

Der regulatorische Rahmen für die Energiewende

Stellungnahme zur Anhörung
der Kommission zur Parlamentarischen
Begleitung der Energiewende in Bayern
des Bayerischen Landtags

am 7. Mai 2012

Berlin, 6. Mai 2012

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Schicklerstr. 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: (030) 405085-0
Fax: (030) 405085-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-33

www.oeko.de

Fragenkomplex A: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

1. a) *Wie bewerten Sie die Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf den Preisbildungsmechanismus der Großhandelsmärkte für Strom und wie bewerten Sie vor diesem Hintergrund die bisher ergriffenen Maßnahmen zur Marktintegration Erneuerbarer Energien im EEG?*

Die Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien senkt den Großhandelspreis für Strom bereits heute signifikant (derzeit bis zu 10 €/MWh).

- Dies gilt im Rahmen des aktuellen regulatorischen Rahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Garantiepreise und Einspeisevorrang) für alle durch das EEG flankierten Erzeugungsoptionen.
- Für erneuerbare Energien mit sehr niedrigen Betriebskosten (d.h. die unter den erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung bis auf Weiteres dominierende Erzeugung auf Basis Wind und Sonne) gilt dies – für die bestehenden Anlagen – aber auch für den Fall, dass sie nicht durch das EEG flankiert würden.

Eine vollständige Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt nach heutigem Zuschnitt (Kilowattstunden- oder Energy only-Markt) kann daher prinzipiell nicht gelingen. Entweder das Design des (konventionellen) Strommarkts wird verändert oder erneuerbare Energien bedürfen für immer einer speziellen Flankierung. Diesbezüglich ist aber auch darauf hinzuweisen, dass das Design des heutigen Strommarkts auch mit Blick auf Neuinvestitionen im konventionellen Bereich nicht nachhaltig, d.h. auskömmlich für Neuinvestitionen ist.

Die bis heute versuchten Integrationsmechanismen (Grünstromprivileg bzw. Marktprämie) können vor dem Hintergrund dieser Fundamentalsituation vielleicht in Einzelaspekten der Marktintegration (Vermarktung von variablen erneuerbaren Energien in Terminmärkten etc.) Erfahrungen ermöglichen, ändern jedoch nichts an den beschriebenen Aspekten und werden mittel- und langfristig keine tragfähige Basis für eine Marktintegration der erneuerbaren Energien bilden.

b) *Welche Konsequenzen sollte dies für die Weiterentwicklung des EEG haben?*

Das Garantiepreis- und Vorrangsystem des EEG ist mit Blick auf die Wirksamkeit sowie die – umfassend verstandene – Kosteneffizienz der Flankierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein Erfolg.

Es darf aber auch nicht darüber hinweg gesehen werden, dass beim Flankierungsmodell des EEG auch Grenzen sichtbar geworden sind.

Erstens zeigen sich gerade beim sehr dynamischen PV-Ausbau die Grenzen des deutschen Förderinstrumentariums. Die Anpassung des auf kostenorientierten Garantiepreisen beruhenden Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) haben mit den Preissen-

kungen der PV in den letzten Jahren nicht Schritt halten können und haben zu einem wahren Investitionsfieber im Juli und Dezember geführt, angeheizt stets vom Bestreben, noch eine höhere Förderung mitzunehmen. Vor diesem Hintergrund sind eine starke Absenkung der aktuellen Fördersätze und eine monatliche Anpassung der Degression für die Einspeisevergütungen ein unausweichlicher Schritt.

Zweitens ist aber auch zu berücksichtigen dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest in einigen Nachfragephasen das Segment der Nische verlässt. Für ein Stromsystem, das

- durch ein Lasttal von etwa 35 bis 40 Gigawatt (GW) (meist in den frühen Morgenstunden), durch eine Mittagsspitze von 45 bis 75 GW sowie durch Höchstlasten von 75 bis 80 GW (meist in den frühen Abendstunden)

gekennzeichnet ist, wird bei derzeit installierten Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien von

- ca. 29 GW für Windenergie, bei Windspitzen, die oft in die Nachtstunden fallen und einem jährlichen Zuwachs von ca. 1.500 MW jährlich,
- ca. 7,2 GW für Biomassekraftwerke, oft rund um die Uhr betrieben und einem Zuwachs von etwa 500 MW jährlich,
- ca. 25 GW in PV-Anlagen, mit Produktionsspitzen in der Mittagszeit und einem Zuwachs von ca. 3,8 GW in 2009 sowie 7,4 und 7,5 GW in 2010 bzw. 2011

bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien in wenigen Jahren – in einzelnen Regionen und für einzelne Perioden bereits früher – auch die Frage erheblich an Bedeutung gewinnen, ob und welche Produktions- und Ausbauoptimierung zwischen den verschiedenen Quellen erneuerbarer Stromerzeugung erfolgen müssen.

Die weitere Transformation der Stromversorgung in Richtung eines weitgehend oder vollständig auf erneuerbare Energien abstellenden Systems kann sich vor diesem Hintergrund hinsichtlich der politischen Instrumentierung auf drei verschiedenen Pfaden vollziehen:

1. Das bestehende System von Einspeisevorrang und Garantiepreisen wird langfristig weiter geführt. Mittelfristig wird sich damit die Herausforderung stellen, dass für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen auf planerischem Wege Marktanteile zugeteilt werden und über die Förderung diese Marktanteile umgesetzt werden. Das Problem der Betriebsoptimierung innerhalb der erneuerbaren Energien wird damit nicht gelöst.
2. Das System wird grundsätzlich auf andere Mechanismen (nach dem Modell von Quoten- oder Bonusmodellen) umgestellt. Für die Betriebsoptimierung würde ein solches Modell ausreichende Preissignale erzeugen, hinreichend robuste Preissignale für Investitionen würden jedoch nach allen Erfahrungen nur um den Preis hoher Risikoprämien erzeugt werden. Die notwendigen Innovationseffekte könnten bei den meisten der bisher vorgeschlagenen (tech-

nologieneutralen) Modelle mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erzielt werden, viele dieser Modelle ignorieren zudem die infrastrukturelle Komponente des Ausbaus erneuerbarer Energien und den entsprechend notwendigen zeitlichen und planerischen Vorlauf.

3. Das bestehende Fördersystem des EEG wird schrittweise um Markt Komponenten erweitert (indirekte oder direkte Einbeziehung von Preissignalen aus den Energy only-Märkten, aus zukünftigen Kapazitätsmechanismen bzw. aus entsprechend geöffneten Systemdienstleistungsmärkten) und kann über die Zeit mit einem gleichzeitig angepassten Marktmodell für die konventionelle Erzeugung konvergieren.

Aus Sicht des Verfassers bildet nur der dritte Pfad eine hinreichend robuste Entwicklungsvariante.

2. *Wie bewerten Sie die künftige Bedeutung des EEG vor dem Hintergrund, dass bestimmte Kraftwerksneubauprojekte (z.B. Gaskraftwerke) vermutlich keinen positiven Deckungsbeitrag gegenüber deren Vollkosten mehr erzielen werden („Missing-Money-Problem“)?*

Die inzwischen unübersehbar gewordenen Probleme für die (Re-) Finanzierung neuer konventioneller Kraftwerke entstehen aus vier Gründen:

1. Der Start in den liberalisierten Markt erfolgte 1998 auf der Basis eines sehr spezifischen Kraftwerksparks, der für 15 Jahre vergleichsweise niedrige Strompreise ermöglicht hat. In diesem Markt können bei realistischer Betrachtung Kraftwerksinvestitionen grundsätzlich nicht refinanziert werden. Die drei Investitionswellen seit dem Beginn der Liberalisierung (1998, 2005, 2008) können sämtlich aus Sondersituationen erklärt werden, die sich so nicht wiederholen werden.
2. Diese Situation wird durch den Umbau des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien weiter verschärft, der die Ausnutzung konventioneller Kraftwerke verringert und damit die Refinanzierung weiter verkompliziert.
3. Der Markt für Kraftwerksanlagen hat sich in der letzten Dekade (durch Preise für Stahl, Kupfer etc., aber durch Marktkonzentration auf der Herstellerseite) dramatisch verändert. Konventionelle Kraftwerke kosten heute etwa 70% mehr als im Jahr 2000.
4. Das EU-Emissionshandelssystem hat prinzipiell das Potenzial, die Refinanzierung neuer Kraftwerke zumindest zu verbessern. Beim derzeitigen Ambitionsniveau des Systems wird dieses Potenzial jedoch in keiner Weise ausgeschöpft.

Die Erfahrungen aus anderen liberalisierten Märkten (nach Auslaufen der Übergangsphase) zeigen, dass die Probleme für konventionelle Kraftwerksinvestitionen nicht exklusiv auf die Förderung erneuerbarer Energien zurückgeführt werden können. Die

massive Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beschleunigt damit nur ein latent vorhandenes Problem.

3. *Welche Möglichkeiten sehen Sie, die System- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien durch das EEG oder andere regulatorische Maßnahmen zu verbessern?*

Für die System- und Netzintegration erneuerbarer Energien (jenseits der oben genannten Aspekte hinsichtlich der Marktintegration) wird ein Bündel von Maßnahmen im Rahmen des EEG und der Netzregulierung notwendig werden, das hier nicht im Einzelnen diskutiert werden kann:

- Verpflichtung für Anlagen der erneuerbaren Stromerzeugung, Systemdienstleistungen zu übernehmen, Erhöhung der technischen Fähigkeiten dazu etc.;
- Einführung von Lokalisierungskomponenten für die Errichtung konventioneller wie auch erneuerbarer Kraftwerksanlagen;
- robuste Netzentwicklungs- und Speicherplanung für das Übertragungs- wie auch das Verteilungsnetz.

