



**Forschungsvorhaben
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

**Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-
Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht**

(Förderkennzeichen 03MAP113)

Koordination: Jochen Diekmann (DIW Berlin)

Kapitel 7

Zusammenfassung

Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008

Bearbeiter

DIW Berlin:

Jochen Diekmann (Koordination)
Dietmar Edler
Manfred Horn
Claudia Kemfert

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. 030 89789 693
www.diw.de

DLR:

Wolfram Krewitt
Ulrike Lehr
Michael Nast
Joachim Nitsch

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart
Tel. 0711 6862 766
www.dlr.de

ZSW:

Julita Klink
Ole Langniß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW)
Industriestraße 6
70565 Stuttgart
Tel. 0711 7870 226
www.zsw-bw.de

IZES:

Günther Frey
Juri Horst
Uwe Leprich

IZES gGmbH - Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES)
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel. 0681-9762 840
www.izes.de

INHALTSVERZEICHNIS

7	Zusammenfassung	1
7.1	Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (Federführung: DLR Stuttgart)	2
7.2	Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus einzelwirtschaftlicher Sicht (Federführung: ZSW Stuttgart).....	6
7.3	Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG im bundesdeutschen Stromsektor (Federführung: IZES Saarbrücken)	13
7.4	Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes (Federführung: DIW Berlin).....	17
7.5	Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt (Federführung: DIW Berlin).....	24
7.6	Vorschläge für die Weiterentwicklung des EEG (Federführung: DLR Stuttgart)	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 7-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020	3
Abbildung 7-2: Resultierende Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich, Preisfad C („alt“): 2020 = 75 \$ ₂₀₀₀ /bbl; 20 €/t CO ₂)	4
Abbildung 7-3: Vermiedene externe Kosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien	5
Abbildung 7-4: Allgemeines Schema der Interaktionsanalyse	17
Abbildung 7-5: Varianten der Fördermodelle hinsichtlich der Abhängigkeit von Marktpreisen.....	25
Abbildung 7-6: Ansatzpunkte unterschiedlicher Modelle zur Modifikation der Überwälzung und Vermarktung	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 7-1: Anzahl der Unternehmen im Bereich Erneuerbare Energien (Unternehmensrecherche).....	6
-----------------------------------------------------------------------------------------------------	---

Übersichtenverzeichnis

Übersicht 7-1: Synopse: Vorschläge zur Optimierung des EEG.....	37
-----------------------------------------------------------------	----

7 Zusammenfassung

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland bisher als sehr wirksam erwiesen. So konnte das für das Jahr 2010 im europäischen Rahmen gesetzte Ausbauziel (12,5 % des Bruttostromverbrauchs) bereits im Jahr 2007 erreicht werden. Neben dem steigenden Anteil EE an der Stromversorgung sind für die Bewertung der Förderpolitik insbesondere wirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen. Hierzu zählen zum einen die mit der Förderung verbundenen Kosten, zum anderen aber auch der wirtschaftliche Nutzen eines verstärkten Ausbaus EE sowie indirekte Preis- und Mengeneffekte auf unterschiedlichen Märkten. Der Anteil EE an der Stromerzeugung wird sich im kommenden Jahrzehnt in Deutschland nochmals verdoppeln. Im Rahmen ihres Integrierten Energie- und Klimaprogramms hat die Bundesregierung im August 2007 beschlossen, dass dieser Anteil bis 2020 auf 25 bis 30 % zunehmen soll. Dies wird dazu beitragen, dass das vom Europäischen Rat 2007 beschlossene Ziel eines Anteils EE am gesamten Energieverbrauch im Jahr 2020 von 20 % erreicht wird. Bei einer solchen Entwicklung werden die Herausforderungen an eine effiziente Förderpolitik und an eine verbesserte Integration EE in die Energiewirtschaft künftig noch zunehmen. Zugleich steigen damit aber auch die Chancen für eine Umstrukturierung der Energieversorgung im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung.

In diesem Sinn werden in diesem Vorhaben die Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, aus einzelwirtschaftlicher Sicht und vor allem mit Blick auf den Strommarkt analysiert und bewertet, wobei nicht zuletzt die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes zu beachten sind. Darüber hinaus werden alternative Förderansätze vergleichend untersucht und Vorschläge für die weitere Optimierung des EEG und seiner Rahmenbedingungen abgeleitet.

7.1 Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (Federführung: DLR Stuttgart)

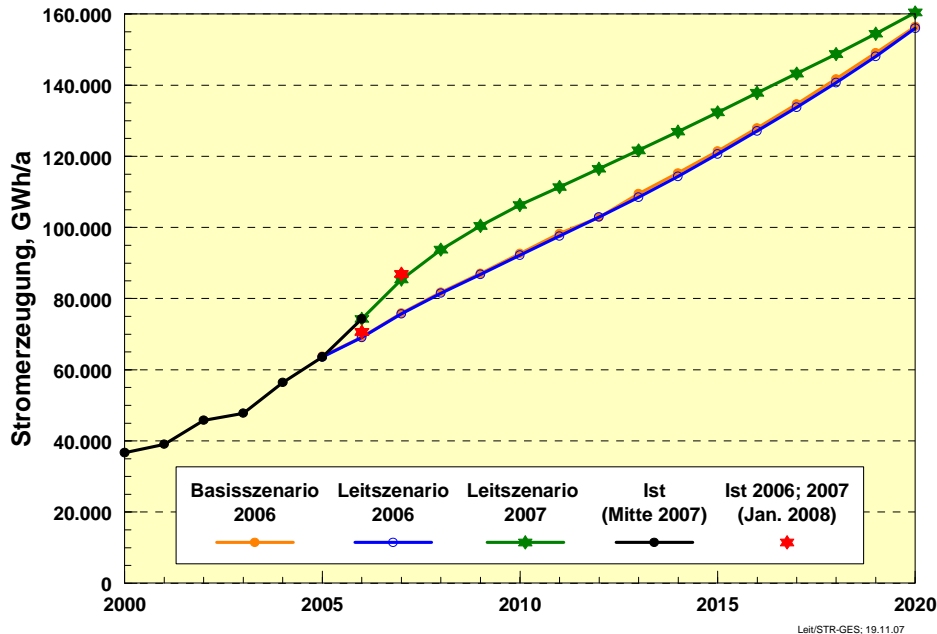
Der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor erfolgte in den letzten Jahren mit erheblicher Dynamik, die in erster Linie dem EEG zu verdanken ist. Die Rückschau zeigt jedoch auch, dass diese Entwicklung von langen Zeitskalen gekennzeichnet war. Ein substantielles Wachstum der EE begann erst gut 20 Jahre nach der 1. Ölpreiskrise. 1993 überschritten erneuerbare Energien im Strombereich die 20 TWh/a-Marke und „befreiten“ sich so aus den begrenzten Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Seit diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE an der Strombereitstellung auf mehr als das Dreifache gewachsen, belief sich Ende 2006 auf insgesamt 71 TWh/a und wird Ende 2007 die 80 TWh/a-Marke überschreiten. Das Wachstum hat sich beschleunigt und weist insbesondere nach 2000 hohe Raten auf (Durchschnitt 1990 – 2000: 6,9 %/a; Durchschnitt 2000 – 2006: 10,6 %/a).

Eine ähnliche Dynamik zeigt die Beschäftigungsentwicklung in den Branchen der erneuerbaren Energien. Die Bruttobeschäftigung belief sich in 2005 für alle Branchen auf rund 170 000 Beschäftigte, wovon 120 000 durch das EEG induziert wurden. Im Jahr 2006 haben sich die Werte nochmals deutlich auf 230 000 bzw. 134 000 gesteigert.

Um die Erreichung zukünftiger Ziele belastbar diskutieren zu können, ist die Entwicklung von Ausbauszenarien unter verschiedenen Rahmenbedingungen notwendig. Die dieser Untersuchung zugrunde liegenden Szenarien, das „Basisszenario 2006“, das „Leitszenario 2006“ und das mit den Daten des Jahres 2006 (und teilweise des Jahres 2007) aktualisierte „Leitszenario 2007“ bieten die Möglichkeit, die Auswirkungen des derzeitigen Ausbaubooms und der aktuellen EE-Ausbauziele sowie der CO₂-Reduktionsziele auf den Umbau der deutschen Energieversorgung, und hier im Besonderen der deutschen Stromversorgung zu untersuchen. Alle Szenarien beschreiben den weiter erforderlichen Ausbau von EE, wenn die im Entstehen begriffenen Inlandsmärkte stabilisiert und ausreichende Chancen für den Auf- und Ausbau von Exportmärkten sichergestellt werden sollen. In mehreren Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der EE im Strombereich in absehbarer Zeit noch in dem jetzigen Umfang beibehalten, im Wärmebereich dagegen noch gesteigert werden muss, wenn die Umwelt- und Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer Konkurrenzfähigkeit der EE ohne weitere Förderinstrumente in einem ausreichend kurzen Zeitraum, führen soll. In den o. g. Szenarien wird dementsprechend von einer Stromerzeugung aus EE im Jahr 2020 zwischen 156 und 160 TWh/a ausgegangen, was

einem Anteil von rund 27,5% an der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht (Abbildung 7-1).

Abbildung 7-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020

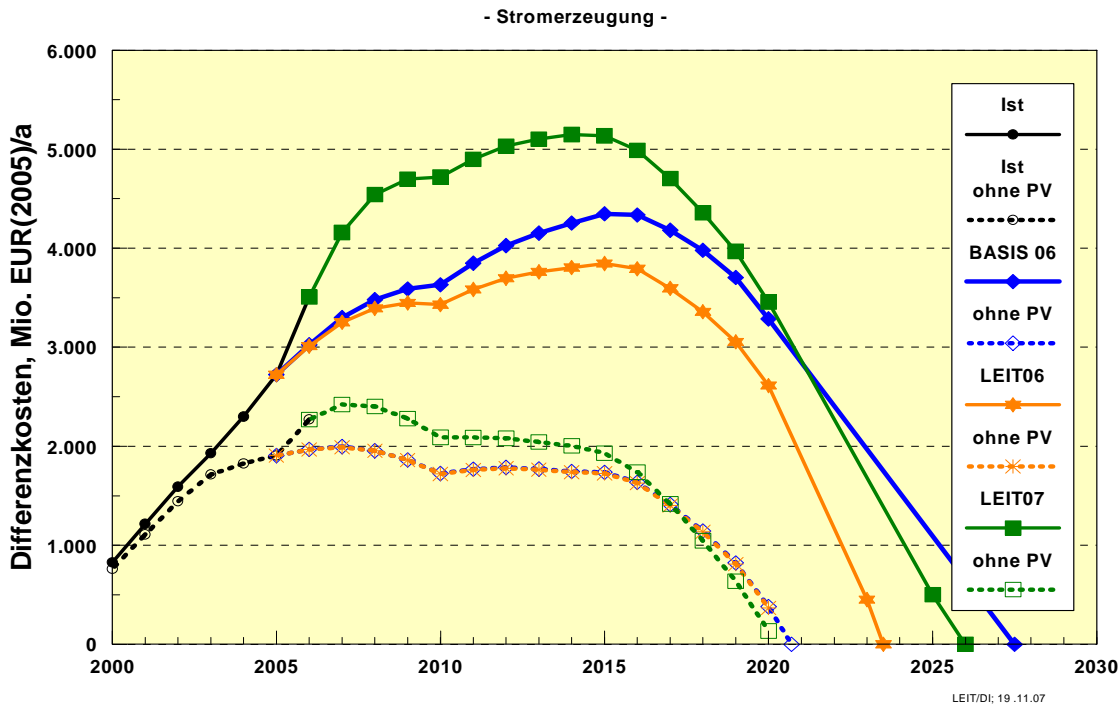


Die Stabilisierung und weitere Ausweitung der deutschen Exportchancen hat einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Nettobeschäftigung in den EE-Branchen. Die Bilanz aller beschäftigungswirksamen Effekte ist in realistisch bis optimistischen Export-Szenarien deutlich positiv. Hätte die Branche hingegen keinerlei Erfolg auf den internationalen Märkten zu verzeichnen, so würden diese positiven Effekte um einiges geringer ausfallen.

