

Buchholz, Wolfgang et al.

Research Report

Die Zukunft der Energiemarkte: Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten

ifo Forschungsberichte, No. 57

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Buchholz, Wolfgang et al. (2012) : Die Zukunft der Energiemarkte: Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten, ifo Forschungsberichte, No. 57, ISBN 978-3-88512-533-4, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/167418>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Die Zukunft der Energiemärkte

Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten

Studie

in Kooperation mit

der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

im Auftrag

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

(BMWi)

ifo Institut

Wolfgang Buchholz (ifo Institut und Universität Regensburg)

Jonas Frank

Hans-Dieter Karl

Johannes Pfeiffer

Karen Pittel

Ursula Triebswetter

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

Jochen Habermann

Wolfgang Mauch

Thomas Staudacher



Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
an der Universität München e.V.

Forschungsbereich: Energie, Umwelt
und erschöpfbare Ressourcen

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation
in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische
Daten sind im Internet über
<http://dnb.d-nb.de>
abrufbar.

ISBN: 978-3-88512-533-4

Alle Rechte, insbesondere das der Übersetzung in fremde Sprachen, vorbehalten.
Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlags ist es auch nicht gestattet, dieses
Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Wege (Fotokopie, Mikrokopie)
oder auf andere Art zu vervielfältigen.

© ifo Institut, München 2012
Druck: ifo Institut, München

ifo Institut im Internet:
<http://www.cesifo-group.de>

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Executive Summary	1
Executive Summary (Englisch)	15
Bericht	27
1. EINLEITUNG	27
2. ENERGIEPOLITISCHE ZIELE, WIRTSCHAFTSTHEORETISCHE UND -POLITISCHE HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE	30
2.1 Das energiepolitische Zieldreieck im Kontext deutscher und europäischer Zielvorgaben	30
2.2 Forschung und Entwicklung im Bereich neuer Energietechnologien	35
2.3 Umweltexternalitäten	37
2.4 Energieversorgungssicherheit	39
2.5 Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung	47
2.6 Handlungsspielräume des Staates zur Gestaltung der Energiewende	51
3. DARSTELLUNG DER CO₂-VERMEIDUNGSPOTENZIALE UND -KOSTEN	54
3.1 Einleitung und methodischer Ansatz	54
3.2 Minderungspotenziale	55
3.2.1 Technische Potenziale	55
3.2.2 Abschätzung der CO ₂ -Minderungspotenziale	58
3.3 Vermeidungskosten	63
3.4 Zusammenfassende Darstellung	65
4. EINZELMAßNAHMEN UND MAßNAHMENPAKETE	71
4.1 Vorrangiger Ausbau der erneuerbaren Energien mit den geringsten CO ₂ -Vermeidungskosten	71
4.2 Wirtschaftliche Maßnahmen bei den Kohlebestandskraftwerken	71

4.3	Power2Gas	72
4.4	Wirtschaftliche Maßnahmen bei den Querschnittstechnologien	74
4.4.1	Förderung effizienter Technologien	74
4.4.2	Abbau der Umsetzungshemmisse	74
4.5	Maßnahmenpakete im Gebäudebereich	74
4.5.1	Sanierung der Gebäudehülle	75
4.5.2	Austausch ineffizienter Heizsysteme	75
4.5.3	Wärmedämmung in Kombination mit Heizsystemwechsel	75
4.6	Maßnahme Elektromobilität	76
4.7	Europäische Dimension der Transformation der Energiemarkte	76
4.7.1	Europaweit abgestimmter Ausbau erneuerbarer Energien	76
4.7.2	Verminderte Systemkosten	77
4.7.3	Netzausbau	78
5.	INSTRUMENTE DER ENERGIEWENDE	80
5.1	Das EU ETS als zentrales klimapolitisches Instrument	80
5.1.1	Die bisherigen Erfahrungen und Reformen des EU ETS	80
5.1.2	Weiterer Reformbedarf aus ökonomischer Sicht	83
5.1.3	Verfestigung der Erwartungen im EU ETS durch Mengenvorgaben	87
5.1.4	Wirkungsdefizite des EU ETS bei Implementierung der Energiewende	88
5.2	Ergänzende Instrumente und Reformen im Strombereich	93
5.2.1	Die Kritik am EEG	94
5.2.2	Alternative Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien	99
5.2.3	Bestimmung der Ausbauziele für verschiedene erneuerbare Energien als langfristige Aufgabe der Förderpolitik	104
5.2.4	Marktintegration erneuerbarer Energien und künftiges Strommarktdesign	110
5.2.5	Europäische Integration im Strombereich	128
5.3	Ergänzende Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz	131
5.3.1	Zusätzliche Instrumente im Industrie- und Gebäudebereich	133
5.3.2	Ergänzende Instrumente im Verkehrsbereich	139
6.	FAZIT	146

Literatur	154
Anhang	173
Inhaltsverzeichnis Anhang	A-I
Abbildungsverzeichnis Anhang	A-V
Tabellenverzeichnis Anhang	A-VII
I. WIRTSCHAFTSTHEORETISCHE GRUNDLAGEN	A-1
II. CO ₂ -VERMEIDUNGSPOTENZIALE UND -KOSTEN	A-23
III. MAßNAHMENBEWERTUNG	A-81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Externe Kosten (in ct/kWh) aus Gesundheits-, Materialschäden und Ernteverlusten sowie aus CO ₂ -Emissionen (durch Klimawandel bedingt) für verschiedene Technologien zur Stromerzeugung.	39
Abbildung 2-2	Veränderung der Struktur der Merit-Order im Zuge des Ausbaus von Sonnen- und Windenergie	46
Abbildung 3-1	CO ₂ -Emissionen prozentual in Deutschland 2010	54
Abbildung 3-2	Darstellung der Potenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte bis 2020	67
Abbildung 3-3	Darstellung der Potenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2020-2030	68
Abbildung 3-4	Darstellung der Potenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2030-2040	69
Abbildung 3-5	Darstellung der Potenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2040-2050	70
Abbildung 4-1	Power2Gas-Konzept	72
Abbildung 4-2	Gestehungskosten für SNG in 2020	73
Abbildung 4-3:	Mittelwerte der PV-Vollaststunden ausgewählter europäischer Länder	77
Abbildung 5-1	Entwicklung der Spotmarktpreise des EU ETS in der ersten und zweiten Handelsperiode	81

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Auswahl deutscher und europäischer energie- und klimapolitischer Ziele	31
Tabelle 2-2	Risikofaktoren für die Energieversorgungssicherheit	33
Tabelle 3-1	Potenzziale der betrachteten Maßnahmen	61
Tabelle 3-2	CO ₂ -Vermeidungskosten der betrachteten Maßnahmen	64
Tabelle 3-3	CO ₂ -Verminderungen gegenüber 2010 und Gesamtkosten pro Jahr bis 2050	65
Tabelle 4-1	Wirkungsgrad Power2Gas	72

Executive Summary

1. Ziele und Herausforderungen der Energiewende

Die Energiewende kann mit Trade-Offs zwischen den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks verbunden sein.

*Energiepolitisches
Zieldreieck*

Der Umbau der Energieversorgung erfolgt vor dem Hintergrund des klassischen energiepolitischen Zieldreiecks, das die Ziele der Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit sowie wettbewerbsfähiger Energiepreise umfasst. Bestehende Trade-offs zwischen den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks können zwar im Zuge der Energiewende abgemildert werden, werden sich zum Teil aber auch verschärfen, wie die Diskussion um Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit deutlich zeigt.

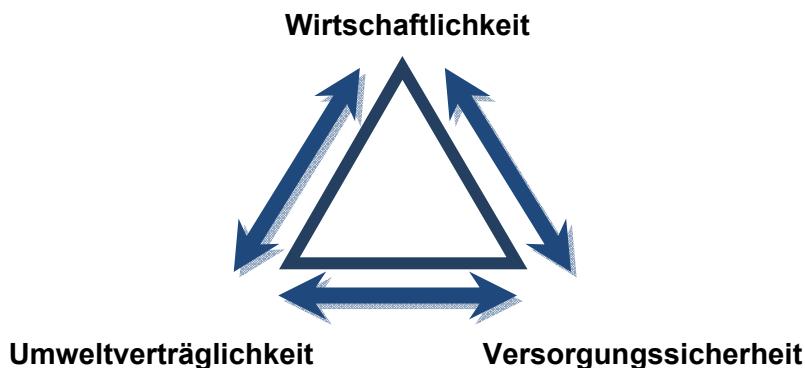


Abbildung 1

Das energiepolitische Zieldreieck

Die primär klimapolitisch motivierte Energiewende wird in der politischen Diskussion häufig mit einer Reihe zusätzlicher „Ziele“ überfrachtet, die zum Teil Instrumentencharakter besitzen.

*Ziele der
Energiewende*

Obwohl die originäre Zielsetzung der Energiewende in der Dekarbonisierung der Energieversorgung bei Verzicht auf Kernenergie liegt, wird sie in der politischen Diskussion häufig mit weiteren Zielen wie Beschäftigungs- und Exportsteigerungen assoziiert. Aufgrund dieser Überfrachtung mit Zielen wird der Handlungsspielraum der Energiepolitik eingeschränkt und die Kosteneffizienz gefährdet. Auch die in der Regel – so auch in diesem Bericht – als Ziele bezeichneten Ausbauziele erneuerbarer Energien stellen im klassischen Sinne keine Ziele sondern Instrumente und damit lediglich Mittel zum Zweck dar.

Die Erfolge der Energiewende bei der Reduktion der europäischen wie auch globalen CO₂-Emissionen werden häufig überschätzt.

Umweltverträglichkeit

Soweit Reduktionen der Energienachfrage und der Ausbau erneuerbarer Energien vom europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) erfasste Sektoren betreffen, tragen sie nicht zu einer Reduktion der globalen CO₂-Emissionen bei. Die durch die Energiewende in nicht-zertifikatepflichtigen Sektoren erzielten Vermeidungserfolge wirken sich hingegen unmittelbar auf die Emissionsbilanz aus. Positiv anzumerken ist, dass eine Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger als „Nebeneffekt“ der Energiewende zugleich lokale Umweltschäden, etwa in Form von Feinstaubemissionen reduziert. Allerdings können sich aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien auch neue ökologische Zielkonflikte in der Energieversorgung ergeben.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien reduziert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, stellt das Energiesystem aber auch vor neue Herausforderungen, wenn eine sichere und zuverlässige Versorgung weiterhin gewährleistet sein soll.

Versorgungssicherheit

Im Gegensatz zum Wärme- und Transportbereich, die im Sinne der Versorgungssicherheit vor allem durch die sinkende Abhängigkeit von fossilen Energieträgern profitieren, erfordert die Nutzung der Solar- und Windenergie als Hauptsäulen der zukünftigen Stromversorgung eine weitreichende Transformation des Versorgungssystems. Diese muss aufgrund der technisch-physikalischen Anforderungen an eine zuverlässige Energieversorgung neben der Errichtung erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten auch die Bereitstellung von Ausgleichsenergiiekapazitäten in Form regelbarer (fossiler) Reservekraftwerke oder Stromspeicher sowie eine Anpassung der Netzinfrastruktur umfassen.

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit ist die Energiewende mit teils gegenläufigen Implikationen und Herausforderungen verbunden.

Wirtschaftlichkeit

Der Umstieg auf erneuerbare Energien führt zu einem überproportionalen Anstieg der Kapitalintensität und -kosten des Energieversorgungssystems, da erneuerbare Energien eine, im Verhältnis zur gewonnenen Energie, hohe Kapitalintensität aufweisen und, insbesondere im Strombereich, ein hoher Bedarf an Infrastrukturanpassungen und Überkapazitäten im Kraftwerkspark besteht. Zwar wird bei sinkenden Importen fossiler Energieträger der Mittelabfluss ins Ausland abnehmen, gerade im Strombereich bleibt die Deckung des zusätzlichen Kapitalbedarfs jedoch eine Herausforderung. Auch deshalb sollte die Kosteneffizienz der Transformation in den Mittelpunkt rücken. Die Wirtschaftlichkeit der Energiewende insgesamt kann nur aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive unter Einbezug einer umfassenden Abschätzung der externen Kosten beurteilt werden.

Eine effiziente Technologie- und Innovationspolitik stellt eine Grundvoraussetzung für langfristige Kosteneffizienz und damit den Erfolg der Energiewende dar.

Technologischer Fortschritt

Zur umfangreichen Vermeidung von CO₂-Emissionen sind neue technische Ansätze notwendig, die in interdisziplinärer Zusammenarbeit entwickelt werden und zum Teil nicht auf bestehenden Technologien aufbauen. Der Innovationsprozess ist deshalb durch erheblichen Koordinationsbedarf verschiedener Akteure aber auch durch hohe Risiken gekennzeichnet, die nicht zuletzt auf den Kapitalbedarf, regulatorische Unsicherheit und System- bzw. Pfadabhängigkeiten zurückgehen. Eine effiziente Förderung neuer Energietechnologien stellt damit eine große Herausforderung aber auch wichtige Grundvoraussetzung für die langfristige Kosteneffizienz der Energiewende dar.

Staatliche Eingriffe im Rahmen der Energiewende stehen im Spannungsfeld von Effektivität und Effizienz.

Effizienz und Effektivität der Energiepolitik

Aus Gründen der ökonomischen Effizienz gerechtfertigte Handlungsspielräume des Staates ergeben sich durch zu erwartende Defizite der Marktallokation bei der Lösung der Trade-offs und Herausforderungen der Energiewende. Diese Defizite können auf Umweltexternalitäten und Wissens-Spillover aber auch auf ein für die Energiewende eher ungeeignetes bestehendes Marktdesign zurückgehen. Bei der Ausgestaltung staatlicher Eingriffe muss allerdings stets zwischen den Effizienzrisiken zu detaillierter staatlicher Vorgaben und dem Risiko abgewogen werden, durch zu allgemeine Vorgaben die Effektivität und damit zeitliche Umsetzung der Energiewende zu gefährden.

Die Beurteilung der Wohlfahrtseffekte der Energiewende setzt eine gesamtwirtschaftliche, über den Energiebereich hinausgehende Betrachtungsweise voraus.

Wohlfahrtseffekte

Hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende ist von entscheidender Bedeutung, dass der Fokus der Politik nicht ausschließlich auf den Sektor Energie gerichtet ist, sondern die möglichen Vorteile der Förderung aller Technologiearten über den Energiebereich hinaus ins Auge fasst. Eine Beschränkung auf energiemärktspezifische Auswirkungen vernachlässigt potentielle Rückwirkungen und Verdrängungseffekte in anderen Sektoren und erlaubt damit keine umfassende Beurteilung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrtseffekte der Energiewende.

2. Potenziale und Kosten von CO₂-Vermeidungsmaßnahmen

Gesamtwirtschaftliche Vermeidungspotenziale und -kosten

Das tatsächliche CO₂-Emissionsverminderungspotenzial ist substantiell geringer als das technische Vermeidungspotenzial.

CO₂-Vermeidungspotenzial

Im Zentrum des Berichts stehen die Potenziale zur Reduktion von Kohlendioxidemissionen. Der Fokus liegt auf CO₂-Emissionen die einen Zusammenhang mit dem Energieverbrauch haben, welcher in Deutschland rund 93 % der CO₂-Emissionen verursacht. Unter den Treibhausgasen kommt dem CO₂ insgesamt in Deutschland mit einem Anteil von etwa 86 % die weitaus größte Bedeutung zu. Potenziale zur Emissionsverminderung resultieren grundsätzlich entweder aus der Einsparung oder der Substitution fossiler Energieträger. Die theoretischen CO₂-Verminderungspotenziale entsprechen nahezu dem gesamten Emissionsvolumen. Da die Erschließung dieser Potenziale zahlreichen Restriktionen unterliegt, ist das tatsächliche Verminderungspotenzial allerdings deutlich geringer.

Das deutsche Vermeidungsziel für das Jahr 2020 ist mit relativ kostengünstigen Maßnahmen zu erreichen.

Vermeidungspotenzial bis 2020

Wegen der im Trend geringeren Stromerzeugung und zusätzlichen, hier nicht untersuchten Energieeinsparungen in den Verbrauchssektoren (z.B. durch Austausch alter Geräte durch neue, effizientere oder große Teile des Prozesswärmeeinsatzes) ist zu erwarten, dass das politische Ziel der Absenkung der Emissionen von 1010 Mio. t im Jahr 1990 auf 600 Mio. t im Jahr 2020 mit Maßnahmen, die Kosten von weniger als 100 €/t CO₂ verursachen, zu erreichen sein dürfte (vgl. Abbildung 2). Um die Verminderungsziele in den folgenden festgelegten Zeitpunkten einhalten zu können, wird es allerdings zunehmend erforderlich sein, auf Maßnahmen mit höheren Kosten zurückzugreifen (vgl. auch Abbildung 3).

Eine Reduzierung der CO₂-Emissionen des Energiesektors um 44% (im Vergleich zum Jahr 2010) bis zum Jahr 2050 verursacht Kosten von 31 Mrd. €.

Vermeidungspotenzial bis 2050

Auf der Basis der einzelnen Potenziale zur Emissionssenkung und der spezifischen CO₂-Verminderungskosten werden weiterhin die Potenziale und Kosten von Emissionsreduktionen in den betrachteten Bereichen bis 2050 abgeleitet. Alle diese Maßnahmen zusammen führen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2010 zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen in Höhe von 430 Mio. t; das entspricht rund 52 % des Ausstoßes des Jahres 2010, der bei insgesamt 832 Mio. t lag. Gegenüber dem Ausstoß im Basisjahr 1990 stellt dies eine Verringerung der

Emissionen von insgesamt 608 Mio. t oder gut 60 % dar (nach BMWi, 2011d). Die dafür aufzubringenden Kosten belaufen sich auf rund 31 Mrd. €. Werden ausschließlich Maßnahmen mit spezifischen Kosten von unter 100 €/t betrachtet, können bei Kosten von 11 Mrd. € im Jahr 2050 CO₂-Emissionen von etwa 300 Mio. t im Vergleich zu 2010 bzw. 500 Mio. t (also 50%) im Vergleich zu 1990 eingespart werden.

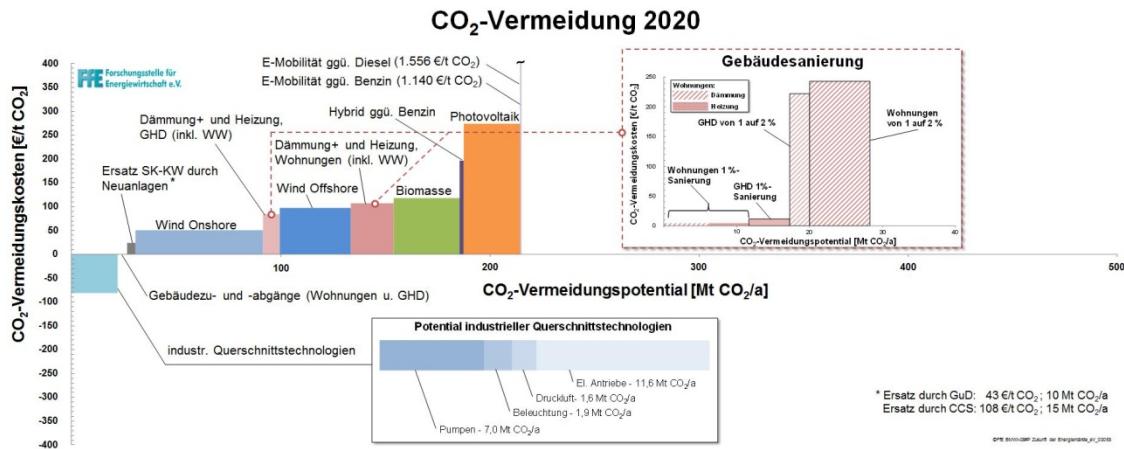


Abbildung 2 Darstellung der Potenziale und CO₂-Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnitswerte bis 2020

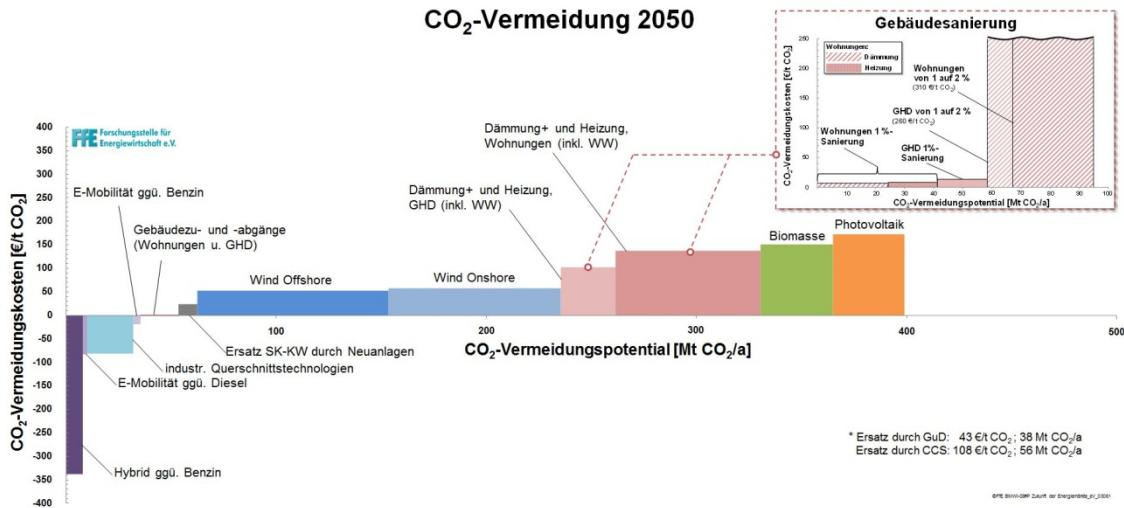


Abbildung 3 Darstellung der Potenziale und CO₂-Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnitswerte bis 2050

Von allen wirtschaftlichen Sektoren weist der Stromsektor bis 2050 die höchsten Reduktionspotenziale auf.

Vermeidungspotenzial des Stromsektors

Der hohe Stellenwert des Stromsektors beruht einerseits auf seinem gegenwärtig hohen Anteil an den gesamten Kohlendioxid-Emissionen und andererseits darauf, dass entsprechend den Zielen der Bundesregierung die Stromerzeugung im Jahr 2050 zu 80 % durch die Nutzung erneuerbarer Energien erfolgen soll.

Die Photovoltaik und Elektromobilität werden in den kommenden Jahrzehnten die höchsten CO₂-Vermeidungskosten aufweisen.

Technologie-spezifische Vermeidungskosten

Von wesentlicher Bedeutung sind die Kosten, die mit der Erschließung der Emissionsreduktionspotenziale verbunden sind. Die höchsten Vermeidungskosten im energiewirtschaftlichen Sektor weist die **Photovoltaik** auf; deren Vermeidungskosten bleiben auch bis 2050 die höchsten. Die technische Analyse zeigt, dass Onshore-**Windenergie** zumindest mittelfristig die kostengünstigste Form erneuerbarer Energien bleiben wird und dass ihr in Deutschland vorhandenes Potenzial zur Deckung des Strombedarfs prinzipiell ausreicht. Höchstens langfristig sind lediglich bei der Offshore-Windenergie leicht niedrigere Gestehungspreise als bei der Onshore-Windenergie zu erwarten. Alle erneuerbaren Energien weisen in der Stromerzeugung deutlich positive Vermeidungskosten auf. Die im Bericht ausgewiesenen CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung umfassen auch die Systemkosten, also die Kosten zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung und für den Netzausbau.

Im Bereich der **fossilen Stromerzeugung** könnte zu negativen beziehungsweise relativ niedrigen Vermeidungskosten ein Teil der Altanlagen substituiert werden; **CCS** bleibt auf lange Sicht verhältnismäßig teuer. Die Vermeidungskosten für Gebäude weisen eine große Bandbreite auf, zum Teil sind die Kosten negativ. Im Bereich der **industriellen Querschnittstechnologien** (z.B. Pumpen, elektrische Antriebe, Beleuchtung, Druckluft-, Dampf-, Heißwasser- und Kälteerzeugung) finden sich kosteneffiziente Maßnahmen mit teilweise negativen Vermeidungskosten. Die Vermeidungskosten der **Elektromobilität** sind heute noch sehr hoch und werden sich erst um das Jahr 2050 vorteilhaft darstellen.

Die Berücksichtigung aller volkswirtschaftlichen Kosten bei der Ausbauplanung erhöht nicht nur die Kosteneffizienz sondern kann auch die Durchsetzung der Energiewende erleichtern.

Gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz

Wenn insbesondere die Windenergie zu einer tragenden Säule des Gesamtversorgungssystems werden soll, sollten die erforderlichen Kapazitäten zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden. Entsprechend müssten beispielsweise auch die von erneuerbaren Energien ausgelösten Umweltbeeinträchtigungen berücksichtigt werden. Eine entsprechende Flächen- und Landschaftsplanung dürfte (unter besonderer Berücksich-

tigung von schwach besiedelten und vorgeschädigten Flächen) zudem zu einer Entschärfung potentieller Konflikte beitragen und den weiteren Ausbau der kostengünstigen und in ihrem technischen Entwicklungsstand schon weit fortgeschrittenen Onshore-Windenergie erleichtern.

Einzelmaßnahmen und Maßnahmenpakete

Die zunehmende Bedeutung der Kosteneffizienz bei Fortschreiten der Energiewende erfordert eine Konzentration auf kostengünstige Vermeidungstechnologien.

Die Notwendigkeit einer kosteneffizienten Vermeidung von CO₂-Emissionen wird bei Fortschreiten der Energiewende an Bedeutung zunehmen. Aus diesem Grunde sollten sich staatliche Fördermaßnahmen kurz- bis mittelfristig stärker als bisher auf die Nutzung der als relativ kostengünstig identifizierten Vermeidungsalternativen konzentrieren. Allerdings werden teurere Vermeidungsalternativen wie der Ausbau der erneuerbaren Energien bei der Erreichung der CO₂-Minderungsziele insbesondere langfristig ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Wenn es ein erklärt Ziel der Politik ist, die Stromversorgung bereits mittelfristig größtenteils aus **erneuerbaren Energien** zu decken, sollten verstärkt diejenigen Technologien gefördert werden, die die geringsten Vermeidungskosten aufweisen. Da die Vermeidungskosten insbesondere bei **Onshore-Wind** bereits heute relativ niedrig sind, sollten die hier bestehenden Potenziale zeitnah genutzt werden und der großflächige Einsatz unausgereifter und teurer Vermeidungstechnologien auf spätere Zeitpunkte verschoben werden. Stehen günstige Speicherkapazitäten nicht in ausreichender Menge zur Verfügung kann eine Ergänzung der Windenergie durch kostenintensivere, mit Wind unkorrelierte Technologien zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sinnvoll sein.

Konzentration auf kostengünstige Vermeidungs-technologien

Der Ausbau erneuerbarer Energien sollte nicht zulasten von **Effizienzmaßnahmen** – wie dem Ersatz alter Steinkohlekraftwerke durch Neuanlagen oder GuD-Kraftwerke – vorangetrieben werden, da diese Maßnahmen wirtschaftlich sein und gleichzeitig einen entscheidenden Beitrag zu einer sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung leisten können. Die geplante massive Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert flankierend den Ausbau von **Speicheranlagen**. Für die Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien rückt aufgrund des großen Bedarfs an Speicherkapazitäten und der Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur das **Power2Gas**-Konzept immer mehr in den Vordergrund. Im Bereich der branchenübergreifend verwendeten **Querschnittstechnologien** finden sich zahlreiche Einsparpotenziale, deren Umsetzung für die Unternehmen oftmals wirtschaftlich wäre.

Bei nachträglichen Sanierungen von **Gebäuden** stehen Dämmmaßnahmen im Vordergrund, durch welche bei entsprechend hohem Aufwand umfangreiche Energieeinsparungen und CO₂-Minderungen realisiert werden können. Um diese Wirkungen möglichst bald zu erzielen, ist jedoch eine hohe Sanierungsra-

te erforderlich. In diesem Fall steigen die Kosten für die nachträgliche Wärmedämmung stark an. Die Modernisierung von Heizungsanlagen stellt eine vergleichsweise kostengünstige Form der Energieeinsparung und CO₂-Senkung dar. Die höchsten Energieeinsparungen sind im Gebäudebereich bei gleichzeitiger Wärmedämmung und Modernisierung der Heizungsanlage zu erzielen, da die beiden Maßnahmen in diesem Fall optimal aufeinander abgestimmt werden können.

3. Die Instrumente der Energiewende

Das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)

Ein in seinem Geltungsbereich erweitertes EU ETS sollte auch in Zukunft das zentrale klimapolitische Instrument in Europa darstellen.

Der europäische Emissionshandel bewirkt eine Angleichung der Grenzvermeidungskosten und induzierten Innovationsanreize zwischen den zertifikatepflichtigen Sektoren und trägt so zu einer auch langfristig kosteneffizienten Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen bei. Da bisher aber nur die Hälfte aller CO₂-Emissionen durch den Emissionshandel erfasst werden, differiert der CO₂-Preis zwischen vom EU ETS erfassten und nicht-erfassten Sektoren zum Teil erheblich. Die Ausdehnung des Geltungsbereichs des EU ETS könnte hier zu erheblichen Effizienzverbesserungen führen. Um das EU ETS zu einem wirksamen Instrument der Klima- und Energiepolitik zu machen, bedarf es zudem bei der Absicherung des Zeitpfads für die ausgegebene Zertifikatemenge einer Politik des langen Atems auf Ebene der EU und eines stabilen Vertrauens in deren Institutionen.

Das EU ETS stellt ein notwendiges aber kein hinreichendes Instrument für die Transformation des Energiesystems dar; der Einsatz ergänzender Instrumente kann mit Blick auf konkrete Wirkungsdefizite gerechtfertigt sein.

Wirkungsdefizite beruhen auf Marktversagen, welche vom EU ETS nicht erfasst werden – wie im Falle von Wissens-Spillovern des Innovationsprozesses. Auch energiemarktspezifische Risiken und Besonderheiten wie spezielle Anforderungen hoher Versorgungssicherheit, der hohe Koordinationsbedarf bei technologischer Entwicklung und Systemtransformation sowie Pfad- und Systemabhängigkeiten können ergänzende staatliche Eingriffe rechtfertigen, um eine langfristig kosteneffiziente Umsetzung der klimapolitischen Zielsetzungen zu erreichen.

**Zertifikatehandel
(EU ETS)**

**Ergänzende
Maßnahmen**

Förderung erneuerbarer Energien

Die Förderung durch das EEG sollte durch eine stärker auf Kosteneffizienz fokussierte Förderung abgelöst werden.

Das EEG hat sich in der Vergangenheit zwar als effektives Instrument der Förderung erneuerbarer Energien erwiesen, dieser Fördererfolg beruht allerdings nicht zuletzt auf einer weitgehenden Abschottung der Technologien bzw. der Investoren von den Preisbewegungen am Strommarkt sowie den Kosten der Systemintegration. Mit Blick auf das langfristige Ziel eines weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden, kosteneffizienten und wettbewerblich organisierten Versorgungssystems muss aber neben der technischen Entwicklung die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien sowie die Kosteneffizienz stärker in den Fokus der staatlichen Politik zum Aufbau der benötigten Erzeugungskapazitäten rücken.

**EEG und
Kosteneffizienz**

Im Rahmen des EEG werden forschungspolitische Ziele nicht ausreichend von mengenbezogenen CO₂-Einsparzielen abgegrenzt.

**Abgrenzung der
Förderziele**

Gerade aufgrund der Effektivität des EEGs in der Vergangenheit droht bei Umsetzung der Energiewende die Gefahr, dass verschiedene Fördermotive nicht ausreichend abgegrenzt werden. Die in diesem Bericht geforderte stärkere Ausrichtung der Energiepolitik an Kosteneffizienzkriterien impliziert eine Konzentration staatlicher Maßnahmen auf Bereiche, in denen politische Rahmenstellungen zu einer Verbesserung der Ergebnisse marktwirtschaftlicher Prozesse führen. Diese liegen insbesondere im Bereich der Technologieentwicklung und einer Regulierung des Strommarktes, die den spezifischen Bedingungen fluktuierender erneuerbarer Energien systematisch Rechnung trägt.

Zur Umsetzung der Ausbauziele erneuerbarer Energien haben Mengeninstrumente gegenüber Preisinstrumenten grundsätzliche Vorteile.

**Mengen- versus
Preisinstrumente**

Die Energiewende verfolgt primär Mengenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Zur Umsetzung dieser Ziele sind Preisinstrumente prinzipiell weniger zielführend, da sie stets mit dem Risiko einer Unter- bzw. Überforderung verbunden sind. Als mengenbasierte Förderverfahren sind eine Steuerung der zugebauten Menge über Ausschreibung und Auktionierung von Erzeugungskapazitäten sowie die Einführung eines Grünstrom-Zertifikatesystems, bei dem Mengenvorgaben über Anteile am Stromverbrauch umgesetzt werden, denkbar. Grünstrom-Zertifikate stellen, da Erzeugungskapazitäten von staatlicher Seite nicht festgelegt werden, das stärker an marktwirtschaftlichen Prinzipien orientierte Fördersystem dar, konfrontieren Investoren jedoch mit erhöhten Risiken.

Bei Verfolgung von Ausbauzielen können zur gezielten Förderung unausgereifter Technologien ergänzende Maßnahmen erforderlich sein.

Sowohl die Verauktionierung von Erzeugungskapazitäten als auch Grünstromzertifikate bevorzugen tendenziell ausgereifte Technologien und sollten für die Absicherung von Mengenzielen bei fortgeschrittenener Entwicklung der Technologien eingesetzt werden. Unausgereifte Technologien können durch zusätzliche Maßnahmen (wie der Anwendung eines Bandingverfahrens oder ergänzende Einspeiseprämien) gefördert werden. Bei einer gezielten Förderung bestimmter Technologien muss jedoch klar dargestellt werden, welchen Beitrag sie tatsächlich für die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz des zukünftigen Versorgungssystems leisten können.

**Förderung
unausgereifter
Technologien**

Marktintegration erneuerbarer Energien und zukünftiges Marktdesign

Um die langfristigen Ziele der Energiewende kosteneffizient zu erreichen, sollte bei der Reform der Strommarktregulierung marktwirtschaftlichen Anreizsystemen der Vorzug gegeben werden.

Aufgrund der Vielfalt der Akteure, des hohen (zeitlichen und räumlichen) Koordinationsbedarfs sowie eines erheblichen Grades an Unsicherheit sind auf Seiten des Staates bei der Gestaltung der Energiewende erhebliche Informationsdefizite zu erwarten. Um den natürlichen Wissensvorsprung der Akteure auf den Energiemarkten optimal zu nutzen, sollten deshalb vorrangig marktwirtschaftliche Anreizsysteme genutzt werden, die durch transparente Preissignale das Verhalten der Akteure koordinieren. Die Rolle des Staates kann sich dabei auf die Schaffung von Marktplattformen, die Vorgabe des Nutzungsziels für erneuerbare Energien sowie die Übertragung der letzten Systemverantwortung auf die Übertragungsnetzbetreiber beschränken. Die Auswahl geeigneter Technologien und die Höhe der Zahlungen an Erzeugungs- wie auch Ausgleichsenergiiekapazitäten würden dagegen aus den Entscheidungen der Marktteilnehmer resultieren.

**Marktwirtschaftliche
Anreizsysteme**

Die Anbieter erneuerbarer Energien müssen den Preissignalen am Strommarkt ausgesetzt werden und die gleichen Verpflichtungen wie die Betreiber herkömmlicher Kraftwerke tragen.

**Preissignale und
Lieferverpflichtungen**

Die Marktintegration der erneuerbaren Energien setzt voraus, dass alle Anlagenbetreiber Anreize zur Ausrichtung ihrer Stromproduktion am Wert von Strom erhalten, der durch den Spotmarktpreis angezeigt wird. Zugleich müssen Anbieter erneuerbarer Energien konventionellen Kraftwerken gleichgestellt werden, indem ihnen die Verantwortung für die Einhaltung der am Spotmarkt eingegangenen Lieferverpflichtungen auferlegt wird, so dass die Komplementarität von erneuerbaren Energien und Back-up-Technologien bei der Herstellung von Versorgungssicherheit Berücksichtigung findet.

Im Zuge des langfristigen Ausbaus und der Marktintegration erneuerbarer Energien drohen aufgrund der Missing-Money-Problematik Unterinvestitionen in konventionelle wie erneuerbare Erzeugungskapazitäten.

Missing-Money-Problematik

Durch die Erhöhung des Anteils intermittenter Grünstroms gewinnt die bekannte Missing-Money-Problematik am Strommarkt an Schärfe und wird um eine zusätzliche Dimension erweitert. So wird die Finanzierung von Investitionen in Ausgleichsenergiekapazitäten auf Grundlage der am Spotmarkt erzielten Erlöse umso schwerer, je höher der Anteil erneuerbarer Energien ist. Aufgrund des Merit-Order-Effekts drohen derartige Finanzierungslücken auch auf Seiten der erneuerbaren Energien. Aus diesem Grunde erscheint auf längere Sicht eine tiefgreifende Reform der staatlichen Regulierung des Strommarktes unabdingbar, durch die die privatwirtschaftliche Finanzierung der Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sichergestellt wird.

Die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes könnte zur Bewältigung der Missing-Money-Problematik beitragen, ist jedoch mit schwer abzuschätzenden Folgen verbunden.

**Pro- Contra:
Umfassende
Kapazitätsmärkte**

Bei Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes würde mit Blick auf die Versorgungskapazität eine Gesamterzeugungskapazität festgelegt und ausgeschrieben, die dann von den Bietern durch eine Kombination aus erneuerbaren Energien, Reservekraftwerken und Energiespeichern bereitzustellen wäre. Es ist allerdings anzunehmen, dass die Festlegung der Erzeugungskapazität in einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierendem Versorgungssystem aufgrund der Komplexität und Informationsdefizite des Staates stark fehleranfällig ist. Auch stellt die Einführung eines Kapazitätsmarktes einen tiefgreifenden Eingriff in das Marktdesign dar, der im Falle eines nationalen Alleinganges eine weitere Integration der Strommärkte in Europa tendenziell erschweren kann.

Zur Bewältigung des Missing-Money-Problems bei Ausgleichsenergiekapazitäten könnte die Erweiterung des bestehenden Regelenergiemarktes eine Alternative zur Einführung eines Kapazitätsmarktes darstellen.

**Ausweitung des
Regelenergiemarkts**

Ein näher am derzeitigen Marktdesign orientierter und somit anschlussfähiger Ansatz zur Lösung des Missing-Money-Problems stellt die Erweiterung des bereits bestehenden Regelenergiemarkts um ein explizit auf die benötigten Ausgleichsenergiekapazitäten ausgerichtetes Marktsegment dar. Neben den Netzbetreibern könnten in diesem Marktsegment auch die Anbieter erneuerbarer Energien als Nachfrager nach Reserve- oder Speicherkapazitäten auftreten. Die entstehende Marktplattform würde den Marktteilnehmern eine hohe Flexibilität bei der Marktintegration erneuerbarer Energien und der Bereitstellung von Ausgleichsenergiekapazitäten einräumen.

Zur Lösung der Missing-Money-Problematik der erneuerbaren Energien sind – komplementär zur Einführung eines erweiterten Regelenergiemarktes – die Spotmarkterlöse auch langfristig durch angemessene Zuschläge zu ergänzen.

Langfristige Finanzierung erneuerbarer Energien

Marktwirtschaftlich orientierte Ansätze zur Bewältigung des Missing-Money-Problems würden Auktionsverfahren oder die Einführung eines Grünstrom-Zertifikatesystems darstellen, die dann allerdings nicht mehr der Förderung der technologischen Entwicklung sondern der Grundfinanzierung von (Re)Investitionen in Grünstrom-Anlagen dienen würden.

Die Internalisierung der Systemkosten erfordert eine Reform der Netzregulierung.

Netzregulierung

Zur Lösung der räumlichen Koordinationsproblematik zwischen der Anpassung der Netzinfrastruktur und dem Aus- und Umbau des Kraftwerksparks erscheint eine Reform der Netzregulierung sinnvoll. So könnten Investoren in Grünstrom-Anlagen stärker an den Kosten von Netzertüchtigung und -ausbau beteiligt werden und Kraftwerksbetreiber deutlichere Signale über die Auslastung der Übertragungskapazitäten erhalten, um ihre Einspeiseentscheidung stärker an den infrastrukturabhängigen Kosten auszurichten.

Energieeffizienz

Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung werden häufig nicht durchgeführt, obwohl sie betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoll wären.

Ungenutzte Potenziale

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien stellen die Steigerung der Energieeffizienz und die absolute Senkung des Energieverbrauchs wichtige Hebel für die Umsetzung klimapolitischer Ziele dar. Es ist allerdings zu erwarten, dass Investitionen in Energieeffizienz aufgrund von Informationsasymmetrien, verhaltensökonomischen Hemmnissen und Principal-Agent-Problemen in einem volkswirtschaftlich suboptimalen Umfang getätigt werden. Diese Friktionen, die einer Steigerung der Energieeffizienz entgegen wirken, können den Einsatz von Förderinstrumenten volkswirtschaftlich sinnvoll machen. Dies gilt insbesondere, da selbst die bei einer Ausweitung des Geltungsbereichs des EU ETS induzierten Preissignale nur eine begrenzte Wirkung für Effizienzmaßnahmen im Industrie-, Gebäude- und Verkehrsbereich entfalten dürften.

Eine Festlegung der Förderpolitik auf spezielle Technologien im Bereich Verkehr ist nicht kosteneffizient.

Eine staatliche Förderung der allgemeinen technologischen Entwicklung im Verkehrsbereich sowie zur Entwicklung alternativer Antriebe erscheint lediglich aus Gründen des Marktversagens im Innovationsprozess gerechtfertigt. Die Auswahl einer einzelnen konkreten Technologie als zukunftsweisende Antriebsform sollte jedoch vermieden werden. Grundsätzlich gilt auch hier, dass ohne eine Erweiterung des EU ETS keine effizienten Preissignale zu erwarten sind.

Alternative Antriebsformen im Verkehrsbereich

4. Europäische Integration

Eine stärkere europäische Integration der Energiepolitik kann Kostensenkungen in der deutschen Energiewende bewirken.

Eine stärkere Koordination der in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten zur Dekarbonisierung der Energieversorgung ergriffenen Maßnahmen könnte auch zur Senkung der Kosten der deutschen Energiewende beitragen, indem etwa Solarenergie bevorzugt in meteorologisch begünstigten Regionen im Süden Europas bevorzugt genutzt würde. Auch in Bezug auf die Nutzung von Speicherkapazitäten könnte sich eine verstärkte europäische Integration als vorteilhaft erweisen. Allerdings setzt eine solche Integration einen entsprechenden, kostenintensiven Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten auf europäischer Ebene voraus.

Kostensenkungspotenzial für Deutschland

Die Möglichkeit einer zukünftigen europäischen Integration der Energiepolitik sollte bei der Ausgestaltung und Reform nationaler Energiepolitiken Berücksichtigung finden.

Um Barrieren, die einer zukünftigen europäischen Integration im Wege stehen könnten, zu vermeiden, ist angezeigt, bereits auf nationaler Ebene bei der Wahl der Instrumente der Energiewende und dem zukünftigen Marktdesign die Kompatibilität mit einer europäischen Lösung zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für die Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien und die Einführung von Kapazitätsinstrumenten.

Pfadabhängigkeiten

Die Realisierungschancen einer verstärkten europäischen Koordination der Energiepolitiken erscheinen derzeitig gering.

Politische Umsetzung

Einer stärkeren europäischen Integration stehen insbesondere Verteilungswirkungen und durch nationale Politiken geschaffene Pfadabhängigkeiten entgegen. Es ist zu befürchten, dass Probleme, die sich bereits bei der Ausgestaltung und Reform der deutschen Energiepolitik beobachten lassen, auf europäischer Ebene verstärkt auftreten werden.

Executive Summary (Englisch)

1. Targets and Challenges of the Energy Turnaround

The energy turnaround can be linked to trade-offs between the targets of the energy policy target triangle. *Energy Policy Triangle*

The restructuring of energy supply is taking place against the background of the classical energy policy triangle, which encompasses the goals of environmental compatibility, supply security and economic viability. Existing trade-offs between energy policy targets can be moderated in the course of the energy policy turnaround, but will partly become greater, as the discussion over economic viability and supply security clearly shows.

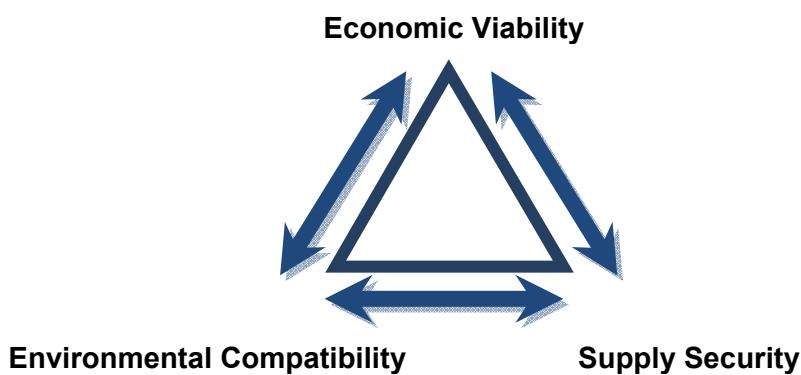


Figure 1

Energy Policy Triangle

In the policy debate the primarily climate-policy motivated energy turnaround is often overloaded with a series of additional “targets” partly of an instrumental nature.

Targets of the Energy Turnaround

Although the original target of the energy turnaround lies in the decarbonization of the energy supply without resorting to nuclear power, in the policy discussion it is often linked to other goals such as increases in employment and exports. This overloading with targets limits the scope for negotiating energy policy and jeopardizes cost efficiency. The targets generally, and in this report, described as expansion targets for renewable energies do not represent targets in a classical sense of the term, but instruments and are thus merely a means to an end.

The energy turnaround's success in reducing European and global CO₂ emissions is often overestimated.

Environmental Compatibility

Although reductions in energy demand and the expansion of renewable energy affect the sectors covered by the European emission trading scheme (EU ETS), they do not contribute to a reduction in global CO₂ emissions. The abatement successes achieved in sectors that do not require certificates, on the other hand, have a direct impact on the emissions balance sheet. A positive effect is that a reduction in the use of fossil fuels as a “side-effect” of the energy turnaround also reduces local environmental damage in the form of particulate matter emissions. Yet, due to the expansion of renewable energies, new ecological target conflicts in energy supply may also arise.

Renewable energy expansion reduces dependency on fossil fuels, but creates fresh challenges for the energy system in terms of continuing to guarantee a secure and reliable energy supply.

Supply Security

In contrast to the heat and transport sector, which primarily benefit from lower dependency on fossil fuels in terms of supply security, the use of solar and wind energy as the main pillars of future energy supply calls for a far-reaching transformation of the supply system. Due to the technical-physical requirements of a reliable energy supply, this must include the set-up of renewable energy power plant capacities, the provision of balancing energy capacities in the form of adjustable (fossil) reserve power plant capacities or energy storage devices, as well as the adaptation of network infrastructure.

In terms of economic viability the energy turnaround involves partly opposing implications and challenges.

Economic Viability

The switch to renewable energies leads to an excessive increase in the capital intensity and cost of the energy supply system, since renewable energies are very capital-intensive compared to the energy generated and, especially in the field of electricity, require a great deal of infrastructure adaptation and excess capacities in power plants. Although the outflow of resources internationally will drop with falling imports of fossil fuels, in view of the potential financing problem in the electricity sector, it remains unclear how the additional capital requirements can be covered. This is another reason why there should be a focus on the cost efficiency of the transformation. The overall economic viability of the energy policy turnaround can only be judged from a macroeconomic perspective that includes a comprehensive estimate of the external costs.

An efficient technology and innovation policy is a basic prerequisite of long-term cost efficiency and thus the success of the energy turnaround.

Technological Progress

New technical approaches are required to achieve extensive reductions in CO₂ emissions, that are developed in interdisciplinary cooperation and partly do not build on existing technologies. The innovation process is therefore charac-

terized by the need for significant coordination between the various players, but also by high risks arising not least from capital requirements, regulatory uncertainty and system and/or path dependency. Effective support of new energy technologies therefore represents a major challenge, as well as a key basic condition for the long-term cost-efficiency of the energy turnaround.

State intervention in the framework of the energy turnaround stands in the area of conflict between effectiveness and efficiency.

For reasons of economic viability, justified scope for action on the part of the state is created by the deficit to be expected in market allocation in the resolution of the trade-offs and challenges related to the energy turnaround. However, these deficits may be due to environmental externalities and knowledge-spillovers, but also to an existing market design that is inadequate in terms of the energy turnaround. Moreover, in the configuration of state intervention it is important to constantly weigh up between the efficiency risk of overly-detailed regulation and the risk of hampering effectiveness, and thus the timely execution of the energy turnaround, through overly regulation.

Efficiency and Effectiveness of Energy Policy

A macroeconomic approach that goes beyond the energy sector is required to assess the welfare effects of the energy turnaround.

In view of the macroeconomic effects of the energy turnaround, it is crucial that policy does not focus exclusively on the energy sector, but considers the potential advantages of promoting all types of technology beyond the energy sector. Restricting the approach to energy-market-specific effects neglects potential repercussions and crowding-out effects in other sectors, and enables a comprehensive judgment of the economic welfare effects of the energy turnaround.

Welfare Effects

2. Potential and Costs of Reducing CO₂ Emissions

Macroeconomic Abatement Potential and Costs

The actual CO₂ emission abatement potential is substantially lower than the technical abatement potential.

CO₂ Emission Abatement Potential

The potential to reduce CO₂ emissions is central to this report. The focus is on CO₂ emissions related to energy consumption, which cause around 93% of CO₂ emissions in Germany. Among the greenhouse gases CO₂, which accounts for a total share of around 86% in Germany, is by far the most important. Potential for reducing emissions therefore basically lies either in savings or the substitution of fossil fuels. The theoretical CO₂ reduction potential corresponds to nearly the total emission volume. Since realizing this potential is subject to numerous restrictions, the actual reduction potential is significantly lower.

The German abatement target for 2020 can be achieved by taking relatively inexpensive measures.

Abatement Potential until 2020

Due to the trend towards lower electricity production and additional energy savings in the consumer sector that are not investigated here, (e.g. thanks to the replacement of old machines with new, more efficient ones or the use of process heat), it is to be expected that the policy goal of reducing emissions from 1010 million tonnes per year in 1990 to 600 million tonnes in 2020 with measures that generate costs of less than 100 €/tonne should be possible to achieve (cf. Figure 2). To achieve the reduction targets within the deadlines set out below, it will be necessary to use measures that cost more (cf. also Figure 3).

A reduction of the energy sector's CO₂ emissions by 44 % (versus 2010) by 2050 will cost € 31 bn.

Abatement Potential until 2050

The total potential and costs of reducing emissions are calculated on the basis of their individual potential to cut emissions and their specific CO₂ abatement costs. All of the measures considered in the framework of the report should lead to a reduction in CO₂ emissions totalling 430 million tonnes in 2050, compared to 2010, which corresponds to around 52% of the emissions in 2010, which totalled 832 million tonnes. Compared to emissions in the base year 1990, this represents a total reduction in emissions of 608 million tonnes or about 60% (according to energy data from the German Ministry for Economics and Technology). The costs of this should total around €31 bn. If measures with specific costs of below 100 €/tonne are considered, CO₂ emissions of around 300 million tonnes can be made at costs of € 11 billion in 2050 versus 2010 and/or of 500 million tonnes (or 50%) compared to 1990.

Out of all economic sectors the electricity sector boasts the highest reduction potential through 2050.

Abatement Potential in the Electricity Sector

The high significance of the electricity sector is based on its currently high share of total carbon dioxide emissions on the one hand, and on the fact that, correspondingly, 80 percent of the government's targets in terms of electricity production in 2050 are to be achieved through the use of renewable energy on the other.

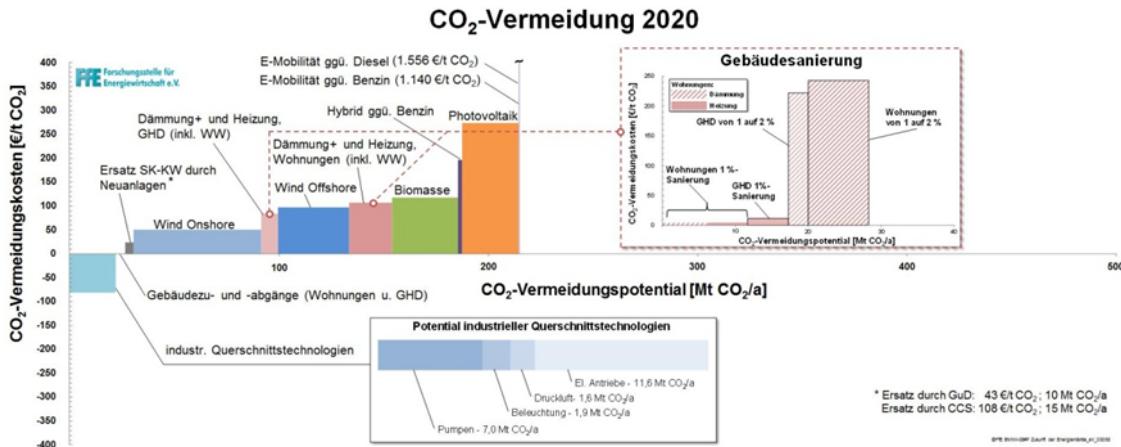


Figure 2 Representation of the Potential and CO₂ Abatement Costs of Individual Measures, Average Values through 2020

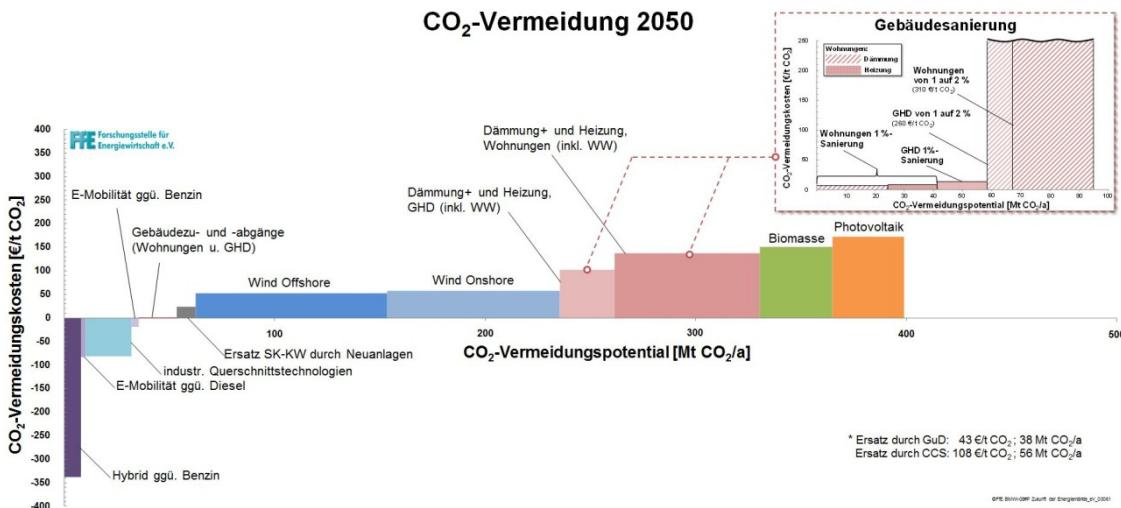


Figure 3 Representation of the Potential and CO₂ Abatement Costs of Individual Measures, Average Values through 2050

Photovoltaic and electric mobility will account for the highest CO₂ abatement costs in the decades ahead.

The costs that are related to realising emission reduction potential are of fundamental importance. The highest abatement costs in the energy sector will be generated by **photovoltaic**; for which abatement costs will remain the highest in the sector until 2050. The technical analyses shows that onshore-**wind energy** will remain the most cost-effective form of renewable energy in the medium-term at least, and that its available potential to cover electricity demand in Germany is, in principle, sufficient. Slightly lower cost prices than for onshore wind energy can only be expected in the long-term from offshore wind energy. All renewable energies feature significantly positive abatement costs in

Technology Specific Abatement Costs

electricity production. The CO₂ abatement costs of using renewable energy to generate electricity also include the system costs, or the costs of compensating for fluctuating production and of network expansion.

In the area of **fossil-based electricity generation** some of the old plants could be replaced at negative or comparatively low abatement costs; **Carbon Capture and Storage (CCS)** remains relatively expensive in the long-term. There is a broad range of abatement costs for buildings, and the costs are partly negative. In the area of **industrial cross-sectional technologies** (e.g. pumps, electrical drives, lighting, compressed air, steam, hot water and cooling generation) there are cost-efficient measures with partly negative abatement costs. The abatement costs of **electromobility** are still very high and will not become advantageous until 2050.

The consideration of all economic costs in expansion planning not only increases cost efficiency, but also facilitates the implementation of the energy turnaround.

Macroeconomic Cost-Efficiency

If wind energy in particular is to become a main pillar of the overall supply system, the capacities required should be made available at the lowest macroeconomic costs possible. Accordingly the environmental damages caused by renewable energies, for example, should also be taken into consideration. Corresponding land-use and landscape planning (with special consideration of weakly populated and previously polluted areas) should also contribute to diffusing potential conflicts and facilitate the further expansion of cost-effective and technically highly advanced onshore wind energy.

Individual Measures and Packages

The necessity of reducing CO₂ emissions in a cost-effective manner will become increasingly important as the energy turnaround progresses. For these reasons state support measures in the short and mid-term should focus more heavily than to date on the use of the abatement alternatives identified as relatively cost-effective. Moreover, more expensive abatement alternatives such as the expansion of renewable energies will also play an important role, especially in the long-term once the CO₂ reduction targets have been reached. If it is a declared policy goal to cover power supply mostly with **renewable energies** in the mid-term, the greatest support should be given to those technologies that have the lowest abatement costs. Since the abatement costs, especially of **onshore-wind** are already relatively low, the existing potential should be realised in a timely manner, and the deployment of immature and expensive abatement technologies over large areas should be postponed to a later point in time. Should there be insufficient cheap storage capacity available, wind energy can be complemented by more cost-intensive technologies unrelated to wind that may make sense in terms of ensuring supply security.

Focus on Cost-Effective Abatement Technologies

The expansion of renewable energies should not take place at the expense of **efficiency measures** – such as the replacement of old coal-fired power plants with new plants or combined gas and steam power stations, since these measures can be economical and can contribute to achieving a more secure power supply. The massive increase in power production from renewable energies planned should be backed up by the expansion of **storage facilities**. Due to high demand for storage capacities and its compatibility with existing infrastructure, the **Power2Gas** concept is increasingly coming to the fore for the long-term storage of power from renewable energies. In the field of applied **cross-sectional technologies** there is a great savings potential that would be economically viable to implement in many cases.

In the retroactive renovation of **buildings** there is a focus on insulation measures that could enable the realisation of extensive energy savings and CO₂ reductions. To achieve these effects as quickly as possible, however, a high renovation rate is required. In this case, the costs of retroactive insulation increase significantly. The modernization of heating systems represents a relatively cost-effective form of saving energy and reducing CO₂ emissions. The highest energy savings are to be achieved in the area of buildings through simultaneous insulation and the modernisation of heating systems, since both measures can be optimally adapted to each other in this case.

3. Instruments of the Energy Turnaround

The European Emissions Trading System (EU ETS)

An EU ETS with an expanded scope should also be the central climate policy instrument in Europe in the future.

Emissions Trading (EU ETS)

European emissions trading brings about adjustment of marginal abatement costs and induces innovation incentives between sectors requiring certificates, and thus contributes to a long-term, cost-effective abatement of greenhouse gas emissions. However, since only half of all CO₂ emissions are covered by emissions trading to date, the CO₂ price differs considerably between the sectors covered by the EU ETS and those not covered. The extension of the scope of the EU ETS could consequently lead to major efficiency improvements. To turn the EU ETS into an effective climate and energy policy instrument, a policy of staying power is needed to secure the timeline for the amount of certificates issued at an EU level, as well as a stable trust in its institutions.

The EU ETS represents a necessary, but inadequate instrument for the transformation of the energy system; the deployment of complementary instruments can be justified in view of concrete deficits in its effectiveness.

Complementary Measures

Deficits in effectiveness arise due to market failures, which are not covered by the EU ETS – as in the case of knowledge spillovers of innovation processes. Risks and special characteristics specific to the energy market such as high supply security requirements, a great need to coordinate technological developments and system transformations, as well as path and system dependences can justify complementary state interventions in order to achieve long-term, cost-efficient implementation of climate policy targets.

Support of Renewable Energies

Support via the EEG should be replaced by initiatives that are more heavily focused on cost efficiency.

EEG and Cost Efficiency

The EEG may have proven an effective instrument for promoting renewable energy in the past, but this success is not least due to a far-reaching shielding of technologies and/or investors from price movements in the electricity market, as well as the costs of system integration. With a view to the long-term aim of a cost-effective and competitively organised supply system largely based on renewable energy, there must be a greater focus on government policy for the expansion of the production capacities required, as well as on the technical development of the market and system integration of renewable energies and cost-efficiency.

Research policy goals are not sufficiently separated from quantity-based CO₂ savings targets in the framework of the EEG.

Separation of Policy-Targets

Precisely due to the effectiveness of the EEG in the past, there is a danger that the various reasons for promotion will not be sufficiently separated in the implementation of the energy turnaround. The stronger orientation of energy policy towards cost-efficiency criteria supported in this report implies a concentration of government measures on areas in which establishing a policy framework leads to an improvement in the results of market economy processes. These are particularly in the field of technology development and regulation of the electricity market, which systematically takes into account the specific conditions of fluctuating renewable energies.

Quantity-based instruments have key advantages over price instruments in the realization of expansion goals.

Quantity- versus Price-Based Instrument

The energy turnaround primarily pursues quantity-based targets in the expansion of renewable energies. Price instruments are principally less well suited to attain these targets since they are always linked to the risk of providing too

little or too much support. Control over additional volumes via the tendering and auctioning of production capacities, as well as the introduction of a green electricity certification system that implements quantity regulations regarding shares of electricity consumption are conceivable alternatives. Since production capacities are not established by the government, issuing green certificates represents the support system that is more strongly oriented towards market economy principles, but creates higher risks for investors.

In the pursuit of expansion targets complementary measures may be required in the targeted support for immature technologies.

Support of Immature Technologies

Both the auctioning of production capacities as well as green certificates tend to favour mature technologies and should be used to ensure that volume targets are reached when technologies are advanced. Immature technologies can be supported using additional measures (such as the use of a banding process or complementary feed-in premiums). However, if specific technologies are to be supported, their actual contribution to supply security and the cost-efficiency of the future supply system must be clarified.

Market Integration of Renewable Energies and Future Market Design

To achieve the long-term goals of the energy turnaround in a cost-efficient manner, market-based incentive systems should be prioritized in the reform of electricity market regulation.

Market-Based Incentive Schemes

Due to the multitude of players, the great need for coordination (in terms of both time and space) as well as a high degree of uncertainty, major information deficits are to be expected on the part of the government in its structuring of the energy turnaround. To optimally use the natural knowledge lead enjoyed by energy market players, market-based incentive systems that coordinate the behaviour of players through transparent price signals should primarily be used. The role of the state can thereby be limited to the creation of market platforms, the setting of utilization goals for renewable energies, as well as the transferal of ultimate system responsibility to transmission system operators. The selection of appropriate technologies and the size of the payments for production and balancing power capacities, on the other hand, would result from decisions made by market participants.

Renewable energy providers must be confronted with price signals in the electricity market and must be subject to the same obligations as traditional power plant operators.

Price Signals and Delivery Obligations

The market integration of renewable energies presupposes that all plant operators have incentives to orient their electricity production towards the value derived from electricity as indicated by the spot market price. At the same

time renewable energy providers must be treated like conventional power plants and given responsibility for delivery commitments made on the spot market, such that the complementarity of renewable energies and back-up technologies in creating supply security is taken into account.

In the course of the long-term expansion and market integration of renewable energies there is a danger of under-investment in both conventional and renewable production capacities due to the missing money problem.

Due to an increase in the share of intermittent green electricity, the missing money problem in the electricity market is becoming more important and assumes an additional dimension. The financing of investments in balancing energy capacities based on revenues generated in the spot market will be even more difficult the higher the share of renewable energies becomes. Due to the merit order effect, this kind of financing gap also threatens renewable energy. For this reason a far-reaching reform of state regulation of the electricity market is essential to ensure the private financing of production and storage capacities.

The introduction of an extensive capacity market could help to overcome the missing money problem but may have consequences that are difficult to forecast.

On the introduction of an extensive capacity market, a total production capacity would be established and put out for tender, which would then have to be supplied by bidders through a combination of renewable energies, reserve power plants and energy storage. However, it can be expected that establishing production capacity in a supply system based extensively on renewable energies would be highly prone to errors due to the complexity and information deficit of the state. The introduction of a capacity market also represents a far-reaching intervention in market design, which may tend to hamper further integration of electricity markets in Europe in the case of a national solo effort.

To overcome the missing-money problem in terms of balancing energy capacities, the expansion of the existing balancing market could represent an alternative to the introduction of a capacity market.

Solving the missing money problem by expanding the existing balancing energy market with a market segment explicitly oriented towards the requisite balancing energy capacities represents an approach that is more closely oriented towards, and compatible with, existing market design. In addition to network operators, renewable energy providers in this market segment could also become demanders of reserve or storage capacities. The market platform created would give market participants great flexibility in the market integration of renewable energies and the provision of balancing energy capacities.

Missing-Money-Problem

Pros and Cons:
Introducing Overall Capacity Markets

Extension of the Balancing Market

To solve the missing money problem related to renewable energies, spot market revenues are to be complemented by appropriate payments, in addition to the introduction of an expanded balancing market.

Auction processes or the introduction of a green electricity certificate system would represent market-economy oriented approaches to overcoming the missing money problem. They would, however, no longer serve to support technological development, but the basic financing of (re)investments in green power plants.

Internalisation of system costs calls for a reform of network regulation.

To resolve the spacial coordination problem between the adaptation of network infrastructure and the expansion and conversion of power plants, it would seem wise to reform network regulation. Investors in green power plants could thus bear some of the costs of expanding and upgrading the network; and power plant operators would receive clearer signals regarding the utilization of transmission capacities, enabling them to orient their feed-in decisions more strongly towards infrastructure-related costs.

Financing Renewable Energies in the Long-Term

Network Regulation

Energy Efficiency

Measures to increase energy efficiency are often not implemented, although they would be economical from a private as well as a social perspective.

Alongside the expansion of renewable energies, the increase in energy efficiency and the absolute reduction in energy consumption constitute key levers for the implementation of climate policy goals. Moreover, it is to be expected that investments in energy efficiency will be made to an economically sub-optimal degree due to behavioural economics constraints, information asymmetries and principal agent problems. These frictions, which work against an increase in energy efficiency, can make it economically worthwhile to use support instruments. This particularly applies since even a price signal that is induced by an expansion of the scope of the EU ETS should only have a limited impact in terms of efficiency measures in the industry, buildings and transport sectors.

Unexploited Potentials

Limiting subsidy policies to special technologies in the field of transport is not cost-efficient.

State subsidies for general technological development in the transport sector, as well as the development of alternative forms of propulsion, can only be justified for reasons of market failure in the innovation process. However, the selection of individual, specific technologies should be avoided. In general, transportation is another area in which no efficient price signals are to be expected without an expansion of the EU ETS.

*Alternative
Technologies in the
Field of Transport*

4. European Integration

Closer European integration of energy policy can lead to cost reductions in the German energy turnaround.

A stronger coordination of the measures taken in individual European member states to decarbonise energy supply could also help to reduce the costs of the German energy policy turnaround by promoting the use of solar energy in regions of Southern Europe with favourable weather conditions. Closer European integration could also prove beneficial with regard to the use of storage capacities. However, such integration would presuppose a corresponding, cost-intensive expansion of transmission network capacities at a European level.

*Potential for Cost
Reductions in
Germany*

The possibility of a future European integration of energy policy should be taken into consideration in the design and reform of national energy policies.

To avoid barriers that may stand in the way of future European integration, the compatibility with a European solution should be taken into account in the selection of the instruments of the energy turnaround and in future market design. This is particularly true of the design of support for renewable energies and the introduction of capacity instruments.

Path Dependencies

The chances of realising closer European coordination of energy policies currently seem narrow.

Distribution effects and path dependencies created by national policies stand in the way closer European integration. It is to be feared that problems already observed in the design and reform of German energy policy will emerge to an even greater degree at a European level.

Political Feasibility

Bericht

1. Einleitung

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat sich die Bundesregierung für den endgültigen Ausstieg aus der Atomkraft bis 2022 entschieden. Vor diesem Hintergrund und den vor Fukushima beschlossenen klimapolitischen Zielvorgaben bis 2050 steht die deutsche Energiewirtschaft vor einer grundlegenden Transformation, die einen weitgehenden Umbau der Infrastruktur bzw. eine Umstrukturierung des bestehenden Kapitalstocks erforderlich macht. Vor allem die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt stellt eine große Herausforderung dar, da hier hinsichtlich des angestrebten Umfangs des Ausbaus Neuland betreten wird. Der Umbau der Energieversorgung muss zudem im Kontext der allgemeinen energiepolitischen Ziele Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bzw. Wirtschaftlichkeit gesehen werden. Die Integration erneuerbarer Energien wird sich auf alle Ziele des Zieldreiecks auswirken und kann potentiell neue Zielkonflikte hervorrufen. Aufgrund der Besonderheiten des Gutes Energie aus ökonomischer Sicht können dabei im Rahmen der staatlichen Regulierung zur Effizienzsteigerung marktwirtschaftliche Ansätze sinnvoll sein. Vor diesem Hintergrund strebt das vorliegende Gutachten an, mit einer fundierten ökonomischen Analyse die Kosten und Potenziale der Energiewende¹ bis zum Jahr 2050 aufzuzeigen sowie die Bedeutung marktwirtschaftlicher Prozesse und staatlicher Handlungsmöglichkeiten für die Transformation der Energiemarkte darzustellen.

Aus ökonomischer Sicht ergeben sich staatliche Handlungsmöglichkeiten grundsätzlich dann, wenn Märkte versagen. Die Gründe für ein solches Marktversagen können ebenso vielfältig sein wie die Eingriffsmöglichkeiten des Staates. Die Unzulänglichkeit des Marktes im Energiebereich beruht auf verschiedenen und teilweise sehr spezifischen Gründen. Marktversagen bei der Energieversorgung entsteht insbesondere aufgrund von Umweltbelastungen, des Optionswertes von Energie, der Entwicklung neuer Technologien und des hohen Risikos von Investitionen im Energiebereich. Da aus diesen Gründen Marktprozesse ohne geeignete staatliche Rahmensetzung zu einer aus gesamtwirtschaftlicher Sicht suboptimalen Allokation der Ressourcen führen können, stellen sie die Hauptansatzpunkte für staatliche Eingriffe auf den Energiemarkten dar. Aufgrund dieser zentralen Bedeutung für den vorliegenden Bericht soll auf die vier genannten Arten von Marktversagen im Folgenden kurz eingegangen werden.

¹ Da die meisten mittel- und langfristigen Ziele der Transformation des Energiesystems bereits zum Zeitpunkt des Unglücks von Fukushima definiert waren, wird im Rahmen dieses Berichts der Terminus „Energiewende“ für den Umbau des gesamten Energiesystems und nicht ausschließlich beschränkt auf die Auswirkungen des Atomausstiegs verwendet.

Die Reduktion von Umweltbelastungen, die bei der Nutzung fossiler Energieträger insbesondere in Form von CO₂-Emissionen entstehen, kann als Hauptziel der Energiewende angesehen werden. Da marktwirtschaftliche Akteure die Kosten dieser Emissionen in ihren Angebots- und Nachfrageentscheidungen ohne staatlichen Eingriff in der Regel nicht berücksichtigen, stellen Maßnahmen, die CO₂-Emissionen mit einem Preis versehen, ein zentrales Element der Energiepolitik dar.

Energiemarkte sind allerdings durch weitere Unzulänglichkeiten gekennzeichnet, welche zusätzliche staatliche Regulierung notwendig machen können. So weist das Gut Energie neben einem hohen Gebrauchswert ebenfalls einen Optionswert auf, welcher auf der ständigen Verfügbarkeit von Energie und damit der Sicherheit der Versorgung beruht. Da dieser Optionswert seiner Natur nach ein öffentliches Gut darstellt, fließt er nicht in die individuelle Kalkulation der Energieanbieter und -nachfrager ein, so dass der ständigen Verfügbarkeit von Energie zu wenig Aufmerksamkeit gewidmet wird. Im Bereich der Elektrizität ergeben sich über die Frage der Verfügbarkeit geeigneter Energieträger hinaus zusätzliche Herausforderungen durch die derzeit noch stark eingeschränkte Speicherbarkeit von Strom. Da Energieträger, die durch eine fluktuierende Darbietung gekennzeichnet sind, in Zukunft zunehmend Bedeutung für die Energieversorgung gewinnen werden, kann die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als eine zentrale Herausforderung im Elektrizitätsbereich angesehen werden. Diese besondere Betonung der Versorgungssicherheit erscheint aufgrund der hohen Kosten von Versorgungsunterbrechungen und ihrer Bedeutung als Standortfaktor gerechtfertigt.

Ein weiterer Ansatzpunkt für staatliche Handlungsmöglichkeiten auf den Energiemarkten resultiert aus der Notwendigkeit, neue Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie zu entwickeln und einzusetzen. Im Zuge technologischer Entwicklung entstehen sowohl im Bereich der Grundlagenforschung als auch in der Verbreitung dieser Technologien positive externe Effekte der Wissensproduktion. Reine Marktprozesse führen entsprechend zu einer suboptimalen Intensität von Forschung und Investitionen, welche eine staatliche Technologieförderung rechtfertigen kann.

Investitionen auf Energiemarkten sind darüber hinaus durch hohe Risiken gekennzeichnet, die aus der Kombination von hohen Innovationsraten, langen Laufzeiten und hohem Kapitalbedarf resultieren. Die Energiewende trägt insbesondere hinsichtlich des hohen Kapitalbedarfs zu einer Verschärfung dieser Problematik bei. So sind erneuerbare Energien nicht nur durch eine relativ hohe Kapitalintensität bei niedrigen Grenzkosten gekennzeichnet, sondern die Transformation des Energiesystems erfordert zugleich den Aufbau und Betrieb eines Systems an Reservekapazitäten sowie Investitionen in die erforderliche Netzanpassung. Dies trägt dazu bei, dass die Energiewende sehr wahrscheinlich eine steigende Kapitalintensität des Versorgungssystems nach sich ziehen wird.

Die skizzierten Gründe für mögliche Defizite der Marktallokation grenzen die ordnungspolitisch gerechtfertigten Handlungsspielräume des Staates auf den Energiemarkten ab. Bei der Gestaltung der Energiepolitik wird der Staat jedoch mit einem ordnungspolitischen Dilemma

konfrontiert, welches sich aus dem Zwiespalt zwischen Effektivität und Effizienz der Transformation ergibt. Entsprechend der politischen Zielsetzung soll die Umgestaltung des Energiesystems in einem bestimmten Zeitrahmen, d.h. mit einer vorgegebenen Effektivität, stattfinden. Der sich ergebende Zeitpfad muss allerdings nicht notwendigerweise mit einer effizienten Transformation zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten kompatibel sein. Aufgrund der vielfältigen Interaktionen zwischen den auf Energiemarkten agierenden Akteuren ergibt sich zudem die Frage, inwieweit der Staat diese äußerst komplexe Aufgabenstellung im Rahmen eines zentralistischen Ansatzes bewältigen kann. Beschränkt er sich hingegen auf die Setzung eines geeigneten energiepolitischen Rahmens, in welchem marktwirtschaftliche Prozesse und transparente Preissignale die Entwicklung steuern, so impliziert dies potentiell höhere Risiken auf Seiten der Investoren und kann somit zu einer Gefährdung des zur Zielerreichung notwendigen Investitionsvolumens beitragen.

Die wohl größte Herausforderung hinsichtlich des Investitionsvolumens und der Bewältigung des Koordinationsproblems stellen die ambitionierten Ziele Deutschlands hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien dar. Auch die effiziente Förderung erneuerbarer Technologien und die Frage der Marktintegration sind von essentieller Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. Aus diesem Grunde wird der Stromerzeugung im Rahmen dieses Berichtes ein besonderes Gewicht beigemessen.

Die methodische Ausrichtung des Berichts basiert auf der Loslösung von der rein isolierten hin zu einer umfassenden Betrachtungsweise des Transformationsprozesses der Energiewirtschaft. Erst dieses Vorgehen ermöglicht die Erfassung der relevanten Zielkonflikte und wird so der Komplexität des gesamten Prozesses gerecht. Die Untersuchung umfasst insgesamt die folgenden drei Arbeitsschritte:

- Diskussion der energiepolitischen Ziele sowie der wirtschaftstheoretischen und - politischen Herausforderungen der Energiewende,
- Übersicht über Potenziale zur Emissionsvermeidung inkl. Energieeffizienzpotenziale in 10-Jahres-Schritten bis 2050,
- Diskussion der Gestaltung der Energiewende und Ableitung von Politikimplikationen für die zukünftige Energiepolitik.

Ergänzend zum Bericht, der die oben genannten Arbeitsschritte umfasst, werden im Rahmen eines erweiterten Anhangs wirtschaftstheoretische Grundlagen zur Analyse der Energiemarkte und ergänzender energiepolitischer Instrumente aufgearbeitet und durch die Darstellung sektoraler CO₂-Vermeidungspotenziale ergänzt.

2. Energiepolitische Ziele, wirtschaftstheoretische und -politische Herausforderungen der Energiewende

Im Rahmen dieses Kapitels sollen zunächst die allgemeinen energiepolitischen Ziele „Umweltschonung“, „Sicherheit“ und „Bezahlbarkeit/Wirtschaftlichkeit“ der Energieversorgung konkretisiert werden. Des Weiteren werden vor dem wirtschaftstheoretischen Hintergrund spezifischer Defizite der Marktallokation im Energiebereich die möglichen Auswirkungen der Energiewende auf die allgemeinen energiepolitischen Ziele aufgezeigt und schließlich die daraus resultierenden staatlichen Handlungsspielräume abgeleitet.

2.1 Das energiepolitische Zieldreieck im Kontext deutscher und europäischer Zielvorgaben

Die Sicherstellung einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung steht im Zentrum der aktuellen energiepolitischen Debatte weltweit. Auch in Deutschland stellen die allgemeinen energiepolitischen Ziele eines wirksamen Klima- und Umweltschutzes, eines hohen Maßes an Energieversorgungssicherheit sowie wettbewerbsfähige Energiepreise das klassische Zieldreieck der Energiepolitik dar, das gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung den Umbau der Energiewirtschaft flankiert (vgl. BMWi und BMU, 2010). Ansätze zur konzeptionellen Erfassung dieser Zieldimensionen und konkrete Zielvorgaben in Deutschland und Europa werden in diesem Abschnitt erläutert; inhaltlich genauer eingegangen wird auf die Zieldimensionen und die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen in den Abschnitten 2.2 bis 2.6.

In Bezug auf das Ziel der *Umweltschonung* ist auf internationaler Ebene insbesondere das klimapolitische „2-Grad-Ziel“ hervorzuheben, das mehr als 100 Staaten als Obergrenze der Erderwärmung und als Benchmark ihrer Umweltpolitik akzeptiert haben (Pachauri und Reisinger, 2007). Dieses klimapolitische Ziel weist auf die Dringlichkeit der Umsetzung einer CO₂-armen Energieversorgung hin, wird auf deutscher und europäischer Ebene jedoch unterschiedlich konkretisiert. So umfasst das Energiekonzept der Bundesregierung eine Reihe von klimapolitischen Zielvorgaben und Ausbauzielen für erneuerbare Energien. Es sieht die Senkung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Jahr 1990 vor und schreibt dieses Reduktionsziel – anders als auf EU-Ebene, wo verbindliche „targets“ nur bis 2020 vereinbart sind – bis 2050 fort. Auch die langfristigen Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, die angestrebten Ausbauziele des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung sowie die Erhöhung der Energieeffizienz sind im Energiekonzept festgehalten (siehe Tabelle 2-1 für die jeweiligen Entwicklungspfade in Deutschland und, so weit möglich, auch in der EU).

Vergleicht man die nationalen Zielvorgaben mit den in Deutschland tatsächlich erreichten Treibhausgassenkungen und Ausbauzielen, wird deutlich, dass das Energiekonzept für die Zeit nach 2020 sehr anspruchsvolle Ziele verkörpert, deren Erreichung derzeit noch nicht gesichert ist. Zudem birgt die einseitige Ausweitung der Klimaschutzziele auf nationaler Ebene im Vergleich zu den EU-Minderungszielen für Treibhausgasemissionen aufgrund des Öffentlichen-Gut-Charakters des Klimaschutzes die Gefahr, dass die klimapolitische Wirksamkeit nationaler Vermeidungsanstrengungen nicht gesichert ist (vgl. dazu und im Folgenden Sachverständigenrat, 2011).

Tabelle 2-1 Auswahl deutscher und europäischer energie- und klimapolitischer Ziele

Ziele	Deutschland*	EU Klimapaket*
Entwicklungspfad zur Senkung von Treibhausgasemissionen	- 40 % bis 2020 - 55 % bis 2030 - 70 % bis 2040 - 80 - 95 % bis 2050	- 20 % bis 2020** (-30 % bis 2020)***
Entwicklungspfad des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18 % bis 2020 30 % bis 2030 45 % bis 2040 60 % bis 2050	20 % bis 2020
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern****	35 % bis 2020 50 % bis 2030 65 % bis 2040 80 % bis 2050	k.A.
Erhöhung der Energieeffizienz im Vergleich zu 1990	Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020	20 % bis 2020

Anmerkungen: *Deutschland in Bezug auf 1990, EU Klimapaket in Bezug auf 2005.

** wenn andere Industrieländer keine vergleichbaren Verpflichtungen eingehen;

*** wenn andere Industrieländer vergleichbare Verpflichtungen eingehen;

**** in Bezug auf Bruttostromverbrauch;

Quellen: BMWi und BMU (2010); Europäische Kommission (2009).

Neben den klimapolitischen Elementen beinhaltet das Ziel der Umweltschonung gleichzeitig genuin umweltpolitische Aspekte wie Schutz vor anderen, nicht treibhausgaswirksamen Luftschadstoffen, Boden- und Gewässerschutz sowie Einhaltung von naturschutzrechtlichen Vorgaben und Begrenzung der Landschaftsbeeinträchtigung durch den Umbau der Energieversorgung. Diese Komplexität des Ziels der Umweltschonung impliziert, dass seine Errei-

chung auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien vielfältigen Anforderungen genügen muss (vgl. auch Kapitel 5.2.3).

Die *Energieversorgungssicherheit* stellt das zweite zentrale energiepolitische Ziel dar. Allerdings existiert diesbezüglich eine Vielfalt an allgemeinen Definitionen, die mehrfach als nicht eindeutig und überlappend mit anderen Zielen kritisiert werden (vgl. Löschel et al., 2010; Kruyt et al., 2009).²

So definiert eine erste Gruppe von Autoren Energieversorgungssicherheit als die Kontinuität der Versorgung mit Energieträgern im politischen Sinne (siehe u.a. DECC, 2009; Ölz und Kirchner, 2007). Die Autoren beziehen sich dabei auf die Abhängigkeit von und Versorgung mit notwendigen Energieträgern und Rohstoffen zur Energieerzeugung sowie die Verflechtung der Energieversorgungsstruktur mit dem Ausland. Daneben enthält das Konzept der Versorgungssicherheit auch den technischen Aspekt der Zuverlässigkeit, der sich in der Systemangemessenheit und Systemsicherheit wiederspiegelt. Während Systemangemessenheit die Fähigkeit eines Systems umschreibt, die Energie- und Stromnachfrage jederzeit bedienen zu können, etwa in Bezug auf eine ausreichende Verfügbarkeit von Energieerzeugungskapazitäten, beinhaltet Systemsicherheit die Fähigkeit eines Systems, Störungen zu überbrücken und so Häufigkeit und Umfang von Netzausfällen zu minimieren. Sowohl die politische als auch die technische Dimension betrachten die zunehmende Knappheit von Energie als ein Zeichen von Versorgungsunsicherheit.

Eine zweite Gruppe von Autoren unterscheidet zwischen sicheren und unsicheren Versorgungsniveaus anhand subjektiv gewählter Kriterien (siehe auch Winzer, 2011). So definieren die OECD und die internationale Energieagentur (2001) Versorgungssicherheit als die physische Verfügbarkeit eines bestimmten Angebots, um eine bestimmte Nachfrage zu einem gegebenen Preis zu bedienen. Das Versorgungsproblem umfasst daher neben dem Mengen- auch ein Preisproblem.

Schließlich misst eine dritte Gruppe von Autoren Versorgungssicherheit nicht nur anhand von unmittelbaren Preis- und Mengenindikatoren, sondern auch über die Wirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft. Versorgungsunsicherheit wird als ein Wohlfahrtsverlust definiert, der durch eine Änderung des Preises oder der Verfügbarkeit von Energie entsteht (Bohi et al., 1996) und sich nicht nur auf das Angebot an Energieträgern und die daraus resultierenden unmittelbaren Dienstleistungen bezieht, sondern sich auch auf die Wirtschaftsstruktur und auf Umwelt und Gesellschaft erstrecken kann.

Versorgungssicherheit wird in der Regel mit Indikatoren wie „SAIDI“ (= System Average Interruption Index), „Loss of Load Probability“ oder „Expected Energy Unserved“ gemessen. Bei der Nutzung dieses Konzeptes muss jedoch beachtet werden, dass nicht jedes Niveau an

² Das eigentliche Ziel der Versorgungssicherheit wird dabei jedoch nicht kritisiert. Winzer (2011) liefert eine systematische Übersicht über die verschiedenen Dimensionen in den vorhandenen Konzepten, indem er drei Gruppen von Autoren mit unterschiedlichen Auslegungen von Energieversorgungssicherheit identifiziert.

Versorgungssicherheit erwünscht ist, da ein Trade-off zwischen Versorgungssicherheit und Kosten besteht. Dies gilt für alle Dimensionen von Versorgungssicherheit und umso mehr im Kontext der vorliegenden Studie.

Trotz der unterschiedlichen Definitionen verwenden die genannten drei Autorengruppen gemäß Winzer (2011) explizit oder implizit identische Risikofaktoren, die die Energieversorgungssicherheit beeinträchtigen können. Änderungen in den technischen (z.B. Interdependenz der Infrastruktur), menschlichen (z.B. unsichere Nachfrage) und natürlichen Risikofaktoren (z.B. Erschöpfung natürlicher Ressourcen) haben unterschiedliche Auswirkungen („impacts“) auf die Energieversorgungssicherheit (siehe auch Tabelle 2-2). Die Intensität der „impacts“ hängt dabei von zusätzlichen Faktoren ab. Je nach Geschwindigkeit, Größe, Dauerhaftigkeit, Ausbreitung, Häufigkeit und Sicherheit der Auswirkungen werden die Gesamtfolgen für die Energieversorgungssicherheit im Hinblick auf das Energieträgerangebot (und die daraus resultierenden Dienstleistungen) sowie auf Wirtschaftsstruktur, Umwelt und Gesellschaft unterschiedlich ausfallen. Auch der Trade-off zwischen Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit wird durch die Risikofaktoren beeinflusst.

Tabelle 2-2 Risikofaktoren für die Energieversorgungssicherheit

<i>Technische Risikofaktoren:</i>	<i>Menschliche Risikofaktoren:</i>	<i>Natürliche Risikofaktoren:</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Interdependenz der Infrastruktur • Mechanisches Versagen • Thermisches Versagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nachfragefluktuation • Strategische Verknappung • Zu wenig Investitionen in den Ausbau der Kapazitäten • Sabotage, Terrorismus • Politische Instabilität • Geopolitisches Risiko 	<ul style="list-style-type: none"> • Erschöpfung natürlicher Ressourcen • Naturkatastrophen

Quelle: nach Winzer (2011).

Von besonderer Bedeutung für die deutsche Energiepolitik ist die Definition der Bundesregierung, die verschiedene Aspekte der drei genannten Gruppen verbindet. So versteht die Bundesregierung unter Versorgungssicherheit die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung im Strombereich. „Dies umfasst im Grundsatz sämtliche Stufen der Elektrizitätsversorgung: die Bereitstellung von Primärenergieträgern, die Stromerzeugung, den Transport des Stroms sowie (...) den Handel und Vertrieb. Wesentlicher Bestandteil einer so verstandenen Versorgungssicherheit ist die Zuverlässigkeit (Unterbrechungsfreiheit) der Versorgung“

(BMWi, 2011a). Versorgungssicherheit soll dabei sowohl durch einen ausgewogenen Energierägermix als auch durch ein vernetztes und zuverlässiges Stromnetz gewährleistet werden. Zusätzlich von Bedeutung ist die Definition der Europäischen Kommission (2001), die Energieversorgungssicherheit etwa breiter als die unterbrechungsfreie Verfügbarkeit von Energieprodukten zu einem für Konsumenten und Produzenten vertretbaren („reasonable/affordable“) Preis definiert.

Bezogen auf die Versorgungssicherheit im Strombereich verfügt Deutschland mit einer durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit von 15,31 Minuten in 2011 auf der Nieder- und Mittelspannungsebene (SAIDI) derzeit auch im internationalen Vergleich über ein außergewöhnlich hohes Maß an Zuverlässigkeit der Stromversorgung (vgl. Bundesnetzagentur, 2012c; CEER, 2012). Einen Indikator für das langfristige Versorgungsrisiko durch die Abhängigkeit von importierten (erschöpfbaren) Energieträgern wie Erdöl und Erdgas entwickeln beispielsweise Frondel und Schmidt (2008). Das Versorgungsrisiko erhöhte sich nach diesem Indikator über den Zeitraum von 1980 bis 2004 sowohl in Deutschland als auch in den USA durch die fortwährende Abhängigkeit von fossilen erschöpfbaren Ressourcen deutlich. Im Vergleich zu den USA weist der Indikator zudem für Deutschland ein höheres Versorgungsrisiko über den gesamten Zeitraum aus, da Deutschland seine Nachfrage nach fossilen Energieträgern über weniger diversifizierte Handelspartner deckt.

Das energiepolitische Ziel der *Bezahlbarkeit/Wirtschaftlichkeit* der Energieversorgung einer Volkswirtschaft lässt sich anhand einer Reihe von Kriterien näher eingrenzen.

Die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung wird häufig im Sinne einer kosteneffizienten Versorgung mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen (vgl. BMWi und BMU, 2010) interpretiert, während die Bezahlbarkeit auf das Kosten- bzw. Preisniveau bezogen werden kann. Bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sollte der Fokus entsprechend nicht auf absoluten Preis- und Kostenniveauentwicklungen liegen, sondern darauf, ob ein Energiesystem in einer kosteneffizienten Versorgung mit Energie resultiert. Erst der Vergleich mit der Entwicklung der Kosten der Stromerzeugung aus verschiedenen Energieträgern erlaubt eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit des Systems. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sollten die berücksichtigten Kosten der Energieversorgung dabei umfassend definiert sein, so dass z.B. auch externe Kosten, Auswirkungen von Marktmacht und regulierungsinduzierte Kosten Berücksichtigung finden.

Die Bezahlbarkeit stellt im Vergleich zur Wirtschaftlichkeit ein weniger aussagekräftiges Kriterium zur Beurteilung eines Energiesystems dar. So lassen absolute Preis- und Kostenniveaus für die Energieproduktion aus verschiedenen Energieträgern keine Rückschlüsse auf die Effizienz der Energieproduktion zu und müssen immer ins Verhältnis zu anderen Preisen und zum verfügbaren Einkommen gesetzt werden. Nichtsdestotrotz wird die Entwicklung des absoluten Energiepreisniveaus von der Öffentlichkeit äußerst interessiert verfolgt und hat insofern einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Akzeptanz und damit das langfristige Potenzial der Energiewende.