4. *Könnte die Einführung eines Stetigkeitsbonus (z.B. in Form des Kombikraftwerksbonus) im EEG ein sinnvoller Teil eines Instrumentenmix zur Förderung von Stromspeichern sein?*

Der Versuch, auf Mikroebene, z.B. durch dezentrale Kombination von Erzeugungs- und Speicheroptionen, bestimmte Leistungsprofile zu schaffen, ist wahrscheinlich ökonomisch wenig sinnvoll. Die Optimierung von regenerativer Erzeugung, konventioneller Erzeugung, Nachfragemanagement und Speicherung ist eher auf einer Makroebene ökonomisch sinnvoll und sollte über geeignete Marktmechanismen umgesetzt werden.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass eine Grundsatzdiskussion bzw. Grundsatzentscheidungen noch ausstehen, als was Speicherung im zukünftigen Stromsystem betrachtet werden soll:

- eine jeweils auf Projektebene wirtschaftlich darzustellende Einzelinvestition (als „negative Kraftwerksinvestition“) mit gegenüber heutigen Problemen für Kraftwerksinvestitionen noch verschärften Hausforderungen;
- ein Bestandteil des Infrastruktursystems, der von den Netzbetreibern geplant wird und dessen Kosten wie heutige Netzinvestitionen sozialisiert werden

Wie dem auch sei, angesichts der Tatsache, dass reine Stromspeicher sich eher in der Perspektive von ein bis zwei Dekaden als signifikantes Element des Stromversorgungssystems erweisen werden (jenseits der bereits heute ausgereiften Pumpspeicherkraftwerke und Möglichkeiten der vergleichsweise einfachen und kostengünstigen Stromspeicherung in Kombination mit Fern- und Nahwärmeversorgungssystemen), besteht hier ein noch ausreichender zeitlicher Vorlauf. Die einzige Ausnahme besteht

hier ggf. mit Blick auf die Herausforderungen durch einen massiven Ausbau der dezentralen PV-Stromerzeugung, dabei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass möglicherweise der Umbau von Netzinfrastrukturen (rückspeisefähige Transformatoren im Verteilungsnetz) hier eine zunächst sinnvollere Entwicklungsoption darstellt. Völlig unbenommen ist dabei, dass Anbieter dezentraler Versorgungssysteme eine Speicherintegration auf kommerzieller Basis anbieten. Spezifischer Förderbedarf besteht diesbezüglich – jenseits der Innovationsförderung – kurzfristig jedoch eher nicht.

5. *Wäre eine Wiedereinführung der EEG-Vergütung für Solarkraftwerke auf Ackerflächen sinnvoll, wenn gleichzeitig sichergestellt werden würde, dass die hierfür auszuweisenden Flächen auf ein Prozent der kommunalen landwirtschaftlichen Flächen einer Gemeinde beschränkt werden würden, um lokalen Flächenkonkurrenzen entgegenzuwirken?*

Mangels eigener Kompetenz diesem Bereich kann hier keine spezifische Auskunft erfolgen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass Skaleneffekte auch und besonders für PV-Anlagen eine wichtige Rolle spielen (und insofern die Größenbeschränkungen in der aktuellen EEG-Novelle erstaunlich sind), bildet die Förderung von Freiflächenanlagen immer eine sinnvolle Option, wenn die verbundenen Nutzungskonflikte real und effektiv gelöst werden können.

6. *Wäre eine Anpassung des Referenzertragsmodells im EEG dahingehend sinnvoll, dass Windkraftanlagen an windschwächeren Standorten verstärkt gefördert werden, um eine bessere Erschließung der in Süddeutschland bestehenden Potenziale zu erreichen?*

Eine Veränderung des Referenzertragsmodells in einer Art und Weise, dass Anlagenstandorte mit schlechteren Rahmenbedingungen wirtschaftlich dargestellt werden können, fördert die Windstromerzeugung auf entsprechenden Standorten, auch in Bayern. Eine solche Änderung würde jedoch zu erheblichen Mitnahmeeffekten in anderen Regionen und entsprechenden Kosten führen und ist daher wahrscheinlich kein sinnvoller Weg zur Förderung der Windstromerzeugung spezifisch in Bayern.

Für die bessere Nutzung der regionalen Potenziale sind deshalb wahrscheinlich zwei Ansatzpunkte sinnvoller:

- Verbesserung der planerischen Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte (Flächenausweisung, Abstandgebote etc.);
- Einführung von Lokalisierungsprämien für Regionen mit absehbaren Netzengpässen, sofern die Windkraftherzeugung einen Beitrag zum Abbau der jeweils spezifischen Engpass-Situationen leisten kann.

In der Perspektive sollte jedenfalls versucht werden, das Regelwerk des EEG zu vereinfachen und nicht weiter zu verkomplizieren.

7. *Wie bewerten Sie die Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen im EEG zum 01.01.2012?*

Die derzeit verfolgte Strategie der sehr pauschal und sehr breit angelegten Ausnahmeregelungen für die Zahlung der EEG-Umlage ist falsch. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die EEG-Umlage derzeit zu mehr als einem Drittel aus Umlageeffekten besteht. In anderen Worten: Ohne alle Privilegierungstatbestände könnte die EEG-Umlage um etwa 25% niedriger ausfallen.

8. *Wie sollte das Erneuerbare-Energien-Gesetz zukunftsorientiert und innovationsfördernd weiterentwickelt werden? Wie könnten insbesondere Anreize für die Entwicklung und den Einsatz von Stromspeichern gesetzt werden?*

Hierzu wird auf die Antworten zu den Fragekomplexen A1b und 4 verwiesen. Hinsichtlich der Innovationsförderung bzw. frühen Markteinführung im Bereich der Speicher ist zusätzlich darauf hinzuweisen,

- dass hier sehr sorgfältig nach Speicherprofilen (Stunden-, Tages-, Wochen-, saisonale bzw. überjährige Speicher) unterschieden werden sollte;
- dass Marktmechanismen, die zur Flankierung von konventionellen Kraftwerksinvestitionen eingeführt werden müssen, ggf. so ausgestaltet werden, dass sie auch für marktliche Suchprozesse im Bereich der Speicher nutzbar gemacht werden können.

Das EEG ist wahrscheinlich deswegen kaum der richtige Regelungsort, um die Speicherentwicklung voranzutreiben.

9. *Welche Bedeutung haben der Einspeisevorrang und die garantierten Vergütungssätze im EEG für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien?*

Mit Blick auf den Einspeisevorrang für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind unterschiedliche Ebenen zu unterscheiden:

- Stromerzeugungsanlagen auf Basis Wind- oder Solarenergie haben aufgrund ihrer niedrigen kurzfristigen Grenzkosten immer prioritären Zugang zum Strommarkt (wenn die Errichtung finanzierungsseitig gesichert werden kann). Für Biomasseanlagen gilt dies nicht. Eine Abschaffung des Einspeisevorrangs würde damit marktseitig nur einen (kleineren) Teil der bestehenden Anlagen treffen.
- Eine andere Situation ergibt sich aus der Netzperspektive. Hier ist der vorrangige Netzanschluss bzw. -Zugang für Anlagen der erneuerbaren Stromerzeugung eine sehr wichtige und zentrale Regelung. Dies gilt in zunehmendem Maße, wenn Netzengpässe sich ausweiten sollten (was durch geeignete Netzausbaumaßnahmen zumindest mittelfristig unbedingt zu vermeiden ist).

10. Ist die Einführung einer Beschränkung der Vergütungsmenge (wie jetzt bei der PV vorgesehen) ein sinnvoller Ansatz zur Marktintegration, und wenn ja, gilt dies für alle Technologien der Erneuerbaren Energien?

Die Vorgabe von Entwicklungskorridoren – und insbesondere in der regressiven Form, die momentan in der Novelle des EEG verfolgt wird – ist einerseits nicht sinnvoll, da sich zumindest in der Vergangenheit gezeigt hat, als wie wenig belastbar sich solche Korridor-Planungen im Lichte des realen Innovationsgeschehens erwiesen haben.

Andererseits ist darauf hinzuweisen, dass ein Verbleib in einem Fördersystem, welches auf kostenorientierten Garantiepreisen abstellt, solche Mengenkorridore faktisch erzwingen wird (vgl. dazu die Ausführungen zum Fragenkomplex A1b).

Viel sinnvoller ist so ein Weg, die Steuerung der Ausbaukorridore den Risikoabwägungen der einzelnen Investoren zu überlassen, die entstehen, wenn man Knappheitssignale der Strommärkte auf intelligente Weise in das Fördersystem integriert (vgl. dazu eine ausführlichere Argumentation im Anhang).

11. Wie sind die Planungen für ein einheitliches europäisches Fördermodell zu beurteilen?

Konkrete Planungen oder ein detailliert ausgearbeitetes Konzept für ein europäisches Fördermodell liegen bisher nicht vor, so dass eine diesbezügliche Bewertung hier schlecht möglich ist.