Die Ausweitung des Exportmarktes ist schon deshalb erforderlich, weil der weitere Anstieg der jährlichen Investitionen in EE-Anlagen in Deutschland an Grenzen stößt. Das Investitionsvolumen in stromerzeugenden EE-Anlagen ist von rund 4 Mrd. € in 2000 auf einen Spitzenwert von 10 Mrd. € in 2006 angewachsen, wofür die Fotovoltaik in erheblichem Umfang verantwortlich ist. Alle übrigen Technologien zusammen haben seit 2002 ein relativ konstantes Investitionsvolumen zwischen 4,5 und 5,5 Mrd. €/a, wengleich die Investitionen in Biomasseanlagen die Investitionen in die Windenergie von ihrer Spitzenposition abgelöst haben. Das gesamte Investitionsvolumen wird sich im Zeitraum bis 2020 auf Werte zwischen 5 und 7 Mrd. €/a einpendeln, weil auch bei der Fotovoltaik von weiteren deutlichen Kostendegressionen und Marktwachstumsgrenzen (in Deutschland) ausgegangen werden kann. Nach 2020 wird das Investitionsvolumen wieder steigen und längerfristig wieder über 10 Mrd. €/a liegen.

Bei der Beurteilung der durch den Ausbau der EE verursachten Differenzkosten gegenüber anlegbaren Strompreisen empfiehlt sich ebenfalls eine getrennte Behandlung der Fotovoltaik. Trotz weiteren deutlichen Anstiegs der EE-Stromerzeugung aller anderen Technologien (von 69 TWh/a in 2006 auf 148 TWh/a in 2020) sinken deren Differenzkosten (2006 = 2,3 Mrd. €/a) bis 2015 bereits auf 2 Mrd. €/a und gehen bis 2020 gegen Null. Dies bedeutet die volle Konkurrenzfähigkeit dieser EE-Technologien auf dem Energiemarkt. Nach 2020 dämpft der Einsatz dieser EE die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie. Die Differenzkosten wurden auf der Basis eines Preispfades für fossile Energien ermittelt, der aus heutiger Sicht als mäßiger Preisanstieg bezeichnet werden kann (Eckdaten in 2020: Rohölpreis = 75 \$₂₀₀₀/bbl; CO₂-Preis = 20 €/t); sie stellen eher eine Obergrenze dar (Abbildung 7-2).

Abbildung 7-2: Resultierende Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich, Preispfad C („alt“): 2020 = 75 \$₂₀₀₀/bbl; 20 €/t CO₂)

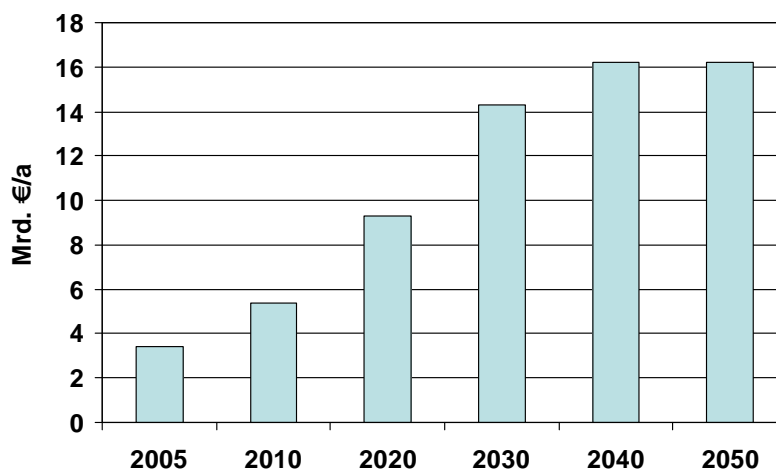


Der weitere Ausbau der PV verlangt dagegen längerfristige Vorleistungen. Ihre Differenzkosten steigen von derzeit 1,2 Mrd. €/a je nach weiterem Ausbau bis 2020 noch auf 2,5 bis 3,3 Mrd. €/a, sinken bis 2030 auf rund 1 Mrd. €/a und erreichen erst um 2040 die Nulllinie. Allerdings ist bei diesen Überlegungen zu berücksichtigen, dass die Grenze der Wirtschaftlichkeit bei Anwendungen in privaten Haushalten durch das Erreichen der sogenannten Grid Parity überschritten wird. Bewirkt wird damit eine in 2030 (2040) installierte Leistung von 20-21 GW (25-26 GW). Ganz offensichtlich ist also zukünftig eine deutliche Dämpfung der Wachs-

tumsraten des jährlichen Investitionsvolumens der Fotovoltaik in Deutschland (zwischen 2000 und 2006 um durchschnittlich 55%/a) zu erwarten. Energiewirtschaftlich von großer Bedeutung ist dagegen, dass das Marktwachstum in absehbarer Zeit auf andere Technologien (Wind Offshore, Geothermie, mittelfristig auch europäischer Stromverbund) übergeht, damit auch diese großen Stromerzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energien zeitgerecht erschlossen werden können.

Den aus der Einführung erneuerbarer Energien resultierenden Differenzkosten können die vermiedenen externen Kosten und andere positive Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien gegenübergestellt werden. Bei dem angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien ist zu erwarten, dass die durch erneuerbare Energien in Deutschland jährlich vermiedenen externen Kosten von 3,4 Mrd. €/a im Jahr 2006 bis 2050 auf rund 16 Mrd. €/a steigen (Abbildung 7-3). Man kommt bereits für den gegenwärtigen Zustand zu einem volkswirtschaftlich ausgeglichenen Ergebnis. Zukünftig steigt der volkswirtschaftliche Nutzen des Ausbaus der EE beträchtlich. Im Strombereich ermöglicht ihr Beitrag eine Stabilisierung ansonsten stetig steigender Stromgestehungskosten. Daraus ableiten lässt sich die dringende energiepolitische Notwendigkeit, den Beitrag verschiedener Instrumente zur Internalisierung externer Kosten der Energiebereitstellung verstärkt zu analysieren und das wirkungsvollste energiepolitische Instrumentarium baldmöglichst einzuführen.

Abbildung 7-3: Vermiedene externe Kosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien



7.2 Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus einzelwirtschaftlicher Sicht (Federführung: ZSW Stuttgart)

Die Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus einzelwirtschaftlicher Sicht konzentrieren sich auf die vom EEG betroffenen Anlagenhersteller, Dienstleister (z.B. Planer und Projektentwickler), Anlagenbetreiber sowie Banken.

Um die Sichtweise der deutschen Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche direkt zu erfragen, wurde eine Primärerhebung durchgeführt. Befragt wurden insgesamt 105 Unternehmen, darunter Hersteller von Anlagen und Komponenten, Unternehmen der Planung, Projektierung und des technischen Betriebs von Anlagen sowie Anlagenbetreiber in den Technologiebereichen Windenergie, Fotovoltaik, feste Biomasse, Biogas, Wasserkraft sowie Geothermie. Um eine tendenzielle Einschätzung zur Anzahl der in den einzelnen Bereichen der Erneuerbaren Energien tätigen Unternehmen zu erhalten, wurden einsehbare Unternehmensverzeichnisse bei Fachverbänden, in Branchenführern von Veröffentlichungen sowie Ausstellerübersichten der etablierten Fachmessen der einzelnen Bereiche der Erneuerbaren Energien ausgewertet (Tabelle 7-1). Betrachtet wurden deutsche Unternehmen, die ausschließlich oder zumindest mehrheitlich dem Sektor Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen sind. Da davon auszugehen ist, dass die wesentlichen Marktakteure insbesondere seitens der Hersteller sich in diesem Rahmen darstellen, lässt sich das Rechercheergebnis als Richtwert auffassen.

Tabelle 7-1: Anzahl der Unternehmen im Bereich Erneuerbare Energien (Unternehmensrecherche)

Bereich	Hersteller				Planung	Betrieb
	Komponenten (ausschließlich EE)	Komponenten (nicht ausschließlich EE)	Komplettanlagen	Summe		
Fotovoltaik	63	16	41	120	96	28
Windkraft	25	37	21	83	83	56
Wasserkraft	11	4	8	23	17	4
Geothermie	1	0	2	3	12	4
Biomasse	3	1	51	55	74	27
<i>Summe</i>	103	58	123	284	282	119

Im Rahmen der Unternehmensbefragung sind die Windenergie-, PV-, und Bioenergie-Anlagenhersteller hinsichtlich der Marktabdeckung umfassender befragt worden als andere Gruppen. Obwohl die Umfrageergebnisse in einigen Bereichen angesichts der relativ kleinen Anzahl befragter Unternehmen nur eingeschränkt repräsentativ sein können, lassen sich den-

noch Aussagen treffen, inwieweit die Umfrageergebnisse bei den einzelnen Unternehmen die gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen widerspiegeln, sowie die Erfahrungen eines Teils der gegenwärtigen Wirtschaftsakteure zuverlässig beschreiben.

Ergänzend wurden Geschäftsberichte von 19 Unternehmen aus dem Zeitraum 2000 bis 2006 ausgewertet (hauptsächlich aus den Bereichen Fotovoltaik und Windenergie). In acht Experteninterviews wurde darüber hinaus die Sichtweise des Bankensektors erfragt.

Ergebnisse aus der Unternehmensbefragung

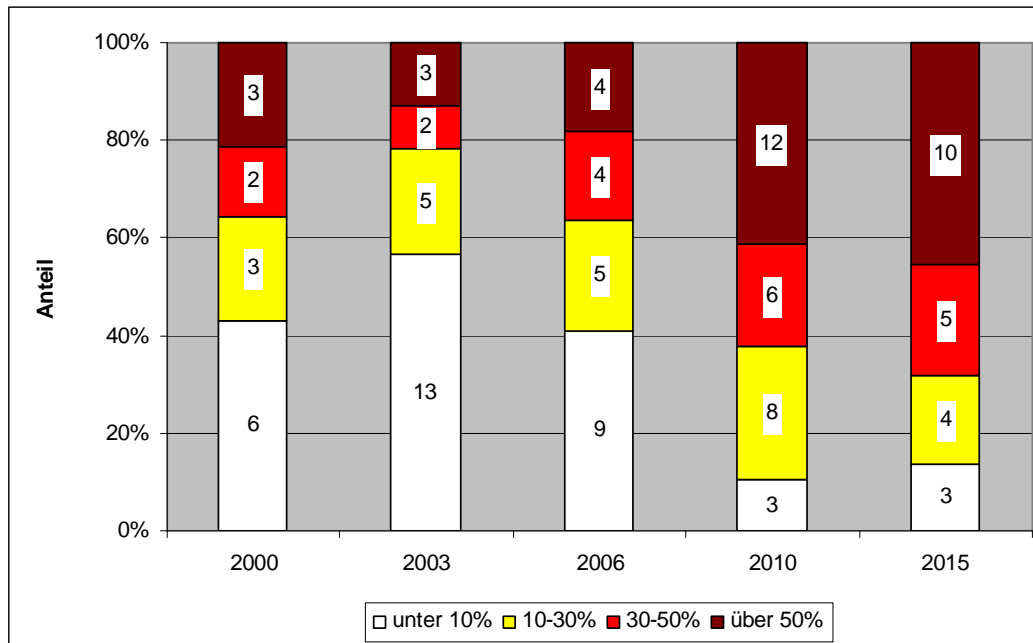
Die Unternehmensbefragung bestätigt, dass die Branche der Erneuerbaren Energien durch hohe Wachstumsraten, zunehmende Internationalisierung des Absatzes, steigende Investitionsvolumina und die Schaffung von Arbeitsplätzen gekennzeichnet und damit zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor geworden ist. Die befragten Unternehmen betonen die hohe Bedeutung des EEG für diese Entwicklung. Es setzt dem Markt für Erneuerbare Energien stabile Rahmenbedingungen, die Investitions- und Planungssicherheit bieten. Ebenso wird die Nachfrage durch garantierte Einspeisevergütungen stimuliert. Die Unternehmen unterstreichen, dass das EEG weltweit eine Vorbildfunktion einnimmt und Deutschland somit die Rolle eines Vorreiters zukommt. Es wird erwartet, dass sich in Folge auf dem internationalen Markt eine vergleichbare Wachstumsdynamik einstellt.

Die befragten Unternehmen konnten seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 ihren Umsatz kontinuierlich um hohe Werte steigern. Auch für die Zukunft geht die Mehrheit der Unternehmen von hohen jährlichen Wachstumsraten aus. Der deutsche Markt wird von knapp 90 % der Befragten als ein weiterhin wichtiger Absatzmarkt angesehen. Das EEG ist dabei wesentlicher Grund sowohl für die bisherige Entwicklung als auch für die positiven Zukunftserwartungen. Mit der Umsatzentwicklung geht eine positive Beschäftigungsentwicklung einher. Die Befragten haben seit dem Jahr 2000 die Anzahl ihrer Beschäftigten mehr als verdoppelt. Auch in Zukunft geht die überwiegende Mehrheit der Unternehmen davon aus, jährlich neue Arbeitsplätze zu schaffen.

