmen aus dem EOM

Zunächst soll von Fördermechanismen ausgegangen werden, die keine Erlöse aus dem EOM vorsehen:

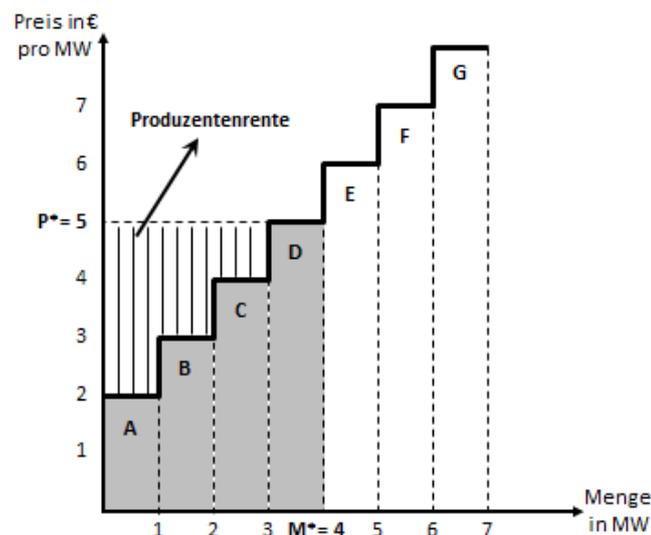
- Bei einem **Kapazitätsmechanismus** ergeben sich die Erlöse pro Kapazitätseinheit unmittelbar aus der von einem Anbieter bereit gestellten Kapazität.
- Bei der **Preissteuerung**, der **Mengensteuerung** und dem **Auktionsverfahren** erzielt der Investor Erlöse, die durch die insgesamt produzierte Strommenge und den dafür im Rahmen der Förderung gezahlten Preis (in der Form der Vergütung oder der Marktprämie beziehungsweise des Preises der Grünstromzertifikate) bestimmt werden. Aufgrund des

⁴ Die Monopolkommission (2013, S. 123f) sieht hierin ein wesentliches Problem des EEG.

langen Zeithorizonts kann man für die folgende Analyse vereinfachend davon ausgehen, dass ein fester Zusammenhang zwischen der Leistung und der damit produzierten Strommenge besteht. Somit lassen sich auch bei diesen Verfahren die über die gesamte Laufzeit zu erwartenden Erlöse als Erlöse pro Kapazitätseinheit interpretieren, die dafür ausschlaggebend sind, für welche Angebotsmenge an Kapazität sich ein Investor entscheidet.

Zur Verdeutlichung soll die aggregierte Angebotskurve auf der Basis eines einfachen **Zahlenbeispiels** dargestellt werden. Es wird unterstellt, dass es sieben Investoren gibt, die für die Erstellung einer bestimmten Leistung für erneuerbare Energien unterschiedliche Kosten aufweisen (Schaubild 1). Zur Vereinfachung wird angenommen, dass in den Kosten auch eine Rendite in Höhe einer sicheren Investition sowie eine Risikoprämie eingerechnet sind.⁵ Die daraus resultierende **aggregierte langfristige Angebotsfunktion** beschreibt die Handlungsmöglichkeiten des als Monopsonisten agierenden Staates, der grundsätzlich jeden Punkt auf dieser Angebotskurve realisieren kann.

Schaubild 1: Förderung bei einheitlicher Technologie und vollständiger Information (ohne EOM-Erlöse)



Der Staat, der stellvertretend für die Verbraucher als monopsonistischer Nachfrager auftritt, verfolge im Rahmen seiner energiepolitischen Zielsetzungen ein bestimmtes **quantitatives Ausbauziel** für die Leistung an erneuerbaren Energien ($M^*=4$). Dabei gilt wiederum, dass langfristig die Leistung und die daraus produzierte Strommenge in einem festen Verhältnis zueinander stehen. Das Ausbauziel kann also gleichermaßen vereinfachend als ein Ziel für Leistung wie ein Ziel für eine bestimmte Strommenge interpretiert werden.

Der Staat kann dieses Ausbauziel grundsätzlich mit jedem der vier Basismodelle erreichen:

⁵ Es handelt sich dabei also um die langfristigen Grenzkosten. Siehe dazu auch Frontier Economics (2012, S. 30).

- **Preissteuerung:** Der Staat kann den Investoren eine feste Vergütung für produzierten Strom bieten. Bei einer gegebenen erwarteten Stromproduktion pro Leistung ergibt sich daraus ein Preis P^* von 5 für die erforderliche Leistung.
- **Mengensteuerung:** Der Staat kann sich für das Modell der Mengensteuerung entscheiden und im Rahmen des Zertifikate-Modells eine Menge an Grünstromzertifikaten festlegen, die eine Leistung von M^* erfordert. Der daraus resultierende Preis für Grünstromzertifikate würde sich bei einer gegebenen erwarteten Stromproduktion pro Leistung so einstellen, dass daraus wiederum ein Preis von P^* für die erforderliche Leistung resultiert.
- **Auktionsverfahren:** Der Staat kann die Höhe der Einspeisevergütung aber auch im Rahmen eines Auktionsverfahrens bestimmen lassen, was ebenso zum Gleichgewichts-Preis in Höhe von 5 führen würde. Dabei besteht jedoch anders als bei den beiden zuvor genannten Verfahren die Option der **Preisdifferenzierung**.
- **Reiner Kapazitätsmechanismus:** Bei diesem Verfahren wird eine Ausschreibung für die Zielmenge M^* organisiert. Wiederum ist ein Preis in Höhe von 5 erforderlich, um bei der gegebenen Angebotskurve die Zielmenge M^* zu erreichen. Dabei kann der Staat den Anbietern einen einheitlichen Preis für eine Einheit an erstellter Leistung bieten, er kann aber auch jedem Anbieter den Preis zahlen, der seinem individuellen Gebot entspricht.

Aufgrund des durch die langfristige Angebotskurve vorgegebenen festen Zusammenhangs zwischen dem Preis pro Leistung und der Leistung ergibt sich in diesem Modellrahmen somit eine weitgehende **Äquivalenz der Fördermechanismen**.⁶ Sofern dabei ein einheitlicher Preis für alle Anbieter festgelegt wird, sind die Summe der Renten der Anbieter und die Kosten für den Staat (d.h. die Verbraucher) identisch.

Wenn man jedoch beim Kapazitätsmarkt und beim EEG **Auktionen** einsetzt und den Anbietern jeweils den von ihnen gebotenen Preis bezahlt, ergibt sich die Möglichkeit der Preisdifferenzierung, die bei der Preis- und der Mengensteuerung so nicht zu realisieren ist. Die intramarginalen Renten der Anbieter A bis C lassen sich auf diese Weise zugunsten des Nachfragers abschöpfen. So gesehen sind also Fördermodelle, die eine **Preisdifferenzierung** ermöglichen, unter dem Aspekt der Kosteneffizienz besser zu bewerten als Verfahren, die zu einem einheitlichen Preis für alle Anbieter führen.

4.1.2 Fördermechanismen mit Einnahmen aus dem EOM

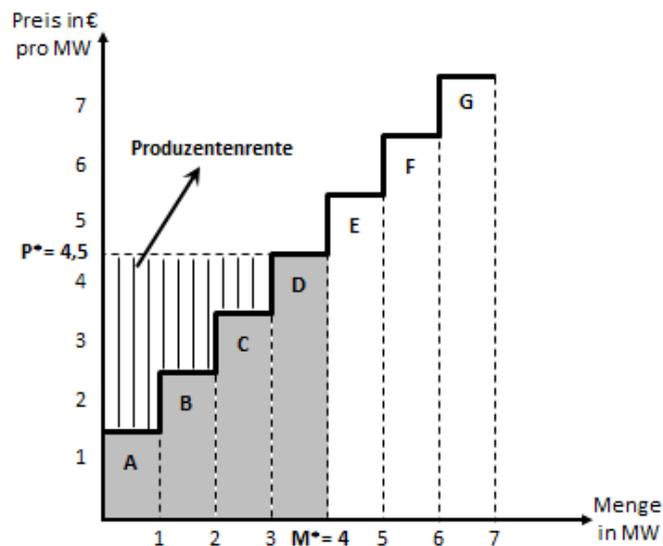
Diese grundlegenden Zusammenhänge gelten auch für die Varianten der vier Basismodelle, bei denen die Anbieter zusätzlich zur staatlichen Förderung Einnahmen aus dem EOM erzielen können. Analytisch kann man die EOM-Erlöse für den produzierten Strom als einen erwarteten Barwert interpretieren, die bei allen Basismodellen identisch ist.

⁶ Es ist daher nicht nachzuvollziehen, wie die Monopolkommission (2013, S. 135) zu dem Befund kommt, „dass die Preissteuerung anders als die Fördermodelle Subventions- bzw. Mengensteuerung – keinem der beiden ökonomischen Prinzipien, Maximal- oder Minimalprinzip, gleichkommt.“

Geht man für die Beispielrechnung einmal davon aus, dass dieser Barwert für alle Anbieter einen Wert von 0,5 aufweist, kann man für die Analyse der entsprechenden Verfahren die langfristige Angebotskurve durchgängig um 0,5 Einheiten niedriger ansetzen. Die langfristigen Grenzkosten werden dann netto betrachtet, das heißt nach Abzug der erwarteten Erlöse aus dem EOM. Wie Schaubild 2 verdeutlicht, ist dann zum Erreichen des Ausbauziels von 4 Leistungseinheiten nur noch ein Preis von 4,5 erforderlich.

Ansonsten gilt wieder die grundsätzliche Äquivalenz der vier Basis-Verfahren, sofern beim Kapazitätsmechanismus und beim Auktionsmodell mit Marktprämie ein einheitlicher Preis zur Anwendung kommt. Und es gilt ebenso, dass die bei beiden Verfahren mögliche Preisdifferenzierung zu geringeren Kosten führt als der Einheitspreis bei der Marktprämie und beim Quotensystem.

Schaubild 2: Förderung bei einheitlicher Technologie und vollständiger Information mit EOM-Erlösen



4.1.3 Keine Alternative zwischen Planwirtschaft und Marktwirtschaft

Damit wird unmittelbar deutlich, dass es bei der Wahl zwischen den Fördermechanismen für fluktuierende erneuerbare Energien nicht um einen kategorialen Unterschied gehen kann, insbesondere nicht um eine **Alternative „Planwirtschaft“ versus „Marktwirtschaft“**. Diese in der Diskussion häufig zu findende Gegenüberstellung beruht auf einem grundlegenden Missverständnis der Ökonomie erneuerbarer Energien.

Indem sich der Staat grundsätzlich dafür entscheidet, erneuerbare Energien zu fördern, setzt er die Marktwirtschaft insoweit außer Kraft, als er damit die Produktion von Gütern ermöglicht, die bei den geltenden Marktverhältnissen sonst nicht hergestellt würden. So gesehen könnte man, was die **Nachfrageseite** betrifft, bei der Preis- und der Mengensteuerung ebenso bei einem Auktionsverfahren und einem Kapazitätsmechanismus

davon sprechen, dass es sich um „**Planwirtschaft**“ handelt. Bei allen Verfahren muss der Staat für einen längeren Zeitraum ein quantitatives Ziel für die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien festlegen. In der Preis- wie bei der Mengensteuerung muss er eine Prognose über den dafür angemessenen Preis für die erforderliche Leistung bilden. Bei der Preissteuerung in der Form der Vergütung für den mit erneuerbaren Energien erzeugten Strom, bei der Mengensteuerung in der Form einer Preisobergrenze für den Fall, dass das Mengenziel verfehlt wird und gegebenenfalls auch noch in der Form einer Preisuntergrenze, um bei einem unerwarteten Überangebot einen Verfall der Preise auf null zu verhindern. Das Problem der Preisprognose kann jedoch vermieden werden, wenn sich der Staat für ein Auktionsverfahren entscheidet, das sich bei einem Kapazitätsmechanismus grundsätzlich empfiehlt, welches aber auch bei den beiden Varianten der Preissteuerung praktiziert werden kann.

Auf der **Angebotsseite** hingegen besteht bei allen Verfahren zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung gleichermaßen Wettbewerb zwischen mehreren Anbietern und damit eine pretiale Lenkung. Sie sorgt dafür, dass nur die Anbieter mit den günstigsten langfristigen Grenzkosten in den Genuss eines Fördermechanismus kommen. Hierin besteht ein fundamentaler Unterschied zur Planwirtschaft, bei der in der Regel nur ein monopolistischer Anbieter vorhanden ist, der keiner wirksamen Kostenkontrolle unterliegt. So gesehen kann man davon sprechen, dass die Preis- und die Mengensteuerung ebenso wie ein Kapazitätsmechanismus in gleicher Weise durch Elemente der „**Marktwirtschaft**“ gekennzeichnet sind.

Bei diesen ordnungspolitischen Fragen ist es zudem von entscheidender Bedeutung, zwischen der **langfristigen Angebotsentscheidung** und der **kurzfristigen Entscheidung**, eine bestimmte Strommenge am EOM anzubieten, zu differenzieren.

- Man könnte dabei Verfahren, die eine vom **EOM unabhängige Vergütung** vorsehen, als planwirtschaftlich bezeichnen und Verfahren, bei denen zusätzliche Erlöse aus dem EOM erzielt werden können, als marktwirtschaftlich. Eine solche Klassifikation würde sich jedoch nicht zur Diskriminierung zwischen den vier Basis-Verfahren eignen, da sie gleichermaßen mit oder ohne EOM-Vergütung ausgestaltet werden können.
- Die Trennungslinie zwischen Markt- und Planwirtschaft ließe sich jedoch auch so ziehen, dass Verfahren, bei denen der Produzent auch dann eine Vergütung aus dem Fördermechanismus erhält, wenn der EOM-Preis bei null liegt oder sogar negativ ist, als planwirtschaftlich bezeichnet werden. „Planwirtschaftlich“ würde dabei so interpretiert, dass **von den aktuellen Marktsignalen unabhängige Produktionsentscheidungen** getroffen werden. Als marktwirtschaftlich wären dann nur die beiden Varianten des Kapazitätsmechanismus einzustufen. Das von seinen Anhängern als „marktwirtschaftlich“ apostrophierte Quotenmodell wäre bei dieser Betrachtungsweise als planwirtschaftlich zu beurteilen, da auch bei einem negativen

EOM-Preis ein Produktionsanreiz besteht, so lange der negative EOM-Preis betragsmäßig nicht höher ist als der Marktpreis der Grünstromzertifikate.⁷

4.1.4 Im Monopson führt Preisdifferenzierung zur kostengünstigsten Lösung

Mit diesem einfachen Modell lässt sich zudem erkennen, dass für die Verbraucher, das heißt in diesem Fall den Staat als monopsonistischen Nachfrager, die Preisdifferenzierung bei der Förderung grundsätzlich einem einheitlichen Preis, der allen Investoren gleichermaßen gezahlt wird, überlegen ist. Durch Fördermechanismen, die nach den langfristigen Grenzkosten der Anbieter differenzieren, kann sich der Staat im Prinzip die gesamte Produzentenrente aneignen. Hierin besteht ein fundamentaler Unterschied zwischen der Marktform des Monopsons und der Marktform des vollständigen Wettbewerbs auf der Angebots- und der Nachfrageseite. Nur bei vollständigem Wettbewerb zwischen den Anbietern und einer Vielzahl von Nachfragern stellt der einheitliche Preis die für die Konsumenten günstigste Lösung dar. Im Spezialfall des Monopsons führt der Verzicht auf Preisdiskriminierung hingegen zur teuersten für die Verbraucher.