Mit Blick auf die bisher zumindest teilweise formulierten, groben Eckpunkte für ein solches Fördermodell (europaweite, technologie neutrale Ausschreibungen) lassen sich jedoch folgende Anmerkungen machen:

- Ein solches Modell ignoriert die infrastrukturellen Rahmenbedingungen bzw. Handlungsnotwendigkeiten für den Ausbau erneuerbarer Energien weitgehend.
- Viele Ausschreibungsmodelle haben zumindest bisher aus vielerlei Gründen stets zu erhöhten Risikozuschlägen und damit zu erhöhten Kosten geführt.
- Die teilweise postulierten Kostenvorteile solcher Modelle basieren erstens meist auf unrealistischen Infrastrukturvoraussetzungen, die einerseits niemals im angenommenen Rahmen umsetzbar sind und andererseits auf der nicht haltbaren Perfect Foresight-Annahme für die Infrastrukturplanung basieren. Zweitens werden zwar unterschiedliche klimatische oder topologische Voraussetzungen berücksichtigt, regional unterschiedliche Investitionsbedingungen (Finanzierungskosten etc.) werden dagegen oft ausgeblendet.
- Von der politischen und öffentlichen Akzeptanz von Wertschöpfungsförderung in anderen Regionen kann zumindest nicht ohne weiteres ausgegangen werden.

Dies bedeutet jedoch nicht, dass europäische Flankierungskomponenten grundsätzlich nicht verfolgt werden sollten. Auch hier wäre eine schrittweise, und vor allem auf Lernprozesse angelegte Anpassung bzw. Erweiterung des bestehenden Förderinstrumentariums ein sinnvoller Weg, z.B. ein Europa-Aufschlag auf die EEG-Umlage (in Deutschland) oder entsprechende andere Finanzierungsmechanismen (in anderen EU-Staaten), mit denen Projekte von gemeinschaftsweitem Interesse auf geeignete Art und Weise gefördert werden könnten (z.B. in der Nordsee- oder der Mittelmeer-Region).

12. Wie ist das Quotenmodell im Vergleich zum EEG zu beurteilen?

Bisher haben sich Quotenmodelle als wenig erfolgreich erwiesen. Dies betrifft die effektiven Ausbauerfolge wie auch die (durch Risikoprämien erhöhten) Förderkosten. Auch sind bei einem Ausbau jenseits der Nische technologieneutrale Quotenmodelle hinsichtlich der Infrastrukturentwicklung durchaus problematisch. Innovations- und Kosteneffekte, wie sie z.B. maßgeblich durch das EEG erzielt wurden (die massiven Kostensenkungen der PV in der Vergangenheit sind wesentlich durch die robuste Nachfrage im EEG-flankierten deutschen Markt zustande gekommen), wären im Zuge von Quotenmodellen nicht erzielt worden.

Gleichwohl muss ein garantiereisbasiertes System nicht für alle Bereiche und alle Zeiten das zentrale Flankierungsinstrument bleiben. Neben den oben beschriebenen Reformschritten ist es durchaus vorstellbar, für stark „Claim-bezogene“ Formen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie die Offshore-Windstromerzeugung, Schritte auf dem Weg zu Ausschreibungsmodellen zu gehen.

Neben der schrittweisen Einbeziehung von Marktpreissignalen ist der Übergang zu technologiedifferenzierten Finanzierungsmechanismen durchaus eine interessante Option für die Reformschritte der nächsten Jahre.

13. Welche grundsätzlichen Veränderungen sollten beim EEG im kommenden Jahrzehnt vorgenommen werden?

Vergleiche hierzu die Antworten zu den Fragekomplexen A1b, A3, A4, A7, A8, A10, A11 und A12.

14. Wäre eine Neuausrichtung der EEG-Förderung nach Effizienzkriterien (die effizienteste Energieerzeugung erhält die höchsten Vergütungssätze) sinnvoll?

Eine solche Ausrichtung ist vor dem Hintergrund des Grundansatzes des EEG nicht sinnvoll und würde zu erheblichen Mitnahmeeffekten führen, wenn mit Blick auf die Langfristperspektive ein bestimmtes Portfolio von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien ausgebaut werden soll (und damit auch die rechtzeitige Infrastrukturentwicklung abgesichert werden sollen).

15. Welche Kosten entstehen dem Endverbraucher durch die Vergütungssätze des EEG in den folgenden Bereichen:

- a. Wasserkraft
- b. Photovoltaik
- c. Windenergie
- d. Geothermie
- e. Biogas?

Eigene aktuelle Schätzungen für die über das EEG entstehenden Zusatzkosten für die Einspeisung erneuerbarer Energien (Horizont 2010/2012) ergeben die folgenden Anteile für die verschiedenen Energieträger:

- a. für die Wasserkraft ca. 2%;
- b. für die Fotovoltaik ca. 50% bis 60%;
- c. für die Windenergie ca. 15%;
- d. für Geothermie ca. 0,1%;
- e. für Biogas ca. 25 bis 30%.

16. Welche Kostensteigerung ist für den Endverbraucher bei dem erforderlichen Zubau von erneuerbaren Energien in den nächsten 10 Jahren zu erwarten?

Die Kostensteigerungen für die Endverbraucher hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab:

- der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise (und damit der Fundamentaldaten für die Strompreise auf den Großhandelsmärkten);
- der Entwicklung des Niveaus und der Struktur des Zubaus im Bereich der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien;
- dem Umfang der Umverteilungsmechanismen innerhalb des EEG (besondere Ausgleichsregelung);
- der Entwicklung des Stromverbrauchs;
- der Entwicklung des konventionellen Anlagenparks (z.B. als Folge von Kapazitätsmechanismen) sowie
- der Entwicklung der EEG-induzierten Netzkosten

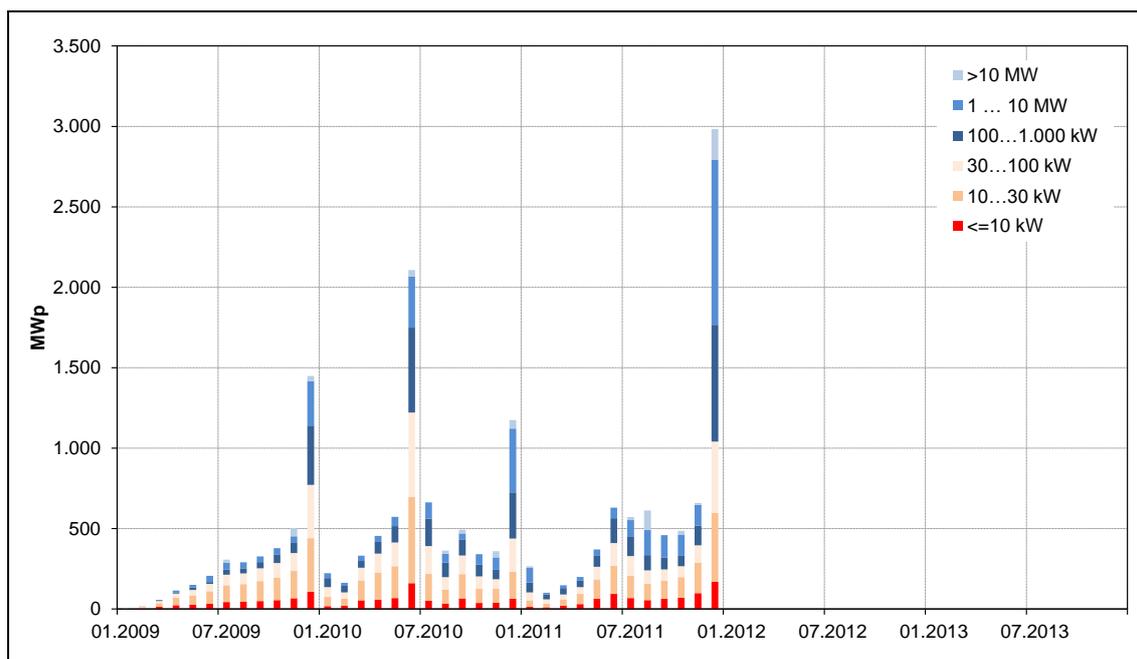
Vor diesem Hintergrund ist eine Prognose für die Kostensteigerung bei den verschiedenen Endverbrauchergruppen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Als Gesamteffekt und bei sorgfältiger Ausgestaltung der entsprechenden Mechanismen ist ein Gesamteffekt (der Großhandelspreise, EEG-Umlagen und Umverteilungsmechanismen sowie Effekte auf die Netznutzungsentgelte berücksichtigt) von unter 3 ct/kWh für nicht privilegierte Verbrauchergruppen erreichbar.

Für im Rahmen des EEG privilegierte Verbrauchergruppen hat der Ausbau der erneuerbaren Energien bisher Kostensenkungen zur Folge gehabt (sie profitieren von den preissenkenden Effekte der erneuerbaren Energien auf den Großhandelsmärkten und beteiligen sich nur marginal an deren Finanzierung), die auch durch den Teil der zukünftig steigenden Netznutzungsentgelte (sofern sie nicht auch hier privilegiert sind) nach aktuellen Schätzungen nicht ausgeglichen werden.

17. Sind Einschränkungen der Förderung von Strom aus Freiflächen-Photovoltaikanlagen der Umsetzung der Energiewende zweckdienlich?

Freiflächenanlagen sind vor allem größere PV-Anlagen. Mit diesen Anlagen ist in den vergangenen Jahren der größte Teil des PV-Ausbaus realisiert worden (siehe Abbildung), wobei die Kosten für dieses Anlagensegment eher günstig sind. Wenn die entsprechenden Nutzungskonflikte gelöst werden können (siehe Ausführungen zu Frage A5), ist die spezifische Einschränkung des Ausbaus von Freiflächenanlagen wenig sinnvoll.

Abbildung 1 Zubau von Fotovoltaikanlagen nach Größenklassen, 2009-2011



Quelle: Bundesnetzagentur, Berechnungen des Öko-Instituts.