Relevanz erhält das Kriterium der Bezahlbarkeit im Kontext der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Hier kann ein Vergleich der Energiepreisniveaus in verschiedenen Ländern Rückschlüsse auf die Wettbewerbsposition insbesondere der energieintensiven deutschen Unternehmen zulassen (vgl. Frontier Economics und EWI, 2010).

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive müssen auch hinsichtlich der Bezahlbarkeit die externen Kosten berücksichtigt werden, welche durch die mit der Energienutzung verbundenen diversen Umweltbeeinträchtigungen entstehen. Einen wichtigen Anhaltspunkt hierfür liefern die Zahlungsbereitschaften der Haushalte für die umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen (Sachverständigenrat, 2011). Im Hinblick auf den Haushaltssektor weist die Bezahlbarkeit der Energieversorgung auch eine sozial- und verteilungspolitische Dimension auf (OECD, 2007). Da der Energiekonsum zudem degressiv mit dem Einkommen steigt, haben steigende Energiepreise ebenfalls sozial- und verteilungspolitische Wirkungen. Steigende Energiepreise lösen zudem einen Anpassungsdruck auf die Entlohnung der übrigen Produktionsfaktoren einer Ökonomie, insbesondere auf den tendenziell weniger mobilen Faktor Arbeit, aus.

Wie bereits oben festgestellt, werden im Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi und BMU, 2010) Kosteneffizienz und wettbewerbliche Preise in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit in den Vordergrund gestellt. Im Gegensatz zum Ziel der Umweltschonung gibt es allerdings keine speziellen Zielvorgaben hinsichtlich des Energiepreisniveaus oder der Energiepreisentwicklung. Diese fehlenden Vorgaben resultieren zum einen aus der Unsicherheit über zukünftige Preise und Kosten der verschiedenen Energieträger sowie der technologischen Entwicklung, sie reflektieren aber auch, dass hinsichtlich der drei Ziele des energiepolitischen Dreiecks Zielkonflikte entstehen können. Zwischen den Zielen können gewissen Trade-offs existieren, so dass es – je nach Art der betrachteten energiepolitischen Maßnahme oder der Marktentwicklung – eine Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Erreichung der gesteckten Umweltziele mit Abstrichen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verbunden sein könnte (vgl. Frontier Economics und EWI, 2010).

Obwohl die originäre Zielsetzung der Energiewende, wie bereits beschrieben, in der Dekarbonisierung der Energieversorgung liegt, wird sie in der politischen Diskussion häufig mit weiteren Zielen wie Beschäftigungs- und Exportsteigerungen assoziiert. Aufgrund dieser Überfrachtung mit Zielen wird der Handlungsspielraum der Energiepolitik eingeschränkt und die Wirtschaftlichkeit der Energiewende gefährdet.

2.2 Forschung und Entwicklung im Bereich neuer Energietechnologien

Vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks ist im Bereich von Forschung und Entwicklung neuer Energietechnologien eine besondere wirtschaftstheoretische und -politische Herausforderung zu sehen. Denn die Erforschung, Entwicklung und Anwendung neuer sowie besserter Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Ein-

sparung von Energie spielen eine zentrale Rolle für eine erfolgreiche Transformation hin zu einer klimafreundlichen Energieversorgung. Allerdings ist der Forschungs- und Entwicklungsprozess für Innovationen im Energiebereich aus einer Reihe von Gründen besonders komplex (vgl. Narayananmurti et al., 2009; für eine vollständige Übersicht siehe Anhang I.2.2.1 zu diesem Bericht). Dies trifft insbesondere auch auf die Entwicklung von Technologien und Ansätzen zur weitreichenden Vermeidung von CO₂-Emissionen zu (vgl. Hanemann, 2010, oder auch Abschnitt 5.1.4).

Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sind vielfach mit Technologie-Spillover verbunden. Technologie-Spillover bezeichnen dabei die Verbreitung von Wissen in einer Volkswirtschaft über Individuen und Unternehmen hinweg, indem die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten eines Unternehmens einen Nutzen in Bezug auf das technologische Wissen anderer Unternehmen hervorrufen. Aus ökonomischer Sicht stellen diese Technologie-Spillover positive externe Effekte dar. Durch neues technologisches Wissen wird ein „Gut“ geschaffen, das den Charakter eines öffentlichen Guts trägt, so dass derjenige, auf den der externe Nutzenewinn zurückgeht, für diesen keine Kompensation erhält bzw. durchsetzen kann (vgl. etwa Krugman und Wells, 2010).

Derartige Nutzengewinne Dritter aus Spillover-Effekten ergeben sich zudem nicht nur bei Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten, sondern auch bei der konkreten Anwendung neuer Technologien. Durch die Anwendung von Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium können Erfahrungen im Umgang und Einsatz der Technologien gesammelt werden (Lerneffekte), die wichtige Erkenntnisse für die weitere Entwicklung der jeweiligen Technologie liefern und gerade bei neuen technologischen Ansätzen die Hemmnisse für die übrigen Marktteilnehmer senken können, diese Technologien einzusetzen (vgl. für einen Überblick über die Gründe für Marktversagen in der Entwicklung von Vermeidungstechnologien allgemein etwa Jaffe et al., 2003, oder Jaffe et al., 2005).

Die Vorteile von Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sowie der Anwendung neuer Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium kommen aus diesen Gründen nicht allein dem Marktteilnehmer zu, der die Kosten und das Risiko der technologischen (Weiter-)Entwicklung übernimmt. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind daher die individuellen Anreize für Forschung und Entwicklung und für die Ausnutzung der Entwicklungspotenziale durch Lerneffekte zu gering, d.h. sie liegen unter dem gesellschaftlich wünschenswerten Niveau. In Bezug auf die Erforschung und Anwendung CO₂-armer bzw. -neutraler Energietechnologien kann überdies das aufgrund der besonderen Komplexität ohnehin hohe technologische Risiko diese zu erwartenden Defizite der Marktallokation zusätzlich verschärfen. Insbesondere für die Erzeuger im Elektrizitätsbereich gilt, dass das Ergebnis der Innovations-tätigkeit vom Verhalten von Intermediären und Netzbetreibern sowie den entsprechenden staatlichen Regulierungen abhängt. Daher besteht ein hoher Koordinierungsbedarf zwischen Erzeugern, Netzbetreibern und staatlichen Regulierungsbehörden. Dieser höhere Grad an Interdependenz führt zu mehr Risiken als in anderen Sektoren, deren Bewältigung von Marktprozessen allein nicht zu erwarten ist.

Gerade bei der Grundlagenforschung für neue energietechnische Lösungen ist aus ökonomischer Sicht das Interesse an einer möglichst breiten Anwendung sowie aufgrund der Marktfeme ihrer Ergebnisse das privatwirtschaftliche Verwertungsrisiko besonders hoch. Deshalb wird häufig argumentiert, dass bei der Grundlagenforschung eine staatliche Förderung aus ökonomischer Perspektive angebracht ist. Insgesamt fällt aufgrund der komplexen Rahmenbedingungen des Innovationsprozesses der Energiewirtschaft dem Staat eine besondere Rolle bei der Sicherung der Verfügbarkeit neuer technologischer Optionen im Energiebereich zu (vgl. dazu Economist, 1.10.2011 und Acemoglu et al., 2012).

2.3 Umweltexternalitäten

Das Ziel der Umweltverträglichkeit wird in Bezug auf die Energiewende vor allem mit externen Effekten aus Kohlendioxid- bzw. (allgemeiner) Treibhausgasemissionen vorwiegend fossiler Energieträger assoziiert. Diese Fokussierung auf Treibhausgasemissionen ist durch die globalen und langfristigen Wirkungen des Klimawandels sowie die Höhe der zu erwartenden Schäden erklärbar. Die externen Kosten, die allein durch CO₂-Emissionen entstehen, nehmen dabei eine dominante Rolle ein (vgl. Owen, 2006, und Abbildung 2-1). In der umweltpolitischen Debatte um die externen Effekte fossiler Energieträger finden neben den heutzutage deutlich vermindernden Umweltbeeinträchtigungen durch NO_x- und SO₂-Emissionen aber auch die direkten gesundheitlichen Einschränkungen Eingang, die etwa durch Feinstaubemissionen hervorgerufen werden.

Die besondere Betonung des Klimaschutzes in der Formulierung der Ziele der Energiewende darf zudem auch nicht überdecken, dass auch die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien mit Blick auf das wesentlich breitere Ziel des Umweltschutzes zu Konflikten führen können. So kann zur Steigerung der Energieeffizienz der Einsatz seltener und/oder umweltschädlicher Materialien erforderlich sein. Ebenso ist mit der Nutzung erneuerbarer Energiequellen eine Vielzahl negativer externer Effekte verbunden. Durch den angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien treten darüber hinaus die verschiedenen möglichen Arten der Landnutzung in Konkurrenz. Werden landwirtschaftliche Flächen für Solar- oder Windparks oder die Produktion von Biomasse genutzt, stehen diese nicht mehr oder nur noch eingeschränkt zur Gewinnung von Nahrungs- und Futtermitteln zur Verfügung bzw. können zumindest kurzfristig auch nicht mehr für weitere Nutzungen umgewidmet werden. Diese Einflüsse auf die Umwelt und die verschiedenen Formen der Flächenkonkurrenz treten wie die Veränderung bzw. Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zwar auch bei der Nutzung fossiler Energieträger auf. Die aufgrund der geringeren Energieintensität der erneuerbaren Energieträger notwendige stärkere räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen, der dadurch bedingte zusätzliche Bedarf an Stromtrassen sowie die benötigten Reserve- und Speicheranlagen tragen jedoch zu einer Verschärfung dieser Umwelteinwirkungen bei. Vor allem die Beeinträchtigung der Landschaftsästhetik wird häu-

fig und zunehmend im Zusammenhang mit der Errichtung von Windenergieanlagen und Stromtrassen kritisiert (vgl. Schöbel, 2012, und Abschnitt 5.2.3). Insbesondere Offshore-Windparks können zudem im Konflikt mit dem Artenschutz stehen (Lucke et al., 2009). Trotz des primär umwelt- bzw. klimapolitischen Hintergrunds ergeben sich deshalb bei der Energiewende neue ökologische Zielkonflikte. Dies gilt in besonderem Maße für den Strombereich. Die Umwelteinwirkungen von Energiebereitstellung und -einsatz im Wärme- und Verkehrsbereich beschränken sich hingegen im Wesentlichen auf die Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen. Bei der Nutzung von Biomasse können jedoch auch in diesen Bereichen ökologische Zielkonflikte auftreten.

Da die Liste der über die CO₂-Emissionen hinausgehenden Umweltschäden aus der Energieversorgung vielfältig ist, ist eine entsprechende quantitative Schätzung nicht einfach. Abbildung 2-1 zeigt einen Versuch, einige der Schäden aus der Nutzung erneuerbarer Energien zu monetarisieren und den Schäden aus CO₂-Emissionen gegenüberzustellen (Näheres s. Krewitt und Schlomann, 2006).³ Den Schätzungen der externen Kosten aus CO₂-Emissionen liegt eine Lebenszyklusanalyse zugrunde, die auch die Emissionen aus fossilen Energieträgern einbezieht, welche z.B. bei der Produktion von Photovoltaik- und Windkraftanlagen entstehen. Die Schadenskosten durch CO₂-Emissionen wurden mit 15 €/t CO₂ bewertet.⁴ Über die Kosten aus CO₂-Emissionen hinaus wurden Materialschäden und Ernteverluste in die Evaluierung einbezogen. Die Abbildung zeigt, dass die Kosten für nicht CO₂-bezogene Umweltschäden im Durchschnitt unter den prognostizierten Kosten für Schäden aus CO₂-Emissionen liegen.⁵

Zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele trägt die deutsche Energiewende zunächst nur beschränkt bei. Da CO₂-Emissionen im Energiesektor bereits durch das europäische Emissionshandelssystem erfasst werden, führt eine durchaus wahrscheinliche Reduktion der Emissionen im deutschen Energiesektor zunächst lediglich zu einer Verlagerung von Zertifikaten in andere Sektoren und Länder. Das gleiche Argument gilt entsprechend für Reduktionen der Energienachfrage – z.B. durch Energieeffizienzsteigerungen – in vom europäischen Zertifikatehandel erfassten Sektoren. Die sinkende Nachfrage nach Zertifikaten reduziert zudem den Zertifikatepreis und damit den Anreiz in CO₂-arme Technologien zu investieren. Emissionsreduktionen, welche im Zuge der Energiewende allerdings bei privaten Haushalten ebenso wie in nicht vom Zertifikatehandel erfassten Wirtschaftssektoren erreicht werden, wirken sich positiv auf die Klimaschutzziele aus. Auf lokaler Ebene führt die Reduktion des

³ Die Kernkraft fehlt in der Abbildung aufgrund der Schwierigkeiten, die Risiken bzw. die Kosten im Falle eines Unfalls abzuschätzen.

⁴ Dieser Betrag liegt zwar über den aktuellen Preisen für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (ETS), stellt in Bezug auf CO₂-Schadensschätzungen aber einen eher geringen Wert dar.

⁵ Allerdings muss berücksichtigt werden, dass externe Kosten aufgrund von geänderter Flächennutzung, Landschaftsverschandelung oder anderen sozialen oder kulturellen Effekten nicht in den Schätzungen berücksichtigt wurden.

Einsatzes fossiler Energiequellen zudem zu einer Senkung der Luftverschmutzung durch vermindernten SO₂- und NO_x-Ausstoß.

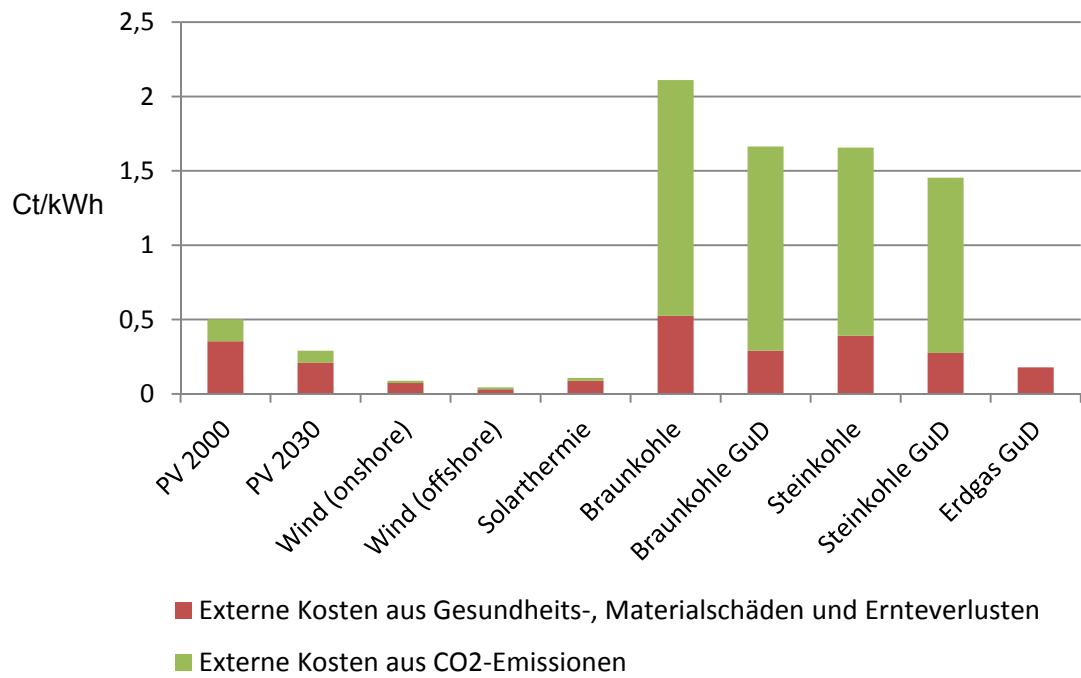


Abbildung 2-1 Externe Kosten (in ct/kWh) aus Gesundheits-, Materialschäden und Ernteverlusten sowie aus CO₂-Emissionen (durch Klimawandel bedingt) für verschiedene Technologien zur Stromerzeugung.

Annahme: Schadenskosten von 15 €/t CO₂.

Quelle: Krewitt und Schlomann (2006).

2.4 Energieversorgungssicherheit

Die Sicherheit der Versorgung mit Energie ist als separates Gut neben der Bereitstellung von Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt aufzufassen (vgl. auch Anhang I.1). Mit ihrer Gewährleistung sind verschiedene Herausforderungen verbunden. Die Frage der Versorgungssicherheit stellt sich zunächst auf einer übergeordneten Ebene für den gesamten Energiebereich durch die bislang hohe Abhängigkeit der Energiebereitstellung von erschöpfbaren Ressourcen, die großenteils aus dem Ausland importiert werden. Gerade auch auf längere Sicht setzt dies eine Volkswirtschaft einerseits dem Risiko der Verfügbarkeit der benötigten Ressourcen aus und andererseits dem Risiko steigender oder doch zumindest stark volatiler Preise (vgl. auch den folgenden Abschnitt zur Wirtschaftlichkeit). Aus der bloßen Nutzung und dem Import erschöpfbarer Ressourcen zur Energieversorgung kann jedoch grundsätzlich kein Grund für Marktversagen abgeleitet werden, der einen staatlichen Eingriff rechtfertigen

würde. Da sich die Erschöpfbarkeit der Energieträger und ihre Knappheit grundsätzlich im Marktpreis widerspiegeln, sollten am Markt prinzipiell eindeutige und rechtzeitige Signale über die weitere Verfügbarkeit der Ressourcen übermittelt werden (vgl. Anhang I.1.1.3). Auch spricht wenig dagegen, den Energiebereich wie andere Sektoren zu öffnen und Handelsvorteile zu nutzen. Zur Minimierung von Versorgungsrisiken durch zu starke Abhängigkeiten von einzelnen Handelspartnern ist allerdings im Sinne einer Risikodiversifikation aufgrund der hervorgehobenen Bedeutung von Energie für die gesamte Volkswirtschaft (vgl. auch Anhang I.1.1.2) eine hinreichend hohe Zahl unterschiedlicher Ressourcenlieferanten von Vorteil. Unabhängig von einem möglichen Marktversagen schwächt die Energiewende in jedem Fall diesen Aspekt der Versorgungssicherheitsproblematik ab, da durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern abnimmt.

Im Gegensatz zum Wärme- und Transportbereich, bei denen die Frage der Versorgungssicherheit primär mit der Verfügbarkeit der benötigten Ressourcen in Verbindung steht, ergeben sich aus den technisch-physikalischen Merkmalen im Elektrizitätsbereich zusätzliche Erfordernisse für eine sichere Energie- bzw. Stromversorgung. Für die Stabilität der Versorgungsnetze ist zu jedem Zeitpunkt der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage erforderlich, wobei letztere im Tages- und Jahreszeitenverlauf zum Teil erheblich schwanken kann und typischerweise nur eine geringe Flexibilität und Preiselastizität aufweist (vgl. Wilson, 2002, oder Hogan, 2010). Da zugleich (zumindest bislang) nur eingeschränkt Speichermöglichkeiten für Strom zur Verfügung stehen, bedarf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Stromnetz angemessener Erzeugungskapazitäten, deren geeigneter und flexibler Koordinierung zur Nachzeichnung des Nachfrageverlaufs sowie auf Ebene der Übertragungs- und Verteilnetze ausreichender und engmaschiger Übertragungskapazitäten. Zu beachten ist zudem, dass durch die Nutzung einer einzigen einheitlichen Netzinfrastruktur unmittelbare Abhängigkeiten zwischen allen Netznutzern, d.h. sowohl Stromanbietern als auch -nachfragern, entstehen und sich systemweite externe Effekte aus dem Verhalten einzelner Netznutzer ergeben können. Deutlich werden diese systembedingten Abhängigkeiten etwa im Fall eines Systemzusammenbruchs, bei dem der Marktpreis auf Null fällt, auf Seiten der Stromnachfrager aber eine hohe Zahlungsbereitschaft für Energie vorliegen würde und auch die Anbieter ein entsprechend großes Interesse am Verkauf von Strom hätten (vgl. Anhang I.1.2.2.1). Die Versorgungssicherheit bzw. ihre Gewährleistung erhält durch diese Zusammenhänge eine Systemdimension und, soweit einzelne Akteure im System wie heute meist üblich nicht gezielt vom Netz getrennt werden können, die Charakteristika eines öffentlichen Gutes, da die Gewährleistung eines bestimmten Niveaus an Versorgungssicherheit in diesem Fall allen Netznutzern in gleicher Weise zukommt.

Im Hinblick auf die zusätzlichen Herausforderungen, die eine hohe Versorgungssicherheit im Strombereich stellt, sind zumindest eine kurz- und eine längerfristige Dimension zu unterscheiden (vgl. etwa Finon und Pignon, 2008; Batlle und Rodilla, 2010; DECC, 2011). In der kurzen Frist bestimmen die Möglichkeiten des bestehenden Systems, durch eine geeignete Koordinierung der vorhandenen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten zuverlässig auch

bei unvorhergesehenen Schwankungen für einen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu sorgen, über das Niveau an Versorgungssicherheit. Diese kurzfristige Koordination der Akteure für einen ständigen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage erfolgt in Deutschland derzeit zunächst, d.h. bis 45 Minuten vor der tatsächlichen physischen Abwicklung der geschlossenen Verträge, über den (liberalisierten) Strommarkt. Die letzte Verantwortung für die Systemstabilität tragen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jedoch die vier Übertragungsnetzbetreiber im deutschen Netzgebiet, die jeweils eine Regelzone als regulierte (natürliche) Monopolisten bewirtschaften.⁶ Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen sich über den Regelenergiemarkt (vgl. zu dessen heutiger Ausgestaltung auch Abschnitt 5.2.4.2) sogenannte Ausgleichs- bzw. Regelenergie, um Störungen und Abweichungen von den prognostizierten Energieeinspeisungen und -entnahmen auszugleichen und so das Versorgungssystem zu stabilisieren. Die Kosten für diese notwendigen Maßnahmen werden teils über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher einer Regelzone umgelegt, zum Teil aber auch den Verursachern der auszugleichenden Störung (in Höhe des Arbeitspreises der benötigten Regelenergie) auferlegt. Die Übertragung der Systemverantwortung auf die Übertragungsnetzbetreiber stellt letztlich einen regulatorischen Eingriff dar, der die Problematik, die aus dem systembedingten Öffentlichen-Gut-Charakter von Versorgungssicherheit resultiert, löst. Da zumindest derzeit nahezu kein Netznutzer von den Vorteilen der Systemstabilisierung ausgeschlossen werden kann, könnten anderenfalls Ungleichgewichte drohen. Kein Netznutzer könnte den tatsächlichen Wert derartiger Stabilisierungsmaßnahmen im Strommarkt als Entlohnung durchsetzen und es würden entsprechend nur ineffizient geringe Anreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit existieren. Deutschland erreicht wie bereits dargestellt ein außerordentlich hohes Niveau an Versorgungssicherheit mit äußerst geringen Ausfallzeiten (vgl. Abschnitt 2.1). Im Zusammenhang mit der Energiewende ist allerdings zu überprüfen, ob die heutige Ausgestaltung der Netzregulierung mit den neuen Herausforderungen einer möglichst marktbasierten Transformation des gesamten Versorgungssystems zu vereinbaren ist. Dieser kritischen Überprüfung widmet sich Abschnitt 5.2.

Die längerfristige Dimension der Versorgungssicherheit betrifft die Frage, ob dem Versorgungssystem auch auf längere Sicht im Verhältnis zur Nachfrageentwicklung angemessene Kraftwerks- und Netzkapazitäten zur Verfügung stehen, um den ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten zu können. Wie grundsätzlich auf Wettbewerbsmärkten geht auch das Ideal des liberalisierten Strommarkts davon aus, dass die Marktpreise, die sich aus dem Zusammenspiel des durch die Merit-Order des Kraftwerksparks abgebildeten Angebots und der Stromnachfrage an der Strombörse ergeben (vgl. auch Anhang I.1.2.2), neben der

⁶ In nahezu allen liberalisierten Energiemarkten liegt die letzte Verantwortung für den kurzfristigen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei regulierten Netz- oder Systembetreibern, vgl. etwa für einen Überblick Batlle und Rodilla, 2010, oder Süßenbacher et al., 2011.

notwendigen Koordinierung des Kraftwerkseinsatzes auch ausreichende Anreize für private Investoren setzen, in Erzeugungskapazitäten zu investieren.⁷

Im Gegensatz zum theoretischen Idealbild liberalisierter Strommärkte ist die Nachfrage nach Strom in der Realität allerdings, unter anderem aufgrund kurzfristig fehlender Preissignale und beschränkter Möglichkeiten des Demand-Side-Managements, sehr unelastisch. Eine Reflektion der Opportunitätskosten einer kurzfristigen Nachfragereduktion, dem sogenannten Value of Lost Load (VoLL), im Marktpreis ist schon dadurch ausgeschlossen, dass einzelne Verbraucher ihre maximale Zahlungsbereitschaft für Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt wegen der technischen Restriktionen nicht zum Ausdruck bringen können. Damit ist die empirische Bestimmung des wahren VoLL über den Markt unmöglich. Wird der Markt aufgrund der zu geringen Nachfragereaktion und des entsprechenden Ungleichgewichts zwischen Stromeinspeisung und -nachfrage nicht geräumt, droht das Versorgungssystem zusammenzubrechen. Zudem entstehen auf Seiten der Kraftwerksbetreiber tendenziell, aus Sicht des Gesamtsystems und der Versorgungssicherheit, ineffizient niedrige Investitionsanreize, da der „Systemwert“ der letzten zur Markträumung benötigten Kraftwerkseinheit in Knappheitszeiten aufgrund des Öffentlichen-Gut-Charakters von Versorgungssicherheit sehr wahrscheinlich deutlich über den am Markt erzielbaren Gewinnen liegt (vgl. auch Anhang I.1.2.2.1).⁸

Neben dieser Öffentlichen-Gut-Problematik können hohe Investitionsrisiken hinreichenden Investitionsanreizen entgegenstehen. Durch die Refinanzierung meist beträchtlicher Investitionskosten über längerfristig am Markt anfallende Deckungsbeiträge und die relativ langen Konstruktionszeiten neuer Kraftwerke sind Kraftwerksinvestitionen in einem liberalisierten

⁷ Neben der Strombörsen werden auch bilaterale Versorgungsverträge zwischen einzelnen Kraftwerksbetreibern und Energieversorgern geschlossen. Den an der Börse ermittelten Marktpreisen kommt jedoch auch für diese Verträge eine Referenzfunktion zu, da anderenfalls gewinnbringende Arbitragemöglichkeiten bestehen würden (vgl. etwa Monopolkommission, 2011; Cramton und Ockenfels, 2011).

Die Anreize für Investitionen entstehen über die am Markt erzielbaren Deckungsbeiträge, die sich für Kraftwerke ergeben, wenn mit ihnen gemäß der Merit-Order teurere Kraftwerke Strom einspeisen und deshalb preissetzend sind (vgl. auch Anhang I.1.2.2.5). Die Kraftwerke mit den höchsten Betriebskosten im Kraftwerkspark sind deshalb zu ihrer Finanzierung darauf angewiesen, dass der Marktpreis in Zeiten, in denen die Nachfrage die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten übertrifft, über die Betriebskosten hinaus ansteigt und sogenannte Knappheitsrenten zu erzielen sind. Die ökonomisch gerechtfertigte Obergrenze für den Marktpreis bildet dabei der sogenannte Value of lost Load (VoLL), der den Opportunitätskosten der Nachfrageseite für eine kurzfristige Reduktion der Energienachfrage bzw. analog der (zeitabhängigen) maximalen Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite für eine funktionierende Stromversorgung zu einem bestimmten Zeitpunkt entspricht (vgl. etwa Joskow, 2007; Cramton und Stoft, 2006). Bei hinreichend flexibler (preiselastischer) Nachfrage findet der Markt so in jedem Fall, trotz maximaler Auslastung der Erzeugungskapazitäten, ins Gleichgewicht und es ergeben sich Investitionssignale, die nicht nur hinsichtlich der insgesamt installierten Erzeugungskapazitäten, sondern auch hinsichtlich des installierten Mix an unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien längerfristig zu einer insgesamt effizienten und sicheren Stromversorgung führen sollten (Joskow, 2007).

⁸ Dieser „Systemwert“ setzt sich aus dem vollständigen Nutzengewinn aller Netznutzer zusammen, der durch Aufrechterhaltung der Systemstabilität bzw. die Vermeidung eines Zusammenbruchs des Versorgungssystems in Zeiten extremer Kapazitätsknappheit anfällt.

Strommarkt an sich vergleichsweise risikoreich. Darüber hinaus hängen die Möglichkeiten, derartige Deckungsbeiträge zu erzielen, von zahlreichen nur schwer prognostizierbaren Faktoren ab, wie der unsicheren Entwicklung von Nachfrage und Brennstoffkosten sowie den aus Sicht des einzelnen Investors unbekannten Markteintritts- und Marktaustrittsentscheidungen im übrigen Kraftwerkspark (Problem der strategischen Unsicherheit, vgl. Cramton und Ockenfels, 2011; allgemein zum Investitionsrisiko im Kraftwerksbereich auch Rodilla und Batlle, 2012). Bei Kraftwerken, die gezielt für die Abdeckung von Lastspitzen eingesetzt werden sollen, ist zudem entscheidend, ob und inwieweit der regulatorische Umgang mit Knappheitssituationen es zulässt bzw. weiterhin zulassen wird, die bereits beschriebenen Knappheitsrenten zu erzielen (vgl. auch Batlle und Rodilla, 2010). Diese starke regulatorische Abhängigkeit verschärft die Risiken für Investoren gerade in Bezug auf die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Spitzenlastkapazitäten weiter.

Beim Bau von Spitzenlastkraftwerken werden Investoren am freien Markt deshalb vergleichsweise hohe Risikoprämien fordern, die wiederum nur bei einem hinreichend starken Anstieg der Marktpreise in Zeiten der Auslastung der Erzeugungskapazitäten realisiert werden können (vgl. auch Gross et al., 2010). Erschwerend kommt hinzu, dass diese Anstiege der Strompreise zwar ökonomisch notwendig sind, aber mit einer Umverteilung von den Stromverbrauchern zu den Kraftwerksbetreibern bzw. Investoren verbunden sind, die gesellschaftlichen und politischen Widerstand wahrscheinlich macht. Die Erwartung günstiger Bedingungen zur Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen wird deshalb stets vom steigenden Risiko politisch motivierter Eingriffe zur Dämpfung der Preisansteige begleitet (vgl. etwa Joskow, 2008, oder Brunnekreft und MacDaniel, 2005). Dieses Risiko wird noch dadurch verschärft, dass gerade Situationen, in denen die Marktpreise aufgrund der Knappheit der Erzeugungskapazitäten stark ansteigen, aus regulatorischer Sicht kaum von Situationen zu unterscheiden sind, in denen einzelne Kraftwerksbetreiber versuchen, Erzeugungskapazitäten bewusst vom Markt zurückzuhalten und so unter Ausübung von Marktmacht den Marktpreis und ihren Gewinn in die Höhe zu treiben (vgl. auch Cramton und Ockenfels, 2011).

Unter dem Stichwort „Missing-Money-Problem“ werden aus diesen Gründen zunehmend Zweifel geäußert, dass Energiemarkte, auf denen lediglich Strommengen ohne Verantwortung für die Stabilität des Versorgungssystems gehandelt werden, langfristig ausreichende bzw. effiziente Investitionsanreize, insbesondere für die benötigten Spitzenlastkraftwerke, setzen. Diese Zweifel erscheinen durchaus berechtigt, so dass auch im Hinblick auf diese längerfristige Dimension von Versorgungssicherheit administrative Eingriffe geboten sein können (vgl. etwa Joskow, 2007; Wilson, 2002; Batlle und Rodilla, 2010). Zu beachten ist jedoch, dass in Deutschland derzeit auch aufgrund der übernommenen Strukturen aus der Zeit vor der Deregulierung der Energiesektors und aufgrund der Importmöglichkeiten im europäischen Strommarkt nicht unmittelbar Engpässe in den verfügbaren Erzeugungskapazitäten drohen. Mittel- bis langfristig können diese jedoch nicht ausgeschlossen werden (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011; EWI, 2012). Da die Marktmechanismen aufgrund der Öffentlichen-Gut-Problematik und der angeführten Unvollkommenheiten der Strommärkte keine

Aussage über die tatsächliche Höhe des VoLL und damit über die effizienten Knappheitspreise sowie das effiziente Maß an Investitionen in die Zuverlässigkeit der Versorgung und die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten zulassen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011), stellt die effiziente Ausgestaltung entsprechender regulatorischer Eingriffe bzw. Kapazitätsinstrumente eine große energiepolitische Herausforderung dar.⁹

Durch die Energiewende wird der Versorgungssicherheitsproblematik im Strombereich zusätzliche technische wie auch ökonomische Bedeutung zukommen. Elektrizität wird in Zukunft im Energiebereich steigende Bedeutung erfahren und zunehmend auch im Wärme- und Transportbereich über den Einsatz von Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen Verwendung finden. Insbesondere unterscheidet sich jedoch die Energieerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, von denen zumindest Wind mit hoher Wahrscheinlichkeit eine zentrale Säule des auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems bilden wird, aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit grundlegend von den konventionellen Energietechnologien, auf deren Nutzung das Versorgungssystem bislang ausgelegt ist. In jedem Fall wird durch die Schwankungen in der Einspeisung der Bedarf an Ausgleichsenergie im Versorgungssystem ansteigen, so dass zusätzliche Reservekapazitäten in Form von konventionellen Reservekraftwerken oder Speicherkapazitäten betriebsbereit vorgehalten werden müssen. Da bereits heute Reservekraftwerke zur Bereitstellung etwa der Regelenergie betrieben werden, ist das bestehende Versorgungssystem bis zu einem gewissen Ausbaugrad der erneuerbaren Energien in der Lage, deren dargebotsabhängige Einspeisung ohne grundlegende (technische) Probleme aufzunehmen. Längerfristig, bei zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien und bei Fälligwerden von Ersatzinvestitionen, werden sich aber schon aus technischer Sicht Verschiebungen in der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks ergeben (müssen), um den gestiegenen Flexibilitätsanforderungen entsprechen zu können (vgl. etwa auch Steggals et al., 2011). Wegen der netzbedingten Abhängigkeiten (vgl. oben) gehen mit der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energien aber auch unmittelbare Auswirkungen auf die übrigen Akteure im Versorgungssystem einher (vgl. auch Hiroux und Saguan, 2010), denen mit Blick auf den für die Versorgungssicherheit notwendigen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht Rechnung getragen werden muss.

Durch Nutzung und Ausbau der erneuerbaren Energien speisen bei günstigen Witterungsverhältnissen zunehmend Kraftwerke mit sehr niedrigen und weitgehend konstanten Grenzkosten ein, die konventionelle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten verdrängen (vgl. etwa Nicolosi und Fürsch, 2009; Brunekreeft und Meyer, 2011; Erdmann, 2008; Wissen und Nicolosi, 2008; Sensfuß et al., 2008). Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien führt zu einer in Zukunft in starkem Maße jahreszeit- und tageszeitabhängigen sowie vor allem wetterabhängigen Merit-Order-Kurve (vgl. auch Abbildung 2-2). Diese Ver-

⁹ Für eine Abschätzung der Kosten einer Stromversorgungsunterbrechung siehe z.B. Frontier Economics und RWE (2008).

änderungen der Merit-Order-Kurve beeinflussen sowohl auf Seiten der erneuerbaren Energien als auch auf Seiten der konventionellen Kraftwerke die privatwirtschaftlichen Anreize, in den Aufbau bzw. Ersatz von Kraftwerkskapazitäten zu investieren, und bergen damit gerade auf längere Sicht ökonomische wie technische Risiken für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Erneuerbare Energien sind, wie auch die technischen Analysen im Anhang II.2.1.2.1 zeigen, durch eine relativ hohe Kapitalintensität bei niedrigen Grenzkosten gekennzeichnet. Sollen Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten mittel- bis längerfristig nicht über staatliche Eingriffe, sondern über den Strommarkt selbst finanziert werden, müssten diese als infra-marginalen Kraftwerke positive Deckungsbeiträge am Markt erzielen (vgl. auch oben). Durch den Merit-Order-Effekt besteht jedoch ein tendenziell negativer Zusammenhang zwischen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und dem Großhandelspreis für Strom, so dass gerade in den Zeiten, in denen die Witterungsverhältnisse den Betrieb und damit die Refinanzierung der Anlagen zulassen würden, keine oder nur geringe Beiträge zur Refinanzierung der Anlagen zu erwarten sind (vgl. auch Steggals et al., 2011). Der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verschärft dieses spezielle, grundsätzlich bestehende, „Missing-Money“-Problem der erneuerbaren Energien im heutigen Marktdesign deutlich.

Auf Seiten der konventionellen Kraftwerke sinken durch den Merit-Order-Effekt wie auch schon durch die angestrebten Ausbauziele für erneuerbare Energien an sich die Auslastungszeiten. Zudem muss die Betriebsführung zumindest eines Teils der konventionellen Kraftwerke flexibel an die schwankende Einspeisung erneuerbaren Stroms angepasst werden. Dies schränkt die Möglichkeiten ein, diese Kraftwerke entsprechend ihrer technischen Charakteristika und ihrer Kostenstruktur optimal zu betreiben.

Gerade heutige Grundlastkraftwerke sind wegen ihrer technisch meist begrenzten Flexibilität mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien nur schwer zu vereinbaren. Da sie aufgrund ihrer Kostenstruktur auf hohe Betriebszeiten zur Refinanzierung angewiesen sind, wird ihr wirtschaftlicher Betrieb mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien immer unwahrscheinlicher. Zumindest solange Energiespeicher noch nicht in hohem Umfang wirtschaftlich verfügbar sind, werden heutige Spitzenlastkraftwerkstechnologien dagegen auch weiterhin für den Ausgleich von Einspeiseschwankungen benötigt werden. Diese Kraftwerke sind im Gegensatz zu heutigen Grundlastkraftwerken durch relativ niedrige Kapital-, aber hohe Betriebskosten gekennzeichnet. Da sie zur Refinanzierung nur auf geringere Laufzeiten angewiesen und in ihrem Betrieb wesentlich flexibler steuerbar sind, eignen sich diese Kraftwerke besonders als Ergänzung zu erneuerbaren Energien. Schon die wirtschaftlichen Anreize der Kraftwerksbetreiber werden deshalb auf längere Sicht, etwa sobald Ersatzinvestitionen fällig werden, auf eine strukturelle Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks hinwirken (vgl. etwa auch Steggals et al., 2011). Allerdings werden diese flexiblen und weniger kapitalintensiven Kraftwerke, wie bereits heute, als tendenziell preissetzende Anbieter darauf angewiesen sein, in Zeiten geringerer erneuerbarer Stromproduktion zur Refi-

nanzierung ihrer Fixkosten Knappheitsrenten zu erzielen. Da sich diese Refinanzierungsmöglichkeiten auf wenige Stunden im Jahr beschränken, bei extremen Strompreisanstiegen politische Eingriffe drohen (Akzeptanz des neuen Versorgungssystems) und insgesamt die Bedingungen für die Erzielung derart hoher Deckungsbeiträge nicht nur von der schwankenden Nachfrage, sondern auch von der schwankenden und längerfristig nur schwer zu prognostizierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien abhängt, erscheint das Refinanzierungsrisiko für die als Reservekapazitäten dringend benötigten Spitzenlastkraftwerke auch in Zukunft hoch. Auch wenn die Investitionsanreize der Betreiber deshalb in die, aus technischer Sicht, „richtige“ Richtung für ein überwiegend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierendes Versorgungssystem weisen, bleibt offen, ob auf Basis privatwirtschaftlicher Investitionsanreize ausreichend Reservekapazitäten zur Verfügung stehen werden.

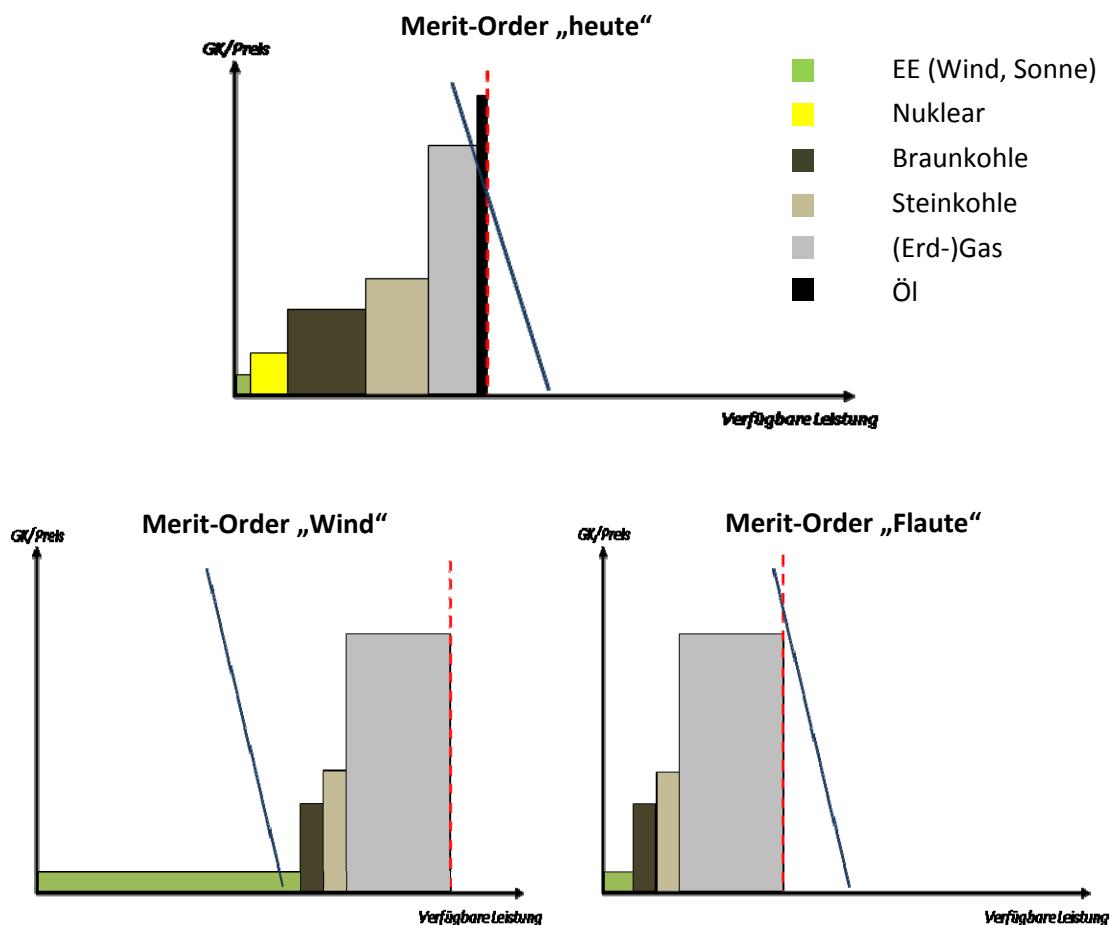


Abbildung 2-2 Veränderung der Struktur der Merit-Order im Zuge des Ausbaus von Sonnen- und Windenergie

Quelle: eigene Darstellung.

Die „Missing-Money“-Problematik liberalisierter Strommärkte wird damit durch die Transformation hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierendem Versorgungs-

system deutlich verschärft und erhält mit Blick auf die erneuerbaren Energien eine zusätzliche Dimension. Ob und inwieweit erweiterte Kapazitätsmechanismen erforderlich werden oder der existierende Regelenergiemarkt, der bereits Elemente von Kapazitätsmechanismen enthält, einen möglichen Lösungsansatz bietet, wird in den Abschnitt 5.2.4 näher diskutiert.

Die Implikationen eines stärkeren Ausbaus der Nutzung der erneuerbaren Energien gehen jedoch weit über die Fragen von Zusammensetzung und Umfang des Kraftwerksparks hinaus. Dank der hohen Energiedichte der eingesetzten fossilen Energieträger sowie der gezielten Steuer- bzw. Abrufbarkeit der konventionellen Kraftwerke war es bislang möglich, die benötigte Energie vergleichsweise nah an den Verbrauchszentren und in größeren zentralen Einheiten zu erzeugen. In einem auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystem wird eine derartige räumliche Ausrichtung der Erzeugungsanlagen an den Nachfragezentren hingegen nur noch eingeschränkt möglich sein. Aufgrund der geringeren Energiedichte der Energieträger Wind und Sonne (zumindest in Deutschland) und der Witterungsabhängigkeit ihres Dargebots muss zudem von einer dezentraleren Verteilung der Anlagen im Raum ausgingen werden. Da der notwendige Ausgleich von Angebot und Nachfrage auch an die Verfügbarkeit ausreichender Übertragungskapazitäten zwischen den jeweiligen Einspeise- und Entnahmepunkten im System gebunden ist, ist im Zuge der Energiewende eine grundlegende Neuausrichtung des Gesamtsystems aus Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten technisch erforderlich und zu erwarten. Notwendig werden zusätzliche Übertragungskapazitäten, die den erneuerbaren Strom von den witterungsabhängigen Einspeisepunkten unter Umständen über weite Entfernung zu den Verbrauchszentren transportieren. Daneben müssen Reservekapazitäten in Form flexibel steuerbarer Kraftwerkseinheiten und Energiespeicher so in der Netzinfrastruktur verteilt und eingesetzt werden, dass gegeben die verfügbaren Leistungskapazitäten zu jedem Zeitpunkt und an jedem Ort im System eine sichere und zuverlässige Versorgung gewährleistet ist. Bereits der Um- und Aufbau eines derartigen, auf erneuerbaren Energien basierenden, Gesamtsystems wird deshalb ein erhebliches Maß an Koordination erfordern, um die neu zu errichtenden Erzeugungskapazitäten mit der erforderlichen Anpassung der Netzinfrastruktur abzustimmen (vgl. auch dena, 2011a).

2.5 Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung

Der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Senkung des Energieverbrauchs durch Steigerung der Energieeffizienz sind mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit des Versorgungssystems mit verschiedenen, teils gegenläufigen, Implikationen und Herausforderungen verbunden.

In jedem Fall gilt, dass die gesamte Volkswirtschaft umso unabhängiger von der Preisentwicklung und -volatilität der fossilen Energieträger wird, je stärker der Bedarf an fossilen Energieträgern entweder durch deren Substitution durch erneuerbare Energien oder durch Effizienzsteigerungen gesenkt wird. Neben dieser zu erwartenden Dämpfung der Preisrisiken

besteht durch die Nutzung der im Inland verfügbaren Energieträger zudem die Möglichkeit, Kapital, das anderenfalls zur Finanzierung der Energieträgerimporte ins Ausland abgeflossen wäre, im Inland zu binden. Dieser Effekt wird zumindest teilweise zur Finanzierung der Transformation des Energiesystems beitragen können.

Gerade im Strombereich sind aus Gründen der Versorgungssicherheit jedoch weitergehende Anpassungen notwendig, die einen Anstieg der Kosten der Energie- bzw. Elektrizitätsversorgung befürchten lassen. Vielfach werden in diesem Zusammenhang die Stromgestehungskosten als Ansatzpunkt zur Beurteilung der Kosten eines Umbaus der Stromerzeugung in Richtung erneuerbarer Technologien herangezogen. Diese geben an, wie viel (im Durchschnitt) die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom in einem bestimmten Kraftwerk unter Einbezug der Betriebs- und Investitionskosten kostet. Ihre Berechnung basiert damit auf Annahmen über die zu erwartenden Zahl an Betriebsstunden innerhalb eines Jahres und die gesamte Lebensdauer der Anlage. Zu beachten ist allerdings, dass insbesondere die jährlichen Betriebsstunden grundsätzlich keine exogene, anlagenspezifische, Größe darstellen, sondern sich am liberalisierten Strommarkt über das Zusammenspiel von Nachfrage und Angebot an Erzeugungskapazitäten bestimmen. Insbesondere hängen aufgrund des Merit-Order-Effekts die Betriebszeiten konventioneller Kraftwerke in erheblichem Maß vom Ausbaustand der erneuerbaren Energien ab (vgl. Abschnitt 2.4). Daneben beeinflussen die Preise fossiler Energieträger die Betriebs- und Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke, deren zumindest langfristige Knappheit bei einer eher zunehmenden Nachfrage auf den Weltmärkten Preisanstiege in den kommenden Jahrzehnten erwarten lässt (vgl. etwa IEA, 2011).

Bei den erneuerbaren Energien stellen hingegen in der Regel die natürlichen Wetterbedingungen den die Betriebsstunden begrenzenden Faktor dar. Erst bei hinreichend starkem Ausbau der Erzeugungskapazitäten und fehlenden Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung könnte aus Gründen der Netzstabilität die Abregelung der Anlagen erforderlich und dadurch die natürlich möglichen Betriebszeiten beschränkt werden.

Erneuerbare Energien weisen heute teilweise wesentlich höhere Stromgestehungskosten auf als moderne konventionelle Kraftwerkstechnologien (vgl. auch Anhang II.2.1.3). Während Letztere technisch vergleichsweise ausgereift sind, besteht jedoch bei einem Großteil der erneuerbaren Erzeugungstechnologien noch erhebliches Entwicklungspotenzial, das in Zukunft deutliche Kostensenkungen erwarten lässt. Allerdings hängt die Realisierung dieser Entwicklungspotenziale nicht nur von Grundlagenforschung, sondern auch von der Anwendung der Technologien in frühen Entwicklungsstadien ab. Soweit daher dem deutschen Strommarkt bzw. der deutschen Energiepolitik zur Förderung von Kraftwerkstechnologien auch für die Zukunft maßgeblicher Einfluss auf die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energietechnologien zugesprochen wird, können die zukünftigen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien immer nur für bestimmte Ausbaupfade der Technologien und damit letztlich für vorangehende energiepolitische Pfade abgeleitet werden.

Insgesamt hängt die Berechnung der Stromgestehungskosten so von teilweise endogenen Faktoren ab, die vor allem Prognosen über die Entwicklung der Stromgestehungskosten erheblich erschweren können. Eine längerfristige Perspektive ist jedoch zur Beurteilung der Implikationen der Energiewende für die Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit der Stromversorgung wesentlich aussagekräftiger als der Vergleich der heutigen Gestehungskosten unterschiedlicher Technologien.

Doch selbst wenn diese Endogenitätsprobleme in der Abschätzung der Entwicklung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden, ist fraglich, inwieweit niedrige Stromgestehungskosten als eindeutiger Maßstab für ein wirtschaftliches Versorgungssystem gesehen werden können. Der bloße Vergleich der zukünftigen Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung der ökonomischen Zusammenhänge im wettbewerblich organisierten Strommarkt sowie der den Berechnungen zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen ist hier wenig zielführend. So werden bereits heute etwa mit Kohle- und Gaskraftwerken verschiedene Technologien mit zum Teil deutlich unterschiedlichen Gestehungskosten zur Energieerzeugung eingesetzt. Durch den notwendigen ständigen Ausgleich von Energieentnahme und -einspeisung, die nur eingeschränkten Speicherbarkeit von Strom und die im Zeitverlauf schwankenden Nachfrage ergeben sich mit der Abdeckung von Grund-, Mittel- und Spitzenlast spezielle Einsatzzwecke für Kraftwerke, die neben technischen Anforderungen vor allem auch durch unterschiedliche Betriebszeiten im Jahresverlauf gekennzeichnet sind. Da sich bei den konventionellen Kraftwerkstechnologien das Verhältnis von Betriebs- zu Kapitalkosten unterscheidet und insbesondere ihre Kraftwerksleistung gezielt abgerufen werden kann, lassen sich die (nach den Stromgestehungskosten beurteilt) kostengünstigsten Kraftwerkstechnologien dem jeweiligen Einsatzzweck zuordnen und sich so auch die Gesamtkosten der Energieerzeugung minimieren. Kapitalintensive Kraftwerke wie etwa Kohlekraftwerke werden deshalb vorwiegend zur dauerhaften Abdeckung der Grund- und Mittellast eingesetzt, Kraftwerke mit vergleichsweise hohen Betriebs- und niedrigen Fixkosten, wie sie etwa Gaskraftwerke kennzeichnen, dagegen zur Abdeckung der Spitzenlast.

Erneuerbare Energien mit dargebotsabhängiger Einspeisung können dagegen nicht auf Grundlage ihrer (aggregierten) Betriebsstunden im Jahresverlauf einem bestimmten Einsatzzweck im Versorgungssystem zugeordnet werden. Eine Optimierung des Kraftwerkspark wie in konventionellen Versorgungssystemen allein mit Blick auf die Stromgestehungskosten pro erzeugter Kilowattstunde und den jeweiligen Einsatzzweck ist damit nicht möglich (Joskow, 2011). Ein Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer Energien kann sogar völlig irreführend sein, wenn zunächst günstig erscheinende Technologien vorwiegend in den Zeiten Energie produzieren, in denen die Nachfrage schwach ist und die Marktpreise entsprechend niedrig sind. Aufgrund der mangelnden Steuerbarkeit dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien geht daher mit der Summierung ihrer Betriebsstunden, die sie im Jahresverlauf erreichen, eine entscheidende Information über ihren Beitrag zu einem stabilen Versorgungssystems verloren, da dieser maßgeblich vom Zeitpunkt der Einspeisung bestimmt wird. Sollen hohe Anteile erneuerbarer Energien wie der Windenergie realisiert wer-

den, mag eine Zuordnung zu den bisherigen, primär nachfrageorientiert definierten, Einsatzzwecken auch weniger sinnvoll erscheinen. Vielmehr müssen in diesem Fall die erneuerbaren Anlagen weitgehend ohne Bezug zur konkreten Nachfragesituation Energie produzieren, wenn die Witterungsverhältnisse dies zulassen, und die notwendige Abstimmung dieser Strommengen mit dem Nachfrageverlauf durch zusätzliche Leitungskapazitäten und Technologien, wie konventionellen Reservekapazitäten und zukünftig Stromspeicher, aber auch Smart-Grid-Ansätze, erfolgen.

Statt der Stromgestehungskosten sollten deshalb die systemweiten Implikationen und Kosten einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien stärkere Berücksichtigung finden. Um hohe Anteile an erneuerbarem Strom zu erreichen und dabei nicht die Versorgungssicherheit zu gefährden, wird ein in zunehmendem Maße auf erneuerbaren Energieträgern basierendes Versorgungssystem im Verhältnis zur tatsächlichen Nachfrage erhebliche Überkapazitäten auf Seiten der Erzeugung aufweisen (vgl. etwa Neuhoff, 2005; Joskow, 2011; dena, 2012a). Der Einsatz von Stromspeichern, der die flexible Nutzbarkeit erneuerbarer Energien erhöhen würde, könnte zwar die Problematik der Kraftwerksüberkapazitäten mildern, ist aber zumindest mittelfristig gleichfalls mit sehr hohen (Kapital-)Kosten verbunden. Der Aufbau und Betrieb eines Systems an Reservekapazitäten im Hintergrund wird ebenso wie die ohnehin im Vergleich zu ihrer Auslastung hohe Kapitalintensität von Wind- und Photovoltaikanlagen und der Investitionsbedarf für die erforderliche Netzanpassung dazu beitragen, dass die Energiewende sehr wahrscheinlich eine stark steigende Kapitalintensität des Versorgungssystems nach sich ziehen wird (vgl. etwa auch EWI und energynautics, 2011). Gerade im liberalisierten Strommarkt ist bislang noch völlig offen, ob und wie dieser hohe Kapitalbedarf gedeckt und finanziert werden kann, insbesondere über den im Vergleich zu dieser Herausforderung stark begrenzten Zeithorizont der Energiewende und angesichts der ausgeführten Verschärfung sowie Erweiterung der Refinanzierungsproblematik im Kraftwerksbereich (vgl. Abschnitt 2.4). Auch wenn durch abnehmende Importe fossiler Energieträger finanzielle Mittel ins Inland umgelenkt werden können, droht durch die steigende Kapitalintensität zudem die Gefahr, dass durch die einseitige Bindung von Kapital im Energiebereich die Kapitalkosten der übrigen Sektoren ansteigen und damit die wirtschaftlichen Entwicklungspotenziale der deutschen Volkswirtschaft insgesamt belastet werden.

Der Minimierung dieser systemweiten Implikationen und Kosten der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien wird daher entscheidende Bedeutung für die erfolgreiche Transformation hin zu einem kosteneffizienten erneuerbaren Energiesystem zukommen. Dies setzt eine möglichst effiziente Lösung des erheblichen Koordinationsbedarfs der Systemtransformation und damit zahlreicher Trade-offs zwischen Investitionen in den Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur, der Errichtung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und der notwendigen Ausgleichsenergie-Kapazitäten voraus. Inwieweit die in Deutschland angestrebte Energiewende deshalb nicht nur eine technologische Wende in der Erzeugung, sondern auch eine entsprechende Anpassung bzw. Neuausrichtung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen voraussetzt, wenn ein überwiegend durch Marktmechanismen gesteuertes, tragfähig

higes und zuverlässiges Versorgungssystem entstehen soll, wird in Abschnitt 5.2.4 näher diskutiert.

Es sollte jedoch betont werden, dass selbst aus einem Anstieg des Strompreises im Zuge der Transformation des Energiesystems und einem Ausbau erneuerbarer Energien nicht prinzipiell auf eine Verminderung der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung geschlossen werden kann. Erst der Vergleich mit der Entwicklung der Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und die Abschätzung der Effizienz der Systemtransformation unter Einbeziehung der eingesparten Umwelt- und Klimaschäden und der Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung würde eine gesamtwirtschaftliche Aussage über die Wirtschaftlichkeit erlauben. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive müssen zudem zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzsteigerungen die Kosten der Produktion einer Kilowattstunde Strom mit den Kosten einer eingesparten und damit nicht produzierten Kilowattstunde verglichen werden.

Das Niveau der Energiepreise erhält hingegen insbesondere im Kontext der internationalen Wettbewerbsfähigkeit Relevanz (vgl. Abschnitt 2.1). Induziert die Energiewende eine Änderung des Energiepreisniveaus im Verhältnis zum Ausland, so wird dies entsprechend eine Änderung der Wettbewerbsposition deutscher Unternehmen sowie Deutschlands als Wirtschafts- bzw. Industriestandort nach sich ziehen.

Jenseits der Energiepreise, kann die Energiewende aber auch durch den ausgelösten technologischen Fortschritt – sei es im Bereich der Energieeffizienz oder der erneuerbaren Energien – positive Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit und die Exportchancen deutscher Unternehmen nach sich ziehen. Angesichts der Erfahrungen der deutschen Solarindustrie in den letzten Jahren, darf allerdings nicht aus den Augen verloren werden, dass die in Deutschland angestoßenen technologischen Entwicklungen auch in anderen Staaten aufgegriffen werden. Mit ebensolcher Sorgfalt müssen die Effekte der Energiewende auf die Beschäftigung geprüft werden. Hier sollten stets die Nettoeffekte – also unter Berücksichtigung der in anderen Bereichen wegfallenden Arbeitsplätze – betrachtet werden (vgl. Lehr et al., 2011).

2.6 Handlungsspielräume des Staates zur Gestaltung der Energiewende

Die skizzierten Herausforderungen und die möglichen Defizite der Marktallokation im Energiebereich grenzen die ordnungspolitisch gerechtfertigten Handlungsspielräume des Staates zur Gestaltung der Energiewende ab. Insbesondere bei der Ausgestaltung der Technologieförderung wie auch bei der konkreten Organisation des Transformationsprozesses steht der Staat allerdings vor einem ordnungspolitischen Dilemma.

Die Energiewende hin zu einem vorwiegend auf erneuerbaren Energien basierendem Versorgungssystem vertraut in hohem Maße auf den technischen Fortschritt, um insbesondere die drohenden Konflikte zwischen der Versorgungssicherheit und den Kosten der Energie-

versorgung zu lösen. Die klimapolitischen Zielsetzungen der Energiewende erfordern dabei eine hinreichend schnelle technologische Entwicklung sowie eine hinreichend schnelle Verbreitung und Anwendung innovativer Energietechnologien. Ein Eingreifen des Staates im Bereich der technologischen Entwicklung scheint für das Gelingen der Energiewende daher geboten und kann ökonomisch auch aufgrund der verschiedenen Gründe für Marktversagen im gesamten Innovationsprozess gerechtfertigt werden (vgl. Abschnitt 2.2).

Eine effiziente Förderung insbesondere der Anwendung neuer Technologien sollte allerdings, entsprechend der ökonomischen Theorie, möglichst technologie-neutral erfolgen und dort ansetzen, wo die höchsten zukünftigen Erträge zu erwarten sind. Angesichts des vorgegebenen zeitlichen Rahmens der Energiewende wird allerdings die Auswahl und Förderung bestimmter Technologien kaum vermeidbar sein. Mit einem derartigen Vorgehen ist aufgrund von kaum zu vermeidenden Informationsdefiziten zugleich aber stets die Gefahr verbunden, dass der Staat die „falschen Technologien“ fördert, d.h. solche Technologien, die sich längerfristig nicht am Markt durchsetzen werden, oder Technologien, zu denen es eine bessere Alternative gibt (vgl. auch Fischer und Preonas, 2010). Angesichts der zahlreichen Systemzusammenhänge im Energie- bzw. gerade im Strombereich drohen dabei Pfadabhängigkeiten, durch die die „richtige“, langfristig effiziente, Technologie unter Umständen nie mehr eine Chance hat, sich am Markt durchzusetzen.

Im Hinblick auf die notwendige weitergehende Technologieförderung ist neben dieser sogenannten Picking-Winners-Problematik zu beachten, dass politische Entscheidungsträger durch die starke Abhängigkeit vom variablen politischen Willen und Entscheidungsprozess in einem Umfeld unsicherer Rahmenbedingungen agieren. Die Eigengesetzlichkeiten des politischen Prozesses können beispielsweise eine lediglich symbolische Politik bei Langfristzielen begünstigen oder eine selektive Politik zugunsten bestimmter Gruppen fördern, so dass eine stetige Entwicklung staatlicher Technologiepolitik gefährdet werden kann (Frey, 2010).

Neben der notwendigen technologischen Fortentwicklung erfordert die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ein erhebliches Maß an Investitionen und Koordination. Dies trifft insbesondere auf den Strombereich zu, in dem es gilt, durch eine entsprechende Auswahl der Technologien, der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und dessen räumlicher Verteilung sowie durch den Ausbau der Übertragungswege und die Flexibilisierung der Nachfrageseite die Gesamtkosten des angestrebten „grünen Versorgungssystems“ unter den technisch-physikalischen Voraussetzungen einer sicheren Versorgung zu minimieren. Ohne die Liberalisierung des Strommarktes wäre dieses Problem der Koordination nur in abgemilderter Form aufgetreten. Die Abstimmung zwischen den verschiedenen Bereichen des Versorgungssystems wäre weitgehend innerhalb vertikal integrierter Unternehmen bzw. nur zwischen einer stark begrenzten Anzahl an Unternehmen erfolgt, die in der Regel die verschiedenen Bereiche der Energieversorgung von der Erzeugung über den Transport bis hin zur Vermarktung bei den Endverbrauchern abdeckten. Nach der Liberalisierung der Strommärkte und der Entflechtung der Energieunternehmen ist vom Übergang zu erneuer-

baren Energien dagegen eine Vielzahl von Akteuren in den unterschiedlichen Bereichen des Gesamtsystems betroffen.

Die energiepolitische Ausgestaltung der Energiewende muss deshalb an der Frage ansetzen, ob und inwieweit die bisherigen Rahmenbedingungen am Strommarkt eine effiziente Koordination dieser verschiedenen Akteure untereinander zulassen, und gegebenenfalls Maßnahmen ergreifen, um das Verhalten dieser unabhängigen Akteure effizienter abzustimmen. Dazu kann die notwendige Koordination prinzipiell in einem eher planerischen Ansatz direkt von der Energiepolitik selbst und damit vom Staat übernommen werden. Aufgrund der hohen Komplexität und der allein schon wegen der Vielzahl an Akteuren großen Informationsdefizite ist dabei jedoch eine Überforderung der zentralen Stellen zu erwarten. Ein solches Vorgehen steht zudem im Widerspruch mit dem Einsatz und Vertrauen auf Marktmechanismen zur Koordination der einzelnen Akteure, dem eine an den Grundsätzen des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs orientierte Energiepolitik entsprechen würde. Ein wettbewerbsorientierter Politikansatz muss die Akteure deshalb möglichst transparenten und vollständigen Preissignalen aussetzen. Wie auch bei der Förderung bestimmter Technologien bedeuten weniger konkrete Vorgaben seitens des Staates dabei für den einzelnen Akteur bzw. Investor jedoch höhere Risiken und stehen damit tendenziell der Herausforderung entgegen, den erheblichen Investitionsbedarf der Energiewende durch private Investitionen zu decken (Hiroux und Saguan, 2010).

Die Energiepolitik hat damit sowohl bei der Ausgestaltung der Technologienförderung als auch bei der konkreten Organisation des Transformationsprozesses eine Abwägung zwischen den Effizienzrisiken zu strikter staatlicher Vorgaben und dem Risiko vorzunehmen, durch zu allgemeine Vorgaben die Umsetzung der Energiewende im klimapolitisch notwendigen Zeitrahmen zu gefährden. Dieser in der Abwägung von ordnungspolitischen Grundsätzen und der notwendigen staatlichen Rolle aufscheinende potentielle Konflikt zwischen Effektivität und Effizienz prägt letztlich die Analyse aller Politikansätze zur Gestaltung der Energiewende. Trotz der sehr wahrscheinlich erforderlichen konkreteren Maßnahmen der Technologienförderung sollte deshalb auf möglichst flexible, d.h. reformierbare, und wettbewerbsorientierte Ansätze geachtet werden, die an technologische Entwicklungen angepasst und im Zweifel auch wieder zurückgenommen werden können, wenn entweder die Marktreife der geförderten Technologien erreicht ist oder keine realistische Aussicht auf deren Konkurrenzfähigkeit mit anderen Technologien mehr besteht (vgl. auch Kapitel 5). Gerade auf längere Sicht droht ansonsten die Verfestigung ineffizienter technologischer und/oder politischer Pfade, die nicht nur aus ökonomischer Sicht zu kritisieren wären, sondern auch das Energiewende-Projekt als Ganzes auf Dauer gefährden können.

3. Darstellung der CO₂-Vermeidungspotenziale und -kosten

3.1 Einleitung und methodischer Ansatz

Unter den Treibhausgasen kommt dem Kohlendioxid die größte Bedeutung zu; etwa 86 % der gesamten Treibhausgasemissionen entfielen 2009 in Deutschland darauf. Der weitaus größte Teil der CO₂-Emissionen ist dabei auf den Energieverbrauch zurückzuführen. Von 1991 bis 2010 wurden die gesamten Kohlendioxid-Emissionen, auch infolge der deutschen Vereinigung, um gut 14 % verringert, die energiebedingten CO₂-Emissionen gingen um knapp 18 % zurück.

Im Jahr 2010 wurden jedoch in Deutschland immer noch insgesamt etwa 832 Mio. Tonnen CO₂ emittiert. In Abbildung 3-1 ist die Aufteilung der Emissionen auf die einzelnen Sektoren dargestellt (die Angaben für Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, diffuse Emissionen aus Brennstoffen beziehen sich auf 2009). Mit 93,5 % ist der überwiegende Teil der Emissionen energiebedingt. Nicht energiebedingte CO₂-Emissionen (6,5 %) entstehen bei Industrieprozessen (etwa der Zementherstellung) oder bei der Lösemittelproduktion.

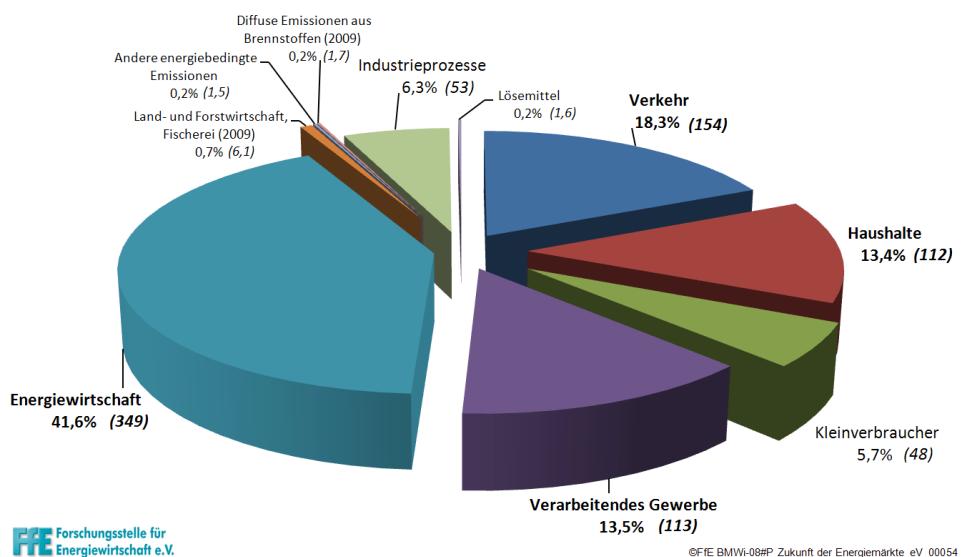


Abbildung 3-1 CO₂-Emissionen prozentual in Deutschland 2010

Quelle: nach BMWi Energiedaten.

Die Abbildung 3-1 zeigt, dass mit 42 % der größte Teil der Emissionen auf die Energiewirtschaft entfällt. Dabei dominiert die Stromerzeugung mit einem Anteil an den energiewirtschaftlichen CO₂-Emissionen von fast 89 % diesen Sektor (Umweltbundesamt, März 2011). CO₂-Einsparungen bei der Stromerzeugung, sei es durch den Ausbau erneuerbarer Energien oder durch den Einsatz effizienterer Technologien, wird daher in den nächsten Jahrzehnten

eine Schlüsselrolle zukommen und bilden entsprechend auch den Schwerpunkt der vorliegenden technischen Analyse.

Die weiteren Hauptemissionsquellen für Kohlendioxid in Deutschland stellen das verarbeitende Gewerbe, also die Industrie, die Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD), private Haushalte sowie Verkehr dar. Der größte Teil dieser Emissionen resultiert aus der Wärmeerzeugung (vorwiegend Raumheizwärme in Haushalten und Prozesswärme im verarbeitenden Gewerbe) sowie dem Personen- und Gütertransport auf der Straße.

CO₂-Vermeidungskosten beschreiben die Kosten, die für die Reduzierung einer bestimmten CO₂-Menge gegenüber einer Referenztechnologie (oder einem Referenzzeitpunkt) anfallen. Hierin sind jeweils die Investitions- und Betriebskosten sowie die verbrauchsgebundenen Kosten (z.B. Brennstoffkosten) angegeben. Erlöse aus Strom- bzw. Wärmeverkäufen fließen in die Berechnung nicht mit ein. Vermeidungskosten werden üblicherweise spezifisch in € pro Tonne CO₂ angegeben.

In dieser Studie erfolgt die Berechnung der Vermeidungskosten auf der Grundlage eines volkswirtschaftlichen Ansatzes. Das heißt, um eine unbeeinflusste Aussage zu wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen bezüglich der Vermeidung von CO₂-Emissionen zu ermöglichen, wird bei den Maßnahmenkosten der offensichtliche Staatsanteil – wie alle Arten von Subventionen – herausgefiltert. In dieser Form der volkswirtschaftlichen Betrachtung bleiben jedoch Effekte wie z.B. auf das Wirtschaftswachstum, den technischen Fortschritt oder Beschäftigungseffekte unberücksichtigt.

3.2 Minderungspotenziale

3.2.1 Technische Potenziale

Gegenstand dieser Untersuchung sind die CO₂-Verminderungspotenziale, die in Zusammenhang mit dem Energieverbrauch stehen, die Emissionen durch Industrieprozesse werden hingegen nicht betrachtet. Die Potenziale resultieren grundsätzlich entweder aus der Einsparung oder der Substitution fossiler Energieträger; dabei kann die Substitution in Richtung fossiler Energieträger erfolgen, die zu geringeren Emissionen bei der Verbrennung führen, oder durch den Ersatz fossiler Energieträger durch emissionsfreie Energien. Vom theoretischen Standpunkt sind die CO₂-Verminderungspotenziale sehr groß, sie entsprechen nahezu dem gesamten Emissionsvolumen. Neben der Emissionsvermeidung bietet evtl. auch CCS ein zukünftiges Verminderungspotenzial. So ist die Verminderung prozessbedingter Emissionen (beispielsweise bei der Zementherstellung) nur mit Hilfe von CCS möglich.

Da die Erschließung dieser Potenziale aber zahlreichen Restriktionen unterliegt, ist das tatsächliche Verminderungspotenzial deutlich geringer. Zu nennen sind dabei insbesondere die technischen Ausgangsbedingungen, der erforderliche Investitionsbedarf und die Kosten für

die Umgestaltung der einzelnen Sektoren. Darüber hinaus sind auch die Kapazitäten der Produzenten von Gütern zur Emissionsminderung zu berücksichtigen, die hinsichtlich der Umsetzung von Bedeutung sind. Anhand dieser Restriktionen erscheint es möglich, den notwendigen Zeitraum für die Erschließung der Minderungspotenziale abzuschätzen.

Dem Sektor Stromerzeugung kommt im Rahmen der CO₂-Minderung ein zentraler Stellenwert zu. Dies beruht einerseits, wie erwähnt, auf seinem gegenwärtig hohen Anteil an den gesamten Kohlendioxid-Emissionen und andererseits darauf, dass die Stromerzeugung massiv umstrukturiert wird und im Jahr 2050 zu 80 % durch die Nutzung erneuerbarer Energien erfolgen soll. Wenn gleichzeitig der Anteil von elektrischer Energie am Endenergieverbrauch, wie in den vergangenen Jahrzehnten, tendenziell weiter zunimmt, wird dadurch der Verbrauch fossiler Energieträger zurückgedrängt und der CO₂-Ausstoß in den Endverbrauchssektoren zusätzlich zu den angestrebten umfassenden Energieeinsparungen gesenkt.

Da die erneuerbaren Energien Sonne, Wind und Biomasse zwar beträchtliche Potenziale aufweisen, aber wenig konzentriert sind, werden zu ihrer Nutzung große Flächen benötigt. In Deutschland besteht grundsätzlich ein ausreichendes Potenzial für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Nachfolgend werden für die in dieser Studie näher betrachteten regenerativen Erzeugungstechnologien Photovoltaik (PV), Windkraft und Biomasse die möglichen Ausbaupotenziale aus rein technischer Sicht beschrieben. Diese Potenziale stellen Obergrenzen dar, die ohne Berücksichtigung der Maßnahmen, die für eine Einbindung in das Stromversorgungssystem erforderlich wären, wie z.B. der Bau von Leitungen und Speicheranlagen, abgeschätzt wurden.

Aussagen zum technisch möglichen Potenzial zur Errichtung von *PV-Anlagen* in Deutschland liefert das FfE Regionenmodell, vgl. hierzu etwa Schmid und Beer (2010). Dieses Modell umfasst auch Daten zum gesamten Gebäudebestand in Deutschland und den für PV nutzbaren Dachflächen. Unter Berücksichtigung eines zu erwartenden Solarthermieanteils (40 % der Dachfläche auf Wohngebäuden, 0 % auf Nichtwohngebäuden) ergibt sich eine verbleibende Dachfläche, die nach heutigem Stand der Technik die Installation von etwa 160 GW an PV-Leistung erlauben würde. Dieser theoretische Wert liegt deutlich über den für das Energiekonzept der Bundesregierung betrachteten Ausbauszenarien (39 GW in 2050 in allen Szenarien) (vgl. Schlesinger et al., 2010), da in diesen auch ökonomische Kriterien mit einbezogen sind (z.B. Standort- und Technologiewettbewerb).

Durch die Hinzunahme von Freiflächenanlagen ließe sich das PV-Potenzial in Deutschland weiter erhöhen, je nachdem welcher Flächenverbrauch in Kauf genommen wird. Allerdings ist die finanzielle Unterstützung der Photovoltaik durch die politischen Beschlüsse vom Juni 2012 begrenzt worden, nach denen die PV-Förderung endet, wenn eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist (FAZ, Juni 2012). Neben den Kosten muss bei PV-Anlagen auch berücksichtigt werden, dass der Nutzen ab einer gewissen installierten Leistung kaum weiter ansteigt, solange keine zusätzlichen Speicherkraftwerke gebaut oder verbaucherseitige Regelungsmechanismen wie Demand Response etabliert sind. Ein darüber hinaus gehender

Zubau von PV-Leistung wäre nur dann zu erwarten, wenn die Photovoltaik im Zeitraum bis 2050 die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht.

Das FfE Regionenmodell bietet darüber hinaus Informationen zum technischen Potenzial für *Onshore-Windanlagen* in Deutschland. Abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe, die für die Errichtung einer Windanlage als untere Grenze akzeptiert wird, ergibt sich ein Potenzial für Windanlagen heutiger Technik von 90 GW (Windgeschwindigkeiten > 6,5 m/s) bis zu 210 GW (Windgeschwindigkeiten > 6 m/s). Auch hier liegt das Potenzial deutlich über den Ergebnissen zum Ausbau nach Schlesinger et al., (2010), wo 36 GW für das Jahr 2050 angesetzt wurden.

Das Branchenszenario des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE), das eine Nutzung von 2 % der Landesfläche für Onshore-Windanlagen für möglich erachtet, wurde in einer Studie des Fraunhofer IWES (2012) für den BWE auf seine Plausibilität geprüft. Dabei wurde nach Flächen ohne Restriktion (7,9 % der Fläche), nutzbaren Wald ohne Schutzgebiet (4,4 %), nutzbare Schutzgebiete (10,1 %) und nichtnutzbare Flächen (77,6 %) unterschieden. Ein weiteres Auswahlkriterium bestand darin, nur solche Standorte zu berücksichtigen, auf denen 3 MW-Anlagen eine Vollaststundenzahl von mindestens 1.600 pro Jahr erreichen. Zwar dürften wegen anderer Restriktionen nicht alle der theoretisch in Frage kommenden Flächen auch tatsächlich genutzt werden können. Als Ergebnis der Untersuchung kann aber festgehalten werden, dass die Nutzung von 2 % der Landesfläche für Onshore-Windparks als realistisch angesehen werden kann. Auf dieser Fläche könnte eine Leistung von 198 GW installiert werden. Dieses Resultat entspricht in der Größenordnung dem Ergebnis der obigen Abschätzung der Standorte mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s.

Das Potenzial für *Offshore-Windanlagen* hängt in erster Linie von den Gegebenheiten der Standorte ab, die als relevant erachtet werden. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang etwa der Mindestabstand zur Küste, um das Landschaftsbild zu schonen, sowie die maximal akzeptierte Wassertiefe. Mit zunehmender Wassertiefe erhöhen sich die Kosten für die Errichtung der Anlagen deutlich. Aus rein technischer Sicht ist ungeachtet dessen ein sehr großes Potenzial für Deutschland vorhanden. Die Ergebnisse der Ausbauszenarien in Schlesinger et al. (2010) reichen bis zu 28 GW im Jahr 2050 und erscheinen aus technischer Sicht in jedem Fall machbar.

Das Potenzial für *Biomasse* ist vor allem durch die konkurrierende Flächennutzung in der Landwirtschaft begrenzt, etwa in Bezug auf die Nahrungsmittelproduktion. Aber auch der Einsatz von Biomasse im Verkehrssektor verringert das verbleibende Potenzial zur Stromerzeugung. Alle Szenarien in Schlesinger et al. (2010) rechnen mit einem Ausbau der Biomasse-Kraftwerksleistung auf 6,0 GW im Jahr 2050. Mit diesen Anlagen würde in 2050 eine Stromproduktion von 41,0 TWh erreicht.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das technische Potenzial für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung innerhalb Deutschlands ausreichend vorhanden

ist. Besonders bei der PV und der Windkraft ist der Ausbau nicht durch die technische Machbarkeit beschränkt, sondern vorwiegend durch die Kosten.

3.2.2 Abschätzung der CO₂-Minderungspotenziale

Um die Effekte von Energieeinsparungen und -substitutionen in Hinblick auf die Minderung der CO₂-Emissionen abschätzen zu können, ist es erforderlich, die verdrängte Energieverbrauchs- bzw. Kohlendioxidstruktur in den Sektoren für die Stichjahre des Untersuchungszeitraums bis 2050 zu kennen. Von besonderer Bedeutung ist dabei der Verdrängungsmix in der Stromerzeugung, durch den die CO₂-Minderungen von regenerativ erzeugtem Strom quantifiziert werden können. Für die folgenden Abschätzungen der CO₂-Minderungen wurde unterstellt, dass die verdrängten Emissionen pro regenerativ erzeugter kWh zwischen 2010 und 2050 von 873 auf 567 g zurückgehen. Die Daten für die Berechnung dieses „Verdrängungsmix“ basieren auf Schlesinger et al. (2010).

Die folgenden Schätzungen der Potenziale für den Einsatz *erneuerbarer Energien*, insbesondere zur Stromerzeugung, beruhen auf einem eigenen Szenario, das sowohl die Ausbaupfade nach Schlesinger et al. (2010) berücksichtigt als auch neuere Entwicklungen hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Dabei wurden sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie z.B. CO₂-Vermeidungskosten) mit einbezogen. Das betrifft insbesondere das voraussichtlich im Untersuchungszeitraum bestehende Angebot für die Produktion und die Errichtung von Anlagen zur CO₂-Minderung sowie die zu erwartenden Schwerpunkte der staatlichen Förderpolitik.

Ende 2011 waren in Deutschland bereits Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von fast 25 GW installiert. Im Jahr 2020 sollen es rund 35 GW sein und 2050 dürften bei entsprechender finanzieller Unterstützung die 52 GW erreicht sein, die in den jüngsten politischen Beschlüssen zur Begrenzung der Förderung der Photovoltaik als Obergrenze festgesetzt wurden. Die CO₂-Minderung durch Photovoltaik soll sich danach im Jahr 2050 auf knapp 30 Mio. t belaufen. Die von Schlesinger et al. (2010) genannten 39 GW für 2050 erscheinen aus heutiger Sicht zu niedrig. Die Onshore-Windkraft mit derzeit knapp 29 GW dürfte bis 2020 auf 40 GW und 2050 auf etwa 67 GW ausgebaut sein; im Jahr 2050 dürfte der CO₂-Ausstoß dann um rund 82 Mio. t niedriger ausfallen. Der Ausbau der Offshore-Windkraft ist mit gegenwärtig knapp 0,3 GW hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Bis 2020 dürften rund 12 GW und 2050 etwa 40 GW errichtet sein; damit könnten die CO₂-Emissionen um gut 90 Mio. t reduziert werden. Die Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung aus Biomasse, die derzeit bei knapp 5 GW liegt, dürfte nur auf etwa 6 GW bis 2050 gesteigert werden; der CO₂-Ausstoß kann dadurch um rund 35 Mio. t verringert werden.

Die Emissionsminderungen im Rahmen der *fossilen Stromerzeugung* beruhen auf technischen Fortschritten bei der Umwandlung, der Energieträgersubstitution sowie dem Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken. Durch den Ersatz von Steinkohlenkraftwerken durch Neuanlagen besteht bis 2050 ein CO₂-Minderungspotenzial von etwa 10 Mio. t, der Ersatz von Stein-

kohlenkraftwerken durch Erdgas-GuD-Kraftwerke besitzt ein Potenzial von 38 Mio. t und der Ersatz von Steinkohlenkraftwerken durch solche mit Kohlendioxidabscheidung (CCS) hat ein Minderungspotenzial von etwa 56 Mio. t. Bei diesen Maßnahmen ist aber zu berücksichtigen, dass sie in der Regel alternativ durchgeführt werden müssen und nur zu einem geringen Teil gleichzeitig erfolgen können.

Hohe CO₂-Einsparpotenziale finden sich nicht nur bei der Stromerzeugung, sondern auch im *Gebäudebereich*. Das betrifft überwiegend die Verbrauchsbereiche Haushalte und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen. Im Jahr 2010 entfielen rund 86 % des Endenergieverbrauchs privater Haushalte auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Damit kommt der Gebäudesanierung und den zur Wärmebereitstellung eingesetzten Technologien eine Schlüsselrolle bei der CO₂-Vermeidung im Haushaltssektor zu. Doch auch im Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) entfällt über die Hälfte des Energieverbrauchs auf Raumheizung und Warmwasserbereitung. Bei der Energiebereitstellung in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor spielen fossile Brennstoffe immer noch die größte Rolle. Vor allem die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt überwiegend mit Heizöl und Gas. Daneben haben noch Fernwärme und Strom einen größeren Stellenwert. Erneuerbaren Energien kommt derzeit mit Anteilen von 11 % (Haushalte) bzw. 1 % (GHD) eine vergleichsweise geringe Bedeutung zu.

In den letzten Jahren konnte aufgrund verschärfter gesetzlicher Vorschriften der Energiebedarf von Neubauten deutlich verringert werden; maßgeblich waren dabei die Energieeinsparverordnung (EnEV) aus den Jahren 2007 und 2009. Diese Verordnung erstreckt sich auf alle beheizten Gebäude, also Wohn- und Nichtwohngebäude und verlangt von Neubauten und – bei größeren baulichen Änderungen – von Bestandsbauten die Unterschreitung vorgegebener Energieverbrauchswerte. Es werden dabei sowohl Grenzwerte für den Heizenergiebedarf als auch für die dafür erforderliche Primärenergie vorgeschrieben. Das Anforderungsniveau kann dabei mit besserer Wärmedämmung, einer energiesparenden Belüftung oder mit einer effizienten Heizungsanlage erreicht werden.

Es wurden für die Gebäude die im Folgenden aufgeführten und im jeweiligen Sektor sich ergebenden CO₂-Minderungspotenziale bis 2050 abgeschätzt. Der Wohngebäudebereich wurde wegen seines großen Gewichts detaillierter behandelt.

- Haushalte:

Sanierung von 1 % der, ausgehend vom derzeitigen Bestand, 2050 noch bestehenden Wohngebäude, also knapp 40 % der Wohnungen (Wärmedämmung, Heizung, Warmwasser): 41 Mio. t,

Sanierung von 2 %, also rund 75 % der Wohnungen: 64 Mio. t,

Sanierung von 90 % der Wohnungen: 69 Mio. t;

jeweils zusätzlich durch Zu- und Abgänge von Gebäuden: 13 Mio.t.

- GHD und Industriegebäude:

Sanierung (Wärmedämmung, Heizung, Warmwasser): 33 Mio. t,
zusätzlich durch Zu- und Abgänge von Gebäuden: 5 Mio.t.

- Gebäude aus den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie, die Fernwärme und Strom als Heizenergie nutzen (Emissionen werden im Umwandlungssektor reduziert):
Sanierung (Wärmedämmung, Heizung, Warmwasser): 22 Mio. t.

Im Sektor *Industrie* finden sich in vielen Bereichen CO₂-Einsparpotenziale, die aus technischer Sicht mit verhältnismäßig geringen Kosten umgesetzt werden könnten und teilweise sogar wirtschaftlich sind (negative Vermeidungskosten). In der Praxis ist in der Regel mit etwas höheren Kosten zu rechnen, da die Umsetzung einer Maßnahme im Unternehmen zusätzlich Personalbedarf und weitere versteckte Kosten (z.B. Transaktionskosten) erfordern kann. Außerdem stehen den Maßnahmen möglicherweise Budgetrestriktionen sowie beschränkte Verfügbarkeit von Krediten entgegen (vgl. zu Umsetzungshemmnissen auch die Abschnitte 5.1.4 und 5.3).

Bei den hier berücksichtigten CO₂-Einsparpotenzialen handelt es sich um industrielle Querschnittstechnologien. Mit Querschnittstechnologien werden diejenigen Technologien bezeichnet, deren Anwendungsbereich nicht auf einen einzelnen Industriezweig beschränkt ist, sondern branchenübergreifende Verwendung finden. Hierzu gehören Pumpen, elektrische Antriebe, Beleuchtung, Drucklufterzeugung sowie Dampf-, Heißwasser- und Kälteerzeugung. Diese Technologien sind überwiegend strombasiert, der größte Teil des Brennstoffeinsatzes in der Industrie, z.B. zur Erzeugung von Prozesswärme, wurde hier nicht untersucht. Daher ergeben sich auch die CO₂-Minderungen von bis zu 22 Mio. t im Jahr 2050 bei Realisierung dieser Maßnahmen vor allem im Umwandlungs- und nur zu einem kleinen Teil im Industriesektor.

Der *Verkehrssektor* stellt einen der großen Emittenten von Kohlendioxid in Deutschland dar (vgl. auch Abbildung 3-1). Der weitaus größte Teil der CO₂-Emissionen entfällt dabei auf den Straßenverkehr, wobei wiederum der Pkw-Verkehr als Verursacher an der Spitze steht. Die nachfolgenden CO₂-Einsparpotenziale beziehen sich daher auf den Pkw-Verkehr in Deutschland. Durch den Ersatz von benzin- und dieselbetriebenen Pkw durch Pkw mit Hybridelementen besteht 2050 bei etwa 15 bis 18 Mio. Fahrzeugen ein CO₂-Minderungspotenzial von rund 8 Mio. t. Der Ersatz von 7,5 Mio. Benzin-Pkw durch Elektrofahrzeuge erbringt eine CO₂-Minderung um bis zu 3,7 Mio. t, und mit dem Ersatz von 6 Mio. Dieselfahrzeugen durch elektrisch betriebene Pkw werden die Emissionen um bis zu 2,2 Mio. t reduziert. In diesem Zusammenhang werden auch Effizienzverbesserungen bei konventionellen Fahrzeugtechnologien berücksichtigt, die zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs von Benzin und Diesel bis 2050 beitragen können.

In Tabelle 3-1 sind die genannten Einsparpotenziale für die ausgewählten Maßnahmen zusammenfassend dargestellt. Dabei handelt es sich um Maßnahmen, die in Deutschland zu

einer bedeutenden CO₂-Reduktion beitragen können. Dabei wurde zunächst vorausgesetzt, dass die Kosten der Minderungsmaßnahmen nur eine untergeordnete Rolle spielen. Diese Kosten beziehen sich (mit Ausnahme der Elektromobilität) überwiegend auf die heutigen Gegebenheiten. Die wirtschaftlich realisierbaren Potenziale steigen bis 2050 im Rahmen der CO₂-Minderungspolitik und der Investitionsbedingungen deutlich an. In der Tabelle 3-1 ist in der Regel das Potenzial für das Jahr 2050 angegeben.