In der Realität ist eine Preisdifferenzierung nicht nur bei Auktionsverfahren, sondern auch bei der Preissteuerung möglich. Diese kann durch eine nach Standorten differenzierte Förderung erreicht werden, wie sie bei der Förderung der Windkraft im Rahmen des **Referenzertragsmodells** (§ 29 Abs. 2 EEG) Anwendung findet. Dabei wird die Förderdauer von Windkraftanlagen danach unterschieden, ob eine einzelne Anlage im Vergleich zu einer hypothetischen Referenzanlage einen höheren oder niedrigeren Windertrag aufweist (Tabelle 1).

Aus der Logik der Mengensteuerung ist es demgegenüber zwingend, dass sich ein einheitlicher Preis für Grünstromzertifikate einstellt – unabhängig davon wie hoch die langfristigen Grenzkosten der Investoren sind. Dementsprechend wird von den Befürwortern des Modells darin ein entscheidender Vorteil gegenüber der Preissteuerung gesehen. Eine nach Standorten differenzierte Förderung wäre in einem Quotenmodell technisch nur schwer zu realisieren. Man müsste dazu spezifische Mengenziele für die unterschiedlichen Standortqualitäten formulieren. Dies würde derzeit allein für Onshore-Windkraft – auf der Basis der obigen Einteilung des Referenzertrags – zu neun separaten Teilmärkten für Grünstromzertifikate führen, deren Liquidität geringer wäre als die eines einheitlichen Marktes. Dies würde die Funktionsweise des Quotenmodells erheblich beeinträchtigen.

⁷ In ihrem jüngsten Gutachten schlägt die Monopolkommission (2013) eine Version des Quotenmodells vor, bei der für die Produktion in Phasen mit negativen Marktpreisen keine Grünstrom-Zertifikate gewährt werden. Damit wäre eine Marktintegration auch in diesem Modell gewährleistet, die Risiken für die Produzenten würden aber noch größer ausfallen, da ihre Förderung in solchen Phasen entsprechend reduziert wird.

Tabelle 1: Vergütung von Windkraft in Abhängigkeit von der Standortqualität

Standort-Qualität	Laufzeit der erhöhten Vergütung (danach erfolgt Grundvergütung bis zum Ablauf der 20 Jahre EEG Förderung)
>=150%	5 Jahre (Mindestlaufzeit)
140%	7 Jahre + 3 Monate
130%	9 Jahre + 5 Monate
120%	11 Jahre + 8 Monate
110%	13 Jahre + 11 Monate
100%	16 Jahre + 1 Monat
90%	18 Jahre + 4 Monate
<=82,5%	20 Jahre (Maximallaufzeit)

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Windenergie im Binnenland (2013).

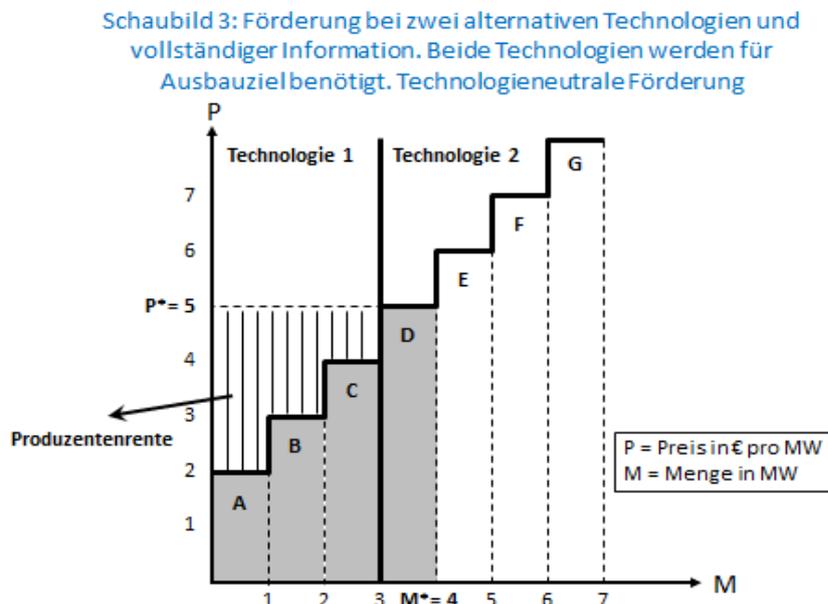
4.2 Preis- und Mengensteuerung bei zwei Technologien und vollständiger Information

Die Äquivalenz der Basismodelle bleibt auch dann erhalten, wenn man nicht mehr von einer einheitlichen Technologie, sondern von zwei alternativen Technologien mit unterschiedlichen Kosten ausgeht. Die Vorteilhaftigkeit der Fördermechanismen hängt dabei entscheidend davon ab, ob das vom Staat gesetzte Mengenziel für erneuerbare Energien ausschließlich mit der kostengünstigeren Technologie erzielt werden kann oder ob dazu der Einsatz beider Technologien erforderlich ist. Zur Vereinfachung soll im Rahmen des Zahlenbeispiels unterstellt werden, dass die Anbieter A bis C erneuerbare Energien mit der Technologie I erstellen, während die Anbieter D bis G die Technologie II anwenden.

Die Analyse beschränkt sich hierbei auf die Basis-Modelle, die keine EOM-Vergütung vorsehen, da die relativen Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren unabhängig sind von den Erlösen aus dem EOM. Zur Vereinfachung soll in diesem Abschnitt von der Möglichkeit der Preisdifferenzierung zwischen den Anbietern einer identischen Technologie (im Rahmen von Auktionen) ebenso abgesehen werden wie von der Option einer standortabhängigen Vergütung.

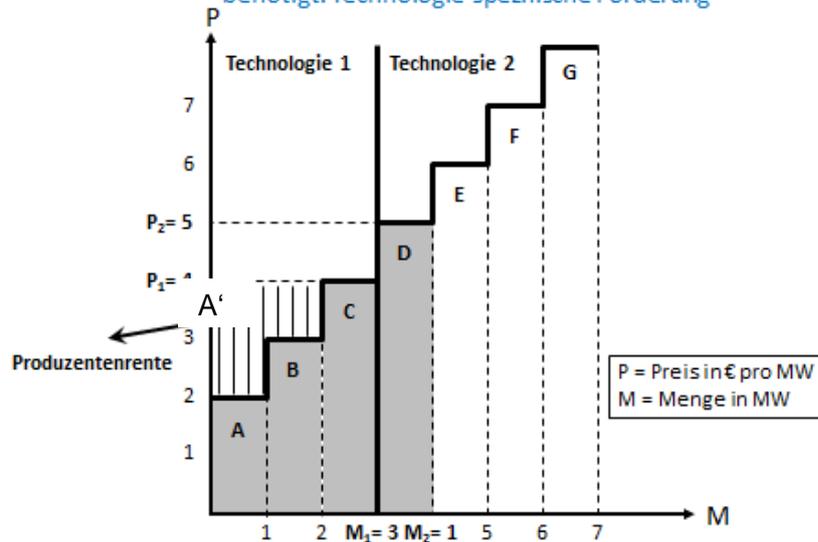
4.2.1 Beide Technologien werden zum Erreichen des Ausbauziels benötigt

Geht man zunächst davon aus, dass beide Technologien benötigt werden, um das Ausbauziel von 4 Einheiten zu erreichen und dass die Fördermechanismen **nicht technologiespezifisch** ausgestaltet sind, bleibt es bei der Identität von Preis- und Mengensteuerung (Schaubild 3). Es kommt wiederum zu einem einheitlichen Preis $P^*=5$, dem die Zielmenge $M^*=4$ entspricht. Zu diesem Ergebnis würden auch das Auktionsverfahren und ein Kapazitätsmechanismus mit einem einheitlichen Preis führen. Es wird dabei deutlich, dass die technologieneutrale Förderung dann bei allen Fördermechanismen zu hohen Renten für die Anbieter der kostengünstigeren Technologie 1 führt. Dies hat den paradoxen Effekt, dass der Staat die etablierte Technologie 1 sehr viel stärker fördert als die innovative Technologie 2, die naturgemäß mit höheren Kosten verbunden ist.



Bei einer **technologiespezifischen Preissteuerung** lässt sich demgegenüber zwischen den beiden Technologien wiederum eine Preisdiskriminierung vornehmen. Um das Ausbauziel von vier Einheiten zu erreichen, muss bei einem EEG-Modell für die kostengünstigere Technologie der Preis $P_1=4$ gezahlt werden, für die teure Technologie der Preis $P_2=5$ (Schaubild 4). Die Renten für die Anbieter und damit die Kosten für die Verbraucher fallen geringer aus (Fläche A') als bei einer der technologieneutralen Preis- oder Mengensteuerung. Bei einem Quotenmodell müsste ein Zielwert von $M_1=3$ für die Technologie I und von $M_2=1$ für die Technologie II festgelegt werden. Allerdings stellt sich bei einer differenzierten Förderung im Rahmen eines Quotenmodells das bereits erwähnte Problem der Segmentierung des Marktes für Grünstromzertifikate, womit die Liquidität der Märkte reduziert wird. Bei einem Auktionsverfahren und beim Modell des Kapazitätsmechanismus würde separat eine Leistung von 3 Einheiten für die Technologie I und eine Leistung von 1 für die Technologie II ausgeschrieben. Wiederum würden damit Produzentenrenten zugunsten der Verbraucher abgeschöpft.

Schaubild 4: Förderung bei zwei alternativen Technologien und vollständiger Information. Beide Technologien werden für Ausbauziel benötigt. Technologie-spezifische Förderung



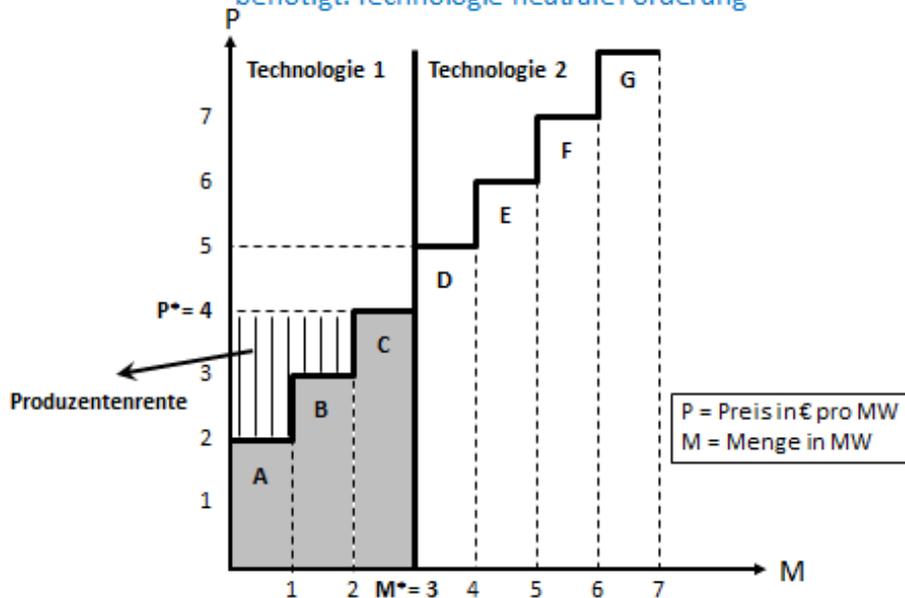
Die einfache Modellanalyse bestätigt den Befund von Bergék und Jacobsson (2010, p. 1266), die das schwedische technologie-neutrale Quotensystem als „rent-generating machine“ bezeichnen. Die von den Anhängern einer technologie-neutralen Mengensteuerung behauptete Kosteneffizienz ist somit dann nicht gegeben, wenn mehrere Technologien zum Erreichen eines Mengenziels benötigt werden. Es trifft daher nicht allgemein zu, wenn Haucap und Kühling (2012, S. 14) feststellen:

„Ein wesentlicher Vorteil des Quotenmodells liegt gerade in seiner Technologieneutralität, welche tendenziell einen effizienten kostengünstigen TechnologiemiX induziert, während das EEG einen sehr teuren und hochgradig ineffizienten TechnologiemiX induziert hat.“

4.2.2 Nur die günstigere Technologie wird zum Erreichen des Ausbauziels benötigt

Zu einem anderen Ergebnis gelangt man, wenn man unterstellt, dass das gesamte Ausbauziel ausschließlich mit der günstigeren Technologie erreicht werden kann. In dem hier verwendeten Zahlenbeispiel würde das einem Ausbauziel von 3 Einheiten entsprechen, das ausschließlich mit der günstigeren Technologie 1 erzielt werden kann. Bei dieser Konstellation ist bei der Preis- wie der Mengensteuerung naheliegend, nur die Anbieter A bis C zur Anwendung kommen zu lassen und auf eine technologiespezifische Förderung der teuren Technologie zu verzichten. Bei einem Zielwert von $M^*=3$ ergäbe sich also ein Preis von $P^*=4$. Bei einem Kapazitätsmechanismus würde die Kapazität von 3 ausschließlich für die Technologie 1 ausgeschrieben werden (Schaubild 5).