Die befragten Unternehmen sehen sich in einer guten Ausgangsposition, um in internationalen Märkten verstärkt Produkte und Dienstleistungen abzusetzen. Insbesondere die Anlagenhersteller schätzen ihre Produkte auch langfristig als international wettbewerbsfähig ein und wollen zukünftig die sich bietenden Chancen im wachsenden internationalen Markt für Erneuerbare Energien wahrnehmen. Knapp 40 % der Hersteller realisiert schon heute Export-

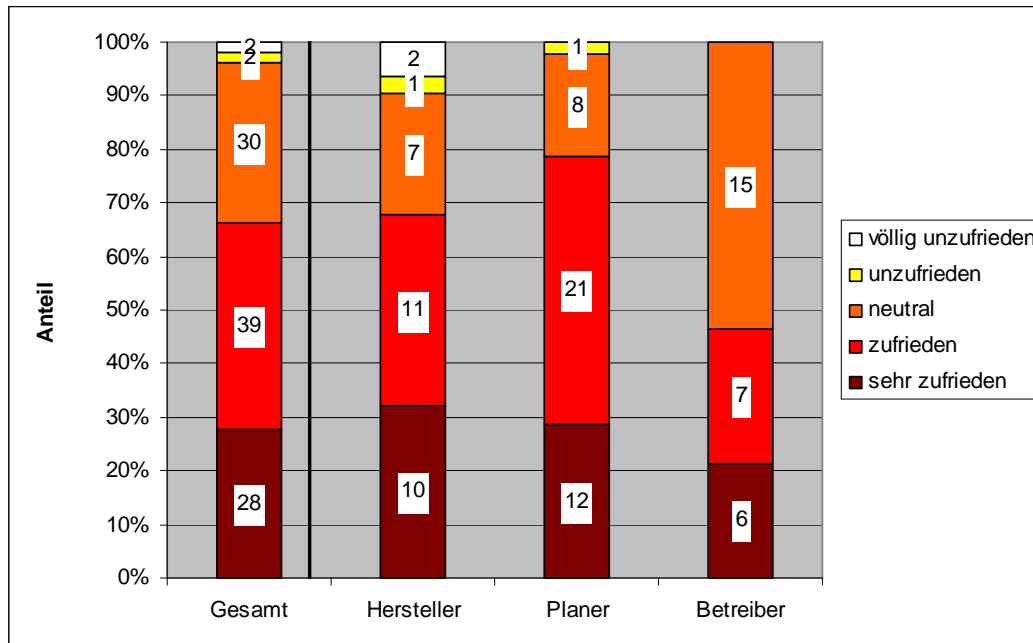
quoten von 30 % und mehr. Für das Jahr 2015 rechnen über zwei Drittel der befragten Hersteller mit einem Exportanteil von über 30 %, knapp die Hälfte sogar mit einem Exportanteil von über 50 % (Abbildung 7-4).

Abbildung 7-4: Realisierte und erwartete Exportanteile der Anlagenhersteller (n=29)



Die Mehrheit der befragten Unternehmen geht davon aus, dass auch ihr Investitionsvolumen in den nächsten Jahren zunimmt. Die Unternehmen planen sowohl kurzfristig und langfristig die Produktionskapazitäten zu erweitern als auch kontinuierlich Forschung und Entwicklung voranzutreiben.

Die Zustimmung zum EEG in seiner derzeitigen Fassung ist bei den befragten Unternehmen sehr hoch. Sehr zufrieden oder zufrieden mit dem EEG sind insgesamt zwei Drittel der befragten Unternehmen (Abbildung 7-5). Merkmale des EEG, die sich auf ökonomische Zielgrößen auswirken, wie die garantierte Abnahme- und Übertragungspflicht und die garantierte Einspeisevergütung, sind den Unternehmen besonders wichtig.

Abbildung 7-5: Zufriedenheit mit dem EEG nach Akteursgruppen (n=101)

Änderungen, insbesondere eine Verschärfung der Degression, werden sehr kritisch gesehen. Bedeutsam für die Unternehmen ist, dass das EEG klare, nachvollziehbare Regelungen setzt, die sich am Stand der Technik orientieren. Ebenso wird der Faktor Sicherheit für die Planung stark betont. Viele Unternehmen würden es begrüßen, wenn das EEG über einen längeren Zeitraum nicht geändert werden würde, da das Änderungsrisiko schädlich für langfristige Planungen ist und abschreckend auf mögliche Investoren wirkt.

Ergebnisse der Geschäftsberichtsanalyse

Die Analyse der Geschäftsberichte bestätigt, dass seit dem Jahr 2000 die untersuchten Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche ein sehr starkes Wachstum zu verzeichnen hatten, sowohl hinsichtlich der Umsatz- als auch der Mitarbeiterzahlen. Es zeigt sich ein Trend zu einer zunehmenden Internationalisierung der Unternehmen mit steigenden Exportquoten. Die Analyse bestätigt, dass die Unternehmen Investitionen sowohl in Produktionskapazitäten als auch in Forschung und Entwicklung tätigen, um ihre Marktstellung zu sichern bzw. auszubauen.

In den Geschäftsberichten betonen die Unternehmen die Bedeutung des EEG als Nachfragegrundlage für den deutschen Markt durch das Schaffen stabiler politischer Rahmenbedingungen, weisen in vielen Fällen aber gleichzeitig darauf hin, dass eine Abhängigkeit vom politi-

schen Umfeld besteht, der u.a. durch eine Ausweitung der Geschäftstätigkeiten auf ausländische Märkte begegnet werden soll.

Ergebnisse der Bankenbefragung

Die Branche der Erneuerbaren Energien ist im Hinblick auf Renditechancen, steigende Investitionsvolumina und die zunehmende Internationalisierung des Marktes ein interessantes Betätigungsfeld für den Finanzsektor. Die hohe Bedeutung des EEG für die Entwicklung in Deutschland wird betont, da aufgrund der stabilen Rahmenbedingungen Investitions- und Planungssicherheit für Investoren gegeben ist. Für die Zukunft wird von einer stärkeren Bedeutung des ausländischen Marktes ausgegangen. Erneuerbare Energien werden insgesamt als dynamischer Zukunftsmarkt betrachtet.

Entsprechend ihren hauptsächlichen Tätigkeitsbereichen sehen die befragten Banken heute die größten Chancen hinsichtlich Marktattraktivität und Renditeerwartung in den Bereichen Fotovoltaik und Windenergie, wobei es für den ausländischen Markt größere Erwartungen gibt als für den deutschen. Für die Windenergie wird betont, dass dieser Markt zunehmend von starkem Wettbewerb gekennzeichnet ist, der von großen institutionellen Anlegern dominiert wird. Im Bereich Bioenergie, in dem sich bislang noch keine vergleichbare Industriestruktur mit entsprechend ausgeprägtem Wettbewerb etabliert hat, werden künftig höhere Renditen erwartet als in den Bereichen der Solar- und Windenergie.

Hemmnisse für eine positive Entwicklung des Marktes für Erneuerbare Energien werden überwiegend in den Bereichen Windenergie und feste Biomasse befürchtet. Während bei der Windenergie rechtliche sowie Vergütungsfragen im Vordergrund stehen (Repowering-Bedingungen für Wind onshore, Vergütungssätze für Wind offshore), wird als grundsätzliches Hemmnis bei Bioenergien genannt, dass Biomasse keine unbegrenzt frei verfügbare Ressource ist und einem Preisrisiko unterliegt.

Voraussetzung für Finanzierungen ist grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit der individuellen Anlage. Von hoher Bedeutung ist ebenfalls der Status der Technologie. Ein Großteil der befragten Banken lehnt Finanzierungen ab, wenn die technologischen Risiken nicht abschätzbar sind. Es ist zu vermuten, dass der private Bankensektor seine Rolle nicht primär als Förderer von Innovationen im Bereich der Erneuerbaren Energien sieht. Finanziert werden Unternehmen und Technologien, die sich bereits am Markt etabliert haben. Technologische Neu- und Weiterentwicklungen müssen durch andere Formen der Finanzierung gefördert werden.

Den befragten Banken ist die Zuverlässigkeit der politischen Rahmenbedingungen wichtig. Das EEG sollte als sichere Planungsgrundlage für Investoren Kontinuität und Berechenbarkeit signalisieren. Der Grundsatz einer Degression in Abhängigkeit von der Technologie- und Marktreife wird dabei als richtig angesehen, um Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen zu motivieren.

Fazit

Die Ergebnisse der Unternehmensbefragung und Geschäftsberichtsanalyse stehen weitgehend im Einklang miteinander. Die Untersuchungen zeigen, dass sich die Branche der Erneuerbaren Energien zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor entwickelt hat, mit hohen Wachstumsraten, zunehmender Internationalisierung des Absatzes, steigenden Investitionsvolumina und der Schaffung von Arbeitsplätzen. Die befragten Unternehmen betonen die hohe Bedeutung des EEG für diese Entwicklung. Es setzt dem Markt für Erneuerbare Energien stabile Rahmenbedingungen, die Investitions- und Planungssicherheit bieten. Ebenso wird die Nachfrage aufgrund der garantierten Einspeisevergütung stimuliert. Die Unternehmen unterstreichen, dass das EEG weltweit eine Vorbildfunktion einnimmt und Deutschland somit die Rolle eines Vorreiters zukommt. Es wird erwartet, dass sich in Folge auf dem internationalen Markt eine vergleichbare Wachstumsdynamik einstellt.

Aus der Finanzierungsperspektive haben die befragten Banken bestätigt, dass sich die Branche der Erneuerbaren Energien im Hinblick auf Renditechancen, steigende Investitionsvolumina und die zunehmende Internationalisierung zu einem interessanten Markt für den Finanzsektor entwickelt hat. Für die Zukunft wird mit einem hohen Wachstum gerechnet, wobei von einer stärkeren Bedeutung des ausländischen Marktes ausgegangen wird. Die zentrale Bedeutung des EEG für die Entwicklung in Deutschland wird vor allem mit Blick auf stabile Rahmenbedingungen und damit hohe Investitions- und Planungssicherheit für Investoren betont.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland eine leistungsfähige Produktions- und Dienstleistungsstruktur herausgebildet (Hersteller, Planungs- und Projektierungsunternehmen). Auch hierfür hat sich das EEG mit seinen stabilen Rahmenbedingungen als förderlich erwiesen.

Als wesentlich für eine zukünftige Gestaltung des EEG wurden folgende Punkte identifiziert:

- **Kontinuität und Berechenbarkeit:** Investitions- und Planungssicherheit sollen weiterhin durch stabile Vergütungsstrukturen gewährleistet werden.
- **Kontinuierliche Technologiebewertung:** Der Stand der geförderten Technologien soll kontinuierlich beobachtet und nach klaren nachvollziehbaren Kriterien bewertet werden.
- **Gezielte Anreize:** Die Förderung soll nach Technologien differenziert und degressiv ausgestaltet sein, um Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen zu motivieren.
- **Angemessene Rahmenbedingungen:** Vor allem die Anforderungen für Genehmigungen und die Bedingungen für den Netzzugang sollen weiter verbessert werden.

7.3 Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG im bundesdeutschen Stromsektor (Federführung: IZES Saarbrücken)

Eine Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit dem Ziel, den erneuerbaren Energien einen stetig wachsenden Anteil an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland zu sichern, bedarf einer vertieften Betrachtung des gesamten Stromsektors als Zusammenspiel von Netzinfrastruktur und Teilmärkten. Im Fokus stehen dabei die Integrationserfordernisse sowohl im Hinblick auf das Netz als auch auf die stromwirtschaftlichen Teilmärkte. Dafür sind neben institutionellen und konzeptionellen Fragestellungen sowie Fragen des Marktdesigns insbesondere die ökonomischen Wirkungen des EEG auf die einzelnen Akteure vor dem Hintergrund ihrer jeweiligen Anreizstrukturen zu analysieren.