Tabelle 3-1 **Potenziale der betrachteten Maßnahmen**

Potentiale pro Jahr für den Ausbau Erneuerbarer Energien und die CO ₂ -Einsparung durch Effizienztechnologien	
<i>Erneuerbare Stromerzeugung</i>	
PV Ausbau	2020: 27 Mill.t - 2050: 34 Mill.t
Wind onshore Ausbau	2020: 61 Mill.t - 2050: 82 Mill.t
Wind offshore Ausbau	2020: 34 Mill.t - 2050: 91 Mill.t
Biomasse	2020: 31 Mill.t - 2050: 35 Mill.t
<i>Fossile Stromerzeugung</i>	
Ersatz SK-KW durch Neuanlagen	bis zu 10 Mio. tCO ₂
Ersatz SK-KW durch GuD	bis zu 38 Mio. tCO ₂
Ersatz SK-KW durch SK-CCS	bis zu 56 Mio. tCO ₂
<i>Gebäude, Haushalte, GHD und Industrie</i>	
Wärmedämmung+Heizung	+ Zu- und Abgänge von Gebäuden
Wohnungsbestand, 1%-Sanierung	2050: bis zu 41 Mill. t + 13 Mill. t
Wohnungsbestand, 2%-Sanierung	2050: bis zu 64 Mill. t + 13 Mill. t
Wohnungsbestand, 2,3%-Sanierung	2050: bis zu 69 Mill. t + 13 Mill. t
Heizkesseltausch allein; Wohnungen	2050: bis zu 19 Mill. t + 13 Mill. t
Gebäude, versorgt mit Strom und Fernwärme	2050: bis zu 22 Mill. t
GHD- und Industriegebäude	2050: bis zu 33 Mill. t + 5 Mill. t
<i>Industrie</i>	
Effiziente Querschnittstechnologien	bis zu 22 Mio. tCO ₂
<i>Elektromobilität</i>	
Ersatz durch Hybrid-Pkw	2050: bis zu 8 Mill. t bei 15 bis 18 Mill. Fahrzeugen
Ersatz eines Benzin-Pkw durch ein EV	2050: 1,2 bzw. 3,7 Mill. t bei 2,5 bzw. 7,5 Mill. Fahrzeugen
Ersatz eines Diesel-Pkw durch ein EV	2050: 0,7 bzw. 2,2 Mill. t bei 2 bzw. 6 Mill. Fahrzeugen

Quelle: FfE, ifo Institut.

Die Potenziale für den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung wurden hier in t CO₂ angegeben, obwohl die jeweils installierte Leistung eher angemessen wäre, da die Umrechnung in t CO₂ die Kenntnis des Verdrängungsmix und der vorhandenen Speicherkapazität erfordert. Der Verdrängungsmix bestimmt sich jedoch ab einer hinreichenden Größe in Abhängigkeit vom Ausbaugrad der erneuerbaren Stromerzeugung. Dadurch gehen beispielsweise die Verminderungspotenziale der Photovoltaik bei einem geringen Ausbau zurück, da die verdrängten Emissionen im Lauf der kommenden Jahrzehnte abnehmen. Ohne ausreichend vorhandene Speicherkapazität kann ab einem bestimmten Ausbaugrad ein Teil der Stromer-

zeugung zudem nicht mehr genutzt werden, etwa in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung bei gleichzeitig guten Windverhältnissen. Für die Abschätzung der Potenziale durch die Nutzung der Elektromobilität wurden die Bestandsdaten der EWI-Studie zu den Potenzialen der Elektromobilität bis 2050 (EWI, 2010) verwendet.

Bei diesen Potenzialschätzungen wurden auch die jeweiligen sektoralen Gegebenheiten berücksichtigt; das gilt insbesondere für die Stromerzeugung. Angesichts starker Anreize und verbreiteter Bemühungen zur Senkung des Stromverbrauchs war es erforderlich, eine Abschätzung der Stromverbrauchsentwicklung bis 2050 vorzunehmen. Auf dieser Grundlage konnte die Strommenge aus erneuerbaren Energien bestimmt werden, die für die Einhaltung der vorgegebenen politischen Ziele über die Anteile des erneuerbaren Stroms benötigt wird. Als Ergebnis dieser Schätzung ist festzuhalten, dass der Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2050 auf rund 500 TWh zurückgehen wird; bei Importen in Höhe von etwa 50 TWh beläuft sich die Bruttostromerzeugung dann auf 450 TWh. Die Stromerzeugung aus nichterneuerbaren Quellen liegt bei rund 68 TWh, wie bei Schlesinger et al. (2010). Der Anteil des erneuerbaren Stroms erreicht etwa 85 %, wobei die Potenziale so festgelegt wurden, dass dieser Anteil allein durch Windenergie erreicht werden kann, ein Beitrag der Photovoltaik somit auf lange Sicht nicht notwendig wäre. Damit erscheint es möglich, zumindest in gewissen Grenzen einen Austausch von einzelnen CO₂-Minderungsmaßnahmen in Hinblick auf eine Zielerreichung mit möglichst geringen Kosten vorzunehmen.

Ungeachtet dessen sollte immer ein Mix verschiedener erneuerbarer Energieträger angestrebt werden, da so der Speicher- und Regelenergiebedarf verringert und die Versorgungssicherheit verbessert werden kann. Wind und Photovoltaik gleichen sich teilweise auch saisonal aus (mehr Sonne im Sommer, mehr Wind im Herbst und Winter). Von Vorteil ist ein möglichst hoher Anteil nicht fluktuierender erneuerbarer Energien (Biomasse, Wasserkraft, Geothermie etc.).

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Maßnahmen zur CO₂-Minderung in dem jeweiligen Energieverbrauchssektor, in dem die Maßnahme durchgeführt wurde, und/oder im Umwandlungssektor wirksam werden können. Es gibt aber auch eine Reihe von Maßnahmen, die in einem Verbrauchssektor zu Energieeinsparungen führen und im Umwandlungssektor zu CO₂-Minderungen. Beispielsweise hat eine bessere Wärmedämmung eines Gebäudes einen geringeren Brennstoffeinsatz zur Folge, sie kann aber auch dazu führen, dass im Umwandlungssektor weniger Brennstoff zur Erzeugung von Fernwärme benötigt wird. Die meisten der hier betrachteten effizienten Querschnittstechnologien in der Industrie haben in diesem Sektor eine Einsparung von elektrischer Energie zur Folge und im Umwandlungssektor eine CO₂-Minderung.

3.3 Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung werden aus deren Stromgestehungskosten berechnet, wobei die vermiedenen Strombezugskosten, d.h. die Kosten, die ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien angefallen wären, abgezogen werden. Diese Differenz der Kosten wird für die einzelnen Stichjahre auf den jeweiligen Verdrängungsmix bezogen. Dabei wurden auch die Systemkosten, also die Kosten zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung und für den Netzausbau, berücksichtigt. In ähnlicher Weise werden die Vermeidungskosten beim Ersatz bestehender fossiler Steinkohlekraftwerke ermittelt, allerdings kommt es dabei besonders auf die jeweilig ersetzen Anlagen an. Die Abschätzungen der CO₂-Vermeidungskosten bei Gebäuden weisen eine große Bandbreite auf; das gilt angesichts der großen Unterschiede von Gebäuden bei einer nachträglichen Sanierung vor allem für die Wärmedämmung. Bei der Abschätzung der Vermeidungskosten von Elektrofahrzeugen wurden die Entwicklung der Anschaffungskosten und des Strommix bis 2050 berücksichtigt.

Die jeweiligen CO₂-Vermeidungskosten der betrachteten Maßnahmen sind in Tabelle 3-2 zusammenfassend dargestellt. Dabei konnten bei einigen Maßnahmen lediglich Bandbreiten angegeben werden, da die Anwendungsfälle für eine stärkere Eingrenzung zu vielgestaltig sind; auch ist es häufig nicht möglich, Vermeidungskosten für einzelne Jahre auszuweisen.

Die Studie belegt die aus der einschlägigen Literatur bekannten deutlichen Unterschiede bei den CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Maßnahmen. Fahl (2012) untersucht zwar ein etwas anderes Spektrum an Maßnahmen, kommt aber bei den auch hier einbezogenen Maßnahmen zu vergleichbaren Ergebnissen für 2010; so stellt auch hier die Photovoltaik die teuerste CO₂-Verminderungsmaßnahme bei der Stromerzeugung dar. Die CO₂-Vermeidungskosten in der vorliegenden Studie sind aus volkswirtschaftlicher Sicht abgeleitet worden. Daher ergeben sich Unterschiede zu Untersuchungen, die Kosten aus einzelwirtschaftlicher Sichtweise angeben, wie etwa in McKinsey, 2007. Die einzelwirtschaftliche Sichtweise führt insbesondere bei Technologien mit hoher Förderung, wie der Photovoltaik, zu einer deutlichen Differenz.

Die höchsten Vermeidungskosten im energiewirtschaftlichen Sektor weist die Photovoltaik auf. Deren Vermeidungskosten bleiben auch bis 2050 die höchsten, wenngleich sie bis dahin um über 50 % verringert werden können. Die niedrigsten Vermeidungskosten erneuerbarer Stromerzeugung hat gegenwärtig Wind Onshore, aufgrund des erwarteten stärkeren Investitionskostentrückgangs wird ab 2040 Wind Offshore jedoch die günstigere Variante sein. Dennoch weisen alle erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung deutlich positive Vermeidungskosten auf. Ab 2020 steigen die Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien zum Teil wieder kontinuierlich an; dies liegt zum einen an der Verringerung des Verdrängungsmix sowie zum anderen an den weiter steigenden Systemkosten. Wind-Offshore kann diesen Effekt durch die sehr deutliche Verminderung der Investitionskosten kompensieren.

Tabelle 3-2 CO₂-Vermeidungskosten der betrachteten Maßnahmen

CO ₂ -Vermeidungskosten - Angaben in €/tCO ₂ -	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Erneuerbare Stromerzeugung</i>					
PV	387	161	163	169	177
Wind Onshore	59	42	57	55	71
Wind Offshore	107	88	64	49	56
Biomasse	120	116	140	148	154
<i>Fossile Stromerzeugung</i>					
Ersatz SK-KW durch Neuanlagen		-36	bis	1.159	
Ersatz SK-KW durch GuD		4	bis	102	
Ersatz SK-KW durch SK-CCS		67	bis	153	
<i>Haushalte und GHD</i>					
Wärmedämmung		-12	bis	740	
Heizkesseltausch		5	bis	80	
<i>Industrie</i>					
Effiziente Querschnittstechnologien		-883	bis	40	
<i>Elektromobilität</i>					
Ersatz durch Hybrid-Pkw		53	bis	760	
Ersatz eines Benzin-Pkw durch ein EV	1.509	771	363	114	-152
Ersatz eines Diesel-Pkw durch ein EV	2.088	1.023	441	91	-257

Quelle: FfE; ifo Institut.

Im Bereich der fossilen Stromerzeugung könnte ein Teil der Altanlagen zu negativen beziehungsweise relativ niedrigen Vermeidungskosten durch Neuanlagen substituiert werden. CCS bleibt verhältnismäßig teuer und weist keinen monetären Vorteil gegenüber dem Ausbau der Windenergie auf.

Im Bereich industrieller Querschnittstechnologien finden sich kosteneffiziente Maßnahmen mit teilweise negativen Vermeidungskosten, die neben der CO₂-Vermeidung für das Unternehmen auch wirtschaftliche Vorteile generieren können.

Die Vermeidungskosten der Elektromobilität sind heute noch sehr hoch – vorwiegend bedingt durch die hohen Batteriekosten – und werden sich unter den getroffenen Annahmen erst 2050 vorteilhaft darstellen.

3.4 Zusammenfassende Darstellung

Zusammenfassend können auf der Basis der einzelnen Potenziale zur Emissionsenkung und der spezifischen CO₂-Verminderungskosten die Gesamtpotenziale und Gesamtkosten in Zehnjahresschritten bis 2050 abgeleitet werden. Dabei wurde eine Unterscheidung nach der Höhe der Vermeidungskosten getroffen. Es werden zunächst die Maßnahmen berücksichtigt, die CO₂-Verminderungen zu spezifischen Kosten von weniger als 100 €/t ermöglichen, darüber hinaus werden alle hier betrachteten Maßnahmen einbezogen. In der folgenden Tabelle 3-3 sind die Daten zusammengefasst.

Alle hier betrachteten Maßnahmen führen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2010 zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen in Höhe von 430 Mio. t; das entspricht rund 52 % des Ausstoßes des Jahres 2010, der bei insgesamt 832 Mio. t lag. Gegenüber dem Ausstoß im Basisjahr 1990 mit 1.010 Mio. t stellt das eine Verringerung der Emissionen von insgesamt 608 Mio. t oder gut 60 % dar (nach BMWi Energiedaten).

Die 430 Mio. t CO₂-Reduktion der hier betrachteten Maßnahmen liegen noch hinter dem Ziel der Bundesregierung zurück, da mindestens 85 % der Emissionen gegenüber 1990 reduziert werden sollen. Es ist jedoch zu beachten, dass in vorliegender Studie nur ausgewählte Maßnahmen betrachtet wurden (z.B. im Verkehrssektor nur der Straßenverkehr) und darüber hinaus kein genereller Verbrauchsrückgang (wie in den meisten Energieszenarien) angenommen wurde.

Tabelle 3-3 CO₂-Verminderungen gegenüber 2010 und Gesamtkosten pro Jahr bis 2050

	2020	2030	2040	2050
Verminderungen, Mio.t				
- Maßnahmen bis 100 €/t	149	207	246	302
- alle Maßnahmen	224	306	359	430
Gesamtkosten, Mrd. €				
- Maßnahmen bis 100 €/t	5	7	9	11
- alle Maßnahmen	20	24	27	31

Quelle: FfE; ifo Institut.

Die dafür aufzubringenden Kosten belaufen sich auf rund 31 Mrd. € jährlich (vgl. Tabelle 3-3). Dabei ist zu berücksichtigen, dass in späteren Jahren die Belastungen abnehmen werden, da für zahlreiche Investitionen dann keine Kapitalkosten aufzubringen sind. Grundsätzlich zeigt diese Tabelle auch einen deutlichen Anstieg der Kosten bei zunehmender Ausschöpfung des Verminderungspotenzials. Aber auch die Maßnahmen mit spezifischen Kosten von unter 100 €/t führen bei zusätzlichen Kosten von 11 Mrd. € im Jahr 2050 zu CO₂-

Emissionen, die um etwa 300 Mio. t niedriger sind als 2010. Gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 fällt der CO₂-Ausstoß um etwa 500 Mio. t oder rund 50 %.

Diese Tabelle umfasst auch die CO₂-Minderungen durch Wärmedämmmaßnahmen in Haushalten und GHD-Gebäuden, die mit Strom oder Fernwärme beheizt werden, und deren Emissionsminderung im Umwandlungssektor erfolgt. Ebenso sind die Emissionsminderungen enthalten, die in anderen Gebäuden, vor allem der Industrie, erzielt werden können. In den folgenden Abbildungen sind diese Potenziale nicht enthalten.

Die CO₂-Vermeidungspotenziale und -kosten lassen sich nun in einer Art Rangfolge auf die Einzelmaßnahmen aufteilen, indem die Maßnahmen entsprechend ihrer Kosten sortiert werden. In Abbildung 3-2 ist diese Rangfolge graphisch für das Jahr 2020 dargestellt.

Die Breite der Balken wird durch die umsetzbaren Potenziale bis zum Jahr 2020 bestimmt. Die Aufstellung der Potenziale ist additiv zu sehen, d.h. es sind nur Maßnahmen aufgeführt, die sich gegenseitig nicht ausschließen. So ist bei den Steinkohlekraftwerken nur der Ersatz durch Neuanlagen als Balken eingezeichnet. Höhere Potenziale (mit höheren Kosten) ließen sich durch den Ersatz mit GuD-Anlagen oder durch CCS-Kraftwerke erzielen – es kann jedoch nur jeweils eine der drei Maßnahmen vollumfänglich durchgeführt werden.

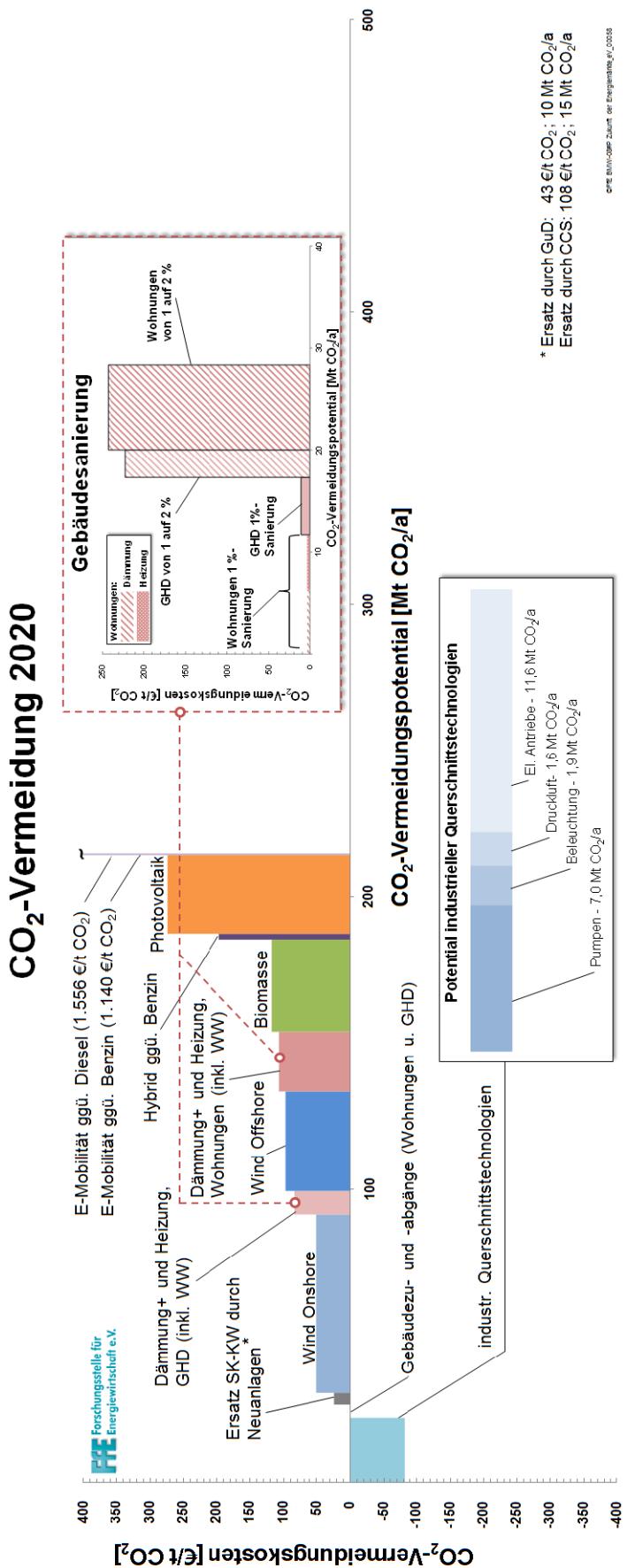


Abbildung 3-2 Darstellung der Potenziale und CO₂-Verminderungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte bis 2020

Bei der Umsetzung im Zeitverlauf wurde einerseits auf die Ausbaupfade aus Schlesinger et al., (2010) zurückgegriffen und andererseits eigene Schätzungen zugrunde gelegt. Es ist zu beachten, dass aus rein technischer Sicht teils noch höhere Ausbauraten erreicht werden könnten. Wie bereits ausgeführt, können theoretisch Onshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von über 200 GW installiert werden. Bei einer Ausnutzungsdauer von 2.040 Stunden könnte so allein durch Onshore-Windkraft mit einer Stromerzeugung von mehr als 400 TWh – ausreichende Speicherkapazitäten vorausgesetzt – ein großer Teil des Strombedarfs in Deutschland gedeckt werden. Allerdings würden dazu Speicherkapazitäten benötigt, deren Umfang ein Vielfaches der heute in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke betragen müsste. Ein solch starker Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken wäre aus Gründen der geologischen Gegebenheiten, des Landschaftsschutzes und der Akzeptanz in der Bevölkerung sehr schwierig – abgesehen von den erforderlichen Investitionskosten.

Die Höhe der Balken gibt die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten der Maßnahmen bei einer Umsetzung bis 2020 an. Da die Umsetzung über einen Zeitraum von zehn Jahren erfolgt, wurden die Durchschnittswerte von 2010 bis 2020 aufgeführt. Die angegebenen Vermeidungskosten unterscheiden sich daher von den Werten in Tabelle 3-2. Ebenso wurden Durchschnittswerte bei Maßnahmen mit unterschiedlichen Vermeidungskosten angesetzt, also den Effizienzverbesserungen bei fossilen Kraftwerken (Anhang II.2.1), den industriellen Querschnittstechnologien (Anhang II.2.3) und im Gebäudebereich (Anhang II.2.4). In Anhang II.2.3.1 findet sich zudem eine Erläuterung der Aufteilung industrieller Querschnittstechnologien.

In analoger Weise wurde eine Rangfolge für die Jahre 2030, 2040 und 2050 erstellt, siehe Abbildung 3-3 bis Abbildung 3-5. Wieder sind die umsetzbaren Potenziale bis 2030 (2040, 2050) und die die durchschnittlichen Vermeidungskosten des vorangegangenen Jahrzehnts dargestellt.

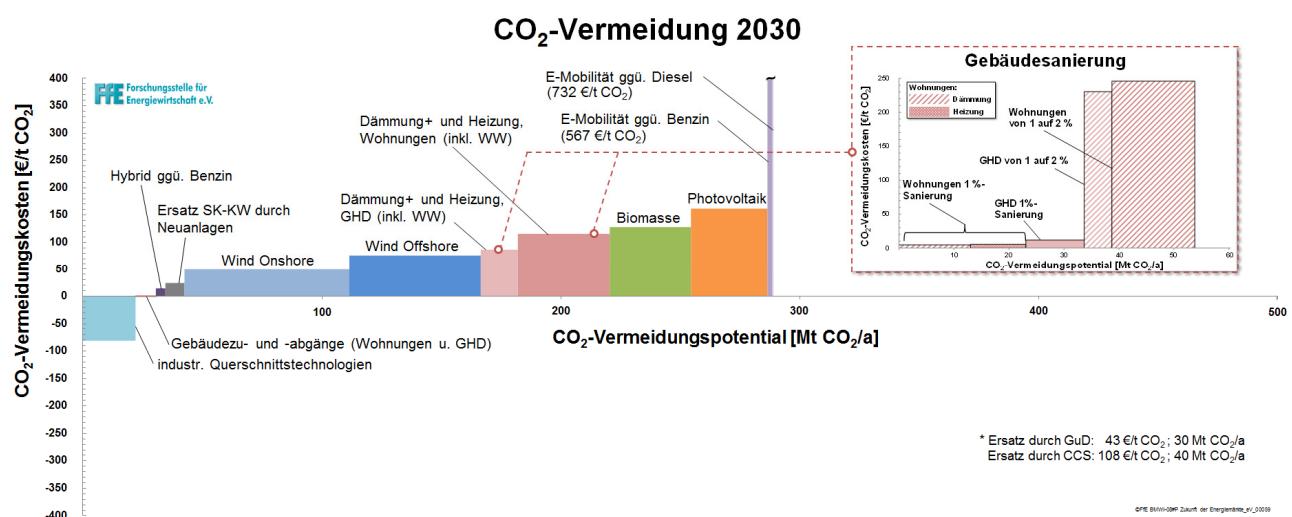


Abbildung 3-3 Darstellung der Potenziale und CO₂-Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2020-2030

Im Zeitverlauf zeigen sich insbesondere deutliche Rückgänge im Bereich Mobilität. Ab 2040 ist der Hybridantrieb die wirtschaftlichste Maßnahme zur CO₂-Vermeidung (siehe Abbildung 3-4), obwohl dieser 2020 noch zu den teuersten Optionen zählte. Im Bereich Gebäudesanierung kommt es in 2040 sogar zu einem leichten Anstieg der Kosten, jedoch vorwiegend bei der teureren Variante 2.

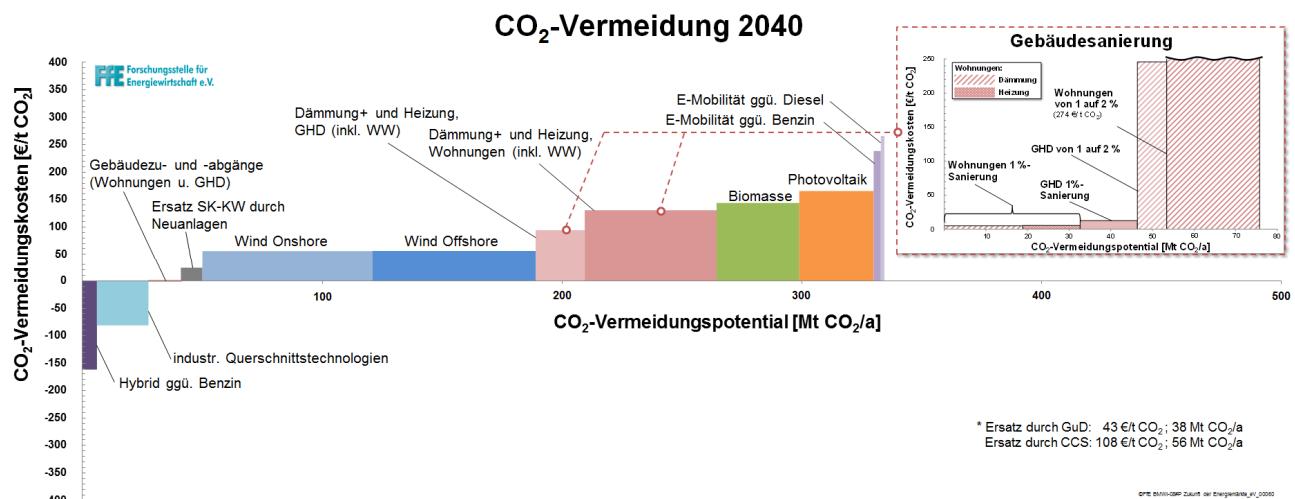


Abbildung 3-4 Darstellung der Potenziale und CO₂-Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2030-2040

Bis 2050 steigen die umsetzbaren Potenziale auf knapp 400 Mio. t CO₂/a bzw. knapp 450 Mio. t CO₂/a, wenn Steinkohlekraftwerke nicht durch Neuanlagen, sondern durch CCS-Kraftwerke ersetzt werden. Bis 2050 wird auch Elektromobilität so kostengünstig, dass die Vermeidungskosten in den negativen Bereich fallen und zusammen mit den Hybridantrieben am Anfang der Rangfolge stehen.

Die CO₂-Minderungen durch diese Maßnahmen sind ein wichtiger Bestandteil der insgesamt erreichbaren Reduzierungen. Durch die Entwicklungen insbesondere auf dem Sektor der Energiewirtschaft, aber auch in anderen Verbrauchssektoren ergeben sich aber noch zusätzliche Minderungen. Allein aus dem Stromsektor würde aus der geringeren Erzeugung ein deutlich niedrigerer CO₂-Ausstoß resultieren, der durch die Umstrukturierung in Richtung erneuerbarer Erzeugung noch verstärkt wird. Sofern der geschätzte Rückgang der Stromerzeugung auf 550 TWh im Jahr 2020 und auf 450 TWh im Jahr 2050 eintritt, werden unter Anwendung des spezifischen CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix von 0,563 kg/kWh¹⁰ (Umweltbundesamt, 2011) etwa 38 Mio. t bzw. fast 88 Mio. t CO₂ weniger emittiert als im Jahr 2010. Dabei wurde der Faktor des Jahres 2010 konstant gelassen. Daneben ist zu be-

¹⁰ Das Umweltbundesamt bezieht hierbei die Emissionen auf den Stromverbrauch (= Bruttostromerzeugung – Kraftwerkseigenverbrauch – Pumpstrom – Leitungsverluste); wird die Bruttostromerzeugung zugrunde gelegt, so ergibt sich ein entsprechend geringerer Wert von 0,492 kg/kWh.

rücksichtigen, dass auch in der Industrie ein Rückgang der CO₂-Emissionen im Trend angelegt ist. Durch fortlaufende Modernisierung des Kapitalstocks und den intersektoralen und intrasektoralen Strukturwandel dürften die Emissionen bis 2050 um bis zu 50 Mio. t sinken. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass auch im Verkehrssektor die Emissionen durch die Modernisierung der Fahrzeugflotten quasi autonom verringert werden. Das gilt analog für die zahlreichen Stromanwendungen in den Verbrauchssektoren private Haushalte und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen. In diesem Zusammenhang darf aber nicht vergessen werden, dass es in den kommenden Jahrzehnten auch zahlreiche neue Stromanwendungen geben wird, die in der Tendenz zu höheren Emissionen führen können.

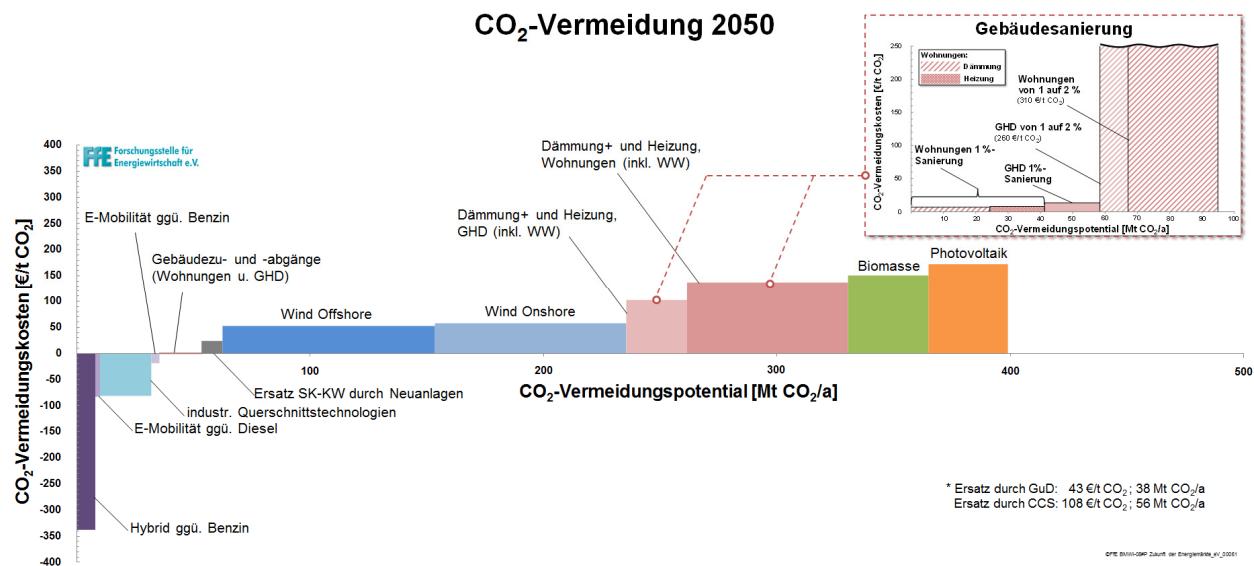


Abbildung 3-5 Darstellung der Potenziale und CO₂-Vermeidungskosten der Einzelmaßnahmen, Durchschnittswerte 2040-2050

Unter der Bedingung, dass auch Beiträge aus dem Stromsektor und der Industrie zu erwarten sind, dürfte das politische Ziel der Absenkung der Emissionen von 764 Mio. t im Jahr 2010 auf 600 Mio. t im Jahr 2020 auch mit den Maßnahmen, die Kosten von weniger als 100 €/t CO₂ verursachen, zu erreichen sein. Dazu zählen vor allem Effizienzmaßnahmen bei Kraftwerken und in der Industrie, aber teils auch Onshore-Windanlagen an guten Standorten. Um die Verminderungsziele in den folgenden festgelegten Zeitpunkten einhalten zu können, wird es zunehmend erforderlich sein, auf Maßnahmen mit höheren Kosten zurückzugreifen. Neben den Maßnahmen zur Verringerung des Heizenergieverbrauchs und des Energieverbrauchs im Verkehr dürften für die Zielerreichung aber das Ausmaß der Stromeinsparungen und der Ausbau der CO₂-freien Stromerzeugung entscheidend sein.

4. Einzelmaßnahmen und Maßnahmenpakete

Im Folgenden werden ausgewählte Einzelmaßnahmen sowie Maßnahmenpakete betrachtet. Dabei wird bewertet, inwieweit ihre Umsetzung sinnvoll wäre und zur CO₂-Einsparung mit vertretbarem Kostenaufwand beitragen könnte.

4.1 Vorrangiger Ausbau der erneuerbaren Energien mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten

Aus Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-5 ist deutlich zu erkennen, dass viele Maßnahmen heute und in Zukunft günstiger umzusetzen wären als etwa die Förderung der erneuerbaren Energien. Wenn es dennoch ein erklärtes Ziel ist, die Stromversorgung in Deutschland größtenteils aus erneuerbaren Energien zu decken, sollten verstärkt diejenigen Technologien gefördert werden, die die geringsten Vermeidungskosten haben. So ist die Onshore-Windkraft gegenwärtig mit 59 €/t CO₂ wesentlich kosteneffizienter als PV mit 387 €/tCO₂, und an dieser Rangfolge wird sich in den kommenden Jahrzehnten nichts ändern.

Aufgrund der hohen technischen Potenziale in Deutschland – vor allem für Windkraft und PV – kommt dem Ausbau der erneuerbaren Energien trotz vergleichsweise hoher Kosten eine Schlüsselrolle zu.

4.2 Wirtschaftliche Maßnahmen bei den Kohlebestandskraftwerken

Das erklärte Ziel der Energiewende sollte nicht zu Lasten von Effizienzmaßnahmen, wie dem Ersatz alter Steinkohlekraftwerke durch Neuanlagen gehen, da diese Maßnahmen wirtschaftlich sein können, gleichzeitig CO₂ vermeiden und einen entscheidenden Beitrag zu einer sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung leisten können. Der Restbedarf an Strom, der auch in Zukunft aus Kohle gedeckt werden muss, sollte aus Anlagen mit möglichst hohem Wirkungsgrad bereitgestellt werden.

Noch höhere Potenziale liegen im Ersatz älterer Kohlekraftwerke durch neue GuD-Anlagen. Diese Maßnahme ist jedoch mit etwas höheren Kosten verbunden und könnte die deutsche Abhängigkeit von Erdgas-Importen weiter erhöhen. CCS kann die Emissionen von Kohlekraftwerken am deutlichsten senken, hat jedoch relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten.

4.3 Power2Gas

Für die Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien rückt das in Abbildung 4-1 dargestellte Power2Gas-Konzept immer mehr in den Vordergrund. Dabei wird erneuerbarer Überschussstrom durch Elektrolyse zunächst in Wasserstoff umgewandelt. In der anschließenden Methanisierung wird aus dem Wasserstoff unter CO₂-Einsatz Methan erzeugt, das als synthetisches Erdgas verwendet werden kann. Ein erster Prototyp wurde Ende 2009 von der Firma SolarFuel und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart errichtet.

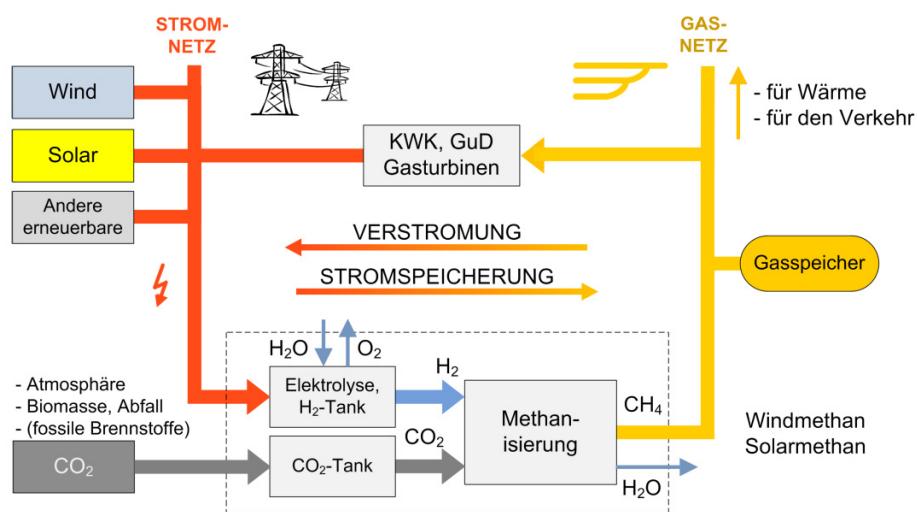


Abbildung 4-1 Power2Gas-Konzept

Quelle: Sterner et al. (2011b).

Tabelle 4-1 Wirkungsgrad Power2Gas

Umwandlungs-pfad	Prozesse (Prozesswirkungsgrad)	Wirkungsgrad Strom - CH ₄
Strom-H ₂ -CH ₄	Elektrolyse (70-80 %) Methanisierung (85 % ohne CO ₂ -Vorkette)	~ 60-70 %

Quelle: Sterner et al. (2011b).

Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff und Methan geht ein Teil der Energie verloren. Tabelle 4-1 stellt die Wirkungsgrade des Power2Gas-Konzeptes zusammen. Der Wirkungsgrad für die Umwandlung von Strom zu Methan beträgt ohne Betrachtung der CO₂-Vorkette etwa 60 bis 70 %. Der Gesamtwirkungsgrad verringert sich abhängig von der Verwendung des erzeugten synthetischen Erdgases. Für die Rückverstromung in einem

GuD-Kraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 % liegt der Gesamtwirkungsgrad (Strom-CH₄-Strom) bei etwa 36 bis 42 %.

Die Stromgestehungskosten für das erzeugte Methan sind in Abbildung 4-2 in Abhängigkeit vom angenommenen Strombezugspreis und den Vollaststunden dargestellt. Die Vollaststunden beziehen sich auf den Elektrolyseur und die Methanisierungsanlage.

Bei einem Ölpreis von 220 US-\$/Barrel (Umrechnungskurs: 1,32 US-\$/€) und Strombezugskosten von 2 c€/kWh_{el} muss die Anlage zur synthetischen Erzeugung von Erdgas ca. 4.000 Stunden im Jahr laufen, um den Break Even, gemessen an den erzeugten kWh_{th}, zu erreichen. Die zugrunde gelegten Annahmen und Berechnungen basieren auf Serner et al. (2010); dagegen gehen Schlesinger et al. (2010) von einem Ölpreis von 98 US-\$/Barrel aus, was die Wirtschaftlichkeit entsprechend verschlechtern würde.

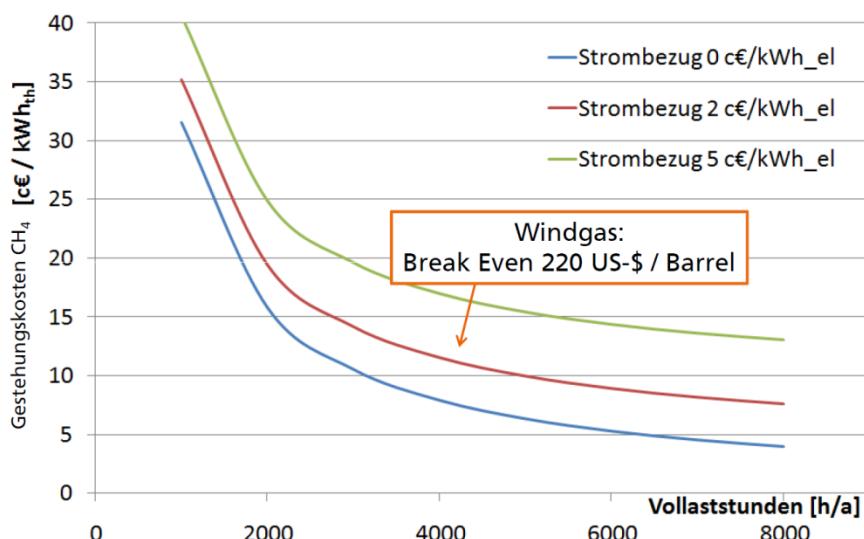


Abbildung 4-2 Gestehungskosten für SNG in 2020

Annahmen: Investitionskosten: 1.200 €/kW, $\eta=55\%$

Quelle: Serner et al. (2011a).

Power2Gas kann in der Zukunft eine interessante Option darstellen, überschüssigen Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu speichern, um ihn im Sektor Haushalte, GHD oder auch Industrie in Form von Wärme nutzen zu können. Eine anschließende Rückverstromung erscheint derzeit weniger vielversprechend, da der Gesamtwirkungsgrad mit 36 bis 42 % wesentlich schlechter ist als bei Pumpspeicherwerkten mit etwa 80 %.

Sofern der für den Power2Gas-Prozess benötigte CO₂-Strom aus Biomasse, erneuerbaren Abfällen und Deponiegas gewonnen wird, kann man von CO₂-neutraler Erzeugung sprechen – das zuvor aus der Atmosphäre aufgenommene CO₂ gelangt bei der Verbrennung des synthetisierten Methans wieder in die Atmosphäre.

Biomasse wird durch anaerobe Umsetzung in CO₂ und Methan, den Hauptbestandteilen von Bio- und Deponiegas, transformiert. Dementsprechend können mit Hilfe der in (Schlesinger et al, 2010) zum Szenario IA angegebenen Primärenergieverbräuche für Biomasse, bei einer angenommenen durchschnittlichen 40 %igen CO₂-Konzentration im Gas, die Potenziale zu 352 PJ (2020) und 395 PJ (2050) abgeschätzt werden.

4.4 Wirtschaftliche Maßnahmen bei den Querschnittstechnologien

Im Bereich der branchenübergreifend verwendeten Querschnittstechnologien (z.B. Pumpen, elektrische Antriebe, Beleuchtung, Druckluft-, Dampf-, Heißwasser- und Kälteerzeugung) finden sich zahlreiche Einsparpotenziale, deren Umsetzung für die Unternehmen oftmals wirtschaftlich wäre.

4.4.1 Förderung effizienter Technologien

Um die Entscheidung in den Industrieunternehmen zu erleichtern, alte ineffiziente Anlagen gegen moderne Anlagen auszutauschen, kann der Einsatz von Effizienztechnologien finanziell gefördert werden. Diese Förderprogramme kosten im Vergleich zum EEG nur verhältnismäßig geringe Summen. Darüber hinaus kann eine verstärkte Förderung der anwendungsorientierten Grundlagenforschung zur weiteren Effizienzverbesserung der Technologien beitragen.

4.4.2 Abbau der Umsetzungshemmnisse

Für den Abbau der in Abschnitten 5.1.4 und 5.3.1 sowie in Anhang II.2.3.3 beschriebenen Umsetzungshemmnisse ist die wichtigste Voraussetzung, dass der Stellenwert des Energieeinsatzes als Kostenfaktor entsprechend seiner Bedeutung wahrgenommen wird und im Zielsystem der Unternehmen die notwendige Berücksichtigung erfährt. Langfristig liegt es im ureigenen Interesse der Industrie, im Rahmen der jeweiligen Investitionszyklen die CO₂-Einsparmöglichkeiten mit negativen Vermeidungskosten möglichst frühzeitig zu realisieren. Steigende Energiepreise begünstigen in diesem Zusammenhang die tatsächliche Ausschöpfung der Potenziale.

4.5 Maßnahmenpakete im Gebäudebereich

Hohe CO₂-Einsparpotenziale finden sich besonders auch im Gebäudebereich. Wie im Industriebereich gibt es auch hier wirtschaftliche Maßnahmen, die zugleich CO₂ als auch Kosten einsparen. Für die Mehrzahl der Maßnahmen sind die Energieeinsparungen derzeit jedoch zu

gering, um bei einer reinen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die teils sehr hohen Investitionskosten ausgleichen zu können. Weiter steigende Brennstoffkosten können die Zahl der wirtschaftlich durchführbaren Maßnahmen jedoch zukünftig erhöhen.

4.5.1 Sanierung der Gebäudehülle

Im Vordergrund der Maßnahmen im Gebäudebereich stehen die Wohngebäude. Es wurde einerseits eine Sanierung von 1 % der Gebäude pro Jahr und andererseits eine doppelt so hohe Sanierungsrate betrachtet. Zusätzlich wurde der Zubau neuer energieeffizienter und der Abgang alter Gebäude berücksichtigt. Grundsätzlich können bei entsprechend hohem Dämmaufwand umfangreiche Energieeinsparungen und CO₂-Minderungen realisiert werden. Um diese Wirkungen möglichst bald erzielen zu können, ist eine hohe Sanierungsrate erforderlich. In diesem Fall steigen die Kosten für die nachträgliche Wärmedämmung stark an. Bei einer Sanierung der Gebäudehülle von 1 % der Gebäude können die Maßnahmen häufig im Rahmen des üblichen Sanierungszyklus durchgeführt werden; die zusätzlichen Dämmmaßnahmen sind damit auch in vielen Fällen wirtschaftlich. Dagegen müssen bei höheren Sanierungsralten zunehmend unwirtschaftliche Maßnahmen realisiert werden.

4.5.2 Austausch ineffizienter Heizsysteme

Die Modernisierung von Heizungsanlagen stellt eine vergleichsweise kostengünstige und häufig wirtschaftliche Form der Energieeinsparung und CO₂-Senkung dar. Wegen der im Vergleich zur Dauerhaftigkeit von Gebäudesanierungen relativ geringen Lebensdauer von Heizkesseln und der leichteren Umsetzung der Maßnahme kann eine relativ schnelle Erneuerung des Anlagenparks erreicht werden. Durch entsprechende gesetzliche Vorschriften und/oder staatliche Hilfen erscheint es möglich, die Nutzer zum Einbau einer besonders energiesparenden Technik zu veranlassen.

4.5.3 Wärmedämmung in Kombination mit Heizsystemwechsel

Die höchsten Energieeinsparungen sind im Gebäudebereich bei gleichzeitiger Wärmedämmung und Modernisierung der Heizungsanlage zu erzielen, da die beiden Maßnahmen in diesem Fall optimal aufeinander abgestimmt werden können. Ein wesentliches Element dürfte zukünftig die Nutzung von erneuerbaren Systemen in Unterstützung zur bestehenden Heizungsanlage sein.

4.6 Maßnahme Elektromobilität

Von allen betrachteten Optionen zur CO₂-Vermeidung weist die Elektromobilität heute die mit Abstand höchsten Vermeidungskosten auf. Eine Förderung der Elektromobilität, etwa in Form einer oft diskutierten pauschalen Prämie pro verkauftem Elektrofahrzeug, erscheint aus klimapolitischer Sicht daher wenig zielführend.

Zukünftig ist aber davon auszugehen, dass die Vermeidungskosten deutlich sinken können, da zum einen die Anschaffungskosten der Elektrofahrzeuge zurückgehen und zum anderen die spezifischen CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung abnehmen werden. Wichtigster Kostenfaktor der Elektromobilität ist die Batterie, so dass als eine naheliegende Möglichkeit, der Elektromobilität zur Wettbewerbsfähigkeit zu verhelfen, die Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Batterietechnologien anzusehen ist.

4.7 Europäische Dimension der Transformation der Energiemarkte

Die europäische Integration bietet im Bereich der Energieversorgung viele Vorteile gegenüber rein nationalen Lösungen. An dieser Stelle soll ein kurzer Ausblick über die Vorzüge und Herausforderungen eines europäischen Energiemarktes gegeben werden.

4.7.1 Europaweit abgestimmter Ausbau erneuerbarer Energien

Um die Potenziale erneuerbarer Energien in Europa möglichst sinnvoll zu nutzen, ist eine umfangreiche internationale Kooperation erforderlich. So bietet eine europäische Kooperation die Chance, den Ausbau erneuerbarer Energien den geographischen Gegebenheiten anzupassen – und etwa Photovoltaik verstärkt im Süden und Windkraft im Norden zu nutzen. So lassen sich etwa mit PV-Anlagen in Athen mit durchschnittlich 1.270 h/a um 48 % höhere Jahresvollaststunden erzielen als in Hamburg. Die Stromgestehungskosten verringern sich dadurch, unter der Annahme gleicher Investitions- (1.700 €/kW) und Betriebskosten für eine 4,5 kW_p-Anlage mit Südausrichtung, um ca. 0,06 €/kWh (Staudacher et al., 2012). In Abbildung 4-3 sind die Mittelwerte für den PV-Vollaststundenbereich einiger europäischer Länder aufgeführt. Standorte mit den höchsten Vollaststunden ermöglichen in der Regel den Betrieb von PV-Anlagen mit den geringsten Kosten.

Auf der anderen Seite bieten Offshore-Windanlagen Vorteile hinsichtlich ihrer Jahresvollaststunden im Vergleich zu Onshore-Anlagen. Nur ein europäischer Verbund kann die Vorteile der Offshore-Windkraft auch für Gesamteuropa nutzbar machen, da viele Einzelstaaten über keine geeigneten Standorte verfügen.

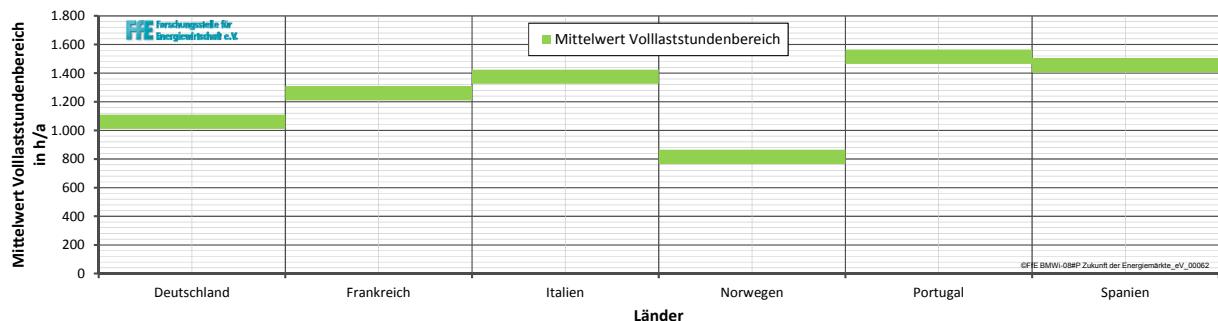


Abbildung 4-3: Mittelwerte der PV-Vollaststunden ausgewählter europäischer Länder

Quelle: EU Kommission JRC, PVGIS (2012).

Theoretisch wäre es daher denkbar, den gesamten europäischen regenerativen Strom in den EU-Staaten mit den jeweils besten Standorten zu erzeugen. Dabei müsste jedoch abgewogen werden, ob die möglicherweise auftretenden Nachteile (hohe Netzausbaukosten, Netzverluste, Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit etc.) die Vorteile bei den Stromgestaltungskosten kompensieren können. Die technischen Gegebenheiten sind in Europa praktisch für einen beliebigen Wind- und PV-Ausbau vorhanden, noch mehr als es schon in Deutschland der Fall ist. Das Potenzial ist auch hier vorwiegend durch die akzeptierten Kosten bestimmt.

Ein europäischer Verbund kann auch für die zukünftige Nutzung fossiler Energien sinnvoll sein. Gerade im Hinblick auf die CCS-Technologie ermöglicht ein abgestimmter Ausbau die optimale Ausnutzung vorhandener CO₂-Speicherkapazitäten. CCS-Kraftwerke sollten möglichst in den Ländern gebaut werden, in denen die geeigneten geologischen Formationen zahlreich vorhanden sind und Kapazitäten nicht für andere Zwecke benötigt werden (z.B. für Erdgasspeicher).

Das Vorhaben Desertec zeigt, dass beim Ausbau erneuerbarer Energien Kooperationen auch über die Grenzen Europas hinaus betrachtet werden sollten. Der Bau solarthermischer Kraftwerke zur Stromerzeugung ist in den nördlicheren europäischen Staaten aufgrund des Klimas nicht sinnvoll, die Nutzung dieser Energieform kann daher erst durch Kooperationen ermöglicht werden. Nach EWI und energynautics (2011) sind unter der Annahme eines optimalen Netzausbaus bis 2050 Stromimporte von 153 TWh von Nordafrika nach Europa möglich.

4.7.2 Verminderte Systemkosten

Besonderer Vorteil einer europäisch abgestimmten Energiepolitik im Bereich erneuerbarer Energien sind verminderte Systemkosten für den Ausgleich fluktuiender Stromerzeugung. Zum einen sinkt im Falle der europäischen Integration der Ausgleichsbedarf insgesamt, da die Korrelation der Wetterlagen der einzelnen Regionen mit zunehmender geografischer Ausdehnung abnimmt.

Zum anderen bietet ein europäischer Verbund neue Möglichkeiten, den Ausgleichsbedarf zu decken, da etwa Pumpspeicherkraftwerke in geologisch günstigen Gebieten wie Norwegen, Österreich oder der Schweiz gebaut werden können. Da der Weg hin zu einer rein regenerativen Energieversorgung einen sehr großen Speicherbedarf erfordert, wäre gerade bei Speichern europäische Kooperation sehr wünschenswert, um den notwendigen Ausbau möglichst kostengünstig decken zu können.

Die Erschließung von Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland ist sehr problematisch aufgrund von Umweltbestimmungen und geringer Akzeptanz in der Bevölkerung, wie die Proteste gegen das geplante Pumpspeicherkraftwerk Atdorf zeigen. Es ist jedoch etwas fraglich, ob die Akzeptanz in der Bevölkerung etwa in Norwegen, Österreich oder der Schweiz größer wäre, da jedes Speicherkraftwerk auch dort einen Eingriff in die Natur darstellen würde. Dass dieser Eingriff dann nicht mehr mit der eigenen Stromversorgungssicherheit gerechtfertigt werden kann, erschwert solche Vorhaben sicherlich.

Auch bei konventionellen Reservekraftwerken kann eine europaweite Lösung Vorteile bieten, da sich z.B. mehr Möglichkeiten bieten, Reservekraftwerke möglichst kosteneffizient vorzuhalten und einzusetzen.

Die Systemkosten für den benötigten Netzausbau bleiben jedoch auch im Falle eines europäischen Verbundes bestehen. Hinzu kommt ein weiterer Netzausbaubedarf, um den Verbund erneuerbarer Erzeugung und die Anbindung von Pumpspeicherkraftwerken bewerkstelligen zu können.

4.7.3 Netzausbau

Die Voraussetzung für einen funktionierenden europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt ist ein ausreichend ausgebautes Stromversorgungsnetz. Im Extremfall einer „Europäische Kupferplatte“ kann Strom an jedem beliebigen Ort in Europa erzeugt und an jedem Ort verbraucht werden.

Gegenwärtig ist der Ausbaugrad der Stromnetze jedoch weit von diesem Idealbild entfernt. Fehlende Netzkapazitäten behindern einen innereuropäischen Stromhandel, mit dem regionale Stromknappheit bzw. Überproduktion ausgeglichen werden könnten. Derzeit gibt es in Deutschland nur rund 80 Kuppelstellen, deren Kapazität für einen effizienten Ausgleich zu gering ist.

Aus dem Netzentwicklungsplan des Verbandes europäischer Stromnetzbetreiber (Entso-E) geht hervor, dass bis 2020 in der Europäischen Union 51.500 km neue Hochspannungsleitungen nötig wären. In dem Plan sind über 100 Projekte dokumentiert, die in Summe mindestens 104 Mrd. Euro kosten sollen. 80 % dieser „zentralen Übertragungs-Engpässe“ stehen laut Entso-E im Zusammenhang mit der europäischen Klimapolitik und dem Ausbauziel der erneuerbaren Energien.

Wie schon bei Pumpspeicherkraftwerken ist auch beim Ausbau von Übertragungsnetzen die Akzeptanz in der Bevölkerung oftmals sehr gering. Insbesondere gilt dies für den Bau von Freileitungen. Aus diesem Grund könnte es erforderlich werden, dass der Netzausbau teilweise mit Erdkabeln erfolgen muss, die um etwa den Faktor 7 teurer sind als Freileitungen und eine geringere Lebensdauer aufweisen. Neben sehr hohen technischen Anforderungen – besonders bei Trassen mit mehreren 100 km Länge – könnte der Einsatz von Erdkabeln den erforderlichen Netzausbau daher nochmals deutlich verteuern.

Neben den Kosten für den Netzausbau muss bei einem europäischen Verbund jedoch auch berücksichtigt werden, dass der Transport von Strom über weite Entfernung mit Verlusten verbunden ist. Mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) können die reinen Netzverluste deutlich reduziert werden, jedoch ist die Einbindung von HGÜ-Leitungen in das bestehende Wechselstrom-System technisch aufwendig. Einzelne HGÜ-Leitungen können dennoch eine Möglichkeit darstellen, größere Wind- und Solarparks oder mehrere Pumpspeicherkraftwerke in ein europäisches System anzubinden.

Auf der anderen Seite kann der europäische Netzausbau auch eine große Kostenreduktion mit sich bringen, da Systemkosten eingespart werden. Nach EWI und energynautics 2011 beläuft sich die Kostensparnis durch einen optimalen Netzausbau in Europa auf 10 Milliarden Euro bis 2050, was einer Verminderung der durchschnittlichen Systemkosten um 2,4 €/MWh und damit einer ca. 4 %igen Absenkung der Systemkosten entspricht. In diesem Szenario werden die besten Standorte für erneuerbare Energien in Europa genutzt und durch einen entsprechenden Netzausbau verfügbar gemacht.

5. Instrumente der Energiewende

Mit Hilfe eines radikalen Umbaus des Energieversorgungssystems strebt die Energiewende an, die Risiken der Kernenergienutzung zu vermeiden und deren Folgekosten z.B. bei derendlagerung des Atommülls zu vermindern. Gleichzeitig soll durch eine weitgehende Dekarbonisierung der Energieversorgung ein wichtiger Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels geleistet werden. Wegen des hohen Stellenwerts klimapolitischer Ziele im Rahmen der Energiewende liegt es nahe, bei der Erörterung der dabei eingesetzten Maßnahmen bei den im eigentlichen Sinne umweltpolitischen Instrumenten anzusetzen. Im konkreten Fall ist dies neben den auf nationaler Ebene existierenden Öko- bzw. Energiesteuern vor allem der EU-weit 2005 für das wichtigste Treibhausgas CO₂ eingeführte Zertifikatehandel (EU ETS).

Vor dem Hintergrund der allgemeinen Betrachtungen zur Instrumentenwahl im Anhang III.2 wird sich der erste Abschnitt dieses Kapitels mit der Rolle des EU ETS für die Gestaltung der Energiewende auseinandersetzen. Als Schlussfolgerung dieser Diskussion und der in Abschnitt 5.1.4 überblicksartig angeführten Einwände gegen die Wirksamkeit eines ETS als alleiniges klimapolitisches Instrument ergibt sich, dass das EU ETS letztlich zwar ein notwendiges, aber sehr wahrscheinlich nicht hinreichendes Instrument zur umfassenden Dekarbonisierung der Energieversorgung darstellt. Die das ETS ergänzenden Maßnahmen werden in den beiden folgenden Abschnitten getrennt nach dem Elektrizitätsbereich und den Bereich der Energieeffizienz analysiert. Dabei wird insbesondere für den Elektrizitätsbereich eine Reform des derzeitigen Marktdesigns entwickelt, die den in Kapitel 2 identifizierten vielfältigen Herausforderungen gerecht zu werden verspricht.

5.1 Das EU ETS als zentrales klimapolitisches Instrument

5.1.1 Die bisherigen Erfahrungen und Reformen des EU ETS

Die Bilanz, die sich aus den bisherigen Erfahrungen mit dem EU ETS ziehen lässt, fällt alles in allem eher gemischt aus. Dabei stehen die folgenden Mängel im Zentrum der Kritik, die in ähnlicher Form auch bei anderen Zertifikatshandelssystemen festgestellt wurden (vgl. etwa Sovacool, 2011):

- Das Ziel der statischen Kosteneffizienz wird nicht erreicht: Die CO₂-Vermeidungskosten differieren nach wie vor zwischen den verschiedenen Arten und Einsatzbereichen fossiler Energieträger ganz erheblich. Der Grund dafür ist vor allem darin zu suchen, dass die Reichweite des EU ETS höchst begrenzt ist und wichtige Bereiche wie der Haushalts- und Verkehrssektor nicht in den Emissionshandel einbezogen sind. Insgesamt sind nur knapp 50 % (Böhringer und Lange, 2012) aller CO₂-Emissionen in der EU und, zumindest noch zurzeit, alle anderen Treibhausgase nicht erfasst.

- Es ist davon auszugehen, dass das EU ETS bislang noch keine allzu starken Verhaltensreaktionen ausgelöst hat. Zwar haben im Rahmen des KfW/ZEW CO₂-Barometers 63 % der befragten Firmen angegeben, dass sie seit Einführung des EU ETS CO₂-Vermeidungsmaßnahmen durchgeführt haben. Die CO₂-Vermeidung stellte dabei für die meisten Firmen allerdings eher einen positiven Nebeneffekt dar, zu dem es im Zuge regulärer Ersatzinvestitionen auch ohne Einwirkung des EU ETS gekommen wäre.
- Obwohl der Großteil der Zertifikate kostenlos vergeben wurde, haben die meisten Emittenten den Zertifikatepreis in ihre Produkte eingepreist. Gemäß dem Opportunitätskostenansatz entsprach dieses Verhalten zwar der ökonomischen Logik, führte aber vor allem bei den Stromerzeugern in der ersten Handelsphase zu erheblichen „Windfall“-Gewinnen, die unter verteilungspolitischen Gründen als inakzeptabel angesehen werden (vgl. z.B. Hintermann, 2011). In diesem Zusammenhang wird insbesondere kritisiert, dass wegen der Bemessung der kostenlos zugeteilten Zertifikatemenge an früheren Emissionen der entsprechenden Quelle („Grandfathering“) emissionsintensive Anlagen sogar besonders große Vorteile realisieren konnten. Im Hinblick auf diese Verteilungseffekte kommt eine empirische Studie (vgl. Keppler und Cruciani, 2010) zu dem Ergebnis, dass sich während der ersten EU ETS Handelsphase die Windfall-Profite der europäischen Stromerzeuger insgesamt auf bis zu 19 Mrd. Euro pro Jahr belaufen haben, wovon 13 Mrd. Euro allein auf fossile Kraftwerke entfallen sind.
- Seit Beginn des Zertifikatehandels unterliegt der Zertifikatepreis extrem starken Schwankungen, wie auch Abbildung 5-1 zeigt.

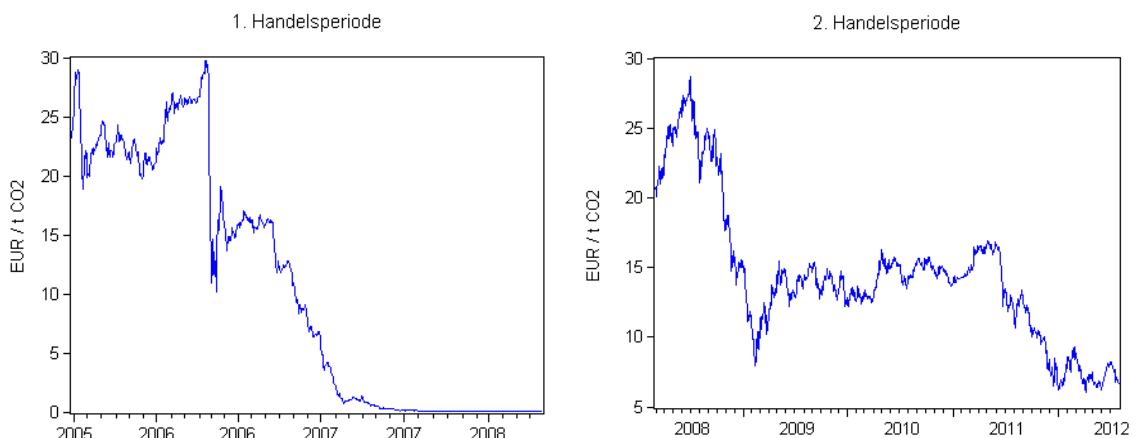


Abbildung 5-1 Entwicklung der Spotmarktpreise des EU ETS in der ersten und zweiten Handelsperiode

Quelle: Bluenext Statistics.

- Diese Volatilität und das dadurch verursachte höhere Risiko der zertifikatepflichtigen Unternehmen gelten als wichtige Ursache für deren Zurückhaltung bei Vermeidungsinvestitionen und damit für die eingeschränkte Wirkung des EU ETS. Zurzeit ist der

Zertifikatepreis – trotz des deutschen Atomausstiegs und des dadurch ausgelösten positiven Nachfrageimpulses – mit ca. 7 Euro pro Tonne CO₂¹¹ auf einem unerwartet niedrigen Niveau, bei dem die Firmen nur geringe Anreize haben, die zur Umsetzung der Energiewende erforderlichen Anpassungsmaßnahmen vorzunehmen.

- Die Aufteilung der nationalen CO₂-Budgets auf zertifikatepflichtige und nicht-zertifikatepflichtige Bereiche (Segmentierung) liegt während der ersten beiden Phasen weitgehend in der Verantwortung der einzelnen EU-Mitgliedsstaaten, deren Regierungen bei der Gestaltung der Nationalen Allokationspläne über Ermessensspielraum verfügen. Auch in Deutschland kam es dabei zumindest in der ersten Handelsphase zu einer Überausstattung mit Emissionszertifikaten (vgl. Anger et al., 2008). Die einzelnen Nationalen Allokationspläne (NAPS) mussten zwar in nationale klimapolitische Gesamtstrategien eingebettet werden, um von der EU-Kommission genehmigt werden zu können. Mangels einer expliziten europaweiten Fixierung von Vermeidungszielen in den nicht-zertifikatpflichtigen Sektoren sind die Vermeidungsanstrengungen in diesen Sektoren jedoch nur eingeschränkt kontrollierbar, was in gewissen Grenzen eine Verschiebung der von einem Staat insgesamt zu erbringenden Vermeidungsaktivitäten in diese Bereiche ermöglichte.

Mit der Weiterentwicklung des EU ETS, die in dessen dritter, von 2013 bis 2020 dauernder, Phase greifen wird, sollen diese Defizite weitgehend beseitigt werden:

- Die Reichweite des EU ETS wird, nachdem bereits in der zweiten Handelsphase die Chemieindustrie einbezogen worden war, auf weitere Industriesektoren ausgedehnt. Anfang 2012 wurde bereits der Flugverkehr in den Zertifikatehandel einbezogen. Zudem werden zusätzliche Treibhausgase (wie etwa FCKW) in den Zertifikatehandel integriert. Wegen der tendenziell zunehmenden Angleichung der Grenzvermeidungskosten in den einzelnen erfassten Sektoren ist dadurch ein Effizienzgewinn zu erwarten.
- Bei der Vergabe der Zertifikate wird von der Gratiszuteilung auf ein Auktionsverfahren umgestellt. Stromproduzenten (mit vorübergehenden Ausnahmeregelungen vor allem für osteuropäische Staaten) müssen bereits 2013 alle Zertifikate ersteigern, für Unternehmen des produzierenden Gewerbes steigt dieser Anteil schrittweise bis 2020 auf 70 Prozent und schließlich bis 2027 auf 100 Prozent. Das Entstehen der gerade bei den Stromerzeugern besonders hohen Windfall-Gewinne wird auf diese Weise unterbunden. Die verbleibende Gratisvergabe von Zertifikaten wird sich zudem nicht mehr an früheren Emissionen, sondern an brennstoff- und verwendungsspezifischen Benchmarks orientieren, die den jeweiligen Stand der Technik widerspiegeln.
- Anstelle der grundsätzlich manipulationsanfälligen Nationalen Allokationspläne tritt die einheitliche Festlegung einer EU-weiten Gesamtzertifikatemenge. Der Einfluss der

¹¹ Total EEX vom 25.07.2012 EU Emission Allowances/Spot auf
<http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights>.

einzelnen Regierungen auf die Allokation der in ihrem Land ausgegebenen Zertifikate wird dadurch vermieden, der Koordinierungs- und Kontrollbedarf auf EU-Ebene nimmt ab. Gleichzeitig wurde vereinbart, die verfügbare Zertifikatemenge von 2013 bis 2020 in jährlich gleichen Schritten von jeweils 1,74 % Prozent abzusenken. Die im Jahr 2020 ausgegebene Zertifikatemenge liegt dann um 21 Prozent unter der des Jahres 2005.¹² Damit wird das EU ETS mit den klimapolitischen Zielen besser in Einklang gebracht.

5.1.2 Weiterer Reformbedarf aus ökonomischer Sicht

Aus ökonomischer Sicht sind die bislang durchgeführten Reformmaßnahmen eindeutig zu begrüßen. Dass zunächst ein anderer Ansatz gewählt wurde, ist in erster Linie auf politische Gründe zurückzuführen. In einem noch unerprobten System waren die einzelnen Staaten nicht zu einem Autonomieverzicht bereit, und die betroffenen Emittenten hätten den Zertifikatehandel ohne Gratisvergabe kaum akzeptiert und durch gezielte Einflussnahme zu verhindern verstanden. Die Emittenten durch Grandfathering zunächst mit ins Boot zu holen, hat sich auch in anderen Fällen als wichtiger Erfolgsfaktor bei der Einrichtung von Emissionszertifikatemarkten erwiesen (Convery, 2009). Allerdings bleiben auch nach der umfassenden Veränderung des Designs des EU ETS zwei zentrale Hindernisse bestehen, welche die Wirksamkeit des EU ETS erheblich beeinträchtigen können: Zum einen die Segmentation in zertifikatepflichtige und nicht-zertifikatepflichtige Emittenten, zum anderen die potentiell hohe Volatilität des Zertifikatepreises und im Zusammenhang mit dieser die Unmöglichkeit einer verlässlichen Prognose des Preispfades auf längere Sicht.

5.1.2.1 *Die Ausdehnung des EU ETS auf bislang nicht erfasste Sektoren*

Das EU ETS auf alle Treibhausgasemissionen auszudehnen, ist Forderung vieler Ökonomen (vgl. etwa Böhringer und Lange, 2012; Mennel, 2012; Böhringer, 2010). In einer Rumpfversion eines EU ETS könnten, so wird argumentiert, die prinzipiellen Vorteile des Zertifikatehandels nur unvollständig genutzt werden. Gegen die Einbeziehung des Haushalts- und Verkehrssektors wird eingewandt, dass die Erfassung der großen Zahl der Emittenten in diesen Bereichen extrem hohe Transaktionskosten verursachen würde (vgl. auch Heindl, 2012), welche die Effizienzgewinne der Erweiterung des Zertifikatemarkts zunichtemachen können. Allerdings muss sich die Zertifikatepflicht nicht auf die Akteure beziehen, die Öl und Gas zur Fortbewegung oder zur Wärmegewinnung nutzen, sondern kann auch bei den Handelsunternehmen ansetzen, welche diese fossilen Energieträger vertreiben. Die administrativen Kosten bei Durchführung eines erweiterten EU ETS ließen sich mit Hilfe eines solchen Upstream-Ansatzes, der im Übrigen seit kurzem in Australien zur Anwendung kommt, erheblich senken (in diesem Sinne Parry und Pizer, 2007, dagegen allerdings Hanemann, 2009).

¹² vgl. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm.

Gegen ein alle Emissionen umfassendes Zertifikatesystem wird zudem eingewandt, dass es zu einem Konflikt mit den auf Benzin, Diesel und Erdgas erhobenen Energiesteuern käme, die in allen EU-Staaten wenn auch in unterschiedlicher Höhe erhoben werden. Auf EU-Ebene gibt es nur Mindeststeuersätze, die allerdings erheblich unter dem in Deutschland jeweils gültigen Steuersatz liegen.¹³ Die Einnahmen aus diesen Steuern tragen zur Finanzierung der nationalen Staatshaushalte in nicht unerheblichem Maße bei. In Deutschland beispielsweise machten die Einnahmen aus der Energiesteuer im Jahr 2011 mit rund 40 Mrd. Euro ca. 7 % des gesamten Steueraufkommens aus.¹⁴ Diese Steuern stellen zudem zumindest kurz- bis mittelfristig eine relativ sichere Einnahmequelle für die Staaten dar. Dieser für die staatliche Budgetplanung wichtige Vorzug ginge bei Übergang zu einem Emissionshandelssystem mit schwankenden Zertifikatepreisen verloren, was ein Hauptgrund dafür sein dürfte, dass Forderungen nach Ausdehnung des EU ETS auf politischer Ebene wenig Unterstützung finden.

Allerdings muss man sich gleichzeitig vor Augen halten, welche Nachteile eine dauerhafte Beschränkung des EU ETS auf gerade die Hälfte der CO₂-Emissionen mit sich bringt. Wird die Zweiteilung in zertifikatepflichtige und nicht-zertifikatepflichtige Emittenten akzeptiert, besteht die Gefahr, dass die Grenzvermeidungskosten in den einzelnen Bereichen auf Dauer stark auseinander fallen. Die Erreichung klimapolitischer Emissionsreduktionsziele wird dadurch teurer als nötig, was der Akzeptanz einer ambitionierten Klimapolitik in der Bevölkerung gerade auf längere Sicht nicht zuträglich ist. Allein durch die Abschaffung der Nationalen Allokationspläne wird das Problem der Aufteilung der anvisierten Gesamtemissionsmenge auf die vom Zertifikatehandel erfassten und nicht erfassten Sektoren nicht gelöst, sondern nur von den einzelnen Mitgliedsstaaten auf die Ebene der EU verlagert. Dadurch wird zwar die Möglichkeit zu strategischem Verhalten eingeschränkt, jedoch können bei einer Zentralisierung der Entscheidung über die ausgegebene Zertifikatemenge die spezifischen Bedingungen der verschiedenen Mitgliedsstaaten weniger berücksichtigt werden. Um die Abstimmung zwischen zertifikatepflichtigen und nicht-zertifikatepflichtigen

¹³ Vgl. für eine Übersicht über die in Deutschland erhobenen Energiesteuern auf Benzin und Erdgas im Vergleich zu den Vorgaben der EU:

	EU	Deutschland
Benzin unverbleit	359€/1000l	654,5-669,8 €/1000l
Benzin verbleit	421€/1000l	721 €/1000l
Erdgas	2,6 € /GJ	3,86 €/GJ

Quellen:

EU:

http://europa.eu/legislation_summaries/internal_market/single_market_for_goods/motor_vehicles/interactions_industry_policies/l27019_de.htm (Zugriff 24.09.2012);

Deutschland:

<http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Service/Glossar/Functions/glossar.html?lv2=206376&lv3=175326> (Zugriff 24.09.2012).

¹⁴ Vgl. BMF Kassenmäßige Steuereinnahmen nach Steuerarten und Gebietskörperschaften Kalenderjahr 2011,http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen_und_Steuereinnahmen/1-kassenmaessige-steuereinnahmen-nach-steuerarten-und-gebietskoerperschaften.html.

Bereichen in einer möglichst effizienten Weise vornehmen zu können, müsste die EU-Kommission über einen Informationsstand und über Informationskapazitäten verfügen, die realistischerweise kaum zu erwarten sind. Die Vermutung, dass in kleineren Einheiten bessere Zugangsmöglichkeiten zu Informationen bestehen, wird in der ökonomischen Theorie des Föderalismus traditionellerweise als wichtiger Vorzug stärker dezentralisierter Entscheidungsstrukturen angesehen. Außerhalb des EU ETS lassen sich konkrete Emissionsvermeidungsziele zudem nur wesentlich schwieriger langfristig und mit glaubhafter Bindewirkung vorgeben als innerhalb des EU ETS, bei dem angekündigte Absenkungen der jährlich zur Verfügung gestellten Zertifikatmenge diesen Zweck in transparenter Weise erfüllen. Zudem hat in dynamischer Hinsicht die Fortentwicklung der Vermeidungstechnik im nicht-zertifikatepflichtigen Bereich unter Effizienzgesichtspunkten Auswirkungen auf die Aufteilung der Vermeidungspflichten zwischen den beiden Bereichen. Wenn beispielsweise bei der Elektromobilität ein technologischer Durchbruch erzielt würde und eine zunächst unerwartete Kostensenkung einträte, könnten dafür – bei gleichem Gesamtvermeidungsziel – die Anforderungen an die Emissionsvermeidung etwa in zertifikatepflichtigen Industriebereichen abgemildert werden, was zu einer zusätzlichen Ausgabe von Zertifikaten führen müsste. Die erforderliche Anpassung an geänderte vermeidungstechnische Bedingungen steht aber nicht in Einklang mit der Fixierung der Zertifikatmenge über einen Zeitraum von mehreren Jahren, wie sie für die dritte Phase des EU ETS vorgenommen wird.

Die Schwierigkeiten, die sich im Rahmen der EU-Klimapolitik durch die Kompetenzverteilung auf die verschiedenen Ebenen ergeben, werden dadurch noch verschärft, dass ein großer Teil der Maßnahmen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen außerhalb des EU ETS auch in Zukunft von den Nationalstaaten selbstständig festgelegt und durchgeführt werden kann. Dies hat zur Konsequenz, dass nicht nur keine Angleichung der Grenzvermeidungskosten zwischen den zertifikatepflichtigen und den nicht-zertifikatepflichtigen Sektoren erreicht wird, sondern auch innerhalb der verschiedenen nicht-zertifikatepflichtigen Bereiche Differenzen in den Grenzvermeidungskosten zwischen den einzelnen Ländern auftreten. Die Gefahr einer ineffizienten Verteilung der Vermeidungsaktivitäten auf die einzelnen Emittenten wird deshalb weiter erhöht.

5.1.2.2 Ansätze zur Vermeidung starker Preisvolatilität im EU ETS

Die in der Vergangenheit stark volatile und für die Zukunft ebenso schwer prognostizierbare Entwicklung des Zertifikatepreises ist mittlerweile zu einem zentralen Kritikpunkt am EU ETS geworden. Aus den zur Diskussion stehenden Vorschlägen zur Begrenzung von Preisauschlägen in einem ETS (vgl. für einen Überblick etwa Wood und Jotzo, 2011; Grüll und Taschini, 2011) ergibt sich insbesondere, dass die eingeleitete Reform des EU ETS auch bessere Möglichkeiten schafft, Mindestpreise für Zertifikate tatsächlich durchzusetzen: Während die Gratisvergabe der Emissionsberechtigungen eine direkte Preissteuerung nicht zu lässt, erlaubt die Auktionierung der Zertifikate, die im EU ETS ab 2013 eine immer größere Rolle spielen soll, die Einführung eines Reservationspreises auf direktem Wege. In einem

Grandfathering-System bleibt im Gegensatz dazu nur der Einzug von Zertifikaten, dessen Preiswirkungen aber nicht ganz genau vorhersehbar sind und der zudem als diskretionärer Politikeingriff die langfristige Glaubwürdigkeit des Systems gefährden kann. Ein Rückkauf von Zertifikaten wäre zudem mit einer Belastung des Staatshaushalts verbunden und würde bei den Emittenten unter verteilungspolitischen Gesichtspunkten kaum akzeptable Zusatzrenten erzeugen. Für einen Mindestpreis für Treibhausgase in Form einer Steuer könnte hingegen sprechen, dass auf diese Weise die Integration der bisher vom EU ETS nicht erfassten, jedoch einer impliziten CO₂-Steuer unterliegenden Bereiche erleichtert wird. In welcher dieser Formen Preisschranken für Zertifikate auch gesetzt würden, es ließe sich mit ihrer Hilfe nicht nur die Planungsunsicherheit der Emittenten, sondern auch Einnahmeschwankungen der Staaten vermindern. Eine regelgebundene Lösung zur Abmilderung der Preisrisiken im EU ETS ist in den Plänen der EU jedoch nicht vorgesehen. Stattdessen stehen Vorschläge zur diskretionären Absenkung der Zertifikatemenge zur Debatte, wie sie insbesondere vom Europäischen Parlament formuliert worden sind.¹⁵

Allerdings werden in der Realität die Möglichkeiten zur Festlegung von Preiskorridoren dadurch erheblich eingeschränkt, dass es in einer dynamischen Welt kaum möglich ist, klare Kriterien für die Festlegung von Preisgrenzen zu finden, die über die relevanten langen Planungszeiträume Bestand haben. Zu klären ist in diesem Zusammenhang etwa, ob und wie die zwischen den einzelnen EU-Staaten abweichenden Wachstums- und Inflationsraten oder aber auch die Weltmarktpreise fossiler Energieträger bei der Fortschreibung von Mindest- und Höchstpreisen der Zertifikate berücksichtigt werden sollen. Dadurch entsteht die Gefahr, dass nicht nur vorab angekündigte konkrete Preisniveaus, sondern auch Regeln für die Indexierung der Preise nicht glaubhaft sein werden und somit ihren Zweck nicht erfüllen. Die angestrebte Verminderung der Preisrisiken auf dem Zertifikatemarkt würde dann durch ein erhöhtes politisches Risiko erkauft, das mit zunehmendem zeitlichem Abstand steigt.

Um einer möglichen Enttäuschung im Hinblick auf die Erfolgschancen längerfristiger Absicherungsstrategien zu entgehen, dürfte eine Beschränkung der damit verfolgten Ansprüche angezeigt sein. Für ein Zertifikatehandelssystem bedeutet das konkret, dass man sich bewusst auf die Fixierung von Preisschranken in einer zeitlich begrenzten Startphase beschränkt, wie dies im Rahmen des in Australien neu eingeführten Handelssystems der Fall ist. Für das schon acht Jahre existierende EU ETS kommt eine solche Rechtfertigung von Preisschranken sicher zu spät. Ebenso wenig ist die Ablösung des EU ETS durch eine EU-weite Steuer auf Treibhausgasemissionen heute noch eine realistische Alternative, so dass entsprechende Vorschläge lediglich von theoretischer Bedeutung sind.¹⁶

¹⁵ Vgl. für Informationen zu den im Umweltausschuss des Europäischen Parlaments diskutierten „set-aside“-Plänen etwa Hermann und Matthes, 2012, oder <http://www.economist.com/node/21548962>.

¹⁶ Ein Überblick zur Diskussion um die Vorteile von Mengen- im Vergleich zu Preisinstrumenten findet sich im Anhang III.1.1.

5.1.3 Verstetigung der Erwartungen im EU ETS durch Mengenvorgaben

Wenn aufgrund der oben angesprochenen Probleme über längere Zeiträume eine verlässliche Ankündigung von Preiskorridoren für Zertifikate nicht erreichbar ist, gewinnen andere Formen einer längerfristigen Bindung der Zertifikatepolitik an Bedeutung. Dazu gehört die kontinuierliche Absenkung der Zertifikatemenge in im Vorhinein fixierten Jahresschritten, wie sie im EU ETS von 2013 an stattfinden wird. Für einen solchen Ansatz lassen sich vor allem die folgenden Gründe anführen.

- Es lässt sich eine unmittelbare Kongruenz mit klimapolitisch begründeten Vermeidungszielen und eventuellen Verpflichtungen im Rahmen internationaler Klimaschutzabkommen herstellen. Die Vorgabe ist transparent und eindeutig. Deswegen ist auch die Gefahr späterer Revisionen und Manipulationen als eher gering einzuschätzen.
- Den Emittenten wird mit Vorlaufzeit durch Mengenvorgaben ein klares Signal gesetzt, wie groß der Anpassungsbedarf ist. Dass schon die Ankündigung der dritten Phase des EU ETS Verhaltensreaktionen auslöst, zeigt das KfW/ZEW CO₂-Barometer. So erklärten 25 Prozent der erfassten Firmen schon jetzt, dass sie von 2013 an Maßnahmen mit dem ausdrücklichen Ziel der Vermeidung von CO₂-Emissionen planen. Für die ersten beiden Phasen des EU ETS war eine ähnliche Wirkung dagegen nicht festzustellen (vgl. KfW/ZEW CO₂-Barometer, 2011).
- Die allmähliche und von den Akteuren antizipierte Verknappung der zulässigen Emissionsmenge befördert den klimafreundlichen technischen Fortschritt. Vorteilhaft dabei ist, dass dies in ergebnisoffener Weise geschieht, d.h. ohne Vorabfestlegung auf bereits bekannte Technologien. Die Stimulierung von Basisinnovationen, die zu einer wesentlich kostengünstigeren CO₂-Vermeidung führen können, erscheint angesichts der noch wenig ausgeloteten Potenziale in diesem Bereich in besonderem Maße geboten. Das Ziel der dynamischen Effizienz, d.h. die Schaffung von Anreizen zur Entwicklung neuer Technologien, ist gerade aus langfristiger Perspektive von hervorgehobener Bedeutung. Ob das vom EU ETS geschaffene notwendige Preisignal jedoch hinreichend für das Ziel der dynamischen Effizienz ist, wird im folgenden Abschnitt 5.1.4 kritisch hinterfragt.
- Der zurzeit zu beobachtende Preisverfall im EU ETS steht nicht in Widerspruch zu Forderungen, bei der zukünftigen Klimapolitik in der EU vorrangig auf die Mengensteuerung im Rahmen des EU ETS zu setzen. Neben den von der noch nicht überstandenen Wirtschaftskrise in vielen EU-Mitgliedsstaaten verursachten negativen Effekten auf die Zertifikatenachfrage ist auch zu bedenken, dass die in 2012 ausgegebene Zertifikatemenge nicht geringer ist als die Zertifikatemenge des Jahres 2008. Die unzureichende Festlegung und Fortentwicklung des Caps, die die Allokationswirkung des EU ETS in seinen ersten Phasen in der Tat beeinträchtigen, wird von der dritten Phase an verbessert. Abschätzungen deuten allerdings trotz der jährlichen Absenkung des Caps

auch für den Zeitraum 2013-2020 auf eine Überausstattung mit Zertifikaten hin (vgl. Hermann und Matthes, 2012).

- Dass bei völlig unerwarteten extremen Ausschlägen des Zertifikatepreises trotz der prinzipiellen Fixierung von Mengenzielen dennoch ad-hoc-Interventionen in den Zertifikatemarkt unausweichlich sein können, entspricht zum einen dem Gebot der ökonomischen Vernunft als auch der Logik des politischen Prozesses. Die Ausnahme darf allerdings nicht zur Regel werden. Die derzeitigen Versuche zur Beeinflussung des Zertifikatepreises tragen die Gefahr in sich, die dauerhafte Glaubwürdigkeit des Gesamtsystems zu unterminieren.

5.1.4 Wirkungsdefizite des EU ETS bei Implementierung der Energiewende

Da die Energiewende im Sinne der weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung primär klimapolitische Ziele verfolgt und nicht zuletzt zahlreiche Ökonomen eine klare Präferenz für das EU ETS auch im Rahmen der Umgestaltung des Energiesystems äußern (vgl. etwa Sinn, 2012), stellt es auch für die Ausgestaltung der Energiewende und diesen Bericht den Bezugspunkt dar, an dem die Wirkung und Begründung möglicher ergänzender Maßnahmen zu bewerten sind. Die Segmentierung in zertifikate- und nicht-zertifikatepflichtige Sektoren sowie der für die klimapolitischen Zielsetzungen der Energiewende zu kurzfristige Zeithorizont verhindern dabei allerdings von vorneherein, dass das EU ETS in der derzeitigen Form seiner angedachten Rolle als zentrales und möglichst alleiniges klimapolitisches Instrument gerecht zu werden verspricht. Doch auch wenn die bislang aus organisationstechnischen und politischen Gründen unvollständige Ausgestaltung des EU ETS weiter verbessert würde, bleiben auf einer wesentlich grundsätzlicheren Ebene Zweifel bestehen, ob ein ETS zur Lösung der zahlreichen, in Kapitel 2 beschriebenen, Herausforderungen der langfristigen Transformation der Energieversorgung zur weitgehenden Vermeidung von CO₂ geeignet ist. Die Wirkungsdefizite eines ETS beziehen sich auf die statische Sicht, aber wesentlich stärker noch auf die langfristig notwendige Entwicklung und Anwendung neuer Vermeidungsansätze und damit auf die dynamische Effizienz des Transformationsprozesses. Im Folgenden soll ein knapper Überblick über diese grundsätzlichen Einwände gegeben werden, eine ausführlichere Diskussion findet sich im Anhang III.1.2.

- Die grundsätzliche Idee marktwirtschaftlicher Instrumente, externe Effekte und Defizite der Marktallokation durch Einführung zusätzlicher Preissignale zu korrigieren, trägt nur dann und insoweit, wie die tatsächlichen Verhaltensreaktionen der betroffenen Akteure den Annahmen des theoretischen Idealmodells entsprechen. Gerade für komplexe Entscheidungen unter Unsicherheit, wie sie die Entwicklung und Anwendung innovativer Vermeidungsansätze zur Umsetzung der zukünftigen Emissionsziele darstellen, identifiziert die moderne verhaltensökonomische Forschung jedoch verschiedene Abweichungen von der Hypothese streng rationalen Verhaltens, die entsprechend die Anreizwirkung marktwirtschaftlicher Instrumente wie einem ETS einschränken (vgl.

etwa Shogren und Thaler, 2008). So werden derartige Entscheidungen entgegen der Erwartungsnutzentheorie vielfach im Vergleich zu einem Bezugspunkt, typischerweise dem Status Quo, getroffen. Der Status Quo wird auch übergewichtet, wenn das individuelle Entscheidungskalkül von einer besonderen Aversion gegenüber Verlusten gekennzeichnet ist (vgl. auch Greene, 2011). Im Gegensatz zu diesen verhaltenspsychologischen Gesichtspunkten, nach denen sich Individuen grundsätzlich nicht rational im Sinne der klassischen Entscheidungstheorie verhalten, geht das Konzept der sogenannten beschränkten Rationalität davon aus, dass die Individuen sich zwar grundsätzlich rational verhalten, aber aufgrund von Zeitmangel, Mangel an Mitarbeitern, eigenen Wahrnehmungsdefiziten oder der Komplexität der Entscheidungssituation nicht in der Lage sind, die verfügbaren Informationen vollständig und hinreichend genau zu erfassen (vgl. Pollitt und Shaorshadze, 2011). Verhaltensökonomische Studien zeigen überdies, dass Akteure bei Kauf- und Investitionsentscheidungen unbewusst und trotz grundsätzlich vollständiger Information bestimmten Detailinformationen oder Merkmalen keine Beachtung schenken (vgl. auch Allcott und Greenstone, 2012).

- Neben diesen verhaltensökonomischen Aspekten können weitere Erklärungsansätze dafür angeführt werden, dass nur eine eingeschränkte Wirkung des Preissignals des EU ETS zu erwarten ist. Wie auch in Abschnitt 3.4 dieser Studie gezeigt, gilt dies insbesondere im Hinblick auf Energieeffizienzmaßnahmen, für die sogar Vermeidungspotenziale ermittelt werden, die zu negativen Vermeidungskosten gehoben werden könnten (vgl. für einen Überblick etwa Gillingham et al., 2009, oder Tietenberg, 2009). Da die möglichen Gewinne aus nicht ausgeschöpften Effizienzpotenzialen letztlich ein Preissignal darstellen, sind diese weitergehenden Erklärungsansätze auch auf die allgemeine Einschätzung der Anreizwirkung eines ETS und teilweise auf sonstige Vermeidungsmaßnahmen im Rahmen der Energiewende übertragbar.

Gerade im Zusammenhang mit der zur weitgehenden CO₂-Vermeidung notwendigen umfassenden Anpassung von Produktionsstrukturen und Nutzungsgewohnheiten sowie Anwendung neuer Technologien, für die kaum Erfahrungswerte vorliegen, sollte die Bedeutung von Informationsdefiziten nicht unterschätzt werden (Hanemann, 2010, Tietenberg, 2009). Informationsdefizite können auf asymmetrischer Information zwischen dem Anbieter und Nachfrager von Vermeidungstechniken beruhen, deren Abbau hohe Transaktionskosten entgegenstehen (vgl. Schleich und Gruber, 2008). Speziell in Unternehmen können auch organisatorische Defizite verhindern, dass den Entscheidungsträgern Effizienz- und Vermeidungspotenziale bewusst werden (etwa Schleich, 2009). Zu geringe Investitionsanreize im Bereich der Energieeffizienz können daneben auf eine Principal-Agent-Problematik zurückgehen, wenn derjenige, der die Investitionsentscheidung trifft, nur indirekt von den möglichen Einsparungen durch Effizienzgewinne profitiert. Dies ist im Unternehmensbereich relevant (vgl. Schleich, 2009), das bekannteste Beispiel stellt jedoch die sogenannte Landlord-Tenant-Problematik im Gebäudebereich dar (vgl. Jaffe und Stavins, 1994b). So haben Vermie-

ter von Immobilien, wenn die unmittelbaren Effizienzgewinne allein dem Mieter in Form sinkender Energiekosten zugutekommen, nur dann einen Anreiz, in die Energieeffizienz ihrer Immobilie zu investieren, wenn und soweit sie die Investitionskosten über Aufschläge auf den Mietpreis refinanzieren können. Umgekehrt fällt es Interessenten in vielen Fällen schwer, im Voraus die Energieeffizienz verschiedener Immobilien zu vergleichen, zu bewerten und damit eine angemessene Zahlungsbereitschaft zu entwickeln (vgl. etwa Tietenberg, 2009). Schließlich sind auch Liquiditätsbeschränkungen einzelner Emittenten gerade aufgrund des hohen Kapitalbedarfs vieler Projekte und des notwendigen Anpassungsbedarfs vieler Kleinemittenten wie etwa im Gebäudebereich nicht auszuschließen. Die typischerweise längeren Refinanzierungszeiten im Energiebereich erschweren dabei die Finanzierung mit Hilfe des Kapitalmarkts.