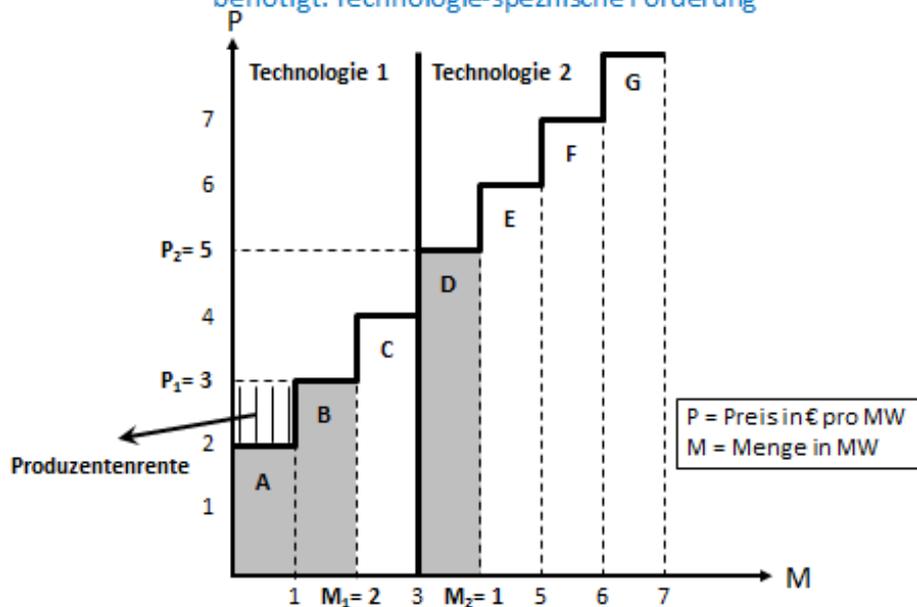
Schaubild 5: Förderung bei zwei alternativen Technologien und vollständiger Information. Nur Technologie 1 wird für Ausbauziel benötigt. Technologie-neutrale Förderung



Es ist dabei nicht überraschend, dass in diesem Fall eine **technologiespezifische Förderung** der teuren Energie – mit Zielwerten von $M_1^* = 2$ bzw. $M_2^* = 1$ – bei allen Verfahren mit höheren Kosten für die Verbraucher verbunden ist (Schaubild 6). Im Fall der Preissteuerung würde der Preis $P_1 = 3$ für die Menge M_1 und der Preis $P_2 = 5$ für die Menge M_2 festgelegt.

Die Mehrkosten für die Verbraucher bestehen darin, dass anstelle des günstigeren Anbieters C mit der Technologie 1 der teurere Anbieter D mit der Technologie 2 tritt. Dies würde einer technologiespezifischen Mengensteuerung entsprechen, bei der Grünstromzertifikate in Höhe von $M_1 = 2$ und von $M_2 = 1$ gefördert werden. Nicht überraschend ist dabei der generelle Befund, dass es weder im Rahmen der Preis- noch im Rahmen der Mengensteuerung ökonomisch sinnvoll wäre, eine mit höheren Kosten verbundene Technologie zu fördern, für die aller Wahrscheinlichkeit nach nie ein Bedarf bestehen wird.

Schaubild 6: Förderung bei zwei alternativen Technologien und vollständiger Information. Nur Technologie 1 wird für Ausbauziel benötigt. Technologie-spezifische Förderung



4.2.3 Reicht die kostengünstigere Technologie zur Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aus?

Der in diesem Abschnitt vorgenommene Vergleich der Fördermechanismen bei mehreren Technologien macht deutlich, dass die Wahl zwischen einer technologieutralen und einer technologiespezifischen Förderung allein davon bestimmt werden muss, welche Technologien in welchem Umfang erforderlich sind, um die von einem Land angestrebten Ausbauziele für erneuerbare Energien zuverlässig zu erreichen.

- Werden dazu **mehrere Technologien** benötigt, ist ein technologieutrales Quotenmodell, das zu einem einheitlichen Preis für Grünstromzertifikate führt, mit höheren Kosten verbunden als eine technologiespezifische Förderung.
- Kann das Ausbauziel in verlässlicher Weise ausschließlich mit **einer kostengünstigen Technologie** erreicht werden, kann dies grundsätzlich technologieutral mit der Preis- und der Mengensteuerung ebenso wie mit einem Auktionsverfahren und einem Kapazitätsmechanismus erzielt werden.

Die grundsätzliche Entscheidung, ob man dabei eine technologie neutrale oder aber eine technologiespezifische Förderung vornehmen soll, hängt somit allein von der Frage ab, ob zum Erreichen des Ausbauziels eine oder mehrere Technologien benötigt werden.⁸

⁸ Siehe dazu auch Frontier Economics (2012, S. 55): „Anders als dies landläufig in der Fachdiskussion anklingt, ist die Technologiedifferenzierung in der EE-Förderung kein konstitutives Merkmal der verschiedenen Fördermodelle. Mit anderen Worten: die hier diskutierten Fördermodelle können sowohl technologie neutral als auch technologiedifferenziert ausgestaltet werden.“

Befürworter einer technologieneutralen Mengensteuerung wie beispielsweise die Monopolkommission (2013) scheinen stillschweigend davon auszugehen, dass die von der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept angestrebten Ziele für erneuerbare Energien in den nächsten Jahrzehnten ausschließlich mit der kostengünstigen **Onshore-Windenergie** erreicht werden können. Und bei ihrer Kritik an den hohen Förderkosten von Photovoltaik unterstellen sie zudem, dass dabei auch keine Solarenergie im bisherigen Umfang benötigt würde.

Das Plädoyer für eine technologie neutrale Förderung mag berechtigt sein, es leidet aber darunter, dass es die dafür zentrale Frage überhaupt nicht problematisiert. Die Befürworter der Mengensteuerung können sich dabei auch nicht auf den Standpunkt zurückziehen, dass der Staat gar nicht wissen könne, welche Industrien, Technologien und Wirtschaftsbereiche zukunftssträftig seien. Sobald er sich für die Förderung erneuerbarer Energien entscheidet, kommt er an einer entsprechenden Festlegung nicht vorbei. Denn selbst wenn sich die deutsche Politik für „Technologie neutralität“ entscheiden würde , verhielte sie sich keinesfalls neutral, sie würde damit vielmehr gezielt die Technologie der Onshore-Windkraft fördern.

Konkret wäre eine technologie-neutrale Förderung in jedem der Basismodelle somit nur dann günstiger als eine differenzierte Förderung von Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie, wenn die von der Bundesregierung angestrebten energiepolitischen Ziele ausschließlich mit Onshore-Windenergie erreicht werden könnten. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung wird bis zum Jahr 2020 eine Verdopplung der Stromerzeugung durch Onshore-Windkraft angestrebt (Tabelle 2). Der für die Überlegenheit einer technologie-neutralen Förderung erforderliche völlige Verzicht auf Windkraft offshore würde bis zum Jahr 2020 eine Zunahme der Onshore-Windkraft um rund 270 % erfordern. Bei dem schon jetzt nicht geringen Widerstand in der Bevölkerung gegenüber Onshore-Windkraftanlagen würde eine so starke Ausweitung aller Voraussicht nach zu erheblichen Akzeptanzproblemen führen, was das Erreichen der längerfristigen Energieziele bis zur Mitte dieses Jahrhunderts erheblich gefährden könnte. Bei der für die Mengensteuerung zu erwartenden Dominanz großer Energieversorgungsunternehmen wäre zudem davon auszugehen, dass der Widerstand noch größer ausfallen wird als bei der Preissteuerung, die von kleineren und lokal vernetzten Anbietern geprägt ist.

Von Acatech (2012) zusammengefasste technische Szenarien für das Erreichen der langfristigen energiepolitischen Ziele zeigen jedenfalls eindeutig, dass die Offshore-Windenergie dabei eine zentrale Rolle spielen wird (Acatech 2012, S. 16).⁹

⁹ Was die Notwendigkeit einer über die Onshore-Windkraft hinausgehenden Technologie angeht, wird auch von Frontier Economics (2012, S. 81) eingeräumt: „Langfristig wird Offshore-Wind für das Erreichen nationaler EE-Langfristziele (von über 65% bis zum Jahr 2040) aufgrund begrenzter Potentiale für Standorte anderer Technologien wohl benötigt werden.“

Tabelle 2: Zielwerte für die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien in GWh/a

Jahr	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Energieträger						
Wind	42900	114807	152340	189874	232574	260079
- onshore	42329	81855	91214	100572	117524	132079
- offshore	570	32951	61127	89302	115050	128000
Photovoltaik	17060	45091	50144	55197	58951	63827
andere Energien	55823	74581	90057	105531	142414	164815
Gesamt	115783	234479	292541	350602	433939	488721

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BMU, Leitstudie 2011, Tabelle 12-1.

Es wäre somit sinnvoll, die Debatte über die Förderung erneuerbarer Energien von der wenig zielführenden Diskussion über Planwirtschaft versus Marktwirtschaft auf die relevante Fragestellung zu konzentrieren, welche Energieträger zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in den nächsten Jahrzehnten erforderlich sind. Sofern sich dabei nicht eindeutig belegen lässt, dass Onshore-Windkraft für die nächsten Jahrzehnte ausreichend ist, um die angestrebte Energiewende zu realisieren, sollten Vorschläge für eine technologieneutrale Förderung nicht weiter verfolgt werden. Sie wären dann aller Wahrscheinlichkeit nach mit höheren Renten für die Produzenten der kostengünstigeren Technologie und höheren Kosten für die Verbraucher verbunden. Anders als von den Vertretern des Quotenmodells behauptet, wäre also die technologieneutrale Mengensteuerung nicht das kostengünstigste, sondern das für die Verbraucher teuerste Förderverfahren.

4.3 Zwischenfazit

Die von den Verfechtern eines Quotenmodells behauptete grundlegende Überlegenheit dieses Verfahrens konnte unter den bisher verwendeten Modellannahmen nicht abgeleitet werden. Es lässt sich vielmehr eine grundsätzliche Äquivalenz der Basismodelle zeigen, die auch in einer Welt mit mehreren Technologien gilt. Allerdings lässt sich schon in diesem einfachen Rahmen der zentrale Nachteil des Quotenmodells erkennen, der darin besteht, dass die für die Verbraucher vorteilhafte Preisdiskriminierung in der Praxis kaum zu realisieren ist. Sie würde ein mit hohen Informations- und Transaktionskosten einhergehendes Nebeneinander mehrerer Märkte für Grünstromzertifikate unterschiedlichster Provenienz erfordern.

5. Unsicherheit über die aggregierte Angebotsfunktion

Bei den bisherigen Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass sie unter der Annahme einer vollständigen Information des Staates als monopsonistischem Nachfrager wie auch der individuellen Anbieter über die aggregierte langfristig Angebotsfunktion abgeleitet worden sind. Gerade im Bereich der erneuerbaren Energien ist diese Annahme jedoch wenig realitätsnah.

Aufgrund des sehr langfristigen Entscheidungshorizonts und des hohen Fixkostenblocks bei den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien ist die Unsicherheit auf diesem Markt sogar besonders hoch. Zur Vereinfachung wird im Folgenden zunächst unterstellt, dass es sich um einmalige Investitionsentscheidungen handelt und dass bei den drei Basismodellen keine Erlöse aus dem EOM erzielt werden. Es wird wie in Schaubild 1 von einer einheitlichen Technologie, aber von Anbietern mit unterschiedlichen langfristigen Grenzkosten ausgegangen.

5.1 Elementare mikroökonomische Analyse

Die Unsicherheit über die aggregierte Angebotsfunktion soll in der Weise abgebildet werden, dass sich während der Investitionsphase

- a) ein positiver Angebotsschock ergibt, indem ein zusätzlicher Anbieter (X) auf den Markt hinzutritt, der mit Kosten von 1 günstiger als die anderen Anbieter produzieren kann (**Schock I**).
- b) ein negativer Angebotsschock ergibt, indem aus der Gruppe der Anbieter A bis G, der Anbieter A herausfällt, der mit den geringsten Kosten produziert (**Schock II**).

Beide Schocks können vom Staat und den anderen Anbietern nicht antizipiert werden. Der Staat sieht sich somit einer Schar möglicher Angebotskurven gegenüber (Schaubild 7). Er möchte wiederum ein Ausbauziel von 4 Einheiten erreichen. Bei vollständiger Information wäre dies identisch mit einem Preis von 5.

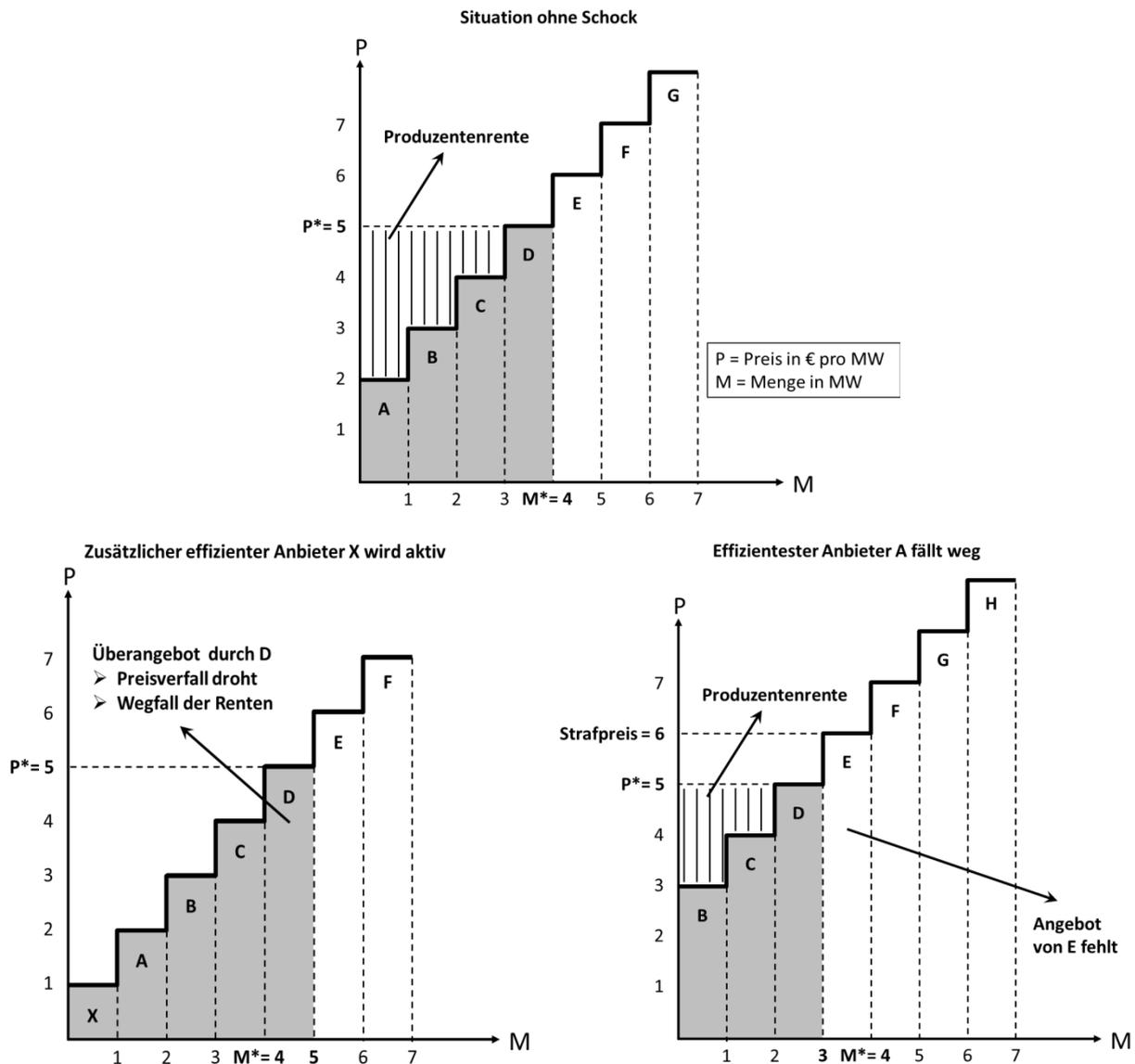
5.1.1 Positiver Angebotsschock: Ein zusätzlicher besonders effizienter Anbieter tritt auf den Markt