Netzintegration

Die elektrizitätswirtschaftliche Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen in das Stromsystem hat ein kooperatives und berechenbares Verhältnis zwischen Anlagenbetreibern und Stromnetzbetreibern zur Voraussetzung, das die Interessen beider Seiten beachtet. Aus Sicht der Anlagen- und der Netzbetreiber sind bei der Netzintegration die Integrationsebenen Netzanschluss, Netzzugang und Netznutzung zu unterscheiden, aus Sicht der Netzbetreiber zusätzlich die Aufgabenfelder Netzbetrieb/Netzwartung sowie Netzausbauplanung, jeweils unter systematischer Berücksichtigung der bestehenden und der künftigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

Beim Netzanschluss wurden „flache“ Anschlussgebühren als ökonomisch effizient identifiziert. Unter entsprechenden regulativen Rahmenbedingungen und in Verbindung mit Standortanreizen für Betreiber dezentraler Anlagen senden sie die besten ökonomischen Signale zur Netzintegration (einer wachsenden Anzahl) dezentraler Anlagen aus. Sie erfüllen zudem in einem besonderen Maße die energierechtlichen Vorgaben (Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Objektivität).

Beim Netzzugang wurde der mögliche Vorrangkonflikt zwischen EEG- und KWK-Anlagen mitunter als Problem thematisiert. Die Untersuchung zeigt, dass dieser Konflikt aktuell mehr in der Theorie als in der Realität existiert, in Zukunft jedoch an Bedeutung gewinnen könnte, wenn der notwendige Netzausbau mit dem Ausbau der EEG-Anlagen nicht Schritt hält. Die Abschaltung einzelner Anlagen im Rahmen eines Netzsicherheitsmanagements sollte jedoch künftig als Teil eines umfassenderen Netzlastmanagements betrachtet werden, bei dem neben

kurzfristig kapazitätserhöhenden Maßnahmen im Netz auch nachfrageseitige Maßnahmen wie Lastmanagement systematisch einbezogen werden müssen. Ein so verstandenes Netzlastmanagement ist sowohl auf die Optimierung des Netzbetriebs als auch auf die Optimierung des Netzausbaus anzuwenden.

Im Hinblick auf die Netznutzung ist zu beachten, dass die wesentliche Einnahmequelle der Netzbetreiber die Netznutzungsentgelte sind, deren konkrete Festlegung künftig im Rahmen der Anreizregulierung eine Vielzahl von Anreizen vermitteln wird. Für die künftig stärkere Integration der EEG-Anlagen in das Stromsystem ist daher die konkrete Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung fundamental und entscheidend für eine Harmonisierung der Interessen der EEG-Anlagen- und der Netzbetreiber.

Die Berechnungsmethodik zur Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) ist politisch abschließend entschieden worden und bietet eine verlässliche Kalkulationsgrundlage für dezentrale Anlagenbetreiber. Ihre Verrechnung mit den EEG-Vergütungen ist elektrizitätswirtschaftlich sinnvoll und geboten. Die großen regionalen Abweichungen in der Praxis deuten jedoch darauf hin, dass das Verfahren offensichtlich unterschiedlich angewendet wird und möglicherweise zu einer Unterschätzung der vNNE – und damit zu einer Überschätzung des EEG-Förderumfangs – führt.

Die im EEG festgelegte Vorrangregelung für Erneuerbaren Energien hat schließlich auch Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem, wodurch sich eine Reihe von Koordinations- und Planungsnotwendigkeiten ergeben, die zwischen den betroffenen Ländern abzustimmen sind.

Marktintegration

Durch den Wälzungsmechanismus im Erneuerbaren-Energien-Gesetz wird EEG-Anlagen ein Absatz ihres Stroms zu Festpreisen über einen Zeitraum von zwanzig Jahren garantiert. Die Vermarktung des EEG-Stroms erfolgt dabei indirekt über die Übertragungsnetzbetreiber mittels eines Grundlastbandes an alle endkundenversorgenden Stromhändler. Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung erfordert mittelfristig jedoch eine stärkere Integration in das bestehende Stromsystem und die Märkte.

EEG-Anlagen haben grundsätzlich Leistungsreserven und eine gewisse Regelfähigkeit, die eine Bereitstellung von Leistung oder ein Abregeln oder Abschalten von Leistung auf Anfor-

derung möglich macht. Dies trifft auch für EEG-Anlagen zu, die stochastisch Strom erzeugen, wie beispielsweise Windenergieanlagen. Ihre Vermarktung im Regelenergiemarkt mit seinen einzelnen Teilmärkten (v.a. Minutenreserve und Sekundärregelung) ist daher sinnvoll und in der Summe energiewirtschaftlich vorteilhaft.

Da die Eigenvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen bisher nicht explizit vom Gesetzgeber ausgeschlossen wurde, kann sie zur Erhöhung der Wertschöpfung beitragen und damit auch solche Projekte realisieren helfen, die möglicherweise allein durch die EEG-Vergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten. Die Möglichkeit, je nach Vergütung zwischen EEG und Börsenpreisen zu wechseln, kann ohne entsprechende frühzeitige Vorankündigung aber auch dazu führen, dass sich der Profildienst für die Übertragungsnetzbetreiber verteuert, mit der Folge höherer Netzentgelte für die Kunden. Betreiber größerer Anlagen haben deshalb damit begonnen, in Abstimmung mit ihrem jeweiligen Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur einvernehmliche Lösungen zu entwickeln.

Die Kritik am intransparenten EEG-Veredelungsprozess hat die Bundesnetzagentur dazu veranlasst, eine Öffnung dieses Marktsegmentes voranzutreiben. Ihr aktueller Vorschlag trägt einem Teil der bisherigen Bedenken Rechnung, allerdings bleiben die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin alleinige Akteure des Verfahrens. Ein wettbewerbliches Verfahren unter Beteiligung Dritter ist nicht vorgesehen; insofern steht und fällt eine mögliche Verbesserung gegenüber dem Status Quo mit der Kontrollbereitschaft und -kompetenz der Bundesnetzagentur.

Kritik am bestehenden EEG-Wälzungsmechanismus bezüglich Intransparenz und Marktferne sowohl aus der Wissenschaft als auch von Marktakteuren haben zu Forderungen geführt, die Wälzung zu modifizieren oder ganz abzuschaffen sowie das Vergütungssystem anzupassen. Die bislang formulierten vielfältigen Modellansätze dazu können in ihrer reinen Form bislang noch nicht überzeugen. Je nach Gewichtung der bisherigen Kritikpunkte und der Einschätzung der mit den Modellen verbundenen Risiken wird man sich grundsätzlich zwischen einer größeren Marktnähe der EEG-Anlagenbetreiber selbst oder einer effizienten Drittvermarktung unter Beibehaltung der Festvergütung entscheiden müssen.

EEG-Wirkungen auf Kraftwerksbetreiber

Die Einspeisung von Strom aus EEG-Anlagen und dessen Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber führt zwangsweise zu einer Verringerung des Bedarfs aus konventionellen Anlagen.

Dies wirkt sich durch den sogenannten Merit-Order-Effekt auch auf den Strompreis aus. Ausgehend von einem perfekten Markt, wo sich die Strompreise an den Grenzkosten der Stromerzeugung orientieren, und einer Orientierung aller Strombeschaffungen an den Preisen der Strombörse, hätte dieser Merit-Order-Effekt gemäß einer Studie des Fraunhofer Instituts ISI zu Minderausgaben für Strom in Höhe von rund 5 Mrd. Euro im Jahr 2006 geführt. Inwieweit sich dieser Effekt im realen liberalisierten Markt jedoch in der beschriebenen Form einstellt, hängt davon ab, ob der Marktpreis tatsächlich die Grenzkosten des gemäß Merit-Order-Effekt letzteinspeisenden Kraftwerks wiedergibt oder ob er über den Grenzkosten liegt. In letzterem Fall würde die Marktmacht der Anbieter die strompreissenkende Wirkung des Merit-Order-Effekts konterkarieren.

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wird sich in den kommenden Jahren stark verändern - sei es durch energiepolitische Rahmenbedingungen wie den Atomausstieg, die Verfolgung von Klimaschutzziele oder die Veralterung des Kraftwerksparks. In einer Studie des Öko-Instituts und des Arrhenius-Instituts wurden mögliche Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung des deutschen Kraftwerksparks unter ökonomischen Gesichtspunkten bei weiterem Zubau erneuerbarer Energien auf Basis zweier Szenarien simuliert. Dabei wurde festgestellt, dass in beiden Szenarien zukünftig lediglich GuD-Kraftwerke ausreichend zu ihrer Fixkostendeckung und damit zu ihrer Refinanzierung beitragen können. Braun- und Steinkohlekraftwerke können bestenfalls etwa die Hälfte ihrer Fixkosten decken, da sie im Durchschnitt deutlich weniger als 5.000 Benutzungsstunden erreichen. Um jedoch wirtschaftlich arbeiten zu können, benötigen sie eine Mindestvolllaststundenzahl von rund 5.500 h/a. Daraus ergibt sich, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen – insbesondere die Verfolgung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und KWK sowie die Einhaltung der Effizienzziele - eine wesentliche Rolle bei den Investitionsentscheidungen für den Kraftwerkszubaubedarf spielen müssen, um die Risiken von Fehlinvestitionen zu minimieren.

Die Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG, die wesentlich über die Verteilungswirkung der EEG-Umlage auf die Endkunden entscheidet, wurden ebenfalls untersucht. Da sich die Ergebnisse mit denen des EEG-Erfahrungsberichts decken, wird an dieser Stelle auf den Erfahrungsbericht verwiesen.

7.4 Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes (Federführung: DIW Berlin)

Als Teil einer umfassenden energie- und umweltpolitischen Gesamtstrategie wird mit dem EEG gezielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert. Aufgrund möglicher Überschneidungen und indirekter Wechselbeziehungen mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes muss bei der Ausgestaltung und Anwendung der Instrumente deren Zusammenwirken beachtet werden und sofern nötig eine gegenseitige Abstimmung der einzelnen Maßnahmen erfolgen. Abbildung 7-6 gibt einen Überblick über die Aspekte, die im Rahmen von Interaktionsanalysen zu beachten sind. Im Vordergrund stehen dabei hier die Wechselwirkungen des EEG mit dem europäischen Emissionshandelssystem, den projektbezogenen flexiblen Kyoto-Mechanismen (CDM, JI), den Energiesteuern, der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, ordnungsrechtlichen Regelungen und weiteren speziellen Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien.

Abbildung 7-6: Allgemeines Schema der Interaktionsanalyse

- Politische Ziele
 - Zielüberlappungen, Zielbeziehungen
- Geltungsbereiche politischer Maßnahmen
 - Sachlich (z.B. betroffene Anlagen, Tätigkeiten)
 - Räumlich (z.B. national, EU-weit)
 - Zeitlich (temporär, längerfristig, auf Dauer)
- Politische Akteure
- Wirkungen
 - direkte Wirkungen
 - indirekte Wirkungen
- Bewertungskriterien
 - Wirksamkeit, Effizienz, Verteilungseffekte
 - Praktikabilität, Durchsetzbarkeit
- Abstimmungsbedarf zwischen Instrumenten

Emissionshandel

Der 2005 in Europa begonnene Handel mit Emissionsberechtigungen entwickelt sich zu einem zentralen Element der Klimaschutzpolitik. Er kann allerdings eine gezielte Förderung erneuerbarer Energien keineswegs ersetzen. Mit dem EEG werden neben dem Beitrag zum Klimaschutz auch andere energie-, umwelt- und technologiepolitische Ziele verfolgt. Durch allgemeine Instrumente wie den Emissionshandel allein würden nur geringe Impulse auf den Ausbau Erneuerbarer Energien ausgelöst, da die finanziellen Anreize zu gering und das Investitionsrisiko zu hoch wären. Eine nachhaltige Umstrukturierung der Energieversorgung und eine hierfür erforderliche technologische Entwicklung könnten damit nicht oder nur zu langsam in Gang gesetzt werden. Die gegenwärtige gezielte Förderung soll vor allem auch dazu beitragen, dass sich ausreichende Märkte für die Technologien entwickeln und die Kosten der Nutzung Erneuerbarer Energien durch Lerneffekte bei der Herstellung und dem Betrieb der Anlagen gesenkt werden können. Dies könnte mit dem Emissionshandel allein nicht erreicht werden.