- Die Umsetzung weitgehender CO₂-Vermeidungsziele wird nur auf Grundlage einer Vielzahl von Basisinnovationen gelingen, die neue technologische Ansätze verfolgen und wohl nur eingeschränkt auf bestehende Technologien aufbauen werden können (Hanemann, 2009). Der Kreis der einzubindenden Akteure und Sektoren wird notwendigerweise weit über die unmittelbar zertifikatepflichtigen Emittenten hinausreichen, so dass für einen erfolgreichen Innovationsprozess die Erwartungen, Interessen und Entscheidungen einer Vielzahl von Akteuren durch das Preissignal eines ETS koordiniert werden müssen, die höchstens indirekt von diesem betroffen sind. Es ist deshalb zu befürchten, dass das ETS diese Koordinationsleistung nicht oder nur unzureichend erbringen wird können (Hanemann, 2010). Allgemein kann ein ETS, das auf die Internalisierung der durch CO₂-Emissionen verursachten externen Kosten abzielt, zudem nicht den zahlreichen (positiven) externen Effekten Rechnung tragen, die im Rahmen des Innovationsprozesses bei Forschung und Entwicklung, aber auch bei Anwendung innovativer Vermeidungstechnologien entstehen und zu ineffizient geringen Anreizen zur technologischen Fortentwicklung am Markt führen (vgl. Abschnitt 2.2). Ergänzende Instrumente zur Technologieförderung sind deshalb in jedem Fall notwendig.
- Speziell im Strombereich ist zu beachten, dass mit der Vermeidung von CO₂ und damit der Verhaltensreaktion zertifikatepflichtiger Emittenten über die Nutzung einer einheitlichen Netzinfrastruktur systemweite externe Effekte verbunden sein können, wie sie etwa durch Einsatz intermittenter erneuerbarer Energietechnologien verursacht werden. Diese neu hervorgerufenen externen Effekte finden bei den vom ETS angestoßenen Anpassungsentscheidungen keine Berücksichtigung. Ebenso stellt die Versorgungssicherheit als drittes Ziel des energiepolitischen Zieldreiecks keine von einem ETS angestrebte oder erreichbare Zielsetzung dar. Im Sinne der Tinbergen-Regel ist in diesem Zusammenhang, wenn und soweit Marktversagen im Sinne externer Effekte oder eines öffentlichen Gutes vorliegt, der Einsatz zusätzlicher Instrumente gerechtfertigt. Das ETS als alleiniges Instrument zur Umgestaltung des Energiesystems löst zudem die spezielle, in Abschnitt 2.4 beschriebene, Form des Missing-Money-Problems der notwendigen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten nicht. Die Zertifikatepflicht erhöht

zwar die Grenzkosten der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken und so die erzielbaren Deckungsbeiträge in den Zeiten, in denen erneuerbaren Energien zusammen mit den preissetzenden konventionellen Kraftwerken Strom erzeugen. Allerdings trägt ein ETS nur zur relativen Besserstellung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bei, wenn und soweit die Witterungsverhältnisse ihren Einsatz überhaupt zu lassen, und macht ihre erzielbaren Deckungsbeiträge zudem nicht unabhängig von dem Merit-Order-Effekt, der dem Missing-Money-Problem zugrunde liegt.

- Auch bei optimaler Anpassung der Emittenten an das Emissionsvermeidungsziel sind die Emittenten im Rahmen eines ETS verpflichtet, für die verbleibenden Restemissionen Zertifikate zu erwerben und zu halten. Durch die aus dieser Verpflichtung resultierenden Kostenbelastungen können die internationale Konkurrenzfähigkeit der Emittenten bedroht und ein Ausleseprozess unter den heimischen Emittenten angestoßen werden, der durch die eigentlichen umweltpolitischen Ziele nicht gerechtfertigt ist (etwa auch Hanley et al., 2007).¹⁷ Die finanziellen Belastungen können zudem eine effiziente Anpassung und Entwicklung von Vermeidungsstrategien behindern, indem sie mögliche Finanzierungsrestriktionen der Emittenten bei Vermeidungsmaßnahmen verstärken oder erst hervorrufen.
- Da zur Vermeidung von CO₂-Emissionen keine End-of-Pipe-Technologien zur Verfügung stehen, sondern vielmehr grundlegend neue Ansätze entwickelt und eingesetzt werden müssen, die überwiegend nicht auf bestehenden Technologien aufbauen werden können (vgl. Hanemann, 2010), besteht insgesamt erheblicher Investitionsbedarf für Forschung und Entwicklung und zur Umgestaltung des im Energiebereich investierten Kapitalbestands. Die erforderlichen Investitionen können jedoch mit erheblichen Risiken für private Investoren verbunden sein.

Diese Risiken können sich aus der mangelnden Glaubwürdigkeit umweltpolitischer Langfristziele (vgl. oben) und der Unsicherheit über die Fortführung der Regulierung vor dem Hintergrund der Eigengesetzlichkeiten des politischen Prozesses herleiten, die für Investoren sogar ungleich schwerer zu kalkulieren sind als etwa die Unsicherheit über die technologische Entwicklung (vgl. Grubb und Newbery, 2007). Daneben führt ein ETS selbst mit der Bestimmung des Preissignals am Zertifikatemarkt und der damit einhergehenden Volatilität dieses Signals einen Unsicherheitsfaktor für die Rentabilität von Vermeidungsmaßnahmen ein. Ein ETS kann damit der Schaffung eines günstigen Investitionsklimas als Grundvoraussetzung zur erfolgreichen Gestaltung der Energiewende nur eingeschränkt Rechnung tragen.

¹⁷ Produktionskostensteigerungen durch Klima- oder Energiepolitik können zudem zu internationalen Produktionsverlagerungen führen. Erfolgen diese Produktionsverlagerungen weg von Staaten mit aktiver Klimapolitik und hin zu Staaten ohne Klimapolitik, steht der Reduktion an CO₂-Emissionen in klimapolitisch aktiven Regionen ein Emissionsanstieg im Rest der Welt entgegen, der die Vermeidungsbemühungen zumindest partiell untergräbt (sogenannte Carbon Leakage Problematik, vgl. zum Beispiel Aichele und Felbermayr, 2012, oder Copeland und Taylor, 2004).

Die besonderen Investitionsrisiken im Energiebereich hängen aber auch mit den speziellen Merkmalen der Investitionsprojekte sowie den hohen Pfad- und Systemabhängigkeiten zusammen. Viele Investitionsprojekte sind durch eine hohe Kapitalintensität geprägt, wobei die Refinanzierung hoher Anfangsinvestitionen typischerweise über einen längerfristigen Zeitraum erfolgt und damit notwendigerweise mit Unsicherheit behaftet ist. Darüber hinaus sind viele Projekte durch ein hohes Maß an Irreversibilität sowie die Tatsache gekennzeichnet, dass ihre Kapazität nicht mehr nachträglich angepasst werden kann („lumpiness“, vgl. etwa Steggals et al., 2011). Im Zusammenspiel mit den Systemabhängigkeiten besteht aus Investorensicht deshalb mit Blick auf neue Vermeidungsansätze stets die Gefahr, dass die zur Ausnutzung von Lernkurveneffekten und zur Sammlung von Erfahrungen erforderlichen frühzeitigen Investitionen in Technologien später vollständig abgeschrieben werden müssen, wenn diese von ihren technischen oder ökonomischen Merkmalen her durch spätere technologische Durchbrüche nicht mehr (oder nur eingeschränkt) mit zukünftigen attraktiveren Technologien vereinbar sind oder sich bei einer unvorhergesehenen Änderung der Rahmenbedingung als falsch dimensioniert erweisen. „Warten“ erhält so einen unter Umständen ineffizient hohen Optionswert, der die Anreizwirkung des Zertifikatepreises beschränkt. Die Investitionsrisiken können ein Ausmaß erreichen, das einzelne Investoren nicht mehr oder allein unter Forderung sehr hoher Risikoprämien zu tragen bereit sind (vgl. auch Hanemann, 2010). Damit drohen auch gesamtwirtschaftlich gewinnbringende Vermeidungsprojekte bei privaten Investoren keine Berücksichtigung mehr zu finden. Die Einführung eines Preissignals für CO₂-Emissionen mit Hilfe eines ETS kann aufgrund der zusätzlichen regulierungsbedingten Preisunsicherheit in dieser Situation wenn überhaupt nur begrenzt dazu beitragen, diese Investitionshemmisse am Markt zu beheben.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist im Zusammenhang mit den erforderlichen Investitionsanreizen zur (Weiter-)Entwicklung der Vermeidungsansätze zum einen zu beachten, dass frühzeitig hohe Zertifikatepreise Investitionen in bereits verfügbare Vermeidungstechnologien anstoßen können, die neue Pfadabhängigkeiten hervorrufen und so der Entwicklung (radikal) neuer Technologien, die langfristig geringere Kosten und höhere Vermeidungspotenziale versprechen würden, entgegenstehen können (vgl. Río Gonzales, 2004). Durch die Systemabhängigkeiten gerade im Strombereich muss heute andererseits davon ausgegangen werden, dass durch die bisherige technische Entwicklung und die Optimierung des Gesamtsystems auf überwiegend fossile Kraftwerkstechnologien über die Zeit eine technologische Lock-in-Situation hervorgerufen wurde, durch die am Anfang ihrer Entwicklung stehenden klimafreundlichen Energietechnologien zusätzlich gegenüber den bewährten Technologien benachteiligt werden (vgl. auch Abschnitt 2.2). Das „Aufbrechen“ dieser Lock-in-Situation allein mit Hilfe eines ETS würde einen stärkeren Anstieg des Zertifikatepreises voraussetzen, als er allein durch die Vermeidungsziele gerechtfertigt wäre, und so zu langfristig ineffizient hohe Wohlfahrtsverlusten in frühen Perioden führen (vgl. Acemoglu et al., 2012).

- Würde zur Umsetzung der klimapolitischen Langfristziele allein auf das EU ETS vertraut, wäre bei entsprechend langfristiger Ausgestaltung des ETS aufgrund der zukünftigen Zertifikatknappheit bereits heute mit stark steigenden Zertifikatepreisen zu rechnen. Diese Preisanstiege sind zwar als Signal ökonomisch notwendig, aber aufgrund der (zumindest kurzfristig) eingeschränkten Substituierbarkeit von Energie und der regressiven Verteilungswirkung eines Energiekostenanstiegs sehr wahrscheinlich mit erheblichen politischen Widerständen verbunden. Neben der politischen Durchsetzbarkeit erscheint ohnehin fraglich, ob politisch überhaupt die Ankündigung und Festsetzung derartig langfristiger und strenger Vermeidungsziele gelingen kann, deren Umsetzung zudem in wesentlichem Maß vom weiteren technischen Fortschritt abhängt (vgl. Helm et al., 2003; Ulph und Ulph, 2009). So kann ein Hold-up-Problem drohen, indem die Marktteilnehmer in dem Wissen, dass die Politik bei mangelnder technischer Entwicklung und längerfristig stark steigenden Vermeidungskosten sich zur Lockerung der Emissionsziele gezwungen sehen wird, unter Umständen bewusst auf die eigentlich notwendigen Investitionen in Vermeidungstechnologien verzichten (vgl. Hepburn, 2006). Allgemein ist zu beachten, dass die Glaubwürdigkeit derart langfristig angelegter politischer Maßnahmen an der dynamischen Inkonsistenz zwischen den für einen bestimmten Zeitpunkt angekündigten Vermeidungszielen und der zu diesem späteren Zeitpunkt als optimal erachteten Politik leidet (Hanemann, 2010). Gelingt eine glaubwürdige Vermittlung der langfristigen Vermeidungsziele jedoch nicht, ist von vorneherein kein effizientes Anpassungsverhalten der Emittenten zu erwarten.

5.2 Ergänzende Instrumente und Reformen im Strombereich

Schon wesentlich länger als das EU ETS existiert in Deutschland eine spezielle Förderung erneuerbarer Energien. Bereits 1991 trat das Stromeinspeisungsgesetz in Kraft, aus dem dann im Jahr 2001 das seither immer wieder reformierte Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hervorging. Das zentrale Element des EEG stellen dabei Einspeisevergütungen (siehe auch Anhang III.2.1) dar, die von Netzunternehmen an die Produzenten erneuerbarer Energien für jede ins Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde Strom unabhängig vom Großhandelspreis bezahlt werden. Die Vergütungszahlungen sind für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren fest zugesichert. Bei der Höhe der Vergütungssätze wird sowohl zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energien als auch zwischen den Zeitpunkten der Installation der Anlagen differenziert: Um den unterschiedlichen Bau- und Betriebskosten erneuerbarer Energietechnologien Rechnung zu tragen, werden kostspieligere Typen erneuerbarer Energien stärker gefördert als kostengünstigere, d.h. etwa Photovoltaik stärker als Windstrom und teilweise kleinere Anlagen höher als größere. Um durch technischen Fortschritt erreichte Kostensenkungen zu berücksichtigen und damit übermäßige Renteneinkommen bei den Anlagebetreibern zu vermeiden, erhalten später installierte Anlagen in der Regel geringere Vergütungs-

sätze, die teilweise während der Förderungsdauer, in einer im Vorhinein allerdings genau festgelegten Weise, sinken.

Die Einspeisevergütung als Preisinstrument wird ergänzt durch Auflageregelungen, die sich vorwiegend an die Netzunternehmen richten. Diese sind zum Anschluss neu errichteter Grünstrom-Anlagen verpflichtet und müssen den von diesen erzeugten Strom (zu Lasten der Produktion konventionellen Stroms) vorrangig abnehmen und weiterleiten (vgl. § 5 und § 8 EEG). Die von der Einspeisevergütung verursachten Kosten können von den Netzbetreibern direkt auf die Endverbraucher umgelegt werden. Durch einen zwischen den einzelnen Netzbetreibern gemäß § 36 EEG bestehenden Ausgleichsmechanismus wird dabei eine bundesweit einheitliche Belastung erreicht, die sich im Jahr 2012 auf 3.59 Cent/Kilowattstunde beläuft. Durch die Regelungen in §§ 41, 42 EEG sind die von der EEG-Umlage induzierten Zusatzkosten für energieintensive Industrieunternehmen und elektrisch betriebene Eisenbahnen stark begrenzt.

5.2.1 Die Kritik am EEG

Die insbesondere von Ökonomen schon seit Längerem gegen das EEG vorgebrachte Kritik hat sich in den vergangenen Jahren erheblich intensiviert. Die Einwände richten sich sowohl gegen spezifische Ausgestaltungsmerkmale als auch gegen das Zusammenwirken von EEG und EU ETS und werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt (vgl. auch die allgemeine Diskussion der Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Anhang III.2.1).

- In § 1 Abs. 1 und Abs. 2 EEG wird als konkreter Gesetzeszweck die Herbeiführung bestimmter Mindestanteilsquoten erneuerbarer Energien an der Stromversorgung und am Bruttoenergieverbrauch genannt. Insbesondere wird dort postuliert, dass erneuerbare Energien bis 2020 zu 18 % zum Bruttoenergieverbrauch und zu 35 % zur Stromversorgung in Deutschland beitragen sollen. Bis 2050 ist anvisiert, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch schrittweise auf 80 % anwachsen soll. Welche genauen Auswirkungen die garantierten Einspeisevergütungen des EEG auf die Erhöhung der Anteilsquoten hat, hängt jedoch von den im Detail kaum vorhersehbaren Verhaltensreaktionen von Energieproduzenten und -verbrauchern ab. Eine Preissteuerung, wie sie im EEG zur Anwendung kommt, stellt ganz generell nicht das geeignete Mittel dar, um Mengenziele sicher zu erreichen.¹⁸ Infofern besteht bereits ein gewisser Widerspruch zwischen den Zielen des EEG und den von ihm dazu eingesetzten Instrumenten.
- Wegen der anlagespezifischen Differenzierung der Vergütungssätze ist die Förderung durch das EEG nicht technologieneutral. Somit wird nicht dafür gesorgt, dass die angestrebten Anteile grünen Stroms auf möglichst kostengünstige Weise bereitgestellt

¹⁸ Vgl. auch die Diskussion um die spezifischen Risiken von Preis- und Mengeninstrumenten im Anhang III.1.1.

werden. Die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom durch Photovoltaik kostet zurzeit das Vierfache und durch Offshore-Windenergie das Anderthalbfache der Erzeugung durch Onshore-Windenergie. Nach den Berechnungen im technischen Teil dieses Gutachtens (vgl. Anhang II.2.1) werden sich diese Unterschiede im Lauf der Zeit zwar vermindern, sich jedoch nicht völlig einebnen. Auch auf Dauer ist zu erwarten, dass gemessen an den in Anhang II.2.1 ausgewiesenen Stromgestehungskosten insbesondere Solarstrom deutlich teurer bleiben wird als Windstrom, und zwar 2050 immer noch um ca. 150 %. Auch nach den kräftigen Kürzungen der Vergütungssätze für Solarenergie verhindert das EEG nicht, dass relativ unwirtschaftliche Formen erneuerbarer Energien zum Einsatz kommen. Das ökonomische Effizienzziel (zumindest in statischer Sicht) wird durch das EEG somit flagrant und nachhaltig verletzt. Außerdem ist realistischerweise kaum damit zu rechnen, dass der Staat bei der Auswahl der geförderten Energietechnologien und der Abstufung der Vergütungssätze die auf längere Sicht effizientesten Lösungen findet. Dies liegt zum einen an den ganz allgemein bestehenden großen Unsicherheiten bei der Einschätzung technologischer Entwicklungspotenziale, zum anderen aber auch am Einfluss von Partikularinteressen auf die politischen Entscheidungen (vgl. auch Abschnitt 2.6).

- Die Förderung der erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG orientiert sich an den Stromgestehungskosten, indem zeitunabhängige fixierte Einspeisevergütungen gewährt werden, durch die ein Ausgleich der Kostendifferenzen in der Stromproduktion zwischen erneuerbaren und konventionellen Energietechnologien hergestellt wird.¹⁹ Dadurch erhalten die Produzenten grünen Stroms jedoch weder einen Anreiz, ihr Angebot der jeweiligen Nachfrage anzupassen, noch Signale über den Wert des zu einem bestimmten Zeitpunkt eingespeisten Stroms, der sich aus dem Zusammenspiel von Nachfrage und Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten im Marktpreis widerspiegelt (zeitliche Komponente von Versorgungssicherheit, vgl. auch Joskow, 2010, oder Borenstein, 2012).

Durch die Gebundenheit an die Übertragungsinfrastruktur hängt der tatsächliche Wert des eingespeisten Stroms darüber hinaus auch von der Einspeisestelle im Versorgungssystem ab (räumliche Komponente von Versorgungssicherheit, vgl. auch Abschnitt 2.4). Stehen keine ausreichenden Übertragungskapazitäten zwischen Einspeise- und Entnahmestelle zur Verfügung, kann die Stromproduktion eines Kraftwerks nicht zur Stabilisierung der Versorgung beitragen und ist entsprechend aus Systemsicht von geringerem Wert (vgl. etwa auch Hiroux und Saguan, 2010). Im Rahmen des EEG sind die Netzbetreiber sowohl zum Anschluss aller Anlagen erneuerbarer Energien verpflichtet (§ 5 EEG) als auch zur vorrangigen Aufnahme der erzeugten Energiemengen (§ 8 EEG) – grundsätzlich völlig unabhängig davon, an welcher Stelle die Anlage errichtet wurde. Da dieser Einspeisevorrang nur in Ausnahmefällen bei gravierender Gefährdung der

¹⁹ Vgl. zur Diskussion der Stromgestehungskosten auch Abschnitt 2.5.

Systemstabilität eingeschränkt werden kann, liegt der Zwang zur Anpassung und damit zur Integration der erneuerbaren Energien allein auf Seiten der Netzbetreiber und der Betreiber konventioneller Kraftwerke. Einer drohenden Überlastung des Netzes kann entweder durch das teure Herunterfahren konventioneller Kraftwerke entgegengewirkt werden. Die dabei entstehenden Kosten bei den Kraftwerksbetreibern stellen aus ökonomischer Sicht reine externe Effekte dar. Alternativ dazu können die Netzkapazitäten soweit ausgedehnt werden, dass auch eine angebotsseitige Spitzenlast aufgenommen werden kann. Neben den Kosten für Netzertüchtigung und -ausbau fallen auf Seiten der Netzbetreiber durch die Integration der erneuerbaren Energien zudem Kosten durch einen steigenden Regelenergiebedarf an (vgl. auch dena, 2012a). Im Gegensatz zu den Belastungen der konventionellen Kraftwerksbetreiber können diese Zusatzkosten für die Netzbetreiber auf die Netzentgelte und die EEG-Umlage umgelegt werden. Weitere von den Verbrauchern zu schulternde Steigerungen des Strompreises, die sogar über die von der Einspeisevergütung verursachten Belastungseffekte hinausgehen, erscheinen deshalb wahrscheinlich. Für stromintensive Unternehmen sind allerdings auch hier weitgehende Befreiungen vorgesehen.

Durch die Verteilung dieser Kosten auf die Netzkunden (Verbraucher) sowie die Nichtberücksichtigung der externen Kosten konventioneller Kraftwerksbetreiber werden aus Investorensicht mögliche Differenzen in den Integrationskosten erneuerbarer Kraftwerke an unterschiedlichen Standorten aufgehoben. Investoren in Grünstrom-Anlagen berücksichtigen daher nicht, welche Standorte und welcher Anlagentyp mit geringeren Kosten der Integration ins Gesamtsystem verbunden sind. Auch die Netzbetreiber haben aufgrund fehlenden Eigeninteresses durch die Kostenüberwälzung und aufgrund des gesetzlichen Einspeisevorangs keinen unmittelbaren Anreiz zur Kostenminimierung im Gesamtsystem. Indem das EEG die erzielbaren Erträge an die produzierten Energiemengen knüpft, setzt es zwar einen für die klimapolitischen Zielsetzungen der Energiewende wichtigen Leistungsanreiz auf Seiten der Betreiber von Grünstrom-Anlagen, der auch die Standortwahl beeinflusst. Gerade im Hinblick auf den notwendigen Umbau der gesamten Versorgungsstruktur sollte jedoch zunehmend die Maximierung der systemweit möglichst effizient nutzbaren statt der anlagenspezifischen erneuerbaren Einspeisung im Mittelpunkt stehen. Die dazu erforderliche Koordination aller beteiligten Akteure bei der Standortwahl wird durch die weitgehend einseitige Entlastung der erneuerbaren Energien von deren Integration in das Gesamtsystem jedoch von vornherein ausgeschlossen. Zusätzlich zur Picking-Winner-Problematik (vgl. Abschnitt 2.6) droht das EEG daher auch in dieser Hinsicht keinen Beitrag zur (langfristigen) effizienten Technologiewahl der Investoren für ein jederzeit zuverlässiges Versorgungssystem zu leisten.

- Die mit der EEG-Novelle 2012 in §§ 33 a – i eingeführte Möglichkeit zur Direktvermarktung grünen Stroms wird zur Lösung dieser Probleme als nicht geeignet angesehen, weil durch die optionale Marktprämie (gemäß § 33 g und § 33 h EEG) nur ein unzurei-

chender Anreiz für einen Einspeiseverzicht geschaffen wird. Zudem verursacht diese Regelung einen zusätzlichen Anstieg der EEG-Umlage und damit des Strompreises, der mit keinerlei positiven Impulsen beim Ausbau erneuerbarer Energien verbunden ist (vgl. zu diesem Einwand etwa Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012, S. 17). Kritisch angemerkt wird weiterhin, dass Wind- und Solarenergie nicht in der gleichen Weise regelbar sind wie konventionelle Kraftwerke (oder auch Biomasse-Kraftwerke), so dass zu einer effizienten Marktintegration der Grünstrom-Produzenten ein wesentlich grundlegenderer und auf das gesamte Versorgungssystem bezogener Ansatz erforderlich wäre (vgl. oben).

- Die Form der Finanzierung der EEG-Förderung hat Verteilungswirkungen, die im Hinblick auf das Ziel soziale Gerechtigkeit als negativ zu beurteilen sind. Faktisch entspricht die EEG-Umlage einer in ihrer Höhe variablen (und nicht unmittelbar vom Parlament beschlossenen) Mengensteuer auf Elektrizität, die zur Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/Kilowattstunde²⁰ hinzutritt. Da der Stromverbrauch aber mit der Einkommenshöhe eines Haushalts nur unterproportional wächst, werden einkommensschwächere Haushalte relativ stärker belastet als einkommensstärkere. Ähnlich wie zahlreiche andere spezielle Verbrauchsteuern (wie etwa die Tabaksteuer) führt die EEG-Umlage somit zu einer regressiven Verteilungswirkung (vgl. auch Löschel et al., 2012).

Dieser distributive Effekt, der durch die den stromintensiven Unternehmen gewährten Vergünstigungen sogar noch verstärkt wird, ließe sich vermeiden, wenn die Differenzkosten zwischen der Einspeisevergütung und dem am Spotmarkt erzielten Strompreis nicht über eine Erhöhung des Strompreises, sondern aus allgemeinen Steuermitteln finanziert würde. Durch eine entsprechende Gestaltung der Einkommensteuer (Änderung der Steuertarifs und dessen Progression) und/oder der vermögensbezogenen Steuern (Erbschaftsteuer, Grundsteuer) wäre es prinzipiell möglich, die Förderung erneuerbarer Energien sozial ausgewogener zu gestalten, wobei allerdings Wohlfahrtsverluste infolge steuerlich bedingter Disincentive-Wirkungen und den damit verbundenen Zusatzlasten (Excess Burdens) der Besteuerung zu beachten sind.

Für eine Steuerfinanzierung der Grünstrom-Förderung könnte darüber hinaus sprechen, dass die vom EEG belasteten Stromverbraucher nicht als die primären Nutzer der Transformation des Energieversorgungssystems anzusehen sind. Vielmehr stellt der Schutz des Klimas ein öffentliches Gut dar, das a priori keiner speziellen Bevölkerungsgruppe mehr als einer anderen zugutekommt. In dieser Hinsicht erscheint die Belastung der Stromkunden mit der EEG-Umlage aus der Perspektive des Nutznießerprinzips als ungerecht. Wegen der mangelnden Gruppennützlichkeit des Gesetzeszwecks wird die Finanzierung des EEG – ähnlich wie der vom Bundesverfassungsgericht schon

²⁰ Vgl. dazu die Angaben des Bundesfinanzministeriums unter:

<http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Service/Glossar/Functions/glossar.html?lv2=206400&lv3=175958> (Zugriff 24.09.2012).

1994²¹ als verfassungswidrig erkannte Kohlepennig – von manchen Juristen sogar als nicht grundgesetzkonform angesehen.²²

Allerdings würde die Steuerfinanzierung der Subventionen für erneuerbare Energien zusätzliche Risiken für den Staatshaushalt schaffen, weil dann kein automatisches Verfahren mehr dafür sorgt, dass ein Mehrbedarf an Subventionen immer durch zusätzliche Einnahmen gedeckt wird (vgl. auch Couture und Gagnon, 2009). Im Hinblick auf die auf der Verwendungsseite der EEG-Subventionen entstehenden Verteilungseffekte ist anzumerken, dass die Subventionierung von Photovoltaik auf Hausdächern zwar nicht den großen Stromkonzernen nützt, aber mit den Immobilienbesitzern tendenziell einer wohlhabenderen Bevölkerungsschicht.

- Vor dem Hintergrund der Existenz des EU ETS mit seinen festen Emissionsobergrenzen wird eingewandt, dass das EEG ökologisch wirkungslos und redundant sei (vgl. bereits Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004). Es ist zwar im Prinzip vorgesehen, bei der Festlegung der Emissionsmenge im EU ETS die nationalen Ausbaupläne für erneuerbare Energien zu berücksichtigen. Zur systematischen Verzahnung der beiden Anreizsysteme müsste der Emissions-Cap jedoch kontinuierlich an die mit Hilfe des EEG tatsächlich erreichten Erfolge bei der Einsparung von CO₂ angepasst werden. Aufgrund der komplexen Abstimmungsprozesse auf EU Ebene wäre eine solche permanente Nachjustierung der Zertifikatenumenge allerdings nur schwer durchführbar. Zudem würde die Signalfunktion, die von einem über einen längeren Zeitraum fixierten Pfad für die ausgegebenen Zertifikatenumengen ausgeht, beeinträchtigt. Das EU ETS als Gesamtsystem könnte dadurch an Glaubwürdigkeit einbüßen.
- Das Zusammenwirken von EEG und EU ETS lässt darüber hinaus beträchtliche Effizienzverluste bei der CO₂-Vermeidung erwarten. Zum einen hat die Subventionierung grünen Stroms einen dämpfenden Effekt auf den Zertifikatepreis, so dass dessen im Hinblick auf die angestrebten Verhaltensanreize zu geringe Höhe durch die komplementäre Förderung erneuerbarer Energien teilweise ausgemacht ist (vgl. auch Böhringer et al., 2009). Aus nationaler Perspektive hat die Senkung des Zertifikatepreises zudem zur Folge, dass die in Deutschland vorgenommene Förderung ausländischen CO₂-Emittenten zugutekommt, weil deren Ausgaben für den Erwerb von Zertifikaten sinken. Durch den im EU ETS ab 2013 anstehenden Übergang zu einer vermehrten Auktionierung der Zertifikate wird dieser Effekt zusätzlich an Bedeutung gewinnen. Zum anderen wird bei einer speziellen Förderpolitik für erneuerbare Ener-

²¹ Vgl. Urteil BVerfG Entscheidung vom 11.10.1994 (2 BvR 633/86)

http://www.ejura-examensexpress.de/online-kurs/entsch_show_neu.php?Alp=1&dok_id=854.

²² Vgl. zu dieser Position das Gutachten von Prof. Gerrit Manssen im Auftrag des Gesamtverbands Textil und Mode

(<http://www.welt.de/wirtschaft/article13902736/Das-Oekostrom-Gesetz-ist-verfassungswidrig.html>;
<http://www.textil-mode.de/deutsch/Themen/Presse/Das-EEG-verfassungswidrig-was bedeutet-das-E4077.htm>).

gien eine Angleichung der Grenzvermeidungskosten für THG-Emissionen unter dem EU ETS nicht zustande kommen, selbst wenn in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten eine jeweils einheitliche Förderung der verschiedenen Typen erneuerbarer Energien vorgenommen würde. Die angestrebte Minimierung der Vermeidungskosten wird dann nicht erreicht, und ein Hauptziel des Zertifikatehandels wird verfehlt. Die Heterogenität der nationalen Förderpolitiken erhöht den Effizienzverlust zusätzlich. Einer Harmonisierung stehen jedoch nicht nur unterschiedliche nationale Interessen entgegen, sondern – im Sinne von Pfadabhängigkeit – auch das natürliche Beharrungsvermögen der zwischenzeitlich auf einzelstaatlicher Ebene eingeführten Subventionssysteme (vgl. zur Chancen und Hindernissen einer europaweit harmonisierten Förderpolitik auch Abschnitt 5.2.5).

Aus der Kritik am EEG lassen sich unterschiedliche Schlussfolgerungen ziehen. So kann im Extrem gefordert werden, das EEG gänzlich abzuschaffen und die Aufgabe der CO₂-Minderung vollständig dem EU ETS zu überlassen. Für eine solche radikale Lösung spricht, dass das Zusammenspiel von EEG und EU ETS in der Tat zu einer kaum mehr durchschaubaren Komplexität der Regelungen führt, welche ökonomisch effiziente Anpassungsentscheidungen extrem erschwert. Ein gemäß den Vorgaben der Umweltökonomie ausgestaltetes Zertifikatesystem als alleiniges klimapolitisches Instrument hätte zudem den Vorzug der Einfachheit und Transparenz. Allerdings ist, wie in Abschnitt 5.1.4 ausgeführt, kaum damit zu rechnen, dass ein unter den Bedingungen der Realität gestaltetes ETS vor dem Hintergrund der besonderen Herausforderungen in der Energie- und insbesondere Stromversorgung in seiner Wirkung tatsächlich den Lehrbuchkonzepten entspricht. Im Hinblick auf den längerfristigen Erfolg der Klimapolitik erscheint es deshalb als riskant, allein auf den Zertifikatehandel zu setzen.

5.2.2 Alternative Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien

Wenn, wie im Energiekonzept, Zeitpfade für den Ausbau der verschiedenen Arten erneuerbarer Energien politisch vorgegeben sind, lassen sich verschiedene Förderinstrumente einsetzen, die sich in unterschiedlichem Maße an marktwirtschaftlichen Prinzipien orientieren.

In einer stark an das jetzige EEG angelehnten Variante bleibt es bei vom Staat festgelegten Vergütungssätzen, die den Anlagebetreibern über einen bestimmten Zeitraum garantiert werden. Um ein solches Förderverfahren mit den vorgegebenen Mengenzielen in Einklang zu bringen und das Subventionsvolumen zu begrenzen, kann man die förderungsfähige Kapazitätsmenge von vornherein deckeln, was faktisch zu einer wenig effizienten Subventionierung nach dem Windhundverfahren führt. Mit allerdings unsicherer Mengenwirkung kann aber auch die Höhe der Vergütung mit der bereits zugebauten Kapazität abgeschmolzen werden, so dass der Anreiz für den Bau weiterer Anlagen abgeschwächt wird. Zur Kappung der über-

bordenden Solarförderung kommen mittlerweile in Deutschland beide Verfahren zur Anwendung: Durch Beschluss vom 27.06.2012²³ wird die insgesamt zu fördernde Photovoltaik-Kapazität auf 52 GW beschränkt, und ein „atmender Deckel“ zur Flexibilisierung der Vergütungssätze in diesem Bereich war schon Ende 2011 eingeführt worden (vgl. § 20a EEG). Auf diese Weise soll eine zu starke Belastung der Stromkunden bzw. der Steuerzahler vermieden werden. Bei einer flexiblen Deckelung könnte ein Überschießen der in einem Jahr neu geschaffenen Kapazität leicht in Kauf genommen werden, wenn im Gegenzug die in den nachfolgenden Perioden neu installierte Kapazität in entsprechendem Umfang abgesenkt wird.

Unabhängig von der genauen Ausgestaltung dieser Verfahren wäre genau wie heute jedoch eine staatliche Festsetzung der Höhe der gewährten Einspeisevergütung erforderlich. Dabei ist zu prüfen, ob die entsprechenden Entscheidungen dauerhaft durch parlamentarische Gesetzgebungsverfahren, d.h. durch immer wiederkehrende EEG-Novellen, getroffen werden sollten. Wenn Ausbauziele für die erneuerbaren Energien durch die Volksvertretung legitimiert sind, handelt es sich bei der Bestimmung der Vergütungssätze allerdings um eine reine Sachentscheidung auf der Instrumentenebene, d.h. darum, durch Ermittlung der passenden Preise für die Erreichung der Mengenziele zu sorgen und in diesem Sinne sowohl eine Unter- als auch eine Überförderung zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist es nicht ersichtlich, inwieweit die Behandlung dieser Fragen im parlamentarischen Prozess zur Verbesserung der Entscheidungen beitragen kann.

Eindeutige Vorgaben und Kriterien für diese auf administrativer Ebene zu treffenden Entscheidungen über die Förderhöhe wären schon aus Gründen der Transparenz wünschenswert. Solange sich die Kosten für die Beschaffung und den Betrieb von Grünstrom-Anlagen aber nicht objektiv und präzise beobachten lassen, sind eindeutige Richtlinien nur schwer formulierbar. Dieses Hindernis verliert im Zuge der mit der zunehmenden internationalen Verbreitung erneuerbarer Energien einhergehenden Bildung von Weltmarktpreisen für Windturbinen und Solarstrompanels zwar an Bedeutung. Bei noch unausgereiften Technologien wie v.a. der Offshore-Windenergie ist eine solche Entwicklung in näherer Zukunft jedoch eher unwahrscheinlich. Gerade bei dieser Technologie ist auch zu fragen, inwieweit sich – angesichts der Höhe und des Risikos der erforderlichen Investitionen – die üblichen Einspeisevergütungen überhaupt als Hauptsäule der Förderung eignen (vgl. auch Anhang II.2.1.2.1). So sind anders als etwa bei Photovoltaik oder Onshore-Wind bereits Errichtung und Netzanschluss von Offshore-Windparks mit erheblichen technischen Herausforderungen und Risiken verbunden, die in der auf die spätere Stromerzeugung bezogenen staatlichen Förderung über Einspeisevergütungen Berücksichtigung finden können. Allein dadurch aber, dass der größte Teil dieser Förderung erst mit zeitlicher Verzögerung nach Fertigstellung und Inbetriebnahme der Anlagen gewährt wird und zuvor die Risiken bei Errichtung und Inbetriebnahme entsprechend weitgehend auf Seiten der Investoren verbleiben, kommt es aus

²³ Vgl. die Einigung zur Reform der Photovoltaikförderung im Vermittlungsausschuss, http://www.bmu.de/energiewende_aktuell/content/48894.php.

Sicht potentieller Investoren zu einer Erhöhung des Risikos bei Investitionen in Offshore-Windanlagen. Verhandlungen zwischen den Projektträgern und dem Staat über eine angemessene Höhe der Förderung werden zudem verkompliziert, wenn erst die in weiterer Zukunft anfallenden Zahlungen ein zentrales Objekt der Verhandlungen darstellen.

Wenn – wie in diesem Abschnitt angenommen und im Gesetzeszweck des EEG angeführt – Mengenziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien die Grundlage der Förderpolitik bilden, liegt es nahe, statt einer Preis- eine Mengensteuerung heranzuziehen. Bei einer derartigen Fundamentalreform des Förderverfahrens könnte zudem, im Gegensatz zu einer Weiterentwicklung des EEG im bisherigen Stil, marktwirtschaftlichen Elementen in erheblich stärkerem Maße Raum gegeben werden, indem die Vergabe der Fördermittel mit Hilfe eines Auktionsverfahrens erfolgt. Dabei würden solange Kapazitätsmengen in einem Auktionsverfahren um die Höhe der staatlichen Förderung ausgeschrieben und mit hinreichend langer Vorlaufzeit an die Gewinner der Auktion vergeben, bis die installierte erneuerbare Erzeugungsleistung den Umfang erreicht, der für die als Anteile am (Brutto-)Stromverbrauch definierten Mengen- bzw. Ausbauziele als notwendig angesehen wird (vgl. auch Lesser und Su, 2008). Die Ausschreibung könnte technologienneutral oder differenziert nach den unterschiedlichen erneuerbaren Energietechnologien erfolgen, je nachdem, ob ein verstärkter Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und ein, zumindest in statischer Sicht, möglichst kosteneffizienter Aufbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten angestrebt wird, oder das Motiv der Förderung bestimmter, noch nicht ausgereifter, Technologien für ein zukünftiges erneuerbares Versorgungssystem im Vordergrund steht.

Bei Wahl der Auktionsparameter existieren verschiedene Optionen. So können sich die Gebote der potentiellen Anlagebetreiber auf feste Vergütungssätze oder Marktprämien im Sinne von Zuschlägen zum Spotmarktpreis für den später abgegebenen Strom (vgl. Anhang III.2.1) beziehen, die den Gewinnern der Auktion dann wiederum für eine vorab fixierte Zeitdauer gewährt würden. Darüber hinaus könnte man auch Vorabzahlungen (Up-Front-Payments) für die Schaffung der neuen Grünstrom-Kapazität zum Gegenstand der Auktionen machen. Im Detail ließen sich verschiedene Ausgestaltungsvarianten dieses Auktionsmodells insbesondere dahingehend unterscheiden, welches Gewicht der leistungsabhängigen und der fixen Angebotskomponente jeweils gegeben wird und – beim Marktprämienmodell – zu welchen Teilen der eingespeiste Strom durch Marktpreise vergütet wird. Durch Einbeziehung einer Up-Front-Komponente in das Auktionsverfahren wird es möglich, das etwa bei Offshore-Windanlagen von den privaten Investoren zu tragende Risiko bis zur Inbetriebnahme zu vermindern, so dass die von ihnen geforderten Risikoprämien sinken. Auch dadurch werden günstigere Konditionen bei der Finanzierung von Investitionen in Grünstrom-Anlagen möglich und das erforderliche Subventionsvolumen sinkt.

Der entscheidende Vorteil von Versteigerungen im Vergleich zur administrativen Festlegung der Preise liegt jedoch ganz generell darin, dass der Staat auf eine kaum präzise mögliche Abschätzung der längerfristigen Kostenentwicklung der zu fördernden Technologien verzichten kann. Für diese wäre er in jedem Fall in gewissem Umfang auf Informationen seitens der

Produzenten dieser Technologien angewiesen, bei denen aber ein strategischer Anreiz zur verzerrten Angabe der Informationen besteht. Dieser Anreiz wird durch den Einsatz von Auktionen unterbunden und stattdessen das Eigeninteresse der Auktionsteilnehmer an einem „truthful bidding“ stimuliert (vgl. hierzu Lesser und Su, 2008, S. 988), so dass die Politik viel weniger als bei der Fixierung von Vergütungssätzen mit den Problemen asymmetrischer Information konfrontiert ist und damit insbesondere die Gefahr einer Überförderung vermindert wird. Durch die Ausschreibung bestimmter Kapazitätsmengen ist zudem eine exakte Mengensteuerung des Kapazitätszubaus möglich.

Ein besonders prominentes mengenorientiertes Förderverfahren, das marktwirtschaftlichen Elementen und dem Wettbewerb um die geeignetsten Energietechnologien noch mehr Raum gibt als das Auktionsmodell, stellen Grünstrom-Zertifikatemarkte dar, wie sie in einigen anderen europäischen Ländern und v.a. zahlreichen Bundesstaaten der USA bereits zur Anwendung kommen (vgl. etwa Schmalensee, 2012; Batlle et al., 2012; Canton und Lindén, 2010) und von verschiedener Seite auch für Deutschland vorgeschlagen werden (vgl. hierzu v.a. Monopolkommission, 2011, und Sachverständigenrat, 2011). Die Rolle des Staates beschränkt sich dabei auf die Vorgabe an die Energieversorger, dass ein bestimmter Anteil am verbrauchten Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammen muss. Für die einzelnen Energieversorger bedeutet das aber nicht, dass der von ihnen verkaufte Strom genau diesen Grünstrom-Anteil erhalten muss. Vielmehr müssen sie nur eine entsprechende Menge an Grünstrom-Zertifikaten nachweisen, die von den Produzenten erneuerbarer Energien generiert und dann am Grünstrom-Zertifikatemarkt gehandelt werden. Die auf diese Weise zu stande kommende Entkopplung zwischen individuellen und aggregierten Grünstromanteilen verschafft den Versorgungsunternehmen Flexibilität bei der Bereitstellung von Elektrizität und ermöglicht so Kosteneinsparungen. Die Grünstromproduzenten erhalten durch den Verkauf der Zertifikate zusätzlich zu ihren Spotmarkterlösen eine zweite Einnahmequelle, deren Höhe im Gegensatz zum Prämienmodell nicht im Voraus bestimmt wird und im Zeitverlauf schwanken kann (vgl. zur genauen Darstellung von Grünstrom-Zertifikatemarkten etwa auch Morthorst, 2000).

Mit Hilfe dieses alternativen Ansatzes zur Förderung erneuerbarer Energien können einige der zentralen Mängel des EEG unmittelbar behoben werden: Angestrebte Grünstrom-Quoten lassen sich als Mengenziele direkt vorgeben, ohne den Umweg über eine in ihrer Mengenwirkung unvermeidbar unscharfe Preissteuerung beschreiten zu müssen. Die zu kostenintensiven Formen erneuerbarer Energien erhalten von vornehmerein keine Chance, sich im Grünstrom-Wettbewerb zu behaupten. Im Gegensatz zum Auktionsmodell kann der Staat auch darauf verzichten, konkrete Kapazitätsziele für den gesamten Kraftwerkspark und/oder einzelne Erzeugungstechnologien zu setzen. Derartige Kapazitätsziele stellen gerade bei erneuerbaren Energien aufgrund der Schwankungen im natürlichen Dargebot sowie Fragen der Systemintegration und des technischen Fortschritts nur eine sehr indirekte Form der Mengensteuerung für die an der tatsächlichen Nutzung orientierten Ausbauziele der Energiewende dar. Die Abschätzung und Festlegung einer für die Ausbauziele angemessenen

erneuerbaren Gesamtkapazität im Kraftwerkspark wäre im Auktionsmodell deshalb nur mit relativ hoher Unsicherheit möglich. Der Grünstrom-Zertifikateansatz sichert hingegen unmittelbar und allein die Einhaltung der eigentlichen Zielvorgaben, während sich der Umfang der Erzeugungskapazitäten aus den Anpassungsentscheidungen der Marktteilnehmer ergibt.

Darüber hinaus verlieren einige der zahlreichen Schwierigkeiten, die sich beim Einsatz von Grünstrom-Zertifikaten ergeben können (vgl. zu deren allgemeinen Diskussion den Anhang III.2.1.1), bei fortschreitendem technologischen Entwicklungsstand im Bereich erneuerbarer Energien an Bedeutung. Durch den bereits erreichten höheren Reifegrad von Technologien sinkt das technische Risiko der Anlagebetreiber, so dass sie besser in der Lage sind, das Preisrisiko auf dem Grünstrom-Zertifikatemarkt zu tragen. Zudem hat bei erneuerbaren Energien (wie zurzeit vor allem bei der Onshore-Windenergie), die schon jetzt einen relativ hohen Entwicklungsstand erreicht haben, die Förderung der weiteren technologischen Entwicklung als Subventionsmotiv heute naturgemäß nicht mehr den gleichen Stellenwert wie in der Anfangsphase. Wenn anspruchsvolle Ausbauziele für Kapazitätsmengen erneuerbarer Energien in den Vordergrund treten, gewinnt demgegenüber das Ziel der möglichst kostengünstigen Bereitstellung der benötigten Kapazitäten erheblich an Gewicht. In dieser Hinsicht wird, gerade weil das EEG in seiner bisherigen Form die von ihm intendierten Lerneffekte entfaltet hat, in der nächsten Phase die Umstellung auf ein stärker am Ziel der Kosteneffizienz ausgerichtetes Förderverfahren möglich und aus ökonomischer Sicht auch sinnvoll. Die aus ökonomischer Sicht angemessene Form der Förderung erneuerbarer Energien ist eben nicht zeitunabhängig, sondern variiert mit der jeweiligen Phase der Technologieentwicklung. Aus dieser Perspektive verliert der Konflikt zwischen den Befürwortern von Einspeisetarifen und denen von Grünstrom-Zertifikaten erheblich an Schärfe (vgl. zu diesem aus der Innovationstheorie vertrauten Argument Midttun und Gautesen, 2007, sowie Fischer und Preonas, 2010).

Dem Nachteil, den noch unausgereifte im Vergleich zu weiter entwickelten Technologien nach Übergang zur Grünstrom-Zertifikatelösung zwangsläufig erleiden, müsste durch spezielle Verfahren sowie durch direkte F&E-Förderung Rechnung getragen werden. Zur Förderung der Anwendung dieser Technologien wäre etwa die Aufwertung der diesen Technologien zugewiesenen Zertifikate im Rahmen des im Anhang III.2.1 erörterten Banding-Ansatzes zu erwägen oder auch im Sinne eines „Hybrid-Ansatzes“ (vgl. etwa Canton und Lindén, 2010, oder auch Bieberbach et al., 2012) deren gesonderte bzw. zusätzliche Förderung über Einspeisetarife oder -prämien. Letztere könnte dabei auch von den einzelnen Mitgliedsstaaten autonom vorgenommen werden. In jedem Fall sollte eine derartige ergänzende Förderung jedoch nicht flächendeckend, sondern dem Motiv der Forschungsförderung entsprechend lediglich für begrenzte Erzeugungskapazitäten erfolgen. Die Einführung von Grünstrom-Zertifikaten hätte in diesem Zusammenhang den grundsätzlichen Vorteil, dass deutlicher als bisher zwischen dem Ziel des Kapazitätsausbaus bei erneuerbaren Energien auf der einen und dem Ziel der Förderung des umweltfreundlichen technischen Fortschritts in diesem Bereich auf der anderen Seite unterschieden werden müsste.

Zudem liefert die Grünstrom-Zertifikatelösung Ansatzpunkte für eine europaweite Förderpolitik, die den geografisch höchst unterschiedlichen Bedingungen bei der Erzeugung von Grünstrom (z.B. billiger Windstrom aus den windreichen Küstenregionen in Dänemark, billiger Solarstrom aus den sonnenreichen Regionen Südspaniens, vgl. auch Abschnitt 4.7) Rechnung trägt. Die Versorgungsunternehmen hätten dann sowohl den Anreiz als auch die Möglichkeit, sich europaweit die Anbieter zu suchen, die Strom aus erneuerbaren Quellen zu den geringsten Preisen zu liefern in der Lage sind. Durch die auf europäischer Ebene erheblich größere Zahl der Anbieter würde sich der Wettbewerb auf dem Grünstrom-Markt intensivieren, was über die geografisch bedingten Kostenvorteile hinaus weitere Effizienzgewinne, aber auch eine Verstetigung des Grünstrom-Zertifikatepreises erwarten lässt.

Zu beachten ist allerdings, dass es dabei zu einer Verschärfung der mit der Grünstrom-Zertifikatelösung verbundenen Probleme kommen kann. Gerade wegen der höchst unterschiedlichen Bedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien in den einzelnen europäischen Ländern würden bei einem europaweiten Grünstrom-Zertifikatemarkt an inframarginale Anbieter hohe Renten fließen (wenn in den besonders geeigneten Regionen nicht ausreichende Erzeugungskapazitäten installiert werden können bzw. erhebliche Einschränkungen bei der europaweiten Übertragungsinfrastruktur vorliegen).²⁴ Zudem wird befürchtet, dass die mit Grünstrom-Zertifikaten verbundene Bevorzugung schon ausgereifter Technologien dazu führt, dass sich – ohne begleitende Fördermaßnahmen etwa im F&E-Bereich – die Industrieunternehmen in der EU von der Entwicklung innovativer Zukunftstechnologien im Bereich erneuerbarer Energien und damit von einem für die längerfristige Wachstumsdynamik eventuell höchst bedeutsamen Technologiesektor verabschieden werden. Um die angestrebten Effizienzwirkungen tatsächlich realisieren zu können, müsste darüber hinaus die Einführung eines europäischen Grünstrom-Zertifikatemarktes von einer Angleichung zahlreicher anderer Regulierungen des Energiesektors in den EU-Staaten begleitet werden, mit der realistischerweise nicht zu rechnen ist (vgl. auch Abschnitt 5.2.5, oder zu diesen Argumenten auch Jacobsson et al., 2009, S. 2145).

5.2.3 Bestimmung der Ausbauziele für verschiedene erneuerbare Energien als langfristige Aufgabe der Förderpolitik

Bei der bisherigen Betrachtung war unterstellt worden, dass die Ausbauziele für die einzelnen Formen erneuerbaren Energien politisch vorgegeben sind und festliegen. Wenn aber stattdessen vom übergeordneten klimapolitischen Ziel der Vermeidung einer bestimmten CO₂-Menge ausgegangen wird, ist auf einer wesentlich grundsätzlicheren Ebene zu fragen, wie und nach welchen Kriterien die Aufteilung der anzustrebenden Gesamtkapazität für erneuerbare Energien auf die einzelnen Grünstrom-Energieträger erfolgen sollte und welche Konsequenzen sich für die Gestaltung der Förderpolitik ergeben. Wenn etwa das Ziel der

²⁴ Vgl. zu diesem Einwand auch die abweichende Meinung von Prof. Bofinger in Sachverständigenrat (2011).

statischen Kosteneffizienz zugrunde gelegt wird, führt der in Abschnitt 5.2.2 behandelte Grünstrom-Zertifikatemarkt zu einem in dieser Hinsicht zumindest kurzfristig optimalen Grünstrom-Portfolio.

Allerdings greift – wie bereits erläutert – dieser Ansatz insofern zu kurz, als er auf die höchst unterschiedlichen technologische Entwicklungs- und Kostensenkungspotenziale der einzelnen erneuerbaren Energien keinerlei Rücksicht nimmt. Im Gegensatz zur statischen Kosten effizienz lässt sich dieser zukunftsorientierte Aspekt der Förderung erneuerbarer Energien aber nur wesentlich schwerer in konkrete Zielvorgaben umsetzen. Im Folgenden sollen einige Herausforderungen identifiziert werden, mit denen die Politik in diesem Zusammenhang konfrontiert ist.

Die energietechnische Analyse in Anhang II.2.1.3.4 dieses Gutachtens zeigt, dass Onshore-Windenergie zumindest mittelfristig die, nach den Stromgestehungskosten beurteilt, kostengünstigste Form erneuerbarer Energien bleiben wird und dass ihr in Deutschland vorhandenes Potenzial zur Deckung des deutschen Strombedarfs prinzipiell auch ausreicht.²⁵ Lediglich bei der Offshore-Windenergie sind auf lange Sicht leicht niedrigere Gestehungspreise zu erwarten, wobei die entsprechenden Prognosen notwendigerweise höchst spekulativ bleiben müssen (und die ohnehin nur geringen Unterschiede bei den Stromgestehungskosten zwischen On- und Offshore-Wind von den höheren Anschlusskosten für Offshore-Windparks überkompensiert werden können). Aus dieser Perspektive läge es nahe, sich bei der Förderung erneuerbarer Energien zunächst auf die Onshore-Windenergie zu konzentrieren: Die Nutzungsbedingungen für die Photovoltaik sind in Deutschland wesentlich ungünstiger als in den sonnenreichen Ländern des Südens (vgl. auch Abschnitt 4.7), und die Kosten für die Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee und deren Anschluss an das Elektrizitätsnetz sind wegen des – aus Naturschutzgründen erforderlichen – großen Küstenabstands wesentlich höher als etwa in Großbritannien.

Die Kostenvorteile der Onshore-Windenergie sind im Prinzip auch ohne Einführung eines Grünstrom-Zertifikatemarkts eindeutig zu erkennen. Ein wichtiger Vorteil von Grünstrom-Zertifikaten wäre dennoch, dass sie automatisch für die Durchsetzung der kosteneffizienten Lösung sorgen und wiederkehrende politische Anpassungsentscheidungen überflüssig machen helfen. Die anderen Grünstrom-Varianten, wie Wasserkraft, Biomasse und Geothermie, werden aufgrund unzureichender natürlicher Potenziale ohnehin, wie aus Abschnitt 3.2 oder Anhang II.2.1.2.1 hervorgeht, auch auf lange Sicht nicht in der Lage sein, einen tragenden

²⁵ Nach Fraunhofer IWES (2012) würde in einer Überslagsrechnung die Nutzung von etwa 2 % der in Deutschland verfügbaren Flächen für Onshore-Windenergieanlagen genügen, um 390 TWh Strom produzieren und damit etwa 65 % des Bruttostromverbrauchs von 603 TWh des Jahres 2010 decken zu können. Sinkt der Bruttostromverbrauch in Deutschland, wie auch in Abschnitt 3.2 angenommen, bis zum Jahr 2050 auf 500 TWh, könnten daher allein mit Hilfe der Onshore-Windenergie und Nutzung von 2 % der verfügbaren Flächen nahezu 80 % des Stromverbrauchs gedeckt werden. Insbesondere die Speicherproblematik des fluktuiierenden Windstroms bleibt bei dieser Betrachtung aggregierter Strommengen jedoch unberücksichtigt (vgl. auch Abschnitt 3.2).

Pfeiler der Energieversorgung in Deutschland bilden zu können, so dass deren Kostenentwicklung im Hinblick auf die Transformation des gesamten Energiesystems nur von eingeschränkter Bedeutung ist.

Diese am Kriterium der statischen Kosteneffizienz orientierte Argumentation schließt natürlich nicht aus, dass sich eine Diversifikationsstrategie bei der Förderpolitik erneuerbarer Energien auf der Grundlage anderer Ziele rechtfertigen lässt. Die in diesem Zusammenhang üblicherweise angeführten Begründungen müssen aber einer kritischen Betrachtung unterzogen werden.

Die wichtigste Rechtfertigung für die Subventionierung der Photovoltaik basiert auf dem Argument, diese Technologie durch Förderung ihrer Anwendung und Diffusion wettbewerbsfähiger zu machen und auf diese Weise den klimafreundlichen technischen Fortschritt voranzutreiben. Das ist in den vergangenen Jahren auch mit großem Erfolg geschehen. In der Tat hat die Solarförderung im „Versuchslabor Deutschland“ (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012, S. 16) erheblich dazu beigetragen, dass sich auch in anderen Ländern eine Solarindustrie etablieren konnte und durch Verbesserung der Produktionstechnik die Kosten für Photovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren rapide gesunken sind (vgl. auch Anhang II.2.1.2.1.2). In technologischer Hinsicht ist diese Entwicklung als beachtliche Leistung der deutschen Klimapolitik zu verbuchen. Es ist davon auszugehen, dass ohne die Vorreiterrolle Deutschlands die Kosten der Solarenergie nur wesentlich langsamer gesunken wären. Dass sich die Produktion von Solaranlagen mittlerweile in andere Länder verlagert, steht zu dieser positiven Einschätzung nicht in Widerspruch. Die deutsche Förderpolitik verfolgt ja eindeutig das – durch eine globale Verantwortungsethik und das Bewusstsein historisch bedingter Verpflichtungen und damit nicht durch nationale Interessen motivierte – Ziel einer Eindämmung des Klimawandels, von dessen Realisierung die gesamte Weltbevölkerung und vor allem auch zukünftige Generationen profitieren sollen. Die auf die Weltgemeinschaft bezogenen guten Absichten Deutschlands tragen insofern gerade durch die internationale Verbreitung der neuen Energietechnologien reiche Früchte. Es wäre wünschenswert, wenn diese von Deutschland erbrachten Vorleistungen bei der Erforschung und Entwicklung erneuerbarer Technologien auch in künftigen Klimaverhandlungen ihre Würdigung finden würden. Dass sie bei der Bestimmung konkreter neuer Vermeidungsverpflichtungen berücksichtigt werden, erscheint allerdings nicht allzu realistisch.

Auf einem anderen Blatt steht jedoch, ob nach gelungener Initialzündung der weitere Ausbau der Solarenergie in Deutschland noch von großem Nutzen sein wird. Der Beitrag, den die weitere Subventionierung des *Zubaus* von Solarenergieanlagen in Deutschland für die zukünftige technische Entwicklung in diesem Bereich leisten vermag, dürfte wesentlich geringer ausfallen als in der Vergangenheit. Weil die Produktion von Solartechnik, unter teilweiser Übernahme deutscher Entwicklungen, mittlerweile verstärkt in China stattfindet, sind auch eher dort die weiteren technischen Fortschritte bei der Entwicklung dieser Technologie zu erwarten. Auch lässt sich eine Fixierung langfristiger Ausbauziele für die Solarenergie bis ins Jahr 2050 in keinen logischen Zusammenhang mehr mit technologischen Fortschrittszielen

bringen. Hingegen ist es zu befürworten, dass in Deutschland die eigentliche *Forschungsförderung* im Bereich der Solarenergie fortgesetzt wird. Deren Umfang fällt mit ca. 40 Mio. Euro im Jahr aber sehr bescheiden aus und beläuft sich nur auf ca. 0,8 Prozent²⁶ der für Solarstrom gewährten Einspeisevergütung. Diese krasse Disproportionalität entspricht keiner nachvollziehbaren Zieldefinition bei der Förderung erneuerbarer Energien.

Paradoixerweise ist es so gesehen gerade der überwältigende Erfolg der deutschen Solarförderung, der an der Sinnhaftigkeit ihrer weiteren Fortsetzung zweifeln lässt. Für Diekmann et al. (2012, S. 5) erscheint es aus ökonomischer Sicht überraschend, dass die Bundesregierung mit der von ihr beabsichtigten Absenkung der langfristigen Ausbauziele für Solarstrom „als Reaktion auf eine unerwartet starke Kostensenkung bei der Photovoltaik plant, diese Technologie in Zukunft weniger einzusetzen“. Nachdem aber wichtige Ziele im Bereich von F&E erreicht worden sind, ist es vielmehr nur konsequent, die Solarförderung zurückzufahren und die subventionsfähige Ausbaukapazität zu deckeln. Wenn bei der Stimulierung des Fortschritts die Grenzerträge der nationalen Anstrengungen schrumpfen und stattdessen die an konkreten CO₂-Vermeidungszielen ausgerichtete Dekarbonisierung der Energieversorgung in Deutschland in den Mittelpunkt der Bemühungen rückt, gibt es in der Tat preiswertere Alternativen als die Photovoltaik, die aus ökonomischer Perspektive vorrangig zu nutzen wären.

Bei Nutzung der Offshore-Windenergie in Deutschland betritt man, angesichts der notwendigen Verankerung der Windräder in großer Meerestiefe und der erforderlichen Verlegung langer Starkstromleitungen im Meeresgrund, in mehrfacher Hinsicht technisches Neuland. Deshalb ist mit großer Wahrscheinlichkeit damit zu rechnen, dass die in Deutschland unternommenen Pionieraktivitäten die technologische Entwicklung im Bereich der Offshore-Windenergie erheblich voranbringen werden. Allerdings kann nicht unbedingt erwartet werden, dass die speziell in Deutschland anvisierte Variante der Offshore-Windenergie von vielen anderen Ländern übernommen wird.

Die besonderen technischen Herausforderungen, mit denen man in Deutschland beim Ausbau der Offshore-Windenergie konfrontiert ist, resultieren in erster Linie aus der beabsichtigten Platzierung der Windparks auf offener See im Abstand von bis zu 100 km vom Festland und mit Meerestiefen zwischen 20 und 50 m.²⁷ Wenn die aus dieser Standortentscheidung resultierenden Zusatzkosten anderen Ländern als zu hoch erscheinen und sie deshalb küstennähere Standorte für ihre eigenen Offshore-Windparks bevorzugen, wird das in Deutschland erworbene spezifische Know How für sie nur von beschränktem Nutzen sein. Die technologischen Spillovers der deutschen Bemühungen um die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie werden sich deshalb möglicherweise in Grenzen halten. Liegt das Ziel der Politik in der Bereitstellung eines bestimmten Quantums grünen Stroms, so lässt sich dieses Ziel mit Hilfe von Onshore-Wind zumindest auf mittlere Sicht bis 2030 um

²⁶ Für das Jahr 2010: EEG-Vergütung: 5.090 Mio. €, 2011: 8.021 Mio. €, vgl. BDEW, 2011.

²⁷ Vgl. etwa <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=10236>.

einiges preiswerter realisieren. Gegen die Finanzierung spezieller Pilotprojekte bei der Offshore-Windenergie spricht hingegen nur wenig. Ein derartiges langsameres Vorgehen, das den beteiligten Akteuren Zeit gibt, die besonderen Herausforderungen dieser Technologie besser einzuschätzen und Erfahrungen aufzubauen, könnte bei der Nutzung von Offshore-Windenergie auf längere Sicht zu erheblichen Kosteneinsparungen führen. Dadurch würden sich auch die Chancen erhöhen, dass die Offshore-Windenergie tatsächlich auch in großem Umfang zu einer konkurrenzfähigen Alternative zur Onshore-Windenergie werden kann. Eine Gefährdung des Erfolgs der Energiewende im Hinblick auf ihre bis 2050 reichenen CO₂-Minderungsziele müsste dafür, wenn überhaupt, nur in geringem Maß in Kauf genommen werden.

Für die zielgerichtete Förderung eines Portfolios aus erneuerbaren Energien wird darüber hinaus die Erhöhung der Versorgungssicherheit angeführt (vgl. auch Abschnitt 3.2.2). Bei nicht perfekter Korrelation zwischen Windaktivität und Sonneneinstrahlung wird durch einen solchen Energiemix für einen gewissen Ausgleich beim fluktuierenden Energiedargebot gesorgt. Mit Biomasse und Wasserkraft stehen in allerdings begrenztem Maße auch Formen erneuerbarer Energien zur Verfügung, bei denen die Stromerzeugung vergleichsweise wenig von den Witterungsbedingungen abhängt.

Schließlich ist das in Anhang II.2.1.5.1.1 ermittelte große (technische) Potenzial für Onshore-Windenergie allein auf der Grundlage naturwissenschaftlich-technischer Bedingungen bestimmt worden. Der Nutzung dieses Potenzials stehen jedoch umweltpolitische Ziele entgegen, so vor allem der Schutz der Anwohner vor Lärm- und Sichtbeeinträchtigungen und die Ziele des Natur- und Landschaftsschutzes, die somit in einer gewissen Konfliktbeziehung zu dem bei der Energiewende dominierenden klimapolitischen Ziel stehen. Bei der Umsetzung der Energiewende ist man deshalb nicht nur mit dem altbekannten Konflikt zwischen Ökologie und Ökonomie konfrontiert, sondern es zeigen sich auch in ihrer Dimension neuartige Gegensätze innerhalb des ökologischen Zielbündels.

Diese Konflikte lassen sich durch die Verwendung erneuerbarer Energien entschärfen, bei denen die mit der Onshore-Windenergie verbundenen Umweltbeeinträchtigungen nicht oder in geringerem Maße auftreten: Offshore-Windanlagen sind von Siedlungsflächen naturgemäß weit entfernt und wirken schon deshalb optisch weniger störend (gefährden aber eventuell den Bestand von Seevögeln), und Solardächer verursachen weniger gravierende Veränderungen des natürlichen Landschaftsbildes als Windräder (beeinflussen jedoch gleichzeitig das Erscheinungsbild von Wohngebieten).

Die spezifischen ökologischen Zielkonflikte, die sich aus der Energiewende ergeben, finden in der öffentlichen Diskussion bislang in erster Linie im Zusammenhang mit dem Bau neuer Stromtrassen allgemeine Beachtung. Bei der Nutzung der Windenergie spielen sie hingegen fast nur auf lokaler Ebene eine größere Rolle, so dass auch Möglichkeiten zur Abmilderung der Konflikte nicht systematisch und im Sinne einer die ganze Bundesrepublik umfassenden Raumplanung erörtert werden (vgl. aber Schöbel, 2012).

Ein Ansatzpunkt zur Verhinderung bei der vielfach befürchteten Landschaftszerstörung durch Ausbau der Windkraft könnte beispielsweise darin liegen, dass die Siedlungsstruktur in Deutschland höchst heterogen ist und sich die negative demografische Entwicklung in zahlreichen Landstrichen in den nächsten Jahrzehnten noch verstärken wird. Aus regionalpolitischen Gründen wird diese Entwicklung zwar zu Recht beklagt. Für die Onshore-Windenergie ergeben sich dadurch aber insofern neue Perspektiven, als die frei werdenden Flächen (ebenso wie infolge des wirtschaftlichen Strukturwandels verfügbare industrielle Brachflächen) in verstärktem Maße der Windenergienutzung zugeführt werden können.

Um die diversen Vor- und Nachteile des Ausbaus verschiedener Arten erneuerbarer Energien besser gegeneinander abwegen zu können, bietet sich auf methodischer Ebene der verstärkte Einsatz von Kosten-Nutzen-Analysen an, bei denen konsequenterweise auch Bewertungen von Natur- und Landschaftsschutz einzubeziehen sind. Durch Befragungen im Rahmen von Contingent-Valuation-Studien ist prinzipiell auch die Erfassung dieser Nutzenkomponenten möglich. Im Hinblick auf die wahrgenommenen ökologischen und ästhetischen Auswirkungen der Onshore-Windenergienutzung in Deutschland liegen entsprechende Untersuchungen bereits vor (vgl. hierzu etwa Ohl et al., 2010). Diese zeigen unter anderem, dass die befragten Bürger sich an der Konzentration von Windrädern in Windparks und an einer mit dem Repowering einhergehenden Vergrößerung bzw. Erhöhung der Anlagen vergleichsweise wenig stören.

Die Verfügbarkeit von unter Umweltschutzaspekten als geeignet geltenden Flächen stellt den entscheidenden Begrenzungsfaktor für den Einsatz der kostengünstigen Onshore-Windenergie dar. Nach geltender Rechtslage ist die Ausweisung von Standorten für Windenergieanlagen in nicht unerheblichem Maße den Bundesländern und den Kommunen überlassen. Durch diese Dezentralisierung wird zwar mehr Bürgernähe und zumindest kurzfristig eine höhere Akzeptanz der Windenergie erreicht, allerdings wird auch eine breitflächige Verteilung der Windstromanlagen im Raum gefördert, was teilweise als „Verspargelung der Landschaft“ gebrandmarkt wird. Um diesen Einwänden, die bei einem weiteren Ausbau der Windenergie noch erheblich an Gewicht gewinnen können, begegnen zu können, wäre (vgl. auch Abschnitt 2.3) insbesondere die Frage nach der angemessen Konzentration von Windenergieanlagen (in größeren Windparks und in bestimmten Regionen) grundsätzlicher zu stellen, als dies bisher der Fall ist: Je besser sich der bei der Onshore-Windenergie auftretende Landnutzungskonflikt lösen lässt, desto eher kann auf die Nutzung kostspieligerer Alternativen verzichtet werden. Irreführende Vorstellungen von einer Energieautarkie kleinerer Regionen, die in der öffentlichen Wahrnehmung erneuerbarer Energien eine nicht unwesentliche Rolle spielen, können die Konflikte hingegen verschärfen und die Energiewende damit letztlich behindern.

5.2.4 Marktintegration erneuerbarer Energien und künftiges Strommarktdesign

Bislang beschränkte sich die Diskussion auf Maßnahmen zur Förderung des technischen Fortschritts bei erneuerbaren Energien und zur Erreichung der im Rahmen der Energiewende vorgesehenen Ausbauziele für Grünstrom-Kapazitäten. Bei der Umsetzung der Energiewende im Strombereich wird jedoch der bloße Aufbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten nicht genügen. Vielmehr muss der Ausbau der erneuerbaren Energien stets im Zusammenhang mit der Bereitstellung des für den Ausgleich fluktuierender Einspeisung erforderlichen Systems an Back-up-Kapazitäten gesehen werden.

Während die Bedeutung dieser Ausgleichsenergiakapazitäten im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien zunimmt, wird ihre Finanzierung am Strommarkt für private Investoren jedoch zugleich deutlich erschwert (vgl. Abschnitt 2.4). Bei der Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien droht neben dieser Verschärfung der im Grunde bekannten Dimension der Missing-Money-Problematik jedoch auch bei den erneuerbaren Energien selbst ein erhebliches Finanzierungsproblem, selbst wenn sie auf lange Sicht technologisch ausgereift und an den Gestehungs- bzw. Durchschnittskosten gemessen grundsätzlich wettbewerbsfähig erscheinen. Auch ein reformiertes EU ETS verspricht dabei, wie in Abschnitt 5.1.4 ausgeführt, keine unmittelbare Lösung. Diese grundsätzliche Herausforderung für die zukünftige Energiepolitik findet bislang lediglich vereinzelt Beachtung (vgl. etwa Winkler und Altmann, 2012, Edenhofer, 2012, oder SRU, 2011) und scheint, auch aufgrund der Wirkung des EEGs, noch im Schatten anderer, kurzfristig drängenderer Fragen wie des Netzausbau oder auch der Finanzierung konventioneller Kraftwerke (vgl. EWI, 2012) zu stehen.

Die Energiewende wird aus diesen Gründen eine tiefgreifende Anpassung des Strommarktdesigns erforderlich machen, was allmählich auch Eingang in die öffentliche Wahrnehmung findet, bei der Gestaltung der Energiewende bisher aber nur eine periphere Rolle spielt.²⁸ Diese Maßnahmen und Reformen müssen gerade auf längere Sicht den Ausbau und den Betrieb auch technisch ausgereifter erneuerbarer Energien über privatwirtschaftliche Investitionen und Anreize sichern. Zugleich müssen sie gewährleisten, dass für die Akteure dabei die aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderliche hohe Komplementarität zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Bereitstellung bzw. Organisation angemessener Back-up-Kapazitäten deutlich signalisiert wird. Statt etwa das mögliche Missing-Money-Problem auf Seiten der erneuerbaren Energien durch ein auf Dauer angelegtes EEG zu lösen (vgl. etwa SRU, 2010), muss das Ziel einer derartigen Reform des Marktdesigns vielmehr darin bestehen, den enormen Herausforderungen, die sich im Zuge der Energiewende zumindest längerfristig auf der Systemebene im Strombereich stellen werden, in einer möglichst marktkonformen Weise Rechnung zu tragen.

²⁸ Vgl. etwa die Aussagen des baden-württembergischen Ministerpräsidenten im Interview zur Energiewende: <http://www.welt.de/politik/deutschland/article106589300/Langfristig-werden-die-Strompreise-sogar-fallen.html>.

Ein in diesem Zusammenhang möglicher Reformansatz könnte in der Einführung eines den gesamten Kraftwerkspark umfassenden Kapazitätsmechanismus bestehen, dessen Eignung und Effizienz für die Marktintegration der erneuerbaren Energien der folgende Abschnitt 5.2.4.1 einzuschätzen versucht. Im Anschluss wird in den beiden folgenden Abschnitten jedoch eine alternative Ausgestaltung des zukünftigen Marktdesigns entwickelt und vorgeschlagen, die eine Erweiterung des Regelenergiemarktes vorsieht und dadurch die Einführung einer dem Kapazitätsmechanismus ähnlichen Entlohnung betriebsbereiter Erzeugungs- und Speicherkapazitäten auf das Teilsegment der Ausgleichsenergiakapazitäten beschränkt. Das Missing-Money-Problem bei den erneuerbaren Energien wird parallel dazu durch ein auf Dauer angelegtes System zur Ergänzung der am Spotmarkt erzielbaren Erlöse bewältigt, für das zwei Varianten diskutiert werden.

Die Problematik der Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien beschränkt sich jedoch nicht auf die Finanzierung der Kraftwerks- und Speicherkapazitäten und die Koordination zwischen erneuerbaren und Back-up-Kapazitäten. Sie umfasst daneben auch die Koordination zwischen dem Zu- und Umbau im Kraftwerkspark insgesamt und der vielfach simultanen Planung und Anpassung der Übertragungsinfrastruktur. Sowohl für die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus als auch für den hier präferierten zweiteiligen Ansatz sollte deshalb eine ergänzende Reform der Netzregulierung erwogen werden. Ansatzpunkte und Leitlinien für eine derartige Reform, die diesem räumlichen Koordinationsbedarf zwischen der Anpassung der Netzinfrastruktur und der Verteilung der Kraftwerkskapazitäten Rechnung tragen könnte, werden in Abschnitt 5.2.4.4 ausgeführt.

Schließlich ist bei allen Reformschritten zu berücksichtigen, dass die deutsche Energiewende in einem, zumindest teilweise, integrierten europäischen Versorgungssystem und Strommarkt umgesetzt werden soll und in Zukunft eine einheitlich europäische Energiepolitik an Bedeutung gewinnen kann. Während bei der Diskussion und Eignung der alternativen Reformansätze dieser europäische Kontext bereits berücksichtigt wird, wendet sich der nachfolgende Abschnitt 5.2.5 der Frage zu, welcher Beitrag zur Energiewende von einer Harmonisierung der Energiepolitik in Europa realistischerweise zu erwarten ist.

5.2.4.1 Kapazitätsmechanismen und -märkte als Ansatz zur Marktintegration

Für Deutschland prognostiziert die Deutsche Energie-Agentur²⁹ (dena, 2010b) für das Jahr 2020 eine „Kapazitätslücke“ von ca. 10,5 bzw. 14,2 GW Erzeugungsleistung (abhängig von der unterstellten Entwicklung des Energieverbrauchs), was zur Abdeckung der Spitzenlast den Neubau von Kraftwerken mit einer gesicherten Leistung in dieser Höhe erforderlich mache. Andere Studien ziehen die Ergebnisse der dena-Studie zwar in Zweifel (z.B. BET, 2008, oder EUtech, 2008). Die Kritik richtet sich dabei gegen die angeblich zu pessimistischen An-

²⁹ Es handelt sich um die aktualisierte Fassung von 2010. Die Originalfassung stammt aus dem Jahr 2008. In dieser wird allerdings nicht die derzeit aktuelle Fassung des Atomgesetzes berücksichtigt.

nahmen bezüglich der Entwicklung des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung, der Energieeffizienz und damit des Stromverbrauchs. Allerdings wird auch in einer neuen Simulation bis 2030 mit einem deutlichen Zubaubedarf von 44,5 GW bei Gaskraftwerken gerechnet (vgl. EWI, 2012).

Neben den Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien wird im Zusammenhang mit der Energiewende bislang in erster Linie diskutiert (vgl. etwa EWI, 2012), ob und inwieweit angesichts dieses längerfristigen Bedarfs an Investitionen in konventionelle Kraftwerke die Einführung eines Kapazitätsmechanismus notwendig ist, über den allein die betriebsbereite Vorhaltung von Kraftwerksleistung entlohnt würde. Die verschiedenen, aus der Literatur und anderen Ländern bekannten, Kapazitätsmechanismen werden im Anhang III.2.2 ausführlich diskutiert. Ob die Einführung eines solchen Kapazitätsmechanismus auch den über die Refinanzierung der konventionellen Reservekraftwerke hinausgehenden Herausforderungen der langfristigen Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien gerecht wird, wird hingegen vergleichsweise wenig erörtert.

Vorstellbar wäre es, die erneuerbaren Energien auf längere Sicht in den zunächst auf konventionelle Reservekraftwerke bezogenen Kapazitätsmechanismus zu integrieren. Dabei würden, etwa mit Hilfe eines Kapazitätsmarkts (vgl. Anhang III.2.2.2) oder des Verfügbarkeitsoptionsansatz (vgl. „reliability options“, Anhang III.2.2.3), die Netzbetreiber, die Bundesnetzagentur oder der Staat die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit als erforderlich angesehene Gesamterzeugungskapazität festsetzen und die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten mit hinreichendem zeitlichen Vorlauf ausschreiben, wobei eventuell auch ausländische Anbieter einbezogen werden könnten. Den klimapolitisch motivierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien müsste ergänzend durch die Vorgabe von Grünstrom-Anteilen an der Stromerzeugung Rechnung getragen werden.

Die Betreiber dargebotsabhängiger Grünstrom-Anlagen würden verpflichtet, die durch das Kapazitätsinstrument finanzierte und von ihnen zugesicherte Erzeugungskapazität auch tatsächlich jederzeit bereitzustellen. Dazu wären bilaterale Vertragslösungen zwischen den Betreibern von Reserve- oder Speicherkraftwerken und den Betreibern von Grünstrom-Anlagen ebenso denkbar wie die Errichtung kombinierter/integrierter Gesamtkraftwerke aus erneuerbaren Energien und Stromspeichern bzw. steuerbaren Reservekapazitäten. Auf diese Weise würde letztlich ein „Kraftwerks-Portfolio“ am Kapazitätsmarkt entlohnt, so dass das Missing-Money-Problem sowohl für die Ausgleichsenergiakapazitäten als auch für die erneuerbaren Energien (vgl. Abschnitt 2.4) in einem Zuge gelöst würde.

Zu beachten ist bei dieser Ausdehnung des Kapazitätsmechanismus auf erneuerbare Energien, dass sie – aufgrund der unterschiedlichen Qualität des Missing-Money-Problems – dort eine andere Funktion als bei den konventionellen Kraftwerken erfüllen: Bei den regelbaren Ausgleichskapazitäten, auf die sich die aktuelle Diskussion um Kapazitätsmärkte konzentriert (vgl. etwa EWI, 2012), geht das Missing-Money-Problem auf ihre durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien sinkenden und immer unsichereren Betriebszeiten zurück, in denen sie am Spotmarkt Deckungsbeiträge erwirtschaften können (vgl. Abschnitt

2.4). Die Kapazitätszahlungen stellen letztlich ein Entgelt für den Optionswert vorgehaltener Kraftwerksleistung dar und leisten damit einen direkten Beitrag zur Versorgungssicherheit im Gesamtsystem. Bei fluktuierenden erneuerbaren Energien kann sich ein (Options-)Wert vorgehaltener Kraftwerkskapazitäten hingegen „nur“ bzw. überwiegend aus der durchschnittlich im Jahresverlauf produzierbaren Menge an (Grün-)Strom ableiten. Kapazitätszahlungen würden diese (erwartete) Durchschnittsmenge entlohen, aber nicht für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der kurzen Frist sorgen (vgl. auch Abschnitt 2.4). Schon aus diesem Grund wäre die einfache Gleichsetzung von fluktuierenden erneuerbaren Energien mit konventionellen Kraftwerken im Rahmen der Einführung eines Kapazitätsmechanismus nicht möglich.

Abgesehen von diesem konzeptionellen Einwand würde durch die Einführung eines derartigen umfassenden Kapazitätsmechanismus die Signalfunktion der Spotmarktpreise stark eingeschränkt, da letztlich nachfrageabhängige Knaptheitspreise durch nachfrageunabhängige Zahlungen für die Kapazitätsbereithaltung ersetzt werden (vgl. Anhang III.2.2.4.1). Den Spotmarktpreisen kommt jedoch zur effizienten Abstimmung von Stromeinspeisung und -nachfrage sowie zur effizienten Koordination des Kraftwerkseinsatzes hohe Bedeutung zu. Gerade aus der Differenz zwischen den On- und Off-Peak-Preisen am Spotmarkt ergeben sich die notwendigen Anreize für die Marktteilnehmer, die Nachfrage weiter zu flexibilisieren, die Stromproduktion erneuerbarer Energien soweit wie möglich an der Nachfrage auszurichten und Speichertechnologien zu entwickeln und einzusetzen.

Bei Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus würde es zur Erhöhung der Allokationseffizienz deshalb sehr wahrscheinlich erforderlich, diese Knaptheitssignale über den tatsächlichen Wert von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt durch zusätzliche Instrumente offenzulegen, was die Komplexität des Marktdesigns weiter erhöhen würde. Darüber hinaus müssten von staatlicher bzw. zentraler Stelle aus in jedem Fall Kapazitätsziele sowohl für die Gesamtkapazitätsmenge als auch für den Grünstrom-Anteil bestimmt werden, deren Vorhaltung dann durch den Kapazitätsmechanismus entlohnt würde. Wie aber bereits in anderem Zusammenhang (vgl. Abschnitt 5.2.2) diskutiert, stellt die Festlegung des zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angemessen erscheinenden Kapazitätsumfangs gerade für ein von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominiertes Versorgungssystem eine mit hohen Unsicherheiten und vielen Fehlerquellen verbundene Entscheidung dar.

Die Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien in den Kapazitätsmechanismus und die damit einhergehende Verpflichtung, Anbieter geeigneter Ausgleichsenergiiekapazitäten zu finden und in bilateralen Verhandlungen vertraglich zu binden, kann daneben mit erheblichen Transaktionskosten und -risiken und damit der Forderung hoher Risikoprämien verbunden sein. Größere Betreiber und Investoren würden bevorzugt, da diese zum einen eher in der Lage sind, die Kosten und Risiken zu tragen, zum anderen aber auch eher über die finanziellen Möglichkeiten verfügen, die Risiken durch die Errichtung eines eigenen Kraftwerksparks zu umgehen. Wenn durch die auf diese Weise geförderte Anbieterkonzentration die Marktmacht auf der Anbieterseite zunimmt, sind Wohlfahrtsverluste zu erwarten.

Grundsätzlich wäre es denkbar, diese Variante des Marktdesigns auch auf einen europaweit vereinheitlichten Strommarkt auszudehnen. Dazu müsste aber die schon auf nationaler Ebene komplexe und fehleranfällige Entscheidung über die angemessenen Erzeugungskapazitäten für ein noch wesentlich größeres und damit schwerer zu überblickendes Gesamtsystem getroffen werden. Wenn eine Vereinheitlichung des Marktdesigns nicht gelingt und die Anwendung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus auf Deutschland beschränkt bleiben sollte, können sich hingegen erhebliche Abstimmungsprobleme mit anderen Ländern ergeben (vgl. auch Anhang III.2.2.4.5). In diesem nicht unwahrscheinlichen Fall (vgl. auch Abschnitt 5.2.5) können zusätzliche, die Komplexität des Marktdesigns erhöhende, Regelungen erforderlich werden und im Rahmen der erforderlichen Abstimmungsprozesse zwischen den Ländern ein ansonsten wünschenswerter Ausbau des europäischen Stromhandels möglicherweise behindert werden.

5.2.4.2 *Reform des Regelenergiemarkts*

Statt die Finanzierungsproblematik bei Ausgleichsenergie- und erneuerbaren Kapazitäten in einem Zuge durch die Einführung eines den gesamten Kraftwerkspark umfassenden Kapazitätsmechanismus zu lösen, wird im Folgenden ein Ansatz vorgeschlagen, der sich stärker am derzeitigen Marktdesign und an den Ursachen des jeweiligen Missing-Money-Problems orientiert. Dieser Vorschlag setzt sich im Wesentlichen aus zwei Elementen zusammen.

Zur Bewältigung des Missing-Money-Problems auf der Back-up-Seite dient ein auf das Teilsegment der Ausgleichsenergiakapazitäten begrenzter Kapazitätsmechanismus, der in marktkonformer Weise durch eine Erweiterung des derzeitigen Regelenergiemarkts um ein zusätzliches Marktsegment geschaffen wird.

Zu dieser explizit auf die Ausgleichsenergiakapazitäten und deren Missing-Money-Problematik gerichteten Marktplattform tritt als zweites Element ein auf Dauer angelegtes System hinzu, durch das die von den erneuerbaren Energien am Spotmarkt erzielbaren Erlöse ergänzt werden und diesen so die Finanzierung ihrer Investitionskosten ermöglicht. Zwei mögliche Varianten dieses Systems und die Anforderungen, die für eine vollständige Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien erfüllt sein müssen, werden im nachfolgenden Abschnitt 5.2.4.3 diskutiert.

Im Folgenden wird jedoch zunächst der Regelenergiemarkt in seiner heutigen Form kurz eingeführt, bevor auf dessen Erweiterung zur Bewältigung des bei den Ausgleichsenergiakapazitäten drohenden Missing-Money-Problems näher eingegangen wird.

a) Der heutige Regelenergiemarkt

Das Instrument der Regelenergie, wie es im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgeschrieben ist, stellt bereits heute ein rudimentäres, weil lediglich kurzfristig orientiertes Kapazitätsinstrument dar.

Um unvorhergesehene Schwankungen bei Stromnachfrage oder -angebot abzufangen und die Netzfrequenz stabil zu halten, müssen sich die Netzbetreiber vorab Ausgleichsenergie beschaffen, die dann nach Bedarf abgerufen werden kann. Die dazu benötigten Stromerzeugungskapazitäten werden dabei auf den sogenannten Regelenergiemarkten gehandelt. Zu unterscheiden sind drei verschiedene Arten von Regelleistung: Die Sekunden- oder Primärreserve muss bei Störungen innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen und 15 Minuten lang aufrechterhalten werden können (Bundesnetzagentur, 2012a). Die Sekundärregelleistung wird zum „permanen ten Ausgleich von Energieungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone“ (Bundesnetzagentur, 2012b) verwendet. Auch die Erzeugungsleistung eines Sekundärreservekraftwerks muss innerhalb von 30 Sekunden aktivierbar sein und innerhalb von fünf Minuten voll zur Verfügung stehen. Die Tertiärregelleistung oder Minutenreserve stellt die dritte Form der Regelenergie dar, die zum Ausgleich großer Störungen im Netzbetrieb dient. Sie muss spätestens 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen. Die Minutenreserve dient im Gegensatz zur Sekundärregelleistung lediglich zur temporären Überbrückung bei schweren Störungen. Sekundärregelleistung kann auch als Tertiärregelleistung eingesetzt werden, der umgekehrte Fall ist jedoch nicht möglich.

Bei Sekundär- und Tertiärregelleistung wird zwischen dem Kapazitätsvorhaltungspreis, dem sogenannten Leistungspreis, und dem Arbeitspreis unterschieden, der für die tatsächlich produzierte Strommenge bezahlt wird. Da es bei der nur über kurze Zeit eingesetzten Primärreserve nicht möglich ist, sich an der geleisteten Arbeit zu orientieren, wird hier lediglich ein Leistungspreis bezahlt. Die Netzbetreiber sind berechtigt, die durch die Leistungspreise entstandenen Kosten der Regelenergie in die Berechnung der Netzentgelte einfließen zu lassen und damit auf alle Endverbraucher zu überwälzen.

Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt durch den Netzbetreiber über eine Nachfrageauktion. Den Zuschlag erhalten die Bieter, d.h. die Kraftwerksbetreiber, mit den niedrigsten Leistungspreisgeboten. Der Einsatz der Erzeugungskapazität erfolgt dann im Bedarfsfall in der aufsteigenden Reihenfolge der Arbeitspreise. Ausschreibungen für die Primär- und die Sekundärreserve finden wöchentlich, für die Tertiärreserve sogar täglich statt. Bis Juni 2011 war für Primär- und Sekundärreserve eine monatliche Ausschreibung vorgeschrieben.

Die derzeitige Ausgestaltung des Regelenergiemarkts in Deutschland ist zahlreichen Einwänden ausgesetzt: So schränken strenge technische Vorgaben den Kreis der möglichen Anbieter erheblich ein, weil etwa dargebotsabhängige erneuerbare Energien von der Teilnahme ausgeschlossen sind. Durch die kurze Laufzeit der Ausschreibungen ist zudem die Finanzierung von Kraftwerkskapazitäten mit großen Unsicherheiten behaftet, weil Kraftwerksbetreiber stets von neuem an den Ausschreibungen teilnehmen müssen und deshalb dem investitionsemmenden Risiko ausgesetzt sind, bei zukünftigen Auktionen nicht zum Zuge zu kommen. Kurze Ausschreibungszeiträume verschärfen darüber hinaus das Problem der Volatilität des Kapazitätspreises, wie es im Anhang III.2.2.4.4 beschrieben wird. Sie weisen jedoch Vorteile im Hinblick auf die Liquidität des Regelenergiemarktes auf, weil sie den Zugang neu-

er und kleinerer Anbieter erleichtern. Im Hinblick auf die Laufzeit ist deshalb eine Abwägung zwischen Planungssicherheit und Marktliquidität vorzunehmen.

Ferner kann gegenwärtig für Stromhändler ein Anreiz bestehen, in Zeiten hoher Strompreise den prognostizierten Bedarf vorsätzlich zu gering anzusetzen und stattdessen implizit die tatsächlich benötigte Energie zum (möglicherweise) günstigeren Arbeitspreis am Regelenergiemarkt zu beziehen. Die Bundesnetzagentur untersucht derzeit, ob es im Februar dieses Jahres zu einem solchen Missbrauch der Regelenergie gekommen ist (Tagesschau, 2012). Um derartige Manipulationsmöglichkeiten in Zukunft von vornherein auszuschließen, sollte der für den Bezug von Regelenergie geforderte Preis immer mindestens dem Spotmarktpreis zuzüglich eines Aufschlages entsprechen. Gleichzeitig muss der dem Kraftwerksbetreiber bezahlte Arbeitspreis unterhalb des Spotmarktpreises liegen, da ansonsten kein Anbieter bereit wäre, seinen Strom am Spotmarkt anzubieten.