Kommt es zu **Schock I**, d.h. die Angebotskurve verschiebt sich durch das Hinzutreten eines besonders kostengünstigen Anbieters X nach rechts, wird im Fall der Preissteuerung eine Leistung von 5 Einheiten erstellt. Das Ausbauziel wird übertroffen und der Staat muss mehr für die Förderung der erneuerbaren Energien bezahlen als geplant. Bei der Mengensteuerung wird auf den ersten Blick das Ausbauziel genau erreicht. Allerdings hängt dies davon ab, wie sich der Anbieter D verhält. Wenn er den Schock nicht antizipieren kann, entscheidet er sich für die Investition, so dass ebenfalls die Leistung von 5 erstellt wird.¹⁰ Da die Strommenge, die damit produziert werden kann, höher ist als die im Rahmen des Grünstrom-Modells erforderlichen Zertifikate, würde der Preis der Zertifikate auf null fallen. Die Verbraucher würden somit die erneuerbaren Energien zum Nulltarif erhalten, allerdings würden Anbieter in die Insolvenz getrieben.¹¹ Dieser Effekt kann nur dadurch verhindert werden, dass der Staat bei der Mengensteuerung von vornherein eine Preis-Untergrenze festlegt. Diese würde dann bei einem solchen Schock den Preis der Grünstromzertifikate bestimmen.

¹⁰ Anders Sachverständigenrat (2012, S. 285): „Im mengenbasierten Verfahren sind derartige unerwartete Kapazitätsausweitungen, wie sie im preisbasierten Verfahren auftreten können, per Konstruktion ausgeschlossen, da der zukünftige Ausbaupfad für die Kapazitäten vorgegeben wird.“

¹¹ In Großbritannien wurde hierfür der sogenannte „headroom“ eingeführt.

Schaubild 7: Unsicherheit über die aggregierte langfristige Angebotsfunktion



Im Fall eines positiven Angebotsschocks kann die Zielüberschreitung zum einen vermieden werden, wenn die **Preissteuerung in der Form einer Auktion** durchgeführt wird. Dieses Verfahren führt dazu, dass die Unsicherheit über die tatsächliche Lage der aggregierten Angebotskurve beseitigt wird. Das Bietungsverfahren dient gleichsam zur Enthüllung der Angebotskurve. Bei Schock I würde sich dann ein Preis von 4 ergeben, bei dem das Ausbaziel genau erreicht würde. Die Zielüberschreitung kann zum anderen durch einen **Kapazitätsmechanismus** vermieden werden, der grundsätzlich in der Form einer Ausschreibung organisiert würde.

5.1.2 Negativer Angebotsschock: Ein besonders effizienter Anbieter fällt aus

Bei **Schock II** verschiebt sich die Angebotskurve durch das Wegfallen des kostengünstigsten Anbieters A nach links. Im Fall der Preissteuerung wird dann eine Leistung von 3 Einheiten erstellt, das Ausbauziel wird nicht erreicht. Bei der Mengensteuerung ist wiederum auf den ersten Blick eine Zielerreichung gegeben. Dies würde allerdings voraussetzen, dass der Anbieter D den Schock antizipiert hat. Unterstellt man wiederum, dass ihm das nicht möglich ist, kann das Ausbauziel auch beim Quotenmodell nicht realisiert werden. Der Preis für die Zertifikate wird dann durch die staatlich bestimmte Strafzahlung bestimmt, die jene Versorger leisten müssen, die über keine ausreichende Menge an Grünstromzertifikaten verfügen.

Die staatlich festgesetzte Preisobergrenze bestimmt auch die Renten, die die Anbieter B, C und D erhalten. Je höher die Strafzahlung festgelegt wird, desto größer fallen die Renten der Anbieter aus, die am Markt sind. Entscheidend ist dabei, dass die Strafzahlung nicht von den Anbietern, sondern von den Verbrauchern geleistet wird. Ein Stromerzeuger, der darauf verzichtet, in erneuerbare Energien zu investieren, wird also nicht direkt sanktioniert, sondern nur indirekt, da er nicht an den möglichen Renten partizipieren kann, die im Fall eines Nicht-Ereichens des Ausbauziels durch die Strafzahlung entstehen. Die optimale Höhe der Strafzahlung müsste dem Zielpreis von $P^*=5$ entsprechen. Eine höhere Strafzahlung, zum Beispiel in Höhe von 6, würde höhere funktionslose Renten für die Unternehmen bedeuten, da diese nach der Realisation des Schocks keine Möglichkeit haben, ihre Leistung auszudehnen. Die Tatsache, dass den staatlich fixierten Strafzahlungen und einer eventuellen Preisuntergrenze eine wesentliche Bedeutung im System der Mengensteuerung zukommt, verdeutlicht erneut, wie problematisch es ist, von einer „marktbasierten Mengensteuerung“ zu sprechen.

Wiederum ist es auch bei Schock II möglich, die perfekte Zielerreichung zu garantieren, wenn die Preissteuerung als Auktion organisiert wird oder wenn die Förderung über einen Kapazitätsmechanismus vorgenommen wird.

5.2 Zielerreichungsgrad (Effektivität) der vier Basismodelle

Die einfache Modellanalyse lässt somit erkennen, dass es bei Angebotsschocks, die weder vom Staat noch von den Anbietern (A bis G) antizipiert werden können, bei der Preis- und der Mengensteuerung zu identischen Zielverfehlungen bei der von den Investoren erstellten Leistung kommt. Es trifft also nicht zu, wenn die Anhänger der Mengensteuerung eine „punktgenaue“ Zielerreichung als besonderen Vorteil des Quotenmodells herausstreichen.¹²

¹²Siehe dazu Frontier Economics (2012, S. 2): „Das Modell bewirkt, dass über Marktanreize letztlich genau die EE-Quote erfüllt wird.“ Ebenso RWI (2012, S. 35): „Nicht zuletzt würde die Quotenlösung im Einklang damit stehen, dass für den Ausbau der Erneuerbaren explizite Mengenziele vorgegeben sind. Beim EEG ist hingegen nicht davon auszugehen, dass die politischen Ziele für die Erneuerbaren punktgenau erreicht werden. Vielmehr ist vollkommen unklar, ob die Ziele deutlich verfehlt oder aber erheblich überschritten werden.“ In diesem Sinne äußert sich auch die Monopolkommission (2013, S. 146): „Ein wichtiger Vorteil des Quotenmodells gegenüber einer Preissteuerung ist seine Treffsicherheit.“

Die Ergebnisse der mikroökonomischen Analyse decken sich mit den Erfahrungen, die mit der britischen Mengensteuerung im Rahmen der „renewables obligation“ gesammelt werden konnten. Hier lassen sich fast durchweg erhebliche Zielverfehlungen beobachten (Tabelle 4).

Tabelle 4: Zielvorgaben erneuerbarer Energien vs. Zielerreichung in Großbritannien

	Zielwert	Zielerreichung	Zielerreichungsgrad
2002	3,0%	1,8%	60%
2003	4,3%	2,2%	51%
2004	4,9%	3,1%	63%
2005	5,5%	4,0%	73%
2006	6,7%	4,4%	66%
2007	7,9%	4,8%	62%
2008	9,1%	5,4%	59%
2009	10,1%	6,7%	66%

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an RWI (2012, S.41) mit Daten aus DECC (2010).

Demgegenüber ergeben sich jedoch bezüglich der **Kosten und Renten** erhebliche Unterschiede für den Staat bzw. die Verbraucher auf der einen Seite und die Unternehmen auf der anderen Seite.

- Bei der **Preissteuerung** werden die Schocks vollständig vom Staat und damit den Verbrauchern getragen. Bei Schock I sind die Kosten für den Staat höher als erwartet, weil das Ausbauziel übertroffen wird. Bei Schock II sind sie geringer, aber das Ausbauziel wird verfehlt. Die Unternehmen (A, B, C, D) erhalten unabhängig von den Schocks genau die Rente wie bei der Situation mit vollständiger Information.
- Bei der **Mengensteuerung** werden die Schocks vor allem von den Unternehmen und nur bedingt vom Staat getragen. Bei Schock I kommt es zu einem Preis von Null, der zu Verlusten bei allen Unternehmen führt. Die Verbraucher erhalten erneuerbare Energie zum Nulltarif. Bei Schock II erhalten die Unternehmen (B, C, D) eine zusätzliche Rente, die sich aus der Höhe der Strafzahlung ergibt.
- Bei einer **Preissteuerung mit Auktionsverfahren** und auch bei einem auktionenbasierten **Kapazitätsmechanismus** würde demgegenüber die Unsicherheit über die Förderkosten und die Renten vollständig beseitigt. Das „Mengen- bzw. Preissetzungsrisiko“ (Monopolkommission 2013, S. 149) kann somit nur mit einem Auktionsverfahren wirksam beseitigt werden.

5.3 Allokation von Risiken bei der Preis- und der Mengensteuerung

Der entscheidende Unterschied zwischen der Preissteuerung, wie sie im Rahmen des EEG praktiziert wird, und einem Quotenmodell besteht also darin, dass die Risiken einer Fehleinschätzung bezüglich der aggregierten Angebotskurve bei der Mengensteuerung in erster

Linie von den anbietenden Unternehmen getragen werden müssen, während sie bei der Preissteuerung vom Staat bzw. den Verbrauchern übernommen werden.¹³

5.3.1 Möglichkeiten der Risikodiversifikation bei der Preissteuerung

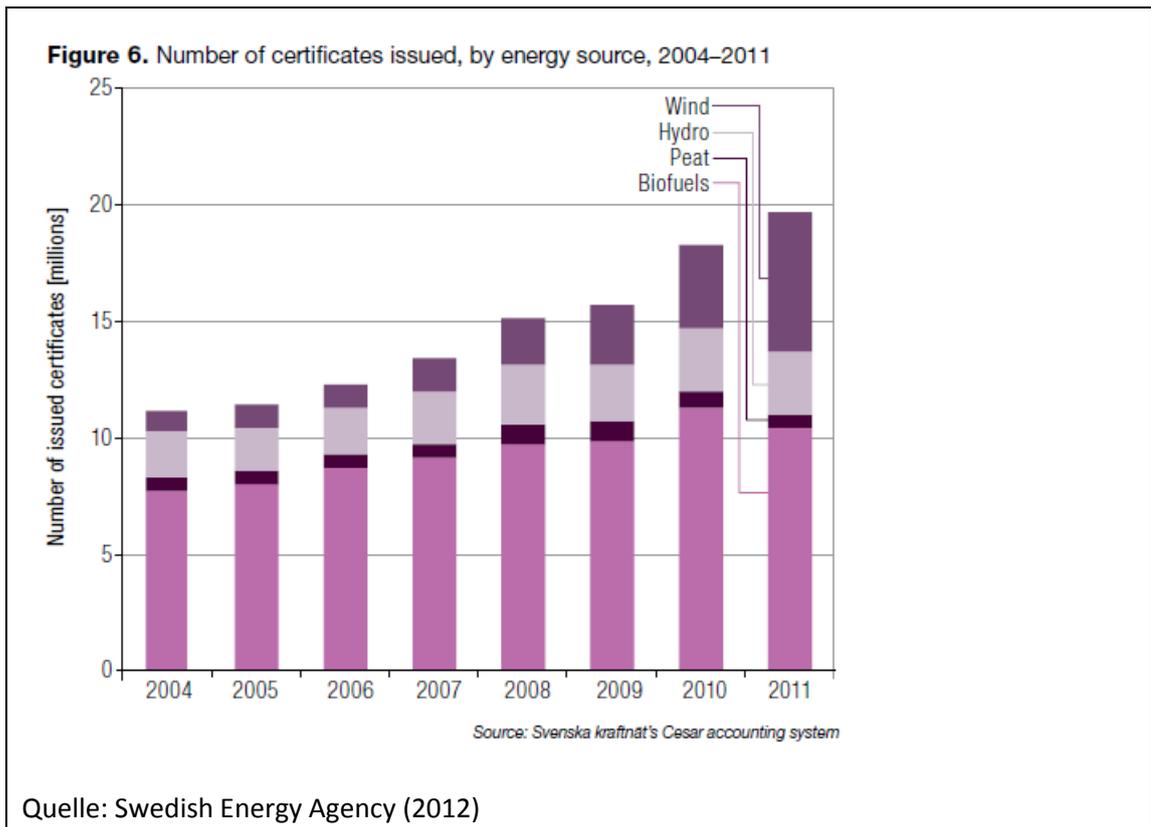
Für den Vergleich zwischen Preis- und Mengensteuerung kommt es somit entscheidend darauf an, wie die aus der Unsicherheit über die Angebotskurve resultierenden Risiken gesamtwirtschaftlich am besten alloziiert werden. Frontier Economics (2012, S. 65) geht davon aus, dass es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht völlig irrelevant sei, ob die Risiken von den Unternehmern oder dem Staat getragen werde. Aus diesem Grund vernachlässigt ihre Analyse diese entscheidenden Aspekte beim Vergleich zwischen Preis- und Mengensteuerung.¹⁴

Kasten 1: Das schwedische Quotenmodell

Von den Anhängern des Quotenmodells werden immer wieder die positiven schwedischen Erfahrungen mit diesem Fördermechanismus genannt (Monopolkommission 2013, S. 142ff). Dabei wird jedoch in der Regel übersehen, dass sich der Energiemarkt Schwedens grundlegend von der Situation in Deutschland wie auch in vielen anderen Ländern unterscheidet. Er ist insbesondere dadurch geprägt, dass dargebotunabhängige erneuerbare Energien (Biomasse, Wasserkraft, Torf) einen sehr hohen Anteil an den gesamten erneuerbaren Energien aufweisen. Diese unterscheiden sich von den dargebotsabhängigen dadurch, dass die Fixkosten erheblich geringer sind und dass die Produktionsmenge perfekt an die jeweils gegebene Nachfragesituation angepasst werden kann. Die Investitionsrisiken, insbesondere das Risiko eine dargebotsabhängige Anlage erstellt zu haben, deren Fixkosten aufgrund eines allgemeinen Überangebots oder aber wegen längerer Phasen mit Preis von Null oder darunter nicht mehr über die Zertifikatspreise amortisiert werden können, sind somit in Schweden erheblich geringer als in Deutschland oder anderen vergleichbaren Ländern.