Wechselwirkungen zwischen dem EEG und dem Emissionshandel bestehen auf dem Markt für Erneuerbare Energien, auf dem CO₂-Zertifikatemarkt und auf dem Strommarkt. Bei garantierter Stromabnahme und Mindestvergütung nach dem EEG gibt der Emissionshandel keine zusätzlichen Anreize für den Ausbau EE, solange der Strompreis einschließlich der (Opportunitäts-) Kosten der Emissionszertifikate niedriger ist als die Vergütung. Es vermindern sich aber die Differenzkosten und wirtschaftliche Technologien wachsen früher aus der Förderung heraus. Bei einer Eigenvermarktung in einem optionalen Bonusmodell oder einer Direktvermarktung kann der Emissionshandel die Förderwirkung über erhöhte Strompreise verstärken. Hingegen führt der Emissionshandel in einem Quotenmodell wie in Großbritannien nicht dazu, dass erneuerbare Energien stärker genutzt werden, weil einem Strompreisanstieg bei gegebener Quotenhöhe eine Verminderung des Preises grüner Zertifikate gegenübersteht und der Preiseffekt hinsichtlich der Gesamtvergütung somit kompensiert wird.

Unabhängig von der Art des Fördermodells vermindert der Beitrag EE zur Reduktion von CO₂-Emissionen die Zertifikatsnachfrage von Kraftwerksbetreibern auf dem europäischen Emissionshandelsmarkt. Bei vorgegebenem Emissionshandelsbudget (Cap) sinkt dadurch der CO₂-Preis und es kann zu einer Verlagerung von CO₂-Emissionen in andere Handelsbereiche oder andere europäische Länder kommen. Insofern können sich EEG und Emissionshandel in ihrer Wirkung auf den Klimaschutz erheblich beeinträchtigen, wenn keine Cap-Anpassung

erfolgt. Da die CO₂-Preise auf die Strompreise überwältigt werden, vermindert ein sinkender CO₂-Preis den Strompreis im Großhandel und verstärkt damit den preissenkenden Merit-Order-Effekt, der unabhängig vom CO₂-Preiseffekt wirksam ist.

Zur Abstimmung zwischen Förderpolitik und Emissionshandel muss der Beitrag des EEG zur Emissionsverminderung im Nationalen Allokationsplan (NAP) bzw. bei der Festlegung der Emissionsobergrenze in Europa angerechnet werden (Verminderung der Cap-Höhe). Dies ist auch von der Europäischen Kommission in ihren Hinweisen zur NAP-Erstellung gefordert worden, damit eine Überausstattung an Emissionsrechten vermieden werden kann. Im Nachhinein betrachtet wurden für die erste Handelsperiode (2005-2007) insgesamt zu viele Zertifikate zugeteilt. Durch die nicht ausreichend in der Allokationsplanung berücksichtigte CO₂-Verminderung durch das EEG waren der Zertifikatspreis und der Strompreis niedriger als ohne den EEG-Effekt. Für die zweite Handelsperiode (2008-2012) erfolgt nach den Auflagen durch die EU-Kommission hingegen eine wesentlich knappere Zuteilung, wobei nun auch ausdrücklich der Beitrag erneuerbarer Energien als Begründung genannt wird. Unter solchen Voraussetzungen können Emissionshandel und EEG hinsichtlich der Verminderung von CO₂-Emissionen gut zusammenwirken und dazu beitragen, dass das Gesamtziel zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen sicher erreicht wird. Darüber hinaus ermöglicht der durch das EEG getriebene Ausbau erneuerbarer Energien, dass längerfristig (nach der ersten Kyoto-Periode) weitaus anspruchsvollere Minderungsziele verfolgt werden können. Wichtig ist aber, dass die durch den verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien zu erwartende Emissionsminderung jeweils ausreichend bei der Berechnung des Caps eingerechnet wird. Dies gilt unabhängig davon, ob die Emissionsbudgets künftig national oder auf europäischer Ebene festgelegt werden.

Flexible Mechanismen

Die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls CDM und JI, die durch eine internationale Flexibilisierung Kosteneinsparungen beim weltweiten Klimaschutz ermöglichen und zur nachhaltigen Entwicklung beitragen sollen, können mehrere Wechselwirkungen mit einer nationalen technologiespezifischen Förderpolitik aufweisen. Direkte Überlappungen mit der Förderung durch das EEG sind bei in Deutschland durchgeführten JI-Projekten möglich. Solche Doppelförderungen müssen grundsätzlich im Anerkennungsverfahren der Projekte vermieden werden. Überlappungen zwischen JI und EEG sollen künftig durch Ausschlussregelungen im EEG und im ProMechG vollständig vermieden werden. In Deutschland können

dann JI-Projekte realisiert werden, die nicht durch das EEG gefördert werden, sodass sich JI und EEG insoweit ergänzen. Außerdem verbessert die nationale Förderpolitik durch Lerneffekte indirekt auch die Chancen Erneuerbarer Energien in anderen Ländern und kann insofern das Potenzial entsprechender CDM- und JI-Projekte erhöhen.

Wesentliche Wechselwirkungen zwischen der Förderpolitik und den flexiblen Mechanismen resultieren aus deren Verknüpfung mit dem europäischen Emissionshandelssystem, in dem die Gutschriften (CERs, ERUs) angerechnet werden. Anders als staatliche Gutschriftenkäufe, die das gesamte Emissionsbudget eines Landes erhöhen und in der Allokationsplanung berücksichtigt werden können, bewirkt die mögliche Nutzung der flexiblen Instrumente durch die vom Handelssystem erfassten Emittenten eine Marktöffnung, die das Angebot an Emissionszertifikaten erweitert und preiselastisch macht. In einem solchen geöffneten Handelssystem führt eine geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch bei unverändertem Cap zumindest teilweise zu zusätzlichen Emissionsminderungen in Europa. Dennoch muss der Beitrag der geförderten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch unter Berücksichtigung flexibler Mechanismen in der Allokationsplanung explizit eingerechnet werden. Nur bei einer entsprechenden Cap-Anpassung wirken Förderpolitik, Emissionshandel und flexible Mechanismen am besten miteinander.

Energiesteuern

Das Ziel der ökologischen Steuerreform besteht zum einen darin, fossile Kraft- und Brennstoffe wegen ihrer externen Kosten zu verteuern und dadurch Anreize zum Energiesparen und zur Nutzung erneuerbarer Energien zu setzen, zum anderen soll durch eine Entlastung der Lohnnebenkosten die Beschäftigung gefördert werden. Die ökologische Steuerreform gibt Anreize zum Energieeinsparen und zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärme- und im Kraftstoffbereich und ergänzt insofern die Wirkung des EEG in anderen Bereichen. Im Strombereich selbst geben Energiesteuern hingegen kaum Impulse für den Ausbau EE, zumal auch Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich voll besteuert wird.

Seit der Anpassung des deutschen Energiesteuersystems an die EU-Richtlinie wird der Gas- und Öleinsatz – wie vorher schon der Kohleneinsatz – zur Stromerzeugung nicht mehr besteuert, so dass hiervon kein Lenkungseffekt zu Gunsten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeht. Als Kompensation dafür, dass ins Netz eingespeister EE-Strom voll besteuert wird, werden EE seit 1999 insbesondere im Wärmebereich durch das Marktanzreizpro-

gramm (MAP) gefördert. Eine Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer wäre angesichts der geringen externen Kosten EE gerechtfertigt; dies wäre aber steuersystematisch schwer umsetzbar. Mit einer Steuerbefreiung würde außerdem kein zusätzlicher Impuls für den weiteren Ausbau gegeben, solange die gesetzlichen Mindestvergütungen nach dem EEG wirksam sind.

Förderung der KWK

Durch das KWK-Gesetz wird die Kraft-Wärme-Kopplung, mit der Primärenergie effizienter genutzt und damit die CO₂-Emission vermindert werden kann, durch Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflichten der Netzbetreiber gefördert. Der finanzielle Anreiz besteht hierbei in Zuschlägen auf den Strompreis (Bonusmodell), deren Kosten letztlich von den Stromverbrauchern getragen werden. Das KWKG von 2002 hat vor allem zur Modernisierung bestehender KWK-Anlagen beigetragen. Die angestrebte CO₂-Minderung um mindestens 20 Mio. t von 1998 bis 2010 dürfte hiermit aber kaum erreichbar sein. Derzeit liegt ein Entwurf für eine KWKG-Novelle vor, mit dem die Förderung verstärkt werden soll. Daneben werden KWK-Anlagen im Emissionshandel durch eine bevorzugte Zuteilung mit Emissionsrechten gefördert.

Im KWKG wird die Förderung von Anlagen ausgeschlossen, die Vergütungen nach dem EEG in Anspruch nehmen. Insoweit treten keine direkten Wechselwirkungen durch Überlappungen von Geltungsbereichen auf. Zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung können allerdings Konflikte hinsichtlich des Vorrangs bei Netzanschluss und -einspeisung bestehen.

Indirekte Wechselwirkungen zwischen EEG, Emissionshandel, Ökosteuern und KWKG bestehen auch in kumulativen Preiseffekten für Stromverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen.

Ordnungsrechtliche Regelungen

Zur Flankierung der Förderung durch das EEG müssen weiterhin ordnungsrechtliche und administrative Regelungen überprüft werden, um Hemmnisse des Ausbaus zu vermeiden bzw. zu beseitigen. In Deutschland sind die ordnungsrechtlichen Regelungen in den letzten zehn Jahren in mehreren Bereichen verändert worden, um die Voraussetzungen für den starken Ausbau erneuerbarer Energien zu verbessern. Hierzu zählen u.a. die Privilegierung von Wind-

und Wasserkraftanlagen im Außenbereich seit 1996, die 1998 eingeführte Modifikation der Privilegierungsregel für den Fall, dass in einem Flächennutzungsplan oder in einem Raumordnungsplan geeignete Flächen ausgewiesen sind, die 2004 eingeführte Privilegierung von kleinen Biomasseanlagen (bis zu 500 kW) im Außenbereich, die Klärung der Grundlagen für die Ausweisung von Schutzgebieten in der AWZ und die Ergänzung der SeeAnlV um eine Regelung zur Ausweisung von Eignungsgebieten für Windkraftanlagen in der AWZ und schließlich das im Dezember 2006 in Kraft getretene Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz), mit dem der Einstieg in die Offshore-Nutzung von Windenergie in Deutschland beschleunigt wird. Darüber hinaus besteht gegenwärtig ein Verbesserungsbedarf des ordnungsrechtlichen Rahmens insbesondere für den weiteren Ausbau der Windenergie: Bei der Windenergienutzung an Land müssen Konflikte vor Ort minimiert werden; es sollten bundesweit möglichst einheitliche und transparente Zulassungskriterien angewendet werden. Es müssen insbesondere die rechtlichen und administrativen Voraussetzungen für das Repowering verbessert werden. Im Offshore-Bereich sollten die noch bestehenden Rechtsunsicherheiten über die konkreten Zulassungsvoraussetzungen beseitigt werden. Zu klären ist auch, wie künftig konkurrierende Vorhaben auf See gehandhabt werden sollen.

Weitere Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien

Neben dem EEG wird der Ausbau Erneuerbarer Energien durch weitere Maßnahmen des Bundes sowie der EU, der Länder und einiger Kommunen gefördert, wobei mit unterschiedlichen Instrumenten zum einen die Markteinführung in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe und zum anderen Forschung und Entwicklung unterstützt werden. Dieses Maßnahmenbündel trägt dazu bei, dass ein hoher Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch erreicht werden kann.

Das EEG stellt gegenwärtig das bedeutendste Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland dar. Daneben existieren zahlreiche weitere Maßnahmen, die sich durch die Träger, die strategische Ausrichtung, die geförderten Techniken, die eingesetzten Instrumente, die jeweils Begünstigten oder die Finanzierung unterscheiden. Im Marktanreizprogramm des Bundes werden erneuerbare Energien im Wärmebereich gefördert. Die Förderung in diesem Bereich soll künftig durch die EE-Wärmegesetzgebung verstärkt werden. Der Ausbau von Biokraftstoffen wird vor allem durch Quotenvorgaben beschleunigt, Aufgrund relativ hoher CO₂-Vermeidungskosten und teilweise unzulänglicher Treibhausgasreduktionspotenzi-

ale wird die Intensität der Ausweitung von Biokraftstoffen jedoch zu überdenken sein. Auch längerfristig müssen unterschiedliche Instrumente zur Förderung EE miteinander kombiniert werden, damit ein stetig steigender Gesamtanteil EE realisiert werden kann. Dabei ist aber auf ein ausgewogenes Verhältnis der Förderintensitäten in den unterschiedlichen EE-Sparten und eine ökonomisch möglichst effiziente Vermeidung von Treibhausgasen zu achten.