Aufgrund der Kurzfristigkeit der ihm zugrundeliegenden Ziele ist der Regelenergiemarkt in seiner bisherigen Form nur sehr eingeschränkt in der Lage, zur Lösung des Missing-Money Problems bei den beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in zunehmendem Maße benötigten Ausgleichsenergiiekapazitäten beizutragen. Die Entlohnung der betriebsbereiten Vorhaltung dieser Kraftwerke kann, wie im Folgenden gezeigt wird, in zielgerichteter Weise durch die Erweiterung von bereits im heutigen Marktdesign vorhandenen Kapazitätselementen erreicht werden, d.h. konkret durch Einrichtung eines vierten, längerfristig angelegten Regelenergiemarktsegments (vgl. zu einer derartigen erweiterten Interpretation des Regelenergiemarkts auch Winkler und Altmann, 2012).

b) *Ein vierter Segment des Regelenergiemarkts zur Marktintegration erneuerbarer Energien*

In einem vierten längerfristigen Segment des Regelenergiemarkts würden speziell die zum Ausgleich dargebotsbedingter Schwankungen benötigten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten durch privatwirtschaftliche Betreiber angeboten und analog zum heutigen Regelenergiemarkt über Arbeits- und Leistungspreise entlohnt. Auf der Nachfrageseite würden in einer möglichen Ausgestaltungsvariante die Netzbetreiber stehen, denen dann insofern eine größere Rolle zugewiesen würde, als ihnen nicht nur eine Verpflichtung zur Gewährleistung der Systemstabilität, d.h. der Versorgungssicherheit in der kurzen Frist, auferlegt würde.

In der Praxis ist es allerdings schon heute nicht immer möglich, die kurz- und langfristige Dimension von Versorgungssicherheit eindeutig voneinander abzugrenzen. Schon heute beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugungskapazitäten, um mittelfristig die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet sicherte sich beispielsweise für den Winter 2011/2012 das Recht, Strom aus einem eigentlich stillgelegten österreichischen Kohlekraftwerk zu importieren, um so nach Abschaltung mehrerer Atomkraftwerke im süddeutschen Raum drohende Erzeugungs- oder Leitungsengpässe ausgleichen zu können (Spiegel, 2012). Eine völlig neue Aufgabe für die Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt würde durch einen langfristigen Regelenergiemarkt somit zwar nicht

geschaffen. Jedoch würde sich durch die Erweiterung des institutionellen Rahmens sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Kraftwerksbetreiber die erforderliche Planungssicherheit erhöhen und insgesamt die Verteilung der Verantwortung transparenter.

Wenn in einem alternativen Konzept stattdessen den Betreibern von Grünstrom-Anlagen die Verantwortung für die Einhaltung der von ihnen eingegangenen Lieferverpflichtungen übertragen wird, könnten diese selbst als Nachfrager im längerfristigen Regelenergiemarktsegment auftreten. Im Sinne einer effizienzsteigernden hohen Flexibilität sollte ihnen jedoch eine möglichst große Freiheit bei der Wahrnehmung dieser Verantwortung eingeräumt werden. Insbesondere könnte deshalb der Zugang zum Regelenergiemarkt optional ausgestaltet werden, so dass die Betreiber ihre Lieferverpflichtungen entweder über am Regelenergiemarkt kontrahierte Ausgleichsenergiiekapazitäten oder durch Errichtung eigener Speicher- oder Reservekapazitäten absichern können. Alternativ könnte es ihnen zudem auch gestattet werden, diese Aufgabe vertraglich ihrem jeweiligen Netzbetreiber zu übertragen.

In jedem Fall würden die Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke auf diese Weise unmittelbar an den Zusatzkosten beteiligt, die durch die Volatilität ihrer Stromerzeugung für das Gesamtsystem entstehen. Diese zumindest teilweise Internalisierung der durch schwankende Stromerzeugung anfallenden externen Systemkosten würde zu einem effizienteren Kraftwerkspark führen und die Marktchancen von flexiblen Anlagen wie beispielsweise (Bio-)Gas-, Wasser- oder Geothermie-Kraftwerken sowie von Speichertechnologien erhöhen.

Mit dem erweiterten Regelenergiemarkt könnte so eine neue und explizite Marktplattform entstehen, über die gezielt die gerade für dargebotsabhängige Grünstrom-Anlagen benötigten Ausgleichsenergiiekapazitäten gehandelt und finanziert werden können. Der hier vorgestellte längerfristige Lösungsansatz für das im Rahmen der Energiewende auf Seiten der Ausgleichsenergiiekapazitäten auftretende Missing-Money-Problems verspricht zum einen Effizienzvorteile, da er den Marktteilnehmern bei Beschaffung und Organisation des Systems an Reservekraftwerken hohe Flexibilität einräumt. Diese Flexibilität senkt überdies für neue Anbieter die Markteintrittsbarrieren, da sie zwar Lieferverpflichtungen am Strommarkt, aber keine explizite dauerhafte Verpflichtung zur Bereithaltung technischer Kapazitäten eingehen müssen und deshalb auf die mit hohem Kapitaleinsatz verbundene Errichtung integrierter Kraftwerke verzichten können.

Indem die Betreiber von Grünstrom-Anlagen unmittelbar in die Organisation und Finanzierung der benötigten Ausgleichsenergiiekapazitäten einbezogen werden, sollten sie auch ein stärkeres Eigeninteresse als die Netzbetreiber entwickeln, die Kosten der Systemintegration zu minimieren. Eine entsprechende Netzregulierung vorausgesetzt (vgl. Abschnitt 5.2.4.4), würden darüber hinaus durch die Einbindung der Anlagenbetreiber stärkere Anreize entstehen, im Hinblick auf die Versorgungssicherheit möglichst geeignete Standorte und möglichst geeignete Technologien zu wählen sowie die Methoden zur Prognose der Einspeisung aus erneuerbaren Energien weiter zu verbessern.

Im Gegensatz zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt oder der Einführung von Verfügbarkeitsoptionen wäre bei diesem Lösungsansatz schließlich auch keine stark fehleranfällige Festlegung der Kapazitätsmengen für Ausgleichsenergiakapazitäten durch eine zentrale Institution erforderlich. Umfang und bei entsprechender Netzregulierung (vgl. Abschnitt 5.2.4.4) auch räumliche Verteilung der Ausgleichsenergiakapazitäten würden sich vielmehr über die Transaktionen auf der neu geschaffenen Marktplattform, d.h. aus der Nachfrage der Betreiber der Grünstrom-Anlagen und der Netzbetreiber nach gesicherter Erzeugungsleistung, ergeben.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollte aufgrund des Öffentlichen-Gut-Charakters von Versorgungssicherheit im Stromnetz die Netzbetreiber allerdings weiterhin als Koordinations- und Kontrollinstanz fungieren. Die Netzbetreiber sollten deshalb berechtigt sein, Teilnehmern am Regelenergiemarkt, die einen Bedarf an Regel- oder Ausgleichsenergiebedarf verursachen, anreizkompatible Strafzahlungen zur Abdeckung der von ihnen verursachten externen Kosten aufzuerlegen.

Bei der hier dargestellten Erweiterung des Regelenergiemarkts sind darüber hinaus im Vergleich zu einem umfassenden Kapazitätsmechanismus als alternatives zukünftiges Marktdesign noch die folgenden Vorteile zu erwarten:

- Es können gezielt Spitzenlastkraftwerke (und insbesondere ältere Kraftwerke mit relativ hohen Betriebskosten) gefördert werden, so dass sich „windfall profits“ bei den Betreibern von Grundlastkraftwerke verhindern lassen. Gleichzeitig ist dafür gesorgt, dass Reservekraftwerke, die nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben sind, weiterhin zur Verfügung stehen. Die vorgesehenen langfristigen Verpflichtungen und die langen Vorlaufzeiten bis zum Beginn der Kapazitätsbereitstellung schaffen den Investoren die nötige Planungssicherheit für den Bau neuer Spitzenlastkraftwerke.
- Eine Verbesserung der Signalwirkung des Kapazitätspreises ist zu erwarten: Zukünftig drohende Engpässe werden frühzeitig angezeigt, weil die Kraftwerksbetreiber in Antizipation zukünftiger Knappheiten und damit höherer Spotmarkterlöse weniger bereit sein werden, sich langfristig am Regelenergiemarkt zu binden. Diese Angebotszurückhaltung führt zu einem Anstieg der Kapazitätspreise und macht Investitionen in neue Kraftwerke attraktiver. Durch die Arbitragemöglichkeiten zwischen Spot- und Regelenergiemarkt ist zudem eine stetigere Anpassung des Leistungspreises an drohende Kapazitätsengpässe zu erwarten.
- Knappheitspreise mit ihrer wichtigen Signalfunktion, die im folgenden Abschnitt 5.2.4.3 noch näher ausgeführt wird, bleiben im Prinzip erhalten. Der höhere Wert von Strom in Zeiten hoher Nachfrage und fehlender Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Kraftwerken wird den Erzeugern nach wie vor durch Spotmarktpreise angezeigt. Somit liefert der Markt sowohl Anreize zur Entwicklung und zum Aufbau flexibler Kraftwerke und Stromspeicher als angebotsseitige Komplemente zu Wind- und Photovoltaikanlagen als auch zu nachfrageseitigen Maßnahmen wie bei-

spielsweise dem Einsatz von „smart grids“. Diese tragen dazu bei, Lastspitzen abzuschwächen und den Verbrauch im Zeitverlauf zu verstetigen.

Der an sich wünschenswerte hohe Stellenwert von Knappheitspreisen impliziert jedoch fast zwangsläufig die Gefahr des Entstehens von Marktmacht. Wenn das Energiesystem nahe seiner Kapazitätsgrenze arbeitet, ist jedes größere Kraftwerk in der Lage, den Strompreis zu beeinflussen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011). Für Kraftwerksbetreiber können sich daraus Anreize ergeben, den Strompreis in Knappheitssituativen durch eine künstliche Beschränkung des Angebots zu ihren Gunsten zu beeinflussen. Insgesamt besteht ein gewisser Trade-off zwischen der Signalfunktion der Marktpreise auf der einen und der Marktmachtresistenz des Strommarktregimes auf der anderen Seite. Grundsätzlich verbessert aber der Umbau des Versorgungssystems in Deutschland die Möglichkeiten für den Markteintritt neuer Akteure. Auch durch die angestrebte zunehmende Vernetzung der europäischen Strommärkte wird es wahrscheinlicher, dass Marktmacht auf dem Strommarkt abnehmen wird. In Zukunft dürfte der Signalfunktion der Knappheitspreise deshalb eine höhere Bedeutung als der Gefahr des Marktmachtmissbrauchs zukommen.

- Die Einbettung der langfristigen Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten in das bewährte System der Regelenergiemärkte ermöglicht eine bessere Verzahnung mit der Planung von Übertragungskapazitäten. Die Ausschreibung von Kapazitäten könnte wie bei den übrigen Formen der Regelenergie ganz oder teilweise regelzonenbezogen erfolgen, so dass sich regionale Engpässe im Kapazitätspreis niederschlagen würden. Erzeugungskapazität hätte demnach in Regionen mit eher geringer Gesamtkapazität einen höheren Preis, so dass sich ein Anreiz ergibt, die Standortplanung für Kraftwerke stärker am regionalen Bedarf zu orientieren. Im Falle der Einführung einer Entfernungskomponente in den Netznutzungsgebühren wäre auch die Substituierbarkeit von lokaler Erzeugungskapazität auf der einen und ortsunabhängiger Erzeugungskapazität in Verbindung mit der entsprechenden Transportkapazität auf der anderen Seite denkbar.

Insgesamt dürfte ihre relativ einfache Umsetzbarkeit im Rahmen des bereits bestehenden Regulierungsrahmens einen entscheidenden Vorteil der erweiterten Regelenergielösung darstellen (vgl. auch Winkler und Altmann, 2012). Die Einführung eines gänzlich neuen Instruments zur Kapazitätssicherung, wie es etwa auch Versorgungssicherheitsverträge darstellen würden (vgl. EWI, 2012), wäre dadurch überflüssig. Der langfristige Regelenergiemarkt bewegt sich in gewohnten Bahnen und unterscheidet sich von den bisher existierenden Formen der Regelenergie im Wesentlichen nur durch die Länge der Lieferverpflichtung. Dies dürfte die gesellschaftliche Akzeptanz dieses Instruments erhöhen und seine politische Durchsetzung erleichtern. Da zudem die Bestimmung eines expliziten Kapazitätsziels für die Ausgleichsenergiakapazitäten nicht notwendig ist, stellt die Erweiterung des Regelenergiemarkts in dieser Hinsicht auch einen marktkonformeren Lösungsansatz dar als die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus.

Dieser auf die Bereitstellung von Ausgleichskapazitäten bezogene Mechanismus bildet jedoch lediglich ein erstes Element des Marktdesigns. Die zusätzlichen Herausforderungen, die sich mit Aufbau eines auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystems stellen, müssen über weitere Maßnahmen und Reformschritte gelöst werden, die Thema der folgenden Abschnitte sind.

5.2.4.3 *Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien*

Der bisherige Erfolg des EEGs bei der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien beruht nicht zuletzt auf deren weitgehender Abschottung von den tatsächlichen Kosten ihrer Systemintegration und den Preisbewegungen am Strommarkt (vgl. Abschnitt 5.2.1). Soll aber im Zuge der Energiewende ein effizientes Versorgungssystem entstehen, muss während des weiteren Aufbaus der erneuerbaren Erzeugungskapazität wesentlich stärker auf deren Integration in den Strommarkt und die Koordination mit anderen Bereichen des Versorgungssystems geachtet werden. Angesichts der Komplexität und der hohen Informationsdefizite, mit denen eine zentrale Planung bei der Bewältigung dieser Aufgabe konfrontiert wäre, sollte Preissignalen bei der Gestaltung der Energiewende eine erheblich stärkere Rolle zukommen, als dies zurzeit der Fall ist. Auf diese Weise lassen sich die natürlich bestehenden Informationsvorsprünge der individuellen Akteure besser nutzen und ihre Handlungen besser koordinieren.

Aus diesem Grund sollten die Erzeuger erneuerbarer Energien möglichst zeitnah ihre Stromproduktion direkt am Strommarkt vermarkten und somit dessen Preissignalen ausgesetzt werden, die aussagekräftige und verlässliche Informationen über den tatsächlichen Wert der Stromeinspeisung zu einem bestimmten Zeitpunkt und, eine entsprechende Netzregulierung vorausgesetzt (vgl. Abschnitt 5.2.4.4), an einem bestimmten Ort liefern. Die Betreiber der Grünstrom-Anlagen würden dadurch insbesondere einen starken Anreiz erhalten, ihr Stromangebot an der Nachfrage auszurichten und damit den Bedarf an Ausgleichsenergiiekapazitäten zu reduzieren.

Um die Kosten der Systemintegration fluktuierender Energien offenzulegen, müsste den Grünstrom-Produzenten zudem die Verantwortung für die Einhaltung ihrer im Stromhandel eingegangenen Lieferverpflichtungen auferlegt werden. Damit könnte die für die Versorgungssicherheit erforderliche Komplementarität zwischen den fluktuiierenden erneuerbaren und den Ausgleichsenergiiekapazitäten Berücksichtigung finden und es würde, wie in Abschnitt 5.2.4.2 bereits ausgeführt, insbesondere erreicht, dass die möglichst genaue Prognose ihrer Produktion sowie die möglichst kostengünstige Absicherung gegen witterungsbedingte Schwankungen im Interesse der einzelnen Betreiber liegen.

Durch diese Schritte werden die Betreiber von Grünstrom-Anlagen in die Koordination des Transformationsprozesses unmittelbar einbezogen, was aus ökonomischer Sicht erhebliche Effizienzvorteile bei der Markt- und Systemintegration und damit bei der Umsetzung der

Energiewende erwarten lässt. Diesen Vorteilen stehen jedoch insbesondere zwei Probleme gegenüber.

(i) Wenn die Betreiber von Grünstrom-Anlagen den Preisbewegungen am Strommarkt ausgesetzt und die Verantwortung für die von ihnen eingegangenen Lieferverpflichtungen tragen, steigen notwendigerweise ihre Investitionsrisiken, wodurch auch der weitere Ausbau erneuerbarer Energien behindert werden kann (vgl. Abschnitt 2.6). Dieser Einwand ist allerdings insofern zu relativieren, als die Schritte der Marktintegration lediglich die Kosten der Energiewende offenlegen, die bislang als externe Kosten bei anderen Akteuren anfallen und letztlich vorwiegend durch Umlage auf Energieverbraucher sozialisiert werden.

Die Bedeutung dieser Risiken für das Gelingen der Energiewende hängt zudem ganz wesentlich davon ab, welche Möglichkeiten das Marktdesign den Betreibern bietet, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Mit der im vorangehenden Abschnitt 5.2.4.2 erörterten Erweiterung des Regelenergiemarkts würde in diesem Zusammenhang eine Marktplattform geschaffen, auf der die Betreiber von Grünstrom-Anlagen Ausgleichskapazitäten nachfragen können. Alternativ könnten sie die Absicherung ihrer Lieferverpflichtungen vertraglich den Netzbetreibern übertragen oder auch als integrierte Anbieter eigene Reservekapazitäten vorhalten. Durch diese hohe Flexibilität bei den Anpassungsmöglichkeiten vermindert sich das Transaktionskostenrisiko der Betreiber, insbesondere weil das neue Segment des Regelenergiemarkts es ihnen im Vergleich zu bilateralen Verhandlungen erheblich erleichtert, Anbieter von Back-up-Kapazitäten zu finden (vgl. auch Abschnitt 5.2.4.1). Indem die letzte Verantwortung zur Stabilisierung des Versorgungssystems auch weiterhin bei den Netzbetreibern verbleibt, wird dem besonderen Stellenwert von Versorgungssicherheit Rechnung getragen.

Schließlich könnte eine weitere risikomindernde Maßnahme in der Stärkung des Intraday-Handels bestehen, wie sie etwa von Weber (2010), Borggrefe und Neuhoff (2011) oder TradeWind (2009) diskutiert wird. Dadurch rückt das Eingehen von Lieferverpflichtungen am Strommarkt zeitlich näher an den konkreten bzw. physischen Lieferzeitpunkt, wodurch Prognosefehler und die mit ihnen verbundenen Risiken reduziert werden können. Ein Finanzierungsproblem bei den regelbaren Ausgleichsenergiiekapazitäten bleibt wegen der hohen Unsicherheit über die am Intraday-Markt erzielbaren Erträge dennoch bestehen. Die Einführung des erweiterten Regelenergiemarkts erscheint somit auch bei einem besser ausgebauten Intraday-Handel erforderlich.

(ii) Durch die stärkere Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt und die dadurch bedingte Abhängigkeit der Erlöse der Anlagebetreiber von den Spotmarktpreisen steigt aber nicht nur das Risiko der Grünstrom-Produzenten, sondern es ist darüber hinaus auch zu erwarten, dass die von den Betreibern am Strommarkt erzielbaren Erlöse nicht zur Finanzierung der notwendigen (Re)Investitionen in die Grünstrom-Anlagen ausreichen werden. Kurzfristig besteht dieses Problem wegen der noch mangelnden technologischen Reife, auf längere Sicht jedoch wegen des für erneuerbare Energien (mit fluktuiierendem Angebot) spezifischen Missing-Money-Problems (vgl. bereits Abschnitt 2.4).

Ein Kapazitätsmechanismus für den gesamten Kraftwerkspark würde die Finanzierung der erneuerbaren Energien sichern, indem – wie bei den Ausgleichsenergiakapazitäten – zusätzlich zur produzierten Energie die installierte Erzeugungsleistung entlohnt wird. Dieser Lösungsansatz ist aus den verschiedenen in Abschnitt 5.2.4.1 angeführten Gründen jedoch kritisch einzuschätzen. Während eine Entlohnung der installierten Leistung bei den Ausgleichskapazitäten unverzichtbar erscheint, entspricht es der speziellen Natur des nicht direkt kapazitätsbezogenen (vgl. Abschnitt 5.2.4.1) Missing-Money-Problems bei den erneuerbaren Energien eher, anstelle fixer Zahlungen die von den Erzeugern am Spotmarkt erzielten Erlöse zu ergänzen. Auf diese Weise bleiben auch die für die Marktintegration der Grünstrom-Anlagen wichtigen Preissignale des Spotmarkts für die Betreiber erhalten.

Bereits kurzfristig ließe sich eine derartige Ergänzung der Spotmarkterlöse durch die in Abschnitt 5.2.2 diskutierten Marktprämien umsetzen. Dabei würden den erneuerbaren Energien über einen vorab definierten Zeitraum in ihrer Höhe fixierte Prämienzahlungen auf den Spotmarktpreis gewährt, so dass im Vergleich zu festen Einspeisetarifen die Signalfunktion der Marktpreise zumindest teilweise erhalten bliebe (vgl. zu den Vorteilen von Prämien gegenüber Einspeisetarifen auch Canton und Lindén, 2010). Wie die heutigen Einspeisetarife des EEG könnten die Aufschläge auf den Marktpreis entweder durch den Staat direkt oder mit Hilfe eines Auktionsverfahrens festgelegt werden. Allerdings dürften die Kosten und Risiken der einzelnen Anlagen je nach Standort und Technologie ganz erheblich variieren, so dass der Staat bei der Bestimmung von primär dem Finanzierungszweck dienenden Marktprämien wahrscheinlich mit noch höheren Informationsproblemen konfrontiert wäre als unter dem Ziel der Technologieförderung (vgl. auch Abschnitt 5.2.2). Ein Auktionsverfahren verspricht in dieser Situation erhebliche Effizienzvorteile und ist deshalb aus ökonomischer Sicht zu präferieren (vgl. auch Joskow, 2010).

Generell muss im Rahmen eines solchen Marktprämien-Modells klar zwischen den unterschiedlichen Motiven einer Förderung erneuerbarer Energien unterschieden werden (vgl. auch Abschnitt 5.2.2). So könnte eine Innovationsförderung durch gesonderte Ausschreibungen eng begrenzter technologiespezifischer Kapazitätsmengen erfolgen, während der im Rahmen der Energiewende erforderliche Aufbau großer Grünstrom-Kapazitäten über Prämienzahlungen finanziert würde, deren Höhe in technologienutralen Auktionen bestimmt wird (vgl. zur Diskussion der jeweiligen Ausbauziele auch Abschnitt 5.2.3). Mit zunehmender Fortentwicklung grüner Technologien wird sich der Bedarf für eine Differenzierung der Auktionen nach bestimmten Erzeugungskapazitäten zudem allmählich reduzieren. Die verschiedenen Formen erneuerbarer Energien werden dann untereinander einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt werden, was zu einer weiteren Kostensenkung beiträgt.

Ein stärker marktorientierter Ansatz impliziert zwangsläufig höhere Risiken bei den Investoren in Grünstrom-Anlagen. Ceteris paribus führt die notwendige Abgeltung der dadurch steigenden Risikoprämien zu höheren Fördersummen. Aufgrund der insgesamt verbesserten Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien werden aber gleichzeitig an anderer Stelle im Versorgungssystem, etwa bei den Netzentgelten, die Kosten reduziert. Im Hin-

blick auf das Investitionsrisiko ist ferner zu bemerken, dass beim Prämienmodell die Betreiber von Grünstrom-Anlagen zumindest für eine gewisse Zeitspanne mit einem fixierten Mindestelerlös pro abgesetzter Kilowattstunde in Höhe der Marktprämie kalkulieren können. Solange bei den erneuerbaren Energietechnologien technische Fortschritte noch möglich und erwünscht sind, erscheint eine derartige Risikobegrenzung ökonomisch gerechtfertigt. Je stärker aber Lernkurven in den Hintergrund und die Kosten zusätzlicher Grünstrom-Kapazitäten in den Vordergrund treten, desto weniger Gründe gibt es auch für diese Abschottung der Grünstrom-Produzenten von Marktrisiken im Rahmen des Marktprämien-Ansatzes.

Einen im Vergleich zu Marktprämien noch stärker marktwirtschaftlich orientierten Ansatz zur Bewältigung des spezifischen Missing-Money-Problems bei erneuerbaren Energien würde die Einführung eines speziell dem Finanzierungszweck dienenden Grünstrom-Zertifikatesystems darstellen. Im Gegensatz zum Prämienmodell könnten die Betreiber dann nicht mehr mit fixierten, sondern nur noch mit marktabhängigen und damit notwendigerweise volatilen Aufschlägen auf den Strompreis rechnen. Sie würden in diesem Falle auch die für eine Marktwirtschaft typischen Risiken zu tragen haben, die sich aus der Entwicklung des allgemeinen Marktumfelds und der weiteren technologischen Entwicklung ergeben. Durch die Mengenvorgaben für die verfügbaren Grünstrom-Zertifikate wäre dabei die Einhaltung der klimapolitischen Ziele der Energiewende unmittelbar gewährleistet.

Hervorzuheben ist, dass Grünstrom-Zertifikate in diesem Szenario längerfristig – und eventuell erst im Anschluss an ein zunächst eingeführtes Prämienmodell (vgl. dazu auch Canton und Lindén, 2010) – eingesetzt werden, um auf möglichst marktwirtschaftliche Weise zu einer Bewältigung des Missing-Money-Problems bei erneuerbaren Energien beizutragen. Grünstrom-Zertifikate würden dann nicht mehr – wie bei den gängigen Vorschlägen zu ihrer Einführung (vgl. etwa Sachverständigenrat, 2011) – der Technologie-Förderung (vgl. auch Abschnitt 5.2.2), sondern einer vom Merit-Order-Effekt am Spotmarkt unberührten Grundfinanzierung der erneuerbaren Energien dienen. Auf diese Weise würden sie einen grundlegenden Funktionswandel erfahren und als Instrument der Energiewende auch bei technisch völlig ausgereiften erneuerbaren Energien ihre Berechtigung haben.

Insgesamt könnte so die Erweiterung des Regelenergiemarkts kombiniert mit der Einführung einer im Rahmen eines Grünstrom-Zertifikatemarkts definierten Quote für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch die doppelte Missing-Money-Problematik (bei den Reservekapazitäten und bei den erneuerbaren Energien selber) lösen, die bei der Transformation des Versorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien sehr wahrscheinlich auftreten wird. Durch die Technologieneutralität der Förderung und die Flexibilität der Marktteilnehmer bei der Beschaffung der notwendigen Ausgleichsenergiekapazitäten wird es möglich, die klimapolitischen Ziele der Energiewende mit einem effizienten Mix aus Grünstrom-Technologien und, eine entsprechende Netzregulierung vorausgesetzt (vgl. Abschnitt 5.2.4.4), einer effizienten räumlichen Verteilung der Anlagen zu erreichen.

Gerade vor dem Hintergrund des EEG, das durch seine Ausgestaltung auf die Einbindung vieler kleinerer Erzeuger abzielt, ließe sich gegen die hier skizzierten Vorschläge zur Marktintegration erneuerbaren Energien einwenden, dass ihre Umsetzung tendenziell größere bzw. finanzstärkere Betreiber und Investoren begünstigen würde (vgl. auch Klessmann et al., 2008). Dies ist zum einen auf die Höhe und Risiken der erforderlichen Investitionen, zum anderen auf die Transaktionskosten und die entsprechenden Risiken zurückzuführen, welche für die einzelnen Kraftwerksbetreiber bei der Vermarktung ihres Stroms sowie durch ihre Teilnahme am Regelenergiemarkt entstehen. Die gestiegenen Kosten und Risiken werden jedoch auch für kleinere Anbieter sowohl im Prämienmodell als auch im Rahmen eines Grünstrom-Zertifikatesystems durch entsprechend zunehmende Zahlungen zumindest teilweise kompensiert. Weiterhin lassen sich die Transaktionskosten und Markteintrittsbarrieren gerade für kleinere Betreiber senken, weil ihnen die erweiterte Regelenergiemarktlösung vielfältige Möglichkeiten eröffnet, sich an die ihnen auferlegten zusätzlichen Verpflichtungen anzupassen. Dank moderner Kommunikationsmöglichkeiten können sich schließlich kleine und dezentrale Erzeugungseinheiten mit begrenztem technischem Aufwand zu „virtuellen Kraftwerken“ zusammenschließen und am Energiemarkt im Verbund agieren. Durch eine solche horizontale Integration werden nicht nur die Transaktionskosten reduziert. Durch Kombination technisch unterschiedlicher Grünstrom-Anlagen lassen sich vielmehr auch die Kosten und Risiken der Marktintegration zwischen den einzelnen Betreibern ausgleichen und damit insgesamt vermindern.

Das vorgeschlagene Marktdesign aus Kombination des erweiterten Regelenergiemarkts und der Einführung eines Grünstrom-Zertifikatesystems wäre auch auf europäischer Ebene erweiterungsfähig und könnte so eine Grundlage für eine Harmonisierung der nationalen Energiemärkte hin zu einem europäischen Versorgungssystem darstellen (vgl. auch Bieberbach et al., 2012). Dabei könnte sich auch als vorteilhaft erweisen, dass der Staat lediglich allgemeine Nutzungsziele für die erneuerbaren Energien, nicht aber konkrete Kapazitätsziele für den Kraftwerkspark vorgeben muss, bei deren Festlegung auf europäischer Ebene wohl noch in viel stärkerem Maße als im nationalen Rahmen mit einer Überforderung der politischen Instanzen gerechnet werden muss.

Durch die Anknüpfung an bestehende Elemente und bereits eingeleitete Reformschritte ist das ins Auge gefasste Marktdesign zudem auch leichter als der in Abschnitt 5.2.4.1 diskutierte Ansatz über einen umfassenden Kapazitätsmechanismus mit einer nur schritt- oder teilweisen Integration der europäischen Strommärkte vereinbar, bei der lediglich die Möglichkeiten zum Import- und Export von Strom erweitert werden, die Energiepolitik in den einzelnen Mitgliedsstaaten aber nicht vollständig vereinheitlicht werden muss.

5.2.4.4 Veränderung der Rahmenbedingungen auf der Netzebene

Zur Synchronisierung und Koordination des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten und der Anpassung der Übertragungsinfrastruktur sollten zudem für beide in den vorangehenden Ab-

schnitten dargestellten Varianten eines zukünftigen Marktdesigns ergänzende Reformen im Bereich der Netzregulierung erwogen werden. Nur wenn diesem zusätzlichen (räumlichen) Koordinationsbedarf Rechnung getragen wird, kann letztlich ein gesamtwirtschaftlich bzw. zumindest systemweit effizientes Versorgungssystem aus dem vielfach simultanen Umbau der Erzeugungsseite und der Infrastrukturanpassung entstehen.

Notwendig sind dazu prinzipiell (Preis-)Signale an die Akteure über die aus Sicht des Netzes geeigneten Standorte für Kraftwerke und Speicher. So sollten Standort-Entscheidungen für Kraftwerks- und Speicherkapazitäten verstärkt auf Grundlage einer Abwägung zwischen standortbedingten Vorteilen bei der Stromerzeugung und -speicherung und den Kosten des notwendigen Netzausbaus getroffen werden. Derartige Signale können darüber hinaus der gesamten Planung des Netzausbaus und des Flächenausweis für erneuerbare Energien eine ökonomische und vor allem transparentere Grundlage geben als dies bislang der Fall ist. Preissignale über die durch die bestehende Netzinfrastruktur bedingten Restriktionen und Kosten können beispielsweise aber auch verhindern, dass besonders günstig erscheinende Verträge über Ausgleichsenergiakapazitäten, etwa am erweiterten Regelenergiemarkt, abgeschlossen werden, die aufgrund mangelnder Übertragungskapazitäten jedoch die gewünschte Versorgungssicherheit tatsächlich nicht gewährleisten können. Nicht nur der Netzausbau an sich, sondern auch die Netzregulierung kann deshalb, anders als gegenwärtig vielleicht wahrgenommen, zum Gelingen der Energiewende beitragen. Ansatzpunkte und Leitlinien für eine entsprechende Weiterentwicklung der heutigen Netzregulierung sollen im Folgenden in allgemeiner Weise aufgezeigt werden.

Bisher tragen in Deutschland – gemäß dem Konzept der sogenannten flachen Anschlusskosten – die Anlagenbetreiber die Kosten zum Anschluss der Anlage an den (nächstgelegenen) Verknüpfungspunkt, während alle Kosten der Netzertüchtigung wie z.B. nötige Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen den Netzbetreibern angelastet werden (Diekmann et al., 2008). Dieser Ansatz trägt zwar zum beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien bei, er setzt aber keine Signale weder für eine Effizienzstandards genügende Netzintegration erneuerbarer Energien noch für den entsprechenden Ausbau der gesamten Netzstruktur (vgl. auch Abschnitt 5.2.1).

Als Alternativen bieten sich die Ansätze „tiefer“, „gemischter“ und „wahrer“ Anschlusskosten an (Barth et al., 2008). Das Konzept der „tiefen“ Anschlusskosten umfasst für die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen auch die gesamten Kosten für den nötigen Netzausbau. Dieser Ansatz liefert gemäß Barth et al. (2008) zwar deutliche Standortsignale für erneuerbare Energien, ist in der Praxis jedoch nur schwer umzusetzen (vgl. dazu auch Brandstätt et al., 2011). Probleme entstehen zum einen bei der Berechnung der notwendigen Netzausbaukosten, der häufig keine transparente Methodik zugrunde liegt und die somit manipulationsanfällig ist. Zum anderen können sich Anreize zu Freifahrer-Verhalten ergeben, wenn Netzausbaukosten nur dem ersten Kraftwerksbetreiber angelastet werden und die Betreiber weiterer an gleicher Stelle errichteter Kraftwerke keine Kosten mehr zu tragen haben. Bei „gemischten“ Anschlusskosten entfällt auf die Betreiber regenerativer Energiean-

lagen lediglich ein proportionaler Anteil an den Kosten für den induzierten Netzausbau. Beim Konzept der „wahren“ Anschlusskosten schließlich trägt ein Betreiber die Anschlusskosten bis zum nächstgelegenen Anschlusspunkt, wo der erzeugte Strom ohne Netzausbau ins Netz eingespeist werden kann. Unter Umständen können hier sehr hohe Anschlusskosten z.B. für vom Netz weit entfernte Windparks entstehen (vgl. Barth et al., 2008; Diekmann et al., 2008).

Im Zuge der Energiewende ist über die Veränderung der Zurechnung der Netzausbaukosten hinaus eine Überprüfung des Engpassmanagements im deutschen Netzgebiet angezeigt. Engpässe in den Übertragungskapazitäten werden heute durch die Netzbetreiber im Rahmen des sogenannten kostenbasierten Redispatching ausgeglichen, bei dem gezielt Kraftwerke auf beiden Seiten des Engpasses herauf- und heruntergeregt werden. Die dabei anfallenden Kosten gehen als Regelkosten in die Berechnung der Netzentgelte ein und werden gleichmäßig auf die Netznutzer umgelegt, wobei im Stromgroßhandel eine einheitliche Preiszone für Deutschland gilt. Die von Leitungsengpässen vorverursachten Systemkosten weichen an verschiedenen Ausspeisepunkten jedoch erheblich voneinander ab, was sich in einem einheitlichen Marktpreis nicht widerspiegeln kann (vgl. auch Monopolkommission, 2011, S. 86).

Durch das Engpassmanagement in seiner heutigen Form gehen deshalb Signale über die Auslastung der Leitungsnetze an die Marktteilnehmer verloren, die in einem liberalisierten Strommarkt als unabhängige bzw. eigenständige Unternehmen agieren. Im früheren monopolistisch geprägten Strommarkt hatten integrierte Unternehmen den Anreiz, bei der Kraftwerksplanung sowohl die Kosten für die Erzeugung als auch die dadurch anfallenden Netzkosten in ihr Entscheidungskalkül mit einzubeziehen. Heute sind hingegen beide Entscheidungen voneinander getrennt. Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazität erfolgen im Vertrauen auf ein funktionierendes Netz, bei dem – im Sinne einer „Kupferplatte“ – an jeder beliebigen Stelle Strom beliebig eingespeist oder entnommen werden kann. Für den einzelnen Investor sind in einem solchen System ausschließlich seine Stromerzeugungskosten relevant, während für ihn die durch die Standortentscheidung verursachten Netzkosten externe Kosten darstellen.

Effizientere Verfahren des Engpassmanagements würden allen Netznutzern und anders als heute insbesondere auch den Stromerzeugern klare Signale über bestehende Knappheiten in den Übertragungsleitungen übermitteln. Eine Mindestvoraussetzung hierfür ist der Verzicht auf die bundesweit einheitliche Preiszone am Großhandelsmarkt für Strom. Auch hier kommt es zu einem Trade-off zwischen Knappheit signalisierenden und damit effizienzsteigernden Preisen und dem damit verbundenen Risiko für die Marktteilnehmer (vgl. auch Abschnitt 2.6). Einerseits geben regional differenzierte Preise Produzenten und Konsumenten von Strom Signale darüber, wo und wann die Produktion von Strom mit den geringsten Systemkosten verbunden ist und somit den höchsten Wert hat. Andererseits entstehen durch die orts- und zeitspezifischen Preise Transaktionskosten und Unsicherheiten bezüglich der jeweils am Strommarkt erzielbaren Erlöse (vgl. etwa auch Hiroux und Saguan, 2010). Dane-

ben ist zu berücksichtigen, dass Preisdifferenzierungen am Strommarkt auf heftigen politischen Widerstand stoßen können.

Durch den starken Ausbau der erneuerbarer Energien wie insbesondere der On- und Offshore-Windenergie in Norddeutschland entstehen für die Stromnetze hohe Belastungen.³⁰ Gerade deswegen sind transparente Signale über die Kosten des Transports großer Strommengen aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden Deutschlands für eine möglichst effiziente Umsetzung der Ziele der Energiewende entscheidend. Nur auf Grundlage solcher, in Bezug auf die realen Kosten umfassenden, Preissignale können die einzelnen Erzeuger eine ökonomisch rationale Entscheidung darüber treffen, ob ein Ausbau der Windenergie in windstarken, jedoch mit teuren Anschlusskosten verbundenen Regionen oder an verbrauchsnahe, jedoch weniger ergiebigen und schwankungsanfälligeren Stellen, effizienter wäre.

Ein extremes Verfahren zum Engpassmanagement, bei dem in diesem Sinne vollständige Signale an die Netznutzer übermittelt werden, stellt das Nodal-Pricing Modell dar (vgl. etwa Hogan, 1998), wie es in den USA im integrierten Elektrizitätsmarkt von Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM) eingeführt wurde. Dabei werden zu jedem Zeitpunkt für jeden Knotenpunkt im Versorgungsnetz eigene Preise bestimmt (vgl. auch Brandstätt et al., 2011). Sogenannte Zonal-Pricing-Ansätze teilen das Versorgungsnetz hingegen weniger kleinteilig lediglich in verschiedene Zonen auf, für die bei Engpässen im Übertragungsnetz unterschiedliche Preise bestimmt werden (vgl. etwa auch Hiroux und Saguan, 2010).

Die Einführung eines perfekten Nodal-Pricing-Verfahrens in Deutschland erscheint zumindest derzeit wenig praktikabel, da sie zu hohe Transaktionskosten und Unsicherheiten bei den Netznutzern führen können. Zu beachten ist insbesondere, dass Nodal-Pricing-Verfahren zwar zur effizienten Ausnutzung gegebener Netzkapazitäten führen, aber bei Vorliegen von Fixkosten des Netzausbaus keine effiziente Verteilung neuer Kraftwerkskapazitäten im Raum gewährleisten und damit genau den mit ihnen im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende verfolgte Zielsetzung verfehlt (vgl. Brandstätt et al., 2011). Auch dürfte ihr Zusatznutzen gegenüber weniger aufwendigen Zonenpreis-Modellen gering ausfallen. Bei Unterteilung des Transportnetzes in verschiedene Zonen können Engpässe über explizite oder implizite Auktionen der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten bewirtschaftet werden. Bei impliziten Auktionen, wie sie schon heute zur Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen im innereuropäischen Strommarkt eingesetzt werden, erfolgt der Handel zwischen den Netzzonen unter der Voraussetzung bzw. Nebenbedingung der verfügbaren Übertragungskapazitäten (vgl. Monopolkommission, 2011, S. 85 ff.).

Eine abschließende Bewertung genauer Ausgestaltungen des Engpassmanagements kann in diesem Bericht aufgrund der hohen Komplexität der Netzregulierungsproblematik nicht vor-

³⁰ Siehe beispielsweise die in Abschnitt 5.2.4.2 beschriebenen Herausforderungen für die Netzbetreiber im Winter 2011/2012.

genommen werden. Die vorangegangene Diskussion macht allerdings deutlich, dass der Netzregulierung als Bestandteil der Energiewende eine stärkere Beachtung geschenkt werden sollte als bisher.

5.2.5 Europäische Integration im Strombereich

Durch eine vertiefte Zusammenarbeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der EU ließen sich erhebliche Effizienzgewinne realisieren. Wie auch in Abschnitt 4.7 ausgeführt, unterscheiden sich die Nutzungsbedingungen für erneuerbare Energien in den einzelnen Mitgliedsländern zum Teil deutlich (vgl. auch Ecofys et al., 2011; EWI und energynautics, 2011). Bei der Photovoltaik lassen sich in Südeuropa und bei der Windenergie in küstennahen Regionen wesentlich höhere Auslastungszeiten als im deutschen Binnenland erzielen, was zu einer erheblichen Senkung der Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führen könnte. Um dieses Kostensenkungspotenzial zu realisieren, räumt die EU schon jetzt ihren Mitgliedsländern das Recht ein (vgl. EU-Richtlinie 2009), ihre nationalen EU-Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien durch grenzüberschreitende (statistische) Transfers zu erfüllen. Bislang wird diese Option jedoch nur in geringem Umfang genutzt, was von der EU-Kommission (2012, S. 6) beklagt wird. Die Effizienzgewinne durch eine europaweite Verteilung der Grünstrom-Kapazitäten werden noch weiter dadurch erhöht, dass durch den verbesserten Ausgleich dargebotsabhängiger Schwankungen in der Energieerzeugung der Bedarf an Back-up- und Speicherenergiiekapazitäten reduziert werden kann. Weil etwa die Korrelation der Windstärke innerhalb Deutschlands naturgemäß wesentlich höher ist als etwa zwischen Dänemark und Frankreich, steigt durch die weitere räumliche Verteilung der Anlagen in Europa die durch Aufbau von Windenergie-Anlagen sicher zu ersetzende konventionelle Kraftwerksleistung (vgl. auch TradeWind, 2009). Ausreichende Speicherkapazitäten (v.a. für Pumpspeicherkraftwerke) stehen innerhalb der Grenzen Deutschlands ohnehin nicht im erforderlichen Ausmaß zur Verfügung, so dass zumindest beim heutigen Stand der Speichertechnik eine internationale Kooperation unabdingbar ist. Aus all diesen Gründen bedarf es in der EU in der Tat „einer weiteren Vertiefung der Koordinationsmechanismen bis hin zu einer Konvergenz der Energiepolitik“ (Bettzüge, 2011, S. 59). Zu berücksichtigen bleiben jedoch trotz dieser vielfältigen Vorteile einer auf europäischer Ebene angelegten Politik zur Nutzung erneuerbarer Energien im Strombereich die zum Teil erheblichen Infrastrukturkosten des dabei erforderlichen Netzausbaus.

Eine auf die Nutzung dieser Effizienzgewinne gerichtete Harmonisierung der Energiepolitik der EU ließe sich – aufbauend auf dem bisher schon verwendeten Instrumentarium oder alternativ zu diesem – über die Einführung eines EU-weiten Grünstrom-Zertifikatemarkts erreichen. Ein EU-weit einheitlich geförderter Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energien müsste von einer Vereinheitlichung des Strommarktdesigns und der entsprechenden Regulierung der Netzebene begleitet werden. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien, bei dem die damit einhergehenden Netzkosten unberücksichtigt bleiben, wäre trotz der Ausnutzung geografischer Vorteile wenig effizient, wenn die Erlösbedingungen für verbrauchsferne

Erzeuger die gleichen wie für verbrauchsnahe wären (vgl. etwa Bieberbach et al., 2012; EWI und energynautics, 2011). Das gleiche gilt für die auch auf nationaler Ebene zur effizienten Markt- und Systemintegration notwendigen Signale über die Kosten des von erneuerbaren Energien verursachten Ausgleichsenergiebedarfs, die die Betreiber im Zuge der Vereinheitlichung des Marktdesigns europaweit in einheitlicher und transparenter Weise erhalten müssten.

Auf Ebene der EU werden die Effizienzvorteile, die sich aus einer Harmonisierung der EU-Energiepolitik im Bereich erneuerbarer Energien ergeben, mittlerweile deutlich wahrgenommen. Die EU-Kommission intensiviert deshalb in jüngster Zeit ihre Bemühungen, nicht nur über das Jahr 2020 hinaus geltende Ausbauziele für erneuerbare Energien festzuschreiben, sondern diese auch durch eine gegenüber heute wesentlich stärkere Integration der Politikmaßnahmen umzusetzen. Der europaweite Netzausbau soll dabei ebenso vorangetrieben werden wie der Handel mit Grünstrom-Quoten und die gemeinsame Forschung im Bereich neuer Energietechnologien. In diesem Zusammenhang gibt es auch Bestrebungen, die energiepolitische Kooperation über die Grenzen der EU hinaus auszudehnen und durch Einbeziehung der nordafrikanischen Staaten deren reichlich vorhandenes Potenzial für die Erzeugung von Solarstrom nutzen zu können (vgl. EU-Kommission, 2012).

Allerdings scheint im Hinblick auf die Realisierungschancen eines EU-weit koordinierten Ausbaus erneuerbarer Energien doch eine gewisse Skepsis angebracht. So vorteilhaft aus ökonomischer Sicht eine vertiefte Integration in der EU-Energiepolitik auch wäre, so hoch sind gleichzeitig die ihr entgegenstehenden Hindernisse:

- Durch die Autonomie der Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung der von der EU verbindlich vorgegebenen verbindlichen Nutzungsziele für erneuerbare Energien bis 2020 (vgl. EU Richtlinie 2009/28/EC) war es den einzelnen Ländern möglich, völlig unterschiedliche Strategien zur Förderung der erneuerbaren Energien zu entwickeln. Daraus ergeben sich politische wie auch systemtechnische Pfadabhängigkeiten, die es schwierig machen, die unterschiedlichen Energiestrategien der Mitgliedsländer nach Erreichen der 20-20-20-Ziele im Jahr 2020 in eine gemeinsame und harmonisierte europäische Energiepolitik zu überführen. Wie schon auf nationaler Ebene zu beobachten ist, dürfte etwa die Aufgabe eines im jeweiligen Land etablierten und als bewährt geltenden Fördersystems zugunsten einer einheitlichen europaweiten Förderpolitik auf erheblichen politischen Widerstand stoßen. Zudem haben sich die im jeweiligen Land aktiven Kraftwerks- und Netzbetreiber mit ihren bisherigen Investitionen an die nationalstaatlich geprägten Versorgungs- und Fördersysteme angepasst, was beim Übergang zu einem europaweit integrierten System zu einer beträchtlichen Erhöhung der Umstellungskosten führt.
- Fraglich ist, inwieweit die Mitgliedsstaaten der EU in einem politisch sensiblen Bereich wie der Energieversorgung überhaupt zu einem weitgehenden Autonomieverzicht bereit sein werden, in dessen Folge zumindest einzelne Staaten ihre Fähigkeit zur Eigenversorgung verlieren könnten. Im Art. 194 Abs. 2 des erst 2009 in Kraft getretenen Lis-

sabon-Vertrages wird den EU-Mitgliedstaaten nach wie vor das Recht eingeräumt, ihren Energiemix frei zu wählen. Diese weitreichende Möglichkeit zur energiepolitischen Selbstbestimmung steht zumindest in potentiellm Konflikt mit dem Streben nach ehrgeizigen Ausbauzielen für erneuerbare Energien, wie sie im Rahmen der deutschen Energiewende verfolgt werden. Dass alle Mitgliedsstaaten die 20-20-20-Ziele akzeptiert haben, widerspricht dieser Einschätzung nicht, da diese Ziele letztlich nicht allzu ambitioniert sind und deshalb die Entscheidungsfreiheit in der nationalen Energiepolitik nur partiell eingeschränkt haben. Auf eine ähnliche Konsensbereitschaft bei der Festlegung von Zielen für die Zeit nach dem Jahr 2020 lässt sich daraus in jedem Fall kaum schließen, insbesondere wenn damit gleichzeitig der Versuch einer EU-weiten Vereinheitlichung der eingesetzten Instrumente einher gehen sollte. Realistischerweise ist kaum damit zu rechnen, dass Länder wie Frankreich oder die Tschechische Republik, die sich schon jetzt auf eine dauerhafte Nutzung der Kernenergie festgelegt haben, das gleiche Interesse am Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich zeigen werden wie Deutschland.

- Eine streng an der effizienten Nutzung erneuerbarer Energietechnologien orientierte europäische Energiepolitik zieht automatisch Zahlungsströme zwischen den Mitgliedsländern nach sich, wie sie innerhalb Deutschlands schon heute im Rahmen des EEG zwischen den einzelnen Bundesländern zu beobachten sind (vgl. Löschel et al., 2012). Dabei würden die Regionen, die sich für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen besonders eignen, wirtschaftlich in besonderem Maße vom Beitrag der Energieerzeugung zu ihrer lokalen Wertschöpfung profitieren. Würde sich etwa ein großer Teil der deutschen Energieerzeugung in wind- und sonnenreiche Regionen Europas verlagern, würde dies zwar den Stromverbrauchern in Deutschland aufgrund niedrigerer Strompreise zugutekommen. Gleichzeitig würden aber die mit der Energieerzeugung verbundenen Wertschöpfungsgewinne nicht mehr in Deutschland, sondern in den durch die Witterungsverhältnissen begünstigten Regionen anfallen. Zudem wäre es diesen Regionen möglich, durch entsprechende Gestaltung der Lieferverträge meteorologische Lagerenten zu realisieren, wie sie auch im Zusammenhang mit der Einführung eines Grünstrom-Zertifikatesystems kritisiert werden.³¹ Die Bereitschaft der potentiellen Importländer zum internationalen Handel mit erneuerbaren Energien wird durch diesen zu erwartenden Mittelabfluss gedämpft, vor allem, wenn in diesen Ländern die etablierten Grünstrom-Produzenten über großen politischen Einfluss verfügen.
- Diese Verteilungseffekte zugunsten der Erzeugerländer werden allerdings bis zu einem gewissen Grad dadurch ausgeglichen, dass die ökologischen Folgekosten der Grün-

³¹ Vgl. zu diesem Einwand etwa auch die abweichende Meinung von Prof. Bofinger im Gutachten des Sachverständigenrats (2011, S. 261 ff.).

strom-Nutzung in diese Länder verlagert würden und die ihnen zufließenden Zahlungen somit eine (partielle) Kompensation für diese Belastungen darstellen.

- Verteilungskonflikte würden sich schließlich auch bei der Frage ergeben, wie die einmalig anfallenden Kosten für die zu errichtende Übertragungsinfrastruktur zwischen den Exporteuren und Importeuren erneuerbarer Energie aufgeteilt werden sollen. Bei einer Anlastung der Kosten gemäß dem Nutznießer-Prinzip ist zu berücksichtigen, dass den Kosteneinsparungen bei den Verbrauchern langfristige Gewinnchancen auf Seiten der Erzeuger gegenüberstehen.
- Einzelvorhaben der EU zur Verbesserung der Nutzungsbedingungen erneuerbarer Energien wären etwa im Bereich von Forschung und Entwicklung auch ohne Zustimmung der Mitgliedsländer durchführbar. Der Spielraum für solche Aktivitäten ist aber durch das höchst begrenzte Haushaltsbudget der EU stark eingeschränkt, dessen Volumen im Jahr 2012 gerade die Hälfte des deutschen Bundeshaushalts beträgt.³²

5.3 Ergänzende Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien können die Steigerung der Energieeffizienz und insbesondere die absolute Senkung des Energieverbrauchs grundsätzlich als wesentliche Hebel für die Umsetzung ambitionierter klimapolitischer Ziele gesehen werden. Dies bestätigen für Deutschland auch die Analysen für den Industrie- und Gebäude- sowie Verkehrsbereich im Kapitel 3 bzw. im Anhang II.2. Bereits über die vergangenen 20 Jahre ist in Deutschland eine (absolute) Entkopplung des wirtschaftlichen Wachstums vom Energieverbrauch zu beobachten. Die Energieintensität sank im Zeitraum von 1990 bis 2010 um durchschnittlich 1,7 % pro Jahr (OECD, 2012). Im Rahmen der Energiewende werden für die Zukunft zumindest ebenso ambitionierte Ziele formuliert. Im Einklang mit den Effizienzzielen auf europäischer Ebene soll bereits bis zum Jahr 2020 der Primärenergieverbrauch um 20 % gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden (BMWi, 2011b).

Aus klimapolitischer Sicht zielen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur (absoluten) Senkung des Energieverbrauchs darauf ab, die Anforderungen zur CO₂-Vermeidung in der Energieerzeugung reduzieren zu können. Die Vermeidungspotenziale von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz verteilen sich dabei auf eine Vielzahl von (Klein-)Emittenten im Haushalts- und Industriebereich, so dass erhebliche Informationsdefizite des Staates über die individuellen Vermeidungsmöglichkeiten zu erwarten sind. Gerade in dieser Situation versprechen marktwirtschaftliche Instrumente wie das EU ETS deutliche Vorteile im Hinblick auf die Kosteneffizienz der Vermeidung, indem sie, statt explizite Ver-

³² Vgl. Gemäß Haushaltplanung beträgt das Haushaltsbudget der EU für 2012 147,2 Mrd. € (http://ec.europa.eu/budget/figures/2012/2012_de.cfm), während es sich für Deutschland auf 306,2 Mrd. € beläuft (<http://www.bundeshaushalt-info.de/startseite/#>).

meidungsmaßnahmen vorzugeben, die Vermeidungsentscheidungen den einzelnen Emittenten übertragen und damit den Informationsbedarf des Staates deutlich senken bzw. das Problem asymmetrischer Information zwischen Staat und Emittenten umgehen (vgl. auch Anhang III.1). Auch aus diesem Grund sollte eine Ausweitung des EU ETS auf die bisher nicht erfassten Bereiche angestrebt werden.

Wie in Abschnitt 5.1.4 ausgeführt, ist allerdings zu befürchten, dass Preissignale, wie sie das EU ETS übermittelt, als alleiniger Anstoß für Effizienzmaßnahmen nur begrenzte Wirkung entfalten (vgl. auch Hanemann, 2010). So konnten in den Analysen des Kapitel 3 gerade für den Gebäude- und Industriebereich Energieeffizienzmaßnahmen identifiziert werden, die grundsätzlich bereits heute zu niedrigen und teils sogar zu negativen Vermeidungskosten umgesetzt werden könnten. Soweit diese CO₂-Vermeidungspotenziale auf neue Effizienztechnologien zurückgehen, ist allerdings zu beachten, dass die Diffusion neuer Technologien in den Markt in der Regel eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen wird. Selbst wenn die vorhandenen Potenziale nicht zeitnah ausgeschöpft werden, bedeutet dieses dann nicht notwendigerweise eine Rechtfertigung staatlicher Eingriffe (vgl. etwa Jaffe et al., 2004). Den identifizierten Vermeidungspotenzialen im Industrie- und Gebäuderbereich liegen meist jedoch nicht innovative neue, sondern letztlich bereits bewährte Technologien zugrunde. Lediglich in Teilen des Verkehrsbereichs stehen manche Technologien noch am Anfang ihrer Entwicklung, wie z.B. Hybridtechnologien als Ergänzung konventioneller Antriebe zur Effizienzsteigerung.

Wie aber bereits die Diskussion der Eignung eines ETS als alleiniges Instrument zur Gestaltung der Energiewende in Abschnitt 5.1.4 zeigte, stellen nicht internalisierte externe Effekte des Energieverbrauchs, wie insbesondere die externen Kosten der CO₂-Emissionen, lediglich einen möglichen Grund dafür dar, dass eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu geringe Investitionsbereitschaft in Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und damit eine ineffizient langsame Steigerung der Energieeffizienz zu beobachten ist. Vielmehr drohen auch und gerade im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen verhaltensökonomische Hemmnisse, Informationsdefizite und -asymmetrien, die Principal-Agent-Problematik sowie Liquiditätsbeschränkungen der Emittenten die Anreizwirkung eines ETS erheblich zu beeinträchtigen (vgl. Abschnitt 5.1.4).

Betrachtet man etwa speziell den Gebäuderbereich, versprechen Sanierungsmaßnahmen zwar vielfach hohe Einsparpotenziale. Oft sind sie allerdings zugleich mit erheblichem Investitionsbedarf verbunden, etwa weil viele Einzelmaßnahmen erst im Rahmen einer umfassenden Sanierung sinnvoll umgesetzt werden können. Die Amortisation der Investitionen gelingt damit in den meisten Fällen nur auf längere Sicht. Zudem sind Finanzierungsrestriktionen wahrscheinlich, da gerade im Gebäuderbereich auch viele „Klein-Emittenten“ betroffen sind, die über vergleichsweise wenig Eigenkapital verfügen. Neben verhaltensökonomischen Aspekten und Finanzierungsrestriktionen kann sich eine relativ starke Gegenwartspräferenz

von Gebäudeeigentümern auch dadurch erklären, dass es bei Eigennutzung unsicher ist, ob das Gebäude überhaupt über einen ausreichend langen Zeitraum genutzt werden wird.³³ Schließlich kann nicht in jedem Fall davon ausgegangen werden, dass aufwendige und größtenteils irreversible Sanierungsmaßnahmen stets zu einem entsprechenden Anstieg des Werts der Immobilie führen und damit im Fall eines (vorzeitigen) Verkaufs wieder erlöst werden können. Neben der allgemeinen asymmetrischen Informationsproblematik in der objektiven Vermittlung von Angaben zur Energieeffizienz einer Immobilie dürfte der erzielbare Wertanstieg vielmehr insbesondere von Faktoren wie etwa der Lage, der Region oder den Verwendungsmöglichkeiten des Gebäudes abhängen. Diese Aspekte bestimmen zwar schon den Ausgangswert der Immobilie maßgeblich, die Investitionskosten energetischer Sanierungsmaßnahmen bleiben davon aber weitgehend unbeeinflusst. Ohnehin attraktivere Immobilien versprechen insofern höhere Investitionssicherheit und bessere Finanzierungsmöglichkeiten, indem die Sanierungskosten einen geringeren Anteil des Gesamtwerts des Gebäudes einnehmen. Dient das betroffene Gebäude nicht der Eigennutzung sondern der Vermietung, schränkt die Landlord-Tenant-Problematik die Möglichkeiten ein, die Kosten von Effizienzmaßnahmen zu refinanzieren.

Die folgenden Abschnitte diskutieren, inwieweit zusätzliche staatliche Eingriffe in einzelnen Bereichen geboten sind und welche Möglichkeiten dem Staat dazu grundsätzlich zur Verfügung stehen.

5.3.1 Zusätzliche Instrumente im Industrie- und Gebäudebereich

Im Folgenden sollen Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz näher betrachtet werden, die auf die Überwindung der oben ausgeführten zusätzlichen Marktbarrieren für hinreichend umfangreiche Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen abzielen. Der Fokus des Abschnitts liegt vorwiegend auf der Analyse spezieller Energieeffizienzinstrumente im Gebäudebereich, wie z.B. die Möglichkeit steuerlicher Förderung für Energieeffizienzmaßnahmen. Allerdings sind einige der angesprochenen Instrumente, wie z.B. Informationskampagnen, auch auf den Industriebereich übertragbar. Ebenso würde der Einsatz sogenannter weißer Zertifikate, in denen analog zum ETS kostengünstige Energieeinspar- und Energieeffizienzziele verfolgt werden können (vgl. Fraunhofer ISI et al., 2012), ein sektorübergreifendes Instrument darstellen.

Soweit die externen Kosten der mit dem Verbrauch von Energie verbundenen CO₂-Emissionen nicht vom EU ETS erfasst werden, sollte ein transparenteres und möglichst einheitliches Preissignal für CO₂ zu etablieren versucht werden (etwa auch Gillingham et al.,

³³ Dieser Aspekt steht auch nicht im Widerspruch zur empirischen Beobachtung, dass derzeit ein großer Teil der Sanierungen privater Häuser von der Bevölkerungsgruppe der 60-65-Jährigen durchgeführt werden. Zum einen unterliegt diese Bevölkerungsgruppe tendenziell weniger finanziellen Restriktionen, zum anderen ist bei ihr, abgesehen vom Motiv der Vererbung, eine immer noch relativ lange Eigennutzung der Immobilien im Ruhestand zu erwarten.

2009). Einen möglichen Weg stellt in diesem Zusammenhang eine stärkere Orientierung der bisherigen Verbrauchsteuern am CO₂-Gehalt des jeweiligen Energieverbrauchs dar bzw. der Ausweis einer expliziten CO₂-Komponente in den Energiesteuern, wie von der EU Kommission vorgeschlagen (vgl. auch OECD, 2012). Die Gefahr möglicher Effizienzverluste aus der Segmentierung in vom EU ETS erfasste und nicht-erfasste Sektoren bleibt dabei jedoch bestehen. Zumindest längerfristig sollte deshalb eine Vereinheitlichung der Preissignale für CO₂ in allen Sektoren trotz der zu erwartenden politischen Widerstände angestrebt werden.

Staatliche Informationsprogramme und -kampagnen können bestehende Informationsprobleme beheben, indem etwa über Zertifizierungen glaubwürdig und einheitlich die Energieeffizienz von Produkten und Gütern ausgewiesen werden. Die empirischen Ergebnisse in der Literatur zur Wirksamkeit und Kosteneffizienz von Informationsinstrumenten sind gemischt (vgl. auch Gillingham et al., 2009). In Deutschland deutet vieles darauf hin, dass die bereits heute in großer Zahl verfolgten Maßnahmen einen kosteneffizienten Weg zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich darstellen (vgl. auch Neuhoff et al., 2011). Der mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 eingeführte Energieausweis, der für Neubauten oder bei Änderungen bzw. Erweiterungen von Bestandsbauten in der Regel ausgefertigt werden muss, dient beispielsweise dazu, glaubwürdige und einheitliche Angaben über den Energiebedarf in Gebäuden auszuweisen und so die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Immobilien für Kauf- und Mietinteressenten zu vereinfachen. Allerdings wird der Informationsgehalt in der bisherigen Ausgestaltung eher als gering eingestuft, so dass eine Weiterentwicklung des Ausweises angezeigt scheint (vgl. auch Amecke, 2011). Informationsangebote werden darüber hinaus über öffentliche Energieberatungsstellen und die finanzielle Förderung der Vor-Ort-Beratung durch Energieexperten gemacht. Zudem sind im Rahmen der Energiewende weitere Informationskampagnen und -angebote vorgesehen (vgl. etwa BMWi, 2011b).

Auch wenn diese breiten Informationsangebote und die Vorschläge zu deren Weiterentwicklung zu begrüßen sind, werden Informationsinstrumente allein nicht genügen, um eine effiziente Steigerung der Energieeffizienz zu erreichen. Umfragen zur Wirksamkeit des Energieausweises zeigen etwa, dass viele Interessenten der Energieeffizienz eines Gebäudes als Entscheidungskategorie nur untergeordnete Beachtung schenken und insofern auch der Nutzen von Informationsmaßnahmen zum Abbau des Informationsgefälles zwischen Eigentümer und Kauf- bzw. Mietinteressenten beschränkt sein kann (vgl. auch Amecke, 2011).

Durch die direkte finanzielle Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz können Liquiditätsbeschränkungen der Emittenten überbrückt werden, aber auch die verhaltensökonomisch begründete mögliche Verlustaversion und die damit einhergehende Verhaltensträgheit korrigiert werden. Letzteres mag auch eine Erklärung dafür darstellen, warum sich staatlich gesetzte finanzielle Anreize empirisch als deutlich stärkeres Signal für Effizienzinvestitionen herausgestellt haben als Preissignale, wie sie sich etwa in Form ansteigender Energiekosten ergeben (vgl. auch Linares und Labandeira, 2010). Allerdings ist zu beachten, dass Subventionen ein zwar effektives, aber nicht immer kosteneffizientes Mittel zur Steigerung der Energieeffizienz darstellen (Gillingham et al., 2009). Insbesondere drohen Mitnah-

meeffekte, wenn ohnehin vorgesehene private finanzielle Mittel für Effizienzinvestitionen durch öffentliche Gelder lediglich ersetzt werden und entsprechend keine zusätzlichen Einsparungen angestoßen werden. Die Wirkung finanzieller Anreize kann darüber hinaus auch durch sogenannte Rebound-Effekte begrenzt werden, wenn die realisierten Kosteneinsparungen Verhaltensänderungen auslösen, die die Effizienzgewinne zumindest teilweise kompensieren (Frondel, 2012; Tietenberg, 2009; Linares und Labandeira, 2010). Energetische Gebäudesanierungen werden in Deutschland insbesondere durch die KfW mit zinsvergünstigten Darlehen und Investitionskostenzuschüsse im Rahmen des Programms „Energieeffizient Sanieren“ unterstützt. Die Vergabe der Mittel ist sowohl an eine umfassende Beratung als auch an die Einhaltung bestimmter Vorgaben zur Steigerung der Energieeffizienz geknüpft. Die Wirkungen des Programms werden weitgehend positiv eingeschätzt (vgl. etwa Kuckshinrichs et al., 2011). Kritisiert wird die Vergabepraxis nach dem „Windhund-Verfahren“, durch das die begrenzten Mittel nicht an besonders einkommensschwache Haushalte vergeben werden (vgl. OECD, 2012). Zur Umsetzung der ambitionierten Ziele bei der Gebäudeeffizienz wurden im Rahmen der Beschlüsse zur Energiewende die Fördermittel auf 1,5 Mrd. Euro für die Jahre 2012 bis 2014 erhöht.³⁴ Die Kritik eines gemessen an den Zielen in der Gebäudesanierung zu geringen finanziellen Fördervolumens bleibt jedoch ebenso bestehen wie die Forderung nach einer Verstetigung der Förderung, um insbesondere die Planungssicherheit für potentielle Investoren zu erhöhen und die Bedeutung der Gebäudesanierung glaubwürdiger zu vermitteln (dena, 2012b). Eine derartige Verstetigung wird bislang jedoch lediglich als Zielsetzung formuliert.³⁵

Als alternative finanzielle Förderung ist im Energiekonzept der Bundesregierung zudem vorgesehen, Maßnahmen zur energetischen Sanierung steuerlich zu fördern. Konkret sollen dazu bis zu 10 % der Aufwendungen für energetische Sanierungsmaßnahmen über einen Zeitraum von 10 Jahren im Rahmen der jeweiligen Einkunftsart abgeschrieben werden können (§ 7e EStG) bzw. bei Eigennutzung der betreffenden Immobilie wie Sonderausgaben abgezogen werden können (§ 10k EStG). Steuerliche Abschreibungen aktivieren den Spartrieb der Eigentümer und lenken so unter Umständen in wesentlich stärkerem Maße als Preissignale ihre Aufmerksamkeit auf die Energieeffizienz der Immobilien. Allerdings kann je nach Ausgestaltung eine Sonderabschreibung mit regressiven Verteilungswirkungen verbunden sein, indem die Subventionsquote mit dem zu versteuernden Einkommen anwachsen würde.³⁶ Durch diese mögliche Konzentration der Förderung auf einkommensstärkere Haushalte würden dann auch Mitnahmeeffekte drohen, da diese Haushalte ohnehin eher in der Lage sein sollten, energetische Sanierungen ohne zusätzliche staatliche Förderung vorzunehmen (vgl. zu diesen Kritikpunkten auch Thöne, 2011). Internationale Erfahrungen deuten zudem

³⁴ Vgl. auch BMU, 2011.

³⁵ Vgl. etwa BMWi, o.J. „Eckpunktepapier zur Energieeffizienz“.

³⁶ Eine regressive Wirkung ergibt sich, wenn die Abschreibung die Steuerbemessungsgrundlage reduziert. Wird die Abschreibung hingegen als Absolutbetrag von der Steuerschuld abgezogen, hätte dies kaum regressive Wirkungen.

daraufhin, dass die steuerliche Förderung insgesamt zu wenig umfassende Sanierungsmaßnahmen anstößt. Der Regierungsentwurf, der derzeit nach Ablehnung durch den Bundesrat im Vermittlungsausschuss zur Diskussion steht,³⁷ sieht jedoch eine zielgerichtete Ausgestaltung der steuerlichen Förderung vor, indem die Anspruchsberechtigung ähnlich der bisherigen Förderprogramme der KfW an Effizienzstandards und eine umfassende Beratung geknüpft wäre. Die eher gemischten internationalen Erfahrungen lassen insgesamt auch keine Schlussfolgerung darüber zu, inwieweit sich die Wirkung der steuerlichen Förderung von anderen finanziellen Förderprogrammen unterscheidet und damit etwa den bisherigen Förderprogrammen der KfW vorgezogen werden sollte (vgl. auch CPI, 2011a; Pollitt und Shaorshadze, 2011).

Längerfristig bis zum Jahr 2015 soll zudem die Einführung eines sogenannten Weißen-Zertifikate-Systems geprüft werden, wie es bereits in einigen europäischen Ländern wie etwa Großbritannien, Italien oder Frankreich zur Anwendung kommt.³⁸ Derartige Systeme übertragen die Idee von Mengeninstrumenten wie eines Emissionshandelssystems auf den Bereich der Energieeffizienz. Dabei werden einzelne Akteure im Energiemarkt, etwa Energieversorgungsunternehmen, verpflichtet, die Umsetzung staatlich bestimmter Effizienzziele am Ende einer Commitment-Periode über eine entsprechende Zahl an Zertifikaten nachzuweisen, die allgemein für Maßnahmen zur Energieeinsparung ausgegeben werden und gegebenenfalls auch gehandelt werden können (vgl. auch SRU, 2010). Weiße Zertifikate beschränken die Rolle des Staates auf die Vorgabe von allgemeinen, d.h. insbesondere haushaltsunabhängigen, Effizienzz Zielen. Indem sie die Verantwortung zur Umsetzung dieser Ziele auf die Marktteilnehmer übertragen, lenken sie deren Aufmerksamkeit darauf, nach möglichst effizienten Wegen zur Umsetzung der Einsparziele zu suchen und dabei die individuellen Möglichkeiten und Potenziale einzelner Energieverbraucher stärker zu berücksichtigen als dies durch Förderung bestimmter Maßnahmen etwa im Rahmen von Subventionsprogrammen oder durch Vorgabe technischer Mindeststandards geschehen kann (vgl. etwa Bertoldi et al., 2010; Tietenberg, 2009). Überdies stoßen sie im Gegensatz zu Subventionsprogrammen Effizienzmaßnahmen ohne zusätzliche Belastung des Staatshaushalts an, indem nicht nur die Auswahl der Maßnahmen, sondern auch deren Finanzierung durch die Marktteilnehmer erfolgt. Probleme bestehen jedoch in der praktischen Umsetzung etwa in der Definition des Vergleichsmaßstabs, an dem die zu zertifizierenden Effizienzgewinne sinnvollerweise gemessen werden sollten. Zudem drohen aufgrund der relativen hohen Komplexität des Instruments, die u.U. durch die Parallelität verschiedener Zertifikatesysteme noch erhöht wird, hohe Transaktionskosten (Linares und Labandeira, 2010).

³⁷ Der Vermittlungsausschuss hat seine Beratungen in seiner letzten Sitzung am 27.6.2012 vertagt. Ein neuer Sitzungstermin steht noch nicht fest (vgl. Vermittlungsausschuss des Deutschen Bundestages und des Bundesrates, 2012).

³⁸ Vgl. BMU, 2011; für einen Überblick über die Erfahrungen im europäischen Ausland vgl. etwa Bertoldi et al., 2010.

Vordringlicher als die Schaffung alternativer finanzieller Förderinstrumente erscheinen in Deutschland jedoch Reformen des Mietrechts, da bislang die Möglichkeiten, die Kosten energetischer Sanierungsmaßnahmen auf die Miete zu überwälzen, rechtlich vergleichsweise stark beschränkt sind und daher zusammen mit dem hohen Anteil von Mietverhältnissen der Landlord-Tenant-Problematik besonderer Bedeutung zukommt (OECD, 2012). Um dieser Problematik zu begegnen, wurde vom Bundesjustizministerium ein Entwurf zur Reform des Mietrechts vorgelegt, der am 23. Mai 2012 vom Bundeskabinett beschlossen wurde.³⁹ Nach diesem Gesetzesentwurf wird insbesondere die rechtliche Position des Vermieters bei der Frage der Duldung energetischer Sanierungsmaßnahmen durch den Mieter gestärkt.⁴⁰ Wie bisher können die jährlichen Mieten um bis zu 11 Prozent der Modernisierungskosten angehoben werden, soweit keine wirtschaftlichen Härtefälle vorliegen. Inwieweit dieser Gesetzesentwurf ausreicht, der Kritik am deutschen Mietrecht im Hinblick auf die Landlord-Tenant-Problematik zu begegnen, erscheint zumindest fraglich. Unter Umständen kann aber auch bereits eine Weiterentwicklung des bei Neubauten und energetischen Sanierungen zu erstellenden Energieausweises zur Lösung der Landlord-Tenant-Problematik beitragen, wenn die eingetragenen Angaben direktere Rückschlüsse auf die Höhe der Nebenkosten erlauben würden (vgl. auch Amecke, 2011).

Zur Behebung von Finanzierungsrestriktionen bei den Energieverbrauchern bieten sogenannte Contracting-Verträge die Möglichkeit, die Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich (und auch in Unternehmen) Dritten, d.h. insbesondere spezialisierten Energiedienstleistern, zu übertragen. Diese Dienstleister verpflichten sich dazu, ein bestimmtes Energieeffizienzniveau zu erreichen. Gleichzeitig erhalten sie das Recht, die realisierten Effizienzgewinne zur Refinanzierung der Investitionskosten ganz oder teilweise für einen vorab definierten Zeitraum einzubehalten. Die Energieverbraucher tragen dabei weder das Risiko, die angestrebten Effizienzgewinne zu erreichen, noch werden sie grundsätzlich

³⁹ Vgl. Referentenentwurf für ein „Gesetz über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum und über die vereinfachte Durchsetzung von Räumungstiteln“, Stand 25. Oktober 2011, online verfügbar unter:

http://www.bmj.de/SharedDocs/Downloads/DE/pdfs/RefE_Mietrechtsaenderungsgesetz.pdf?__blob=publicationFile.

Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum und über die vereinfachte Durchsetzung von Räumungstiteln“, Stand 23. Mai 2012, online verfügbar unter:

http://www.bmj.de/SharedDocs/Downloads/DE/pdfs/RegE_Gesetz_ueber_die_energetische_Modernisierung_von_vermietetem_Wohnraum_und_ueber_die_vereinfachte_Durchsetzung_von_Raeumungstiteln.pdf?__blob=publicationFile.

⁴⁰ So sollen im Fall energetischer Sanierungen für einen Zeitraum von drei Monaten keine Mietminderungen mehr durchsetzbar sein (§ 536(1a) BGB). Daneben sollen die rechtlichen Regelungen zur Duldung energetischer Sanierungsmaßnahmen durch Mieter neu gefasst werden (§§ 555 a-f BGB). Insbesondere wird im Hinblick auf die energetische Sanierung der Tatbestand „Modernisierung“ in Abgrenzung zu „Erhaltungsmaßnahmen“ neu geschaffen und definiert (§§ 555 a und b BGB). Der Einwand wirtschaftlicher Härte von Seiten des Mieters findet zudem nicht mehr bei der Duldung von Modernisierungsmaßnahmen, sondern allein bei anschließenden Mieterhöhungen Berücksichtigung. Schließlich sollen die formalen Voraussetzungen für die Ankündigung energetischer Sanierungsmaßnahmen für den Vermieter gesenkt werden.

finanziell zusätzlich gegenüber dem Status Quo belastet. Nach dem Gesetzentwurf der Bundesregierung wird angestrebt, Contracting-Verträge zur Energiebelieferung durch Dritte in bestehenden Mietverträgen klarer zu regeln und damit Anreize zu schaffen, die Möglichkeiten von Contracting zur Überwindung von Verhaltensträgheit und Finanzierungsrestriktionen verstärkt zu nutzen. Diese Bestrebungen sind aus ökonomischer Sicht in jedem Fall zu begrüßen. Ein derartiger Ansatz wird beispielsweise auch in Großbritannien mit dem Programm „The Green Deal“ verfolgt.⁴¹

Schließlich verbleiben als letzte Kategorie möglicher Staatseingriffe Auflagenregelungen. Diese werden im Bereich der Energieeffizienz meist als technische Mindestanforderungen an Produkte, Verfahren oder Gebäude formuliert und können unmittelbar verschiedenen Hemmnissen für hinreichend umfangreiche Energieeffizienzinvestitionen entgegenwirken. Dies gilt für Informationsdefizite, insbesondere aber auch für die beschriebenen verhaltensökonomischen Gesichtspunkte, indem Mindestanforderungen den Entscheidungsspielraum der Energieverbraucher einschränken und sie damit sowohl eine mögliche Tendenz zur Bevorzugung des Status Quo aufbrechen als auch die Gefahr beschränkter Rationalität in der Entscheidungsfindung senken können (vgl. etwa auch Tietenberg, 2009). Die Vorgabe technischer Mindestanforderungen kann sich zudem auch als effektives Mittel zur Verbreitung bestimmter Technologien erweisen (vgl. etwa auch Fischer und Newell, 2008). In Anlehnung an die Diskussion der Picking-Winners-Problematik (vgl. Abschnitt 2.6), wirft dies jedoch allgemein die Frage auf, inwieweit der Staat tatsächlich in der Lage ist, die „richtigen“ Standards zu setzen. Um dem Ziel der Förderung des technischen Fortschritts auch auf längere Sicht gerecht zu werden, müssen Standards zudem an den technischen Fortschritt angepasst werden. Durch die notwendigen Anpassungsprozesse können sich Auflageregelungen gerade bei schnellem technologischen Wandel als zu inflexibel erweisen und in der Folge die Diffusion der neuesten Technologien sogar behindern (etwa Linares und Labandeira, 2010). Aus ökonomischer Sicht erscheinen technologische Mindeststandards insbesondere dann gerechtfertigt, wenn es verhaltensökonomische Hemmnisse bei der Steigerung der Energieeffizienz zu überwinden gilt (Gillingham et al., 2009).

In Deutschland werden derartige Mindeststandards im Gebäudebereich durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) gesetzt, die für Neubauten und bei Modernisierungen oder Erweiterung von Bestandsgebäuden verpflichtend sind. Konkret definiert die EnEV für Neu- und Bestandsbauten jeweils Höchstwerte für den Jahresprimärenergieverbrauch sowie für den spezifischen Transmissionswärmeverlust. Dabei hat sich die EnEV bislang als effektives und durchaus wirtschaftliches Instrument zur Steigerung der energetischen Effizienz im Gebäudebereich dargestellt, wie verschiedene Studien nahelegen (vgl. für einen Überblick etwa ifo Institut, 2011, oder Abschnitt 4.5). Im Rahmen der anstehenden Novellierung der EnEV wird angestrebt, den Neubaubereich, wie von der EU Gebäuderichtlinie gefordert, bis zum Jahr 2020 an den europäischen Niedrigst-Energiegebäudestandard heranzuführen. Für Neubau-

⁴¹ Vgl. etwa für einen Überblick über die Programminhalte DECC, 2010.

ten besteht neben der EnEV darüber hinaus eine gesetzliche Verpflichtung nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), zur Vermeidung von CO₂-Emissionen grundsätzlich einen Mindestanteil ihres Wärmeenergiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken.

Insgesamt werden damit in Deutschland vielfältige Ansätze zur Steigerung der energetischen Effizienz im Gebäudebereich (und teilweise auch im Industriebereich) parallel verfolgt. Die obige Darstellung ist dabei bei weitem nicht abschließend (für einen Überblick über alle Programme und Maßnahmen, vgl. etwa BMWi, 2011c), zudem befinden sich weitere Maßnahmen in Vorbereitung (vgl. auch BMWi, 2011b). Diese Vielfalt an Maßnahmen kann mit Verweis auf die teils sehr unterschiedlichen Hemmnisse für Investitionen aus ökonomischer Sicht gerechtfertigt werden und für die Erreichung der ambitionierten Effizienzziele im Rahmen der Energiewende sogar notwendig sein (vgl. auch das Fazit der aktuellen Studie von Fraunhofer ISI et al., 2012). Anzustreben bleibt jedoch in jedem Fall zum einen die Verstärkung der politischen und staatlichen Unterstützung für Maßnahmen zur energetischen Sanierung, um dauerhaft die Aufmerksamkeit der Verbraucher auf das Thema Energieeffizienz zu lenken sowie Verunsicherung und Informationsdefizite über die staatlichen Hilfen für Effizienzmaßnahmen zu vermeiden. Zudem dürfte zur Anhebung der Sanierungsrate auf 2 %, wie sie im Energiekonzept gefordert wird (vgl. BMWi und BMU, 2010), eine deutliche Ausweitung der finanziellen Fördervolumina nötig sein, wie sie z.B. durch Aufstockung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms für die Jahre 2012-2014 bereits geschehen ist (vgl. etwa auch dena, 2012; CPI, 2011b; BMWi, 2012b). Darauf deuten auch die in Abschnitt 4.5 ermittelten erheblichen Unterschiede in den Vermeidungskosten hin, wenn statt einer Sanierungsrate von 1 % eine Rate von 2 % unterstellt wird. Zum anderen sollte, der primär klimapolitischen Motivation der Energiewende entsprechend, ein eindeutigeres Preissignal über die Kosten der CO₂-Emissionen in den nicht vom EU ETS erfassten Bereichen etabliert werden, als es derzeit Energie- und Ökosteuer vermitteln. Dies kann kurz- bis mittelfristig durch eine Reform des Steuersystems erfolgen. Angesichts der Existenz des EU ETS als übergeordnetes marktwirtschaftliches Instrument zu Internalisierung der externen Kosten von CO₂-Emissionen werden Effizienzverluste aus der Segmentierung in erfasste und nicht-erfasste Sektoren und den damit uneinheitlichen Preissignalen über die externen Kosten der CO₂-Emissionen aber nur durch Integration des Haushalts- und Gebäudebereichs in das EU ETS zu vermeiden sein.

5.3.2 Ergänzende Instrumente im Verkehrsbereich

Neben der Stromerzeugung und den Sektoren Gebäude und Industrie gibt es auch im Verkehrsbereich ein hohes CO₂-Vermeidungspotenzial, da dieser momentan für etwa 19 Prozent der Gesamtemissionen Deutschlands verantwortlich ist. Im Folgenden wird diskutiert, ob und inwieweit der Staat bei der Erschließung dieser Vermeidungspotenziale durch zusätzliche Maßnahmen in das Marktgeschehen eingreifen sollte.

Staatlicher Handlungsbedarf im Verkehrsbereich

Der Energieverbrauch im Bereich Mobilität wird schon heute in Deutschland in hohem Maß besteuert (vgl. Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln Fifo, Forschungszentrum Jülich und ifo Institut, 2012). Insofern sollten bereits heute starke Anreize auf Seiten der Verbraucher und Anbieter bestehen, in effiziente Fahrzeuge und Verkehrskonzepte zu investieren. Für die Zukunft muss darüber hinaus auch davon ausgegangen werden, dass die (Weltmarkt-)Preise für fossile Energieträger nicht nur temporär, sondern längerfristig auf dem bereits aktuell vergleichsweise hohen Niveau verbleiben oder sogar weiter ansteigen werden (vgl. auch Abschnitt 2.5). Wie etwa auch im Gebäudebereich fehlt es bislang jedoch mit Blick auf die ordnungspolitisch gebotene Internalisierung der externen Kosten von CO₂-Emissionen an einem einheitlichen und klaren Preissignal (vgl. etwa OECD, 2012; zur klimapolitischen Lenkungswirkung der Kraftfahrzeugsteuer auch Ketterer und Wackerbauer, 2009, oder Gawel, 2011).

Für einen über die Internalisierung der externen Kosten der Emissionen hinausgehenden Handlungsbedarf des Staates im Verkehrsbereich liefern die im Zusammenhang mit der Energieeffizienz und der Elektrizitätsversorgung angeführten Gründe hingegen nur wenige Anhaltspunkte. Zwar kennzeichnet auch den Verkehrs- und Elektrizitätsbereich eine gewisse Abhängigkeit von Infrastruktur, insbesondere in Form des Straßen- und Tankstellennetzes. Während im Elektrizitätsbereich jedoch die weitgehende Vermeidung von CO₂-Emissionen erhebliche Änderungen der Infrastruktur nach sich ziehen wird, beschränken sich diese im Bereich des Verkehrs vor allem auf das Tankstellennetz und damit die Energiebereitstellung. Die Anforderungen an das Straßennetz, das den wesentlich kapitalintensiveren Teil des Verkehrssystems darstellt und von langen Investitionszyklen geprägt ist, werden vom Großteil der möglichen alternativen Antriebskonzepte dagegen kaum berührt. Auch Informationsdefiziten, verhaltensökonomischen Aspekten oder einer Principal-Agent-Problematik, wie sie als Gründe für die eingeschränkte Wirkung von Preissignalen im Zusammenhang mit Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz genannt werden (vgl. Abschnitt 5.1.4), dürfte im Verkehrsbereich nur eine untergeordnete Bedeutung zukommen. Beispielsweise wird schon heute der Verbrauch aller am Markt erhältlichen Automobile genormt ermittelt und veröffentlicht. Auch wenn diese Angaben vielfach als im Alltag nicht realisierbar kritisiert werden (Der Spiegel, 2011), leisten sie doch einen eindeutigen Beitrag zur relativen Vergleichbarkeit der Effizienz verschiedener Fahrzeuge. Mögliche Ineffizienzen aus einer verhaltensökonomisch begründbaren zu starken Gegenwartspräferenz für Fahrzeuge mit hohem Treibstoffverbrauch werden dadurch eingeschränkt, dass zum einen bei Automobilen die Betriebs- im Verhältnis zu den Anschaffungskosten einen höheren Kostenfaktor darstellen als im Gebäudebereich und somit die unmittelbar von der Effizienz des Fahrzeugs abhängenden Betriebskosten die Anschaffungsentscheidung tendenziell stärker beeinflussen. Zum anderen sind privatwirtschaftliche Ansätze zur Lösung dieser Problematik der Zeitpräferenz vorstellbar und in Form der Leasingmodelle auch schon umgesetzt, durch die die einmalige Zahlung der Anschaffungskosten durch monatliche Raten- bzw. Mietzahlungen ersetzt werden.

Gegen weitergehende staatliche Maßnahmen zur Förderung von Einsatz und Verbreitung spezieller alternativer Antriebskonzepte spricht zudem, dass sich derzeit verschiedene Konzepte und Technologien in der Entwicklung befinden, um die starke Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im Verkehrsbereich in Zukunft zu verringern. Dazu zählen neben der Elektromobilität insbesondere die Brennstoffzelle, aber auch weiterentwickelte Verbrennungsmotoren in Kombination mit dem sogenannten Power2Gas-Verfahren (vgl. Abschnitt 4.3). Mit Blick auf die Mobilitätsanforderungen und -gewohnheiten kennzeichnen diese Optionen jeweils spezifische Vor- und Nachteile, die im Folgenden knapp zusammengefasst werden sollen.

- Elektrofahrzeuge gelten als besonders effizient, da Elektromotoren einen hohen Wirkungsgrad von ca. 80 % erreichen (siehe Abschnitt 4.6). Zwar muss bei der Beurteilung von Effizienz und Vermeidungspotenzial der Elektromobilität stets das Gesamtsystem inklusive der vorgelagerten Stromerzeugung betrachtet werden. Gerade längerfristig können Elektrofahrzeuge aber auch dann gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren Vorteile versprechen. Zum einen sind Großkraftwerke effizienter in der Umwandlung⁴² und zum anderen wird der mit der Energiewende angestrebte Ausbau der erneuerbaren Energien die CO₂-Intensität der Elektrofahrzeuge unmittelbar absenken. Da Elektromotoren auch als Generatoren verwendet werden können und damit überschüssige (kinetische) Energie zum Beispiel beim Bremsen teilweise wiedergewonnen werden kann, versprechen Elektrofahrzeuge besonders im Stadtverkehr, in dem oft beschleunigt und abgebremst werden muss, Effizienzvorteile gegenüber konventionellen Fahrzeugen. Gerade mit Blick auf den Stadtverkehr ist zudem zu beachten, dass durch Nutzung der Elektromobilität zumindest die lokalen Emissionen zum Teil deutlich verringert werden könnten. Als größtes Hindernis für eine weitere Verbreitung von Elektrofahrzeugen müssen bislang jedoch die notwendigen Batteriespeicher gesehen werden. Diese sind heute nicht nur (noch) sehr teuer, sondern vielfach in ihren Nutzungsmöglichkeiten beschränkt und nicht wettbewerbsfähig. So erzielen selbst modernste Elektrofahrzeuge nur relativ geringe Reichweiten und benötigen oft mehrere Stunden für das Laden ihres Stromspeichers. Gerade Langstrecken sind daher wohl auch mittelfristig in einem Elektrofahrzeug nicht mit einem mit konventionellen Fahrzeugen vergleichbaren Komfort zurückzulegen.
- Brennstoffzellen wandeln die in Wasserstoff oder Methan chemisch gebundene Energie in elektrischen Strom um, mit dem wiederum Elektromotoren betrieben werden. So lassen sich Brennstoffzellenfahrzeuge einerseits ähnlich wie konventionell betriebene Fahrzeuge in kurzer Zeit betanken. Andererseits weisen Fahrzeuge mit Brennstoffzelle aufgrund ihres elektrischen Antriebs im Kurzstreckenbereich ähnliche Effizi-

⁴² Beispielsweise erreichen GuD-Kraftwerke schon heute einen Wirkungsgrad von ca. 60 %, während ein Dieselmotor maximal 35 % erreicht, wobei der durchschnittliche Wirkungsgrad je nach Verkehrssituation und persönlichem Fahrverhalten deutlich tiefer liegen kann (vgl. Anhang II.2.4).

enzeigenschaften auf wie Elektrofahrzeuge. Allerdings gibt es bei den eingesetzten Energieträgern, insbesondere bei Wasserstoff, Sicherheitsbedenken, da sie, um auf mit konventionellen Fahrzeugen vergleichbare Reichweiten zu kommen, stark komprimiert (oder durch aufwendige Kühlung verflüssigt) werden müssen. Außerdem stellt sich hier ebenfalls ein Emissionsproblem, wenn auch auf einer vorgelagerten Ebene. Während der Betrieb eines Brennstoffzellenfahrzeugs mit Wasserstoff emissionsfrei ist, gilt das für die gesamte Prozesskette nur dann, wenn der Energieträger unter Einsatz CO₂-freier Energie, beispielsweise mit erneuerbarer Energie im Power2Gas-Verfahren, hergestellt wird. Darüber hinaus sind die Kosten für Brennstoffzellenfahrzeuge heute noch nicht konkurrenzfähig, da zum einen die Brennstoffzellen selbst teuer in der Herstellung sind und zum anderen die künstlich gewonnenen Energieträger nicht mit den Preisen fossiler Energieträger konkurrieren können.