¹³ So auch Frontier Economics (2012, S. 66): „Das Gesamtrisiko für die Volkswirtschaft ändert sich beim Wechsel zwischen Förderregimen nicht grundsätzlich. Schützt man EE Investoren vor Risiken müssen Andere (Verbraucher oder thermische Erzeuger) diese tragen.“

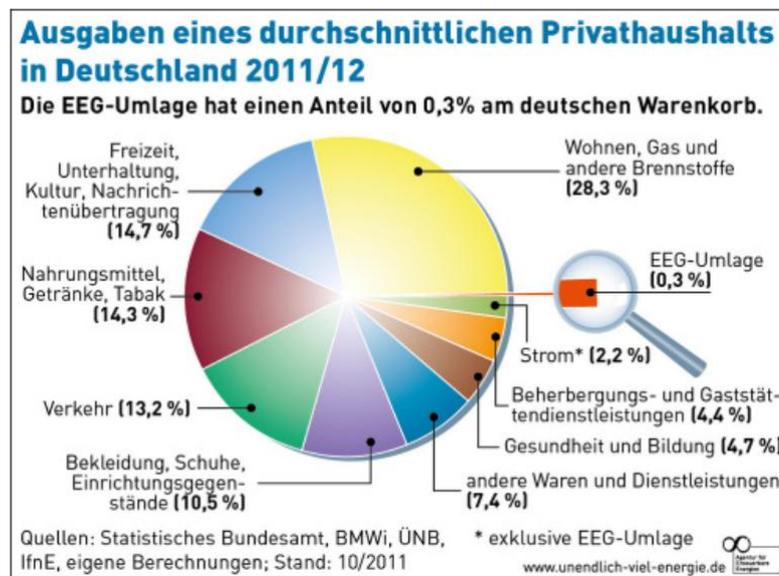
¹⁴ Frontier Economics (2012, S.65): „Die Risiken bleiben also auch in Regimen mit festen Einspeisetarifen bestehen, sie werden nur anders – und ggf. ineffizient – verteilt. Diese logische Überlegung spricht also für sich genommen bei einer Analyse mit volkswirtschaftlicher Orientierung gegen nach Förderregime differenzierte Annahmen zu Finanzierungskosten.“



Diese Argumentation übersieht jedoch, dass man Risiken in einer Volkswirtschaft durch **Diversifikation** reduzieren kann. Genau hierin besteht der entscheidende Vorteil der **Preissteuerung**. Die EEG-Umlage beläuft sich derzeit auf rund 0,5 % der Ausgaben eines durchschnittlichen Privathaushalts (Schaubild 8). Selbst eine unerwartete Verdopplung der Kosten der Preissteuerung würde für die meisten Haushalte somit keine merkliche Belastung bedeuten.¹⁵ Die Risiken der Preissteuerung werden also aufgrund ihres sehr geringen Anteils an den Verbrauchsausgaben nahezu perfekt diversifiziert. Dies gilt im Prinzip auch für den Unternehmenssektor, dessen gesamte Energiekosten nur 2 % der Bruttowertschöpfung ausmachen (Destatis, 2010). Unternehmen mit sehr hohen Stromkosten sind dabei ohnehin von der EEG-Umlage befreit.

¹⁵ Für Haushalte mit sehr geringen Einkommen könnte eine staatliche Absicherung im Rahmen des Arbeitslosengelds II sowie des Wohngelds vorgenommen werden.

Schaubild 8: Zusammensetzung der Ausgaben repräsentativer Haushalte



5.3.2 Risiken bei der Mengensteuerung

Bei der **Mengensteuerung** müssen Angebotschocks demgegenüber in vollem Umfang von den Produzenten getragen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Investoren bei diesem Verfahren in der Realität mit noch sehr viel größeren Schocks konfrontiert sind, als dies in der einfachen Modellanalyse unterstellt wurde. Sie müssen nicht nur damit rechnen, dass während ihrer Investitionsphase mehr Anbieter als erwartet auf den Markt treten. Sie müssen sich vielmehr auch noch darauf einstellen, dass während der gesamten Laufzeit weitere Investoren auf den Plan treten und dass dabei wesentlich kostengünstigere Technologien entwickelt werden. Die Entwicklungen bei der Photovoltaik verdeutlichen, dass es bei den Investitionskosten erneuerbarer Energien zu unerwartet hohen Preissenkungen kommen kann. Bei der Preissteuerung ist dies für einen Investor ohne Bedeutung, da er aufgrund des festen Preises nur zum Zeitpunkt seiner Investitionsentscheidung mit anderen Investoren im Wettbewerb steht. Bei der Mengensteuerung steht ein Investor vor dem Problem, dass er nicht nur zum Investitionszeitpunkt, sondern über die gesamte Laufzeit hinweg mit neuen Investoren konkurrieren muss. Aufgrund des hohen Fixkostenblocks verfügt er jedoch über keine Möglichkeit, auf diesen Wettbewerb angemessen zu reagieren. Erschwerend kommt hinzu, dass bei einem Quotenmodell eine für die gesamte Laufzeit politisch verbindlich fixierte staatliche Zielmenge für Grünstromzertifikate bekannt sein muss. Hierbei besteht jedoch jederzeit ein nicht geringes Risiko von abrupten „Energiewenden“ oder aber zumindest von Neufestlegungen der Zielvorgaben für das Volumen der Grünstromzertifikate.

Diese intertemporalen Risiken der Mengensteuerung ändern nichts Grundsätzliches an dem bisher vorgenommenen Vergleich mit der Preissteuerung. Sie verdeutlichen jedoch die ungewöhnlich hohen Risiken der Mengensteuerung. Es gehört zu den Besonderheiten der deutschen Debatte über die Mengensteuerung, dass die für den Vergleich zwischen Mengen- und Preissteuerung unter dem Aspekt der Effektivität und der Kosteneffizienz

essentiellen Risiken in der Regel überhaupt nicht angesprochen werden und wenn dies der Fall ist, darin sogar noch ein Vorteil der Mengensteuerung gesehen wird.

Wenn es sich dabei nicht um sehr große Unternehmen handelt, die diese Risiken intern diversifizieren können, wirken sich die Risiken der Mengensteuerung in erster Linie auf ihre **Finanzierungskosten** für die Investoren erneuerbarer Energien aus. Aufgrund des hohen Fixkostenblocks stellen diese bei Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien einen hohen Teil der Gesamtkosten dar:

“(...) the cost of capital (discount or interest rate) is an important factor for calculating the cost of wind power.” EWEA (2003, S.103)

Wie Toke (2007) darlegt, lassen sich Investitionen in erneuerbare Energien bei einer Förderung durch die Preissteuerung in der Regel mit einem hohen Fremdkapitalanteil finanzieren, da die Banken mit verlässlichen Einnahmeströmen des Investors rechnen können. Bei einem Quotenmodell erfordere die große Unsicherheit über die zukünftigen Zahlungsströme deutlich höhere Zinsen. Häufig sei dann nur noch eine Eigenkapitalfinanzierung möglich, die noch höhere Kapitalkosten erfordert.¹⁶ Toke (2007, S. 14) kommt bei einem Vergleich des englischen Quotensystem mit der deutschen und spanischen Preissteuerung zu dem Ergebnis:

“(...) the returns per installed MW (after you have taken account of the much lower wind production in Germany) are around double what a German wind operator receives and about a quarter more than a Spanish wind operator is paid for each installed MW.”

Für Italien, das bis zum Jahr 2012 ebenfalls ein Quotensystem verwendete, stellt IRENA-GWEC (2012, S. 104) fest:

“(...) Italy has the highest average expenditure for supporting wind power and small hydroelectric plants in the European Union.”

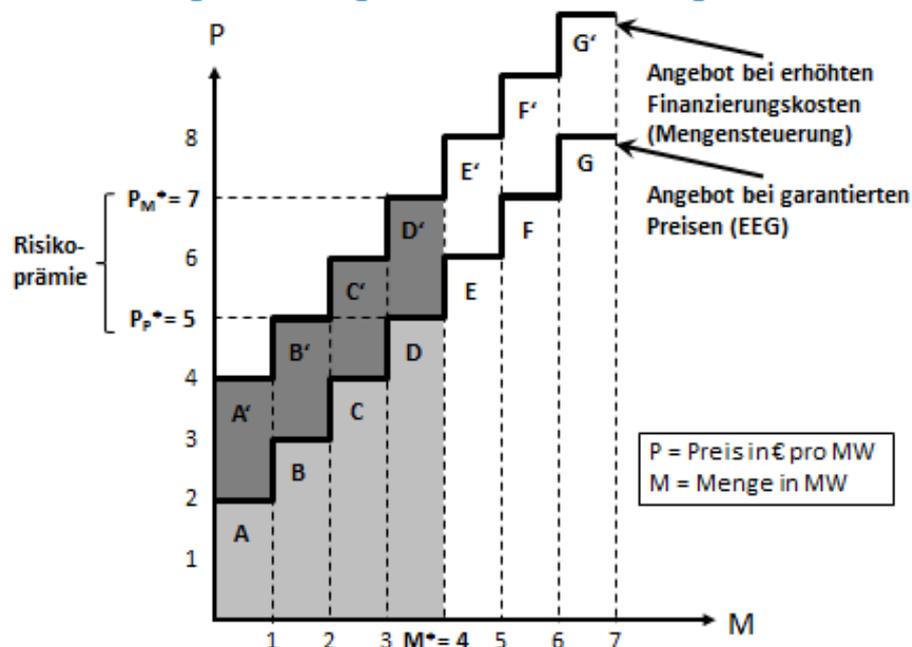
Ein technologieneutrales Quotensystem ist daher nicht nur mit vermeidbaren intramarginalen Renten für die Anbieter erneuerbarer Energien verbunden. Die damit einhergehenden, nur schwer diversifizierbaren Risiken für die Unternehmen erfordern höhere Risikoprämien bei den Kredit- oder Eigenkapitalgebern der entsprechenden Investoren, was sich in höheren Kosten für die Verbraucher niederschlägt. Bei einem System der Preissteuerung werden diese Risiken ohne nennenswerte Kosten von den Verbrauchern

¹⁶ Siehe dazu Stenzel und Frenzel (2008, S.2648) zu den Erfahrungen des Vereinigten Königreichs: “The ROC measure continued to favour large development companies that were able to finance projects off their own balance sheets. Since revenues were subject to fluctuations and there was uncertainty over government policy beyond 2010, banks were initially unwilling to offer project finance for new developments (...). This prevented companies without significant backing from entering the market and left most of the development with established large-scale companies. Furthermore, separating trades in physical electricity and ROCs (Renewable Obligation Certificates; P.B.) present significant transaction costs for new market entrants. (...) the ROC mechanism consequently favoured vertically integrated companies that were able to trade these commodities ‘in house’ among their subsidiaries (...)” Und sie kommen zu dem Befund: “Today, the majority of wind power development in the UK is being undertaken by the large vertically integrated utility companies and a few small developers (...)”

getragen. Diese können die Risiken problemlos diversifizieren, da der Anteil der EEG-Umlage am gesamten Budget eines privaten Haushalts nahezu vernachlässigbar ist.

In dem hier verwendeten Beispiel könnte man die höheren Finanzierungskosten der Mengensteuerung so abbilden, dass die Kosten der Anbieter bei der Mengensteuerung jeweils um zwei Einheiten höher ausfallen (Schaubild 9). Während bei der Preissteuerung das Mengenziel von 4 Einheiten weiterhin mit einem Preis von 5 zu erzielen ist, macht die Mengensteuerung einen Preis von 7 erforderlich.

Schaubild 9: Unsicherheit über zu erzielende Preise spiegelt sich bei Mengensteuerung in erhöhten Finanzierungskosten wider



Kasten 2: Der Einfluss der Finanzierungskosten auf die Kosten erneuerbarer Energien

Die Bedeutung der Fremdfinanzierungskosten auf die Kosten erneuerbarer Energien lässt sich anhand eines einfachen Zahlenbeispiels grob abschätzen. Ausgangspunkt hierfür ist die „**leverage-Gleichung**“, die die Rendite, die ein Investitionsprojekt erzielen muss (r^*), in Abhängigkeit der Finanzierungsstruktur und der Finanzierungskosten beschreibt:

$$r^* = r_{EK} \cdot EK/GK + i_{FK} \cdot FK/GK$$

Die Zielrendite ergibt sich somit aus der geforderten Eigenkapitalrendite (r_{EK}) des Investors, den am Markt vorherrschenden Fremdkapitalzinsen (i_{FK}), sowie aus der von den Kreditgebern geforderten Eigenkapitalquote (EK/GK) bzw. Fremdkapitalquote (FK/GK). Bei

einer für erneuerbare Energien üblichen Eigenkapitalquote von 20 % und der Annahme einer von den Investoren geforderten Eigenkapitalrendite von 10 % sowie einem Fremdkapitalzins von 5 % ergibt sich eine Zielrendite von 6 %. Diese muss durch den mit der Investition ermöglichten Ertrag aus der erneuerbaren Energie erwirtschaftet werden. Unterstellt man, dass es wegen der Unsicherheit des Quotensystems zu einem Anstieg des Fremdkapitalzinssatzes auf 7 % kommt und dass außerdem die von den Banken geforderte Eigenkapitalquote auf 40 % steigt, erhöht sich die Zielrendite auf 8,2 %. Damit müssten mit dem Investitionsprojekt um 36 % höhere Erträge erwirtschaftet werden, was mit entsprechend höheren Kosten für die Verbraucher verbunden wäre.