Fragenkomplex B: Emissionshandel

1. *Halten Sie den EU-Emissionshandel in seiner derzeitigen rechtlichen Ausgestaltung und seiner Umsetzung für geeignet, einen wirksamen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu leisten und Unternehmen zu Klimaschutzinvestitionen zu bewegen?*

Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) ist ein unverzichtbares, weil langfristig angelegtes Instrument für die Flankierung der Transformation des Energiesystems hin zu einem CO₂-freien System (bereits nach heutiger Rechtslage beinhaltet das EU ETS für die erfassten Anlagen eine Verpflichtung zur Emissionsminderung um über 70% bis 2050!). Gleichwohl ist auf zwei Punkte hinzuweisen:

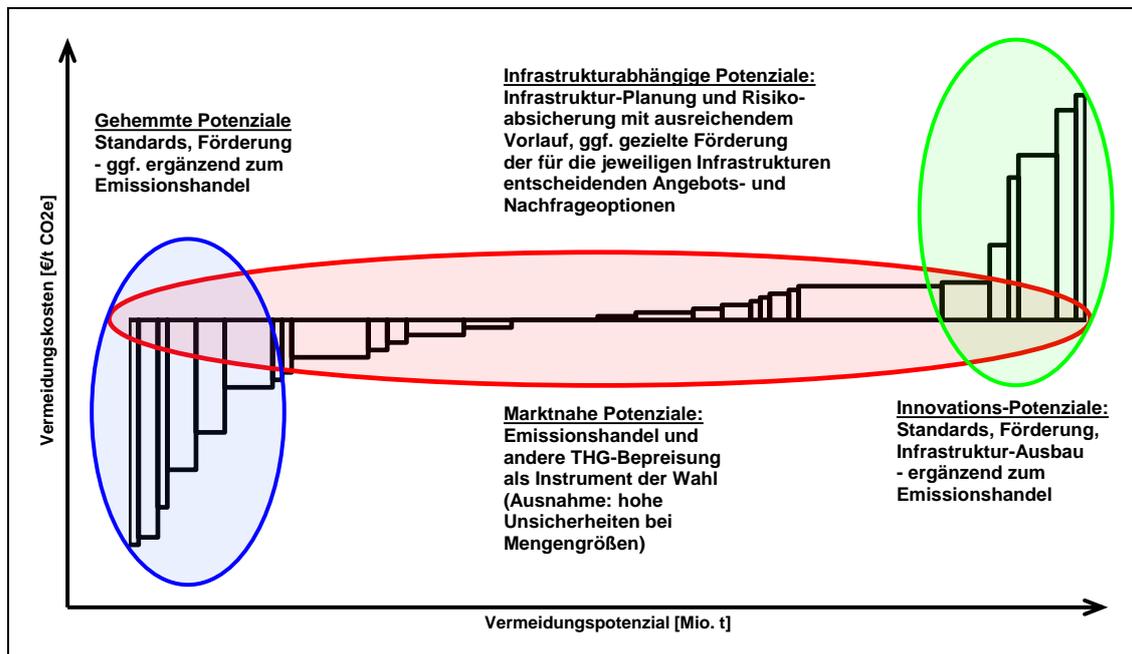
- Das EU ETS bedarf in verschiedenen Bereichen der Ergänzung durch komplementäre Instrumente.
- Die aktuelle Krise des EU ETS ist durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, aber auch durch den massiven Zufluss von Emissionsgutschriften aus internationalen Projekten (Joint Implementation – JI, Clean Development Mechanism – CDM) verursacht. Diese Sondereffekte müssen und können durch einen geeigneten Mix von gezielten Eingriffen gelöst werden.

In jedem Fall würde eine Entwicklung ohne EU ETS die Differenzkosten von Instrumenten wie dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie diverser Förderprogramme massiv in die Höhe treiben.

2. *Ist das Emissionshandelssystem mit dem EEG vereinbar oder beeinflussen sie sich negativ?*

Das EU ETS ist mit technologiespezifischen Förderinstrumenten vereinbar und bedarf solcher komplementärer Instrumente sogar, da Emissionshandel oder andere Instrumente der CO₂-Bepreisung nur in begrenzten Bereichen wirksam sind und wenn die notwendigen Emissionsminderungen im Bereich innovativer, zeitweise aber noch kostenintensiverer Optionen ohne sehr starke Umverteilungseffekte ermöglicht werden sollen (siehe Abbildung). Komplementäre Instrumente zum EU ETS bedürfen jedoch jeweils einer expliziten Begründung.

Abbildung 2 Schematische Zuordnung von Potenzialgruppen für die Emissionsvermeidung und Schwerpunktsetzungen bei der Instrumentierung



Quelle: Matthes (2010).

3. *Wie könnte eine negative wechselseitige Beeinflussung der beiden Instrumente vermieden werden?*

Voraussetzung für die Nutzung von Komplementärintstrumenten zusätzlich zum EU ETS ist die Berücksichtigung der Emissionsminderungswirkungen dieser Instrumente bei der Festlegung der Minderungsziele (Caps) für den EU ETS. Dies ist für den Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien bei der Revision des EU ETS im Jahre 2008 zumindest größtenteils erfolgt, die zwischenzeitlich erfolgten Initiativen zur Erhöhung der Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz wurden dabei nicht berücksichtigt.

Eine Regelung zur (ausnahmsweisen) Anpassung der Caps für den Fall der Einführung sehr wirkungsmächtiger komplementärer Politiken wird daher derzeit als eine der Regelungen zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des EU ETS diskutiert.

Das EU ETS beeinflusst derzeit das EEG positiv, in dem es – wie erwähnt – die durch dieses Flankierungsinstrument entstehenden Zusatzkosten maßgeblich reduziert.

4. *Warum sind – entgegen mancher Prognosen – die Preise für die Emissionshandelszertifikate nach der Stilllegung von acht Atomkraftwerken im Jahr 2011 nicht gestiegen?*

Entsprechende Prognosen waren bereits 2011 stark umstritten und stellten letztlich eine extreme – und in der öffentlichen und politischen Kommunikation überbewertete –

Analyseposition dar (wie im Übrigen auch die Postulierung massiver Senkungen der CO₂-Zertifikatspreise und als maßgebliche Folge dessen auch der Strompreise für den Fall der Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke im Jahr 2010). Im Nachhinein hat sich die damalige Kritik an den erwähnten Prognosen bestätigt, dass sie auf der Basis ungeeigneter Modelle errechnet wurden.

5. *Welche Veränderungen müssen beim Emissionshandel vorgenommen werden, damit er die gewünschte Wirkung entfaltet?*

Die anstehenden Regelungen für die Anpassung des EU ETS werden letztlich ein Maßnahmenpaket umfassen müssen

- die kurzfristige Herausnahme einer bestimmten Mengen von Emissionsberechtigungen aus dem EU ETS (sog. „Set aside“);
- die Anpassung des Emissionsziels (Cap) im EU ETS durch eine Anpassung bzw. Verschärfung des Minderungspfades (sog. „Linear reduction factor“), auch um die Konsistenz zu mittel- und langfristigen Minderungszielen für die EU zu gewährleisten (Debatte um 30%-Minderungsziel für 2020, Diskussionen um die Neudefinition von Minderungszielen für 2030, sowie Konsistenzsicherung des bereits beschlossenen Langfristzieles von 80 bis 95% bis 2050);
- die Schaffung einer Regelung zur (ausnahmsweisen) Anpassung der verfügbaren Emissionsrechte für den (seltenen) Fall der Einführung sehr wirkungsmächtiger komplementärer Instrumente (in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz etc.).

Die Einführung von Preiszielen, Preiskorridoren oder aktiven Maßnahmen zum Preismanagement sind nach Auffassung des Verfassers keine sinnvollen Maßnahmen zur Anpassung des EU ETS.

Fragenkomplex C: Stromnetze

1. *Ist durch die momentane Rechtslage im Bereich der Anreizregulierung gewährleistet, dass die Netzbetreiber notwendige Investitionen beim Aus- und Umbau der Netze tätigen?*

Mangels vertiefter Expertise kann hier keine detaillierte Stellungnahme erfolgen. Gleichwohl sollte berücksichtigt werden, dass die Diskussionen um die Kompatibilität von Netzausbau und –umbau unter Unsicherheit und Anreizregulierung in vielen Mitgliedstaaten der EU erheblich an Intensität gewonnen haben.

2. *Wie kann dem hohen Investitionsbedarf in Übertragungs- und Verteilnetze durch staatliche Vorgaben zeitgerecht Rechnung getragen werden?*

Für den zeitgerechte Um- und Ausbau der Infrastrukturen sind verschiedene Bereiche zu unterscheiden:

- die akzeptanz- und planungssensiblen, aber nur vergleichsweise wenig kostensensiblen Infrastrukturen (Übertragungsnetz)
- die kostensensiblen Infrastrukturen (Verteilungsnetz);
- die regulierungssensiblen Infrastrukturen (Verteilungsnetz).

Hier sind umfassende Maßnahmen notwendig, die an dieser Stelle nicht umfassend beschrieben werden können. Einen wesentlichen Eckpfeiler wird der derzeit in Bearbeitung befindliche Netzentwicklungsplan 2012 bilden.

3. *Sollte es Modifikationen beim Anschlusszwang geben?*

Mangels vertiefter Expertise kann hierzu keine Stellungnahme abgegeben werden.

4. *Welche Lehren können aus den bisherigen Regulierungserfahrungen für die Weiterentwicklung der Förderpolitik Netzausbau und erneuerbare Energien gezogen werden?*

Mangels vertiefter Expertise kann hierzu keine Stellungnahme abgegeben werden.

5. *Ist das „Unbundling“ von Stromerzeugung und -verteilung geeignet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder muss es von Grund auf neu überdacht werden?*

Es sind keine schwerwiegenden Gründe erkennbar, warum das Unbundling sich negativ auf die Versorgungssicherheit (im Zuge des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien) auswirken soll. Im Gegenteil, die klare Abgrenzung von Interessen und Kompetenzen im Bereich der Netze erhöht nach den bisherigen Erfahrungen die Handlungskapazitäten sowie die politische und regulatorische Akzeptanz des notwendigen Netzausbaus.