- Statt in Brennstoffzellen kann Methan auch in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden, die technologisch den bewährten Antriebskonzepten wesentlich näher stehen. Die heute am Markt verfügbaren Modelle mit (Erd-)Gasantrieben verbrennen noch überwiegend fossiles Erdgas und sind damit letztlich nur unwesentlich klimafreundlicher als vergleichbare Benzin- oder Dieselfahrzeuge. Für die Zukunft zeichnet sich diese Antriebsform jedoch durch eine erhöhte Flexibilität aus, da das fossile Erdgas sowohl durch Biogas als auch durch künstlich im Power2Gas-Verfahren aus erneuerbarem Strom gewonnenem Methan⁴³ (siehe Abschnitt 4.3) ersetzt werden könnte. Zu beachten ist dabei insbesondere im Zusammenspiel des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Power2Gas-Verfahrens, dass die Power2Gas-Technologie sowohl einen Lösungsansatz für die Speicherproblematik im Elektrizitätsbereich, als auch für die umfassende Emissionsvermeidung im Verkehrsbereich verspricht, der darüber hinaus gerade bei Letzterem mit vergleichsweise geringen Änderungen der Antriebstechnologien, der Infrastruktur sowie der Nutzungsgewohnheiten verbunden wäre.
- Hybridfahrzeuge stellen eine Mischform zwischen konventionellen und Elektrofahrzeugen dar, bei denen der Verbrennungsmotor zeitweise von einem Elektromotor unterstützt, ersetzt (paralleler Hybrid) oder sogar gänzlich vom Antriebsstrang getrennt und als Generator eingesetzt wird, der den Elektromotor oder die Batterie speist (serieller Hybrid). Die Vorteile eines Elektroautos im Kurzstreckenverkehr können so mit den Vorteilen konventioneller Fahrzeuge in der Langstrecke kombiniert werden, was bereits heute zu Verbrauchsvorteilen von bis zu 22 % führt. Demgegenüber stehen allerdings der vergleichsweise hohe technische Aufwand, ein vielfach höheres Gewicht sowie höhere Anschaffungskosten, so dass erst mittelfristig mit negativen Vermei-

⁴³ Künstlich erzeugtes Methan kann als emissionsneutral angesehen werden, wenn es unter Verwendung von CO₂, das zuvor der Atmosphäre entzogen wurde, erzeugt wird.

dungskosten gegenüber konventionellen Fahrzeugen gerechnet wird (siehe Anhang II.2.4).

Es ist bislang nicht absehbar, welche Technologie sich längerfristig tatsächlich durchsetzen wird. Unter Umständen muss sogar davon ausgegangen werden, dass verschiedene Technologien für unterschiedliche Einsatzzwecke von Fahrzeugen Anwendung finden werden, etwa der Elektroantrieb auf Kurzstrecken bzw. im Stadtverkehr und mittelfristig noch der konventionelle Verbrennungsmotor auf Langstrecken und im Güterverkehr. Dies setzt jedoch voraus, dass eine derartige Beschränkung der Einsatzzwecke der jeweiligen Fahrzeuge von den Verbrauchern angenommen wird, was gerade im Bereich des Individualverkehrs nicht in jedem Fall zu erwarten ist. Mit Blick auf die Rolle des Staates verschärft diese, auch im Vergleich zum Elektrizitätsbereich, erhöhte technologische Unsicherheit bei Mobilitätskonzepten und Antriebsformen die in Abschnitt 2.6 beschriebene Picking-Winners-Problematik und damit die Gefahr, im Rahmen staatlicher Programme zur großflächigen Markteinführung einer bestimmten Antriebsform die „falsche“ Wahl zu treffen. Neue Pfadabhängigkeiten, wie sie etwa im Zuge einer parallelen Anpassung der Infrastruktur an die geförderte Technologie geschaffen werden, können dann längerfristig effizientere Entwicklungen sogar verhindern. Demgegenüber bergen die Kaufentscheidungen der Verbraucher wegen der gerade im Vergleich zu Kraftwerken nur kurzen Laufzeiten der Fahrzeuge eher nur in geringem Maße die Gefahr, derartige Pfadabhängigkeiten hervorzurufen. So erscheinen die Risiken, die Entscheidung über die zukünftigen Mobilitätskonzepte und -technologien zumindest solange den Marktkräften zu überlassen, bis mit höherer Sicherheit die Zahl der technischen Optionen eingegrenzt werden kann, vergleichsweise gering.

Deutschland hat sich im Bereich der Photovoltaik eine technologische Führerschaft durch die starke Subventionierung dieses Bereichs „erkauf“, die aber in der Zwischenzeit trotz (oder gerade wegen) dieser Unterstützung verloren wurde. Es erscheint fraglich, warum ein solches Vorgehen bei der Elektromobilität wiederholt werden sollte. Auch das „infant industry“ Argument, nach dem bei jungen, sich im Aufbau befindlichen, Industrien eine staatliche Unterstützung gerechtfertigt ist, kann angesichts der traditionell starken deutschen Automobilindustrie nicht auf den Verkehrssektor übertragen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Gefahr von Mitnahmeeffekten bei einer Subventionierung groß und sollte bei der Diskussion von Maßnahmen konkreter Technologien in besonderem Maße berücksichtigt werden.

Zu beachten ist überdies, dass die Auswahl der zukünftigen Mobilitätstechnologie bei derart global tätigen und im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen wie der deutschen Automobilindustrie ohnehin nur in äußerst begrenztem Maß durch nationale staatliche Initiativen gelöst werden kann. Denn selbst wenn sich der Staat für eine Technologie entscheidet und diese in Deutschland Verbreitung findet, löst dies sehr wahrscheinlich nicht die von der deutschen Automobilindustrie zu bewältigenden Herausforderungen, ihre auch auf den konventionellen Verbrennungstechnologien beruhende führende Wettbewerbsposi-

tion bei der weltweiten Einführung vollständig neuer Antriebs- und Mobilitätskonzepte zu behaupten.

Eine staatliche Förderung der allgemeinen technologischen Entwicklung im Verkehrsbereich sowie der allgemeinen Entwicklung alternativer Antriebe erscheint hingegen schon aus den in Abschnitt 2.2 genannten Gründen des Marktversagens im Innovationsprozess gerechtfertigt und sinnvoll. Die Fokussierung auf einzelne konkrete Technologie als zukunftsweisende Antriebsform sollte jedoch auch bei derartigen Programmen der Forschungsförderung aus den oben genannten Gründen vermieden werden.

Förderung der Einführung von Elektrofahrzeugen in Deutschland

Trotz der zuvor dargestellten Bedenken gegen eine zu spezielle Förderung einzelner Technologien im Verkehrsbereich werden in Deutschland bei der Elektromobilität ambitionierte Ziele zu deren Markteinführung und -verbreitung verfolgt. Bis zum Jahr 2020 sollen bereits eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen sein (vgl. etwa BMWi und BMU, 2010).

Dabei zeigen die Vermeidungskostenkurven in Abschnitt 3.4 sowie die Berechnungen in Abschnitt 4.6, dass die Elektromobilität im Vergleich zu konventionellen Antrieben erst im Jahr 2050 negative Vermeidungskosten erreichen dürfte – unter der Voraussetzung, dass zugleich die weitgehende Dekarbonisierung des Stromsektors gelingt. Gleichzeitig sind jedoch grundsätzlich über den gleichen Zeitraum für Benzin- und Dieselfahrzeuge noch erhebliche Potenziale zur Steigerung ihrer Effizienz von 29 % bzw. 30 % zu erwarten (vgl. Anhang II.2.4), allerdings nur, wenn die Entwicklung im Bereich der konventionellen Antriebe weiter verfolgt wird. Gerade dies wird aber durch eine frühzeitige Festlegung und staatliche geförderte Marktverbreitung der Elektromobilität gefährdet, da die Anreize für Unternehmen zur (Weiter-)Entwicklung langfristig, bei Durchsetzung der Elektromobilität, wertloser konventioneller Antriebsformen erheblich reduziert werden.

Als Argument für die Implementierungsförderung der Elektrofahrzeuge wird unter anderem der Bedarf an neuer Infrastruktur angeführt, der die Elektrofahrzeuge gegenüber den konventionellen Fahrzeugen benachteilige und daher deren Verbreitung behindere. Allein der Bedarf an neuer Infrastruktur bei Einführung neuer Technologien kann jedoch noch keinen staatlichen Eingriff rechtfertigen. Außerdem ist die Energiebereitstellung und damit die Infrastruktur in Form eines Tankstellen- bzw. Ladestationsnetz bei der Elektromobilität vor allem im Langstreckenbereich problematisch. Aller Erwartung nach werden sich Elektrofahrzeuge aber zunächst im Stadtverkehr bzw. im Kurzstreckenbereich gegen konventionelle Fahrzeuge durchsetzen, da sie hier, wie bereits beschrieben, Effizienzvorteile haben und der Speicherproblematik weniger Bedeutung zukommt. Gerade im Kurzstreckenbereich erscheint aber eine Lösung der Infrastrukturproblematik über private Initiative und allenfalls kommunaler Hilfe möglich, indem die Fahrzeuge oft am eigenen Stellplatz, beim Arbeitgeber oder durch entsprechenden Umbau öffentlich zugänglicher Parkplätze geladen werden könnten. Wird später im Langstreckenbereich staatlicher Koordinierungsbedarf auf Bundes-

oder Landesebene notwendig, so können auf Basis dann neuerer technischer Erkenntnisse effizientere Entscheidungen getroffen werden als zum heutigen Zeitpunkt.

Wenn jedoch eine besondere staatliche Unterstützung für eine einzelne Technologie angestrebt wird, sollte diese zumindest zielgerichtet ausgestaltet sein. Zumindest die in Deutschland für Elektrofahrzeuge gewährte zehnjährige Befreiung von der Kfz-Steuer dürfte in dieser Hinsicht eine größtenteils wirkungslose Subvention sein. Elektrofahrzeuge zeichnen sich durch hohe Anschaffungs- bei relativ geringen Betriebskosten (im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen) aus. Die Anschaffungskosten stellen insofern das, neben den bislang oft eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten, eigentliche Hemmnis für den Kauf von Elektrofahrzeugen dar, das durch die Kfz-Steuerbefreiung und die entsprechende weitere Reduktion der Betriebskosten aber lediglich indirekt abgebaut wird. Einen effektiveren Förderansatz stellt deshalb sehr wahrscheinlich die direkte Förderung der Anschaffung dar, etwa über die in einigen Ländern gewährten Zulassungsprämien oder Mehrwertsteuerbefreiungen. Gründe für die Dominanz solcher Kaufsubventionen gegenüber zukünftigen Steuererleichterungen können beispielsweise hyperbolische Diskontierung der Konsumenten oder eine verstärkte Risikoaversion sein (vgl. hierzu Greene, 2011).

6. Fazit

Seit mehr als zwanzig Jahren ist die Energiepolitik in Deutschland in besonderem Maße durch klimapolitische Ziele motiviert. Bei der Umsetzung der aus diesen Zielen abgeleiteten Ausbauziele für erneuerbare Energien kann die Energiepolitik (ebenso wie auch bei der ordnungspolitisch motivierten Liberalisierung des Strommarkts und der Gewährleistung von Versorgungssicherheit) erhebliche Erfolge vorweisen: So ist die installierte Kapazität erneuerbarer Energien (mit Ausnahme von Wasserkraft, deren Ausbau aufgrund naturbedingter Faktoren beschränkt ist) in Deutschland teilweise weitaus höher als in allen anderen EU-Ländern (REN21, 2011). Durch die starke Förderung erneuerbarer Energien hat Deutschland dabei wichtige Impulse für die Entwicklung insbesondere der Wind- und der Solarenergie geliefert und auf diese Weise zu einer erheblichen Senkung der Erzeugungskosten bei diesen Energiearten beigetragen. Die positiven externen Effekte der deutschen Technologieförderung kommen anderen Ländern zugute und helfen dabei, in Zukunft ambitionierte klimapolitische Ziele auf globaler Ebene durchsetzen zu können.

Gerade in diesem Erfolg der deutschen Politik ist aber paradoxe Weise die Gefahr angelegt, dass sich die zukünftige Energiepolitik zu sehr an den bisher bewährten Rezepten orientiert und dabei die neuen Herausforderungen aus dem Blick verliert, die sich bei dem mit der Energiewende anvisierten vollständigen Umbau des Energieversorgungssystems zwangsläufig stellen. Schon jetzt zeigt sich auf ganz verschiedenen Ebenen (Offshore-Windenergie, Netzausbau, Solarförderung), dass der Umsetzung der Energiewende technische und politische Hindernisse entgegenstehen, die zunächst nur wenig antizipiert wurden. Diese Probleme dürften sich im Zuge der Systemtransformation zukünftig noch erheblich verschärfen.

Eine zentrale Randbedingung der Energiewende ist zudem die Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems insbesondere im Strombereich, die bei geringen Ausbaugraden erneuerbarer Energien durch das „alte“ System noch gewährleistet ist und deshalb erst allmählich ins Bewusstsein tritt.

Aufgrund der Langfristigkeit der Ziele, der schwierigen Prognostizierbarkeit der weiteren Entwicklung im Bereich der Energietechnik und der Unkalkulierbarkeit der zukünftigen internationalen Klimapolitik ist die Umsetzung der Energiewende durch ein hohes Maß an Unsicherheit gekennzeichnet. Dies hat zur Konsequenz, dass sich ein präziser Masterplan für die Energiewende bis zum Jahr 2050 nicht formulieren lässt. Zu fragen ist, welche Schlussfolgerungen sich aus diesen allgemeinen Einsichten für die konkrete Gestaltung der Energiewende ziehen lassen. Bei der Beantwortung dieser Frage sollen vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks zugleich die zentralen Botschaften der Studie rekapituliert werden.

i) Das Ziel einer umweltverträglichen Energieversorgung als primäre Motivation der Energiewende kommt insbesondere in den ambitionierten langfristigen CO₂-Vermeidungszielen zum Ausdruck. Die dazu notwendige Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger soll durch

die Senkung der Energienachfrage und eine weitreichende Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger erreicht werden. Soweit und solange Effizienzsteigerungen und Ausbau der erneuerbaren Energien allerdings vom europäischen Emissionshandelssystem erfasste Sektoren betreffen, tragen sie auf europäischer Ebene nicht unmittelbar zu einer Verbesserung der Emissionsbilanz bei. Positive Effekte entfalten allein die durch die Energiewende in nicht-zertifikatepflichtigen Sektoren ausgelösten Vermeidungsanstrengungen. Der Beitrag der Energiewende in Deutschland für effektiven Klimaschutz auf europäischer Ebene kann daher leicht überschätzt werden.

Darüber hinaus haben ohnehin die Entwicklungen auf globaler Ebene (v.a. die zukünftigen Ergebnisse globaler Klimaverhandlungen und die klimapolitischen Strategien der Schwellenländer und der USA) wesentlich mehr Einfluss auf den tatsächlichen Erfolg der Klimapolitik als die im Zusammenhang mit der Energiewende intensiv diskutierten Einzelmaßnahmen auf nationaler Ebene. Schon die Ziele der Energiewende wurden im Vertrauen auf den Erfolg der Vorreiterrolle der EU in der Klimapolitik und den internationalen Erfolg des eingeschlagenen technologischen Pfades beschlossen. Würden sich auf internationaler Ebene schwerwiegen- de Verzögerungen oder Hindernisse bei der Durchsetzung anspruchsvoller klimapolitischer Ziele ergeben, wären nicht nur die europäischen und deutschen Klimaschutzziele sondern auch die mit der Energiewende verfolgten Ziele einer erneuten Überprüfung zu unterziehen. Schon dies spricht für eine gewisse Flexibilität bei der Gestaltung der Maßnahmen.

Im Hinblick auf das breitere Ziel der Umweltverträglichkeit ist allerdings weiterhin zu berücksichtigen, dass eine Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger nicht nur CO₂ einsparen, sondern zugleich lokale Umweltschäden, etwa in Form von Feinstaubemissionen, verringern wird. Durch den Flächenbedarf der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und im Strombereich des zusätzlich erforderlichen Netzausbau ergeben sich jedoch im Rahmen der Energiewende in ihrer Dimension neue ökologische Zielkonflikte, die bislang wenig Berücksichtigung finden.

ii) Die Forderung nach der *Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung* impliziert, dass die in großem Maße angestrebte Verminderung von CO₂-Emissionen mit möglichst geringen Kosten erreicht wird. Bei Fortschreiten der Energiewende wird die Kosteneffizienz schon allein deshalb an Bedeutung gewinnen, weil – wie in Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-5 dargestellt – die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ anwachsen, wenn die Vermeidungsziele anspruchsvoller werden. Eine politische Konsequenz der zu fordern den stärkeren Berücksichtigung des Ziels der Kosteneffizienz sollte sein, dass sich Fördermaßnahmen kurz- bis mittelfristig wesentlich mehr als bisher auf die Nutzung der relativ kostengünstigen Vermeidungsalternativen konzentrieren. Bei gegebener Gesamtfördersumme sind eingesetzte Mittel beispielsweise deutlich effizienter im Bereich der Sanierung privater und gewerblich genutzter Gebäude (1 % Szenario, vgl. Abschnitt 4.5) als in die Förderung des weiteren Ausbaus der Photovoltaik oder der Elektromobilität investiert. Darüber hinaus könnte eine verstärkte Harmonisierung der Energiepolitik in der EU erheblich zur Senkung der Kosten der Energiewende beitragen,

indem etwa Solarenergie bevorzugt in den meteorologisch begünstigten und dünn besiedelten Regionen im Süden Europas genutzt würde.

Durch verbesserte Informationen über technische Vermeidungsoptionen und unter dem Einfluss der in Zukunft hoffentlich stärkeren Preissignale des europäischen Emissionshandelssystems ist zu erwarten, dass auf mittlere Sicht auch die CO₂-Einsparpotenziale genutzt werden, die sich im Bereich industrieller Querschnittstechnologien sogar mit negativen Kosten erreichen lassen. Nur eine kosteneffiziente CO₂-Vermeidungspolitik dürfte im Übrigen auf längere Sicht zu einer – durch den Verzicht auf den Einsatz teurer fossile Energieträger prinzipiell möglichen – Senkung der Gesamtkosten der Energieversorgung führen und auf nachhaltige Akzeptanz bei den Bürgern stoßen.

Die in Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-5 aufgeführten Vermeidungskosten und -potenziale unterscheiden sich nicht nur in ihrer Höhe, sondern auch im Grad ihrer Prognostizierbarkeit. Bei der Stromerzeugung durch Onshore-Windenergie (und vermutlich auch bei Maßnahmen der Wärmedämmung von Gebäuden) sind in den kommenden Jahren keine allzu großen technischen Durchbrüche mehr zu erwarten, so dass ein Warten auf zukünftige Kosteneinsparungsmöglichkeiten keine Vorteile verspricht. Weil die Vermeidungskosten insbesondere bei Onshore-Wind schon relativ niedrig sind und auf längere Sicht aller Voraussicht nach nicht mehr stark fallen werden, sollten die hier bestehenden Potenziale zeitnah genutzt werden. Einer aus ökonomischer Sicht rationalen Politik würde es entsprechen, wenn im Gegenzug der breite Einsatz noch unausgereifter Technologien wie der Elektromobilität mit besseren Aussichten auf zukünftige Kostensenkungen auf spätere Zeitpunkte verschoben würde.

Eine stärkere Effizienzorientierung in der Gestaltung der Energiewende schließt keineswegs aus, dass auch in der Grenzvermeidungskostenkurve weiter rechts stehende Vermeidungsoptionen zumindest punktuell zum Einsatz kommen. Die Grundlagenforschung sowie die Durchführung von Pilotprojekten bedürfen zur Stimulierung des energietechnischen Fortschritts nach wie vor einer intensiven staatlichen Förderung. Es muss aber bei der Gestaltung der Maßnahmen zur Transformation des Energiesystems wesentlich stärker als bisher darauf geachtet werden, dass die forschungspolitischen Ziele von mengenbezogenen CO₂-Einsparzielen deutlich abgegrenzt werden. Eine Vermischung beider Zieldimensionen birgt die Gefahr in sich, dass auf beiden Ebenen wenig zweckmäßige Instrumente eingesetzt und somit insgesamt nur suboptimale Ergebnisse erzielt werden. Für die Forschungsförderung erscheinen etwa Steuervergünstigungen (v.a. in Form von Abschreibungserleichterungen) besonders gut geeignet, die in Deutschland im Gegensatz zu vielen anderen Industriestaaten jedoch kaum zur Anwendung kommen. Eine effiziente Förderung der Entwicklung innovativer grüner Technologien ist dabei insbesondere zu erwarten, wenn die steuerliche Subventionierung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der Energietechnik nicht technologiespezifisch sondern allgemein erfolgt (vgl. OECD, 2012, S. 110-112). Ein Problem bei der Stärkung der staatlichen Aktivitäten im Bereich von F&E ist allerdings, dass entsprechende Aufwendungen des Staates (ebenso wie die staatliche Förderung von Energiespar-

maßnahmen) aus dem allgemeinen Steueraufkommen zu finanzieren sind bzw. dieses vermindern, was angesichts der hohen Staatsverschuldung, der Euro-Krise und der demografischen Entwicklung an fiskalische Grenzen stößt. Die Finanzierung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG erfolgt dagegen durch einen quasi-automatischen Umlagemechanismus und ist deshalb dem Priorisierungsprozess der staatlichen Haushaltsplanung entzogen. Auch dadurch wird verständlich, weshalb bei den Bemühungen um die Einsparung von CO₂ Maßnahmen zur Forschungsförderung bei der politischen Entscheidungsfindung vielfach das Nachsehen haben.

Weitere Gründe für die Anwendung kostspieligerer Vermeidungstechniken können in der begrenzten Verfügbarkeit preiswerterer Alternativen sowie der besseren Möglichkeiten des Ausgleichs des witterungsabhängigen Angebots liegen. Die Abschätzung der Potenziale kostengünstiger Vermeidungstechnologien und hierbei insbesondere der Onshore-Windenergie ist (ganz im Gegensatz zu den gut kalkulierbaren Kosten einer einzelnen Anlage) immer noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. So lässt sich vielfach nicht genau unterscheiden, wo durch natürliche Faktoren bedingte und somit unaufhebbare Restriktionen und wo prinzipiell veränderbare planungsrechtliche Bestimmungen in die Ermittlung des verfügbaren Windenergie-Potenzials einfließen. Aus Sicht des dem EEG zugrundeliegenden Paradigmas ist diese Erkenntnislücke nicht einmal verwunderlich, weil die Förderung allein auf den Bau einzelner Anlagen ausgerichtet ist, konkrete Ausbaumengenziele und somit eine auf das Gesamtsystem bezogene Perspektive hingegen kaum eine Rolle spielen. Solange es wie in der Vergangenheit primär darum geht, erneuerbare Energien als zukunftsweisende Energietechnik voranzubringen und die gegenüber der konventionellen Energieerzeugung bestehende Kostenschere zu schließen, spricht auch wenig gegen ein solches Vorgehen. Wenn aber insbesondere die Windenergie zu einer tragenden Säule des Gesamtversorgungssystems werden soll, muss sich auch in diesem Teilbereich die Aufmerksamkeit darauf richten, die angestrebten Kapazitätsmengen mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten bereitzustellen. Auf diese im Rahmen der zukünftigen Förderpolitik für erneuerbare Energien zentrale Aufgabe klar hingewiesen zu haben, kann als wesentliches Verdienst der Befürworter des Grünstrom-Zertifikateansatzes gelten.

Zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten gehören auch die von erneuerbaren Energien ausgelösten Umweltbeeinträchtigungen. Eine umfassendere Flächen- und Landschaftsplanung dürfte (unter besonderer Berücksichtigung von schwach besiedelten und vorgeschiedenen Flächen) zu einer gewissen Entschärfung dieser Konflikte beitragen und den weiteren Ausbau der kostengünstigen und in ihrem technischen Entwicklungsstand schon weit fortgeschrittenen Onshore-Windenergie erleichtern. Die starke Dezentralisierung der Standortentscheidung für Windenergieanlagen, die kennzeichnend für die derzeitige Förderpolitik ist, begünstigt hingegen die vielfach beklagte „Verspargelung“ der Landschaft und führt so tendenziell zu einer Verschärfung des umweltbezogenen Zielkonflikts. Gleichzeitig besteht aber auch die Gefahr, dass das Landschaftsschutzmotiv dazu herangezogen wird, den Einsatz von

im Vergleich zur Onshore-Windenergie auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wesentlich teureren Grünstrom-Technologien zu forcieren.

iii) Die *Versorgungssicherheit* im Elektrizitätsbereich beruht bisher, abgesehen von der engmaschigen Netzinfrastruktur, auf der ausreichenden Verfügbarkeit regelbarer konventioneller Kraftwerke, deren Erzeugung sich an die stark schwankende Nachfrage anpassen lässt. Daran ändert sich nichts Wesentliches, solange der Anteil erneuerbarer Energien mit fluktuierendem Angebot begrenzt bleibt. Wenn jedoch – wie im Zuge der Energiewende angestrebt – wetterabhängige („intermittente“) erneuerbare Energien wie v.a. die Windenergie den Hauptanteil der Stromversorgung übernehmen sollen, ist man im Hinblick auf das Ziel der Versorgungssicherheit mit einer völlig neuartigen Situation konfrontiert, deren Herausforderungen erst allmählich (insbesondere im Zusammenhang mit der Diskussion um Kapazitätsmärkte) wahrgenommen werden und in der bisherigen Politik zur Förderung erneuerbarer Energien nur langsam ihren Niederschlag finden.

Abzusehen ist aber, dass sich im Zuge des Vordringens intermittenter Grünstroms die Funktionsbedingungen liberalisierter Strommärkte radikal ändern. Die auf dem Strommarkt schon immer präsente Missing-Money-Problematik erhält dadurch eine zusätzliche Dimension und gewinnt an Schärfe. So dürfte die Finanzierung von Investitionen in Erzeugungskapazität allein auf Grundlage der am Spotmarkt erzielten Erlöse ganz generell umso schwerer fallen, je höher der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist. Hervorzuheben ist, dass dies sowohl für die erneuerbaren Energien selber als auch für die zur Deckung des Strombedarfs in meteorologisch ungünstigen Phasen unverzichtbaren Back-up-Kapazitäten (in Form von konventionellen Reservekraftwerken oder auch Energiespeichern) gilt. Wenn der Wind stark weht, fallen die Strompreise am Spotmarkt und somit auch die vom Windstrom erzielten Erlöse auf Null. Gleichzeitig müssen die Reservekapazitäten dann nicht eingesetzt werden, was ihre Nutzungszeiten und somit auch deren Erlöse über das Jahr gerechnet erheblich reduziert. Eine solche Entwicklung ist bei einer umfassenden Transformation des Energiesystems hin zu nicht-regelbaren erneuerbaren Energien unvermeidbar – und die Finanzierungslücke steigt mit zunehmendem Anteil intermitterer erneuerbarer Energien. Die Bewältigung dieses ausgeweiteten Missing-Money-Problems macht eine tiefgreifende Reform der staatlichen Regulierung des Strommarktes unabdingbar. Die dabei zu lösenden Aufgaben dürften wesentlich anspruchsvoller sein als die bei der Gestaltung des EEG, dessen Zielsetzung ein-dimensional ist und bei der die in Zukunft immer bedeutsamer werdenden Systemanforderungen weitgehend ausgeblendet werden.

Die im Rahmen der Energiewende notwendig werdende Neugestaltung des Regulierungsrahmens für den Strommarktes kann verschiedene Formen annehmen und dabei insbesondere marktwirtschaftlichen Anreizen mehr oder weniger Raum geben. Ähnlich wie zurzeit beim EEG könnten etwa den Erzeugern Einspeisevergütungen gewährt werden, die dann allerdings nicht mehr primär der Förderung der technologischen Entwicklung bei erneuerbaren Energien, sondern der Grundfinanzierung von (Re)Investitionen in Grünstrom-Anlagen sowie konventionellen Reservekraftwerken und Energiespeichern dienen würden. Die Ver-

gütung könnte aber anders als heute räumlich und zeitlich differenziert werden, und ihre Höhe ließe sich auch in marktwirtschaftlicher Weise mit Hilfe von Auktionen bestimmen.

Um der intermittenter Erzeugung von Sonnen- und Windenergie Rechnung zu tragen, könnte aber auch ein umfassender Kapazitätsmarkt eingeführt werden, bei dem unterschiedliche Designs denkbar sind. Dabei würde beispielsweise eine im Hinblick auf die Versorgungskapazität als erforderlich angesehene Erzeugungskapazität festgelegt und diese dann mit hinreichendem zeitlichem Vorlauf unter den potentiellen Stromerzeugern ausgeschrieben. Die geforderte Kapazität wäre von den Bieter dann durch eine Kombination aus erneuerbaren Energien, Reservekraftwerken und Energiespeichern bereitzustellen, wodurch die notwendige Komplementarität von erneuerbaren Energien und Back-up-Technologien bei der Herstellung von Versorgungssicherheit Berücksichtigung findet. Klimapolitische Ziele würden bei diesem Modell durch das Emissionshandelssystem und/oder durch vorgeschriebene Grünstrom-Anteile an der zugesicherten Strommenge Berücksichtigung integriert.

Mit einem geringeren Änderungsbedarf gegenüber dem derzeitigen Zustand und niedrigeren Transaktionskosten wäre demgegenüber ein Ansatz verbunden, der in den Abschnitten 5.2.4.2 und 5.2.4.3 dieser Studie dargestellt wurde. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit könnte in diesem Modell den Anbietern grünen Stroms die Verpflichtung auferlegt werden, die kontrahierten Strommengen bei witterungsbedingten Erzeugungslücken aus anderen Quellen zu liefern. Dabei müssten sie nicht selber über ein vollständiges Portfolio aus regelbaren und nicht-regelbaren Kraftwerken und Energiespeichern verfügen, sondern könnten sich über eine geeignete Marktplattform, wie etwa dem in Abschnitt 5.2.4.2 beschriebenem vierten langfristig orientierten Segment des Regelenergiemarktes, den für eine zuverlässige Energieversorgung benötigten Bereitstellungsmix vertraglich sichern. Der gelieferte Strom würde am Spotmarkt angeboten und die jeweiligen Großhandelspreise erlösen. Die Grünstrom-Produzenten erhielten auf diese Weise einen marktwirtschaftlichen Anreiz, ihr Angebot an der jeweiligen Nachfrage auszurichten und auf etwaige Netzengpässe Rücksicht zu nehmen. Zur Vermeidung des beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien auch auf deren Seite drohenden Missing-Money-Problems müsste das Marktdesign um weitere Komponenten, wie etwa eine Marktpremie als Aufschlag auf den Spotmarktpreis für Strom, ergänzt werden. Alternativ könnte zu diesem Zweck ein Grünstrom-Zertifikatsystem als eine noch marktwirtschaftlichere Form der Ergänzung der Strommarkterlöse eingesetzt werden, das dann auch bei diesem Ansatz für die Einhaltung der klimapolitischen Ziele sorgen würde.

Aus grundsätzlicher Perspektive ist bei der Einschätzung der Energiewende zu bedenken, dass ihre bis ins Jahr 2050 angelegte Zielstellung schon aufgrund des noch enormen Entwicklungsbedarfs in vielen Bereichen einer umweltfreundlichen Energietechnik nur als Prozess vorstellbar ist, dessen genauer Verlauf und Ergebnis sich möglicherweise erst in Jahrzehnten manifestieren wird. Hindernisse und zwischenzeitliche Fehlschläge sind angesichts der großen Unsicherheiten über Richtung und Geschwindigkeit des energietechnischen Fortschritts dabei unvermeidbar und dürfen nicht dazu genutzt werden, die Energiewende als ganze infrage zu stellen.

Zu starke Detailvorgaben des Staates zur Gestaltung der Energiewende, die auf den ersten Blick zur Abmilderung dieser Risiken geeignet scheinen, können zu unerwünschten Lock-in-Effekten führen und die Kosten einer nachhaltigen Energieversorgung unnötig in die Höhe treiben. Zu frühe eindeutige Festlegungen sind zudem auch aufgrund wahrscheinlicher Schwankungen im Wählerwillen nicht glaubhaft. Sie können auch in potentiellem Konflikt zum Ziel der ökonomischen Effizienz stehen, wenn unerwarteten technischen Entwicklungen und den mit diesen einhergehenden Möglichkeiten zur Kostensenkung nicht Rechnung getragen werden kann und diese unter Umständen sogar behindert werden. Gleichzeitig sind langfristige Vorgaben jedoch unverzichtbar, um den Akteuren an den Energiemarkten klare und zuverlässige Signale für ihre Investitionsentscheidungen zu geben und die Koordinierung ihrer Handlungen zu erreichen. Die deutsche Energiepolitik befindet sich deshalb in einem Dilemma zwischen der Konzentration auf bestimmte Technologien und somit der Bindung an energiepolitische Entwicklungspfade auf der einen Seite und der Aufrechterhaltung von Flexibilität und einer gewissen Ergebnisoffenheit der Entwicklung auf der anderen Seite. Dadurch besteht bei der Umsetzung der Energiewende auch ein potentieller Konflikt zwischen Effektivität und Effizienz.

Vor diesem Hintergrund liegt der Vorzug marktwirtschaftlicher Anreizsysteme ganz generell darin, dass sie flexible und ergebnisoffene Anpassungen der Akteure zulassen und fördern. Der natürliche Wissensvorsprung der an den Energiemarkten beteiligten Akteure kann auf diese Weise besser genutzt werden, und die Wahl kosteneffizienter Alternativen wird wahrscheinlicher. Darin liegt für Ökonomen nicht nur der Reiz einer Ausschreibung von Versorgungskapazitäten, sondern auch der des Emissionshandels EU ETS als Basisinstrument der EU-Klimapolitik. Über die für die Energiewende relevanten langen Zeiträume ist dieses Instrument prinzipiell in der Lage, wichtige Impulse für die Entwicklung des klimapolitischen technischen Fortschritts in bislang noch unzureichend erforschten Bereichen zu geben. Diese Einschätzung wird von der OECD (2012) in ihrer jüngsten Stellungnahme zur Energiepolitik in Deutschland ebenso wie von der EU Kommission in ihrer aktuellen Mitteilung zur Energiepolitik (2012, S. 4) geteilt. Um das EU ETS zu einem wirksamen Instrument der Klima- und Energiepolitik zu machen, bedarf es aber vor allem bei der Absicherung des Zeitpfads für die ausgegebene Zertifikatmenge einer Politik des langen Atems auf Ebene der EU und eines stabilen Vertrauens in deren Institutionen. Nur dann ist mit einer für den Erfolg des EU ETS unabdingbaren Stabilisierung der Erwartungen bei Energieerzeugern und -verbrauchern zu rechnen.

Die in diesem Bericht geforderte stärkere Ausrichtung der Energiepolitik an Kosteneffizienzkriterien impliziert eine Konzentration der staatlichen Maßnahmen auf Bereiche, in denen politische Rahmensetzungen zu einer Verbesserung der Ergebnisse marktwirtschaftlicher Prozesse führen können. Jenseits der Internalisierung der von der Energieerzeugung verursachten Umweltschäden liegen diese insbesondere im Bereich der Technologieentwicklung und einer Regulierung des Strommarktes, die den spezifischen Bedingungen fluktuierender erneuerbarer Energien systematisch Rechnung trägt (vgl. die Ausführungen in den Abschnitt

5.2.4). Hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende ist dabei von entscheidender Bedeutung, dass der Fokus der Politik nicht ausschließlich auf den Sektor Energie gerichtet sein sollte, sondern die möglichen Vorteile der Förderung aller Technologiearten über den Energiebereich hinaus ins Auge fasst. Eine Beschränkung auf energiemärkteffiziente Auswirkungen vernachlässigt potentielle Rückwirkungen und Verdrängungseffekte in anderen Sektoren und erlaubt damit keine umfassende Beurteilung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrtseffekte der Energiewende.

Literatur

- 50Hertz (2012), online verfügbar unter: <http://www.50hertz.com/de/1551.htm>.
- Abbott, M. (2001), Is the Security of Electricity Supply a Public Good?, *The Electricity Journal*, August/September 2001, 31-33.
- Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L., Hemous, D. (2011), The Environment and Directed Technical Change, Draft Version.
- Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L., Hemous, D. (2012), The Environment and Directed Technical Change, *American Economic Review*, 102(1), 131-166.
- AGFW (2010), AGFW-Hauptbericht 2009, Frankfurt am Main.
- Aichele, R., Felbermayr, G. (2012), Kyoto and the carbon footprint of nations, *Journal of Environmental Economics and Management*, 63, 336-354.
- Akerlof, G.A. (1970), The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism, *The Quarterly Journal of Economics*, 84(3), 488-500.
- Aldy, J. E., Krupnick, A. J., Newell, R. G., Parry, I. W. H., Pizer, W. A. (2010), Designing Climate Mitigation Policy, *Journal of Economic Literature*, 48(4), 903-934.
- Allcott, H., Greenstone, M. (2012), Is There an Energy Efficiency Gap?, *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3-28.
- Amecke, H. (2011), Energieausweis: Ein Beispiel für wenig genutztes Potenzial, *DIW Wochenbericht*, 34, 14-19.
- Anderson, D. (1972), Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply, *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 3(1), 267-299.
- Anger, N., Böhringer, C., Oberndorfer, U. (2008), Public Interests vs. Interest Groups: Allowance Allocation in the EU Emissions Trading Scheme, Discussion Paper 08-023, ZEW Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Mannheim.
- Arrow, K. (1962), The Economic Implications of Learning By Doing, *Review of Economic Studies*, 29, 166.
- Arrow, K., Lind, R.C. (1970), Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, *American Economic Review*, 60, 364-378.
- Baldursson, F.M., von der Fehr, N.-H.M. (2004), Price volatility and risk exposure: on market-based environmental policy instruments, *Journal of Environmental Economics and Management*, 48, 682-704.
- Barca, S. (2010), Energy, property, and the industrial revolution narrative, *Ecological Economics* 70, 1309-1315.
- Batlle, C., Rodilla, P. (2010), A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply, *Energy Policy*, 38, 7169-7179.

- Batlle, C., Perez-Arriaga, I.J., Zambrano-Barragan, P. (2012), Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure and Burden-Sharing, Energy Policy, 41, 212-220.
- Baumol, W.J. (1972), On Taxation and the Control of Externalities, The American Economic Review 62 (3), 307-322.
- Barth, R., Weber, C., Swider, D.J. (2008), Distribution of Costs Induced by the Integration of RES-E Power, Energy Policy 36, S. 3107-3115.
- Beer, M., Corradini, R., Gobmaier, T., Köll, L., Podhajsky, R., Vogler, G., Zott, M. (2009), CO₂-Verminderung in Deutschland, München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft.
- Bergek, A., Jacobsson, S. (2011), Innovation system analyses and sustainability transitions: Contributions and suggestions for research, Environmental Innovation and Societal Transitions, 1, 41-57.
- Bertoldi, P., Rezessy, S., Lees, E., Baudry, P., Jeandel, A., Labanca, N. (2010), Energy supplier obligations and white certificate schemes: Comparative analysis of experiences in the European Union, Energy Policy, 38, 1455-1469.
- Bettzüge, M., Growitsch, Chr., Panke, T. (2011), Erste Elemente eines Jahrhundertprojekts – ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Europäischen Energiepolitik, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60(1), 50-61.
- Bieberbach, F., Lerchl, H., Eidt, S., Zult, R. (2012), Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62(3), 8-12.
- Bidwell, M. (2005), Reliability Options – A Market Oriented Approach, Electricity Journal, 18, 11-25.
- Bluenext Statistics, Spotpreise am EU ETS-Zertifikatemarkt, online verfügbar unter: <http://www.bluenext.eu/statistics/downloads.php>.
- Bohi, D.R., Toman, M.A., Walls, M.A. (1996), The Economics of Energy Security, Boston.
- Böhringer, C., Rutherford, T.F., Tol, R.S.J. (2009), The EU 20/20/2020 targets: An overview of the EMF22 assessment, Energy Economics, 31, 268-273.
- Böhringer, C. (2010), 1990 bis 2010: Eine Bestandsaufnahme von zwei Jahrzehnten europäischer Klimapolitik, Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 11(s1), 56-74.
- Böhringer, C., Lange, A. (2012), Der europäische Emissionszertifikatehandel: Bestandsaufnahme und Perspektiven, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 92, Sonderausgabe, 12-16.
- Borenstein, S. (2012), The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation, Journal of Economic Perspectives, 26(1), 67-92.
- Borggrefe, F., Neuhoff, K. (2011), Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration, Smart Power Market Project, Climate Policy Initiative, Berlin.

- Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Friedrichsen, N. (2011), Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?, *Utilities Policy*, 19, 244-254.
- Bremer Energie Institut und IWU (2010), Datenbasis Gebäudebestand, Darmstadt.
- Brown, M.A., Chandler, J., Lapsa, M.V., Sovacool, B. K. (2007), Carbon Lock-In: Barriers to Deploying Climate Change Mitigation Technologies, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.
- Brunekreeft, G., McDaniel, T. (2005), Policy Uncertainty and Supply Adequacy in Electric Power Markets, *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1), 111-127.
- Brunekreeft, G., Meyer, R. (2011), Kapitalkosten und Kraftwerksinvestitionen bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien – Die Diskussion um Kapazitätsmärkte, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 60(1), 62-73.
- Buchholz, W., Peters, W. (2005), A Rawlsian Approach to International Cooperation, *Kyklos*, 58(1), 25-44.
- Buckman, G. (2012), The effectiveness of Renewable Portfolio Standard banding and carve-outs in supporting high-cost types of renewable electricity, *Energy Policy*, 39, 4105-4114.
- Bundesministerium für Finanzen (BMBF) (2010), Zweiundzwanzigster Subventionsbericht - Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2007 und 2010, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011a), Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011b), Die Energiewende in Deutschland – Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, Stand Februar 2012, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011c), 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland – Gemäß EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) sowie Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G), Stand Juli 2011, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011d), Energiedaten.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (o.J.), Eckpunktepapier zur Energieeffizienz, online verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energieeffizienz.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012a), Energiewende auf gutem Weg – ein Jahr nach den Energiewendebeschlüssen vom 11. Juni 2011, Stand Juni 2012, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012b), Energiedaten.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011), Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, „Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich“, online verfügbar unter: http://www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47465.php.

Bundesnetzagentur (2012a), Gemeinsame Ausschreibung von Primärregelleistung – Umsetzungskonzept der deutschen ÜNB, online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Konsultationen/ArchivKonsultationen/PrimaerUSekundaerRegelleistg/KonzeptgemeinsameAusschreibulld6796pdf.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesnetzagentur (2012b), Gemeinsame Ausschreibung von Sekundärregelleistung – Umsetzungskonzept der deutschen ÜNB, online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Konsultationen/ArchivKonsultationen/PrimaerUSekundaerRegelleistg/KonzeptgemeinsameAusschreibulld6797pdf.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesnetzagentur (2012c), Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2011, online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_node.html.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2011), Erneuerbare Energien: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) – Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, Berlin.

Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) (2011), Solarstromanlagen seit 2006 mehr als 58 % billiger, Berlin.

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2008), Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, online verfügbar unter: http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2008/BET-Studie_Versorgungssicherheit_Strom.pdf.

Canton, J., Lindén, A.J. (2010), Support schemes for renewable electricity in the EU, European Economic Papers 408.

Cason, T., Gangadharan, L. (2003), Transaction costs in tradable permit markets, Journal of Regulatory Economics, 14(1), 55-73.

Council of European Energy Regulators (CEER) (2012), 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, Brüssel.

- Chevallier, J. (2012), Banking and Borrowing in the EU ETS: A Review of Economic Modelling, Current Provisions and Prospects for Future Design, *Journal of Economic Surveys*, 26(1), 157-176.
- Climate Policy Initiative (CPI) (2011a), Steueranreize zur Förderung energetischer Sanierungen, CPI Brief, Berlin.
- Climate Policy Initiative (CPI) (2011b), Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts für Wohngebäudesanierungen – Wirtschaftlichkeit, finanzielle Unterstützung und eingesparte Energie, CPI Brief, Berlin.
- Convery, F.J. (2009), Origins and Development of the EU ETS, *Environmental and Resource Economics*, 43, 391-412.
- Copeland, B.R., Taylor, M.S. (2004), Trade, Growth, and the Environment, *Journal of Economic Literature*, 42(1), 7-71.
- Corradini, R., Beer, M., Schmid, T. (2012), Das FfE-Gebäudemodell, BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2, Düsseldorf, Verein Deutscher Ingenieure (VDI).
- Couture, T., Gagnon, Y. (2009), An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, *Energy Policy*, 38(2), 955-965.
- Cramton, P., Ockenfels, A. (2011), Economics and design for capacity markets for the power sector, University of Maryland, Working Paper, 30.05.2011, online verfügbar unter: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>.
- Cramton, P., Stoft, S. (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity With Special Attention to the CAISO'S Resource Adequacy Problem. Working Paper 06-007 April 2007. Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge MA.
- Cramton, P., Stoft, S. (2008), Forward reliability markets - less risk, less market power, more efficiency, *Utilities Policy*, 16, 194-201.
- Davis, L.W. (2011), Evaluating the Slow Adoption of Energy Efficient Investments: are Renters Less Likely to have Energy Efficient Appliances?, NBER Book Chapter, online verfügbar unter: <http://www.nber.org/chapters/c12130.pdf>.
- De Vries, L. J. (2002), Securing the public interest in electricity generation markets – The myths of the invisible hand and the copper plate, Dissertation (Ph.D.), Delft University of Technology, 2004.
- DeCanio, S.J. (1993), Barriers within firms to energy-efficient investment, *Energy Policy*, 21, 906-914.
- Department of Energy and Climate Change (DECC) (2009), *Energy Markets Outlook*, London.
- Department of Energy and Climate Change (DECC) (2010) <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/legislation/energybill/1010-green-deal-summary-proposals.pdf>.

Department of Energy and Climate Change (DECC) (2011), Electricity Market Reform – options for ensuring electricity security of supply and promoting investment in low-carbon generation. Electricity Market Reform Impact Assessment, London.

Der Spiegel (2011), online verfügbar unter:

http://www.focus.de/auto/ratgeber/unterwegs/tid-8122/kraftstoffverbrauch_aid_145437.html.

Der Spiegel (2012), online verfügbar unter:

<http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,807268,00.html>.

Deutsche Energieagentur (dena) (2010a), dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Berlin.

Deutsche Energieagentur (dena) (2010b), Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, online verfügbar unter:

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Kraftwerkssstudie/Kurzanalyse_KuN-Planung_D_2020_2030_lang.pdf. Aktualisierung online verfügbar unter:

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Kraftwerkssstudie/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf.

Deutsche Energieagentur (dena) (2011a), Positionspapier dena-Verteilstudie. Eine erfolgreiche Energiewende bedarf der Anpassung der Stromverteilnetze in Deutschland, Berlin.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2011b), Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen, thema energie, Berlin.

Deutsche Energieagentur (dena) (2012a), Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt – Abschlussbericht, Berlin.

Deutsche Energieagentur (dena) (2012b), Pressemitteilung zur dena-Studie „Energiesparen des Sanieren von Einfamilienhäusern rechnet sich, online verfügbar unter:

<http://www.zukunft-haus.info/de/presse/pressemitteilungen/dena-studie-energiedaten-sanieren-von-einfamilienhaeusern-rechnet-sich.html>.

Diekmann, J., Leprich, U., Frey, G., Horst, J. (2008), Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Kapitel 3: Analyse und Bewertung des EEG im bundesdeutschen Stromsektor, Berlin, Stuttgart, Saarbrücken.

Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K. (2012), Solarstromförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll, DIW Wochenbericht Nr. 12, Berlin.

Duffield, J. (2009), Germany and Energy Security in the 2000s: Rise and Fall of a Policy Issue?, Energy Policy, 37, 4284-4292.

Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Wien EEG, Ernst&Young (2011), Financing Renewable Energy in the European Energy Market – Final Report.

Economist (2011), Tinker, Tailor – Economists Reconsider The Merits of Industrial Policy, But Some Flaws Are Hard to Fix, 01.10.2011.

Edenhofer, O. (2012), „Die Nutzung globaler Gemeinschaftsgüter: Politökonomische Herausforderungen für die globale Klimapolitik“, Vortrag im Rahmen des Rundgesprächs der Kommission für Ökologie „Die Zukunft der Energieversorgung: Atomausstieg, Versorgungssicherheit und Klimawandel“, Bayerische Akademie der Wissenschaften, 25.01.2012, München.

Endres, A. (2007), Umweltökonomie, 3. Aufl., Stuttgart/Berlin/Köln.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2010), Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Köln.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), energynautics (2011), Roadmap 2050 – a closer look, Köln.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigem Strommarktdesign, Köln.

Erdmann, G. (2008), Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurzstudie im Auftrag der WirtschaftsVereinigung Metall (WVM).

Erdmann, G. (2009), Versorgungssicherheit zwischen Energienationalismus und globalen Märkten, Vortrag auf der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien Energie, Wirtschaft und technologischer Fortschritt in Zeiten hoher Energiepreise, 11.-13. Februar 2009, Wien.

Europäische Kommission (2009), EU Klima- und Energiepaket, online verfügbar unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm.

European Commission (2001), Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply, Green Paper, Brüssel.

European Commission (2011a), Roadmap for a Competitive Low-Carbon Economy in 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2011)112, Brüssel.

European Commission (2011b), Energy Roadmap 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2011)885/2, Brüssel.

Europäische Kommission (2012), Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, COM(2012) 271 final, Brüssel.

Europäische Kommission Joint Research Center (JRC), Institute for Energy and Transport (IET), Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (2012), verfügbar unter: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.

European Power Exchange (EPEX) (2012), online verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel>.

EUtech Energie und Management GmbH (2008), Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland – Stellungnahme zur Dena-Kurzstudie „Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“, online verfügbar unter:
http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Deckungs_luecke.pdf.

Fahl, U. (2012), CO₂-Minderungskosten für Technologien und Energieszenarien im Vergleich, Rundgespräch „Die Zukunft der Energieversorgung“, München, 25. Januar 2012.

Fechner, H. (2009), Photovoltaik – Durchbruch am Massenmarkt oder zurück zur Forschung?, IEA Netzwerktreffen, Fachhochschule Technikum Wien.

Feess, E. (2007), Umweltökonomie und Umweltpolitik, 3. Aufl., München.

Fell, H., McKenzie, I.A., Pizer, W.A. (2008), Prices versus Quantities versus Bankable Quantities, RFF Discussion Paper 08-32, Resources for the Future.

Fell, H., Morgenstern, R.D. (2010), Alternative Approaches to Cost Containment in a Cap-and-Trade System, Environmental and Resource Economics, 47, 275-297.

FfE-interne Kraftwerksdatenbank (2009), Laufende Aktualisierung der FfE-internen Kraftwerksdatenbank, München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

Finon, D., Pignon, V. (2008), Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market, Utilites Policy, 16, 143-158.

Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln Fifo, Forschungszentrum Jülich, ifo Institut (2012), Haushaltskonsolidierung durch Umweltschutz: Ansatzpunkte zur Senkung der Neuverschuldung durch umweltpolitisch wirksame Instrumente und Maßnahmen, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 3710 14 102 des Umweltbundesamtes, vorläufiger Endbericht, Köln, Jülich und München.

Fischer, C., Newell, R.G. (2008), Environmental and technology policies for climate mitigation, Journal of Environmental Economics and Management, 55, 142-162.

Fischer, C., Preonas, L. (2010), Combining Policies for Renewable Energy: Is the Whole Less Than the Sum of Its Parts?, International Review of Environmental and Resource Economics, 4, 51-92.

Focus (2012), online verfügbar unter: http://www.focus.de/auto/fahrberichte/tid-21984/fahrbericht-elektroauto-renault-twizy-twizy-kaufen-batterie-leasen-extrakiometer-extra-zahlen_aid_618468.html.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2009), CO₂-Verminderung in Deutschland, Teil 1, München.

Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) (2012), Solarförderung wird um bis zu 30 Prozent gekürzt, 29. Juni 2012.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Ecofys Germany, Öko-Institut (2012), Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland – Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Karlsruhe/Freiburg/Berlin.

- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) (2012), Windenergie Report Deutschland 2011, Kassel.
- Frey, B.S. (2010), Democracy and Innovations, Institute of Empirical Research in Economics, Universität Zürich, Working Paper 514.
- Frondel, M. (2012), Der Rebound-Effekt von Energieeffizienz-Verbesserungen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (8), 12-17.
- Frondel, M., Schmidt, Chr. M. (2008), Energy security – a conceptual note, Ruhr Economic Papers, Nr. 52.
- Frontier Economics, RWE (2008), Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, online verfügbar unter:
http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf.
- Frontier Economics, EWI (2010), Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- Gawel, E. (2011), Kfz-Steuer-Reform und Klimaschutz, Wirtschaftsdienst, 91. Jg., 137-143.
- Gillingham, K., Newell, R.G., Palmer, K. (2009), Energy Efficiency Economics and Policy, NBER Working Paper 15031.
- Gillingham, K., Sweeney, J. (2010), Market Failures and the Structure of Externalities, Stanford University, Stanford.
- Gollier, C. (2006), Institute Outlook: Climate Change and Insurance: An Evaluation of the Stern Report on the Economics of Climate Change, Barbon Institute.
- Goulder, L.H., Parry, I.W.H. (2008), Instrument Choice in Environmental Policy, Review of Environmental Economics and Policy, 2(2), 152-174.
- Grave, K., Paulus, M., Lindenberger, D. (2012), A Method for Estimating Security of Electricity Supply from Intermittent Sources: Scenarios for Germany until 2030, Energy Policy, article in press.
- Green, R.J. (2005), Electricity and Markets, Oxford Review of Economic Policy, 21(1), 67-87.
- Green, R.J., Newberry, D.M. (1992), Competition in the British Electricity Spot Market, The Journal of Political Economy, 100(5), 929-953.
- Greene, D.L. (2011), Uncertainty, loss aversion, and markets for efficiency, Energy Economics, 33, 608-616.
- Gross, R., Blyth, W., Heptonstall, P. (2010), Risks, Revenues and Investment in Electricity Generation: Why Policy Needs to Look Beyond Costs, Energy Economics 32, 796-804.
- Grubb, M., Newbery (2007), Pricing Carbon for Electricity Generation: National and International Dimensions, University of Cambridge, CWPE 0751 & EPRG 0722, Cambridge.
- Grüll, G., Taschini, L. (2011), Cap-and-trade properties under different hybrid scheme designs, Journal of Environmental Economics and Management, 61, 107-118.

- Hahn, R.W. (2009), Greenhouse Gas Auctions and Taxes: Some Political Economy Considerations, *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(2), 167-188.
- Hahn, R.W., Stavins, R.N. (2010), The Effect of Allowance Allocations on Cap-and-Trade System Performance, *Harvard Environmental Economics Program Discussion Paper* 10-13.
- Hanemann, M. (2009), The Role of Emission Trading in Domestic Climate Policy, *The Energy Journal*, 30, Special Issue 2, 73-108.
- Hanemann, M. (2010), Cap-and-trade: a sufficient or necessary condition for emission reduction?, *Oxford Review of Economic Policy*, 26(2), 225-252.
- Hanley, N., Shogren, J.F., White, B. (2007), *Environmental Economics in Theory and Practice*, 2. Aufl., New York.
- Heal, G. (2010), Reflections – The Economics of Renewable Energy in the United States, *Review of Environmental Economics and Policy*, 4(1), 139-154.
- Heindl, P. (2012), Transaction Costs and Tradable Permits: Empirical Evidence from the EU Emissions Trading Scheme, *ZEW Discussion Paper No. 12-021*.
- Helm, D. (2010), Government Failure, Rent-seeking, and Capture: The Design of Climate Change Policy, *Oxford Review of Economic Policy*, 26(2), 182-196.
- Helm, D., Hepburn, C., Mash, R. (2003), Credible Carbon Policy, *Oxford Review of Economic Policy*, 19(3), 438-450.
- Hepburn, C. (2006), Regulation by prices, quantities, or both: A review of instrument choice, *Oxford Review of Economic Policy*, 22(2), 226-247.
- Hepburn, C. (2010), Environmental policy, government, and the market, *Oxford Review of Economic Policy*, 26(2), 117-136.
- Hermann, H., Matthes, F. Chr. (2012), Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition – Facts, Measures and Implications, Öko Institut, Juni 2012.
- Hermeling, C., Wölfing, N. (2011), Energiepolitische Aspekte der Bioenergienutzung: Nutzungskonkurrenz, Klimaschutz, politische Förderung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- Herz, M. (2009), *Wirkungsgradanalyse*, München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).
- Heuterkes, M., Janssen, M. (Hrsg.) (2008), Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung Nr. 29, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- Hintermann, B. (2011), Market Power, Permit Allocation and Efficiency in Emission Permit Markets, *Environmental and Resource Economics*, 49, 327-349.
- Hiroux, C., Saguan, M. (2010), Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?, *Energy Policy*, 38, 3135-3145.

- Hoel, M., Karp, L. (2002), Taxes versus quotas for a stock pollutant, *Resource and Energy Economics*, 24, 367-384.
- Hogan, W.W. (1998), *Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer*. Center for Business and Government, John F. Kennedy School, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- Hogan, W.W. (2010), *Electricity Wholesale Market Design in a Low Carbon Future*, Draft 01/23/10.
- Hotelling, H. (1931), The Economics of Exhaustible Resources, *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175.
- Hughes, T.P. (1987), The Evolution of Large Technological Systems, in: W.E. Bijker, T.P.Hughes, T.J. Pinch (Hrsg.), *The Social Construction of Technological Systems: New Directions in the Sociology and History of Technology*, Cambridge M.A., 51-82.
- Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß A. (2010), Bremst eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau erneuerbarer Energien?, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, BDI-Workshop „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke“, 16.02.2010, Berlin.
- Ifo Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo Institut) (2011), Bewertung der klimapolitischen Maßnahmen und Instrumente – Studie im Auftrag der E.ON AG, München.
- Internationale Energieagentur (IEA) (2007), *Energy security and climate policy: Assessing interactions*, Paris.
- Internationale Energieagentur (IEA) (2011), *World Energy Outlook 2011*, Paris.
- Jacobsson, S., Bergek, A., Finon, D., Lauber, V., Mitchell, C., Toke, D., Verbruggen, A. (2009), EU renewable energy support policy: Faith or facts?, *Energy Policy*, 37, 2143-2146.
- Jaffe, A.B., Newell, R.G., Stavins, R.N. (2003), Technological Change and the Environment. In: Mäler, K.-G., Vincent, J. (Eds.), *Handbook of Environmental Economics*, Vol. 1, pp. 461- 516.
- Jaffe, A.B., Newell, R.G., Stavins, R.N. (2004), Economics of Energy Efficiency, *Encyclopedia of Energy*, 2, 79-90.
- Jaffe, A.B., Newell, R.G., Stavins, R.N. (2005), A tale of two market failures: Technology and environmental policy, *Ecological Economics*, 54, 164-174.
- Jaffe, A.B., Stavins, R.N. (1994a), The energy-efficiency gap – What does it mean?, *Energy Policy*, 22(10), 804-810.
- Jaffe, A.B., Stavins, R.N. (1994b), The energy paradox and the diffusion of conservation technology, *Resource and Energy Economics*, 16, 91-122.
- Joskow, P.L. (2006), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, AEI-Brookings Joint Center Working Paper No. 06-14, online verfügbar unter: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=902005.

- Joskow, P.L. (2007), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, in: Helm, D. (Hrsg.), *The New Energy Paradigm*, Oxford.
- Joskow, P.L. (2008), Capacity payments in imperfect electricity markets – Need and design, *Utilities Policy*, 16, 159-170.
- Joskow, P.L. (2010), Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies, CEEPR Working Paper 10-013.
- Joskow, P.L. (2011), Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies, *American Economic Review Papers & Proceedings*, 100(3), 238-241.
- Joskow, P.L., Tirole, J. (2007), Reliability and competitive electricity markets, *RAND Journal of Economics*, 38(1), 60-84.
- Kahneman, D., Tversky, A. (1979), Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk, *Econometrica*, 47(2), 263-291.
- Keohane, N.O. (2009), Cap and Trade, Rehabilitated: Using Tradable Permits to Control U.S. Greenhouse Gases, *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1), 42-62.
- Ketterer, J., Wackerbauer, J. (2009), Die Kraftfahrzeugsteuer als Instrument der Klimapolitik, ifo Schnelldienst, 62(4), 12-16.
- Kfw/ZEW CO₂ Barometer (2011), Hoher Anpassungsbedarf im EU-Emissionshandel ab 2012 – deutliche Defizite bei der Vorbereitung in den Unternehmen, Frankfurt.
- Keppler, J.H., Cruciani, M. (2010), Rents in the European Power Sector Due to Carbon Trading, *Energy Policy* 38, 4280-4290.
- Klessmann, C., Nabe, Chr., Burges, K. (2008), Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, *Energy Policy*, 36, 3646-3661.
- Kohler, S. (2012), Neue dena-Studie zu den Kosten und Potenzialen der energetischen Gebäudesanierung, Pressekonferenz 26.03.2012, Berlin.
- Krewitt, W., Schlomann, B. (2009), Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, DLR und Fraunhofer ISI, Stuttgart und Karlsruhe.
- Krugman, P., Wells, R. (2010), *Volkswirtschaftslehre*, Stuttgart.
- Kruyt, B., van Vuuren, D.P., de Vries, H.J.M., Groenenberg, H. (2009), Indicators for Energy Security, *Energy Policy*, 37, 2166-2181.
- Kuckshinrichs, W., Kronenberg, T., Hansen, P. (2011), Wirkungen der Förderprogramme im Bereich „Energieeffizientes Bauen und Sanieren“ der KfW auf öffentliche Haushalte – Kurzgutachten im Auftrag der KfW, STE Research Report 10/2011, Jülich.
- Laing, T., Grubb, M. (2010), Low Carbon Electricity Investment: The Limitations of Traditional Approaches and a Radical Alternative, University of Cambridge, Electricity Policy Research Group, EPRG Working Paper 1032 and Cambridge Working Paper in Economics 1057.

- Lehr, U., Lutz, C., Edler, D., O'Sullivan, M., Nienhaus, K., Nitsch, J., Breitschopf, B., Bickel, P., Ottmüller, M. (2011), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, online verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_arbeitsmarkt_bf.pdf.
- Leiby, P., Rubin, J. (2001), Intertemporal Permit Trading for the Control of Greenhouse Gas Emissions, *Environmental and Resource Economics*, 19, 229-256.
- Lesser, J.A., Su, X. (2008), Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development, *Energy Policy*, 36, 981-990.
- Linares, P., Labandeira, X. (2010), Energy Efficiency: Economics and Policy, *Journal of Economic Surveys*, 24(3), 573-592.
- Lippelt, J., Pfeiffer, J., Röpke, L. (2010), Pumpspeicherwerke – bewährte Technologie für eine grüne Zukunft?, *ifo Schnelldienst* 63(16), 44-46.
- Löschel, A., Moslener, U., Rübelke, D. (2010), Indicators of Energy Security in Industrialised Countries, *Energy Policy*, 38(4), 1665-1671.
- Löschel, A., Fluens, F., Heindl, P. (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion, *Wirtschaftsdienst*, 8, 515-519.
- Lucke, K., Leper, P.A., Blanchet, M.A., Siebert, U. (2009), Temporary Shift in Masked Hearing Thresholds in a Harbor Porpoise (*Phocoena phocoena*) After Exposure to Seismic Airgun Stimuli, *Journal of the Acoustical Society of America*, 125(6), 4060-4070.
- Magill, M., Quinzii, M. (2002), Capital Market Equilibrium with Moral Hazard, *Journal of Mathematical Economics*, 38, 149-190.
- Markandya, A., Pavan, M. (1999), Green Accounting in Europe – Four Case Studies, Dordrecht/Boston/London.
- McKinsey & Company, Inc. (McKinsey) (2007), Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, Studie von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von BDI initiativ.
- Meadows, D.H., Meadows, D.I., Randers, J., Behrens, W.W. (1972), *The Limits of Growth*, New York.
- Mennel, T. (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 92, Sonderausgabe, 17-22.
- Mentanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L. (2003), Prices versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of renewable Energy, *Energy Policy*, 31, 799-812.
- Metcalf, G.E. (2009), Designing a Carbon Tax to Reduce U.S. Greenhouse Gas Emissions, *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1), 63-83.
- Midttun, A., Gautesen, K. (2007), Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry, *Energy Policy*, 35, 1419-1422.

- Monopolkommission (2011), Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn.
- Montero, J.-P. (1997), Marketable Pollution Permits with Uncertainty and Transaction Costs, *Resource and Energy Economics*, 20, 27-50.
- Morthorst, P.E. (2000), The development of a green certificate market, *Energy Policy*, 28(15), 1085-1094.
- Mowery, D.C., Nelson, R.R., Martin, B.R. (2012), Technology Policy and Global Warming: Why New Policy Models Are Needed (Or Why Putting New Wine in Old Bottles Won't Work), *Research Policy* 39, 1011-1023.
- Murray, B.C., Newell, R.G., Pizer, W.A. (2009), Balancing Cost and Emissions Certainty: An Allowance Reserve for Cap-and-Trade, *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1), 84-103.
- Narayananamurti, V., Anadon, L.A., Sagar, A.J. (2009), Institutions for Energy Innovation: A Transformational Challenge. Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Neuhoff, K. (2005), Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation, *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1), 88-110.
- Neuhoff, K., Amecke, H., Novikova, A., Stelmakh, K. (2011), Energetische Sanierung: Handlungsbedarf auf vielen Ebenen, *DIW Wochenbericht*, 34, 3-12.
- Newell, R.G. (2010), The role of markets and policies in delivering innovation for climate change mitigation, *Oxford Review of Economic Policy*, 26(2), 253-269.
- Newell, R.G., Pizer, W.A. (2003a), Regulating Stock Externalities Under Uncertainty, *Journal of Environmental Economics and Management*, 45, 416-432.
- Newell, R.G., Pizer, W.A. (2003b), Cost heterogeneity and potential savings from market-based policies, *Journal of Regulatory Economics*, 23, 43-59.
- Newell, R.G., Pizer, W.A., Zhang, J. (2005), Managing Permit Markets to Stabilize Prices, *Environmental and Resource Economics*, 31, 133-157.
- Nicolosi, M., Fürsch, M. (2009), The impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany, *ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 3, 246-254.
- Nitsch J., Wenzel B., Sterner M. (2010), Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Berlin, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Nordhaus, W.D (2007), To Tax or Not to Tax: Alternative Approaches to Slowing Global Warming, *Review of Environmental Economics and Policy*, 1(1), 26-44.
- Ölz, S., Sims, R., Kirchner, N. (2007), Contribution of Renewables to Energy Security. International Energy Agency (IEA), online verfügbar unter: http://www.iea.org/papers/2007/so_contribution.pdf.

- Ohl, C., Johst, K., Meyerhoff, J., Beckenkamp, M., Grüsgen, V., Drechsler, M. (2010), Long-Term Socio-Ecological Research (LTSER) for Biodiversity Protection – A Complex Systems Approach for the Study of Dynamic Human-Nature Interactions, *Ecological Complexity* 7, 170-178.
- Oren, S. (2005), Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land, *The Electricity Journal*, 18(9), 28-42.
- Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) (2007), The Political Economy of Environmentally Related Taxes, *OECD Observer*, Policy Brief, Paris.
- Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) (2012), OECD Economic Surveys: Germany, Stand Februar 2012, OECD Publishing, Paris, online verfügbar unter: http://dx.doi.org/10.1787/eco_surveys-deu-2012-en.
- Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Internationale Energieagentur (IEA) (2001), Towards a Sustainable Energy Future, Paris.
- Owen, A.D. (2004), Environmental Externalities, Market Distortions and the Economics of Renewable Energy Technologies, *The Energy Journal*, 25(3), 127-156.
- Owen, A.D. (2006), Renewable Energy: Externality costs as market barriers, *Energy Policy* 34, S. 632-642.
- Pachauri, R.K., Reisinger, A. (Hrsg.), Climate Change 2007. Synthesis Report, Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.
- Parry, I.W.H., Pizer, W.A. (2007), Emissions Trading versus CO₂ Taxes versus Standards, in: Kopp, R.J. und Pizer, W.A. (Hrsg.), Assessing U.S. Climate Policy Options, Resources for the Future, Washington, 79-86.
- Pigou, A. (1950), *The Economics of Welfare*, London.
- Platchkov, L.M., Pollitt, M.G. (2011), The Economics of Energy and (Electricity Demand), University of Cambridge Electricity Policy Research Group, Cambridge Working Paper in Economics 1137.
- Pollitt, M.G., Shaorshadze, I. (2011), The Role of Behavioural Economics in Energy and Climate Policy, EPRG Working Paper 1130, Cambridge.
- Polski, M.M. (2000), Sustaining Innovation and Growth in Research-Intensive Industries: Early Stage Finance Issues and Approach, Discussion Paper Prepared for Dr. Charles Wessner, Program Director, Board on Science, Engineering, Technology, and Economic Policy.
- Popp, D., Newell, R.G., Jaffe, A.D. (2009), Energy, the Environment, and Technical Change, NBER Working Paper No. 14832.
- Regelleistung.net (2012), online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip>.
- REN21 (2011), Renewables 2011 – Global Status Report, Paris, online verfügbar unter: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf.
- Rennings, K. (2000), Redefining Innovation – Eco-Innovation research and the Contribution from Ecological Economics, *Ecological Economics*, 32, 319-332.

- Requate, T. (2005), Dynamic incentives by environmental instruments – a survey, *Ecological Economics*, 54, 175-195.
- Requate, T., Unold, W. (2003), Environmental policy incentives to adopt advanced abatement technology: Will the true ranking please stand up?, *European Economic Review*, 47, 125-146.
- Richmond, A.K., Kaufmann, R.K. (2006), Is there a turning point in the relationship between income and energy use and/or carbon emissions?, *Ecological Economics*, 56, 176-189.
- Río González, P. del (2004), Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO₂ emissions abatement, *Ecological Economics*, 65, 292-303.
- Rodilla, P., Batlle, C. (2012), Security of energy supply at the generation level: Problem analysis, *Energy Policy*, 40, 177-185.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011), Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Berlin.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Sachverständigenrat) (2011), Verantwortung für Europa wahrnehmen – Jahresgutachten 2011/2012, Wiesbaden.
- Sagar, A.J., van der Zwaan, B. (2006), Technological Innovation in the Energy Sector: R&D, Deployment, and Learning-By-Doing, *Energy Policy*, 34, 2601-2608.
- Schleich, J. (2009), Barriers to energy efficiency: A comparison across the German commercial and services sector, *Ecological Economics*, 68, 2150-2159.
- Schleich, J., Gruber, E. (2008), Beyond case studies: Barriers to energy efficiency in commerce and the services sector, *Energy Economics*, 30, 449-464.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C. (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung Projekt Nr. 12/10, Osnabrück, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.
- Schmalensee, R. (2012), Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy, *Review of Environmental Economics and Policy*, 6, 45-64.
- Schmid, T., Beer, M. (2010), Das Regionenmodell – Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten, in: *Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung*, Bd. 2, Neuruppin.
- Schöb, R. (2009), „Steuern oder Zertifikate: Wie wichtig ist die zweite Dividende für die Klimapolitik?“, in: J. Weimann (Hrsg.), *Jahrbuch Ökologische Ökonomie Band 6: Diskurs Klimapolitik*, Marburg, 169-188.
- Schöbel, S. (2012), Die ‚neuen Landschaften‘ der erneuerbaren Energien. In: *Elektrizität als Energieform im Übergang von der industriellen zur postindustriellen Gesellschaft*. Jena (im Erscheinen).

- Sensfuß, F., Ragwitz, M., Genoese, M. (2008), The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, *Energy Policy*, 36, 3086-3094.
- Shogren, J.F., Taylor, L.O. (2008), On Behavioral-Environmental Economics, *Review of Environmental Economics and Policy*, 2(1), 26-44.
- Sinn, H.-W. (2007), Public policies against global warming: a supply side approach, *International Tax and Public Finance*, 15, 360-394.
- Sinn, H.-W. (2012), *Das Grüne Paradoxon*, Berlin.
- Sovacool, B.K. (2009), The importance of comprehensiveness in renewable electricity and energy-efficiency policy, *Energy Policy*, 37, 1529-1541.
- Sovacool, B. K. (2011), The policy challenges of tradable credits: A critical review of eight markets, *Energy Policy*, 39, 575-585.
- Statistisches Bundesamt (destatis) (2011), Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung – Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2010, Wiesbaden.
- Staudacher, T., Eller, S. (2012), Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses in: BWK Ausgabe 06/2012, S. 38-45. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012.
- Stavins, R.N. (1995), Transaction Costs and Tradable Permits, *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, 133-148.
- Stavins, R.N. (1996), Correlated uncertainty and policy instrument choice, *Journal of Environmental Economics and Management*, 30, 219-232.
- Steggals, W., Gross, R., Heptonstall, P. (2011), Winds of change: How high wind penetrations will affect investment incentives in the GB electricity sector, *Energy Policy*, 39, 1389-1396.
- Stern, D.I. (2004), The Rise and Fall of the Environmental Kuznets Curve. *World Development*, 32(8), 1419-1439.
- Stern, N. (2007), *The Economics of Climate Change*, Cambridge, UK.
- Sterner, M., Gerhardt, N., Jentsch, M., Pape, C., Saint-Drenan, Y., Schmid, J. (2011a), Die Speicheroption Power-to-Gas – Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE, Kassel, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Sterner, M., Jentsch, M., Trost, T., Specht, M. (2011b), Ökostrom als Erdgas speichern – Power-to-Gas - Umwandlung von überschüssigen Strom aus Wind- und Solaranlagen in Erdgas, Erdgasnetz als Speicher für erneuerbare Energien, Kassel, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Sunstein, C., Thaler, R. (2009), *Nudges – Improving decisions about health, wealth and happiness*, Penguin, UK.
- Suri, V., Chapman, D. (1998), Economic growth, trade and energy: implications for the environmental Kuznets curve, *Ecological Economics* 25, 195-208.

Süßenbacher, W., Schwaiger, M., Stigler, H. (2011), Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2011).

Tagesschau (2012), online verfügbar unter:

<http://www.tagesschau.de/inland/strommarkt104.html>.

Thöne, M. (2011), Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden – Stellungnahme, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FIFO), 23. Juni 2011, Köln.

Tietenberg, T. (2009), Reflections – Energy Efficiency Policy: Pipe Dream or Pipeline to the Future?, *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(2), 304-320.

Tietenberg, T., Lewis, L. (2008), *Environmental & Natural Resource Economics*, 8. Aufl., Boston.

TradeWind (2009), Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power.

Ulph, A., Ulph, D. (2009), Optimal Climate Change Policies When Governments Cannot Commit, Working Paper, online verfügbar unter: http://business-school.exeter.ac.uk/media/universityofexeter/businessschool/documents/events/Ulph,_A_abstract.pdf.

Umweltbundesamt (2011), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zu CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, März 2011.

Unruh, G.C. (2000), Understanding Carbon Lock-in, *Energy Policy*, 28, 817-830.

von Hayek, F.A. (1969), Freiburger Studien, Tübingen.

von Roon, S. (2011), Vermarktung von Windenergie, Tagungsband der FfE-Fachtagung 2011 – Energieeffizienz – eine stete Herausforderung an Wissenschaft und Praxis, München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

Wagner, G. (2011), Atomausstieg: Deutschland kann ein Vorbild werden, Kommentar „Am aktuellen Rand“, DIW Wochenbericht 20, 24.

Weber, C. (2010), Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems, *Energy Policy*, 38, 3155-3163.

Weber, E.R. (2010), Die Rolle der Solarenergie in unserer zukünftigen Energieversorgung, Ringvorlesung TU München, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Weber, M., Hey, C. (2012), Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 92, Sonderausgabe, 43-51.

Weizman, M. L. (1974), Prices vs. Quantities, *The Review of Economic Studies*, 41(4), 477-491.

Williamson, O.E. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism, Firms, Markets, Relational Contracting*, New York.

Wilson, R. (2002), Architecture of Power Markets, *Econometrica*, 70(4), 1299–1340.

- Winkler, J., Altmann, M. (2012), Market Design for a Completely Renewable Power Sector, Zeitschrift für Energiewirtschaft, DOI 10.1007/s12398-012-0073-5.
- Winzer, C. (2011), Conceptualizing Energy Security, EPRG Working Paper 1123 and Cambridge Working Paper in Economics 1151, University of Cambridge.
- Wissel, S., Fahl, U., Blesl, M., Voß, A. (2010), Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen 2015, Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.
- Wissen, R., Nicolosi, M. (2008), Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58(1/2), 110-115.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), Zur Förderung erneuerbarer Energien – Gutachten, Berlin.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012), Wege zu einer wirksamen Klimapolitik, Berlin.
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung – Globale Umweltveränderungen (WBGU) (2011), Hauptgutachten – Welt im Wandel – Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation, Berlin.
- ZuV (2007), Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 – Zuteilungsverordnung 2012 – ZuV 2012, Berlin.

Anhang

Inhaltsverzeichnis Anhang

Abbildungsverzeichnis Anhang	A-V
Tabellenverzeichnis Anhang	A-VII
I. Wirtschaftstheoretische Grundlagen	A-1
I.1 BESONDERHEITEN DES GUTES ENERGIE AUS ÖKONOMISCHER SICHT	A-1
I.1.1 Energie aus Nachfragesicht	A-1
I.1.1.1 Zentrale Anwendungen von Energie	A-1
I.1.1.2 Die Bedeutung des Gutes Energie	A-1
I.1.1.3 Das Ziel der Versorgungssicherheit	A-2
I.1.1.4 Nachfrageschwankungen	A-4
I.1.2 Energie aus Angebotssicht	A-4
I.1.2.1 Verteilung von Energie	A-4
I.1.2.2 Besonderheiten des Strommarktes	A-5
I.2 GRÜNDE FÜR DEFIZITE DER MARKTALLOKATION IM ENERGIEBEREICH AUS WIRTSCHAFTSTHEORETISCHER SICHT	A-10
I.2.1 Umweltexternalitäten	A-11
I.2.1.1 Umweltexternalitäten fossiler Energieträger	A-11
I.2.1.2 Umweltexternalitäten erneuerbarer Energieträger	A-12
I.2.2 Forschung und Entwicklung im Bereich neuer Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Einsparung von Energie	A-14
I.2.2.1 Hoher Komplexitäts- und Risikograd für Innovationen im Energiebereich	A-14
I.2.2.2 Positive externe Effekte bei Forschung und Anwendung neuer Energietechnologien	A-15
I.2.2.3 Eingeschränkte Wirkung der Nachfrage als Innovationsmotor auf dem Strommarkt	A-16
I.2.3 Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit	A-17
I.2.4 Unzureichende Risikobewältigung durch den Markt	A-20
	A-I

II. CO₂-Vermeidungspotenziale und -kosten	A-23
II.1 METHODIK	A-23
II.1.1 Allgemeine Berechnung der CO ₂ -Vermeidungskosten	A-23
II.1.2 Dynamische CO ₂ -Vermeidungskosten	A-24
II.2 POTENZIALE UND KOSTEN (SEKTOREBENE)	A-26
II.2.1 CO ₂ -Einsparpotenziale und Vermeidungskosten im Umwandlungssektor	A-26
II.2.1.1 Verdrängungsmix der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	A-26
II.2.1.2 Entwicklung der technischen Rahmenbedingungen	A-29
II.2.1.3 Entwicklung der Stromgestehungskosten	A-36
II.2.1.4 Entwicklung der systemwirtschaftlichen Kosten	A-41
II.2.1.5 Einsparpotenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten nach heutigem Stand der Technik	A-42
II.2.1.6 Entwicklung der CO ₂ -Vermeidungskosten bis 2050	A-50
II.2.2 Haushalte (HH) und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD)	A-51
II.2.2.1 Technische Rahmenbedingungen im Haushaltssektor	A-53
II.2.2.2 Gewerbe- Handel-Dienstleistungen (GHD)	A-62
II.2.2.3 Gebäudebereich insgesamt	A-70
II.2.3 Industrie	A-71
II.2.3.1 CO ₂ -Einsparpotenziale im Bereich industrieller Querschnittstechnologien	A-71
II.2.3.2 CO ₂ -Vermeidungskosten der betrachteten Effizienzmaßnahmen	A-73
II.2.3.3 Umsetzungshemmisse	A-73
II.2.4 CO ₂ -Einsparpotenziale und Vermeidungskosten im Verkehrssektor	A-74
II.2.4.1 Entwicklung der technischen Rahmenbedingungen	A-74
II.2.4.2 Einsparpotenziale und CO ₂ -Vermeidungskosten	A-76
III. Maßnahmenbewertung	A-81
III.1 UMWELTPOLITISCHE EINGRiffe UND INSTRUMENTE	A-82
III.1.1 Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument	A-84
III.1.1.1 Wirkung von Unsicherheit	A-85

III.1.1.2	Transaktionskosten	A-89
III.1.1.3	Marktmacht	A-90
III.1.1.4	Investitionsanreize	A-90
III.1.1.5	Distributive Fragen und politische Durchsetzbarkeit	A-92
III.1.2	Die Eignung eines ETS zur Implementierung der Energiewende	A-94
III.1.2.1	Die allgemeinen Herausforderungen eines ETS bei der Energiewende	A-95
III.1.2.2	Die allgemeinen Wirkungsdefizite eines ETS und deren Verschärfung bei der Energiewende	A-97
III.1.2.3	Gründe für eine Ergänzung eines ETS um zusätzliche Instrumente	A-100
III.1.2.4	Drohende Ineffizienzen und mögliche Vorteile eines Instrumentenmix	A-109
III.2	ZIELE UND AUSGESTALTUNG ERGÄNZENDER INSTRUMENTE IM ENERGIEBEREICH	A-112
III.2.1	Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien	A-112
III.2.1.1	Förderung von Inventionen im Energiebereich	A-113
III.2.1.2	Förderung der Diffusion im Energiebereich	A-113
III.2.1.3	Überwindung der Verhaltensträgheit	A-119
III.2.2	Kapazitätsmechanismen	A-120
III.2.2.1	Kapazitätszahlungen	A-120
III.2.2.2	Kapazitätsmärkte	A-123
III.2.2.3	Verfügbarkeitsoptionen – Reliability Options	A-126
III.2.2.4	Die Bedeutung von Kapazitätsmechanismen für den Umbau des Versorgungssystems in Deutschland und das zukünftige Marktdesign	A-132

Abbildungsverzeichnis Anhang

Abbildung A I.2-1	Externe Kosten (in ct/kWh) aus Gesundheits-, Materialschäden und Ernteverlusten sowie aus CO ₂ -Emissionen (durch Klimawandel bedingt) für verschiedene Technologien zur Stromerzeugung.	A-13
Abbildung A II.1-1	Betrachtungszeitraum für die Referenz und Maßnahmen	A-25
Abbildung A II.2-1	Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung 2010	A-27
Abbildung A II.2-2	Aufteilung der Kosten einer Windanlage	A-31
Abbildung A II.2-3	Prognosen der zukünftigen Kostenentwicklung für PV-Anlagen (reale Werte)	A-32
Abbildung A II.2-4	Aufteilung der Kosten einer PV-Komplettanlage auf die einzelnen Anlagenbestandteile	A-33
Abbildung A II.2-5	Entwicklung des Wirkungsgrades von Steinkohlekraftwerken	A-34
Abbildung A II.2-6	Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD-Kraftwerken	A-35
Abbildung A II.2-7	Stromgestehungskosten (ohne CO ₂ -Zertifikate) der betrachteten Technologien in ct/kWh _{el}	A-40
Abbildung A II.2-8	Monatsmittelwerte der Day Ahead Preise an der EEX 2008 – 2010	A-44
Abbildung A II.2-9	CO ₂ -Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch Neuanlagen	A-47
Abbildung A II.2-10	CO ₂ -Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch neue GuD-Anlagen	A-48
Abbildung A II.2-11	CO ₂ -Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch Steinkohle CCS	A-49
Abbildung A II.2-12	Endenergieverbrauch 2010 in Privathaushalten und im Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor nach Anwendungsarten für Deutschland	A-52
Abbildung A II.2-13	Endenergieverbrauch 2010 in Privathaushalten und im GHD-Sektor nach Energieträgern (für Deutschland)	A-52

Abbildung A II.2-14 Jährlicher Bedarf an Raumwärme und Warmwasser für private Einfamilienhäuser, unterteilt nach Baualtersklassen	A-54
Abbildung A II.2-15 CO ₂ -Verminderungskosten verschiedener Maßnahmen im Sektor Industrie	A-73
Abbildung A II.2-16 Ersatz eines Benzin-Pkws durch ein Elektrofahrzeug	A-78
Abbildung A II.2-17 Ersatz eines Diesel-Pkws durch ein Elektrofahrzeug	A-78
Abbildung A II.2-18 Zukünftige Entwicklung der CO ₂ -Vermeidungskosten eines Elektrofahrzeugs	A-80
Abbildung A III.1-1 Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument bei Unsicherheit über die Vermeidungskosten	A-87

Tabellenverzeichnis Anhang

Tabelle A II.2-1	Durchschnittliche CO ₂ -Emissionen einer kWh Strom im Verdrängungsmix 2010	A-28
Tabelle A II.2-2	Entwicklung des Verdrängungsmix bis zum Jahr 2050	A-29
Tabelle A II.2-3	Entwicklung der Investitionskosten bis 2050	A-37
Tabelle A II.2-4	Entwicklung der durchschnittlichen Nutzungsdauer in Stunden pro Jahr (für Deutschland)	A-38
Tabelle A II.2-5	Entwicklung der Kosten für Brennstoffe und CO ₂ -Zertifikate bis 2050 (reale Werte)	A-39
Tabelle A II.2-6	CO ₂ -Emissionsfaktoren je eingesetzter Brennstoffmenge	A-39
Tabelle A II.2-7	Systembedingter Aufschlag auf die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien	A-42
Tabelle A II.2-8	Kenndaten der Steinkohle- und GuD-Kraftwerke	A-47
Tabelle A II.2-9	Stromgestehungskosten (ohne CO ₂ -Zertifikate) der betrachteten Technologien	A-50
Tabelle A II.2-10	Stromgestehungskosten (ohne CO ₂ -Zertifikate) fluktuierender erneuerbarer Energien einschließlich Systemkostenaufschlag	A-50
Tabelle A II.2-11	Entwicklung der CO ₂ -Vermeidungskosten erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bis 2050 (mit Berücksichtigung der Systemkosten)	A-51
Tabelle A II.2-12	Kosten von Sanierungsmaßnahmen im privaten Wohngebäude (Einfamilienhaus) – ein Beispiel	A-54
Tabelle A II.2-13	Bestand an Wohnungen und Gebäuden 1995 bis 2050 – Deutschland insgesamt	A-55
Tabelle A II.2-14	Bestand an Wohnungen und Gebäuden 1995 bis 2050 – aufgegliedert nach Gebäudegrößen	A-57
Tabelle A II.2-15	Entwicklung der CO ₂ -Verminderung durch Heizenergieeinsparungen in privaten Haushalten	A-60

Tabelle A II.2-16	Entwicklung der CO ₂ -Verminderung durch Heizenergieeinsparungen im GHD-Sektor	A-63
Tabelle A II.2-17	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Wohnungen pro Jahr	A-64
Tabelle A II.2-18	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Wohnungen pro Jahr	A-65
Tabelle A II.2-19	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Wohnungen pro Jahr	A-66
Tabelle A II.2-20	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Wohnungen pro Jahr	A-67
Tabelle A II.2-21	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten im GHD-Sektor einschl. der Gebäudezugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Gebäude pro Jahr	A-68
Tabelle A II.2-22	Entwicklung von Energieeinsparungen, CO ₂ -Verminderung und Zusatzkosten im GHD-Sektor einschl. der Gebäudezugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Gebäude pro Jahr	A-69
Tabelle A II.2-23	CO ₂ -Emissionen und Einsparpotenziale industrieller Querschnittstechnologien	A-72
Tabelle A II.2-24	Vergleich der betrachteten Fahrzeuge	A-76

Tabelle A II.2-25	CO ₂ -Vermeidungskosten eines Elektrofahrzeugs nach heutigem Stand der Technik	A-77
Tabelle A II.2-26	Annahmen für die Berechnung (reale Werte)	A-79
Tabelle A III.2-1	Allgemeine Vor- und Nachteile von Preis- und Mengeninstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien: Einspeisevergütungen vs. Quotensystemen	A-118

I. Wirtschaftstheoretische Grundlagen

I.1 Besonderheiten des Gutes Energie aus ökonomischer Sicht

Das folgende Kapitel behandelt die Besonderheiten des Gutes Energie aus Nachfrage- und Angebotssicht. Neben der Darstellung zentraler Anwendungen von Energie wird auf den Gebrauchs- und Optionswert von Energie sowie auf das daraus abgeleitete energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit und auf die Thematik von Nachfrageschwankungen eingegangen (vgl. Abschnitt I.1.1). Angebotsseitig wird im Abschnitt I.1.2 die Verteilung von Energie, die Existenz von Marktmacht auf den Energiemarkten und auf Besonderheiten des Strommarktes eingegangen.

I.1.1 Energie aus Nachfragesicht

I.1.1.1 Zentrale Anwendungen von Energie

Aus ökonomischer Sicht lassen sich drei Hauptverwendungszwecke von Energie unterscheiden, die jeweils aus verschiedenen Energieträgern gedeckt werden können. Energie wird zur Erzeugung von Wärme, in Form von Strom zum Betrieb elektrischer Geräte mit vielfältigem Einsatzgebiet sowie zum Transport von Personen und Gütern verwendet. Dabei ist für den Nachfrager zunächst nur die Deckung des jeweiligen Bedarfs von Interesse. Wie diese Deckung zustande kommt, ob beispielsweise die gewünschte Wärme durch Verbrennung von Erdgas oder Öl gewonnen, der Strom von einem Kohle- oder Windkraftwerk produziert oder eine Strecke mit einem diesel- oder einem benzinbetriebenen Fahrzeug zurückgelegt wird, ist ohne zusätzliche Annahmen dagegen sekundär (Platchkov und Pollitt, 2011).

I.1.1.2 Die Bedeutung des Gutes Energie

Energie ist ein Grundbedarfsgut, da sie, entweder direkt, zum Beispiel in Form von Wärme, oder komplementär zum Konsum vieler Güter grundlegende Bedürfnisse der Menschen befriedigt. Aus der Tatsache, dass Energie Grundvoraussetzung für die Produktion und den Konsum vieler Güter ist, ergibt sich ein hoher Gebrauchswert von Energie.

Historisch betrachtet geht eine Erhöhung des Wohlstands immer mit einem steigenden Energieverbrauch einher. In jüngster Zeit wurde jedoch dieser Trend in einigen höher entwickelten Volkswirtschaften umgekehrt, so dass es trotz steigendem Output eines Landes zu sinkendem Energieverbrauch kam (Platchkov und Pollitt, 2011). Allgemein ist zu beobachten,

dass im Verlauf der wirtschaftlichen Entwicklung eine Landes die Energieintensität, also die pro erzielter Geldeinheit Einkommen eingesetzte Energieeinheit, abnimmt. Allerdings führt dies in den meisten Fällen nicht zu einem abnehmenden absoluten Energieverbrauch, da das Wachstum der Produktionskapazität die Effizienzgewinne häufig überkompensiert. Der Zusammenhang zwischen Wohlstand und Energieverbrauch wird in der sogenannten „Energie Kuznets Kurve“ beschrieben, die einen glockenförmigen Verlauf postuliert (vgl. u.a. Stern, 2004; Richmond und Kaufmann, 2006; Barca, 2010).

Während es langfristig möglich ist, den Energieverbrauch durch Verbesserungen in der Energieeffizienz zu senken, ist dies kurzfristig sehr schwierig. Die Nachfrage nach Energie ist somit in der kurzen Frist inelastisch, da keine Substitute zur Verfügung stehen (Wilson, 2002). Kurzfristige Schwankungen im Angebot von Energie aus einzelnen Energieträgern, wie z.B. durch die Abschaltung von Kernkraftwerken nach der Katastrophe von Fukushima, müssen daher zu einem hohen Maße von anderen, in der Regel teureren Kraftwerken ausgeglichen werden.

Die große Bedeutung des Gutes Energie äußert sich nicht nur in einem hohen Gebrauchswert. Neben dem reinen Verbrauch wirkt vielfach bereits die Möglichkeit, jederzeit auf Energie und die spezielle Anwendung zurückgreifen zu können, Nutzen stiftend. Dieser indirekte Nutzen der ständigen Verfügbarkeit für die Verbraucher kann als Optionswert von Energie gesehen werden. Wie der Gebrauchswert, hängt auch der Optionswert von der jeweiligen Anwendung ab, etwa aufgrund technischer Merkmale oder allein aufgrund besonderer Gebräuche in der Nutzung der speziellen Anwendung.

Zu beachten ist, dass dem Energieverbrauch jedoch nur insoweit ein Optionswert zukommen kann, als Energie für die spezielle Anwendung ständig abrufbar vorgehalten werden kann.