Eine wesentliche Rolle spielt außerdem in allen Bereichen nicht zuletzt die staatliche Förderung von Forschung und Entwicklung. Zusammen mit Maßnahmen zur Markteinführung können dadurch Innovationen angestoßen werden, die neue technische Möglichkeiten eröffnen, Effizienzverbesserungen ermöglichen, zu Kostensenkungen beitragen und darüber hinaus auch industriepolitisch von Bedeutung sind.

7.5 Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt (Federführung: DIW Berlin)

Fördersysteme und -varianten

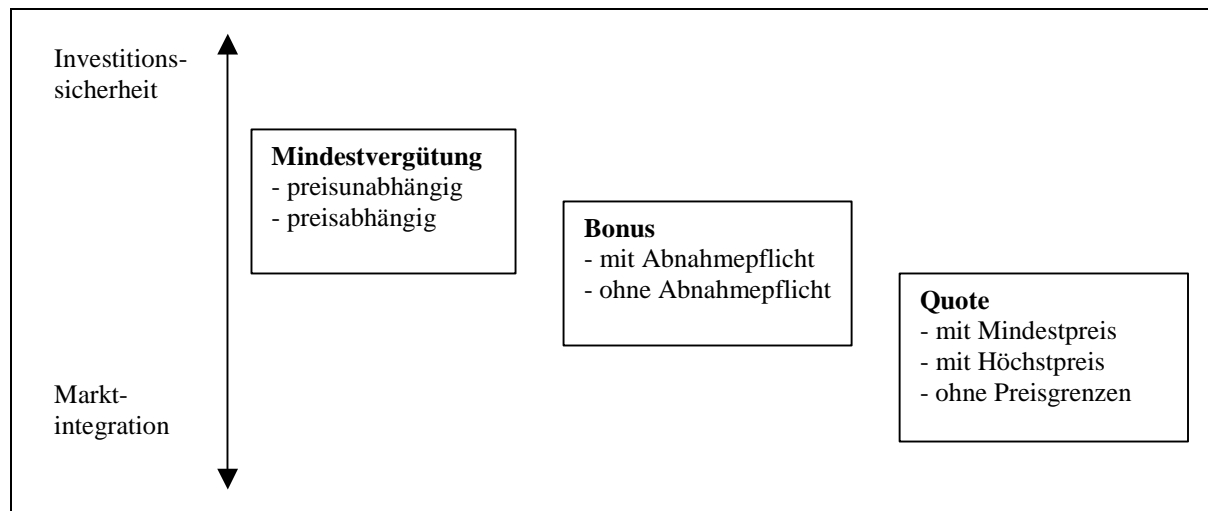
Als alternative Systeme zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Mindestvergütungen (wie im EEG), Vergütungszuschläge (Bonussystem), Quoten mit handelbaren grünen Zertifikaten und Ausschreibungen diskutiert. Diese Modelle nutzen und ergänzen bestehende Marktmechanismen mit dem Ziel einer finanziellen Förderung erneuerbarer Energien.

Für die vergleichende Bewertung solcher Fördermodelle sind insbesondere Kriterien der Effektivität und der Effizienz hinsichtlich der Erreichung vorgegebener Ziele wichtig, wobei Risiken und Transaktionskosten ebenso zu berücksichtigen sind wie dynamische Effekte der Markt-, Technologie- und Kostenentwicklung. Daneben sind Kriterien der Praktikabilität und Akzeptanz, Verteilungs- und Wettbewerbsaspekte sowie die Kompatibilität mit anderen nationalen und europäischen Strategien und Maßnahmen von Bedeutung.

Die betrachteten Grundmodelle weisen bei statischer Sicht ähnliche Wirkungen auf. Während bei festen Mindestvergütungen oder Zuschlägen der Preis reguliert wird und sich die Mengen am Markt ergeben, werden in Quoten- oder Ausschreibungsmodellen Mengenvorgaben gemacht, die am Markt die Preise verändern. Unter bestimmten Annahmen kann dabei theoretisch jeweils dasselbe Marktergebnis erreicht werden. Wesentliche Unterschiede in ihrer Wirkungsweise zeigen die Instrumente aber in dynamischer Sicht unter Berücksichtigung von Unsicherheiten.

Aus der Sicht der Investoren ist die Planungssicherheit im System der Festvergütung mit garantierter Abnahme der jeweiligen Strommengen am höchsten (Abbildung 7-7). Aufgrund des geringen Risikos sind dann auch günstige Konditionen für die Finanzierung der Projekte möglich. Im Bonusmodell ist die Unsicherheit höher, da hier nur die Zuschläge garantiert werden, aber nicht die Höhe des Strompreises. Am höchsten sind die Risiken im Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten, da hier zusätzlich die Entwicklung des Zertifikatspreises unsicher ist. In Ausschreibungsmodellen ist die Unsicherheit für die Investoren vor einer Ausschreibungsrunde hoch, danach aber für die erfolgreichen Bieter gering.

Abbildung 7-7: Varianten der Fördermodelle hinsichtlich der Abhängigkeit von Marktpreisen



Stärker marktorientierte Fördersysteme wie handelbare Zertifikate können zu einem intensiveren Wettbewerb zwischen Stromerzeugern und zu stärkeren Anreizen zur elektrizitätswirtschaftlichen Integration führen. Eine besondere Rolle spielt dabei die Frage der Eigenvermarktung des Stroms, die für die Anlagenbetreiber zusätzliche Chancen, aber auch Risiken und Zusatzkosten hervorrufen kann.

Neben Regelungen zur Investitions- bzw. Marktsicherheit (z.B. Abnahmepflicht) steht bei der konkreten Ausgestaltung der Förderung die Frage im Vordergrund, ob und wie stark z.B. nach Technologien differenziert werden soll. Eine differenzierte Förderung ist erforderlich, um Impulse für eine breitere Palette von Techniken zu geben. Dabei sollen gerade auch solche Techniken einbezogen werden, die bisher noch relativ teuer sind, die aber noch große Kostensenkungs- und Anwendungspotenziale aufweisen. Durch die Differenzierung der Fördersätze lassen sich Mitnahmeeffekte vermindern; dadurch können unnötig hohe Gewinne (Produzentenrenten als Folge der Förderung) vermieden und damit letztlich die finanziellen Belastungen der Verbraucher wesentlich verringert werden. Eine Differenzierung ist in allen Modellen möglich, sie ist allerdings bei einer preisorientierten Förderung leichter umzusetzen als in Quotenmodellen.

Die Förderung soll darüber hinaus im Zeitverlauf degressiv gestaltet sein. Dies stellt zum einen sicher, dass die finanzielle Belastung durch die Förderung in der Zukunft wieder reduziert wird, und zum anderen werden hierdurch wichtige Anreize zur Kostensenkung gesetzt. In Preismodellen kann hierfür von vornherein eine Abnahme der Vergütungs- bzw. Zuschlagsätze in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr der Anlage vorgeschrieben werden. In Quo-

Zur Vereinfachung der physischen Wälzung und zur verbesserten Vermarktung werden gegenwärtig unterschiedlich weitgehende Modelle diskutiert (Versorger-Modell, Händler-Modell, Börsen-Modell, Marktmediator-Modell, Versorgervertrags-Modell), die sich vor allem dadurch unterscheiden, wer für die Vermarktung zuständig sein soll (Abbildung 7-8). Am weitesten würde hier ein optionales Bonusmodell mit Eigenvermarktung durch die Anlagenbetreiber gehen. Auch in diesem Fall müsste der physische Wälzungsmechanismus aber zumindest teilweise weiterhin bestehen.

Erfahrungen in Europa

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Europa gegenwärtig mit unterschiedlichen Instrumenten gefördert. Als Hauptinstrument für die finanzielle Förderung werden mittlerweile in 17 Ländern der EU-25 preisorientierte Systeme mit festen Mindestvergütungen oder Bonuszahlungen eingesetzt; außerdem wird in Italien Solarstrom durch ein Vergütungsmodell gefördert. Bonusmodelle werden in Spanien, Tschechien, Slowenien, Dänemark, den Niederlanden und künftig auch Estland – zumeist optional – angeboten. In Belgien, Italien, Schweden, Großbritannien, Polen und Lettland sind Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten eingeführt worden. Dabei wird bisher meist auf eine Differenzierung nach Anlagenkategorien verzichtet. Ausschreibungen spielen als eigenständiges Hauptfördermodell in Europa keine Rolle mehr; sie werden zum Teil aber ergänzend, zur Beschleunigung des Ausbaus und insbesondere für Projekte im Offshore-Bereich eingesetzt. Andere Instrumente wie Zuschüsse, Steuererleichterungen oder zinsgünstige Kredite werden häufig flankierend genutzt, mit Ausnahme von Finnland und Malta aber nicht als zentrales Modell der Förderpolitik.

Es sind folgende Fördersysteme näher betrachtet worden:

- das Vergütungs- und Bonusmodell in Spanien (als Prototyp für ein optionales Bonusmodell, das 2007 novelliert worden ist),
- das Quotenmodell in Großbritannien (als Prototyp für ein Quotenmodell, dessen Novellierung gegenwärtig vorbereitet wird),
- aktuelle Ausschreibungen in Portugal (als Beispiel für Ergänzungen zu einem Vergütungsmodell) und

- Ausschreibungen von Offshore-Vorhaben in Großbritannien und Dänemark (als zusätzliches Instrument der Flächenplanung bzw. als spezielles Förderinstrument für Großprojekte).

In *Spanien* ist 1998 ein Vergütungsmodell mit einem optionalen Bonusmodell eingeführt worden, das 2004 und 2007 überarbeitet wurde. Interessant sind dabei vor allem die Änderungen, die aufgrund der bisherigen Erfahrungen vorgenommen worden sind. So ist 2004 vor allem die Marktnähe des Bonusmodells durch das grundsätzliche Prinzip der Eigenvermarktung verstärkt worden. Für die verbesserte elektrizitätswirtschaftliche Integration sind zusätzliche Zuschläge eingeführt worden. Die prozentuale Bindung der Vergütungssätze und der Zuschläge an einen (regulierten) Durchschnittstarif (ähnlich wie im früheren deutschen Stromeinspeisungsgesetz) ist 2006/07 zugunsten fester Sätze in Cent je kWh aufgegeben worden. Eine nominelle Anpassung erfolgt nun durch Indexierung anhand eines Verbraucherpreisindex. Für die Bonusoption ist außerdem ein Anpassungsmechanismus eingeführt worden, mit dem die Summe aus Marktpreis und Bonus innerhalb gesetzlich bestimmter Grenzen gehalten wird. Diese Bandbreiten sind ebenso wie die Zuschläge und Vergütungssätze nach Techniken und der Anlagengröße differenziert. Die Bonusoption, die dort für mindestens ein Jahr gewählt werden kann, ist von vielen – insbesondere großen - Anlagenbetreibern gewählt worden. Dies wurde vor allem im Jahr 2005 durch die ungewöhnlich stark gestiegenen Strompreise gefördert, die die Schere zwischen Festvergütung und Gesamtvergütung im Bonusmodell weit geöffnet hat. Bei normalen Preisschwankungen spricht wenig dagegen, dass auch die Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien ebenso schwanken. Starke Ausschläge nach oben oder unten werden in Spanien nun durch die eingeführten Schwellenwerte vermieden.