6. *Wie beurteilen Sie die am 4. August 2011 in Kraft getretene Neufassung des § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung?*

Der § 19 Abs. 2 StromNEV ist eine Umverteilungsmaßnahme im Bereich der Netznutzungsentgelte, die im beschlossenen Umfang und mit der beschlossenen Erfassungsbreite ganz sicher nicht gerechtfertigt ist.

Themenkomplex D: Stromspeicher

1. Was sind geeignete Instrumentarien, um den Bau von Stromspeichern anzuregen?

Im Bereich des Speicherausbaus müssen verschiedene Handlungsebenen unterschieden werden:

- Innovationsförderung für Technologien, die für unterschiedliche Speicherprofile Beiträge erbringen können (Stunden-, Tages-, Wochen-, saisonale bzw. überjährige Speicher);
- zeitnahe Erschließung marktnaher bzw. kostengünstiger Speicheroptionen (Pumpspeicherkraftwerke, Zwischenspeicherung in Kombination mit Fern- und Nahwärmesystemen etc.);
- Ausrichtung der Flankierung für erneuerbare Energien auf einen strommarktorientierten Betrieb (durch schrittweise Einbeziehung entsprechender Preissignale in die Flankierungsinstrumente);
- Spezifikation einer grundsätzlichen Speicherstrategie (Projekt- oder Infrastrukturantritt – vgl. Ausführungen zum Fragenkomplex A4 – sowie Spezifikation möglicher Beiträge des europäischen Auslandes);
- Ausschreibung von Speichern analog zu den Verfahren, die zukünftig für Kraftwerke zur Anwendung kommen können.

Obwohl für den Bereich der Speicher kaum ein massiver, unmittelbarer Umsetzungsdruck existiert, sollte mit den entsprechenden konzeptionellen Arbeiten und Umsetzungs-Pilotversuchen frühzeitig begonnen werden.

2. Wann sollte mit Anreizen für den Ausbau von Speicherinfrastrukturen begonnen werden?

Die schwerpunktmäßige Sicherung des Leistungsbedarfs ist eine geeignete Leitgröße für die Abgrenzung verschiedener Etappen für die Transformation des Stromsystems.

Dabei ist es wenig sinnvoll, Kategorien wie Grundlast oder Grundlastfähigkeit zu analysieren. Entscheidend ist, dass eine – zukünftig möglichst flexible – Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann.

1. In der Optimierungs-Phase (bis zur Ende dieser Dekade), werden (begrenzte) Kapazitäten für die Abdeckung des Restlastbedarfs erschließbar sein
 - a. aus der Flexibilität des bestehenden Kraftwerks- und Speicherparks,
 - b. aus dem europäischen Verbund und
 - c. über eine gezielte Aktivierung der Nachfrageseite.

Darüber hinaus werden Netzengpässe letztlich auch durch gezielte Kraftwerksinvestitionen kompensiert werden müssen. Dazu gehören die regional

fokussierte Errichtung konventioneller Kraftwerke sowie marktnaher Speicheroptionen und die Initiierung der notwendigen Netzinvestitionen.

2. Die Neubau-Phase (2020 bis 2035) wird durch Neuinvestitionen in konventionelle Kraftwerke geprägt sein, die nur wenige Stunden im Jahr laufen.

In dieser Phase werden für Deutschland zusätzliche Kapazitäten von über 10 GW müssen in den Markt kommen. Auch wird in dieser Etappe ein entscheidender Teil des Infrastrukturausbaus umgesetzt sein und der regulative Rahmen für den massiven Speichereinsatz vorbereitet werden müssen.

3. In der Speicher-Phase (ab 2030) werden Speicher, auch im europäischen Verbund, einen zunehmenden Teil der Leistungsbereitstellung und Systemdienstleistungen übernehmen müssen, hierzu muss der Innovationsvorlauf und die Markterschließung in der nächsten Dekade initiiert werden.

3. *Wie sollten diese Anreize im Hinblick auf unterschiedliche Speicherbedarfe differenziert werden?*

Vergleiche hierzu die Ausführungen zu den Fragenkomplexen D1 und D2.

Themenkomplex E: Stromeinsparung/Stromeffizienz

1. *Ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, die Stromeinsparung bzw. Steigerung der Stromeffizienz dem Markt zu überlassen?*

Bei vielen Potenzialen im Bereich der Energieeffizienz (wie auch des nachfrageseitigen Lastmanagements) handelt es sich um gehemmte Potenziale, für die spezifische politische Eingriffe notwendig sind und (volkswirtschaftlich) gerechtfertigt werden können (vgl. die Ausführungen zum Fragenkomplex B2).

2. *Welche Instrumente und Maßnahmen sind geeignet, um die Stromeffizienz zu erhöhen?*

Für die Erschließung der Stromeffizienzpotenziale in ihrer gesamten Breite sind umfassende Maßnahmenpakete erforderlich

- im Bereich Information und Beratung;
- durch Standardsetzungen (z.B. im Bereich der EU-Ökodesign-Richtlinie);
- durch zielgerichtete Fördermaßnahmen (wie zum Beispiel das Gewerbekälte-Förderprogramm der Bundesregierung oder andere vergleichbare Programme);

- durch (für Deutschland neue) budgetunabhängige Energiesparmechanismen, wie sie derzeit im Kontext der EU-Energieeffizienzrichtlinie diskutiert werden („Weiße Zertifikate“ etc.).

Nicht ausgeblendet werden sollte jedoch auch, dass nicht nur durch Stromeffizienz sondern auch durch verbraucherseitiges Lastmanagements erhebliche Beiträge zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und zur Systemintegration erneuerbarer Energien erbracht werden können.

Themenkomplex F: Kraft-Wärme-Kopplung

1. *Ist das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) in seiner derzeitigen rechtlichen Ausgestaltung dazu geeignet, den KWK-Anteil an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen und wenn nicht, wo sehen Sie Änderungsbedarf?*

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann im Zuge des mit dem Energiekonzept 2010/2011 strukturierten Umbaus des Energiesystems in den nächsten zwei Dekaden eine wichtige Rolle spielen. Dies betrifft sowohl die Erreichung der Ziele für die Primärenergieeinsparung als auch die massive Reduktion der Treibhausgasemissionen (sofern vorrangig CO₂-arme Brennstoffe wie Erdgas oder erneuerbare Energien zum Einsatz kommen) sowie die kurz- bis mittelfristige Bereitstellung von einlastbaren Kraftwerkskapazitäten zur Lastdeckung in einem zunehmend durch variable erneuerbare Energien geprägten Stromerzeugungssystem.

Das Ziel eines Stromerzeugungsanteils von 25% für die Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 wird unter den bisherigen Rahmenbedingungen nicht erreicht werden können. Selbst ein Anteil von 20% erscheint ohne weitere Flankierungen nur unter sehr optimistischen Annahmen als erreichbar.

Bestehende KWK-Anlagen sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen im Regelfall wirtschaftlich betreibbar, Neuinvestitionen erweisen sich jedoch nur in sehr günstigen (und damit nicht weitflächig vorfindlichen) Konstellationen bzw. Konfigurationen als wirtschaftlich darstellbar.

Mit einer Reihe von Anpassungen, die sich weitgehend in der bisherigen Systematik des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes umsetzen lassen, können die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für KWK-Neuinvestitionen deutlich verbessert werden, so dass größere Zielerreichungsbeiträge erwartet werden können. Im Einzelnen sind dies:

- Die Erhöhung des Zuschlagsatzes für die dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) unterliegenden Anlagen um 0,3 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) KWK-Strom zum Ausgleich der ab 2013 entstehenden nachteiligen Effekte aus der sinkenden kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen für die Wärmeproduktion. Diese Erhöhung des Zuschlagsatzes sollte jedoch aus Gründen der Administrierbarkeit und der Marktsituation auch diejenigen KWK-Anlagen erfassen, die Wärme an Kunden liefern, die in

Bezug auf ihre Carbon Leakage-Einstufung im Rahmen des EU ETS privilegiert werden.

- Mit Blick auf die Preisentwicklungen im Anlagenmarkt in der letzten Dekade müssten die Zuschlagsätze um (mindestens) weitere 0,3 ct/kWh erhöht werden, um die historisch belegbaren Investitionsimpulse wieder wirksam werden zu lassen. Diese Erhöhung sollte für alle Anlagenklassen wirksam werden.
- Zur Vermeidung kontraproduktiver Förderanreize für BHKW-Anlagen in der Leistungsklasse von 50 bis 250 kW („Förderknick“) sollte eine zusätzliche Anlagenklasse (50 bis 250 kW) eingeführt werden, für die eine Zuschlagzahlung von bis zu 4,0 ct/kWh erfolgt.
- Mit Blick auf die sich ausdifferenzierenden Investitionsstrategien bei kleineren KWK-Anlagen in der Leistungsklasse bis 50 kW (hohe Auslastung und geringere installierte Leistung versus geringere Auslastung und höheres Kapazitätsangebot) und zur Sicherstellung der Förderneutralität in Bezug auf diese unterschiedlichen Einsatzmodelle sollte für diese Anlagenklassen ein Optionsmodell eingeführt werden, nachdem sich die Anlagenbetreiber (einmalig) für die Förderung über 10 Jahre oder aber die Förderung über 30.000 Vollbenutzungsstunden (jeweils 5,11 + 0,3 ct/kWh) entscheiden können.
- Die Förderung von Wärmespeichern bildet ein sehr sinnvolles Ergänzungsinstrument für die Erhöhung des KWK-Marktpotenzials bei gleichzeitiger Erschließung des Flexibilitätspotenzials der KWK im Kontext eines zunehmend durch erneuerbare Energien geprägten Stromsystems. Die Höhe von 250 € je Kubikmeter (m³) Wasseräquivalent ist sinnvoll und angemessen, die Grenze der Förderung für Speicher kleiner 5 m³ sollte jedoch aus fördersystematischen Gründen auf eine Mindestgröße von 0,1 Kubikmeter je Kilowatt installierter elektrischer Leistung (m³/kW) angepasst werden.
- Das KWKG ist nicht die einzige Option zur Beeinflussung der wirtschaftlichen Darstellbarkeit von KWK-Investitionen. Neben Regelungen, die (potenziell) zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen können (EU ETS, EnEV, EnergieStG, EED, Mini-KWK-Programm, EEG etc.) sollte jedoch auch Veränderungen eine besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden, die ggf. zu erheblichen Verschlechterungen der wirtschaftlichen Situation der KWK führen (Behandlung vermiedener Netzkosten) und ggf. die positiven Impulse eines novellierten KWKG weitgehend neutralisieren können.