I.1.1.3 Das Ziel der Versorgungssicherheit

Der hohe Gebrauchs- und Optionswert von Energie und ihre weitreichende Bedeutung innerhalb entwickelter Volkswirtschaften begründen die Versorgungssicherheit als eigenständige energiepolitische Zielsetzung (vgl. Duffield, 2009; Abbot, 2001; Grave et al., 2012). Der Charakter der Versorgungssicherheitsproblematik variiert dabei zwischen den Bereichen Elektrizitätserzeugung, Wärmebereitstellung sowie Transport. Dies kann zum Teil auf unterschiedliche technisch-physikalische Merkmale zurückgeführt werden. Unterschiede ergeben sich aber auch aus den jeweils als Energielieferanten eingesetzten Energieträgern.

So stellen fossile Energieträger letztlich von der Natur bereitgestellte Energiespeicher mit hoher Energiedichte dar, die jederzeit in für die speziellen Anwendungen nutzbare Energie umgewandelt werden können. Durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger wie insbesondere im Fall der Sonnen- und Windenergie geht dieser Optionswert dagegen zunächst verloren, da ihr natürliches Angebot schwankt und ihr Energiegehalt erst in umgewandelter Form speicherbar ist. In Anwendungen mit hohem Optionswert für die Verbraucher kommt fossilen Energieträgern daher aus diesem Blickwinkel ein wesentlich höherer Wert zu als Sonnen-

oder Windenergie, da durch sie sowohl der Gebrauchswert als auch der Optionswert der Anwendung abrufbar ist.

Da in den Bereichen Wärme und Transport derzeit noch überwiegend auf fossile Energieträger zurückgegriffen wird und Wärmeenergie zudem vergleichsweise gut speicherbar ist, konzentriert sich die Problematik der Versorgungssicherheit derzeit auf die Verfügbarkeit der fossilen Energieträger, die mit Ausnahme von Braunkohle zum überwiegenden Teil aus dem Ausland importiert werden müssen. Technische Probleme, die Energienachfrage in der jeweiligen Anwendung flexibel zu decken, stellen sich damit eher weniger, wenn ausreichend fossile Energierohstoffe zur Verfügung stehen.

Langfristig liegt das Problem der Versorgungssicherheit bei fossilen Energieträgern weniger in der langfristig bekannten Endlichkeit der Vorräte an sich als in verzerrten Preissignalen und daraus resultierenden Mengenrisiken (vgl. IEA, 2007). Grundsätzlich sollte sich die Ressourcenknappheit im Preis und dessen zeitlichem Verlauf widerspiegeln und den Marktteilnehmern somit eine effiziente Anpassung ermöglichen. Sind die Preissignale nach unten verzerrt, besteht die Gefahr, dass rechtzeitige Investitionen z.B. in alternative Energieträger in zu geringer Höhe stattfinden. Auch die Klimapolitik könnte zu diesem Problem beitragen, wenn Ressourceneigentümer antizipieren, dass eine im Zeitverlauf restriktiver werdende Klimapolitik ihre zukünftigen Absatzmöglichkeiten und Gewinne reduziert (sogenanntes „Grünes Paradoxon“, vgl. Sinn, 2007).

Die Vorkommen fossiler Energieträger sind zudem geographisch vergleichsweise stark konzentriert, so dass durch den Import dieser Energieträger eine relativ starke Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten entstehen kann. Die Problematik der geographischen Konzentration für die Versorgungssicherheit wird noch dadurch verschärft, dass unter den ressourcenreichen Regionen auch politisch instabile Länder zu finden sind, deren Regime in ihrem politischen Vorgehen unter Umständen von dem unter Annahme eines ökonomisch rationalen Verhaltens zu erwartenden abweichen.

Im Bereich der Elektrizität ergeben sich über die Frage der Verfügbarkeit geeigneter Energieträger hinaus zusätzliche Herausforderungen durch die technisch-physikalischen Merkmale der Stromversorgung, insbesondere durch die derzeit noch stark eingeschränkte Speicherbarkeit von Strom und die weitgehende Einbindung aller Verbraucher in ein einheitliches Versorgungssystem. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann als eine zentrale Herausforderung im Elektrizitätsbereich angesehen werden (vgl. auch Abschnitte I.1.2.2.1 und 2.4). Versorgungssicherheit hat hierbei einen systemischen Charakter, da Strom zum einen meist zentral erzeugt und über ein Leitungsnetz verteilt wird und zum anderen die Möglichkeit zur (dezentralen) Speicherung bislang nur sehr eingeschränkt vorhanden bzw. sehr teuer ist. Ein einzelner Verbraucher ist also für eine funktionierende Stromversorgung auf ein funktionierendes Versorgungssystem (oder sehr kostspielige Maßnahmen, sich von diesem unabhängig zu machen) angewiesen. Ist ein Funktionieren der Stromversorgung nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben, so geht dem Verbraucher nicht nur der Gebrauchswert der Elektrizität für den Zeit des Ausfalls verloren, was bei Industrie wie auch Haushalten zu

sehr hohen Kosten führen kann (vgl. Frontier Economics und RWE, 2008), sondern es wird darüber auch der Optionswert stark gemindert, der gerade in dem Wissen besteht, bei Bedarf jederzeit auf Elektrizität und die damit verbundenen Aktivitäten zugreifen zu können (vgl. Joskow, 2007).

I.1.1.4 Nachfrageschwankungen

Die Nachfrage nach Energie unterliegt starken Schwankungen, sowohl im Tages- wie auch im Jahreszeitenverlauf. Der Stromverbrauch weist über den Tag hinweg drei Spitzenzeiten aus, die auf Morgen, Mittagszeit und Abend fallen, während nachts im allgemeinen eine eher geringe Nachfrage besteht. Auch zwischen den einzelnen Jahreszeiten gibt es große Unterschiede. So sind im Winter Heizenergiebedarf und Stromverbrauch, unter anderem aufgrund des größeren Bedarfs an elektrischem Licht, deutlich höher als im Sommer (Heuterkes und Janssen, 2008).

Die volatile Nachfrage nach Energie stellt für sich genommen keine Besonderheit im Vergleich zu anderen Gütern dar. Jedoch ergeben sich in Verbindung mit dem Gebot der Versorgungssicherheit (vgl. Abschnitte I.1.2.2.1 und 2.4) und den Eigenschaften der Angebotsseite der Energiemarkte (vgl. nächster Abschnitt) besondere Implikationen, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit behandelt werden.

I.1.2 Energie aus Angebotssicht

I.1.2.1 Verteilung von Energie

Angebotsseitig wird Energie dem Endverbraucher heute letztlich auf zwei verschiedenen Wegen bereitgestellt. Zum einen wird nutzbare Endenergie zentral erzeugt und anschließend über ein Leitungsnetz verteilt. Zum anderen können den Verbrauchern direkt Energieträger geliefert werden, die diesen ermöglichen, die gewünschte Energieform bedarfsgerecht lokal zu erzeugen. Zentral erzeugt werden Strom und (Fern-)wärme, während die Verbraucher insbesondere im Transportbereich und vielfach auch zur Wärmeerzeugung fossile Energieträger beziehen. (Erd-)Gas nimmt hierbei in gewisser Weise eine Sonderstellung ein, weil es als fossiler Energieträger wie Strom über ein Leitungsnetz verteilt wird.

Dem Verteilnetz kommt in der Energieversorgung eine besondere Bedeutung zu. Strom- und Gasleitungsnetze stellen ein sogenanntes „natürliches Monopol“ dar, da der Aufbau eines solchen Netzes mit hohen Investitionskosten, der Betrieb des Netzes jedoch mit relativ geringen Kosten verbunden ist. Dies führt zu steigenden Skalenerträgen, so dass die Gesamtkosten eines Verteilnetzes am niedrigsten sind, wenn es nur in einfacher Ausführung existiert. Die Existenz natürlicher Monopole wurde und wird häufig als Begründung für regulatorische Eingriffe in die Energieversorgung angeführt (Heuterkes und Janssen, 2008).

Die Merkmale natürlicher Monopole charakterisieren grundsätzlich auch andere Netzwirtschaften wie etwa den Schienenverkehr oder das Telekommunikationsnetz. Im Gegensatz zu diesen sieht sich die Stromversorgung jedoch nur eingeschränkter Konkurrenz „von außen“ gegenüber. Entscheidet sich der einzelne Verbraucher gegen die Nutzung des Versorgungssystems bestehend aus Kraftwerken und Netzinfrastuktur, steht ihm als Alternative lediglich die autarke Versorgung der zahlreichen stromabhängigen Anwendungen über entsprechende Kleinkraftwerke offen. Der Nutzwert dieser autarken Lösung unterscheidet sich jedoch in keiner Weise von dem Nutzen, der durch den Anschluss an das allgemeine Versorgungssystem generiert wird. Eher im Gegenteil zieht die autarke Lösung tendenziell eine Verschlechterung der individuellen Versorgungssicherheit nach sich, da deren Gewährleistung im allgemeinen Versorgungssystem im Sinne der Risikodiversifikation auf eine Vielzahl verschiedener Kraftwerke verteilt werden kann. Im Gegensatz zur Stromversorgung bieten etwa der Individualverkehr oder der Flugverkehr im Beispiel des Eisenbahnnetzes konkurrierende Alternativen mit eigenen Charakteristika und Nutzen. Im Bereich des leitungsgebundenen Telefon- und Internetnetzes wäre in diesem Zusammenhang etwa an die Funkübertragung zu denken, die dem Endkunden eine echte Alternative zum konventionellen Anschluss an die Leitungsinfrastruktur eröffnet.

I.1.2.2 Besonderheiten des Strommarktes

Bei Strom spiegeln sich die speziellen Merkmale des Wirtschaftsgutes „Energie“ in besonderem Maße wider. Der Nutzwert von Strom für den Endverbraucher ist vollkommen homogen und für viele Anwendungen weitgehend unersetztbar. Letzteres gilt insbesondere in der kurzen Frist, aber auch auf längere Sicht erscheint der Einsatz von Strom unverzichtbar (etwa in der IT) und sogar noch an Bedeutung zu gewinnen, wenn man etwa die Entwicklungen im Transportbereich hin zur Elektromobilität bedenkt.

I.1.2.2.1 Ziel der Versorgungssicherheit

Wie bereits im Abschnitt I.1.1.3 beschrieben, kann die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als eine wichtige Herausforderung im Rahmen der Elektrizitätsversorgung bezeichnet werden.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgung ist im Strombereich der ständige physische Ausgleich von angebotener und nachgefragter Strommenge innerhalb des Versorgungsnetzes notwendig. Zugleich ist Strom jedoch bislang nur eingeschränkt speicherbar (vgl. auch Abschnitt I.1.2.2.4). Der erforderliche Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage muss damit grundsätzlich über eine entsprechende Flexibilität der Erzeuger und/oder Nachfrager erfolgen.

Die geringe Elastizität der Energienachfrage im Allgemeinen wird im Fall der Stromversorgung noch dadurch verstärkt, dass ein Großteil der Anschlüsse bzw. Stromzähler zumindest

derzeit technisch nicht dafür ausgelegt ist, Echtzeitpreise zu übermitteln. Netzbetreiber und Energieversorger können die Stromversorgung ihrer Kunden heute lediglich innerhalb einer Regelzone, nicht aber auf individueller Ebene des einzelnen Endverbrauchers kontrollieren und steuern (vgl. etwa Hogan, 2010; Wilson, 2002). So ist auch die Festlegung eines individuellen Niveaus an Versorgungssicherheit zwischen dem Energieversorger und dem einzelnen Endkunden gemäß dessen Zahlungsbereitschaft für die Zuverlässigkeit seiner Stromversorgung („priority contracts“) ausgeschlossen (vgl. Joskow, 2007, oder Cramton und Stoft, 2006). Endkunden beziehen mit Ausnahme weniger Großverbraucher ihre Energie von den Energieversorgungsunternehmen im Rahmen von auf Durchschnittskalkulationen basierenden Stromtarifen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011). Die problematische Substituierbarkeit von Strom aufgrund seiner Bedeutung für zahlreiche zentrale Anwendungen wird so durch die technische und tarifliche Ausgestaltung der Versorgung verschärft, mit der Konsequenz, dass Strom in der allgemeinen Wahrnehmung heute ein Produkt darstellt, das schlicht zur Verfügung steht, wenn es benötigt wird.

Im Hinblick auf den notwendigen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Versorgungsnetz liegt es folglich überwiegend an der Flexibilität und dem Umfang der verfügbaren Erzeugungskapazitäten, die Stabilität und Sicherheit der Versorgung zu gewährleisten. Da im liberalisierten Strommarkt der Bau von Kraftwerken durch private Investoren erfolgen sollte, müssen sich am Markt gerade auf längere Sicht entsprechende Anreize ergeben, in einer für eine sichere Versorgung angemessenen Weise in neue Kraftwerkskapazitäten zu investieren (Cramton und Stoft, 2006, oder Joskow, 2007).

Unter den derzeitigen (technischen) Rahmenbedingungen des Versorgungssystems tragen Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung sowohl auf Seiten der Nachfrager als auch auf Seiten der Kraftwerksbetreiber die Merkmale öffentlicher Güter (Nicht-Ausschließbarkeit und Nicht-Rivalität; vgl. zur Versorgungssicherheit als öffentliches Gut auch Abbott, 2001). Kommt es zu einem Zusammenbruch des Versorgungssystems, fällt der Marktpreis auf null, obwohl alle Verbraucher eine positive Zahlungsbereitschaft für Strom aufweisen und gleichzeitig alle Kraftwerksbetreiber ein Interesse hätten, Strom einzuspeisen. Sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite würden alle am Versorgungssystem angeschlossenen Akteure von Investitionen etwa in zusätzliche Kraftwerkskapazitäten, die die Gefahr eines Systemzusammenbruchs vermindern, profitieren, ohne dass für den damit verbundenen Gewinn an Versorgungssicherheit im freien Markt eine angemessene Kompensation der Investitionskosten durchgesetzt werden könnte. Die Marktmechanismen im liberalisierten Strommarkt legen entsprechend auch nicht die Wertschätzung der Verbraucher für die Versorgungssicherheit offen, die über das Zusammenspiel zwischen Investitionsanreizen der Betreiber und der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zu einem effizienten Niveau an Erzeugungskapazität führen würde (vgl. Joskow, 2007; Joskow und Tirole, 2007; Cramton und Ockenfels, 2011; Finon und Pignon, 2008).

I.1.2.2.2 Kapitalintensität der Versorgung

Das Aufbauen und Instandhalten einer funktionierenden Stromversorgung ist sehr kapitalintensiv. Dies bedingt der Wunsch nach ständiger Verfügbarkeit der individuell benötigten Energie in Zusammenhang mit den preisunabhängigen Schwankungen der aggregierten Nachfrage im Tages- und Jahresverlauf sowie den technischen Anforderungen einer sicheren Stromversorgung. Dazu müssen die Übertragungsleitungen hinreichend ausgebaut und hinreichend Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden, die in Teilen jedoch nur in vergleichsweise wenigen Stunden voll ausgelastet werden (Wilson, 2002).

I.1.2.2.3 Zusammensetzung des Kraftwerksparks

Der liberalisierte Strommarkt in Deutschland besteht auf der Erzeugungsseite aus einem Kraftwerkspark, bei dem zu fast jedem Zeitpunkt Kraftwerke mit völlig unterschiedlichen Kostenstrukturen am Netz sind. Diese lassen sich in die Kategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke einordnen (vgl. Green, 2005). Darüber hinaus wächst der Anteil der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie wie beispielsweise Wind- und Solarenergieanlagen, die sich in keine der drei genannten Kategorien einordnen lassen, in den letzten Jahren stetig und wird im Zuge der Energiewende auch weiterhin an Bedeutung gewinnen.

Die Zusammensetzung des Kraftwerkspark ist eine Reaktion auf die Notwendigkeit, die Stromversorgung bei schwankender Nachfrage möglichst kostengünstig sicherzustellen.

Grundlastkraftwerke decken den Grundbedarf an Strom, also jene Menge, die konstant auch in Zeiten geringen Verbrauchs anfällt. Hierzu sind vor allem Kraftwerke geeignet, bei denen möglichst geringe Kosten im Betrieb anfallen, so dass bei hohen Betriebszeiten die Durchschnittskosten stark fallen. Im deutschen Strommarkt sind dies bisher vor allem Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke aber auch Wasserkraftwerke. Diese Kraftwerkstypen weisen hohe Investitionskosten auf. Insbesondere im Fall von Atomkraftwerken sind auch die Kosten beträchtlich, die Kraftwerke allein betriebsbereit am Netz zu halten. Dafür sind diese Kraftwerke in der Lage große Mengen Strom zu günstigen (variablen) Kosten zu produzieren und so über die Größe der Zahl der jährlichen Betriebsstunden die Investitions- und Fixkosten zu amortisieren.

Mittellastkraftwerke decken den über die Grundlast hinausgehenden Strombedarf ab, sofern dieser nicht aus steilen Verbrauchsanstiegen, sogenannten Lastspitzen, oder Versorgungslücken, die plötzlich aufgrund nicht prognostizierten Stromverbrauchs oder Ausfalls anderer Kraftwerke auftreten, resultiert. Als Mittellastkraftwerke werden in Deutschland hauptsächlich Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Diese sind in Bezug auf Strompreisänderungen sensibler als Braunkohlekraftwerke, da sie aufgrund der höheren Preise für Stein- im Vergleich zu Braunkohle höhere Grenzkosten aufweisen und es somit eher wirtschaftlich sinnvoll sein kann, die Kraftwerke bei geringer Last im Stromnetz abzuschalten. Zudem sind Steinkohlekraftwerke aus technischer Sicht besser regelbar als Braunkohlekraftwerke, da sie ihre Leis-

tung schneller verändern können und eine niedrigere Mindestbetriebsleistung haben (Hundt et al., 2010).

Für Nachfrageschwankungen, die weder von Grund- noch von Mittellastkraftwerken gedeckt werden können, werden schließlich die Spitzenlastkraftwerke herangezogen. Diese zeichnen sich idealerweise durch einen geringen Anteil der Fix- an den Gesamtkosten und dementsprechend höheren variablen Kosten aus, so dass ein kostendeckender Betrieb schon mit einer relativ geringen Anzahl an Betriebsstunden möglich ist. Da Spitzenlastkraftwerke vor allem kurzfristige Lastspitzen abdecken, ergeben sich hohe Anforderungen an die Regelbarkeit, d.h. es wird ein möglichst schnelles Hoch- und Runterfahren der Kraftwerke verlangt.

Als Spitzenlastkraftwerke werden heutzutage vor allem Gaskraftwerke und teilweise noch Ölkraftwerke eingesetzt. Gasturbinen weisen die pro MW installierte Leistung günstigsten Investitionskosten auf, allerdings ist der Brennstoff im Vergleich zu beispielsweise Kohle teuer (Monopolkommission, 2011).

Zusätzlich zu den drei "klassischen" Kategorien von Kraftwerken sind Anlagen, die Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen erzeugen, zu nennen. Diese fallen von ihrer Kostenstruktur her in die Kategorie der Grundlastkraftwerke, da sie sehr hohe Investitionskosten pro installierter Leistung aufweisen, während die Grenzkosten sehr niedrig ausfallen und im Wesentlichen aus Wartungsaufwand bestehen (vgl. Laing und Grubb, 2010; Heal, 2010). Allerdings können Solar- und Windkraftwerke nicht konstant Strom ins Netz einspeisen, da sie von den natürlichen Schwankungen des Wind- und Sonnenaufkommens abhängen. Sie sind somit nicht (bzw. alleine nicht ausreichend) geeignet, die konstant anfallende Grundlast zu decken. Dies gilt allerdings nur, solange Strom nicht oder nur zu sehr hohen Kosten speicherbar ist, so dass ein Ausgleich der Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage auf diesem Wege nicht wirtschaftlich ist (Laing und Grubb, 2010).

I.1.2.2.4 Stromspeicher

Strom ist zumindest bislang nur eingeschränkt speicherbar. Zwar stehen prinzipiell Technologien zur Stromspeicherung zur Verfügung. Für den großtechnischen Einsatz bieten jedoch derzeit allein Pumpspeicherwerke eine wirtschaftliche Möglichkeit, Strom zu speichern und flexibel abzurufen (vgl. Lippelt et al., 2010). Deren Ausbaupotenzial ist allerdings schon aufgrund geographischer Restriktionen beschränkt und zumindest in Deutschland weitgehend ausgeschöpft.

Speicherkraftwerke gewinnen in einem Strommarkt, der einen signifikanten Anteil seines Stroms aus erneuerbaren Energien bezieht, massiv an Bedeutung. Mit Hilfe von Speicherkraftwerken kann der Zeitpunkt der Nutzung des Stroms aus erneuerbaren Energien vom Zeitpunkt der Produktion entkoppelt werden, was insbesondere bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien mit schwankender Bereitstellung relevant wird (Monopolkommission, 2011). Diese zeitliche Entkopplung erlaubt es zudem, die maximal benötigte Kapazität an (konventionellen) Reservekraftwerken zu reduzieren. Speicherkraftwerke stellen damit ne-

ben Netzausbau, Demand-Side-Management und internationaler Integration der Energiesysteme eine wichtige Möglichkeit dar, die wetterabhängig auftretenden Produktionsschwankungen von Wind- und Solarkraftwerken abzufedern.

Für den Betreiber eines Speicherkraftwerks ist es immer dann attraktiv ins Netz einzuspeisen, wenn die Differenz zwischen aktuellem Strompreis und dem Preis, zu dem er den Strom aus dem Netz bezogen hat, größer ist, als die Verluste, die bei der Speicherung des Stroms entstehen. Große Schwankungen des Strompreises bieten dem Betreiber des (bestehenden) Speichers also eine Arbitrage-Möglichkeit und dämpfen somit diese Schwankungen.

I.1.2.2.5 Bestimmung des Angebots durch die Merit-Order

Eine Besonderheit des liberalisierten Strommarktes ist die Preissetzung nach der sogenannten Merit-Order, die sich aus der beschriebenen Zusammensetzung des Kraftwerksparks ergibt. Die Merit-Order-Kurve stellt die Grenzkosten des vorhandenen Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Gesamtlast dar. Für die Entscheidung eines Betreibers, sein Kraftwerk hochzufahren und Strom ins Netz einzuspeisen, sind lediglich die Grenzkosten relevant. Sobald der Strompreis die Grenzkosten übersteigt können Deckungsbeiträge zur Finanzierung der Fix- bzw. Investitionskosten erzielt werden. Daraus ergibt sich zum einen, dass eine gegebene Stromnachfrage immer von den Kraftwerken gedeckt wird, die die niedrigsten Grenzkosten aufweisen. Zum anderen folgt daraus, dass das „Grenzkraftwerk“, also jenes Kraftwerk, das sich gerade noch im Markt halten kann, das (von den Grenzkosten her) teuerste und gleichzeitig das preissetzende Kraftwerk ist.

Alle Kraftwerke, die zu einem bestimmten Zeitpunkt auf der Merit-Order-Kurve links des preissetzenden Grenzkraftwerks liegen und deren Grenzkosten somit unterhalb des aktuellen Strompreises liegen, können Beiträge zur Deckung ihrer Investitions- und Fixkosten erzielen. In einer Situation, in der der Stromverbrauch lediglich der Grundlast entspricht, wären demnach die Grundlastkraftwerke preissetzend, der Strompreis entspräche ihren Grenzkosten und es käme zu keiner Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen. Sobald allerdings die Nachfrage über die Grundlast hinausgeht, werden teurere Kraftwerke zugeschaltet, woraufhin der Strompreis über die Grenzkosten der Grundlastkraftwerke steigt. Grundlastkraftwerke, die sehr hohe Investitionen erfordern, können also häufiger Deckungsbeiträge erwirtschaften als Kraftwerke mit geringeren Kosten und Laststunden.

Zu Zeiten hohen Verbrauchs, in denen teure Spitzenlastkraftwerke zugeschaltet werden müssen, können jedoch alle Kraftwerke bis auf die teuersten Spitzenlastkraftwerke im Markt teilweise hohe Deckungsbeiträge erzielen.

Die Finanzierung der teuersten Spitzenlastkraftwerke, die gemäß Preissetzung nach der Merit-Order niemals in der Lage sein können, Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, erfolgt in den Zeiten von Überschussnachfrage. Steigt die Nachfrage nämlich über die maximale Produktionskapazität bzw. droht dies zu tun, bilden sich am Strommarkt sogenannte Knappheitspreise, die weit oberhalb der Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke liegen. Die Knapp-

heitspreise spiegeln die (sehr niedrige) Elastizität der Stromnachfrage wider, sie steigen also so lange an, bis die Verbraucher die Überschussnachfrage auf ein Niveau zurückführen, das eine herkömmliche Preissetzung gemäß der Merit-Order ermöglicht. Um die Investitionen in Spitzenlastkraftwerke zu finanzieren genügen (je nachdem wie stark die Inelastizität der Stromnachfrage ausgeprägt ist) sehr kurze Zeiträume, in denen Knappheitspreise anfallen.

Die Preissetzung gemäß der Merit-Order gilt in dieser Form allerdings nur für den liberalisierten und unregulierten Strommarkt. Aber auch auf solchen Märkten würde Energie aus Wind- und Solarkraftwerken bereits heute aufgrund ihrer Kostenstruktur in der Merit-Order links der Grundlastkraftwerke stehen. Lassen die Witterungsbedingungen die Stromproduktion mit diesen Kraftwerken zu, so verdrängen sie alle anderen Kraftwerke in der Merit-Order und können daher zumindest in der kurzen Frist preisdämpfend wirken. Dieser preissenkende Effekt der Erneuerbaren Energien wird Merit-Order-Effekt genannt (vgl. Erdmann, 2008). Aufgrund des gesetzlich geregelten Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien stehen heute allerdings nicht nur Wind- und Sonnenkraftwerke in der Merit-Order links sondern alle erneuerbaren Energien. Insbesondere aufgrund ihrer besser steuerbaren Leistung würden sich z.B. Biomassekraftwerke allerdings in der Zukunft ebenso als Alternative zu fossilen Reservekraftwerken anbieten.

Vor der Liberalisierung war der Strommarkt in Deutschland und den meisten anderen Industrienationen geprägt von Unternehmen, die in ihren Aktionsgebieten den Status eines Monopolisten hatten. Diese Unternehmen waren darüber hinaus vertikal integriert, das heißt sowohl Erzeugung und Transport, sowie häufig auch die Verteilung der Elektrizität waren innerhalb der gleichen Unternehmung angesiedelt. Ein solcher Monopolist, der seinen Strom direkt an die Verbraucher liefert, kann für den Preis der von ihm erzeugten Elektrizität die Durchschnittskosten ansetzen und ist somit nicht auf die Grenzkosten gemäß der Merit-Order und die damit verbundene Erzielung von Deckungsbeiträgen durch infra-marginale Kraftwerke und Knappheitspreise angewiesen (vgl. u.a. Joskow, 2007; Green und Newbery, 1992; Anderson, 1972).

I.2 Gründe für Defizite der Marktallokation im Energiebereich aus wirtschaftstheoretischer Sicht

Die in Kapitel I beschriebenen allgemeinen Eigenschaften des Gutes Energie, insbesondere der hohe Optionswert von Energie sowie die Gefahr von Umweltbeeinträchtigungen durch die Energieversorgung, deuten bereits auf die Schwierigkeit des Marktes hin, den Anforderungen der Bereitstellung des Gutes Energie gerecht zu werden (vgl. Gillingham und Sweeney, 2010). Daher ist es Ziel von Kapitel I.2, die Defizite der Marktallokation im Energiebereich aus wirtschaftstheoretischer Sicht im Detail zu beleuchten.

Im Abschnitt I.2.1 wird das Vorliegen negativer externer Effekte durch die Energieversorgung im Umweltbereich z.B. durch Luftverschmutzung, aber auch das Problem der allgemeinen Flächennutzungskonkurrenz beim Ausbau erneuerbarer Energien diskutiert. Ein weiteres Defizit in der Marktallokation entsteht durch das Vorliegen eines besonders komplexen und risikobehafteten Innovationsprozesses im Energiebereich sowie durch positive externe Effekte, die mit der Forschung und Entwicklung neuer Technologien zur Erzeugung, Übertragung, Speicherung und Einsparung von Energie einhergehen (vgl. Abschnitt I.2.2). Zudem gewähren Märkte nur eine unzureichende Energieversorgungssicherheit (vgl. Abschnitt 2.4). Einerseits liegt hier die Problematik von Energieabhängigkeiten aus dem Ausland vor, andererseits besteht am Strommarkt die besondere Problematik, dass aufgrund ungenügender Investitionsanreize die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf längere Sicht fraglich erscheint. Abschnitt I.2.4 befasst sich mit der unzureichenden Risikobewältigung durch den Markt.

I.2.1 Umweltexternalitäten

Die Energieerzeugung verursacht eine Vielzahl von Umweltschäden, deren soziale Kosten nicht bei den einzelnen Produzenten und Konsumenten anfallen (vgl. Owen, 2004; Owen, 2006). So sind in der Energieproduktion die volkswirtschaftlichen Kosten, d.h. die Summe der privaten Kosten und der Kosten der negativ betroffenen unbeteiligten Dritten, höher als die privaten Kosten. Diese Auswirkungen nennt man negative externe Effekte.

Da die Bestrebungen zum Umbau des Energiesystems in engem Zusammenhang mit klimapolitischen Zielsetzungen stehen, wird das Ziel der Umweltverträglichkeit in Bezug auf die Energiewende vor allem mit externen Effekten aus Kohlendioxid- bzw. (allgemeiner) Treibhausgasemissionen assoziiert. Die Fokussierung auf Treibhausgasemissionen ist dabei aufgrund der globalen und langfristigen Wirkungen des Klimawandels sowie der Höhe der zu erwartenden Schäden erklärbar. Allerdings fallen auch darüberhinausgehend Externalitäten bei der Nutzung fossiler und erneuerbarer Energieträger Externalitäten an, die nachfolgend ebenfalls kurz dargestellt und in Bezug auf erwartete Schadenshöhen mit CO₂-Emissionen verglichen werden.

I.2.1.1 Umweltexternalitäten fossiler Energieträger

In der Vergangenheit wurden im Bereich der Energieerzeugung mittels fossiler Energieträger negative Externalitäten insbesondere durch verunreinigten Niederschlag erzeugt. Ursache hierfür waren NO_x- und SO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung von Kohle und Öl entstehen, in die Atmosphäre gelangen und in Form von „saurem Regen“ auf die Erde zurückgelangen. Vor allem in den 1980er Jahren trug der „saure Regen“ maßgeblich zum Waldsterben bei und verursachte auch andere Umweltschäden, wie Fischsterben in Seen und Flüssen,

Luftverunreinigungen und Schäden an Baudenkmälern (Markandya und Pavan, 1999). Heutzutage stehen neben den deutlich verminderten Umweltbeeinträchtigungen durch NO_x- und SO₂-Emissionen auch gesundheitliche Einschränkungen, die z.B. durch Feinstaubemissionen hervorgerufen werden, im Zentrum der umweltpolitischen Debatte. Zudem werden bereits seit ca. 20 Jahren die ökonomischen und ökologischen Folgen der treibhausgasbedingten Erderwärmung sowie des damit verbundenen Klimawandels als zentrales Thema diskutiert. Verschärfend in Bezug auf ökonomische Verteilungskonflikte wirkt das Vorliegen von Treibhausgasexternalitäten, die sich sowohl in ihrer räumlichen als auch in ihrer zeitlichen Dimension unterscheiden. So gibt es lokal begrenzte, aber auch global wirkende Externalitäten, deren Wirkung sofort oder erst zu einem späteren Zeitpunkt anfällt. Die Kosten der Treibhausgasemissionen fallen ebenso wie der Nutzen aus deren Minderung beispielsweise in erster Linie in anderen Ländern und in zukünftigen Generationen an, was die Durchführung der heute nötigen Maßnahmen erschwert.

I.2.1.2 Umweltexternalitäten erneuerbarer Energieträger

Jedoch zeitigen auch erneuerbare Energien eine Vielzahl von negativen externen Effekten, u.a. entstehen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Windenergieanlagen, zusätzliche Stromtrassen und Speicherkraftwerke. Bei Offshore-Windparks treten möglicherweise Konflikte mit dem Artenschutz auf. So wiesen Lucke et al. (2009) negative Auswirkungen durch den Baulärm des Windparks Alpha Ventus auf Schweinswale nach. Bereits bei der Produktion von Solaranlagen fallen negative Umwelteinflüsse an. Zudem können Geothermie-Anlagen Umweltschäden, etwa in Form von Erdbeben, hervorrufen und auch Bioenergieanlagen können eine Geruchsbelästigung darstellen. Bei vielen dieser Umweltbeeinträchtigungen handelt es sich um direkt spürbare Nahwirkungen, für die eine hohe Sensibilität bei den betroffenen Bürgern besteht.

Zudem schafft der Ausbau der erneuerbaren Energien auch eine Flächennutzungskonkurrenz per se zwischen verschiedenen möglichen Landnutzungsarten. Werden landwirtschaftliche Flächen für Solar- oder Windparks genutzt, stehen sie nicht mehr für ihre ursprüngliche Nutzungsart zur Verfügung bzw. können zumindest kurzfristig auch nicht mehr für weitere Nutzungen umgewidmet werden. Grundsätzlich gilt dieses Argument natürlich ebenso für konventionelle Kraftwerke sowie für Flächen, die bei der Extraktion und Weiterverarbeitung fossiler Energieträger genutzt werden.

Da die Liste der über die CO₂-Emissionen hinausgehenden Umweltschäden aus der Energieversorgung vielfältig ist, ist eine entsprechende quantitative Schätzung nicht einfach. Abbildung A I.2-1 zeigt einen Versuch, einige der Schäden aus der Nutzung erneuerbarer Energien zu monetarisieren und den Schäden aus CO₂-Emissionen gegenüberzustellen (siehe Krewitt und Schlomann, 2006). Die Kernkraft fehlt in der Abbildung aufgrund der Schwierigkeiten, die Risiken bzw. die Kosten im Falle eines Unfalls abzuschätzen. Den Schätzungen der externen Kosten aus CO₂-Emissionen liegt eine Lebenszyklusanalyse zugrunde, die auch die Emis-

sionen aus fossilen Energieträgern einbezieht, welche z.B. bei der Produktion von Photovoltaik- und Windkraftanlagen entstehen. Die Schadenskosten durch CO₂-Emissionen wurden mit 15 €/t CO₂ bewertet.⁴⁴ Über die Kosten aus CO₂-Emissionen hinaus wurden, Materialschäden und Ernteverluste in die Evaluierung einbezogen. Die Abbildung zeigt, dass die Kosten für nicht CO₂-bezogene Umweltschäden im Durchschnitt unter den prognostizierten Kosten für Schäden aus CO₂-Emissionen liegen.⁴⁵

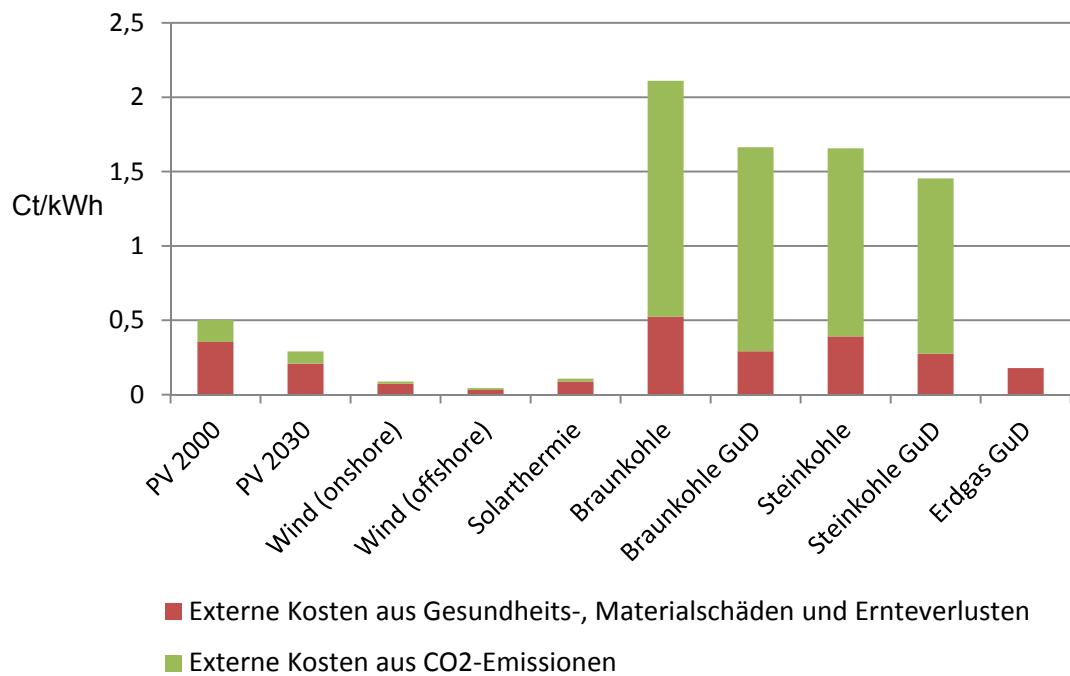


Abbildung A I.2-1 Externe Kosten (in ct/kWh) aus Gesundheits-, Materialschäden und Ernteverlusten sowie aus CO₂-Emissionen (durch Klimawandel bedingt) für verschiedene Technologien zur Stromerzeugung.

Annahme: Schadenskosten von 15 €/t CO₂.

Quelle: Krewitt und Schlomann (2006).

Der traditionelle Anreizmechanismus zur Internalisierung externer Effekte der Energieerzeugung mithilfe von fossilen Energieträgern bzw. für den Ausbau der erneuerbaren Energien geht auf Pigou (1950) und Baumol (1972) zurück und besteht in der Bepreisung des in den Energieträgern enthaltenen Kohlenstoffs z.B. auf dem Wege eines Emissionshandelssystems oder durch eine Kohlenstoffsteuer. Die Eignung dieser ökonomischen Instrumente bzw. de-

⁴⁴ Dieser Betrag liegt zwar über den aktuellen Preisen für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelsystem (ETS), stellt in Bezug auf CO₂-Schadensschätzungen aber einen eher geringen Wert dar.

⁴⁵ Allerdings muss berücksichtigt werden, dass externe Kosten aufgrund von geänderter Flächennutzung, Landschaftsverschandelung oder anderen sozialen oder kulturellen Effekten nicht in den Schätzungen berücksichtigt wurden.

ren Beitrag zur Internalisierung negativer externer Effekte der Energieerzeugung werden in Arbeitsschritt III dieser Studie diskutiert.

I.2.2 Forschung und Entwicklung im Bereich neuer Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Einsparung von Energie

I.2.2.1 Hoher Komplexitäts- und Risikograd für Innovationen im Energiebereich

Die Erforschung, Entwicklung und Anwendung neuer sowie verbesserter Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Einsparung von Energie spielen eine zentrale Rolle für die Transformation der Energiewirtschaft. Allerdings ist der Forschungs- und Entwicklungsprozess für Innovationen im Energiebereich aus einer Reihe von Gründen besonders komplex (vgl. im folgenden Narayananamurti et al., 2009). So werden die mit dem Treibhauseffekt verbundenen externen Effekte nur begrenzt auf den Energiemarkten abgebildet, so dass davon auszugehen ist, dass Marktsignale allein nicht die Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten anstoßen werden, die für die Transformation der Energiewirtschaft optimal wären (vgl. auch Hanemann, 2010). Das ohnehin hohe technologische Risiko im Bereich neuer Energietechnologien wird insbesondere für die Erzeuger im Elektrizitätsbereich dadurch weiter erhöht, dass das Ergebnis der Innovationstätigkeit vom Verhalten von Intermediären und Netzbetreibern sowie den entsprechenden staatlichen Regulierungen abhängt. Daher besteht ein hoher Koordinierungsbedarf zwischen Erzeugern, Netzbetreibern und staatlichen Regulierungsbehörden. Dieser höhere Grad an Interdependenz führt zu mehr Risiken als in anderen Sektoren, deren Bewältigung nicht allein von Marktprozessen zu erwarten ist.

Zur Komplexität von Innovationen im Energiebereich trägt bei, dass Energietechnologien als sehr heterogen in Bezug auf die einzelnen Etappen von Forschung, Entwicklung, Demonstration, ersten Anwendungen und deren Diffusion gelten. Dies ist besonders interessant, da neue Energietechnologien am Markt mit bestehenden, ausgereiften Technologien konkurrieren und sich in ein technologisches System integrieren müssen. Die auf den Energiemarkten bestehenden Marktdefizite können jedoch zu technologischen Lock-in-Situationen im Sinne der Technikforschung führen (Hughes, 1987, Acemoglu et al. 2012), die die Konservierung bestehender technischer Lösungen und Pfadabhängigkeiten beinhalten. Gemäß der ökonomischen Transaktionskostentheorie resultiert ein Lock-in-Effekt aus getätigten spezifischen Investitionen (Williamson, 1985). Im Extremfall eines Lock-in-Effektes im Rahmen von Investitionen in standardisierte Technologien und Produkte wird der kurzfristige Vorteil für den Kunden in Form von niedrigeren Preisen durch den langfristigen Nachteil des Verzichtes auf alternative Techniklösungen bezahlt. Derartige Lock-in-Effekte können sogar das Entstehen gänzlich neuer technologischer Pfade mit neuen Infrastrukturerfordernissen, wie sie derzeit beispielsweise für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien anfallen, verhindern (Sagar et al., 2006). Die Langlebigkeit großer Teile der fossilen Energieinfrastruktur von

Kraftwerken bis hin zum Gebäudebestand verlängert dabei den Betrieb CO₂-intensiver Technologien zusätzlich. Als Resultat entsteht ein „carbon lock-in“ in großem Ausmaß (Brown et al., 2007). Unruh (2000) weist zudem auf die Kombination von kombinierten technologischen und institutionellen Lock-in-Situationen hin, die eine schnelle Diffusion von CO₂-armen Technologien behindern.

I.2.2.2 Positive externe Effekte bei Forschung und Anwendung neuer Energietechnologien

Eine wichtige Ursache für Defizite in der Marktallokation von Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Energiebereich liegt im Vorliegen positiver externer Effekte bzw. externer Nutzen in Form von Technologie-Spillovers. Technologie-Spillovers bezeichnen die Verbreitung von Wissen in einer Volkswirtschaft über Individuen und Unternehmen hinweg, indem die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten eines Unternehmens einen Nutzen in Bezug auf das technologische Wissen anderer Unternehmen hervorrufen. Der Verursacher des externen Nutzens erhält dafür keine Kompensation (vgl. Krugman und Wells, 2010). Denn durch neues technologisches Wissen wird ein „Gut“ geschaffen, das Öffentlichen-Guts-Charakter besitzt, so dass es keine Nutzungsrivalität gibt. Die Ausschließbarkeit von der Nutzung dieses neuen Wissens ist deswegen praktisch weder vollständig möglich noch unter Wohlfahrtsgesichtspunkten sinnvoll. Die genannten Eigenschaften bedingen, dass die Vorteile kostenaufwändiger Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zwangsläufig auch bei anderen Marktteilnehmern anfallen. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind daher die Anreize für Forschung und Entwicklung von Unternehmen in Bezug auf CO₂-arme Energietechnologien im Marktgleichgewicht zu gering, d.h. sie liegen unter dem gesellschaftlich wünschenswerten Niveau (vgl. Popp et al., 2009; Newell, 2010). Somit besteht ein Defizit der Marktallokation im Energiebereich. Durch das hohe Risiko bei Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten wird dieser Effekt noch verstärkt. Gerade bei der Grundlagenforschung ist aus ökonomischer Sicht das Interesse an einer möglichst breiten Anwendung sowie aufgrund der Marktferne ihrer Ergebnisse das privatwirtschaftliche Verwertungsrisiko besonders hoch. Deshalb wird häufig argumentiert, dass bei der Grundlagenforschung eine staatliche Förderung aus ökonomischer Perspektive angebracht ist.

Zudem tritt bei Umweltinnovationen, zu denen Innovationen im Energiebereich zählen, die Besonderheit auf, dass nicht nur in deren Forschungs- und Entwicklungsphase, sondern auch in der Anwendungs- und Verbreitungsphase positive externe Effekte auftreten. Denn Umweltinnovationen stiften einen höheren Umweltnutzen als herkömmliche, am Markt konkurrierende Güter und Dienstleistungen. Somit sind auch die externen Kosten von Umweltinnovationen geringer als bei anderen Produkten, mit denen sie im Wettbewerb stehen. Rennings (2000) bezeichnet das Auftreten positiver externer Effekte sowohl in der Forschungs- als auch in der Diffusionsphase von Umweltinnovationen als die „double externality“ des umwelttechnischen Fortschritts. Das Vorliegen doppelter positiver Externalitäten beinhaltet einen suboptimalen Anreiz für die Marktteilnehmer, in Umweltin-

novationen zu investieren. Für den Bereich der Energieinnovationen, dem ein hohes Umwelt- und Klimaentlastungspotenzial zugeschrieben wird, ist die Überlegung der doppelten Externalität besonders relevant. Neben den Treibhausgasminderungen kommt es bei der weiteren Verbreitung einer neuen Technologie zu Lernkurveneffekten (Arrow, 1962). Spezialisierte Kenntnisse und Anhäufung von Wissen während der Produktion und Markterfahrung reduzieren die Kosten und verbessern die Leistung neuer Technologien. Damit sind erst durch Diffusion Preissenkungen und nachgeordnete Innovationen zu erwarten. Auch in Bezug auf erneuerbare Energien ist zu erwarten, dass deren Kosten durch technische Innovationen sowie Learning-by-doing fallen werden und die Kostendifferenz zu herkömmlichen Energieträgern geringer wird (vgl. Fischer und Newell, 2008).

I.2.2.3 Eingeschränkte Wirkung der Nachfrage als Innovationsmotor auf dem Strommarkt

Auch aufgrund weiterer spezieller Charakteristika von Energietechnologien sind spezielle staatliche Maßnahmen zur Innovationsförderung wichtiger als in anderen Bereichen. So weist das Produkt „Elektrizität“ eine sehr hohe Homogenität in Bezug auf seinen Nutzwert auf und schließt eine Differenzierung der Produktbeschaffenheit/-qualität als Innovationsmotor weitgehend aus. Die einzige Ausnahme stellt Strom dar, der mit erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Produktion und Nachfrage von grünem Strom bildet eine Marktnische, in der durchaus eine Differenzierung der Zahlungsbereitschaft für das Gut Strom vorliegt. Falls es gelingen würde, einen großen, nachfragegetriebenen Markt für grünen Strom zu schaffen, der auch Geschäftskunden mit einbezieht, läge hier ein entsprechendes Potenzial für Innovationen vor (vgl. hierzu Laing und Grubb, 2010).

Gelingt diese Produktdifferenzierung nicht, konkurrieren neue, CO₂-arme Arten der Stromerzeugung bei Abwesenheit staatlicher Forschungsunterstützung hauptsächlich über den Preis gegen konventionelle Wege der Stromerzeugung. In diesem Fall müssten die Kosten und Risiken von Forschung- und Entwicklungsaktivitäten für grüne Stromerzeugungsmethoden einzig aufgrund des Preisdifferentials, das aus der CO₂-Bepreisung resultiert, finanziert werden. Dagegen können in innovationsintensiven Industrien wie z.B. der pharmazeutischen Industrie oder in der IT-Branche hohe Gewinnmargen durch patentbasierte Monopolrenten oder durch das Erschließen neuer Konsumentengruppen durch neuartige Produkte gewonnen werden.

Aufgrund dieser komplexen und schwierigen Rahmenbedingungen des Innovationsprozesses der Energiewirtschaft fällt dem Staat eine besondere Rolle bei der Sicherung der Verfügbarkeit neuer technologischer Optionen im Energiebereich zu (vgl. dazu Economist, 01.10.2011 und Acemoglu et al., 2011).

I.2.3 Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit

Wie bereits eingangs ausgeführt ist die Sicherheit der Versorgung mit Energie als separates Gut neben der Bereitstellung von Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt aufzufassen. Die Frage der Versorgungssicherheit stellt sich zum einen im Hinblick auf mögliche Abhängigkeiten bei Import fossiler Energieträger aus dem Ausland, durch die die Volkswirtschaft einerseits dem Risiko der längerfristigen Verfügbarkeit der benötigten Ressourcen und andererseits dem Risiko steigender oder stark volatiler Preise ausgesetzt sein kann. Dies gilt vor allem für die Sicherstellung der Versorgung im Wärme- und Transportbereich. Zum anderen stellt Energieversorgungssicherheit am Strommarkt ein öffentliches Gut dar (vgl. etwa Abschnitt I.1.2.2). Dies bedeutet, dass Wettbewerbsmärkte in diesem Bereich zu einem suboptimalen Aufwand zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit tendieren. Investitionen in Reservekapazitäten, Energiespeichersysteme und Demand-Management-Systeme fallen in diesem Fall zu gering aus. Daher können die gesamtwirtschaftlichen Kosten möglicher Versorgungsengpässe durch Wettbewerbsmärkte nicht reduziert werden (Erdmann, 2009).

Die Versorgungssicherheitsproblematik wird im Elektrizitätsbereich durch die technisch-physikalischen Merkmale der Stromversorgung im Allgemeinen verschärft (vgl. auch Abschnitt I.1.1.3). Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Stromnetz bedarf der Verfügbarkeit entsprechend bemessener Erzeugungskapazitäten, deren geeigneter und flexibler Koordinierung sowie ausreichender und engmaschiger Übertragungskapazitäten. Damit sind zumindest zwei Dimensionen von Versorgungssicherheit im Strombereich zu unterscheiden (vgl. etwa Finon und Pignon, 2008; Batlle und Rodilla, 2010; DECC, 2011). In der kurzen Frist bestimmen die Möglichkeiten des bestehenden Systems, über eine geeignete Koordinierung der vorhandenen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten zuverlässig auch bei unvorhergesehenen Schwankungen für einen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu sorgen, über das Niveau an Versorgungssicherheit. Die längerfristige Dimension der Versorgungssicherheit betrifft dagegen die Frage, ob dem Versorgungssystem auch auf längere Sicht im Verhältnis zur Nachfrageentwicklung angemessene Kapazitäten zur Verfügung stehen, um den ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten zu können. Da es sich bei den Übertragungskapazitäten aufgrund der Problematik natürlicher Monopole ohnehin um einen stark regulierten Bereich handelt, konzentriert sich die folgende Darstellung auf das mögliche Versagen des Strommarktes, Investitionsanreize für angemessene, d.h. hinreichend flexible und umfangreiche, Erzeugungskapazitäten zu setzen.

Ohne Begründung eines derartigen Versagens der Marktmechanismen ist die Frage der „Angemessenheit“ der Erzeugungskapazitäten aus ökonomischer Sicht ohne Bedeutung. Denn wie grundsätzlich auf Wettbewerbsmärkten geht auch das Ideal des liberalisierten Strommarkts davon aus, dass die notwendige Koordinierung des Kraftwerkseinsatzes und die Schaffung effizienter Investitionsanreize unmittelbar über die Marktpreise erfolgt, die sich aus dem Zusammenspiel des durch die Merit-Order des Kraftwerksparks abgebildeten Ange-

bots und der Stromnachfrage an der Strombörse ergeben (vgl. auch Abschnitt I.1.2.2).⁴⁶ Wenn die Nachfrage die installierte Kraftwerkskapazität übertrifft, steigt der Marktpreis bis zum sogenannten „Value of Lost Load“ (VoLL), der die Opportunitätskosten der Nachfrageseite für eine kurzfristige Reduktion der Energienachfrage bzw. analog die (zeitabhängige) maximale Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite für eine funktionierende Stromversorgung zu einem bestimmten Zeitpunkt angibt (vgl. etwa Joskow, 2007; Cramton und Stoft, 2006). Bei hinreichend flexibler Nachfrage wird der Strommarkt so in jedem Fall in ein Gleichgewicht finden. Die Markt- bzw. insbesondere die erzielbaren Knappheitspreise setzen die Investitionsanreize, die nicht nur hinsichtlich der insgesamt installierten Erzeugungskapazität, sondern auch hinsichtlich des installierten Mix an unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien eine effiziente und sichere Versorgung ermöglichen (Joskow, 2007).

Dieses Idealbild spiegelt die Realität allerdings nur beschränkt wider. Wie bereits ausgeführt ist die Nachfrage nach Strom in der Realität, unter anderem aufgrund kurzfristig fehlender Preissignale und beschränkter Möglichkeiten des Demand-Side-Managements, sehr unelastisch. Da auch die Anbieter aufgrund des öffentlichen-Gut-Charakters der Versorgungssicherheit nur ineffizient niedrige Anreize haben, in Vorkehrungen zur Gewährleistung der Systemstabilität in Extremfällen, zu investieren, wird häufig argumentiert, dass administrative Eingriffe geboten seien, um längerfristig eine zuverlässige Versorgung über angemessene Erzeugungskapazitäten sicherzustellen (vgl. Joskow, 2007; Wilson, 2002; Batlle und Rodilla, 2010). Da die Marktmechanismen aufgrund der Öffentlichen-Guts-Problematik und der angeführten Unvollkommenheiten der Strommärkte weder eine Aussage über den VoLL und die effizienten Knappheitspreise noch über das effiziente Maß an Investitionen in die Zuverlässigkeit der Versorgung und die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten zulassen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011), ist die effiziente Ausgestaltung entsprechender regulatorischer Eingriffe, insbesondere im Hinblick auf die im Folgenden noch näher diskutierte Problematik ausreichender Investitionsanreize im Kraftwerksbereich, eine der zentralen energiepolitischen Herausforderungen.⁴⁷

Während die Verantwortung für den kurzfristigen und ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage in nahezu allen liberalisierten Energiemarkten auf regulierte Netz- oder Systembetreiber (für einen Überblick, vgl. etwa Batlle und Rodilla, 2010, oder Süßenbacher et al., 2011) übertragen ist, bestimmen grundsätzlich die Investitionsanreize privater Investoren bzw. der Kraftwerksbetreiber, ob auch längerfristig ausreichende bzw. angemessene Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen (vgl. auch Abschnitt I.1.2.2.1). Unter dem Stichwort „missing money“ werden in diesem Zusammenhang zunehmend Zweifel geäußert, dass

⁴⁶ Neben der Strombörse werden auch bilaterale Versorgungsverträge zwischen einzelnen Kraftwerksbetreibern und Energieversorgern geschlossen. Den an der Börse ermittelten Marktpreisen kommt jedoch auch für diese Verträge eine Referenzfunktion zu, da anderenfalls gewinnbringende Arbitragemöglichkeiten bestehen würden (vgl. Monopolkommission, 2011; Cramton und Ockenfels, 2011).

⁴⁷ Bzgl. einer Schätzung der Kosten einer Stromversorgungsunterbrechung siehe z.B. Frontier Economics und RWE (2008).

Energiemärkte, auf denen lediglich Strommengen ohne Verantwortung für die Stabilität des Versorgungssystems gehandelt werden, ausreichende bzw. effiziente Investitionsanreize insbesondere für die benötigten Spitzenlastkraftwerke setzen. In Deutschland drohen derzeit aufgrund der übernommenen Strukturen aus der Zeit vor der Deregulierung der Energieversorgung und den Importmöglichkeiten nicht unmittelbar Engpässe in den verfügbaren Erzeugungskapazitäten. Zumindest mittelfristig erscheinen diese jedoch nicht ausgeschlossen (vgl. etwa Cramton und Ockenfels, 2011).

Für Investoren bedeutet eine hohe Abhängigkeit vom regulatorischen Rahmen eine Verschärfung der ohnehin bestehenden Investitionsrisiken im Kraftwerksbereich, die sich aus den relativ langen Konstruktionszeiten sowie aus der Refinanzierung der meist beträchtlichen Investitionskosten über die am Markt längerfristig erzielbaren Deckungsbeiträge ergeben. Neben der Entwicklung des regulatorischen Rahmens tragen dabei die unsichere Entwicklung der Nachfrage und der Brennstoffkosten sowie die aus Sicht des einzelnen Investors unbekannten Markteintritts- und Marktaustrittsentscheidungen im übrigen Kraftwerkspark (Problem der strategischen Unsicherheit, vgl. Cramton und Ockenfels, 2011) zur Unsicherheit über die erzielbaren Deckungsbeiträge bei (vgl. etwa Rodilla und Batlle, 2012, oder Cramton und Ockenfels, 2011). Das Zusammenspiel all dieser Faktoren bei gleichzeitig hohen Investitionskosten macht Investitionen im Kraftwerksbereich besonders risikoreich. Investoren am freien Markt werden deshalb vergleichsweise hohe Risikoprämien fordern, die wiederum nur bei einem hinreichend starken Anstieg der Marktpreise in Zeiten der Auslastung der Erzeugungskapazitäten realisiert werden können (vgl. auch Gross et al., 2010). Erschwerend kommt hinzu, dass diese Anstiege der Strompreise zwar ökonomisch notwendig sind, aber mit einer Umverteilung von den Stromverbrauchern zu den Kraftwerksbetreibern bzw. Investoren verbunden sind, die gesellschaftlichen und politischen Widerstand wahrscheinlich macht. Die Erwartung günstiger Bedingungen zur Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen wird deshalb stets vom steigenden Risiko politisch motivierter Eingriffe zur Dämpfung der Preisansteige begleitet (vgl. etwa Joskow, 2008, oder Brunnekreft und MacDaniel, 2005). Dieses Risiko der politischen Reaktion wird noch dadurch verschärft, dass gerade Situationen, in denen die Marktpreise aufgrund der Knappheit der Erzeugungskapazitäten stark ansteigen, aus regulatorischer Sicht kaum von Situationen zu unterscheiden sind, in denen einzelne Kraftwerksbetreiber versuchen, Erzeugungskapazitäten bewusst vom Markt zurückzuhalten und so unter Ausübung von Marktmacht den Marktpreis und ihren Gewinn in die Höhe zu treiben (vgl. auch Cramton und Ockenfels, 2011).

Insgesamt sind damit Zweifel berechtigt, ob die Anreizwirkung der Preise am Energiemarkt genügen wird, um längerfristig angemessene Erzeugungskapazitäten für eine zuverlässige Stromversorgung zu sichern (vgl. EWI, 2012).

I.2.4 Unzureichende Risikobewältigung durch den Markt

Da sich Individuen bzw. Investoren risikoavers verhalten, verlangen sie bei riskanten Investitionen eine Risikoprämie. Ist diese Prämie im Vergleich zum erwarteten Projektertrag aus individueller Investitionsperspektive zu hoch, unterbleibt die Investition. Beispielsweise setzen Unternehmen bei Investitionen in Energieeffizienz unter Umständen einen höheren Zinssatz an als dies aus gesellschaftlicher Sicht sinnvoll erscheint (vgl. Sovacool, 2009). Eine sinnvolle gesamtwirtschaftliche Diskontrate wird aus empirischer Sicht auf Risikopräferenzen jedoch im Bereich von 2 bis 4 % angenommen, d.h. künftige Ereignisse werden als fast genauso wichtig eingeschätzt wie heutige (vgl. Gollier, 2006; siehe auch Diskussionen infolge des Stern Reports, 2007). Falls aber die individuelle Risikoprämie eines Projektes größer ist als die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht relevante, wird am Markt zu wenig in CO₂-Vermeidung investiert und es können Wohlfahrtsverluste entstehen (vgl. dazu die ältere Diskussion um die soziale Diskontrate, z.B. Arrow und Lind, 1970). Die Kalkulation aus individueller Sicht stellt dann auch ein Hindernis für die Lösung von Klimaschutzproblemen mit preisbasierten/märktwirtschaftlichen Instrumenten dar. Beispielsweise wird die Wirkung des Europäischen Emissionshandelssystems durch die Orientierung der Unternehmen an zu hohen Zinssätzen gemindert (siehe auch Arbeitsschritt III).

Bei der Bewertung von Investitionsrisiken aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auf Energie- und anderen Märkten sind daher die Möglichkeiten zur Bündelung („Pooling“) stochastisch unabhängiger Einzelrisiken, zur Verlagerung von Risiken auf Individuen mit geringerer Risikoaversion und zur breiten Verteilung der Risiken auf eine Vielzahl von Individuen zu berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die Risikoprämie bei identischer Risikostruktur des Projekts überproportional mit der Projektgröße wächst. Dies ist insbesondere bei teuren Infrastrukturmaßnahmen wie beispielsweise dem Netzausbau der Fall.

Um die Risiken individueller Investitionen auf Energie- und anderen Märkten zu mindern, existieren zahlreiche vom Markt selbst oder durch staatliche Eingriffe geschaffene Mechanismen. Dazu zählen die Trennung von Unternehmertätigkeit und Finanzierung risikobehafteter Projekte. Auch die Etablierung von Kapitalmärkten mit ausgedehnten Möglichkeiten zur Risikostreuung wie z.B. Investmentfonds, Hedge-Fonds oder Wagniskapitalgesellschaften ist hier zu nennen. Des Weiteren fallen die gesetzlich festgelegte Haftungsbeschränkung von Unternehmen und Verlustausgleichregelungen im Steuerrecht unter diese Ansätze zur Risikokonsolidierung. Allerdings bergen diese Risikominderungsstrategien stets das Dilemma wohlfahrtsschädigender Moral-Hazard- bzw. Principal-Agent-Probleme. Denn die vom eigenen Risiko entlasteten Investoren verlieren den Anreiz zur umsichtigen Projektplanung und -durchführung (vgl. Magill und Quinzii, 2002). Zudem verursacht die Kontrolle durch die Risikoträger/Finanziers hohe Transaktionskosten, welche die Zahlungsbereitschaften der Beteiligten oft übersteigen. Teilweise ist auch nicht klar, ob die Minderung des Risikos tatsächlich gelingt und ob nicht neue Risiken entstehen. So werden Risiken vielfach auf verdeckte Weise zu Individuen verschoben, die in die Risikoübernahme nicht

eingewilligt haben und die ihnen auferlegte Risikoübernahme nicht einmal ahnen (z.B. Zulieferer, Arbeitnehmer, Abnehmer bei konkursbedingtem Ausfall eines Produzenten von Vorprodukten). Risiken, die aus individueller Sicht stochastisch unabhängig erscheinen, sind es dann in Wirklichkeit nicht (sogenannte Klumpenrisiken).

Neben dem bereits erwähnten Auseinanderfallen einzel- und gesamtwirtschaftlicher Risikoprämien bei Investitionen in die Energieversorgung bestehen weitere große Risiken auf den Energiemarkten, deren Bewältigung nicht alleine von Marktprozessen zu erwarten ist. Dazu zählen die Anhäufung von Großrisiken im Falle der Kernenergie, das Marktdefizit bei der Bereitstellung des Gutes Energieversorgungssicherheit, der hohe Koordinationsbedarf und das Erfordernis für Basisinnovationen.

Im Sonderfall der Kernenergie besteht eine Häufung von Großrisiken. Schon der Einstieg in die Kernenergienutzung wäre neben der staatlichen Förderung der Nuklearforschung nicht ohne Maßnahmen zur Minderung des Investitionsrisikos möglich gewesen. Darüber hinaus bedrohen kerntechnische Unfälle die gesamte Volkswirtschaft und können von den Betreibern wegen der immensen Höhe der Schäden nicht allein getragen werden. Aufgrund der Höhe und Unkalkulierbarkeit der Schäden ist auch eine Versicherung kerntechnischer Anlagen nur unzureichend möglich (vgl. auch Wagner, 2011).

Wie bereits ausgeführt besteht ein weiteres Investitionsrisiko auf den Energiemarkten darin, dass die Sicherheit der Versorgung mit Energie als separates Gut neben der Bereitstellung von Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt aufzufassen ist. Dieser Optionswert der Energie kommt in den herkömmlichen Transaktionen auf den Energiemarkten kaum zum Ausdruck. Eigene Märkte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind zwar möglich, bedürfen aber der umfassenden staatlichen Regulierung. Auf Konsumentenebene besteht bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“ aus technischen Gründen das Problem der Nicht-Ausschließbarkeit, d.h. die Etablierung entsprechender Märkte wird behindert (vgl. auch Erdmann, 2009). Allerdings ist hier die Frage zu stellen, ob dies auf Dauer so bleiben muss oder ob es denkbar ist, dass durch technische Neuerungen die Abschaltung nicht zahlungswilliger Verbraucher bzw. über ausreichende Substitutionsmöglichkeiten verfügbarer Konsumenten auf einfache Weise möglich wird. Dazu wäre auch Wissen über die zukünftigen Änderungen der Verhaltensgewohnheiten und Erwartungen der Verbraucher erforderlich.

Im Elektrizitätsbereich werden die Investitionsrisiken für die Erzeuger dadurch erhöht, dass ihr Ergebnis vom Verhalten von den Netzbetreibern und den entsprechenden staatlichen Regulierungen abhängt. Es besteht ein hoher Koordinierungsbedarf zwischen Erzeugern, Netzbetreibern, staatlichen Aufsichts-/Regulierungsbehörden, Stromnachfragern und der Öffentlichkeit (siehe auch dena, 2010a). Dieser höhere Grad an Interdependenz führt zu mehr Risiken für den Einzelinvestor als in anderen Sektoren.

Schließlich erfordert eine erfolgreiche Energiewende Basisinnovationen in vielen Bereichen. Die Forschungs- und Entwicklungsanforderungen sind hoch, die Projekte haben eine lange

Ausführungszeit und bergen ein hohes ökonomisches und technologisches Risiko. Damit ist eine typische Situation der Grundlagenforschung gegeben, in der der Kapitalmarkt die erforderlichen Mittel nicht bereitstellt. Zudem besteht bei Basisinnovationen anders als bei inkrementellen Innovationen neben dem Risiko des technischen Gelingens auch das Risiko, dass sich eine ganz andere Technologie als überlegen erweist. Folglich führt eine sogenannte Winner-Takes-it-all-Situation bei hoher Unsicherheit über den eigenen Erfolg zu negativen Innovationsanreizen. Angesichts des hohen Kapitalbedarfs ist dabei eine risikomindernde Diversifizierung der Anstrengungen nur schwer möglich.

II. CO₂-Vermeidungspotenziale und -kosten

II.1 Methodik

II.1.1 Allgemeine Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten

CO₂-Vermeidungskosten beschreiben die Kosten, die für die Reduzierung einer bestimmten CO₂-Menge gegenüber einer Referenztechnologie (oder einem Referenzzeitpunkt) anfallen. Hierin sind jeweils die Investitions- und Betriebskosten sowie die verbrauchsgebundenen Kosten (z.B. Brennstoffkosten) angegeben. Erlöse aus Strom- bzw. Wärmeverkäufen fließen in die Berechnung nicht mit ein. Vermeidungskosten werden üblicherweise spezifisch in € pro Tonne CO₂ angegeben. Die statischen Vermeidungskosten einer Maßnahme gegenüber einer anderen ergeben sich zu:

$$k_{V,\text{statisch}} = \frac{k_M - k_{\text{Ref}}}{e_{\text{Ref}} - e_M} = \frac{\Delta k}{\Delta e_M} \quad (5.1)$$

$k_{V,\text{statisch}}$	statische Vermeidungskosten einer Maßnahme in €/t
REF	Referenz
k_{Ref}	spez. Kosten in €/kWh
e_{Ref}	spez. Emissionen in t/kWh
Δk	Mehrkosten einer Maßnahme gegenüber der Referenz in €/kWh
i	Index der Referenz
M	technische Maßnahme zur Reduzierung von CO ₂
k_M	spez. Gesamtkosten in €/kWh
e_M	spez. Emissionen in t/kWh
Δe_M	spez. Vermeidung in t/kWh
j	Index der Maßnahme

Dieser Ansatz ist nur für den Fall sinnvoll, wenn eine Maßnahme zu einer CO₂-Reduzierung gegenüber der Referenztechnologie führt, d.h. für positiven Nenner. Deshalb werden die CO₂-Einsparungen Δe_M definiert als:

$$\Delta e_M > 0$$

Bei der Energieträgerbereitstellung und Anlagenherstellung anfallende Emissionen werden nicht berücksichtigt.

Negative Vermeidungskosten entstehen unter dieser Voraussetzung nur, wenn die Durchführung einer Maßnahme mehr Geld einspart als mit ihr Kosten verbunden sind. Einsparmaßnahmen mit negativen Vermeidungskosten sind in jedem Fall wirtschaftlich im Vergleich zur Referenztechnologie.

Je nach Art der angesetzten Kosten kann zwischen einem

- volkswirtschaftlichen Ansatz,
- gesellschaftlichen Ansatz,
- einzelwirtschaftlichen Ansatz,
- und einem Budgetansatz,

unterschieden werden. Ausgehend von den verschiedenen Ansätzen können jeweils unterschiedliche Aussagen – beispielsweise zu CO₂-Reduzierung, Vermeidungspotenzialen oder Kosteneffizienz – generiert werden.

In dieser Studie werden zur Berechnung der Vermeidungskosten volkswirtschaftliche Betrachtungen durchgeführt. Das heißt, um eine unbeeinflusste Aussage zu wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen bezüglich der Vermeidung von CO₂-Emissionen zu ermöglichen, wird bei den Maßnahmekosten der offensichtliche Staatsanteil – wie alle Arten von Subventionen – herausgefiltert. In dieser Form der volkswirtschaftlichen Betrachtung bleiben jedoch Effekte wie z.B. Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum, den technischen Fortschritt oder Beschäftigungseffekte unberücksichtigt.

II.1.2 Dynamische CO₂-Vermeidungskosten

In Abbildung A II.1-1 ist der Betrachtungszeitraum, vorgegeben durch die Lebensdauer der Maßnahme, dargestellt. Ein vorzeitiger Austausch der Referenztechnologie führt einerseits dazu, dass die Referenztechnologie bei t = 0 noch eine Restlebensdauer hat. Andererseits müsste sie im Laufe ihrer Lebensdauer auch mindestens einmal ersetzt werden. Bei t = 1 würde die letzte dieser Ersatztechnologien in den meisten Fällen ihr Lebensdauerende nicht erreicht haben.

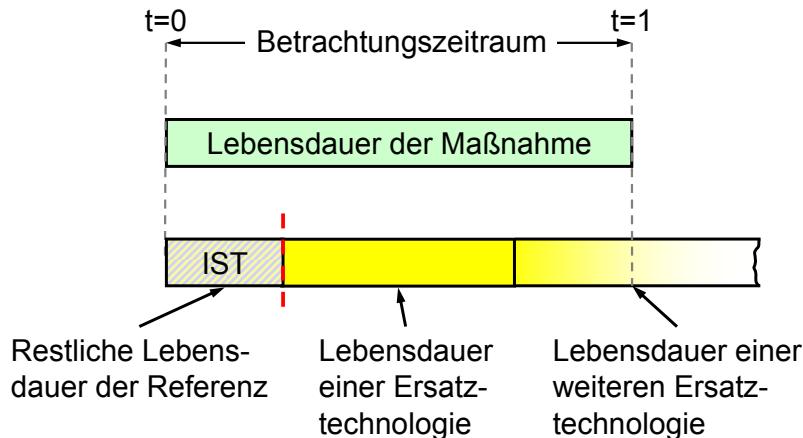


Abbildung A II.1-1 Betrachtungszeitraum für die Referenz und Maßnahmen

Man erkennt nun, dass der Restwert der Investitionskosten für die Referenz ($K_{Ref,Rest}^{inv}$) keinerlei Rolle bei der Berechnung der dynamischen Verminderungskosten k_V spielt. Diese entfallen in der Formel (5.2) und manifestieren sich implizit dadurch, dass eine Ersatzinvestition erst später notwendig wird. Während in der oberen Zeile der Restwert der letzten Ersatzinvestition der Referenz wieder gutgeschrieben wird, ist in der unteren Zeile dargelegt, wie die Berechnung mit annualisierten Kosten erfolgen kann. Dabei werden lediglich die jährlichen Kosten des Referenzsystems addiert, die im Betrachtungszeitraum anfallen.

$$k_V = \frac{(K_M^{var} + K_M^{inv} + K_{Ref,Rest}^{inv}) - (K_{Ref}^{var} + K_{Ref,Rest}^{inv} + K_{Ref,Ersatz1}^{inv} + K_{Ref,Ersatz2}^{inv} - K_{Ref,Ersatz2,Rest}^{inv})}{\Delta E_M} \quad (5.2)$$

$$k_V = \frac{\Delta K^{var} + K_M^{inv} - (K_{Ref,Ersatz1}^{inv} + K_{Ref,Ersatz2}^{inv} - K_{Ref,Ersatz2,Rest}^{inv})}{\Delta E_M} \quad (5.3)$$

k_V dynamische Verminderungskosten einer Maßnahme in €/t

- | | | |
|------|---------------|--|
| REF: | K_{Ref} | Kosten der Referenz in € |
| | <i>var</i> | variable Kosten der Referenz |
| | <i>inv</i> | Investitionskosten der Referenz |
| | <i>Ersatz</i> | Kosten einer im Betrachtungszeitraum notwendigen Ersatzinvestition |
| M: | K_M | Kosten der Maßnahme in € |
| | <i>var</i> | variable Kosten der Maßnahme |
| | <i>inv</i> | Investitionskosten der Maßnahme |
| | ΔE_M | Verminderung der Emissionen durch die Maßnahme in t |

Positive Verminderungskosten ergeben sich, wenn die Maßnahme höhere Gesamtkosten verursacht als die Referenz im gleichen Zeitraum. Für negative Verminderungskosten ist es entsprechend umgekehrt. Diese Maßnahmen wären daher ohnehin wirtschaftlich und sollten ungeachtet der CO₂-Einsparung durchgeführt werden.

II.2 Potenziale und Kosten (Sektorebene)

II.2.1 CO₂-Einsparpotenziale und Vermeidungskosten im Umwandlungssektor

Zunächst werden die Einsparpotenziale und Vermeidungskosten im Umwandlungssektor in Deutschland betrachtet. Im Vordergrund steht dabei die Umwandlung von Energie in elektrischen Strom, wobei als Beispiele Kohle- und Erdgaskraftwerke sowie die regenerativen Energieträger Sonne, Wind und Biomasse untersucht werden. Der Umwandlungssektor hat eine überragende Bedeutung für die Entwicklung der CO₂-Emissionen. Im Jahr 2010 hatte die Energiewirtschaft einen Anteil von 42 % am gesamten Kohlendioxidausstoß in Deutschland (BMWi, 2012b).

Vor der Herleitung der Potenziale und Kosten zur CO₂-Vermeidung im Umwandlungssektor wird auf das methodische Vorgehen und auf die technischen Rahmenbedingungen eingegangen.

II.2.1.1 Verdrängungsmix der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten, die für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzusetzen sind, muss zunächst der verdrängte Strommix betrachtet werden. Dadurch lassen sich die CO₂-Einsparungen einer regenerativ erzeugten kWh Strom quantifizieren und ihren Kosten gegenüberstellen.

In Abbildung A II.2-1 ist der deutsche Strommix 2010 dargestellt, unterteilt nach den eingesetzten Energieträgern.

Bruttostromerzeugung in Deutschland 2010: 624 TWh

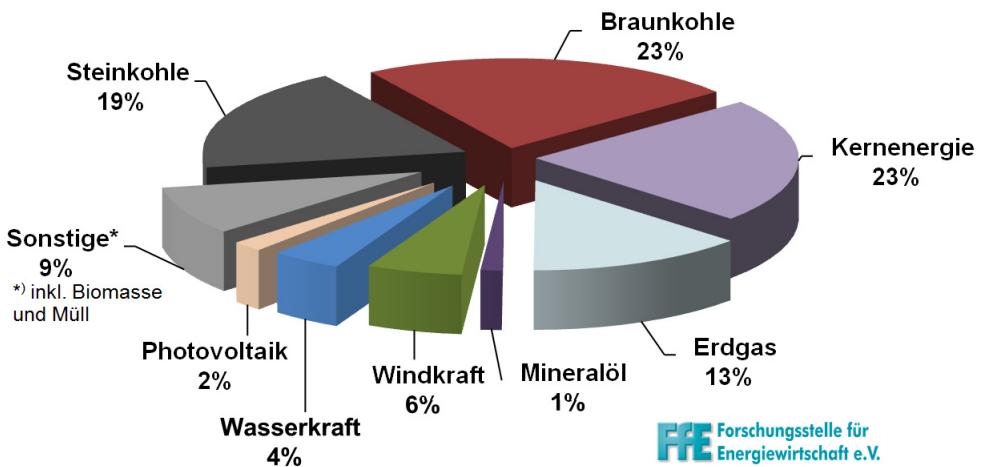


Abbildung A II.2-1 Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung 2010

Quelle: BMWi Energiedaten, FfE-Berechnungen.

II.2.1.1.1 Verdrängter Strommix 2010

Um bestimmen zu können, welche Energieträger bei der Einspeisung einer zusätzlichen kWh Strom aus erneuerbaren Energien verdrängt werden, wird in dieser Studie ein durchschnittlicher Verdrängungsmix definiert. Die Methodik basiert auf folgenden Annahmen: Kernenergie hat nur minimale Brennstoffkosten und in der Folge sehr geringe Grenzkosten der Stromerzeugung. Daher wird diese trotz EE-Einspeisung am Netz behalten und nicht verdrängt. Ebenso nicht verdrängt werden die anderen Erneuerbaren Energien, da diese ebenfalls minimale Grenzkosten (bei Wasserkraft, PV und Windenergie) haben und nach dem EEG bevorzugt einspeisen können. Der verbleibende Verdrängungsmix setzt sich daher wie folgt zusammen aus (Tabelle A II.2-1):

Tabelle A II.2-1 Durchschnittliche CO₂-Emissionen einer kWh Strom im Verdrängungsmix 2010

Verdrängungsmix Dtl. 2010	Anteil D-Mix	Spez. CO ₂ -Emissionen in g/kWh _{el} ohne Vorkette	Anteil am Verdrängungsmix
Steinkohle	18,8 %	860	30,9 %
Braunkohle	23,2 %	1.147	38,1 %
Mineralöl	1,3 %	688	2,1 %
Erdgas	13,4 %	461	22,0 %
Sonstige Nichtregenerative	4,2 %	791	6,9 %
Insgesamt	60,9 %	873	100 %

Quelle: FfE-Berechnungen nach BMWi Energiedaten.

Bei den Berechnungen wird im Verlauf dieser Studie davon ausgegangen, dass die im Verdrängungsmix verbleibenden Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl, Erdgas und Sonstige jeweils anteilig ersetzt werden, was für 2010 eine durchschnittliche CO₂-Ersparnis von 873 g je zusätzlich aus erneuerbaren Energien erzeugter kWh Strom ergibt.

II.2.1.1.2 Entwicklung des Verdrängungsmix bis 2050

Die Menge der CO₂-Emissionen, die durch die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Stroms vermieden wird, wird bis 2050 zurückgehen, vor allem wegen technologischer Verbesserungen bei den Kraftwerkstechnologien und der stärkeren Nutzung weniger kohlenstoffhaltiger Brennstoffe wie Erdgas. Auf Basis der Daten aus der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Schlesinger et al., 2010) zur Bruttostromerzeugung und der eingesetzten Energieträgermenge für die Stromerzeugung wurde die Entwicklung des Verdrängungsmix bis zum Jahr 2050 berechnet (Tabelle A II.2-2). Hierbei wurde davon ausgegangen, dass jede regenerativ erzeugte kWh auch in Zukunft eine kWh konventionellen Stroms vollständig verdrängen kann, also keine Netz- oder Speicherengpässe bestehen.

Aufgrund des zukünftig verbesserten Wirkungsgrades von Kohle- und Erdgaskraftwerken werden die Emissionen der konventionellen Stromerzeugung leicht sinken. Der Anstieg der Emissionen bei der Steinkohle 2050 lässt sich dadurch erklären, dass Steinkohle in Zukunft vermehrt in KWK-Anlagen eingesetzt wird, die vorwiegend wärmegeführt laufen. Der elektrische Wirkungsgrad ist in diesen Kraftwerken jedoch etwas geringer als in rein stromgeführten Anlagen.

Die Datenbasis beruht (mit Ausnahme des Erdgaseinsatzes) auf Szenario IA der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Schlesinger et al., 2010), welches noch von einer Laufzeitverlängerung der Kernenergie von vier Jahren ausging. Im

Gegensatz zu Szenario I A wurde in den anderen drei Alternativszenarien noch mit längeren Kernenergielaufzeiten gerechnet. Szenario I A ist damit das Szenario, welches den aktuellen Beschlüssen zur Kernenergie am Nächsten kommt und zugleich die CO₂-Einsparziele der Bundesregierung einhält.

Tabelle A II.2-2 Entwicklung des Verdrängungsmix bis zum Jahr 2050

CO ₂ -Emissionen in g/kWh _{el}	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	860	705	683	671	732
Braunkohle	1.147	1.039	967	920	825
Mineralöl	688	-	-	-	-
Erdgas	461	324	315	313	329
Sonstige Nichtregenerative	791	731	739	743	749
Verdrängungsmix gesamt	873	849	687	566	567

Quelle: FfE-Berechnungen nach Schlesinger et al. (2010).

In allen vier Alternativszenarien aus Schlesinger et al. (2010) spielt Mineralöl ab 2020 und Erdgas ab 2050 keine Rolle mehr für die Stromerzeugung. Da Erdgaskraftwerke aller Voraussicht nach auch 2050 noch Reserveleistung und Ausgleichsenergie bereitstellen werden, muss Erdgas auch im Verdrängungsmix berücksichtigt werden. Daher wurden für vorliegenden Bericht bei der Berechnung des Anteils von Erdgas am Verdrängungsmix die Werte für die erzeugte Strommenge aus dem Referenzszenario verwendet.

In einer Aktualisierung der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ mit dem Titel „Energieszenarien 2011“ wurden die neuen Beschlüsse zum Kernenergieausstieg berücksichtigt, d.h. es wurde ein neues Szenario „Ausstieg“ entwickelt. Die Daten dieses Szenarios liegen jedoch nur in einem Zeithorizont bis 2030 vor und konnten daher für den vorliegenden Bericht nicht verwendet werden.

II.2.1.2 Entwicklung der technischen Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt wird zunächst der aktuelle Stand der Technik der betrachteten Stromerzeugungstechnologien dargestellt. Daran schließt sich eine Einschätzung der zu erwartenden Entwicklung und Verfügbarkeit dieser Erzeugungstechnologien an.

II.2.1.2.1 Erneuerbare Energien

II.2.1.2.1.1 Windenergie

Die Windenergie ist eine abgeleitete Form der solaren Energie, die von den Menschen schon seit historischen Zeiten zum Betreiben von Kraftmaschinen in Mühlen genutzt wird. Heutige Windanlagen nutzen die im Wind enthaltene Strömungsenergie der Luft im Gegensatz zu den früher üblichen Mühlen nicht nur zur Wandlung in mechanische Energie, sondern zur Stromerzeugung. Theoretisch können auf diese Weise maximal 59,3 % der Windenergie genutzt werden. Durch Verdopplung des Rotorradius kann eine ca. vierfache elektrische Leistung der Anlage erzielt werden; bei doppelter Windgeschwindigkeit verachtlicht sich die erzielbare Leistung. So sind der Trend zu immer größeren Flügelradien und Türmen sowie die Suche nach windstarken Standorten erklärbar. Gegenwärtig ist noch nicht ganz absehbar, wo die Leistungsgrenzen zukünftiger Windenergieanlagen (WEA) liegen werden. Die leistungsstärkste Anlage erreicht momentan 7,5 MW installierte Leistung, bei einem Flügeldurchmesser von 126 m und einer Nabenhöhe von 135 m. Üblicherweise kommen an Land (Onshore) Anlagen mit ca. 3 MW Nennleistung und auf See (Offshore) 5 MW zum Einsatz. Die gegenwärtige durchschnittliche Leistung aller Windräder in Deutschland von ca. 1,3 MW lässt ein deutliches Potenzial für Repowering, also das Ersetzen alter Anlagen durch neue und größere Kraftwerke am gleichen Standort, erkennen.

7,5 % der deutschen Stromproduktion resultieren gegenwärtig aus der Windenergie (BDEW, Stand: Juni 2011). Die gesamte in Deutschland installierte Leistung beläuft sich auf 27,981 GW (21,917 WEA) (DEWI, Stand: 30. Juni 2011), worin 54 Offshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 210 MW enthalten sind. Neu wurden im ersten Halbjahr 2011 356 WEA mit rund 793 MW Leistung installiert. Darunter befinden sich fünf Offshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 25 MW sowie WEA mit 42 MW, die rückgebaute Anlagen mit einer Leistung von 21,3 MW ersetzt haben (Repowering).

Die Kosten von Onshore-WEA mit mehr als 1 MW Leistung bewegen sich im Bereich von 800 bis 1.000 Euro pro kW. Die Anlagenkosten machen jedoch nur 70 bis 80 % der Gesamtinvestition aus, da Nebenkosten für das Fundament und die Netzanbindung hinzukommen. Insgesamt ist daher mit Investitionskosten von 1.000 bis 1.250 Euro pro kW zu rechnen (vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2011b). In Nitsch et al. (2010) werden für das Jahr 2010 Investitionskosten von 1.320 €/kW angegeben.

Für Betriebs- und Wartungskosten – zu denen auch Ausgaben für Pacht, Steuern und Versicherung zählen – müssen bei Onshore-Anlagen pro Jahr 1,5 bis 2 % der Investitionskosten veranschlagt werden. Die Nutzungsdauer neuer Windkraftanlagen ist auf 20 Jahre ausgelegt (vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2011b).

Eine Aufteilung der jährlichen Kosten auf die einzelnen Anlagenkomponenten ist in nachfolgender Abbildung A II.2-2 dargestellt. Bei der Berechnung der Kapitalkosten wurden eine Abschreibungsdauer von 18 Jahren und ein Zinssatz von 7 % angenommen.

Offshore-Windanlagen sind mit deutlich höheren Investitionen verbunden. Nach Weber (2010) ist mit durchschnittlich 2.500 bis 3.000 Euro pro kW zu rechnen. Zudem fallen höhere Wartungs- und Betriebskosten an als bei Onshore-Anlagen. Nitsch et al. (2010) veranschlagen sogar 3.300 €/kW Investitionskosten für 2010.

Bei der Offshore-Technologie ist aufgrund von Lernkurveneffekten mit sinkenden Investitionskosten in der Zukunft zu rechnen, die wesentlich stärker ausfallen als bei Onshore-Anlagen. Schlesinger et al., (2010) sehen einen Rückgang auf 1.350 €/kW bis 2050. Nicht enthalten sind Netzanschlusskosten der Offshore-Anlagen, da diese wie der sonstige Netzausbaubedarf in allen Szenarien den Endverbraucherpreisen in Form von Netznutzungsentgelten aufgeschlagen werden.

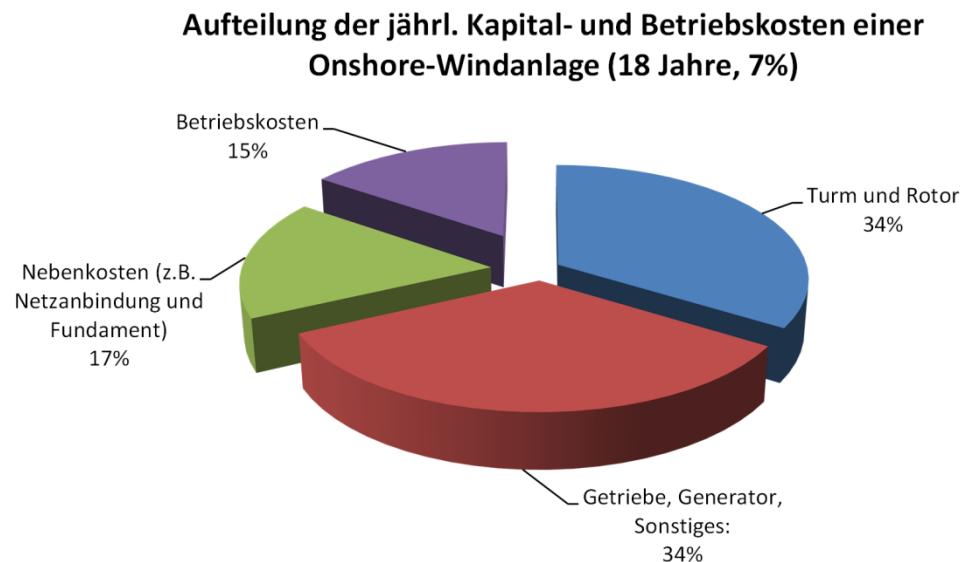


Abbildung A II.2-2 Aufteilung der Kosten einer Windanlage

Quelle: Weber (2010); FfE-Berechnungen.

Hauptvorteil der Offshore-Windkraft ist die höhere Ausnutzungsdauer aufgrund besserer und gleichmäßigerer Windbedingungen als an Land, wodurch ein geringerer Bedarf an Ausgleichsleistung und Speicherkapazität zu erwarten ist. Zudem wird die optische Beeinträchtigung der Landschaft als geringer angesehen, da Offshore-Windparks in der Regel in nicht mehr sichtbarer Entfernung von der Küste gebaut werden. Nachteilig sind die erwähnten höheren Investitions-, Wartungs- und Netzanschlusskosten.

II.2.1.2.1.2 Photovoltaik (PV)

Die Stromerzeugung durch Photovoltaik ist gegenwärtig im Vergleich mit der Erzeugung durch andere erneuerbare Energien mit außerordentlich hohen Kosten verbunden. Allerdings zeigen die Preise für Photovoltaikanlagen seit Jahren eine deutlich sinkende Tendenz. Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) veröffentlichte Zahlen zur Preisentwicklung

von PV-Anlagen für private Endkunden auf Basis einer Befragung von Installateuren (vgl. Bundesverband Solarwirtschaft, 2011). Danach kostete eine größere durchschnittliche Aufdachanlage bis 100 kW Peak (kWp) inklusive Montage Anfang 2006 noch 5.000 Euro pro kWp (ohne MwSt.). Im 4. Quartal 2011 ist dieser Durchschnittspreis auf nur noch 2.082 € je kWp gefallen. Auch in anderen Quellen wird auf die starke Kostensenkung in den letzten Jahren hingewiesen, so geht etwa Weber (2010) von durchschnittlichen Kosten für PV-Anlagen von 2.200 bis 2.800 Euro pro kW Peak aus. Im selben Rahmen bewegt sich die „Leitstudie 2010“ (Nitsch et al., 2010) mit 2.729 €/kW.

Für die Zukunft wird gerade bei der Photovoltaik mit weiteren deutlichen Kostensenkungen gerechnet. Als Beispiel für zwei Studien sehen sowohl die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Schlesinger et al., 2010) als auch die „Leitstudie 2010“ (Nitsch et al., 2010) eine ähnliche Kostenentwicklung bis auf unter 1.000 Euro je kWp (siehe Abbildung A II.2-3), jeweils angegeben in realen Preisen aus heutiger Sicht. Am 29.03.2012 ist die Leitstudie 2011 erschienen (Nitsch et al., 2012), die für vorliegenden Bericht jedoch nicht mehr berücksichtigt werden konnte. In den betrachteten Bereichen liegen jedoch keine gravierenden Veränderungen gegenüber der Leitstudie 2010 vor.