In *Großbritannien* wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 2002 durch ein Quotenmodell (Renewables Obligation, RO) mit handelbaren Zertifikaten gefördert. Entscheidende Parameter der Wirksamkeit sind hier die Festlegungen der Quotenhöhe und der Strafen für den Fall der Nichterfüllung. Im RO-System können sich die Versorger mit der Strafzahlung von der Verpflichtung freikaufen (buy-out price). Damit wird praktisch eine (reale) Preisobergrenze auf dem Zertifikatsmarkt definiert. Durch die Ausschüttung der Strafzahlungen an diejenigen, die ihre Verpflichtung eingehalten haben, wird der Anreiz zur Quoteneinhaltung verstärkt. Dennoch wurde die Quote in den letzten Jahren um 24 bis 31 % unterschritten. Eine häufig erwartete hohe Wirksamkeit und Treffsicherheit von Quotenmodel-

len kann somit empirisch nicht bestätigt werden. Aufgrund der im Vergleich zu Mindestvergütungen höheren Risiken der Investoren sind die Finanzierungsbedingungen tendenziell ungünstiger. In der Summe aller Komponenten (einschließlich eingesparter Klimaabgabe) ergab sich im Jahr 2005 ein Betrag von 11,8 Cent/kWh, der höher ist als die durchschnittliche Vergütung in Deutschland. Das Quotenmodell ist bisher insofern technologieneutral, als keine differenzierte Förderung erfolgt. Dadurch konzentriert sich der Ausbau auf Techniken, die gegenwärtig schon recht kostengünstig sind; so entfielen im Jahr 2005 33 % der geförderten Erzeugung auf die kräftig gestiegene Nutzung von Deponiegas. Längerfristige Zielmarken (wie 20 % im Jahr 2020) sind so aber nicht zu erreichen. Die britische Regierung bereitet deshalb gegenwärtig eine Reform des Quotenmodells (Renewables Obligation für England und Wales) vor, die ab 2009 umgesetzt werden soll. Neben Vorsorgemaßnahmen gegen einen künftigen Verfall des Zertifikatspreises stellt die Einführung einer technologischen Differenzierung ein zentrales Element der Reform dar. Für Offshore-Strom würden danach künftig 50 % mehr Zertifikate je Strommenge ausgegeben als bisher (Banding-Index 1,5). Der Index für die bisher vorgesehenen vier Bänder reicht von 0,25 bis 2,0. Durch die Reform der Renewable Obligation werden in Großbritannien Elemente der Förderpolitik revidiert, die von manchen Autoren als Wesensmerkmale des Quotenmodells angesehen werden. Dadurch vermindern sich zugleich die Unterschiede zwischen einem solchen Quotenmodell und einem differenzierten Bonusmodell.

In *Portugal* werden erneuerbare Energien durch Vergütungsregelungen gefördert. Zusätzlich werden dort Ausschreibungen für große Windparks durchgeführt, denen weitere Ausschreibungen für Biomasse und Fotovoltaik folgen sollen. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Portugal wird bisher noch stark durch knappe Netzkapazitäten und langwierige Genehmigungsverfahren behindert. Mit den Ausschreibungsrunden soll der Ausbau beschleunigt werden. Dabei werden neben der direkten Förderung der Stromerzeugung ausdrücklich industrie- und technologiepolitische Impulse gesetzt, die dem weiteren Ausbau, aber auch der heimischen Wirtschaft zu Gute kommen sollen.

Ausschreibungen spielen auch für den *Offshore-Bereich* eine große Rolle, wobei der Vergleich von Großbritannien und Dänemark zwei unterschiedliche Hauptfunktionen von Ausschreibungen deutlich macht, nämlich zum einen Ausschreibungen als spezielles Fördermodell für den Offshore-Bereich wie bei zwei aktuellen Projekten in Dänemark oder Ausschreibungen zur Vergabe von Flächennutzungsrechten wie in Großbritannien, wo die finanzielle

Förderung separat (durch das RO-System) erfolgt. Diese Funktionen können miteinander verbunden werden, sie können aber auch unabhängig voneinander genutzt werden.

Nach dem Fortschrittsbericht der Kommission wird mit den derzeit eingeführten Maßnahmen und Initiativen in den *Ländern der EU-25* bis 2010 voraussichtlich ein Anteil von 19 % erreicht und damit das Ziel von 21 % nicht ganz erreicht. Die einzelnen Mitgliedstaaten sind unterschiedlich weit von ihrem jeweiligen 2010-Ziel entfernt. Zu den mustergültigen Mitgliedstaaten, die ihr Ziel wahrscheinlich erreichen werden, zählen Dänemark, Deutschland und Ungarn. Darüber hinaus besteht in sechs Mitgliedstaaten (Finnland, Irland, Luxemburg, Niederlande, Schweden, Spanien) aufgrund der aktuellen Entwicklung eine realistische Chance ihre Ziele zu erreichen. In den meisten Ländern sind hingegen noch zusätzliche bzw. intensive zusätzliche Anstrengungen erforderlich.

Der unterschiedliche Erfolg der einzelnen Mitgliedstaaten hängt nicht allein vom gewählten Fördermodell ab, sondern vor allem auch davon, wie ernsthaft die Ausbauziele politisch verfolgt werden und rechtliche bzw. administrative Hemmnisse abgebaut werden.

Es fällt allerdings auf, dass sich unter den als mustergültig eingestuften Ländern kein Land mit einem Quotenmodell befindet. Von den Ländern mit Quotenmodellen wird allein für Schweden eine realistische Chance gesehen, die Ziele auf dem bisherigen Pfad zu erreichen, während in Großbritannien und Polen sowie stärker noch in Belgien zusätzliche Anstrengungen erforderlich sind. Wesentlich ungünstiger sind die Aussichten in den übrigen Ländern mit Quotenmodellen, nämlich Italien, wo noch größere administrative Hemmnisse bestehen, und Lettland, wo die formal angelegte Förderstrategie bisher noch unzureichend umgesetzt ist. Auch unter den Mitgliedstaaten, die die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Vergütungsmodellen fördern, weist der bisherige und absehbare Erfolg eine große Bandbreite auf. Dabei ist kein klarer Zusammenhang zwischen der Erfolgseinstufung und dem Einsatz eines (optionalen) Bonusmodells zu erkennen; Länder mit Bonusmodellen schneiden hier zumindest nicht tendenziell schlechter ab als Länder mit reinen Festvergütungen.

Die Wirksamkeit und Effizienz der Fördermodelle sind in den einzelnen Sparten erneuerbarer Energien unterschiedlich. So führen Quotenmodelle - vor allem aufgrund der höheren Risiken - bei der Windenergie zu höheren Kosten. Ein überdurchschnittlicher Ausbau der Windenergie wird nur in Ländern mit Einspeisetarifen erreicht. Hingegen fallen solche Vergleiche bei der Biomasse weniger eindeutig aus. So hat z.B. das Quotenmodell in Großbritannien zu einer

starken Förderung und Zunahme der Deponiegasnutzung geführt, während die Windkraftpotenziale noch relativ wenig genutzt werden. Die meisten Erfolgsgeschichten der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa werden durch Einspeisetarife getrieben, wobei die technische Differenzierung der Förderung eine besondere Rolle spielt. Alles in Allem zeigen die bisherigen Erfahrungen in europäischen Ländern, dass gegenwärtig kein Fördersystem eindeutige Vorteile gegenüber dem deutschen EEG-Modell aufweist.

Eine vollständige Harmonisierung der Förderpolitik in Europa auf Basis eines gemeinschaftlichen Mengen- oder Preismodells ist zumindest kurzfristig nicht in Sicht. Deshalb ist es weiterhin wichtig, dass Förderanstrengungen koordiniert werden und dass die Länder bei der Gestaltung ihrer Förderinstrumente kooperieren.

Optionales Bonusmodell als mögliche Ergänzung des EEG

Vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen in Europa kommt für eine Weiterentwicklung der Förderpolitik in Deutschland eine Ergänzung des Modells der Mindestvergütungen um ein optionales Bonusmodell in Betracht. Dadurch könnte die Marktintegration erneuerbarer Energien erhöht und den Akteuren eine größere Flexibilität und verstärkte Anreize zu Effizienzverbesserungen gegeben werden, während die Planungssicherheit für Investoren grundsätzlich erhalten bleibt.

Wesentliche Eckpunkte eines optionalen Bonusmodells in Deutschland bestehen in einer technologischen Differenzierung und einer realen Degression vorgegebener Zuschlagssätze. Zur Begrenzung von Schwankungen der Gesamtvergütung aufgrund von Preisentwicklungen auf dem Strommarkt können Schwellenwerte des Strompreises festgelegt werden, deren Überschreitung zu Anpassungen der Bonushöhe führen. Für die in einem Optionsmodell weiterhin erforderliche Wälzung eines Teils der Strommengen kommt z.B. ein Börsenmodell in Betracht, bei dem diese Mengen nur bis zum Übertragungsnetzbetreiber gewälzt und dann verkauft werden. Die Wahl zwischen Festvergütungs- und Bonusmodell sollte jeweils für mindestens ein Jahr gelten und generell für alle Anlagenbetreiber möglich sein. Für Betreiber kleiner Anlagen dürfte eine Eigenvermarktung in der Regel zu aufwändig sein. Dagegen könnten Betreibern von sehr großen Anlagen wie Windparks längerfristig ausschließlich Zuschläge angeboten werden.

Mit einem solchen optionalen Bonusmodell könnte das EEG evolutiv und ohne Systemwechsel weiterentwickelt werden. Dadurch könnte in Kooperation mit anderen Ländern auch

eine Harmonisierung von Förderprinzipien in Europa vorangetrieben werden. In diesem Zusammenhang ist auch hervorzuheben, dass ein Bonusmodell eine größere Nähe zu einem differenzierten Quotenmodell aufweist und damit die Bedingungen für eine längerfristige Koexistenz unterschiedlicher Fördermodelle verbessert werden könnten.

7.6 Vorschläge für die Weiterentwicklung des EEG (Federführung: DLR Stuttgart)

Der Erfolg des EEG beruht wesentlich auf dem hohen Maß an Planungssicherheit, das den Investoren bzw. Betreibern gewährt wird, und hängt von der Höhe und der Struktur der Fördersätze ab, die sich an den Kosten der Stromerzeugung bestimmter Technologien orientieren. Die Förderung erneuerbarer Energien dient der Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung und beschleunigt die technische Entwicklung sowie die Ausnutzung von Kostenreduktionspotenzialen. Darüber hinaus verbessert sie die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im Bereich erneuerbarer Energien und trägt damit zur Schaffung und zum Erhalt von zukunftsfähigen Arbeitsplätzen bei. Das EEG ist ein Element in einem ganzen Kanon von Instrumenten, deren Ziel die Klimagasreduktion und der Umbau der Elektrizitätsversorgung auf eine umweltentlastende Struktur ist. Vorschläge zur Optimierung des Förderinstruments müssen daher die zukünftige Energieversorgung im Blick haben und die langfristigen Auswirkungen heutiger Anreizstrukturen berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund wurden Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG unter Berücksichtigung der allgemeinen Rahmenbedingungen und Förderinstrumente sowie der Anforderungen einzelner Technologien gemacht. Übersicht 7-1 gibt eine Zusammenschau der verschiedenen Ansatzpunkte.

Bei der zukünftigen Ausrichtung der Förderung erneuerbarer Energien sollte der breit angelegte energie-, umwelt- und technologiepolitische Zielkatalog zusammen mit der Ausrichtung an langfristigen Ausbauzielen beibehalten werden. Die Ansätze aus dem am 5. Dezember 2007 im Kabinett verabschiedeten integrierten Energie- und Klimaprogramm stellen einen Ausgangspunkt für die zukünftige Förderung dar, wenngleich jetzt bereits offensichtlich ist, dass die Zielerreichung weiterer Maßnahmen bedarf. Obwohl der Erfolg eines Förderinstruments weniger von der grundsätzlichen Entscheidung für eine Preis- oder eine Mengensteuerung als vielmehr von der Ausgestaltung und der Zielsetzung der jeweiligen Instrumente abhängt, besteht keinerlei Anlass von der erfolgreich implementierten deutschen Vergütungslösung mit den Elementen der garantierten Mindestvergütung, der Degression, der technologischen Differenzierung und der regelmäßigen Überprüfung abzuweichen, weder auf nationaler Ebene, noch bei der Flankierung eines internationalen Stromverbunds. Im Gegenteil, eine grundlegende Abkehr vom bestehenden Förderansatz würde zu erheblichen Verwerfungen

sowohl beim Ausbau erneuerbarer Energien als auch bei der Technologieführerschaft der entsprechenden Branchen führen.

Auf der europäischen Ebene ist zunächst die Aufteilung des verbindlichen 20 %-Ziels unter den EU-Mitgliedstaaten zu klären, da von der Aufteilung auch auf die Bereiche Strom, Wärme und Transport die weitere Ausgestaltung zur Zielerreichung kritisch abhängen kann. Mittelfristig ist jedoch vor allem die Infrastruktur für einen auch physischen grenzüberschreitenden Stromhandel auszuweiten. Dies gilt insbesondere für die Ausweitung des Stromimports über die Grenzen der EU hinaus, beispielsweise aus den Regionen des Nahen Ostens und Nordafrikas.

Auf der nationalen Ebene muss eine Netzstruktur, die den Bedürfnissen einer nachhaltigen Elektrizitätsversorgung angepasst ist, mit den entsprechenden Anreizinstrumenten flankiert werden. Neben den anreizkompatiblen Bedingungen für den Netzanschluss und die Netznutzung sollte ein ausgewogenes Einspeisemanagement gefördert werden. Dabei sollte die Möglichkeit zur Realisierung dezentraler Einspeisekonzepte als eine der großen Stärken erneuerbarer Energien besonderen Schutz genießen.