So gesehen führen schon relativ kleine Veränderungen bei der Kapitalstruktur und den Finanzierungskosten zu erheblichen Effekten auf die Kosten von erneuerbaren Energien.

5.3.3 Mengensteuerung fördert Großunternehmen und reduziert den Wettbewerb

Die für die Mengensteuerung charakteristischen hohen Risiken für die Investoren wirken sich aber nicht nur nachteilig auf die Finanzierungskosten aus. Sie haben überdies negative Auswirkungen auf die **Marktstruktur**. Da Großunternehmen sehr viel eher in der Lage sind, die Risiken intern zu diversifizieren oder aber die Investitionen in erneuerbare Energien weitgehend mit Eigenkapital zu finanzieren, führt die Mengensteuerung im Vergleich zur Preissteuerung tendenziell dazu, dass der Wettbewerb auf der Anbieterseite reduziert wird. In den Worten von Toke (2011, S. 135):

„What the green electricity certificate does do is give control of the renewables market to the major electricity suppliers, since only they are likely to be regarded as creditworthy by banks and investors in the renewable energy scheme. The battle over incentive structures for renewables is often, and certainly is in this case, a battle for market share among different interest groups.“

Das Beispiel der deutschen Windenergie verdeutlicht den fundamentalen Unterschied zur Preissteuerung:

“Geographically dispersed wind farms, largely developed by small enterprises and cooperatives, have characterised wind development in the country. Historically, private citizens and mostly cooperative programmes owned the majority of the wind turbines.“ (IRENA-GWEC, 2012, S. 68)

So gesehen kann die von ihren Anhängern als „marktwirtschaftlich“ gepriesene Mengensteuerung sogar dazu führen, dass der Wettbewerb bei der Erstellung erneuerbarer Energien geringer ausfällt als bei der scheinbar planwirtschaftlich geprägten Preissteuerung. Toke (2011) erklärt damit die Tatsache, dass große Energieversorgungsunternehmen wie RWE oder E.on eine klare Präferenz für die Mengensteuerung an den Tag legen. So gesehen spielen Interessengruppen nicht nur bei der Preissteuerung, sondern auch bei der

Mengensteuerung eine wichtige Rolle, insbesondere bei der Frage, wie die Mengenziele, die Strafzahlungen und die Untergrenze für die Zertifikatspreise bestimmt werden.¹⁷

Wenn die Mengensteuerung zu einer Einschränkung des Wettbewerbs führt, kann sich diese Form der Förderung erneuerbarer Energien über Renten für intramarginale Anbieter und die höheren Finanzierungskosten hinaus noch zusätzlich verteuern. Von der vermeintlichen Kosteneffizienz der Mengensteuerung ist so nichts mehr zu erkennen.

5.4 Dynamische Aspekte

In der einfachen Modell-Analyse ist bisher von dynamischen Aspekten weitgehend abgesehen worden. Sie ergeben sich zum einen aus den hohen Risiken, die für die Anbieter bei der Mengensteuerung durch den zukünftigen Wettbewerb mit neuen Technologien resultieren. Zum anderen geht es bei der dynamischen Betrachtung der Fördermechanismen vor allem darum, wie sie den technischen Fortschritt fördern können. Eine aktuell teure Technologie kann so eine Kostendegression erfahren, womit sich ihre relative Vorteilhaftigkeit im Laufe der Zeit erhöht.

Solche Effekte werden in erster Linie der Preissteuerung zugeschrieben. Der für diesen Fördermechanismus konstitutive langfristig kalkulierbare Rahmen mache es für die Produzenten der entsprechenden Anlagen attraktiv, Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen in diesem Bereich zu unternehmen. Bergék und Jacobsson (2010) sprechen hier von „**geschützten Märkten**“ („nursing markets“ und „bridging markets“). Diese schaffen für die Anbieter von Investitionsgütern einen Anreiz, in eine neue Industrie einzutreten und Ressourcen für die Produkt-, Prozess- und Marktentwicklung einzusetzen. Das deutsche EEG wird von diesen Autoren als ein erfolgreicher Beitrag zur Schaffung eines „Brückenmarktes“ angesehen. Ohne eine solche Förderung entstehe eine Lücke zwischen der reinen Grundlagenforschung, die auch Demonstrations- und Pilotprojekte einschließt, und der Förderung durch ein Quotensystem, das primär reife Technologien begünstige.

Der eindrucksvolle Preisrückgang bei Photovoltaik-Anlagen, von 2006 bis 2012 sind die Preise um rund 65 % gesunken, ist ein deutlicher Beleg für die mit einer Preissteuerung einhergehenden Potentiale bei der Kostendegression.

6. Theoretische Analyse deckt sich mit empirischen Befunden

Die hier in einem einfachen Modellrahmen dargestellten Zusammenhänge decken sich weitgehend mit empirischen Studien und den „enthüllten Präferenzen“ von hoch entwickelten Ländern und Schwellenländern. So wird die Preissteuerung weltweit derzeit in 65 Ländern praktiziert, die Mengensteuerung nur in 18 Ländern (REN21 ,2012). Vergleichende Studien

¹⁷ Anders Sachverständigenrat (2012, S. 286): „Mit einem verbindlich einzuhaltenden Pfad für die Grünstromquote und einer technologieneutralen Ausgestaltung der Förderung würde zudem der Einfluss von Interessengruppen stark reduziert. Da der Preis von Grünstromzertifikaten durch Angebot und Nachfrage bestimmt würde, bedarf es keiner politischen Eingriffe mehr, um überhöhte Vergütungssätze anzupassen.“

zeigen zumindest keine Überlegenheit der Mengensteuerung über die Preissteuerung. Hierzu einige Zitate aus dem zusammenfassenden Bericht von IRENA (2012):

- “Most studies find that well-designed FITs operate more effectively than the other policy types, but caution that data is insufficient to draw decisive conclusions: the sample of non-FIT policies is small and policies may operate differently as they age.” IRENA (2012, S .12).
- “Studies on the efficiency of regulatory policies generally find FITs to be highly efficient” IRENA (2012, S .14)
- “In a wide review of literature, the IPCC found with some reservations that “FITs have consistently delivered a new supply, from a variety of technologies more effectively and at lower cost than alternative mechanisms”” IRENA (2012, S .14)
- The IEA (2011b) finds that feed-in systems tend to perform better on cost effectiveness than quota trading systems, noting, however, the high efficiency that has been achieved by the certificate scheme in Sweden.” IRENA (2012, S .14)
- “Quota systems with certificate trading have also been criticised for creating barriers to market entry for smaller players, due to their higher transaction and administrative costs compared to policies that use FITs.” IRENA (2012, S .15)
- “FITs are widely thought to have lower administrative costs than quotas and are easier to implement.” IRENA (2012, S .16)

7. Die Europäische Dimension

Die Anhänger der Mengensteuerung sehen einen besonderen Vorteil dieses Mechanismus darin, dass er in besonderer Weise für eine europaweite Förderung erneuerbarer Energien geeignet sei:

„Darüber hinaus ließen sich die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien weiter senken, wenn Standort- und Handelsvorteile innerhalb Europas ausgenutzt würden. Daher sollte das Fördersystem mittelfristig in einen grenzüberschreitenden Handel mit Grünstromzertifikaten überführt werden, indem die Fördersysteme derjenigen Länder zusammengeschlossen werden, die zur Förderung der erneuerbaren Energien ebenfalls auf eine Mengensteuerung zurückgreifen.“¹⁸

Auf den ersten Blick mag ein einheitlicher europaweiter Preis für Grünstromzertifikate attraktiver erscheinen als eine Fülle von nach Technologien und Standorten differenzierten Fördersätzen. Wie schon erwähnt wird dabei jedoch übersehen, dass die Förderungen erneuerbarer Energien bei einer steigenden aggregierten Angebotskurve für die Verbraucher ein einheitlicher Preis immer mit höheren Kosten verbunden ist als ein System, das die Möglichkeiten der Preisdifferenzierung ausschöpft.

Nach Schätzungen von EWEA bestehen erhebliche standortbedingte Unterschiede in den Laufzeiten von Windkraftwerken. Dementsprechend reiche für günstige Standorte eine

¹⁸ Sachverständigenrat (2012, S. 283)

Förderung von 4-5 c€/KWh aus, für ungünstigere sei eine Förderung von 6-8 c€/KWh erforderlich (EWEA, 2003, S. 11). Ein einheitlicher Förderpreis würde somit zu erheblichen intramarginalen Renten der Produzenten mit günstigen Standorten führen. Dieser Effekt könnte nur dann vermieden werden, wenn es möglich wäre, den für die nächsten Jahre geplanten Ausbau der gesamten europäischen Windenergie nur noch in Küstenbereichen mit nahezu identischen Laufzeiten anzusiedeln.

Abgesehen von dem unrealistischen Fall, dass es einen Billigstandort gibt, der für ganz Europa unbegrenzt erneuerbare Energie liefern kann, wird somit der Einheitspreis des Quotenmodells für die Konsumenten umso teurer je größer der Raum ist, für den dieses Modell Anwendung findet.

8. Der dritte Weg: Auktionsverfahren

Die deutsche Diskussion über die Förderung erneuerbarer Energien ist so stark auf die Alternativen der Preis- und der Mengensteuerung fixiert, dass sie - wie das aktuelle Gutachten der Monopolkommission verdeutlicht – teilweise völlig übersieht, wie im Ausland zunehmend Auktionsverfahren an Bedeutung gewinnen.¹⁹ In den Worten eines Berichts von Ernst & Young (2013, S.1) :

“Going once, going twice, sold! These are the words echoing across today’s global renewables market as policy-makers deploy alternative ways to support green growth. Against a backdrop of surging subsidy deficits and public outcry against escalating energy bills, capacity auctions are now becoming the preferred policy mechanism (...).”

Grundsätzlich ist der Vorteil einer Auktion gegenüber beiden bisher beschriebenen Verfahren darin zusehen, dass sie die im vorhergehenden Abschnitt diskutierte Unsicherheit über den konkreten Verlauf der aggregierten Angebotskurve für den Staat wie auch für die Investoren beseitigt. Die Auktion führt gleichsam zur Enthüllung der Angebotskurve zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung.

Mit Auktionsverfahren kann der zentrale Schwachpunkt der Preissteuerung vermieden werden, der von den Kritikern des EEG zu Recht als eine „massive Überförderung“ (Haucap und Kühling, 2012, S.4) im Bereich der Photovoltaik gesehen wird. Eine Auktion macht es also grundsätzlich möglich, tatsächlich eine zielgenaue Erfüllung eines Mengenziels zu realisieren, die bei der Quotensteuerung nur scheinbar erreicht werden kann. Die wirksame Kontrolle über die Menge kann dabei erreicht werden, ohne dass die Investoren den schwer berechenbaren Risiken der Mengensteuerung ausgesetzt werden müssen. Vielmehr verfügen sie durch festgelegte Abnahmepreise für die gesamte Laufzeit über die notwendige Planungssicherheit, was ihnen günstige Finanzierungsmöglichkeiten eröffnet. Und schließlich kann mit dem Auktionsverfahren eine perfekte Preisdiskriminierung nach Standorten (Groscurth und Bode 2011, S. 12) und Technologien erreicht werden. Dies vermeidet zum einen das Problem der „grid congestion“

¹⁹ Für Kalifornien und die Vereinigten Staaten siehe Cozzi (2012), für Frankreich den Bericht des Ministère de Redressement productif (2012).

(Winkler, 2012) und zum anderen können so die Produzentenrenten gering gehalten werden, was zu kostengünstigen Lösungen für die Verbraucher führt.

Natürlich ist auch das Auktionsverfahren nicht ohne Probleme. Die Erfahrungen, die vor allem in China mit diesem Instrument gesammelt wurden, zeigen, dass Investoren dazu neigen, zu günstige Gebote abzugeben („underbidding“), um auf jeden Fall bei der Auktion berücksichtigt zu werden. Wenn sie dann nach Zuteilung die Investition nicht durchführen, wird die Zielerreichung eines Programms beeinträchtigt. Aus diesem Grund wird bei Auktionsverfahren heute in der Regel von den Bietern verlangt, dass sie einen bestimmten Geldbetrag als Sicherheit hinterlegen. Dieser wird zur Strafzahlung, wenn der Bieter das Projekt nicht durchführt verwendet.

Um die Durchführung zu sichern, kann die Auktion zudem vorsehen, dass nur Bieter berücksichtigt werden, die bereits über eine Genehmigung für einen Standort verfügen und die sich durch eine entsprechende technologische Expertise ausweisen können. Alternativ dazu wurde in China ein Modell praktiziert, bei dem der Staat die Standorte für die Auktion bereitstellt. (Cozzi, 2012, S. 31)

Zu den Problemen eines Auktionsverfahrens zählt auch die Gefahr von Absprachen („Kollusion“) zwischen den Anbietern. Aber diese Gefahr besteht auch bei der Mengensteuerung, die tendenziell zu einer Konzentration des Angebots auf einige wenige große Anbieter führt. In der Praxis der Auktionsverfahren hat sich dieses Problem jedoch bisher als nicht unüberwindbar erwiesen:

„What really matters in auction design are the same issues that any industry regulator would recognize as key concerns: discouraging collusive, entry-detering and predatory behavior. In short, good auction design is mostly good elementary economics.“ (Klemperer, 2002, S. 169f.)