2. *Welche weiteren Instrumentarien sind erforderlich, um die von der Bundesregierung angestrebten Ausbauziele bei der KWK zu erreichen?*

Vergleiche hierzu die Ausführungen zum Themenkomplex F1. Das KWKG-Gesetz ist bis auf weiteres das zentrale und wirkungsmächtigste Flankierungsinstrument für die KWK.

3. *Welche Bedeutung hat die KWK in einem Strommarkt, wenn die angestrebten Einsparungen im Wärmebereich realisiert werden sollen?*

Das Einsatzspektrum der KWK wird sich – wie auch die entsprechenden Anwendungsfelder für die leitungsgebundene Wärmeversorgung – im Zeitverlauf verändern. Im Raumwärmemarkt wird sich die Rolle der KWK, nachdem die einschlägigen Verdichtungsmaßnahmen für einige Zeit zur Stabilisierung des Marktes führen können, perspektivisch sinken. Das Potenzial eher dezentral orientierter KWK wie auch das Potenzial der industriellen KWK werden noch längerfristig signifikant sein. Wenn auch der Beitrag der KWK sehr langfristig sinken wird, für die nächsten ein bis zwei Dekaden wird die KWK einerseits im Bereich der CO₂-Minderung und Primärenergieeinsparung, andererseits aber auch im Bereich der Kapazitätssicherung im konventionellen Kraftwerkssegment eine wichtige Rolle spielen können und müssen.

Fragenkomplex G: Ersatzkraftwerke

1. *Ist die aktuelle Zurückhaltung bei der Investition in Gaskraftwerken mittelfristig eine Gefährdung für die Stromversorgung?*

Kurzfristig ist dies kaum und vor allem mit Blick auf regionale Netzengpässe zu erwarten. Mittelfristig ergäbe sich aus einer weiteren Zurückhaltung bei der Errichtung neuer (und flexibler) konventioneller Kraftwerke sicher ein Problem der Versorgungssicherheit. Vergleiche dazu auch die Ausführungen zum Fragenkomplex D2.

2. *Welche Investitionsanreize für den Bau von systemstabilisierenden modernen Gaskraftwerke sind denkbar?*

Spätestens mittelfristig ist hierzu die Ergänzung des bisher existierenden "Energy only"-Strommarktes um Kapazitätsmechanismen unausweichlich, mit denen Einkommensströme für die Bereitstellung konventioneller (und flexibler) Kraftwerkskapazität erzeugt werden können.

Wettbewerblich ausgerichtete Kapazitätsmechanismen sind hier in der Tendenz sinnvoller als preisorientierte Kapazitätsmechanismen (wie das geplante Kraftwerksförderprogramm), wobei solche Instrumente auch sinnvoll sein können, wenn sie die Kapazitätssicherung als „Nebenprodukt“ anderer Zielrichtungen bewirken (wie z.B. beim KWK-Gesetz).

3. *Ist die Einführung eines Kapazitätsmarkts in diesem Bereich sinnvoll, und wenn ja, welche zentralen Ausgestaltungselemente sollte er haben?*

Relativ eindeutig ist, dass ein neues Element im Strommarkt benötigt wird, ein Marktsegment,

- das erstens einen zusätzlichen, möglichst im Wettbewerb erzeugten, Einkommensstrom für die Bereitstellung neuer Kraftwerkskapazität erzeugt;
- das zweitens vor allem die Kraftwerkskapazitäten honoriert, die zukünftig gebraucht werden, nämlich Anlagen mit hoher Flexibilität und in der richtigen Netzregion
- das drittens das Potenzial der Nachfrageseite gleichberechtigt einbezieht;
- das viertens zu überschaubaren Umverteilungs-, also Strompreiseffekten führt.

Teilweise werden mit Blick auf solche Kapazitätsmechanismen die Zerstörung des heutigen Strommarktes oder gewaltige Ineffizienzen des Systems postuliert. Beides ist bei realistischer Betrachtung unangemessen, auch mit Blick auf die Effekte von (impliziten) Kapazitätzahlungen in der Vergangenheit (KWK-Gesetz, kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten).

Sinnvoll ist die Umsetzung eines Stufenmodells, das neben realen Effekten auch Lernerfahrungen ermöglicht:

1. ein Ausschreibungsmodell für neue Anlagen und Nachfragemassnahmen (ein selektiver Kapazitätsmechanismus für Neuanlagen), in der ersten Stufe mit einer Lokalisierungs Komponente für Regionen mit Netzengpässen, das ggf. mit einem Mechanismus zur Erhaltung bestehender konventionellen Kraftwerkskapazitäten kombiniert wird (die derzeit diskutierte Modelle zur sog. „Strategischen Reserve“ greifen hier m.E. zu kurz);
2. ein entsprechendes Ausschreibungsmodell für den nationalen Rahmen, das die Voraussetzungen für die Neuinvestitionen in der Dekade 2020-2030 schaffen kann;
3. nach einer – sehr langen – Übergangszeit ein Modell, über das für alle Kraftwerkskapazitäten Einkommen erzielt wird (also ein umfassender Kapazitätsmarkt), angesichts der erheblichen Strompreiseffekte ist dies ganz sicher keine kurz- bis mittelfristige Option.

Einen interessanten Bestandteil der ersten Stufe könnte ein deutlich verstärktes KWK-Gesetz bilden, mit dem bis zur Ende dieser Dekade ein Potenzial zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten von bis zu 7.000 Megawatt erschlossen werden könnte. Inwieweit das auch zur Lösung der regionalen Engpässe beitragen könnte, bedarf zeitnah einer vertieften Diskussion.

Ein Stufenkonzept ist auch im Kontext der europäischen Einbindung sinnvoll. Weder können die genannten Veränderungen nur im Ganzen europaweit umgesetzt werden

noch kann die europäische Dimension gänzlich ignoriert werden. Im Rahmen eines umsetzungsorientierten Ansatzes sollte versucht werden,

- die (wenigen) Elemente der neuen Kapazitätsmechanismen europäisch zu harmonisieren, für die dies sinnvoll ist (d.h. vor allem die Mengenkomponten-ten);
- die weitere Ausgestaltung könnte bis auf weiteres den Mitgliedstaaten überlassen werden bzw. auf den unterschiedlichen Regionalmärkten des EU-Binnenmarktes auch für bestimmte Zeiträume unterschiedlich geregelt werden.

4. Wie könnte die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert werden, um einen rentablen Betrieb neuer Gaskraftwerke zu ermöglichen?

Die Verbesserung der Rentabilität von Neuinvestitionen im Bereich von konventionellen (Erdgas-) Kraftwerken wird durch Maßnahmen der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien nicht erreicht werden können, sofern es bei den heute geltenden Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien bleibt. Die wirtschaftliche Darstellbarkeit von konventionellen Kraftwerken zur Restlast-Bedarfsdeckung muss über andere Instrumente erfolgen. Vergleiche dazu die Ausführungen zu den Fragenkomplexen G1, G2 und G3.

5. Ist die Einführung eines effektiven Emissionshandels ein bedeutendes Instrument für den Umbau des Kraftwerksparks?

Die anstehenden Maßnahmen zur Erhöhung der Effektivität des EU ETS sind wichtige Bestandteile eines Gesamt-Pakets. Dies gilt für die transparente Vorgabe einer langfristigen Trajektorie für die anstehenden Emissionsminderungen wie auch die Erhöhung der Finanzierungsbeiträge für wenig CO₂-intensive Anlagen im konventionellen Bereich. Vergleiche dazu auch die Ausführungen zu den Fragekomplexen A2, B1, B2, B3 und B4.

6. Könnte die beschleunigte Abschaltung von fossilen und nuklearen Kraftwerken, die in der Merit-Order-Skala weiter links stehen, den Bau von Erdgas-befeuerten Ersatzkraftwerken befördern?

Ein beschleunigte Abschaltung von Altkraftwerken könnte zwar die wirtschaftlichen Bedingungen für Neuinvestitionen in konventionelle Kraftwerke verbessern (wahrscheinlich jedoch nicht bis zu einem Niveau, das diese Investitionen ohne weitere Flankierung oder Ergänzung des Marktdesigns wirtschaftlich darstellbar machen könnte), würde aber die Kapazitätssituation gleichzeitig wieder verschärfen.