Einer der Erfolge des EEG ist die Tatsache, dass durch die geminderten Investitionsrisiken in der Vergangenheit und die gesicherten Absatzmärkte einige Erzeugungstechnologien bereits jetzt oder in naher Zukunft die Wirtschaftlichkeitsschwelle überschreiten. Die Integration in den Markt wird daher eines der wichtigen Themen der näheren Zukunft sein. Hierbei gilt es zu unterscheiden zwischen Ansätzen, die Aktivitäten der EE-Stromerzeuger zulassen und solchen Ansätzen, die systematisch die Marktintegration begleiten und fördern. Zu ersteren gehört die Diskussion zur Direktvermarktung mit kurzfristigem Ausstieg, die eine Übergangslösung zu einer systematischeren Regelung darstellen kann. Hier muss die Frage des Bindungszeitraums kurzfristig gelöst werden, einen ersten Ansatz stellt der Vorschlag der Bundesnetzagentur dar, der einen Ausstieg monatsweise ermöglicht. Anreize zur eigenen Vermarktung hingegen können eher bei einer umfassenderen Regelung etwa in einem Bonusmodell gewährt werden, in dem Strom aus Erneuerbaren Energien optional für einen längeren Zeitraum von z.B. einem Jahr durch Zuschläge auf den Marktpreis (statt durch Festvergütungen) gefördert und die Übernahme des vollen Marktrisikos durch zusätzliche Anreize belohnt wird. Die Bonushöhe sollte sich dabei an den jeweiligen EEG-Vergütungssätzen, dem Strompreis am Terminmarkt und der Wertigkeit des EE-Stroms orientieren. Bei der Ausgestaltung ist ferner zu berücksichtigen, dass die typische Akteurs- und Betreiberstruktur in Deutschland und die

Option dezentraler (kleiner) Erzeugungseinheiten nicht in eine langfristig unerwünschte Richtung verschoben werden.

Letztlich erfordert eine Anpassung des Förderinstrumentariums immer auch den Blick auf die einzelnen Technologien. Die Windenergie ist technologisch so weit fortgeschritten, dass man Anforderungen an die bessere Netzintegration technisch erfüllen kann und die Verminderung von Einspeisefluktuationen oder die Vermeidung von Regelenergie nur eines geringen zusätzlichen Anreizes bedarf. Große Entwicklungsschritte und somit eine stärkere Unterstützung ist hier bei der Einführung von Offshore-Parks in großem Umfang angesiedelt. Bei der Fotovoltaik hingegen wird die Akteurstruktur mit Privathaushalten auf der einen Seite und Betreibern großer Freiflächenanlagen auf der anderen Seite eine zunehmende Rolle spielen. Letztlich können Privatbetreiber kleiner Anlagen mit Erreichen der Grid-Parity auf eine Förderung verzichten, denn ab diesem Zeitpunkt (ca. 2015-2020) kann über Net-Metering eine eigene Rendite erwirtschaftet werden. Auf einer anderen Ebene liegen die Herausforderungen im Biomassebereich. Die Stromeinspeisung ist regelbar und die Anlagen im KWK-Betrieb können sehr effizient zur Strom- und Wärmebereitstellung beitragen, was ihren Wert gegenüber fluktuierender Stromeinspeisung erhöht. Andererseits weist dieser Bereich das stärkste Konfliktpotenzial hinsichtlich Nachhaltigkeitsanforderungen auf, hat in ökologischer und ökonomischer Hinsicht starke Rückwirkungen auf den gesamten Agrarbereich und ist aus (energetischer) Potenzialsicht als relativ begrenzt einzustufen. Für den Energiebereich ist daher eine integrierte Biomassestrategie zwingend geboten, die diese Eigenschaften vorrangig beachtet und die vermeidet, dass unterschiedliche, nicht angepasste Förderinstrumente in den verschiedenen Nachfragesektoren (Strom, Wärme, Kraftstoffe) einen „Förderwettlauf“ hervorrufen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass der Ausbau erneuerbarer Energien mit Blick auf die Zeit nach 2020 noch beträchtlichen energiepolitischen Handlungsbedarf aufzeigt, wenn der Umbau der Energieversorgung zeitgerecht erfolgen soll und EE nach dieser Zeit in die Rolle der dominierenden Energiequelle hineinwachsen sollen. Im EE-Strombereich ist die erforderliche Wachstumsdynamik in den etablierten Technologien (Biomasse, Onshore-Wind, Fotovoltaik) bereits vorhanden. Sie muss jedoch wirksam auf andere Technologien (Offshore-Wind, Geothermie, mittelfristig auch die Nutzung großer kostengünstiger EE-Potenziale in einem europäischen Stromverbund) übergehen. Im Wärmebereich bieten sich mit dem beabsichtigten Wärmegesetz und aufgestockten Mittel im Marktanreizprogramm gute Ansätze. Die geringen geforderten EE-Anteile an der jeweiligen Gebäudeversorgung dürften jedoch

nicht ausreichen, um die notwendige Dynamik ausreichend intensiv aufzubauen und insbesondere dem Kollektormarkt die notwendige Marktdynamik zu vermitteln. In den „Effizienzbereichen“ (erhöhte Nutzungseffizienz in allen Verbrauchssektoren, verstärkter Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung) sind die Handlungsnotwendigkeiten erkannt worden und auf der Regierungsklausur im August 2007 erste Beschlüsse gefasst worden. Es fehlen derzeit aber noch wesentliche Voraussetzungen für eine zeitgerechte Umsetzung der zur Erreichung der energiepolitischen Ziele erforderlichen Maßnahmen (Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990). Die angestrebten Ziele für das Jahr 2020 sind prinzipiell erreichbar. Jeder weiterer Zeitverlust beim Einleiten wirksamer Maßnahmen verengt den Handlungskorridor bis 2020 allerdings stark und kann dazu führen, dass angestrebte Klimaschutzziele innerhalb dieses Zeitraums unerfüllbar werden.

Übersicht 7-1: Synopse: Vorschläge zur Optimierung des EEG

Generelle Ausrichtung der Förderung Erneuerbarer Energien

- Beachtung des breiten energie-, umwelt- und technologiepolitischen Zielkatalogs EE und Notwendigkeit quantitativer langfristiger Ausbauziele
- Langfristig angelegte, stetige und verlässliche EE-Förderpolitik bestehend aus FuE-Förderung, Anreizen zur Markteinführung- und Verbreitung sowie dem Abbau rechtlicher und administrativer Hemmnisse
- Abgestimmte Strategie für EE in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffen
- Fortsetzung des preisbasierten Förderansatzes im Strombereich (EEG)
- Generelle Verpflichtung der Netzbetreiber zum vorrangigen Netzanschluss und zur vorrangigen Abnahme von EEG-Strom
- Garantierte Mindestvergütung für einen ausreichenden Zeitraum
- Degression der Förderung
- Differenzierung der Förderhöhe unter Berücksichtigung technologischer und wirtschaftlicher Unterschiede
- Regelmäßige Überprüfung der Fördermodalitäten
- Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen zwischen Netzbetreibern bzw. EVU durch (finanzielle) Ausgleichsregelungen
- Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen durch Begünstigung von Industrieunternehmen mit hohen Stromintensitäten (soweit erforderlich)

Optimierung des Zusammenwirkens der Förderpolitik mit anderen politischen Maßnahmen

- Allgemeine ökonomische Instrumente allein nicht ausreichend
- Emissionsverminderung durch EE in Emissionshandelsbudgets berücksichtigen
- Andere EE-Förderpolitiken als Ergänzung unverzichtbar
- Ordnungsrechtliche Flankierung zum Abbau von Hemmnissen

Koordination der Förderung innerhalb der EU

- Kein vollständig harmonisiertes Gemeinschaftssystem notwendig
- Zielaufteilung zwischen MS dringlich
- Handel mit Herkunftsnachweisen nur beschränkt sinnvoll
- Ggf. zwischenstaatliche Kompensationen zur Lastenteilung
- Verbesserung der Infrastruktur für grenzüberschreitenden Stromhandel
- Politische Vorbereitung des Stromimports z.B. aus der MENA-Region

Faire und anreizkompatible Bedingungen für Netzanschluss und -nutzung

- Flaches Anschlussgebühren-Regime
- Festlegung adäquater Kalkulationsmethoden für die Netzregulierung
- Veröffentlichungspflicht von Anschlusskonditionen und deren Kontrolle
- Relativer Effizienzvergleich bei der Anreizregulierung (Anzahl dezentraler Anlagen und deren Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast)
- Berücksichtigung dezentraler Einspeisungen in der Anpassungsformel der ARegV

Förderung eines ausgewogenen Einspeisungsmanagements

- Zunehmende Relativierung des EE-Einspeisungsvorrangs
- Vorrang der EE untereinander zu regeln
- Beachtung der KWK
- Schutz dezentraler Konzepte
- Verbindung mit einem umfassenden Netzlastmanagement

Eigenvermarktung und optionales Bonusmodell

- Direktvermarktung mit kurzzeitigem EEG-Ausstieg nur bedingt und vorübergehend zulassen
- Bindungszeitraum der Direktvermarktung kurzfristig politisch abstimmen (rev. EEG-Entwurf: 6 Monate, BNetzA Eckpunkte Nov. 07: 1 Monat); Vortagstermin um 9 Uhr weiterhin als Option zu diskutieren
- Kurzzeitige Direktvermarktung ggf. als Übergangslösung, Regeln müssten noch konkretisiert werden, ebenso Voraussetzungen für ordnungsmäßige Behandlung
- an Stelle einer kurzfristigen Direktvermarktung (mit sofortiger Rückkehr zur EEG-Vergütung) möglichst baldige Einführung eines optionalen Bonusmodells (in Anlehnung an das spanische Bonussystem)
- Bonushöhe orientiert an jeweiligen EEG-Vergütungssätzen (mit Differenzierung und Degression), dem Strompreis am Terminmarkt und der EE-Strom-Wertigkeit

Bundesweite Ausgleichregelung

- Finanziellen Ausgleichsmechanismus grundsätzlich beibehalten
- Physische Wälzung nach Möglichkeit vermindern, z.B. durch optionales Bonusmodell (s.o.) kombiniert mit „Börsenmodell“
- Transparente und wettbewerbliche EEG-Strom-„Veredelung“ durch ÜNB gemäß Eckpunkten der BNetzA

Spezifische Vorschläge zur Windenergie

- Anreize zur Verminderung von Einspeisungsfluktuationen (z.B. Speicherbonus)
- Anreize zur Vermeidung von Regelenergie
- Flankierende Unterstützung der ersten deutschen Offshore-Projekte
- Vergütung von Offshore-Strom anfänglich hoch ansetzen und später absenken
- Repowering gezielt fördern, auch durch genehmigungsrechtliche Anpassungen und (in einigen Bundesländern) Aufhebung der zu restriktiven Ausweisung von Vorrangflächen

Spezifische Vorschläge zur Fotovoltaik

- Differenzierte Behandlung von Freiflächen-, Dach- und Fassadenanlagen
- Berücksichtigung der Akteursstruktur, insbesondere bei kleinen PV-Dachanlagen
- Meilenstein der Grid-Parity für Net-Metering (2015-2020)
- Meilenstein für Eigenvermarktung von Strom aus großen Anlagen (ab 2020)

Spezifische Vorschläge zur Biomasse

- Ausgewogene Förderung von NawaRo und Reststoffen
- Strengere Beachtung von Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomasseerzeugung und –nutzung
- Nutzungskonkurrenz zwischen den Bereichen Strom, Wärme, Kraftstoffe durch Prioritätensetzung vermeiden und Potenziale nicht zu hoch ansetzen
- Integrierte Biomassestrategie erforderlich
- Bei größerem globalem Handel mit Bioenergieprodukten ist weltweites Zertifizierungssystem erforderlich

Verstärkte Anreize zur Optimierung des gesamten Stromsystems

- Kraftwerke: Merit Order Effekt, Veränderungen der Kraftwerksstruktur sowie der Auslastungsstruktur durch EE; politische Unterstützung der Umstrukturierung
- Verbraucher: Lastmanagement, Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
- Netzstruktur und –betrieb: konsequente Berücksichtigung EE im Konzept und der Anwendung der Anreizregulierung