Die mit einem Auktionsverfahren zu realisierenden Preissenkungspotentiale lassen sich am Beispiel Brasiliens annäherungsweise ablesen:

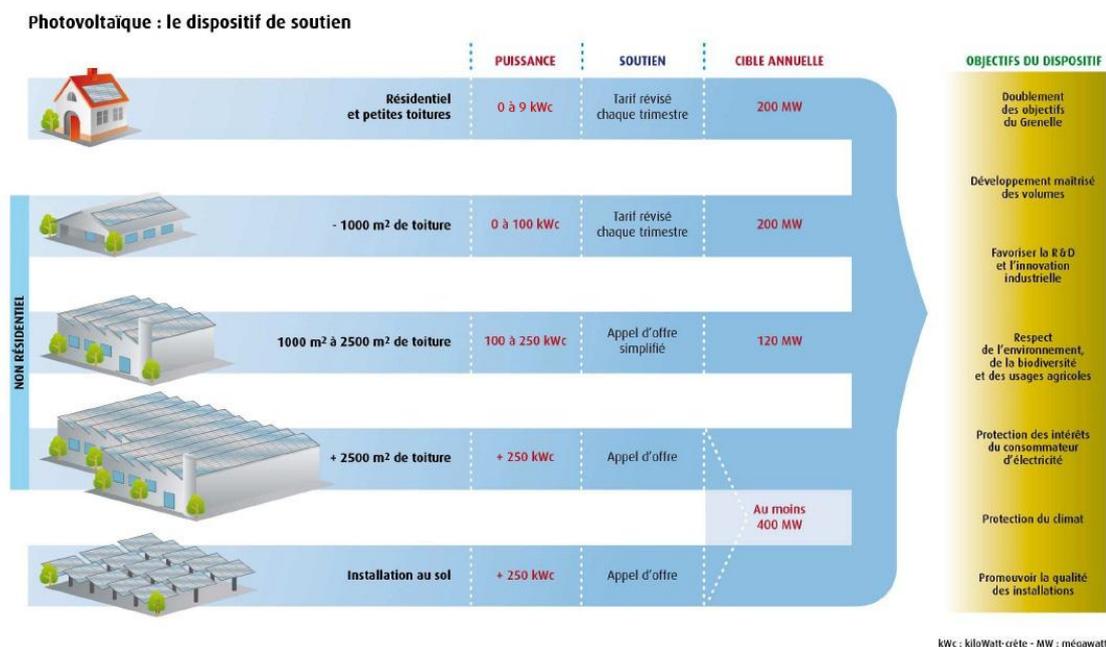
„Contracted power under Brazil’s previous feed-in tariff incentive policy, PROINFA, averaged \$136/MWh. One year later, under the initial one and three year tenders, wind power prices came down precipitously to an average of \$74.4/MWh, over 40% lower than under the previous feed-in tariff regime. The subsequent five year tender yielded even greater price reductions at \$56/MWh.“ (De Souza, 2013)

Somit bieten sich Auktionsverfahren als ein dritter Weg für die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland an. Durch Auktionen können die Vorteile der Preissteuerung (eine über die Investitionsperiode feste Förderung) erreicht werden, ohne dass man ihre Nachteile (Überforderung) in Kauf nehmen muss.

Der Vorteil von Auktionen besteht dabei insbesondere darin, dass sie mit der Preissteuerung des EEG unschwer zu kombinieren sind. So könnte man die Auktion zunächst nur für besonders große Anlagen einführen und ansonsten an der Preissteuerung festhalten. Ein Beispiel hierfür ist die Förderung der Photovoltaik in Frankreich, bei der für kleinere Anlagen eine dem EEG entsprechende Förderung gewährt wird, während für größere Anlagen Ausschreibungen

durchgeführt werden (Schaubild 9). Und anders als bei der Mengensteuerung wäre es auch jederzeit möglich, ohne Umstellungsprobleme wieder zur Preissteuerung zurückzukehren. Für einen Kapazitätsmechanismus mit oder ohne EOM-Erlöse würde sich ohnehin in erster Linie ein Auktionsverfahren anbieten.

Schaubild 9: Der Fördermechanismus für Photovoltaik in Frankreich



Quelle: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quel-est-le-dispositif-de-soutien.html>

9. Integration mit dem EOM-Markt

Aufgrund der bisherigen, auf die Investitionsentscheidung fokussierten Analyse lässt sich eine klare Unterscheidung zwischen den vier Basis-Fördermechanismen vornehmen.

Unter dem Aspekt der **Kosteneffizienz** sind grundsätzlich alle Verfahren von Vorteil, die eine **Preisdifferenzierung** ermöglichen. Intramarginale Renten der Investoren können damit zugunsten der Verbraucher abgeschöpft werden. Dieses Kriterium spricht vor allem gegen die Mengensteuerung, deren Anhänger einen möglichst einheitlichen Preis für Grünstromzertifikate in einem möglichst großen Wirtschaftsraum anstreben. Bei der Preissteuerung lässt sich eine Preisdifferenzierung über Auktionsverfahren ebenso praktizieren, wie über nach Standorten differenzierten Vergütungen. Bei Kapazitätsmechanismen bietet sich eine Ausschreibung ohnehin an.

Unter dem Aspekt der **Kosteneffizienz** sind zudem die **Finanzierungskosten** der Investoren zu berücksichtigen. Die hohe Unsicherheit mit der Investoren bei einem Quotenmodell konfrontiert sind, führt – im Vergleich zur Preissteuerung - zu deutlich höheren Fremdkapitalzinsen oder im Fall der Eigenkapitalfinanzierung zu Eigenkapitalkosten, die üblicherweise über den Kreditzinsen liegen. Dieser Kostennachteil reflektiert die Tatsache, dass die Preissteuerung eine sehr effiziente Diversifikation von Risiken ermöglicht, da sie die Unsicherheit auf eine sehr große Zahl von Verbrauchern überträgt, während beim Quotenmodell eine vergleichsweise geringe Zahl an Investoren mit vergleichsweise hohen Investitionsrisiken konfrontiert wird.

Unter dem Aspekt der **Effektivität** sind die Preissteuerung mit Auktionsverfahren und ein Kapazitätsmechanismus sowohl der Mengensteuerung als auch der Preissteuerung mit staatlich festgelegter Einspeisevergütung/Prämie überlegen. Durch die Auktion oder eine Ausschreibung wird die Unsicherheit über die konkrete Lage der aggregierten Angebotsfunktion beseitigt. Es werden also positive oder negative Angebotsschocks vermieden, wie sie beim EEG oder beim britischen Quotenmodell beobachtet werden konnten.

Aus der bisherigen Analyse lässt sich somit zwar deutlich erkennen, dass das Quotenmodell der Preissteuerung (mit Auktionsverfahren) ebenso wie dem Kapazitätsmechanismus unterlegen ist. Es bleibt jedoch die Frage, wie zwischen den beiden letzteren diskriminiert werden könnte. Dies führt auf das bisher noch nicht diskutierte Kriterium, inwieweit die hier diskutierten Mechanismen in den EOM-Markt integriert werden können.

Dabei ist - wie schon erwähnt - zu unterscheiden zwischen Modellen, die eine Vergütung für Stromlieferung auf dem EOM vorsehen und Modellen, bei denen die Vergütung der Investoren völlig unabhängig vom Marktpreis erfolgt.

- Wenn der Erzeuger **keine marktabhängige Vergütung erhält**, ist seine kurzfristige Angebotsentscheidung von vornherein vom Marktgeschehen entkoppelt. Er wird also insbesondere selbst dann Strom ins Netz einspeisen, wenn der Marktpreis bei null liegt oder sogar negativ ist. Entscheidend ist für ihn allein, dass er aus dem Fördermechanismus für seine zusätzliche Strommenge einen positiven Deckungsbeitrag erhält. Dies ist beim EEG grundsätzlich der Fall, da die Einspeisevergütung stets positiv ist. Bei einem Quotenmodell ist dies immer dann gegeben, wenn der Börsenpreis für die Grünstromzertifikate positiv ist, was für die Funktionsweise dieses Fördermechanismus jedoch konstitutiv ist. Destabilisierende Effekte der Förderung auf den EOM-Markt lassen sich somit nur vermeiden, wenn man mit einem Kapazitätsmechanismus arbeitet. Da hierbei die Förderung eines Investors unabhängig davon ist, welche Menge an Strom er produziert, werden destabilisierende Fehlanreize von vornherein vermieden. Allerdings muss auch bei einem nicht in den EOM integrierten Kapazitätsmechanismus damit gerechnet werden, dass ein Anbieter bei negativen Preisen weiter produziert, da er davon nicht belastet wird.
- Wenn man die vier Basismodelle so gestaltet, dass der Investor zusätzlich **Einnahmen aus dem EOM-Markt** generiert bleibt bei der Preissteuerung der destabilisierende Effekt erhalten, da es für einen Erzeuger im Marktprämienmodell auch bei einem negativen Marktpreis lukrativ ist, Strom ins Netz zu geben, solange die Marktprämie den negativen Marktpreis überkompensiert. Beim Quotenmodell muss ebenfalls mit destabilisierenden

Angebotsentscheidungen gerechnet werden, solange der Preis für Grünstromzertifikate vom Betrag her über dem negativen Marktpreis liegt.

Dieser grundlegende Zusammenhang wird von manchen Anhängern des Quotenmodells offensichtlich übersehen, wie das folgende Zitat verdeutlicht:

„(...) hätten die Produzenten von grünem Strom durch ihre Orientierung am aktuellen Marktpreis einen starken Anreiz, zur Integration der erneuerbaren Energietechnologien in unser Stromversorgungssystem beizutragen, weil sich die Einspeisung von grünem Strom – im Gegensatz zur derzeitigen EEG-Förderung – nach der Nachfrage der Stromverbraucher richten würde. So würden sie in Zeiten geringer Nachfrage mit eventuell daraus resultierenden negativen Strompreisen darauf verzichten, Strom in das Netz einzuspeisen. Dadurch würden potentiell auftretende Netzininstabilitäten vermieden.“ (RWI, 2012, S. 35)

Dementsprechend schlägt die Monopolkommission (2013) vor, dass ein Erzeuger für seine Produktion nur dann Grünstromzertifikate erhält, wenn der Börsenpreis positiv ist. In einem solchen Modell ist auch die Marktintegration gewährleistet, allerdings erhöht dies die dem Quotenmodell immanente hohe Unsicherheit noch zusätzlich.

Ansonsten kann nur ein in den EOM integrierter Kapazitätsmechanismus zu einem Marktdesign führen, bei dem sich die Erzeuger kurzfristig ausschließlich an den Marktsignalen orientieren. Diese sorgen außerdem dafür, dass ein Erzeuger bestrebt ist, seine Anlage jederzeit funktionsfähig zu erhalten, um Markterlöse erzielen zu können. Andernfalls müsste man über Strafzahlungen dafür sorgen, dass eine permanente Einsatzfähigkeit einer Anlage gewährleistet ist.

Der Nachteil eines Kapazitätsmechanismus mit Markterlösen besteht allerdings darin, dass die Investoren mit einer größeren Unsicherheit konfrontiert sind als bei einem Modell, das lediglich eine Vergütung für die Bereitstellung von Leistung vorsieht. Diese Unsicherheit dürfte sich darin niederschlagen, dass bei einem Ausschreibungsverfahren entsprechende Risikoprämien von den potentiellen Investoren gefordert werden. Sind diese sehr hoch, könnte dann der Unterschied zwischen den Kapazitätsvergütungen bei den beiden Ausgestaltungsoptionen relativ gering ausfallen kann

10. Anmaßung von Wissen

Von den Vertretern des Quotenmodells ist häufig zu hören, dass alle anderen Fördermechanismen eine „Anmaßung von Wissen“ (Monopolkommission 2013, S. 138) durch den Staat voraussetzen, die bei ihrem Modell nicht erforderlich sei. Diese Einschätzung ist nur schwer nachvollziehbar, da kein Mechanismus so weitreichende staatliche Festlegungen erfordert wie das Quotenmodell. So ist im Bericht der Monopolkommission (2013, S. 145) zu lesen:

„In einem möglichen deutschen Quotenmodell könnte anknüpfend an die bestehenden Ausbauziele bis 2050 ein entsprechend langfristiger Quotenpfad geschaffen werden, der stabile Rahmenbedingungen und damit eine entsprechende Investitionssicherheit garantiert.“

Anders als die bestehenden Ausbauziele, die bei geänderten technischen Möglichkeiten jederzeit flexibel angepasst werden können, setzt das Quotenmodell voraus, dass ein einmal festgelegter Pfad verbindlich eingehalten wird. Andernfalls käme es zu einer juristisch nicht zu rechtfertigenden Benachteiligung der Investoren, die ihre Entscheidung aufgrund des gegebenen Zielpfades getroffen haben.

Während also bei Verfahren, die eine feste Vergütung für die bestehenden Anlagen vorsehen, jederzeit geänderte Fördermechanismen und Vergütungen für neue Investitionen festgelegt werden können, wenn es zu unerwarteten technischen Veränderungen kommt, zwingt das Quotenmodell zu einer einmaligen unwiderruflichen Fixierung des Ausbaupfades für erneuerbare Energien auf mehrere Jahrzehnte im Voraus.

Eine größere Anmaßung von Wissen durch den Staat ist nur schwer vorstellbar. Dabei ist generell zu berücksichtigen, dass sich selbst überzeugte Marktwirtschaftler wie Friedrich A. Hayek (1945) nicht generell eine staatliche Planung ausgesprochen haben. Sein Plädoyer für den Markt basiert auf der Voraussetzung, dass eine Form von Wissen gibt, das nur **dezentral** verfügbar ist:

“(...) the knowledge of the particular circumstances of time and place. It is with respect to this that practically every individual has some advantage over all others because he possesses unique information of which beneficial use might be made, but of which use can be made only if the decisions depending on it are left to him or are made with his active cooperation.”

Aber er räumt auch ein, dass eine andere Form von Wissen gibt, die besser auf eine **zentrale Ebene** gesammelt und verarbeitet wird:

“It may be admitted that, as far as scientific knowledge is concerned, a body of suitably chosen experts may be in the best position to command all the best knowledge available— though this is of course merely shifting the difficulty to the problem of selecting the experts.”

Kommt es bei der langfristigen Planung der Energieversorgung einer Volkswirtschaft eher auf das „knowledge of the particular circumstances in point and place“ an, oder ist dabei nicht eher ein „scientific knowledge“ erforderlich?

11. Zusammenfassung

Die in dieser Studie vorgenommene mikroökonomische Analyse unterschiedlicher **Fördermechanismen** zur Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien lässt sich anhand von vier Kriterien zusammenfassen:

- **Sicherheit für Investoren:** dieses Kriterium wird vor allem dadurch gewährleistet, dass durch den Fördermechanismus verlässliche Zahlungsströme geschaffen werden. Dies ist eine wichtige Voraussetzung dafür, dass Investoren sich zu günstigen Zinsen refinanzieren können. Bei der traditionell hohen Fremdfinanzierung in diesem Sektor ist das ein

wesentlicher Beitrag dazu, die Kosten der erneuerbaren Energien für die Verbraucher gering zu halten.