Die Abschaltung von Altkraftwerken sollte daher jenseits der aus Risikoüberlegungen gebotenen Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke nicht als explizite Strategie bzw.

ggf. sogar mit spezifischen politischen Maßnahmen verfolgt werden. Mit Blick auf den festen Deckel für die Treibhausgasemissionen der vom EU ETS erfassten Anlagen ist ein Verzicht auf solche Strategien bzw. Maßnahmen auch klimapolitisch unbedenklich.

Fragenkomplex H: Ökologische Steuerpolitik

1. *Welche Bedeutung hat eine ökologische Steuerpolitik für eine erfolgreiche Energiewende?*

Die Bepreisung von Emissionen bzw. Energie sind wichtige Basis-Strategien für jede ambitionierte, effektive und effiziente Energie- und Klimapolitik. Vergleiche dazu die Ausführungen zum Themenkomplex B2.

2. *Was sind die Ursachen dafür, dass die Ökologisierung des Steuersystems seit Jahren keine Weiterentwicklung erfährt?*

Die Ursachen für eine forcierte Ökologisierung des Steuersystems liegen primär im politischen Bereich, fachliche Gründe dafür sind nicht erkennbar. Während im Bereich des EU ETS die CO₂-Bepreisung eine wichtige Strategie darstellt und auf niedrige CO₂-Preisniveaus zumindest konzeptionell reagiert wird, sind die Effekte der ökologischen Steuerreform im Lichte von nominal konstanten Steuersätzen und fortschreitender Inflation einem inzwischen erheblichen Erosionsprozess unterworfen.

3. *Welche Schritte sollten in diesem Bereich kurz- und mittelfristig unternommen werden?*

Die Ökologisierung der Finanzpolitik ist ein so umfassendes Thema, das es den hier möglichen Darstellungsrahmen sprengt. Daher soll nur auf die folgenden Aspekte hingewiesen werden:

- zumindest reale Stabilisierung der verschiedenen Energiesteuersätze auf dem Ausgangsniveau von 2002;
- Einführung von CO₂-orientierten Komponenten in die Energiebesteuerung;
- Abbau der ökologisch kontraproduktiven Steuer(ausnahme)-Tatbestände bzw. Subventionsmaßnahmen (von der Dienstwagenbesteuerung bis hin zur Pendlerpauschale).

Wenn auch die Einbeziehung der bisher nicht vom EU ETS erfassten Sektoren (Gebäude, Verkehr, Kleinverbrauch) kaum eine realistische oder praktisch sinnvolle Option darstellt, so wäre die Ankopplung von CO₂-Komponenten der verschiedenen Energiesteuern an die im EU ETS ermittelten CO₂-Preise eine interessante Option für die Weiterentwicklung des Energie- bzw. Ökosteuersystems.

Fragenkomplex I: Sonstiges

1. *Welche künftigen Maßnahmen zur Systemtransformation erachten Sie als notwendig, um ein Stromsystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien zu ermöglichen?*

Unter der Vielzahl der diesbezüglich wichtigen Maßnahmen und Strategieentwicklungen und jenseits der in den oben gemachten Ausführungen angesprochenen Aspekte sind vor allem drei Handlungsbereiche von besonderer Bedeutung:

- die Erarbeitung einer konsistenten Biomassestrategie, die die perspektivische Allokation des begrenzten nachhaltigen Biomassepotenzials adressiert und den notwendige regulativen Rahmen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Biomassebereitstellung und –nutzung schafft;
- die Erarbeitung einer langfristig ausgerichteten Nutzungs- und Transformationsstrategie für die leitungsgebundene Wärmeversorgung;
- die Erarbeitung einer konsistenten Strategie zur Lösung von Nutzungskonflikten im Bereich des Untergrundes.

Von hoher Bedeutung ist schließlich die institutionelle Flankierung der Energiewende in ihrer ganzen Breite

1. im Bereich der Administration müssen verbesserte Koordinationsmechanismen zwischen den beteiligten Ressorts wie auch zwischen Bund und Ländern etabliert werden (die Fokussierung auf die Schaffung eines Energieministeriums würde diesbezüglich bei weitem zu kurz greifen);
2. im Bereich der Parlamente sollten erstens ein eigener institutioneller Rahmen für die Begleitung der Energiewende geschaffen werden (die Initiative des Bayerischen Landtages ist hier ein sehr hervorhebenswertes Vorbild), andererseits sollten sich die Parlamente durchaus über Enquete-Kommissionen mit den perspektivisch anstehenden Langfristfragen (Verhältnis staatlicher Planung und wettbewerblicher Elemente, Kompetenzzuweisungen, Potenziale und Grenzen europäischer Integration) intensiv beschäftigen;
3. ein Forum der innergesellschaftlichen Verständigung zu den unterschiedlichen Aspekten der Energiewende fehlt bisher weitgehend, die Anregung der Ethik-Kommission zur Schaffung eines „Nationalen Forums Energiewende“ sollte hier dringend weiter verfolgt werden.

2. *Welche regulatorischen Rahmenbedingungen müssten angepasst werden, um die unterschiedlichen Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Bayern bis zum Jahr 2022 (50%) sicherzustellen?*

Neben spezifisch bayerischen Maßnahmen (vgl. dazu die Ausführungen zu Themenkomplex A6) ist hier die gesamte Bandbreite der in den vorhergehenden Fragenkomplexen thematisierten Fragen von entscheidender Bedeutung.

3. *Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind zu schaffen, damit Investoren, z.B. von Gaskraftwerken, Planungssicherheit erhalten?*

Vergleiche dazu die Ausführungen zu den Themenkomplexen G 1, G2, G3, G5 und G6.

4. *Kleinanbietern fehlt es an genauen Rahmenbedingungen, wie der Strom verkauft werden kann. Beispiel Direktvermarktung-Marktprämie:*

- a. *Welche Erfahrungen liegen vor?*
- b. *Sind die Rahmenbedingungen für dieses Instrument angemessen?*
- c. *Muss (gegebenenfalls) nachgesteuert werden und wenn ja, in mit welchen Änderungen?*

Mangels vertiefter eigener Expertise zu diesem Fragenkomplex können hier keine weiteren Ausführungen erfolgen.

Anhang:

Felix Chr. Matthes: Marktorientierte Ökostromförderung - Ein Alternativmodell

e21.thema Marktintegration erneuerbarer Energien

Felix Chr. Matthes: Marktorientierte
Ökostromförderung - Ein Alternativmodell
S. 38-41

Drahtseilakt:

Die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt stellt Politik und Wirtschaft vor große Herausforderungen.

ener|gate
con|energy gruppe

markt & trends:
Jobwunder
Energiewende?

technik & innovation:
Die Brennstoffzelle
kommt

stadt & raum:
Immobilien im
CO₂-Markt



MARKTORIENTIERTE ÖKOSTROMFÖRDERUNG – EIN ALTERNATIVMODELL.

Die jüngste Kürzung der Solarförderung hat eine Debatte über die Wirksamkeit der Erneuerbaren-Förderung ausgelöst. Neben der Frage, ob die derzeitigen Instrumente tatsächlich zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien beitragen, werden vor allem die Kosten dieser Maßnahmen kontrovers diskutiert. Felix Matthes vom Öko-Institut schlägt vor, die Höhe der Solarförderung künftig an die Preise für Börsenstrom zu koppeln.

VON DR. FELIX CHR. MATTHES – ÖKO-INSTITUT, FREIBURG

Die aktuellen Debatten um die Anpassung bzw. die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) greifen zu kurz. Dies liegt einerseits an einer vollkommen verkürzten Debatte um die Kosten des EEG und andererseits an einer weitgehenden Ausblendung der inzwischen unübersehbar gewordenen Herausforderungen für das gesamte Stromerzeugungssystem, die sich mit der Integration massiv wachsender Strommengen ergeben, die durch das Garantiepriessystem des EEG flankiert werden. Ein großer Teil der aktuellen Diskussion hebt auf die Entwicklung der EEG-Umlage ab, deren aktuelle Höhe von knapp 3,6 Cent je Kilowattstunde zur magischen Grenze erklärt wird. Ausgeblendet wird dabei, dass eine alleinige Orientierung auf diesen Parameter weder sinnvoll noch begründbar ist. Denn selbst bei einer solchen Kostenbetrachtung im engeren Sinne werden drei Faktoren ausgeblendet oder unterschätzt. Zunächst werden die Wechselwirkungen zwischen den zunehmenden Regenerativstrommengen und den Preisniveaus auf den Großhandelsmärkten ignoriert. Dabei haben vor erneuerbare Energien in sonnen- und windreichen Perioden inzwischen erhebliche Preiseffekte auf den Spotmärkten. Wer also mit EEG-Umlagen argumentiert, muss der Vollständigkeit auch die signifikant preis-senkenden Effekte der erneuerbaren Energien erwähnen. Der zweite Grund in der fehlleitenden Fokussierung auf die EEG-Umlage liegt in der erodierenden Bezugsbasis für die Umlage der Einspeisekosten. Es scheint vergessen, dass der sogenannte nicht privilegierte Letztverbrauch, also der Verbrauch derjenigen Stromverbraucher, die die Zusatzkosten des EEG im Wesentlichen bezahlen, von 464 Mrd. kWh im Jahr 2001 auf 387 Mrd. kWh für das Jahr 2012 gesunken ist, also um fast 20 Prozent. Und vor allem: durch immer neue Ausnahmen bzw. Privilegierungen für industrielle Großverbraucher mit weiter sinkender Tendenz. Würden die für 2012 erwarteten Kosten des EEG auf den gleichen Absatz umgelegt wie 2001, so ergäbe sich eine Umlage von unter 3 Cent. Die Ausnahmen bei der EEG-Umlage für die energieintensive Industrie mögen berechtigt sein. Es gehört aber

zur ehrlichen Debatte dazu, dass inzwischen knapp 20 Prozent der EEG-Umlage auf einer Kostenumverteilung der Kosten beruhen.

Förderung als Entwicklungshilfe

Es gibt aber auch eine wirtschaftliche Dimension im weiteren Sinne. Denn der zentrale Effekt der Förderung erneuerbarer Energien besteht zumindest für Wind- und Solarenergie darin, dass erhebliche Kostenreduktionen erzielt worden sind. Und das in einem Umfeld, in dem die Kosten für konventionelle Kraftwerke beispiellos gestiegen sind, seit 2000 um etwa 70 Prozent. Und verglichen mit diesem Anstieg sind die Kostenreduktionen der erneuerbaren Energien beeindruckend. Noch nie sind die Kosten von Kraftwerkstechnologie so schnell und so stark gesunken. Wer heute mit wachem energiepolitischen Blick Schwellen- und Entwicklungsländer bereist, der kann nicht leugnen, dass die Förderung und die damit erzielten Kostensenkungen den Einsatz dieser Kraftwerkstechnik in Regionen mit deutlich geringerer Kaufkraft möglich gemacht und damit die Grundlage für den dortigen Ausbau umweltfreundlicher Stromerzeugung geschaffen haben. Die Effekte des letztlich über die deutsche Förderung und den deutschen Stromkunden ermöglichten, wachsenden Einsatzes unter anderem der Fotovoltaik in Schwellen- und Entwicklungsländern dürfte langfristig die Wirkung und auch die Effizienz so mancher Entwicklungshilfeprogramme übersteigen.

Auf der anderen Seite zeigen sich aber gerade beim sehr dynamischen Solarausbau die Grenzen des deutschen Förderinstrumentariums. Die Anpassung des auf kostenorientierten Garantipreisen beruhenden EEG haben mit den Preissenkungen bei Solarmodulen in den letzten Jahren nicht Schritt halten können und haben zu einem wahren Investitionsfieber im Juli und Dezember geführt, angeheizt stets vom Bestreben, noch eine höhere Förderung mitzunehmen. Vor diesem Hintergrund sind eine starke Absenkung der aktuellen Fördersätze und eine monatliche Anpassung der Degression für die Einspeisevergütungen ein unausweichlicher Schritt.





Die Marktintegration erfordert neue Fördermodelle.

✧ Optimierung des Zubaus erforderlich

Der Gesetzgeber sollte aber dabei nicht stehenbleiben, gibt es doch auch noch eine zweite, sehr berechtigte und zunehmend an Bedeutung gewinnende Kritik am derzeitigen Fördersystem. In der Realität verlässt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest in einigen Nachfragephasen das Segment der Nische. So ist unser Stromsystem gekennzeichnet durch:

- ein Lasttal von etwa 35.000 bis 40.000 MW (meist in den frühen Morgenstunden), durch eine Mittagsspitze von 45.000 bis 75.000 MW sowie durch Höchstlasten von 75.000 bis 80.000 MW (meist in den frühen Abendstunden) und
- Kapazitäten von rund 29.000 MW für Windenergie, bei Windspitzen, die oft in die Nachtstunden fallen und einem jährlichen Zuwachs von ca. 1.500 MW jährlich,
- rund 7.200 MW Kapazitäten für Biomassekraftwerke, oft rund um die Uhr betrieben und einem Zuwachs von etwa 500 MW jährlich,
- rund 25.000 MW in Fotovoltaik-Anlagen, mit Produktionsspitzen in der Mittagszeit und einem Zuwachs von ca. 3.800 MW in 2009 sowie 7.400 und 7.500 MW in 2010 bzw. 2011.

Bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird in wenigen Jahren die Frage an Bedeutung gewinnen, ob und welche Produktions- und Ausbauoptimierung zwischen den verschiedenen Quellen erneuerbarer Stromerzeugung erfolgen müssen. Diese Herausforderung eskaliert derzeit in der Frage, was der sinnvolle Beitrag der Fotovoltaik zur Strombedarfsdeckung sein kann, wenn der Bedarf im Bereich des (heute noch) starren Erzeugungsprofils der Solarstromerzeugung, also über die Mittagszeit, doch klar begrenzt ist. Hier ist aus ganz unterschiedlichen Richtungen, von traditionellen Fundamentalopponenten der Förderung erneuerbarer Energien bis hin zum Sachverständigenrat für Umweltfragen, ein Unterbietungswettbewerb sondergleichen in Gang gekommen, mit dem Ziel, eine starre Begrenzung des jährlichen Solarausbaus zu erreichen.

Investitionsblase bleibt erhalten

In dieser Diskussion wird jedoch erstens ausgeblendet, dass der Erfolg des deutschen EEG insgesamt auf seiner Berechenbarkeit und damit geringen Risikoprämien beruht. Die Umstellung der Förderung auf einen jährlichen „Stop and Go“-Modus oder andere Begrenzungsmechanismen gefährdet dieses Vertrauen, und dies wahrscheinlich weit über den Bereich der solaren Stromerzeugung hinaus. Zweitens wird es letztlich gar nicht möglich sein, zum Beispiel den „optimalen Beitrag“ der Fotovoltaik zu bestimmen. Zu groß sind die Unsicherheiten, niemand weiß, wie schnell Speichertechnologien die Solarstromerzeugung ergänzen oder welche anderen Flexibilisierungsoptionen sich ergeben können. Und schließlich werden alle diese Mechanismen die Investitionsblase nicht abbauen, sondern noch weiter anheizen, jeder potenzielle Investor wird versuchen, noch in den Genuss möglichst guter Förderkonditionen zu kommen. Verhindert werden kann dies nur mit einer so massiven Absenkung der Förderkonditionen, dass es insgesamt zum Abriss der Investitionen im Solarsektor kommt – und der damit verbundene Schaden wäre immens.

Ansatz: Preissignale von der Börse nutzen

Dabei existiert ein belastbares Signal für den Kraftwerksbedarf um zwölf Uhr mittags, der Börsenpreis. Und so liegt ein pragmatischer Ansatz für eine zukunftsorientierte Neuausrichtung der Solar-Förderung eigentlich ganz nahe. Die Basisförderung wird zusätzlich zur ak-

tuell diskutierten Förderabsenkung nochmals um etwa 6 Cent je kWh verringert. Im Gegenzug dazu wird diese feste Vergütung, die natürlich dem entsprechenden Degressionsmechanismus unterworfen ist, um eine jährlich aktualisierte, variable Vergütung ergänzt, die sich aus dem Mittelwert der Börsenpreise für die Mittagsstunde in den Sommermonaten des Vorjahres ergibt. Je stärker der Ausbau der Fotovoltaik die Mittags-Strompreise drückt, umso geringer wird der Anreiz für den Ausbau. Und es werden die Anreize von „Nach mir die Sintflut“-Investitionsstrategien abgebaut. Alle nach der Einführung dieser variablen Vergütungskomponente in Betrieb genommenen Anlagen werden mit den Folgen für das Gesamtsystem konfrontiert. Dies würde vier positive Entwicklungen initiieren:

- der heute eindeutig überhitzte Markt würde durch zusätzliche Risikoüberlegungen abgekühlt, Investoren müssten sich mit den Markteffekten und den Rückwirkungen auf das eigene Wirtschaftlichkeitskalkül beschäftigen;
- die Branche müsste für interessierte Investoren eine möglichst gute Bewertung der Strompreiseffekte verschiedener Ausbaupfade vornehmen, für die sie seitens der Investoren letztlich auch verantwortlich gemacht würde;
- für die Anbieterseite würde klar, dass ein Marktsegment, das auf eine vergleichsweise starre Einspeisung in der Mittagszeit abzielt, mit der Zeit unweigerlich schrumpft und so für Technologieanbieter inhärent der Anreiz steigt, flexiblere Systeme in den Markt zu bringen;
- durch die indirekte Strommarktanbindung werden auch die Umlagevolumina tendenziell verringert.

„Erster Schritt zur Marktintegration“

Ein solches Modell könnte in der Perspektive auch breitere Preissignale des Strommarkts einbeziehen, wichtig ist jedoch der Übergang zu variablen und strommarktorientierten Vergütungsbestandteilen mit einem zunächst robusten und vergleichsweise einfachen Ansatz. Die Debatte um politisch-administrative Festlegungen von Ausbau-Deckeln würde sich erübrigen, ein „Stop and Go“ der Förderung würde vermieden, das notwendige Maß an Vertrauen in den flankierenden Rahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bleibt erhal-

ten und es würde ein erster Schritt auf dem längeren Weg zur System- und Marktintegration erneuerbarer Energien vollzogen. Denn nur die schrittweise Anpassung des bisher erfolgreichen Förderrahmens, also zunächst die Integration von Marktpreissignalen in das Fördersystem ist eine angemessene Alternative zur nicht nachhaltigen Zementierung des Status Quo oder zu radikalen Systemwechseln, beispielsweise der Fiktion eines Übergangs zum europaweiten und technologieneutralen Ausschreibungsmodell.

Notwendig sind angemessene Reformschritte, die sowohl die richtig verstandene Kostendimension wie auch die unausweichliche Markt- und Systemintegration ins Auge fassen. Gerade auch weil die umfassende Integration erneuerbarer Energien aus vielerlei Gründen nur in einem deutlich veränderten Strommarkt möglich sein wird. Das ist dann aber auch schon die nächste Großbaustelle der (europäischen) Energiepolitik. ✪

Kontakt

✪ Dr. Felix Chr. Matthes

Forschungskordinator für Energie- und Klimapolitik
 Öko-Institut, Berlin
 mail: f.matthes@oeko.de