- **Vermeiden von Überrenditen der Energieanbieter:** dieses Kriterium kann in erster Linie dadurch erreicht werden, dass bei der Förderung das Instrument der Preisdifferenzierung genutzt wird. Das im Rahmen des Monopsons mögliche Abschöpfen von Produzentenrenten sorgt ebenfalls dafür, die Kosten für den Verbraucher zu begrenzen.
- **Effektivität:** die Fördermechanismen sollten so ausgestaltet sein, dass das von der Politik angestrebte Ausbauziel möglichst zielgenau erreicht werden kann. Eine Zielüberschreitung ist entweder für die Verbraucher oder für die Investoren mit finanziellen Einbußen verbunden. Eine Zielunterschreitung wäre in erster Linie aus politischer Sicht von Nachteil.
- **Marktintegration:** die Fördermechanismen sollten so beschaffen sein, dass die Anbieter auf die Preissignale am EOM-Markt reagieren. Insbesondere sollte verhindert werden, dass in Phasen mit negativen Marktpreisen Strom aus erneuerbaren Energien in den Markt gebracht wird.

Von den in diesem Papier analysierten acht Fördermechanismen werden diese Kriterien in ganz unterschiedlicher Weise erfüllt.

Unter dem Aspekt der **Planungssicherheit** für Investoren schneiden die Modelle der **Mengensteuerung** besonders ungünstig ab. Dies ergibt sich daraus, dass hier die Investoren bei ihrer Investitionsentscheidung damit rechnen müssen, dass das aggregierte Angebot höher ausfällt, als sie erwartet haben. Konkret könnte das für einen Investor bedeuten, dass er eine Anlage erstellt hat, deren Kosten dann höher liegen, als der von ihm erwartete Preis für Grünstromzertifikat. Die Unsicherheit hält aber auch nach der Investitionsphase unvermindert an, da während der gesamten Laufzeit einer Anlage ständig neue Produzenten auf den Markt treten können, die in Konkurrenz mit der alten Anlage treten. Als weiteres Unsicherheitsmoment kommt hinzu, dass die Höhe der Grünstromzertifikate politisch bestimmt wird, so dass die während der langen Laufzeit einer Anlage jeweils relevante Nachfragemenge alles andere als sicher ist. Die hohe Unsicherheit dürfte zum einen dazu führen, dass die Finanzierungskosten bei Quotenmodellen sehr hoch sein werden. Zum anderen ist damit zu rechnen, dass nur sehr große Anbieter in den Markt treten werden, die in der Lage sind, diese Risiken im Rahmen eines breit angelegten Geschäftsmodells zu diversifizieren. Die zu erwartende geringe Intensität dürfte zu zusätzlichen Kosten für die Verbraucher führen. Bei den **übrigen Fördermechanismen** ist die Unsicherheit davon abhängig, ob neben der staatlichen Förderung auch Erlöse aus dem EOM-Markt vorgesehen sind. Da diese grundsätzlich schwer zu prognostizieren sind, bedeuten sie höhere Risiken für die Investoren als im Fall von Fördermodellen, die eine vom EOM-Markt unabhängige Förderung vorsehen. Grundsätzlich besteht jedoch die Möglichkeit, diese Risiken durch die staatliche Förderung auszugleichen. In einem hypothetischen Extremfall, bei dem der Erwartungswert der EOM-Erlöse gleich null ist, käme es zu einer Konvergenz der Förderungsmechanismen mit und ohne EOM-Erlöse.

Unter dem Aspekt der **Kosteneffizienz** sind Fördermechanismen vorzuziehen, die eine Preisdifferenzierung erlauben. Dies spricht wiederum gegen die Mengensteuerung, die auf einen einheitlichen Preis für Grünstromzertifikate abzielt. Besonders hohe Kosten würden sich dabei einstellen, wenn ein Quotenmodell technologieneutral ausgestaltet wird, obwohl zu Erreichung der energiepolitischen Ziele mehr als eine Technologie benötigt wird. Im EEG, wie es

bisher praktiziert wird, besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Preisdifferenzierung nach Technologien wie nach Standorten. Allerdings erfolgt dort die Preisgestaltung im Rahmen des politischen Prozesses, womit die Gefahr von Überrenditen gegeben ist. In dieser Hinsicht sind Auktionsmodelle eindeutig der überlegene Ansatz. Sie nutzen den Marktmechanismus als „Entdeckungsverfahren“, was sich für die Verbraucher eindeutig auszahlen dürfte. Dies gilt für Auktionsverfahren im Rahmen einer arbeitsabhängigen Förderung ebenso wie für Auktionsverfahren bei einem Kapazitätsmechanismus.

Beim Kriterium der **Effektivität** hat das EEG im Bereich der Fotovoltaik in den letzten Jahren sehr ungünstig abgeschnitten. Für die Kritiker der Preissteuerung ist dies die entscheidende Begründung für den Übergang zur Mengensteuerung. Es konnte in dieser Studie jedoch gezeigt werden, dass es bei Unsicherheit über die aggregierte Angebotsfunktion auch in einem Quotenmodell zur Über- oder Unterschreitung der quantitativen Ziele kommen kann. Die Erfahrungen des Vereinigten Königreichs sind hierfür ein klarer Beleg. Die Antwort auf die unzureichende Kontrolle über die Fördervolumen bei der Preissteuerung ist daher nicht der Übergang zur Mengensteuerung, sondern vielmehr die Nutzung von Auktionsverfahren. Sie tragen dazu bei, die für Über- und Unterschreitung maßgebliche Unsicherheit über die aggregierte Angebotsfunktion zu beseitigen. Auktionen führen gleichsam zur „Enthüllung“ der Angebotsfunktion. Die in vielen Ländern zu beobachtende Hinwendung zu Auktionsverfahren verdeutlicht, dass die Vorteile dieses Instruments in den vergangenen Jahren mehr und mehr erkannt worden sind.

Beim Kriterium der **Marktintegration** schneiden alle Mechanismen ungünstig ab, die den Produzenten eine vom Marktpreis unabhängige Vergütung für elektrische Arbeit bieten. In solchen Modellen ist es grundsätzlich für Anbieter attraktiv, Strom zu produzieren, solange diese Vergütung höher ist als der negative Marktpreis. Dies gilt auch für das Quotenmodell, wenn der Preis für Grünstromzertifikate betragsmäßig höher ist als der negative Marktpreis. Anders als von den Anhängern dieses Modells behauptet, ist es also ebenso wenig "marktkonform" wie das EEG. Falsche Marktanreize können somit nur von einem Kapazitätsmechanismus verhindert werden, bei dem die staatliche Förderung nicht für Arbeit, sondern für Leistung gewährleistet wird. Allerdings gilt das nur für den **integrierten Kapazitätsmechanismus**, bei dem die Anbieter neben der Förderung auch Erlöse aus dem EOM-Markt erzielen.

Fasst man alle vier Kriterien zusammen, ergibt sich eine eindeutige **Hierarchie der Fördermechanismen**.

- Der **integrierte Kapazitätsmechanismus** ist allen anderen Verfahren eindeutig überlegen. Er kombiniert eine vergleichsweise hohe Sicherheit für Investoren mit einer hohen Kosteneffizienz, die durch das Auktionsverfahren gewährleistet wird. Dies sorgt zugleich dafür, dass Zielüberschreitungen verhindert werden. Es ist außerdem das einzige Verfahren, bei dem sich die Produzenten in ihrer laufenden Produktionsentscheidung ausschließlich an den jeweils gegebenen Signalen des EOM orientieren. Bei allen Vorteilen dieses Verfahrens ist allerdings zu berücksichtigen, dass Auktionen mit höheren Transaktionskosten als eine Einspeisevergütung verbunden sind, die sich insbesondere auf kleinere Akteure nachteilig auswirken können.

- Besonders ungünstig schneidet hingegen das **Quotenmodell** ab. Anders als von seinen Anhängern behauptet dürfte es mit besonders hohen Kosten für die Verbraucher verbunden sein. Diese resultieren zum einen aus der Unsicherheit über die Zahlungsströme, die zu hohen Finanzierungskosten führt. Aber auch die zu erwartende geringe Wettbewerbsintensität dürfte zu einer Kostenbelastung für die Verbraucher führen. Da bei diesem Modell keine Preisdifferenzierung praktiziert werden soll, kommt es zudem zu hohen intramarginale Renten der Produzenten, was wiederum zulasten der Verbraucher geht. Unter dem Aspekt der Effektivität schneidet dieses Verfahren ebenso ungünstig ab wie das EEG. Dies gilt auch für das Kriterium der Marktintegration, bei dem durch den Förderungsmechanismus – ähnlich wie beim EEG – auch dann ein Produktionsanreiz gegeben sein kann, wenn die EOM-Preise bei null oder sogar unter null liegen.

	Ausgestaltung der Förderung		Bewertungskriterien bei statischer Betrachtung			
Fördermodelle für fluktuierende erneuerbare Energien	Investor erzielt Erlöse durch Verkauf von Strom auf EOM	Differenzierter Förderpreis durch Auktionsverfahren	Sicherheit für Investoren d.h. vorhersehbare Cashflows und geringe Finanzierungskosten (=indirekter Beitrag zur Kosteneffizienz)	Kosteneffizienz d.h. Kostenvorteile für Verbraucher durch Abschöpfen Produzentenrenten	Effektivität, d.h. Vermeiden von Zielüber- und Zielunterschreitungen bei der Bereitstellung von Leistung	Marktintegration d.h. Vermeidung von Stromproduktion bei EOM-Preisen unter Null
A. Preissteuerung (arbeitsabhängig)						
1. EEG	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
2. Marktprämie	Ja	Nein	Bedingt	Nein	Nein	Nein
B. Mengensteuerung (arbeitsabhängig)						
3. Zertifikatsmodell	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
4. Quotenmodell	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
C. Auktionsmodelle(arbeitsabhängig)						
5. EEG mit Auktion	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
6. Marktprämie mit Auktion	Ja	Ja	Bedingt	Ja	Ja	Nein
D. Kapazitätsmechanismen						
7. Reiner Kapazitätsmechanismus	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein, da keine Anreize zum Abschalten bei negativen Preisen
8. Integrierter Kapazitätsmechanismus	Ja	Ja	Bedingt	Ja	Ja	Ja, zusätzlich positiver Anreiz zu Produktionsbereitschaft

Literaturverzeichnis

Acatech (2012): Die Energiewende finanzierbar gestalten – Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft. Acatech Position, September 2012.

Bergek, Anna und Staffan Jacobssoon (2010): Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. Energy Policy, Vol. 38, No. 3, pp. 1255-1271.

Boute, Anatole (2012): Promoting Renewable Energy through Capacity Markets: An Analysis of the Russian Support Scheme. Energy Policy, Vol. 46, No. 1, pp. 68-77.

Castro de, Nivalde J., Roberto Brandao, Simona Marcu and Guilherme de A. Dantas (2010): Market design in electric systems with high renewables penetration. GESEL.

Cozzi, Paolo (2012): Assessing reverse auctions as a policy tool for renewable energy development. Center for International Environment and Resource Policy, No. 007, May 2012.

De Souza, José (2013): Renewable energies in the auctions: lessons. Columns. Zuletzt aufgerufen am 04.07.2013: <http://english.unica.com.br/opinioao/show.asp?msgCode=9E48FCF9-955D-490F-9FF3-F1756F6F8089>.

DECC (2010): Digest of UK Energy Statistics 2010. Zuletzt aufgerufen am 04.07.2013: www.decc.gov.uk.

Destatis (2010): Produzierendes Gewerbe, Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4, Reihe 4.3.

Diekmann, Jochen, Claudia Kemfert, Karsten Neuhoff, Wolf-Peter Schill und Thure Traber (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. Wochenbericht des DIW Berlin 45/2012, S. 15-20.

Ernst & Young (2013): Renewable energy country attractiveness indices. Issue 36, February 2013.

EWEA (2003): Wind Energy - The Facts, Cost and Prices. Volume 2., S. 95-110.

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

Groscurth, Helmuth-M. und Sven Bode (2011): Das Mengen-Markt-Modell. Institut für Energie- und Klimapolitik, Discussion Paper, No. 4, April 2011.

Haucap, Justus und Jürgen Kühling (2012): Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell. Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 33, November 2012.

Hayek, Friedrich A. (1945), The Use of Knowledge in Society, American Economic Review. XXXV, No. 4. pp. 519-30.

IRENA (2012): Evaluating Policies in Support of the development of renewable power. IRENA policy brief, November 2012.

IRENA-GWEC (2012): 30 years of policies for wind energy, Lessons from 12 wind energy markets. Global Wind Energy Council and International Renewable Energy Agency, pp. 64-71

Klemperer, Paul (2002): What really matters in auction design. Journal of Economic Perspectives, Vol. 16, No.1, Winter 2002, pp. 169-189.

Ministère de Redressement productif (2012): Éolien et photovoltaïque: Enjeux énergétiques, industriels et sociétaux. Septembre 2012.

Monopolkommission (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Sondergutachten 59.

Monopolkommission (2013); Energie 2013: Wettbewerb im Zeichen der Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Sondergutachten 65

REN21 (2012): Renewables 2012 Global Status Report. <http://www.ren21.net/Resources/Publications/REN21Publications/Renewables2012GlobalStatusReport.aspx>

Richter, Rudolf und Eirik Furubotn (2003): Neue Institutionenökonomik. Eine Einführung und kritische Würdigung. 3. Auflage, Mohr Siebeck, Tübingen 2003.

RWI (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, August 2012.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/12.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012): Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland. Jahresgutachten 2012/13.

Stenzel, Till and Alexander Frenzel (2008): Regulating technological change-The strategic reactions of utility companies towards subsidy policies in the German, Spanish and UK electricity markets. Energy Policy, Vol. 36, Issue 7, July 2008, pp. 2645-2657.

Toke, David (2007): Making the UK Renewables Programme FITTER. World Future Council, August 2007.

Toke (2011): Ecological Modernisation and Renewable Energy. New York 2011.

Verband kommunaler Unternehmen (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland - Langfassung. Energiewirtschaftliches Gutachten „Zukunftsfähiges Energiemarktdesign“, März 2013.

Windenergie im Binnenland (2013): Referenzertrag von Windenergieanlagen. Zuletzt aufgerufen am 04.07.2013: <http://www.windenergie-im-binnenland.de/referenzertrag.html>.

Winkler, Jenny (2012): Electricity market design for 100% renewable electricity in Germany, 12. Symposium Energieinnovation, February 2012.