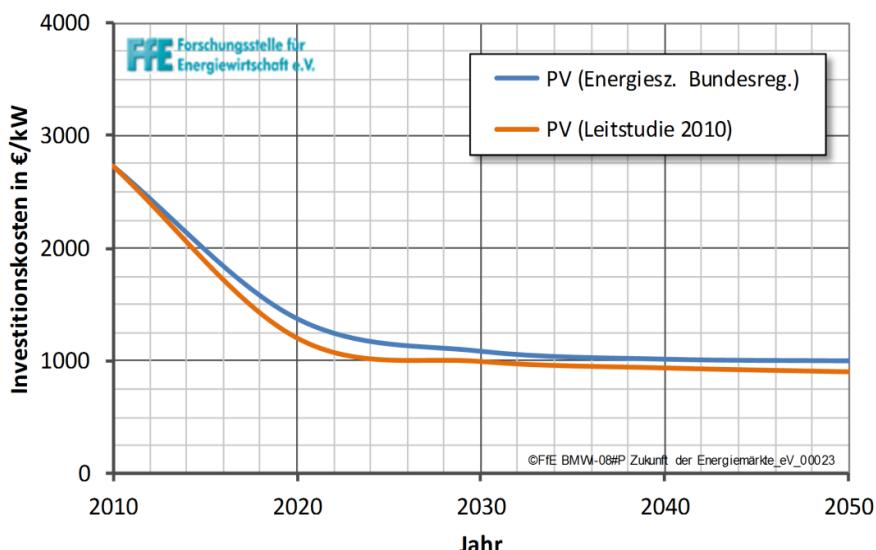


Abbildung A II.2-3 Prognosen der zukünftigen Kostenentwicklung für PV-Anlagen (reale Werte)

Quelle: nach Schlesinger et al. (2010) und Nitsch et al. (2010).

In den nachfolgenden Berechnungen wurden die Werte der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung ab dem Jahr 2020 und der Wert der Leitstudie für das Jahr 2010 angesetzt. Aktuell (Stand: März 2012) sind die Preise für PV-Anlagen sogar noch etwas schneller gesunken als in Abbildung A II.2-3 gezeigt. Das Gesamtergebnis der vorliegenden Studie würde hierdurch jedoch nur marginal beeinflusst.

Eine Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Anlagenbestandteile findet sich in Fechner (2009) und ist in nachfolgender Abbildung A II.2-4 dargestellt.

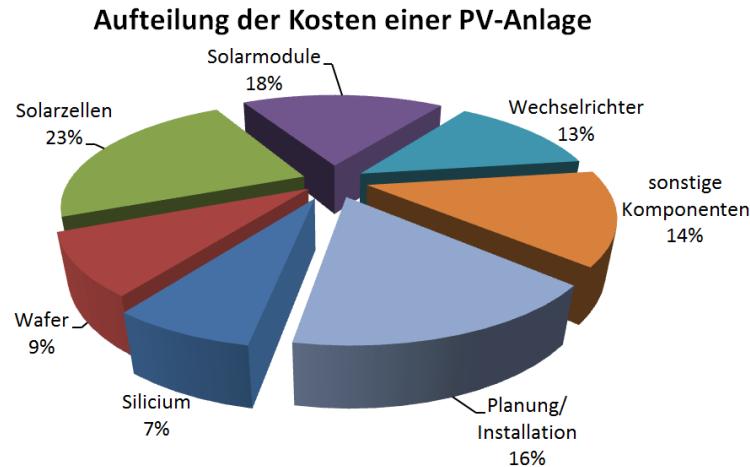


Abbildung A II.2-4 Aufteilung der Kosten einer PV-Komplettanlage auf die einzelnen Anlagenbestandteile

Quelle: nach Fechner (2009).

II.2.1.2.1.3 Biomasse

Die energetische Nutzung von Biomasse stellt eine nachhaltige Möglichkeit zur Energiebereitstellung dar. Neben der erzielbaren CO₂-Einsparung sind die Schonung fossiler Energieressourcen und die Verringerung der Abhängigkeit von Energie-Importen Hauptargumente für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung.

Auch eine aktuelle Studie des ZEW zur Bioenergienutzung (Hermeling et al., 2011) kommt zu dem Ergebnis, dass der CO₂-Ausstoß durch den Einsatz von Biomasse durchaus gesenkt werden kann. Die Nutzung von Bioenergie in der Stromerzeugung wird dabei deutlich positiver gesehen als der Einsatz in Form von Biokraftstoffen im Verkehrssektor. Allerdings bleiben generelle Bedenken bezüglich der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion bestehen. Eine verstärkte Nutzung von Biomasse als Energieträger werde eine zunehmende Kopplung der Preise von Agrargütern an Energieträgerpreise – etwa für Öl und Gas – und folglich steigende Nahrungsmittelpreise bedeuten.

In der Stromerzeugung kann Biomasse sowohl in fester, gasförmiger als auch in flüssiger Form eingesetzt werden. Eine effiziente und kostengünstige Möglichkeit der Biomassenutzung ist auch das sogenannte „Cofiring“, also die Mitverfeuerung fester Biomasse wie Holz oder Stroh in Kohlekraftwerken. Der Einsatz von Biomasse in kleineren Blockheizkraftwerken (BHKW) ermöglicht zudem die Abwärmenutzung, etwa für Nahwärmenetze.

Die Kosten für Biomasse-Kraftwerke bewegen sich nach Nitsch et al. (2010) heute zwischen 1.955 €/kW (Pflanzenöl), 3.408 €/kW (Biomasse fest) und 3.584 €/kW (Biogas). In Schlesin-

ger et al. (2010) werden durchschnittliche Investitionskosten von 2.300 €/kW im Jahr 2020 angegeben.

II.2.1.2.2 Fossile Energien

II.2.1.2.2.1 Kohlekraftwerke

Aus Stein- und Braunkohlekraftwerken wird auch derzeit noch der größte Teil des in Deutschland erzeugten Stroms bereitgestellt. Die spezifischen CO₂-Emissionen je kWh_{el} sind neben der chemischen Beschaffenheit des jeweiligen Brennstoffs stark vom Wirkungsgrad der eingesetzten Kraftwerkstechnik abhängig.

In Abbildung A II.2-5 sind der Verlauf der bisherigen Wirkungsgradentwicklung eines Steinkohlekraftwerks sowie der erwartete zukünftige Verlauf dargestellt (vgl. Herz, 2009). Die physikalische Obergrenze für Dampfkraftwerke stellt der Carnot-Wirkungsgrad dar, der sich aus der Temperatur der Wärmezufuhr in den Kreislauf (Frischdampftemperatur) und der Temperatur der Wärmeabgabe aus dem Kreislauf (Kondensatortemperatur) errechnet. Die technologische Obergrenze errechnet sich aus diesem Carnot-Wirkungsgrad und den Wirkungsgraden der technischen Komponenten des Kraftwerks. Durch eine Erhöhung der Frischdampftemperatur über die in der aktuellen Kraftwerksgeneration eingesetzten 600 °C ergibt sich dementsprechend eine höhere physikalische und technologische Obergrenze des Kraftwerkswirkungsgrades.

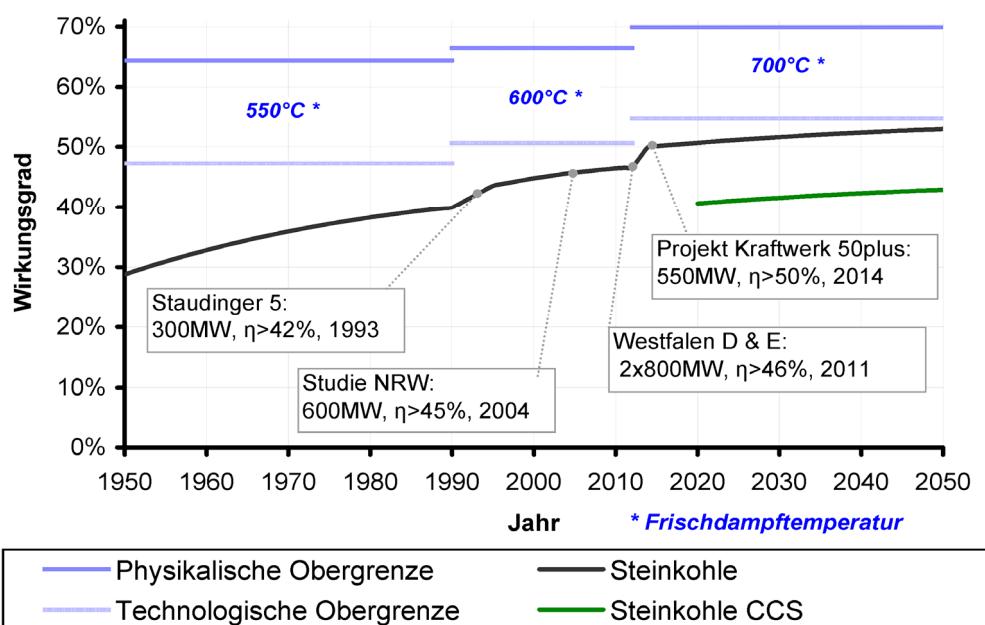


Abbildung A II.2-5 Entwicklung des Wirkungsgrades von Steinkohlekraftwerken

Quelle: Herz (2009).

Die spezifischen Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke werden sowohl in Nitsch et al. (2010) als auch in Schlesinger et al. (2010) bei 1.300 €/kW gesehen. Für Braunkohlekraftwerke liegen die Kosten zwischen 1.500 €/kW (vgl. Nitsch et al., 2010) und 1.850 €/kW (vgl. Schlesinger et al., 2010).

II.2.1.2.2 Erdgaskraftwerke

Zur Stromerzeugung aus Erdgas werden in Deutschland drei verschiedene Anlagentypen eingesetzt: Reine Gasturbinen, Dampfkraftwerke und seit Anfang der 1990er Jahre Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerke (GuD). GuD-Anlagen weisen wesentlich höhere Wirkungsgrade auf als reine Gasturbinen und Dampfkraftwerke, erfordern aber auch höhere Investitionen.

Wie bei Kohlekraftwerken wird auch der Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken durch den Carnot-Wirkungsgrad des Dampfkreislaufes und den Joule-Wirkungsgrad des Gasturbinenprozesses physikalisch begrenzt. Entscheidende Größe zur Erhöhung des Joule-Wirkungsgrades ist das Verdichtungsverhältnis und somit der Druck, auf den die Verbrennungsluft vor der Gasturbine verdichtet wird. Eine Erhöhung der Gasturbineneintrittstemperatur führt zu erhöhten Austrittstemperaturen und somit höheren Temperaturen im Abhitzekessel. Die dadurch erhöhte Frischdampftemperatur im Dampfkreislauf resultiert in einem erhöhten Carnot-Wirkungsgrad und somit zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad.

Der entsprechende Verlauf der Wirkungsgrade sowie die prognostizierte Entwicklung sind in Abbildung A II.2-6 dargestellt.

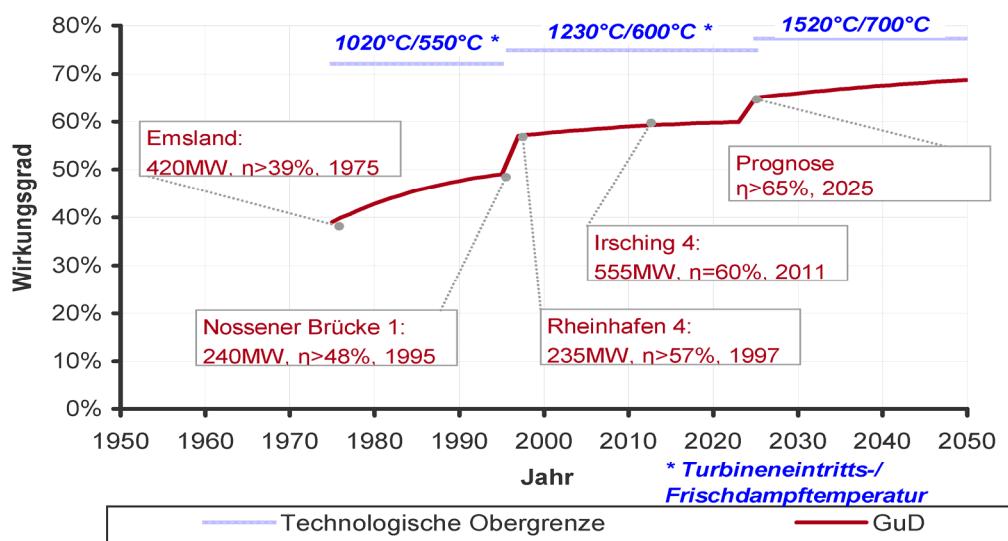


Abbildung A II.2-6 Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD-Kraftwerken

Quelle: Herz (2009).

Der nächste große Wirkungsgradsprung in der GuD-Technologie, der unter anderem durch eine Steigerung der Eintrittstemperatur in die Gasturbine ermöglicht werden soll, ist erst 2025 zu erwarten.

Die Investitionskosten für GuD-Anlagen liegen etwa zwischen 700 €/kW (Nitsch et al., 2010) und 950 €/kW (Schlesinger et al., 2010). Bei reinen Gasturbinen, die sich trotz geringeren Wirkungsgrads für die kurzfristige Leistungsbereitstellung besonders gut anbieten, ist nach Schlesinger et al. (2010) mit 400 €/kW zu rechnen.

II.2.1.2.2.3 Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)

Zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes aus fossil befeuerten Kraftwerken sind Technologien entwickelt worden, die es ermöglichen, das Kohlendioxid aus den Rauchgasen zu eliminieren. Für Kraftwerke mit CO₂-Abscheidetechnologie wird die Abkürzung CCS (Carbon Capture and Storage) verwendet. Es wird die Annahme getroffen, dass CCS ab 2025 Marktreife für die großtechnische Anwendung erlangt (Schlesinger et al., 2010).

Prinzipiell kann dieses Verfahren bei allen fossilen Kraftwerken angewendet werden. Durch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ können die bei der Stromerzeugung resultierenden CO₂-Emissionen um bis zu 90 % verringert werden. Da die Abscheidung mit einem hohen Energieverbrauch verbunden ist, reduziert sich der Wirkungsgrad der CCS-Kraftwerke gegenüber konventionellen Kraftwerken je nach Abscheidetechnik (Post-Combustion, Oxyfuel, Pre-Combustion) um bis zu zehn Prozentpunkte.

Nach erfolgter Abscheidung muss CO₂ zu den Lagerstätten transportiert werden. Dies kann per Pipeline oder Ferntransport geschehen. Die Pipelinetechnik ist ausgereift und erfolgt bei Nieder- (48 bar Maximaldruck) oder Hochdruck (96 bar Maximaldruck). Gashochdruckleitungen sind bei nicht zu großen Entfernung am wirtschaftlichsten. Zum Transport in LKWs oder Schiffen ist eine Verdichtung zwischen 100 und 800 bar notwendig.

Die Technologie der CO₂-Sequestrierung setzt auf erprobte Verfahren aus der Öl- und Gasindustrie. Die Langzeitstabilität der in Frage kommenden Speicher ist Gegenstand gegenwärtiger Forschungsvorhaben. Nach Wissel et al. (2010) gibt es in Deutschland ein realisierbares Lagerpotenzial von ca. 18 Gt CO₂ und in Europa von 70 Gt CO₂.

II.2.1.3 Entwicklung der Stromgestehungskosten

In die Stromgestehungskosten fließen alle Kosten mit ein, die für die Erzeugung einer kWh Strom anfallen, also die Investitionskosten der Anlage, Betriebs- und Wartungskosten und evtl. Brennstoff- und CO₂-Zertifikatkosten. Systemkosten für Speicherung und Vorhaltung von Ausgleichsleistung, welche insbesondere in Zukunft bei erneuerbaren Energien eine größere Rolle spielen werden, werden in einem separaten Abschnitt beschrieben.

II.2.1.3.1 Investitionskosten im Umwandlungssektor

Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten, die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbunden sind, müssen Abschätzungen der künftigen Investitionskosten bis 2050 vorgenommen werden – sowohl für die betrachteten EE-Technologien als auch für die möglichen Alternativen. Die angenommene Kostenentwicklung je kW installierter Leistung ist in Tabelle A II.2-3 dargestellt. Bei den Angaben handelt es sich um reale, also inflationsbereinigte Werte zu heutigen Preisen.

Die Prognosen der Investitionskosten bis 2050 sind aus der Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Schlesinger et al., 2010) übernommen. Für 2010 wurde für Biomasse auf eigene Annahmen und Werte der Leitstudie 2010 Nitsch et al. (2010) – für PV, On- und Offshore-Windkraft – zurückgegriffen, da sich in Schlesinger et al., (2010) keine entsprechenden Angaben fanden.

Tabelle A II.2-3 Entwicklung der Investitionskosten bis 2050

Investitionskosten	2010	2020	2030	2040	2050	€/kW
PV	2.729	1.375	1.085	1.015	1.000	€/kW
Wind Onshore	1.320	1.030	985	960	950	€/kW
Wind Offshore	3.300	2.400	1.670	1.475	1.350	€/kW
Biomasse	2.400	2.300	2.200	2.125	2.075	€/kW
Erdgas GuD	950	950	950	950	950	€/kW
Steinkohle	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	€/kW
Braunkohle	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850	€/kW

Quellen: Schlesinger et al. (2010); Nitsch et al. (2010).

Die spezifischen Investitionen sind jeweils in €/kW Nettoleistung angegeben. Hinzu kommen Betriebs- und Wartungskosten von bis zu 4 % der Investitionskosten pro Jahr. Für die Berechnung wurden wieder die Werte aus Schlesinger et al. (2010) übernommen.

II.2.1.3.2 Ausnutzungsdauer

Die Investitionskosten je kW Nettoleistung sind vor dem Hintergrund einer unterschiedlichen Ausnutzungsdauer der einzelnen Stromerzeugungstechnologien zu sehen. So liegt wetterabhängig die Ausnutzungsdauer für PV-Anlagen wesentlich unter der für Onshore-Windanlagen und noch deutlicher unter der für Offshore-Anlagen (siehe Tabelle A II.2-4).

Die Werte der Tabelle, welche für die Berechnung der Stromgestehungskosten verwendet wurden, sind aus Schlesinger et al. (2010) übernommen. Die Angaben beziehen sich für PV, Wind Offshore, Biomasse, Steinkohle und Braunkohle auf Szenario I A. Für Erdgas und

Wind Onshore wurden die Werte des Referenzszenarios verwendet, da Erdgas in vorliegender Studie auch für das Jahr 2050 betrachtet werden soll (0 Stunden im Szenario I A).

Die steigende Ausnutzungsdauer bei Wind und PV ist durch technologische Verbesserungen erklärbar, bei Wind etwa durch größere Anlagen mit größerer Nabenhöhe. Die Problematik sinkender Vollaststunden bei der Onshore-Windkraft aufgrund fehlender Speicheroptionen (Rückgang auf 1.529 Stunden bis 2050 im Szenario I A) wird in dieser Studie durch einen Systemkostenaufschlag gelöst (siehe Abschnitt II.2.1.4). Daher wurden die rein technisch bedingten Vollaststunden des Referenzszenarios veranschlagt.

Tabelle A II.2-4 Entwicklung der durchschnittlichen Nutzungsdauer in Stunden pro Jahr (für Deutschland)

Ausnutzungsdauer	2010	2020	2030	2040	2050	
PV	739	930	960	980	1.000	h/a
Wind Onshore	1.700	2.040	2.165	2.185	2.184	h/a
Wind Offshore	3.200	3.400	3.800	3.950	4.000	h/a
Biomasse	5.846	6.468	6.651	6.817	6.817	h/a
Erdgas GuD	3.183	1.673	1.805	2.167	1.666	h/a
Steinkohle	4.547	3.439	4.123	3.547	4.863	h/a
Braunkohle	6.814	6.323	5.645	3.070	5.488	h/a

Quelle: Schlesinger et al. (2010).

Zukünftig ist mit tendenziell sinkender Nutzungsdauer bei konventionellen Kraftwerken (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) zu rechnen, wohingegen die Ausnutzungsdauer bei Wind und PV weitgehend wetterbedingt vorgegeben ist. Die Ausnutzungsdauer der konventionellen Kraftwerke und folglich deren Stromgestehungskosten werden durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien negativ beeinflusst.

II.2.1.3.3 Brennstoffkosten

Für die Stromgestehungskosten in konventionellen Kraftwerken sind besonders die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatkosten von Bedeutung. Für eine einheitliche Datenquelle wurden auch hier die Angaben aus (Schlesinger et al., 2010) zugrunde gelegt (Tabelle A II.2-5). Dabei entspricht eine MWh Erdgas 96 m³ bei Normaldruck oder 70 kg, eine MWh Steinkohle 0,12 Tonnen und eine MWh Braunkohle 0,39 Tonnen.

Tabelle A II.2-5 Entwicklung der Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate bis 2050 (reale Werte)

Brennstoff-kosten	2010	2020	2030	2040	2050	
Erdgas	25	23	26	29	32	€/MWh
Steinkohle	11,6	9,5	10,2	11,2	13,5	€/MWh
Braunkohle	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	€/MWh
Biomasse	43,0	50,0	50,0	50,0	50,0	€/MWh
CO ₂	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	€/t

Quelle: nach Schlesinger et al. (2010).

Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurden die Stromgestehungskosten – ohne CO₂-Zertifikate – hergeleitet, bei denen neben den Brennstoffkosten die Investitions- und Wartungskosten berücksichtigt wurden. Für die betriebswirtschaftliche Betrachtung der Stromgestehungskosten müssten zusätzlich noch die CO₂-Zertifikate betrachtet werden, die in Deutschland im energiewirtschaftlichen Sektor für alle fossil befeuerten Kraftwerke hinzugekauft werden müssen. Die Menge der benötigten CO₂-Zertifikate berechnet sich nach folgenden Emissionsfaktoren (vgl. Tabelle A II.2-6).

Tabelle A II.2-6 CO₂-Emissionsfaktoren je eingesetzter Brennstoffmenge

CO ₂ -Emissionen:	
Erdgas:	0,20 tCO ₂ /MWh
Steinkohle:	0,34 tCO ₂ /MWh
Braunkohle	0,40 tCO ₂ /MWh

Quelle: nach ZuV (2007).

Für die Berechnung der benötigten Brennstoffmengen wurden in Anlehnung an Schlesinger et al., 2010 folgende Nettowirkungsgrade der Kraftwerke angesetzt:

- Steinkohle: 46 %
- Braunkohle: 44 %
- Erdgas GuD: 60 %
- Biomasse: 45 %

II.2.1.3.4 Stromgestehungskosten bis 2050

Unter Zugrundelegung der beschriebenen Annahmen an die Investitions-, Wartungs- und Brennstoffkosten sowie die durchschnittliche Ausnutzungsdauer können für jede Technolo-

gie die Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikate) bestimmt werden. Dabei wurden die Investitionskosten nach der Annuitätenmethode umgelegt, mit einem Zinssatz von 7 % und einer Abschreibungsdauer von 18 Jahren (Windkraft On- und Offshore), 20 Jahren (PV) bzw. 25 Jahren (Biomasse und konventionelle Kraftwerke). Das Ergebnis der Berechnungen ist in Abbildung A II.2-7 dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass die Stromgestehungskosten bei PV derzeit noch deutlich höher liegen bei anderen erneuerbaren Energien. Allerdings erwarten die meisten Prognosen das stärkste Kostensenkungspotenzial für die PV.

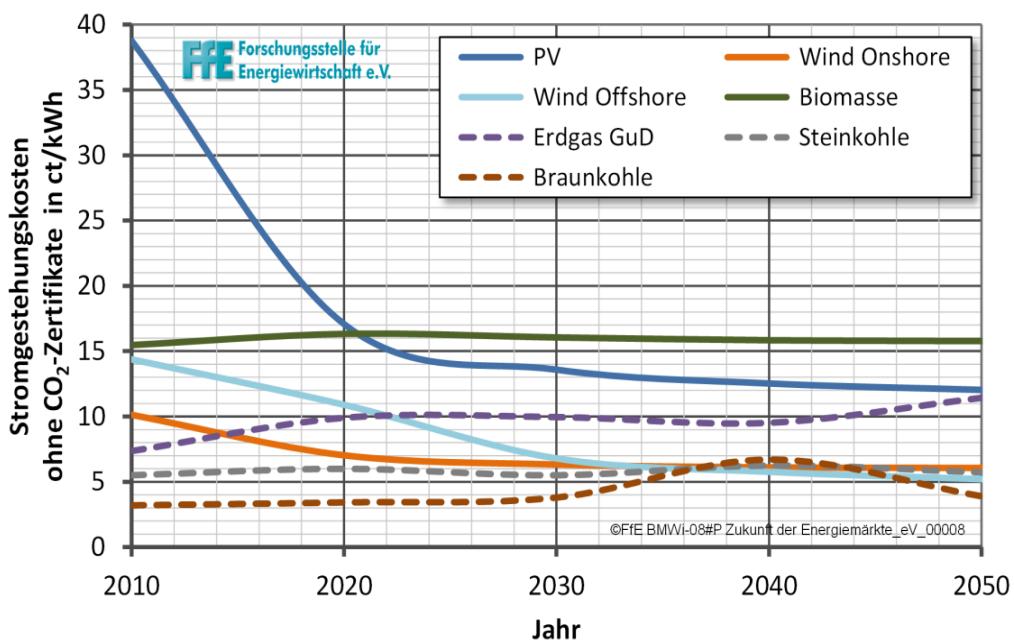


Abbildung A II.2-7 Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikate) der betrachteten Technologien in ct/kWh_{el} (reale Werte)

Quelle: FfE-Berechnungen.

Sowohl Onshore- als auch Offshore-Windkraft liegen bezüglich ihrer Stromgestehungskosten ab 2030 im selben Bereich wie Stein- und Braukohle und sogar deutlich niedriger als Erdgas-GuD-Kraftwerke. Liegen die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien unterhalb derer fossil befeuerter Kraftwerke, wären die CO₂-Vermeidungskosten theoretisch sogar negativ – die Maßnahme sollte in jedem Fall durchgeführt werden. Allerdings müssen in späteren Zeitpunkten Systemkosten für den Ausgleich von Angebotsschwankungen berücksichtigt werden, die heute noch vernachlässigt werden können, aber bei weiter anwachsendem Einsatz von erneuerbaren Energien rasch an Bedeutung gewinnen werden.

Bei Berücksichtigung von CO₂-Zertifikaten liegen die Stromgestehungskosten fossiler Energieträger deutlich höher. Beispielsweise würde ein CO₂-Zertifikatspreis von 30 €/t im Jahr 2050

Strom aus Erdgas um 1,0, aus Steinkohle um 2,2 und aus Braunkohle um 2,7 ct/kWh verteuern.

II.2.1.4 Entwicklung der systemwirtschaftlichen Kosten

Als systemwirtschaftliche Kosten werden diejenigen Kosten bezeichnet, die durch die Einbindung erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem der Strombereitstellung zusätzlich anfallen. Hierzu zählen vorwiegend der Netzausbau und Ausgleichsmaßnahmen für fluktuirende Einspeisung.

Bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten nach heutigem Stand der Technik wurden systemwirtschaftliche Kosten nicht berücksichtigt, da bei den derzeit vorliegenden Anteilen erneuerbarer Energien noch keine größeren Anpassungsmaßnahmen erforderlich sind. Für die zukünftige Betrachtung mit hohen Ausbauzielen erneuerbarer Energieerzeugung müssen diese zusätzlichen Kosten jedoch berücksichtigt werden. Ab 2020 wird daher ein pauschaler Aufschlag angenommen, der sich wie folgt zusammensetzt.

II.2.1.4.1 Ausgleichsmaßnahmen für fluktuirende Einspeisung erneuerbarer Energien

Vor allem die Energieerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist wetterbedingten und saisonalen Schwankungen unterworfen. Demgegenüber gilt die Biomasse als nicht fluktuirender erneuerbarer Energieträger, ebenso wie die Wasserkraft und die Geothermie.

Zum Ausgleich eines fluktuierenden Stromangebots auszugleichen, gibt es vielfältige Möglichkeiten, die jedoch alle mit hohen Kosten verbunden sind. Zum einen bietet sich die Speicherung von Strom in Zeiten von Überschussangebot an. Derzeit sind Pumpspeicherwerkwerke die mit Abstand wirtschaftlichste Speichertechnologie, ihr Ausbaupotenzial in Deutschland ist aufgrund der geologischen Gegebenheiten und mangelnder Akzeptanz jedoch begrenzt. Daneben kommt langfristig auch die Nutzung von Speichern in einem europäischen Verbundsystem in Frage, etwa bei einem Ausbau von Pumpspeicherwerkwerken in Norwegen. Denkbar wäre auch die zukünftige Nutzung geologischer Formationen in den Alpen oder Mittelgebirgen. Durch den Ausbau der europäischen Übertragungsnetze lässt sich zudem der Speicherbedarf reduzieren.

Da der Speicherbedarf bei einer rein regenerativen Versorgung beträchtlich wäre, wird mittel- bis längerfristig die Vorhaltung von Reservekraftwerken erforderlich sein. Da diese möglichst flexibel sein müssen, kommen dafür vor allem Erdgaskraftwerke in Frage, die eventuell auch mit Biogas betrieben werden könnten. Eine Überschlagsrechnung der FfE hat ergeben, dass die Vorhaltung von 50 GW Kraftwerksleistung (50 % reine Gasturbinen, 50 % GuD-Anlagen) etwa 2,7 Mrd. Euro pro Jahr oder ca. 0,8 ct/kWh (umgelegt auf die Gesamtstrommenge 2050 im Szenario I A) kosten würde – zuzüglich Brennstoff- und CO₂-Kosten. Bei Umlage auf die Menge fluktuirender erneuerbarer Energien (etwa 200 TWh in 2050 im Szenario I A) ergibt sich ein Wert von 1,35 ct/kWh (ohne Brennstoff- und CO₂-Kosten).

Im Falle der Speicherung von Überschussstrom in Pumpspeicherkraftwerken müssen - abgesehen von den technischen und geologischen Ausbaugrenzen - die Kosten pro eingespeicherter kWh berücksichtigt werden. In Schlesinger et al (2010) werden 700 €/kW Investitionskosten für ein Pumpspeicherkraftwerk angegeben. Bei einem Nutzungsgrad von 80 % und einer Ausnutzungsdauer von 1.028 h pro Jahr ergeben sich Kosten von 7,3 ct/kWh – für jede zwischengespeicherte kWh EE-Strom (bei einer Abschreibung über 25 Jahre und einem Zinssatz von 7 %).

II.2.1.4.2 Netzausbau

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist weiterhin mit zusätzlichen Kosten für den Netzausbau verbunden. Besonders bei verstärkter Nutzung der Offshore-Windkraft, aber auch im Zuge eines europäischen Verbundes erneuerbarer Energien oder der Nutzung europäischer Pumpspeicherkapazitäten wird der Ausbaubedarf in den nächsten Jahren deutlich steigen. So sieht die dena-Netzstudie II schon bis zum Jahr 2020 einen zusätzlichen Investitionsbedarf zwischen einer und 1,6 Mrd. Euro pro Jahr (dena, 2010a). Umgelegt auf 200 TWh fluktuierender erneuerbarer Energien pro Jahr ergeben sich 0,8 ct/kWh.

II.2.1.4.3 Annahmen für die weiteren Berechnungen

Bei der Ermittlung der zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten werden die genannten systemwirtschaftlichen Kosten zu einem Aufschlag auf die Stromgestehungskosten fluktuierender erneuerbarer Energien zusammengefasst. Dieser Aufschlag beträgt ab 2020 für die Photovoltaik, On- und Offshore-Windkraft jeweils 3 ct/kWh und steigt bis 2050 schrittweise auf 5 ct/kWh, siehe Tabelle A II.2-7. Der Aufschlag wurde berechnet aus einem Mittelwert aus Netzausbaukosten, Kosten für Reserveleistung, anteiligen Speicherkosten und eigenen Annahmen der FfE.

Tabelle A II.2-7 Systembedingter Aufschlag auf die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien

Systemkosten	2010	2020	2030	2040	2050
Erneuerbare Energien	0,0	3,0	4,0	4,5	5,0 ct/kWh

Quelle: FfE-Berechnungen.

II.2.1.5 Einsparpotenziale und CO₂-Vermeidungskosten nach heutigem Stand der Technik

Als Beispiele werden der Ausbau erneuerbarer Energien und die Effizienzsteigerung durch den Austausch alter Kohlekraftwerke betrachtet.

II.2.1.5.1 Erneuerbare Energien

II.2.1.5.1.1 Technische Potenziale

In Deutschland besteht ein großes Potenzial für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung. Nachfolgend werden für die in dieser Studie näher betrachteten regenerativen Erzeugungstechnologien Photovoltaik, Windkraft und Biomasse die möglichen Ausbaupotenziale aus rein technischer Sicht beschrieben. Eine Betrachtung der Kosten, die mit den Maßnahmen verbunden wären, findet sich im nächsten Abschnitt II.2.1.5.1.2.

Photovoltaik

Aussagen zum technisch möglichen Potenzial zur Errichtung von PV-Anlagen in Deutschland liefert das FfE-Regionenmodell, vergleiche hierzu etwa Schmid und Beer (2010). Dieses Modell wurde entwickelt, um Analysen zu Lastgängen und Leistungsprofilen dezentraler Anlagen in Deutschland zu ermöglichen. Es beinhaltet darüber hinaus Daten zum gesamten Gebäudebestand in Deutschland und den für PV nutzbaren Dachflächen.

Unter Berücksichtigung eines zu erwartenden Solarthermieanteils (40 % der Dachfläche auf Wohngebäuden, 0 % auf Nichtwohngebäuden) ergibt sich eine verbleibende Dachfläche, die nach heutigem Stand der Technik die Installation von etwa 160 GW an PV-Leistung erlauben würde. Dieser Wert liegt deutlich über den Ausbauszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (39 GW in 2050 in allen Szenarien) (vgl. Schlesinger et al., 2010). Durch die Hinzunahme von Freiflächenanlagen ließe sich das PV-Potenzial in Deutschland weiter erhöhen, je nachdem welcher Flächenverbrauch in Kauf genommen wird.

Windkraft

Das FfE-Regionenmodell bietet darüber hinaus Informationen zum technischen Potenzial für Onshore-Windanlagen in Deutschland. Abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe, die für die Errichtung einer Windanlage als untere Grenze akzeptiert wird, ergibt sich ein Potenzial für Windanlagen heutiger Technik von 90 GW (Windgeschwindigkeiten > 6,5 m/s) bis zu 210 GW (Windgeschwindigkeiten > 6 m/s). Auch hier liegt das Potenzial deutlich über den Ergebnissen zum Ausbau nach Schlesinger et al. (2010), wo für das Jahr 2050 36 GW angegeben werden.

Das Potenzial für Offshore-Windanlagen hängt in erster Linie von den Voraussetzungen ab, die unterstellt werden – wie etwa ein Mindestabstand zur Küste, um das Landschaftsbild zu schonen – sowie der maximal akzeptierten Wassertiefe. Mit größerer Wassertiefe erhöhen sich die Kosten, aus rein technischer Sicht ist ungeachtet dessen ein sehr großes Potenzial für Deutschland vorhanden. Die Ergebnisse der Ausbauszenarien in Schlesinger et al. (2010) reichen bis zu 28 GW in 2050 und erscheinen aus technischer Sicht in jedem Fall machbar.

Biomasse

Das Potenzial für Biomasse ist vor allem durch die konkurrierende Flächennutzung in der Landwirtschaft begrenzt, etwa in Bezug auf die Nahrungsmittelproduktion. Aber auch der Einsatz von Biomasse im Verkehrssektor verringert das verbleibende Potenzial zur Stromerzeugung. Alle Szenarien in Schlesinger et al. (2010) rechnen mit einem Ausbau der Biomasse-Kraftwerksleistung auf 6,0 GW im Jahr 2050. Mit diesen Anlagen soll 2050 eine Stromproduktion von 41,0 TWh erreicht werden.

Zusammenfassung

Das technische Potenzial für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist auch innerhalb Deutschlands ausreichend vorhanden. Besonders bei der PV und der Windkraft ist der Ausbau nicht durch die technische Machbarkeit beschränkt, sondern vorwiegend durch die Kosten.

II.2.1.5.1.2 CO₂-Vermeidungskosten

Vermiedene Strombezugskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten des Ausbaus erneuerbarer Energien werden aus deren Stromgestehungskosten berechnet, abzüglich der vermiedenen Strombezugskosten, die ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien angefallen wären. Zur Bestimmung der vermiedenen Strombezugskosten wird der durchschnittliche Börsenpreis an der EEX in den letzten Jahren betrachtet. Die mittleren EEX-Day Ahead Preise in den Jahren 2008 bis 2010 sind in Abbildung A II.2-8 dargestellt.

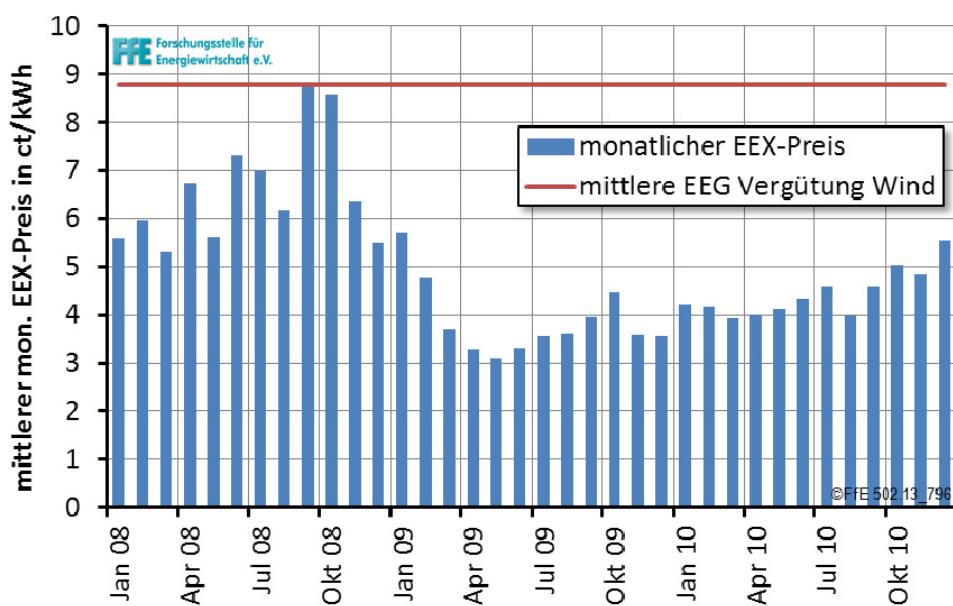


Abbildung A II.2-8 Monatsmittelwerte der Day Ahead Preise an der EEX 2008 – 2010

Quelle: von Roon (2011).

Die Abbildung zeigt größere Schwankungen beim mittleren monatlichen EEX-Preis, der im Durchschnitt bei etwa 5 ct/kWh lag. Weiterhin ist gut zu erkennen, dass die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien derzeit noch keine wirtschaftlich interessante Option für die Betreiber ist, da die Börsenpreise deutlich unterhalb der EEG-Vergütung (am Beispiel von Wind) liegen. Sinkende Stromgestehungskosten der Erneuerbaren bei gleichzeitig geringeren EEG-Vergütungen werden zukünftig als Anreize für die Direktvermarktung wirken. Zum heutigen Zeitpunkt ist die Direktvermarktung nur mit Marktpremie nach EEG wirtschaftlich.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass für die hier vorgenommene Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten durchschnittliche vermiedene Strombezugskosten von 5 ct/kWh angesetzt werden können.

CO₂-Vermeidungskosten PV

Für die Photovoltaik wird ein Technologiestand von 2010 angenommen, so dass mit durchschnittlichen Investitionskosten von rund 2.700 €/kW und einer Ausnutzungsdauer von 740 Stunden pro Jahr (Fußnote wegen des niedrigen Wertes) zu rechnen ist (Schlesinger et al., 2010). Danach ergeben sich Stromgestehungskosten von 38,8 ct/kWh.

Je eingespeister kWh können für das Jahr 2010 CO₂-Emissionen in Höhe von 873 g eingespart werden (vgl. Herleitung zum Verdrängungsmix in Kapitel II.2.1.1). Die CO₂-Vermeidungskosten⁴⁸ errechnen sich als Quotient der Differenzkosten und der eingesparten CO₂-Menge wie folgt:

$$k_V = \frac{k_M - k_{Ref}}{\Delta e_M} = \frac{(38,8 - 5)ct/kWh}{873 gCO_2} = 386,8 \text{ €/tCO}_2$$

CO₂-Vermeidungskosten Windkraft

Die Stromgestehungskosten für Windanlagen liegen nach heutigem Stand der Technik bei 10,1 ct/kWh (Onshore) bzw. 14,4 ct/kWh (Offshore). Hieraus errechnen sich bei einer CO₂-Einsparung von 873 g/kWh die CO₂-Vermeidungskosten wie folgt:

$$\text{Onshore: } k_V = \frac{k_M - k_{Ref}}{\Delta e_M} = \frac{(10,1 - 5)ct/kWh}{873 gCO_2} = 58,8 \text{ €/tCO}_2$$

$$\text{Offshore: } k_V = \frac{k_M - k_{Ref}}{\Delta e_M} = \frac{(14,4 - 5)ct/kWh}{873 gCO_2} = 107,4 \text{ €/tCO}_2$$

⁴⁸ Der Berechnung der PV-Kosten für das Jahr 2010 liegen – zum Zwecke einer einheitlichen Datenbasis – die Daten zur Ausnutzungsdauer aus Schlesinger et al. (2010) zugrunde, dementsprechend wurden 739 Vollaststunden angesetzt. Nach Angaben des BMU lag die tatsächliche PV-Ausnutzungsdauer in 2010 bei 860 Stunden, woraus sich PV-Stromgestehungskosten von 33,3 ct/kWh und CO₂-Vermeidungskosten von 324,3 €/tCO₂ errechnen würden.

CO₂-Vermeidungskosten Biomasse

Biomasse hatte in 2010 Stromgestehungskosten von 15,5 ct/kWh und lag damit deutlich höher als andere, fossile Brennstoffe. Die CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich zu (bei einer CO₂-Einsparung von 873 g/kWh):

$$k_V = \frac{k_M - k_{Ref}}{\Delta e_M} = \frac{(15,5-5)ct/kWh}{873\text{ gCO}_2} = 119,9\text{ €/tCO}_2$$

II.2.1.5.2 Fossile Energien

II.2.1.5.2.1 Ersatz bestehender Steinkohlekraftwerke durch Neuanlagen

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien lassen sich auch im Umwandlungssektor große Mengen CO₂ durch Effizienzmaßnahmen einsparen. In diesem Abschnitt werden die CO₂-Vermeidungskosten und Potenziale durch Ersatz bestehender Steinkohlekraftwerke mit neuen, dem Stand der Technik entsprechenden Anlagen untersucht.

Der Bestand der Steinkohlekraftwerke wird einer FfE-internen Kraftwerksdatenbank entnommen (FfE-interne Kraftwerksdatenbank, 2009). Dieser liegen u.a. Daten vom Deutschen Statistischen Bundesamt (destatis, 2011) und der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW, 2010) zu Grunde. Die erste Inbetriebnahme reicht bei den in der Datenbank geführten Kraftwerken bis in das Jahr 1960 zurück, Ertüchtigungen fanden ab 1989 bis heute (Stand einschließlich 2010) statt. Nicht berücksichtigt wurden Steinkohlekraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, da dies bei den bestehenden hohen Nutzungsgraden keine attraktiven Vermeidungskosten generieren würde. Die elektrische Nettokraftwerksleistung der bestehenden Kraftwerke summiert sich dabei auf knapp 19 GW, womit bei durchschnittlich angesetzten 4.500 Stunden Auslastung eine Nettostrommenge von ca. 85 TWh erzeugt und ca. 66 Mio. tCO₂ pro Jahr ausgestoßen werden.

In Abbildung A II.2-9 sind die Vermeidungskosten in €/tCO₂ in Relation zu den potenziellen jährlichen Einsparungen aufgeführt. Sie errechnen sich aus den zusätzlichen Investitionskosten für eine Neuanlage von 1.300 €/kW und den eingesparten Brennstoffkosten.

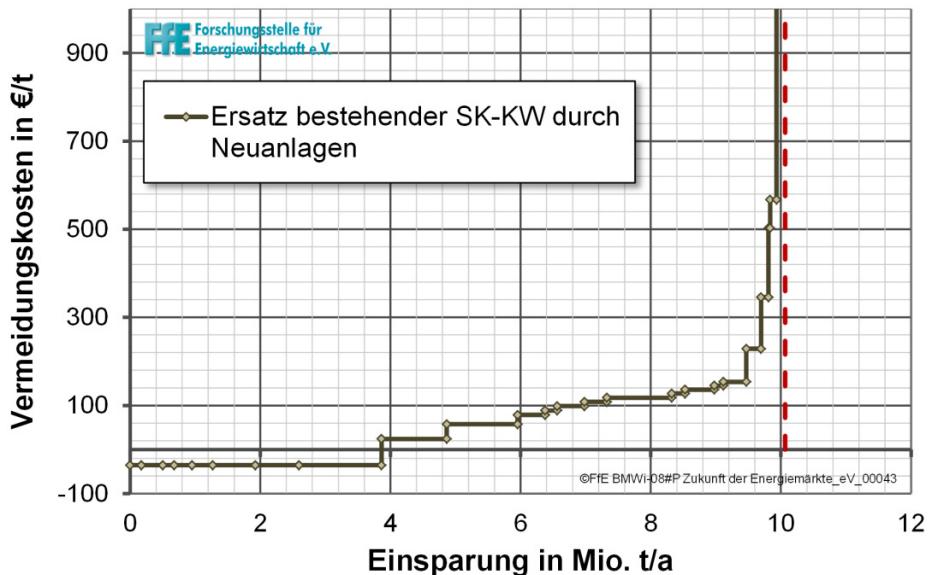


Abbildung A II.2-9 CO₂-Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch Neuanlagen

Quelle: FfE-Berechnungen.

Tabelle A II.2-8 zeigt die in den Berechnungen getroffenen Annahmen bezüglich der Kraftwerkskenndaten.

Tabelle A II.2-8 Kenndaten der Steinkohle- und GuD-Kraftwerke

Kraftwerk	Investitions-kosten	BS-Kosten	Zinssatz	Lebens-dauer	Ausnutzungs-dauer	Wirkungs-grad	Emissionen
Steinkohle	1.300.000 €/MW	12 €/MWh	7 %	40 a	4.500 h/a	50 %	0,337 t/MWh _{Br}
GuD	950.000 €/MW	25 €/MWh	7 %	40 a	4.500 h/a	60 %	0,202 t/MWh _{Br}

Quellen: Schlesinger et al. (2010); FfE.

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass ca. 4 Mio. tCO₂ pro Jahr bei Vermeidungskosten von ca. - 36 €/tCO₂ eingespart werden können. Weitere 2,5 Mio. tCO₂ können mit Vermeidungskosten unterhalb von 100 €/tCO₂ realisiert werden. 3 Mio. tCO₂ pro Jahr können noch zu Vermeidungskosten zwischen 100 €/tCO₂ und 320 €/tCO₂ erreicht werden. Der Ersatz zusätzlicher Bestandskraftwerke führt zu höheren und immer weiter steigenden CO₂-Vermeidungskosten, da die dann noch zu ersetzenen Kraftwerke sich technisch nur noch wenig von den neuen Kraftwerken unterscheiden. Es ergibt sich damit ein wirtschaftliches Potenzial von 4 Mio. tCO₂ im Jahr und ein zusätzliches Potenzial von 5,5 Mio. tCO₂, bei dem zwar mehr Kosten verursacht als eingespart werden, die jedoch deutlich unterhalb der errechneten 386 €/tCO₂ Vermeidungskosten für Photovoltaik liegen.

Den größten Einfluss auf die Vermeidungskosten haben der gewählte Zinssatz und die Investitionskosten, es besteht ein nahezu linearer Zusammenhang. Es wurde ein einheitlicher Zinssatz von 7 % gewählt.

Beim zugrunde legen von höheren Brennstoffpreisen erhält man erwartungsgemäß geringere Vermeidungskosten, da die Effizienzmaßnahmen dann eher rentabel sind.

II.2.1.5.2.2 Ersatz bestehender Steinkohlekraftwerke durch neue GuD-Anlagen

Der Bestand an heutigen Steinkohlekraftwerken kann auch durch neue GuD-Anlagen ersetzt werden. Damit ist durch den gleichzeitigen Brennstoffwechsel zu dem weniger CO₂ produzierenden Erdgas als Primärenergieträger eine höhere Einsparung möglich.

Abbildung A II.2-10 zeigt die entsprechenden Vermeidungskosten in €/tCO₂ im Verhältnis zum jährlichen Einsparpotenzial in Mio. t/a. Die zugrunde gelegten Kenndaten können Tabelle A II.2-8 entnommen werden. Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen Einsparungen von 10 Mio. t/a mit recht geringen Kosten umgesetzt werden können. Ein jährliches Potenzial von weiteren 28 Mio. tCO₂ kann bei vorteilhaften Rahmenbedingungen – wie zum Beispiel einem langfristig niedrigen und stabilen Gaspreis – mit Vermeidungskosten unter 100 €/tCO₂ realisiert werden.

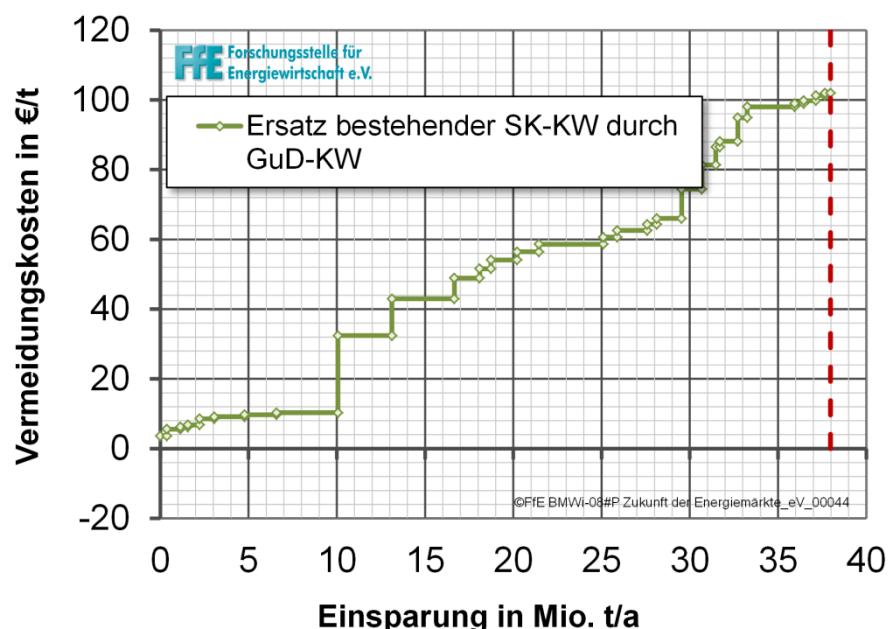


Abbildung A II.2-10 CO₂-Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch neue GuD-Anlagen

Quelle: FfE-Berechnung.

Eine Erhöhung der Investitionskosten der GuD-Anlage führt gerade bei den zunächst niedrigen Vermeidungskosten zu einer starken Erhöhung der Gesamtkosten. So führt eine Ver-

dopplung der Investitionskosten der GuD-Anlage für den Bereich bis 10 Mio. t/a CO₂-Einsparung zu einer Erhöhung der Vermeidungskosten von 3,6 €/tCO₂ auf 29 €/tCO₂.

II.2.1.5.2.3 Ersatz bestehender Steinkohlekraftwerke durch Anlagen mit CCS

In Abbildung A II.2-11 sind die CO₂-Vermeidungskosten für den Ersatz des Steinkohlekraftwerkbestandes durch den Einsatz von zukünftigen Steinkohlekraftwerken mit CCS-Technologie in Relation zu dem daraus resultierenden CO₂-Vermeidungspotenzial aufgetragen. Durch die Nutzung der CCS-Technologie vermindert sich der Wirkungsgrad um ca. 10 Prozentpunkte auf dann 40 %. Die Investitionskosten sollen im Jahr 2030 für dieses Kraftwerk 2.423 €/kW betragen. Für Transport- und Speicher Kosten sind ca. 9 €/tCO₂ zu veranschlagen (Schlesinger et al., 2010; Wissel et al., 2010). Es wurde angenommen, dass 86 % der Emissionen abgeschieden werden können.

Die CO₂-Vermeidungskosten beginnen bei 67 €/tCO₂(inkl. Transport-/Speicher Kosten) und steigen bis zum maximal möglichen Limit von 57 vermiedenen Mio. tCO₂ sukzessive auf 153 €/tCO₂.

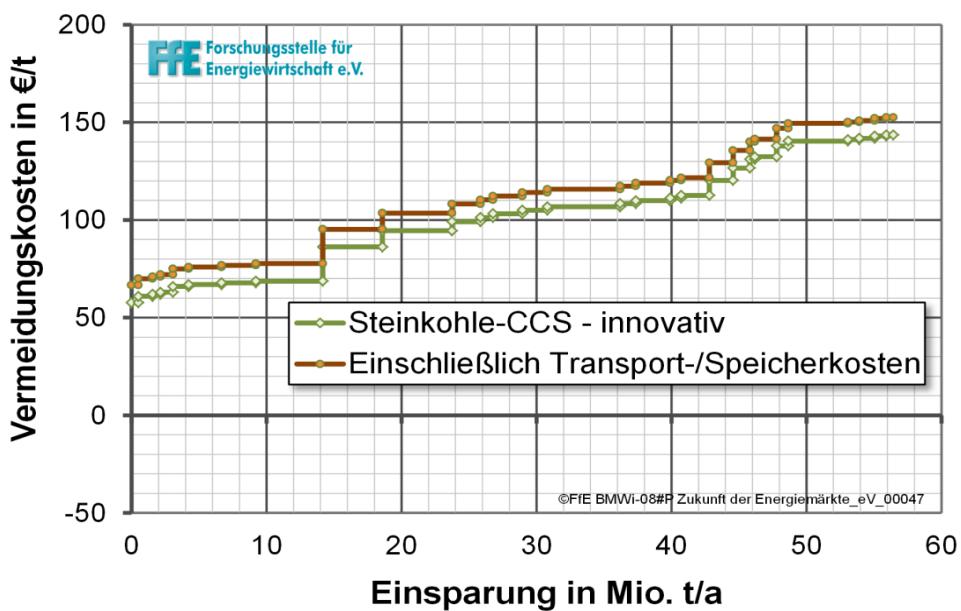


Abbildung A II.2-11 CO₂-Vermeidungskosten des möglichen Ersatzes älterer Steinkohlekraftwerke durch Steinkohle CCS

Quelle: FfE-Berechnung

Die Sensitivitäten verhalten sich bei den CO₂-Vermeidungskosten von Steinkohle-CCS analog zu dem Ersatz älterer Steinkohlekraftwerke durch GuD-Kraftwerke. Die höheren Vermeidungskosten resultieren vor allem aus den deutlich erhöhten Investitionskosten durch CCS sowie der Verringerung des Nutzungsgrads um 10 Prozentpunkte.

II.2.1.6 Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten bis 2050

Bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten bis 2050 wurden die berechneten Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikate) mit der im jeweiligen Jahr eingesparten CO₂-Menge, also dem Verdrängungsmix (siehe Kapitel 5.1.2), verglichen. Zur besseren Übersicht sind die jeweiligen Stromgestehungskosten nochmals in Tabelle A II.2-9 dargestellt.

Tabelle A II.2-9 Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikate) der betrachteten Technologien

Stromgestehungskosten	2010	2020	2030	2040	2050
PV	38,8	17,1	13,6	12,5	12,0 ct/kWh
Wind Onshore	10,1	7,0	6,3	6,1	6,1 ct/kWh
Wind Offshore	14,4	10,9	6,8	5,8	5,2 ct/kWh
Biomasse	15,5	16,3	16,1	15,8	15,8 ct/kWh
Erdgas GuD	7,4	9,9	10,0	9,5	11,4 ct/kWh
Steinkohle	5,5	6,0	5,5	6,3	5,7 ct/kWh
Braunkohle	3,2	3,4	3,8	6,7	3,9 ct/kWh

Quelle: FfE-Berechnungen.

Ab dem Jahr 2020 wird die Berechnungsmethodik gegenüber 2010 verändert. Als vermiedene Strombezugskosten wird nun nicht mehr der Börsenpreis angesetzt, sondern der Mittelwert der Stromgestehungskosten konventioneller Stromerzeugung, d.h. aus Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. Der in Abschnitt II.2.1.4 beschriebene systembedingte Aufschlag wurde den Stromgestehungskosten von Windkraft und PV hinzugerechnet. Die resultierenden Kosten einer kWh Strom aus fluktuiierenden Energieträgern sind in Tabelle A II.2-10 zusammengefasst.

Tabelle A II.2-10 Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikate) fluktuierender erneuerbarer Energien einschließlich Systemkostenaufschlag

Stromgestehungs- + Systemkosten	2010	2020	2030	2040	2050
PV	38,8	20,1	17,6	17,0	17,0 ct/kWh
Wind Onshore	10,1	10,0	10,3	10,6	11,1 ct/kWh
Wind Offshore	14,4	13,9	10,8	10,3	10,2 ct/kWh

Quelle: FfE-Berechnungen.

Als Ergebnis dieses Vorgehens erhält man die zeitliche Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050, welche in Tabelle A II.2-11 dargestellt sind.

Mit Ausnahme der Biomasse zeigen sich deutlich sinkende CO₂-Vermeidungskosten bis zum Jahr 2040. 2050 erfolgt wieder ein leichter Anstieg, der sich durch weiter steigende Systemkosten bei gleichzeitig sinkenden Stromgestehungskosten für Stein- und Braunkohle erklären lässt. Trotz der am stärksten sinkenden Investitionskosten wird die PV jedoch auch in Zukunft höhere CO₂-Vermeidungskosten als Windkraft und Biomasse haben.

Tabelle A II.2-11 Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bis 2050 (mit Berücksichtigung der Systemkosten)

CO ₂ -Vermeidungskosten Entwicklung bis 2050	2010	2020	2030	2040	2050	
PV	386,8	160,6	162,6	168,6	176,6	€/tCO ₂
Wind Onshore	58,8	42,3	56,9	55,1	71,4	€/tCO ₂
Wind Offshore	107,4	87,9	63,7	49,0	56,2	€/tCO ₂
Biomasse	119,9	116,5	140,4	147,5	154,4	€/tCO ₂

Quelle: FfE-Berechnungen.

Bei Biomasse ist mit einem kontinuierlichen Anstieg der Vermeidungskosten zu rechnen, vor allem wegen der steigenden Brennstoffkosten. Vorteil der Biomasse ist jedoch ihre zeitliche Verfügbarkeit, weshalb keine Systemkosten berücksichtigt werden müssen. Die geringsten CO₂-Vermeidungskosten aller erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung hat hingegen auch in Zukunft die Windkraft. Dabei werden sich die Kosten der On- und Offshore-Windkraft zunehmend angleichen.

Der Tabelle liegt ein einheitlicher Zinssatz von 7 % zugrunde. Bei geringerem Zinssatz ändern sich die Ergebnisse zugunsten der PV und der Windkraft, da hier fast ausschließlich Kapitalkosten vorliegen. Bei 3 % Zinssatz liegen etwa die CO₂-Vermeidungskosten der PV in 2050 bei 148,3 €/t (für 2010: 271,9 €/t), bei angenommenen 14 % ist hingegen mit 235,2 €/t in 2050 (für 2010: 626,1 €/t) zu rechnen.

Ähnlich wie niedrige Zinssätze begünstigen steigende fossile Brennstoffkosten die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien. Lägen die Brennstoffkosten doppelt so hoch wie in Tabelle A II.2-11 veranschlagt, hätte PV in 2050 CO₂-Vermeidungskosten von 126,1 €/t, Wind Onshore 20,8 €/t und Wind Offshore 5,7 €/t.

II.2.2 Haushalte (HH) und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD)

Hohe CO₂-Einsparpotenziale finden sich nicht nur bei der Stromerzeugung, sondern auch im Gebäudebereich. Das betrifft überwiegend die Verbrauchsbereiche Haushalte und Gewerbe-

Handel-Dienstleistungen. Aus der Abbildung A II.2-12 geht hervor, dass im Jahr 2010 rund 86 % des Endenergieverbrauchs privater Haushalte für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser aufgewendet wurden. Damit kommt der Gebäudesanierung und den zur Wärmebereitstellung eingesetzten Technologien eine Schlüsselrolle bei der CO₂-Vermeidung im Haushaltssektor zu. Doch auch im Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) entfällt über die Hälfte des Energieverbrauchs auf Raumheizung und Warmwasserbereitung.

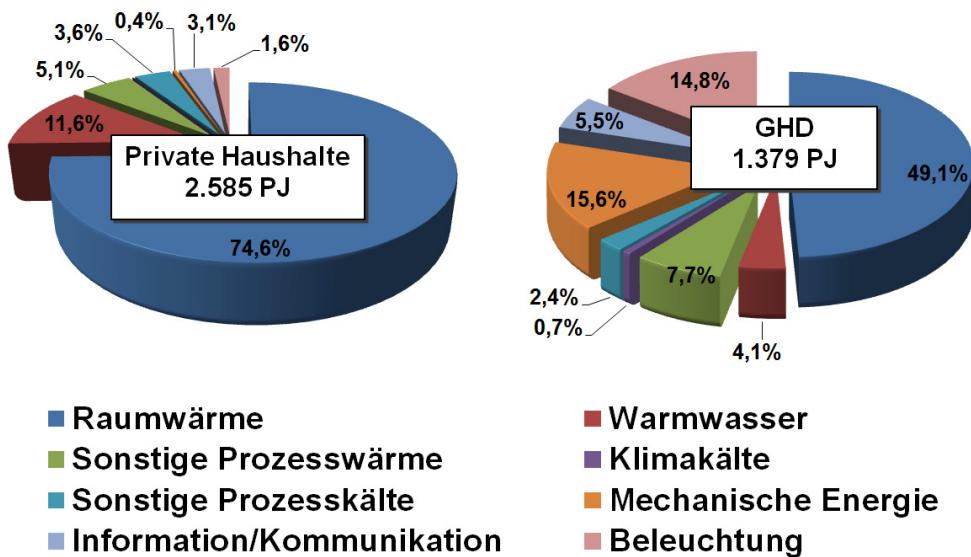


Abbildung A II.2-12 Endenergieverbrauch 2010 in Privathaushalten und im Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor nach Anwendungsarten für Deutschland

Quelle: BMWi Energiedaten.

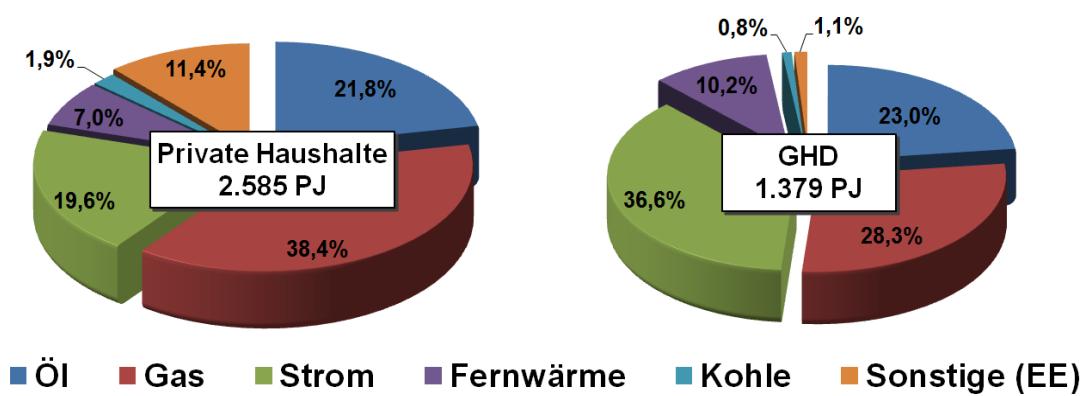


Abbildung A II.2-13 Endenergieverbrauch 2010 in Privathaushalten und im GHD-Sektor nach Energieträgern (für Deutschland)

Quelle: BMWi Energiedaten.

Bei der Energiebereitstellung in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor spielen fossile Brennstoffe immer noch die größte Rolle (vgl. Abbildung A II.2-13). Vor allem die Deckung

des Wärmebedarfs erfolgt überwiegend mit Heizöl und Gas. Daneben haben noch Fernwärme und Strom einen größeren Stellenwert. Erneuerbare Energien kommt derzeit mit Anteilen von 11 % (Haushalte) bzw. 1 % (GHD) eine vergleichsweise geringe Bedeutung zu.

II.2.2.1 Technische Rahmenbedingungen im Haushaltssektor

II.2.2.1.1 Energetische Gebäudesanierung

Bei privaten Wohngebäuden kann durch eine optimierte Bauweise der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden. In den letzten Jahren konnte aufgrund verschärfter gesetzlicher Vorschriften der Energiebedarf von Neubauten deutlich verringert werden; maßgeblich waren dabei die Energieeinsparverordnung (EnEV) aus den Jahren 2007 und 2009. Diese Verordnung erstreckt sich auf alle beheizten Gebäude, also Wohn- und Nichtwohngebäude und verlangt von Neubauten und – bei größeren baulichen Änderungen – von Bestandsbauten die Unterschreitung vorgegebener Energieverbrauchswerte. Es werden dabei sowohl Grenzwerte für den Heizenergiebedarf als auch für die dafür erforderliche Primärenergie vorgeschrieben. Das Anforderungsniveau kann dabei mit besserer Wärmedämmung, einer energiesparenden Belüftung oder mit einer effizienten Heizungsanlage erreicht werden. Die zusätzlichen Kosten zur Einhaltung der Vorgaben sind für Neubauten vergleichsweise gering; zudem haben sich angesichts der in den vergangenen Jahren gestiegenen Energiepreise die Rahmenbedingungen für Energiesparmaßnahmen generell verbessert. In der nachfolgenden Abbildung A II.2-14 ist die Entwicklung des spezifischen Wärmebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) für Einfamilienhäuser in Deutschland für den Zeitraum von vor 1900 bis 2010 dargestellt. Dabei zeigt sich deutlich der Einfluss der EnEV zum Ende der Betrachtungsperiode.

Während die Errichtung energieeffizienter Neubauten zu vergleichsweise geringen Mehrkosten führt, ist die Reduzierung des Wärmebedarfs von Altbauten zumeist mit hohen Investitionen verbunden. Typische Sanierungsmaßnahmen und deren Kosten für ein Einfamilienhaus sind in Tabelle A II.2-12 zusammengestellt. Die Angaben basieren auf Erfahrungswerten der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH und beschreiben typische Kosten, um für ein durchschnittliches Einfamilienhaus einen hohen Wärmedämmstandard umzusetzen.

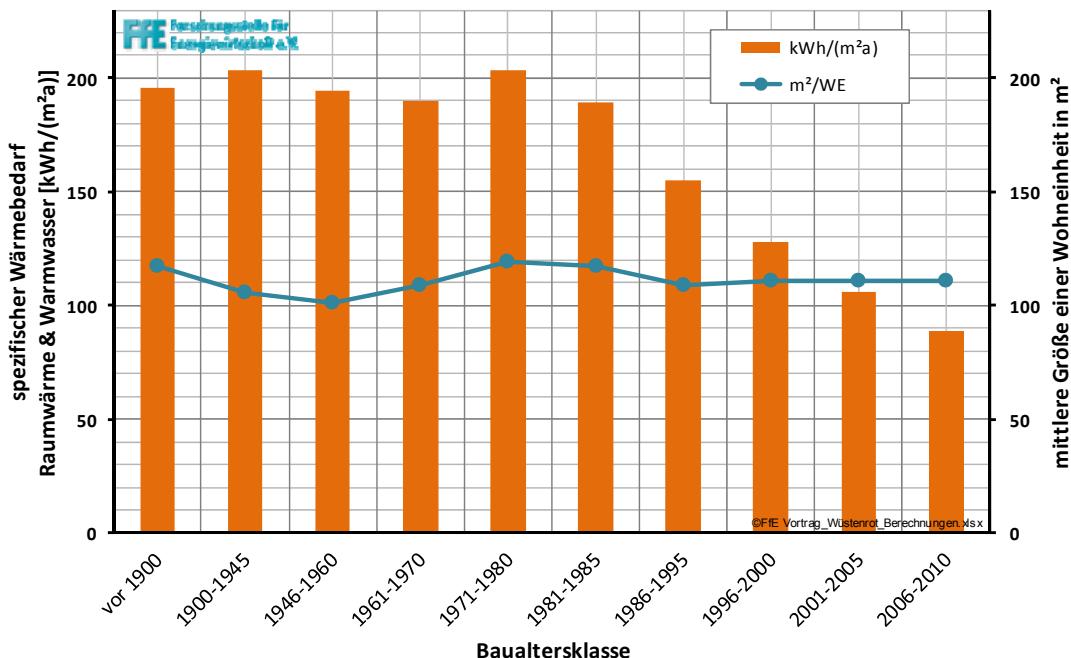


Abbildung A II.2-14 Jährlicher Bedarf an Raumwärme und Warmwasser für private Einfamilienhäuser, unterteilt nach Baualtersklassen

Quelle: FfE.

Tabelle A II.2-12 Kosten von Sanierungsmaßnahmen im privaten Wohngebäude (Einfamilienhaus) – ein Beispiel

	Maßnahme	Investitionen ¹⁾
Schritt 1: Austausch der Fenster	Abriss und Entsorgung der alten Fenster, Einbau von Fenstern mit Wärmeschutzverglasung Mindestanforderung EnEV 2009: U_w 1,3 W/(m ² K)	15.000 €
Schritt 2: Außenwanddämmung	Anbringung einer Außenwanddämmung und Putz Dämmsschichtdecke: 12-14 mm	20.000 €
Schritt 3: Dach- und Kellerdämmung	Dämmung von Dachböden und Kellerdecke/-Wänden Dämmung Dach >20 mm, Dämmung Keller 12 mm	7.500 €
Schritt 4: Kesselaustausch	Austausch des bestehenden Niedertemperaturkessels durch Öl-Brennwertkessel	10.000 €
Gesamt		52.500 €

¹⁾ Erfahrungswerte Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

II.2.2.1.2 Entwicklung des Wohnungsbestandes bis 2050

Trotz der bis 2050 deutlich um rund 10 % zurückgehenden Bevölkerung wird ein anhaltender Zuwachs des Wohngebäude- und Wohnungsbestands erwartet. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl Wohnungen je Einwohner, wie schon in den vergangenen Jahrzehnten, weiter zunehmen wird. Der Wohnungsbestand wird daher zwischen 2010 und 2050 von 39,5 Mio. auf nahezu 42 Mio. steigen, die Anzahl der Wohngebäude wird um 1,4 Mio. auf 19,5 Mio. zunehmen (vgl.).

Tabelle A II.2-13). Zwischenzeitlich wird der Wohnungsbestand spürbar über der Marke von 42 Mio. liegen, am Ende der Betrachtungsperiode wegen des anhaltenden Bevölkerungsrückgangs aber etwas niedriger sein. Auch die Wohnfläche pro Einwohner wird weiter steigen. In den kommenden Jahrzehnten werden die Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern stärker wachsen als die Wohnungen in Mehrfamilienhäusern. Auch damit ist eine anhaltende Zunahme der Wohnfläche je Wohnung verbunden.

Tabelle A II.2-13 Bestand an Wohnungen und Gebäuden 1995 bis 2050 – Deutschland insgesamt

Jahr	Wohngebäude in 1000	Wohnungen je Gebäude	Wohnungen in 1000	Wohnungen je 1000 Einwohner	Wohnfläche in Mill. m ²	Wohnfläche je Wohnung in m ²	Wohnfläche je Einwohner in m ²
Istwerte							
1995	15.732,4	2,24	35.266,6	431,0	2.944,8	83,5	36,0
1996	15.924,3	2,25	35.789,2	436,4	2.992,5	83,6	36,5
1997	16.137,3	2,25	36.330,8	442,7	3.043,2	83,8	37,1
1998	16.352,9	2,25	36.796,6	448,5	3.089,8	84,0	37,7
1999	16.583,1	2,25	37.240,3	453,2	3.136,7	84,2	38,2
2000	16.802,3	2,24	37.629,5	457,4	3.179,7	84,5	38,7
2001	16.977,7	2,23	37.921,2	460,0	3.214,0	84,8	39,0
2002	17.139,1	2,23	38.157,9	462,3	3.243,4	85,0	39,3
2003	17.293,7	2,22	38.370,0	464,9	3.272,0	85,3	39,6
2004	17.458,7	2,21	38.586,5	467,7	3.301,3	85,6	40,0
2005	17.599,8	2,20	38.771,8	470,3	3.326,8	85,8	40,4
2006	17.742,4	2,20	38.971,3	473,4	3.353,1	86,0	40,7
2007	17.859,1	2,19	39.132,2	476,0	3.375,2	86,3	41,1
2008	17.949,8	2,19	39.267,9	478,9	3.393,4	86,4	41,4
2009	18.029,3	2,18	39.390,5	481,5	3.409,8	86,6	41,7
2010	18.110,8	2,18	39.523,1	484,4	3.426,9	86,7	42,0
Schätzwerte							
2020	18.817,8	2,18	41.022,9	510,0	3.610,0	88,0	44,9
2030	19.373,9	2,17	42.041,3	532,0	3.733,3	88,8	47,2
2040	19.615,7	2,16	42.369,9	552,0	3.792,1	89,5	49,4
2050	19.514,7	2,15	41.956,6	570,0	3.776,1	90,0	51,3

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Die Neubautätigkeit wird in den kommenden Jahrzehnten höher sein als in den zurückliegenden Jahren und wieder das Niveau erreichen, das in den Jahren von 2000 bis 2005 zu beobachten war. Damit würden in Deutschland wieder spezifische Wohnungsfertigstellungen – Fertigstellungen je 1000 Einwohner – erreicht werden, wie sie für andere große Länder in Europa typisch sind. Unter dieser Prämisse ist zu erwarten, dass von 2011 bis zum Jahr 2050 mit der Errichtung von 9,5 Mio. Neubauwohnungen zu rechnen ist. Zwischen 2001 und 2010 wurden knapp 2,1 Mio. Wohnungen errichtet, so dass insgesamt bis 2050 rund 11,6 Mio. Neubauwohnungen hinzukommen. Angesichts des unterstellten Nettozuwachses im gesamten Zeitraum von knapp 4,3 Mio. Wohnungen ist zu erwarten, dass rund 7,3 Mio. Wohnungen durch die Neubauten ersetzt werden. Da sich der Wohnungsabgänge aber nur

auf etwa 2,5 Mio. bis 2050 belaufen dürften, ist davon auszugehen, dass ein großer Teil der ersetzen Wohnungen während eines Jahres nur kurzzeitig als Zweitwohnung genutzt wird oder zum Leerstand gezählt werden muss. Im Folgenden werden somit nur die Wohnungen betrachtet, die dauerhaft bewohnt und somit auch beheizt werden.

Damit kann auch in einem ersten Schritt die Anzahl der Wohnungen abgeschätzt werden, die bis 2050 zu modernisieren sind. Wenn man unterstellt, dass die ab 2001 errichteten Wohnungen bereits einen so guten baulichen Standard aufweisen, dass sie nur mit einem hohen Aufwand wärmetechnisch zu verbessern wären, dann kämen für die bauliche Sanierung rund 30,5 Mio. Wohnungen in Betracht. Diese Zahl ist in einem weiteren Schritt insofern zu reduzieren, als sich darunter auch bereits renovierte ältere Wohnungen befinden.

Da sich die Heizenergieverbräuche von Ein- und Zweifamilienhäusern und von Mehrfamilienhäusern stark unterscheiden, wurde als Grundlage für die folgenden Abschätzungen eine weitere Differenzierung der Wohngebäude und Wohnungen vorgenommen. Die Unterschiede ergeben sich daraus, dass die Mehrfamilienhäuser im Allgemeinen kompakter sind, also das Verhältnis von Außenfläche und Volumen niedriger ist. Das hat zwangsläufig eine geringere Oberfläche, durch die Wärme nach außen entweichen kann, zur Folge. Im Jahr 2010 waren fast 83 % der Wohngebäude Ein- und Zweifamilienhäuser, auf sie entfielen aber nur rund 47 % der Wohnungen. Bis 2050 wird die Anzahl der Wohnungen in dieser Kategorie um etwa 10 % zunehmen.

Die Wohnungen in Mehrfamilienhäusern stellten 2010 mit 53% noch knapp die Mehrheit. Allerdings ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2050 die Anzahl der Wohnungen in Mehrfamilienhausgebäuden nur um gut 2,5 % wachsen wird. Dann werden voraussichtlich nur noch 51 % der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern sein. In Tabelle A II.2-14 sind die wesentlichen Daten zur Entwicklung des Gebäude- und Wohnungsbestandes zusammengestellt.

Tabelle A II.2-14 Bestand an Wohnungen und Gebäuden 1995 bis 2050 – aufgegliedert nach Gebäudegrößen

Jahr	Wohngebäude in 1000	Wohnungen je Gebäude	Wohnungen in 1000	Wohnfläche in Mill. m ²	Wohnfläche je Wohnung in m ²
Wohnungen und Gebäude 1995 bis 2050, mit 1 und 2 Wohnungen					
Istwerte					
1995	12.898,0	1,25	16.107,7	1.686,8	104,7
2000	13.811,1	1,25	17.220,0	1.830,8	106,3
2001	13.971,2	1,25	17.408,6	1.856,2	106,6
2002	14.121,5	1,25	17.585,1	1.879,7	106,9
2003	14.266,7	1,24	17.754,0	1.903,3	107,2
2004	14.422,8	1,24	17.933,8	1.928,1	107,5
2005	14.556,5	1,24	18.087,9	1.949,5	107,8
2006	14.690,4	1,24	18.240,2	1.970,9	108,1
2007	14.800,0	1,24	18.365,9	1.988,8	108,3
2008	14.884,0	1,24	18.461,9	2.002,8	108,5
2009	14.957,6	1,24	18.545,9	2.015,2	108,7
2010	15.032,7	1,24	18.630,9	2.027,7	108,8
Schätzwerte					
2020	15.653,4	1,25	19.567,9	2.166,1	110,7
2030	16.157,1	1,25	20.263,9	2.263,3	111,7
2040	16.394,1	1,26	20.591,8	2.317,7	112,6
2050	16.338,4	1,26	20.516,8	2.323,5	113,3
Wohnungen und Gebäude 1995 bis 2050, mit 3 und mehr Wohnungen					
Istwerte					
1995	2.834,5	6,76	19.158,9	1.258,0	65,7
2000	2.991,2	6,82	20.409,6	1.348,9	66,1
2001	3.006,5	6,82	20.512,5	1.357,8	66,2
2002	3.017,6	6,82	20.572,8	1.363,6	66,3
2003	3.027,0	6,81	20.615,9	1.368,6	66,4
2004	3.035,8	6,80	20.652,7	1.373,2	66,5
2005	3.043,3	6,80	20.684,0	1.377,3	66,6
2006	3.052,0	6,79	20.731,0	1.382,2	66,7
2007	3.059,1	6,79	20.766,4	1.386,3	66,8
2008	3.065,8	6,79	20.806,0	1.390,6	66,8
2009	3.071,6	6,79	20.844,5	1.394,6	66,9
2010	3.078,1	6,79	20.892,2	1.399,2	67,0
Schätzwerte					
2020	3.164,4	6,78	21.455,0	1.443,9	67,3
2030	3.216,7	6,77	21.777,4	1.470,0	67,5
2040	3.221,6	6,76	21.778,1	1.474,4	67,7
2050	3.176,3	6,75	21.439,8	1.452,5	67,8

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

II.2.2.1.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Wohngebäudesektor

Grundlage der Abschätzung der möglichen Energieeinsparungen und der CO₂-Reduzierung für den Wohnungsbereich ist eine Bestimmung des Wärmebedarfs nach Gebäudetypen und Baualtersstufen für das Jahr 2010. Dabei wurde neben Daten der amtlichen Statistik auch auf verschiedene vorliegende Untersuchungen zurückgegriffen. Wegen der aber dennoch recht eingeschränkten Datenlage mussten auch eigene Schätzungen vorgenommen werden. Die aggregierten Zahlen wurden mit den vorhandenen Daten aus den Energiebilanzen abgeglichen. Daraus errechnete sich ein Heizenergieverbrauch der privaten Haushalte von rund 1 820 PJ; einschließlich der Warmwasserbereitung dürfte der Energieverbrauch 2010 bei etwa 2 090 PJ gelegen haben. Auf der Grundlage des Verbrauchs zur Raumheizung von 1 820 PJ wurde ein Heizwärmebedarf für alle Wohngebäude in Höhe von gut 1 440 PJ geschätzt; davon entfallen gut drei Fünftel auf Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern.

Für die Entwicklung des Wärmebedarfs bis 2050 wurden zunächst die Abgänge von Wohnungen berücksichtigt. Dabei wurde unterstellt, dass diese abgehenden Wohnungen einen schlechteren Wärmedämmstandard aufweisen als die verbleibenden Wohnungen aus der jeweiligen Altersgruppe. Darüber hinaus wurde berücksichtigt, dass bereits ein Teil des Wohnungsbestands zumindest teilweise nachgedämmt worden ist. Nach einer aktuellen Untersuchung (Bremer Energie Institut und IWU, 2010, S. 44) haben etwa 42 % aller Wohngebäude eine Außenwanddämmung, 76 % eine Dach-/Obergeschoßdämmung und 37 % eine Dämmung des Fußbodens/der Kellerdecke. Für die vor 1978 errichteten Wohnungen sind diese Anteile mit 36 %, 68 % und 23 % etwas niedriger. Anderen Angaben zufolge (Kohler, 2012) sind umgekehrt 65 % der Fassaden und 30 % der Dächer bestehender Gebäude ungedämmt; zudem können 60 % der Fenster als energetisch schlecht klassifiziert werden.

Variante 1

Im ersten Schritt wurde die Sanierung von 1 % der verbleibenden, also noch 2050 bestehenden Gebäude pro Jahr untersucht; das entspricht etwa einer Sanierung im Rahmen durchschnittlicher Sanierungszyklen von 30 bis 60 Jahren. Unter dieser Prämisse werden insgesamt 40 % der Gebäude mit einer besseren Wärmedämmung versehen; d. h. es wurden die Außenflächen der Gebäude gedämmt und die Fenster erneuert. Dabei wurde angenommen, dass die Wärmebedarfswerte älterer Häuser deutlich stärker reduziert werden als die der später errichteten Wohngebäude. Die Bandbreite der Verringerung reicht von 135 bis zu 60 kWh/m²a im Ein- und Zweifamilienhausbereich, und von 110 bis 50 kWh/m² a bei Mehrfamilienhäusern (FfE, 2009). Der Wärmebedarf der 2050 verbleibenden Gebäude insgesamt sinkt dadurch zwischen 2010 und 2050 auf 284 TWh; das entspricht gegenüber der Ausgangslage 2010 einem Rückgang um rund 30%. Nun ist zu berücksichtigen, dass rund 80 % der Wohnungen direkt mit Brennstoffen beheizt werden, und die Emissionen somit dem Haushaltssektor direkt zuzurechnen sind. Bei den restlichen Wohnungen dienen überwiegend Fernwärme oder Strom als Heizenergie; eine Verringerung des Energieverbrauchs dieser

Wohnungen infolge einer nachträglichen höheren Wärmedämmung führt daher im Umwandlungsbereich zu Emissionsminderungen.

Da es ein wesentliches Ziel der Untersuchung ist, die Veränderungen der CO₂-Emissionen gegenüber der Situation im Jahr 2010 darzustellen, stand die Veränderung des Heizenergiebedarfs der direkt beheizten Wohnungen im Vordergrund; im Jahr 2050 ist der Energiebedarf dieser Wohnungen um 120 TWh niedriger. Einschließlich der Zu- und Abgänge von Wohnungen sinkt der Energiebedarf bis 2050 um nahezu 163 TWh. Das wirkt sich entsprechend auf die Verringerung der CO₂-Emissionen aus. Diese Emissionen gehen bis 2050 um 25 Mio. t und insgesamt, also unter Berücksichtigung der Zu- und Abgänge von Wohnungen, um rund 36 Mio. t zurück; die Differenz von abgehenden und hinzukommenden Wohnungen führt dabei zu fast 11 Mio. t niedrigeren Kohlendioxidemissionen. Dabei wurde unterstellt, dass diese Wohnungen direkt und zwar überwiegend mit Erdgas und Öl beheizt werden (vgl. Tabelle A II.2-14 und Tabellen am Ende dieses Abschnitts).

Bei der Abschätzung der Kosten der zusätzlichen Wärmedämmung erfolgte eine Orientierung an vorliegenden Untersuchungen (FfE, 2009; Fahl, 2012). Vor allem wegen der Annahme, dass die Maßnahmen an der Gebäudehülle im Rahmen des Renovierungszyklus erfolgen, konnten recht günstige Kosten angesetzt werden. Es wurde mit Kosten von -12 bis +60 €/t CO₂ gerechnet. Die zusätzlichen Kosten der CO₂-Verminderung belaufen sich damit auf rund 56 Mio. € im Jahr 2020 und steigen bis auf rund 293 Mio. € im Jahr 2050. Ein Teil dieser Maßnahmen mit negativen spezifischen Verminderungskosten kann als wirtschaftlich betrachtet werden.

In ähnlicher Weise wurde bei der Abschätzung der Effekte durch die Modernisierung der Heizungen vorgegangen. Es wurde die Annahmen getroffen, dass in einem Zeitraum von zehn Jahren der Jahresnutzungsgrad der Heizung um fünf Prozentpunkte zunimmt. Damit ergaben sich im Jahr 2050 Energieeinsparungen bei den bestehenden, mit Heizöl und Gas beheizten Wohngebäuden von rund 81 TWh, die CO₂-Emissionen sind dadurch um fast 17 Mio. t niedriger. Ebenso wie bei Dämmmaßnahmen können die Kosten pro verminderte CO₂-Einheit stark streuen. Es wurde hier mit Durchschnittswerten zwischen 5 und 80 €/t gerechnet. Die zusätzlichen Kosten pro Jahr steigen von 68 Mio. € im Jahr 2020 auf 230 Mio. € im Jahr 2050.

Schließlich wurde noch die Kombination der Maßnahmen aus zusätzlicher Wärmedämmung und Heizungsmodernisierung betrachtet. Damit würde 2050 eine Reduzierung des Energiebedarfs zur Raumheizung von etwa 177 TWh erzielt; der CO₂-Ausstoß sinkt dadurch um 37 Mio. t (vgl. Tabelle A II.2-15) und unter Berücksichtigung der Wohnungszugänge und -abgänge geht er um fast 48 Mio. t zurück. Die zusätzlichen Kosten der Maßnahmen steigen von 117 Mio. € im Jahr 2020 bis auf 500 Mio. € im Jahr 2050.

Bislang wurden die Auswirkungen durch die Modernisierung der bestehenden Wohngebäude in Hinblick auf den Energiebedarf zur Raumheizung untersucht. Neben dem Energiebedarf für die Raumheizung kommt dem Brennstoffeinsatz für die Warmwasserbereitung in

Haushalten eine große Bedeutung zu; auf die Warmwasserbereitung entfallen etwa 10 bis 15 % des gesamten Heizenergieverbrauchs. Damit fallen auch die Einspareffekte für Raumheizung und Warmwasserbereitung zusammen deutlich höher aus. Zunächst wurden für den Fall einer jährlichen Sanierung von 1 % der Wohngebäude zusätzlich die Effekte unter Einbeziehung der Warmwasserbereitung ausgewiesen. Auch hier wurden für die Energieeinsparungen und die CO₂-Verminderungen insgesamt wieder die Wohnungszugänge und -abgänge näherungsweise berücksichtigt. Die gesamte Emissionsminderung wurde mit diesen Änderungen der Gebäudezusammensetzung ausgewiesen. In den Tabellen im Anhang zu diesem Abschnitt sind die Ergebnisse dieser Abschätzung zusammengestellt.

Tabelle A II.2-15 Entwicklung der CO₂-Verminderung durch Heizenergieeinsparungen in privaten Haushalten

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Wohnungsbestand 1%-Sanierung				
Wärmedämmung, Heizung	10	20	29	37
Dämmung, Heizung, Warmwasser	12	23	33	41
Wohnungsbestand 2%-Sanierung				
Wärmedämmung, Heizung	16	32	45	57
Dämmung, Heizung, Warmwasser	18	35	50	64

Quelle: ifo Institut.

Durch die bessere Dämmung kann der Energiebedarf der bestehenden Wohngebäude um rund 134 TWh gesenkt und durch die Modernisierung der Heizungsanlage kann der Energiebedarf um etwa 93 TWh verringert werden. Insgesamt ist durch diese Energiesparmaßnahmen der CO₂-Ausstoß um 41 Mio. t oder rund 40 % des Niveaus im Ausgangsjahr abgesenkt werden. Die Kosten dieser Maßnahmen im Jahr 2050 liegen bei rund 570 Mio. €.

Auch bei den Wohnungszu- und Wohnungsabgängen wurden die Auswirkungen auf den Energiebedarf zur Raumheizung und Warmwasserbereitung berücksichtigt. Daraus errechneten sich die Rückgänge der CO₂-Emissionen für die einzelnen Jahre zwischen 3 und 13 Mio. t. Damit errechnet sich für den Sektor private Haushalte insgesamt im Jahr 2050 eine Reduzierung der CO₂-Emissionen von 54 Mio. t.

Variante 2

In diesem zweiten Fall wurde mit einer deutlich höheren Sanierungsrate gerechnet; es wurde unterstellt, dass nun pro Jahr 2 % des 2050 noch bestehenden Wohnungsbestandes saniert werden sollen. Dabei geht es vor allem um die wärmetechnische Sanierung der Wohngebäude, die Annahmen über die Modernisierung der Heizungsanlage entsprechen jenen in Variante 1. Da in diesem Fall die Verbesserungen der Gebäudehülle zu einem großen Teil

außerhalb des Sanierungszyklus vorgenommen werden müssen, hat das beträchtliche Mehrkosten zur Folge; die spezifischen CO₂-Minderungskosten liegen im Durchschnitt zwischen 80 und 400 €/t CO₂. Betrachtet man nur das Segment Wohnungen außerhalb des Sanierungszyklus, dann liegen die spezifischen Minderungskosten etwa doppelt so hoch wie im Durchschnitt. Durch die Sanierung der Gebäudehülle dürften im Jahr 2050 rund 51 Mio. t CO₂ vermieden werden, bei gleichzeitiger Modernisierung der Heizung werden etwa 57 Mio. t weniger ausgestoßen. Die jährlichen Kosten für die nachträgliche hochwertige Dämmung der Wohngebäude erreichen 2050 einen Wert von 7,5 Mrd. €, einschließlich der Maßnahmen an der Heizung erreichen sie rund 7,7 Mrd. €.

Auch für diese Variante wurden die Wirkungen der Dämmung und Heizungsmodernisierung einschließlich der Warmwasserversorgung ausgewiesen. Die Energieeinsparungen durch diese Maßnahmen, die CO₂-Minderungen, aber auch die Kosten fallen entsprechend höher aus. Im Jahr 2050 dürften bei Kosten von rund 8,6 Mrd. € rund 64 Mio. t CO₂ vermieden werden. Einschließlich des Saldos aus den Wohnungszu- und Wohnungsabgängen wird eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um etwa 77 Mio. t erreicht.

Die energietechnische Sanierung von 2 % der Wohngebäude pro Jahr stellt ein sehr ehrgeiziges und nur mit großen Anstrengendes Ziel dar. Aber auch dadurch dürfte die erforderliche Absenkung der CO₂-Emissionen nicht ganz erreicht werden. Daher wurde zusätzlich hier noch der Fall betrachtet, dass neben der Sanierung von 2 % der Gebäude, wodurch etwa 75 % aller heutigen, 2050 noch bestehenden Wohngebäude erfasst werden, noch rund die Hälfte der übrigen Gebäude, also ein weiteres Achtel des Bestandes, modernisiert werden. Auch hier wurde eine qualitativ hochwertige Sanierung der Gebäudehülle zugrunde gelegt, d.h. die sanierten Gebäude erreichen mindestens das Anforderungsniveau der geltenden Energieeinsparverordnung. Das bedeutet, dass der Wärmebedarf der Gebäude je nach Errichtungszeitraum zwischen 135 und 50 kWh/m²a verringert werden soll. Allein durch die bessere Wärmedämmung werden die Emissionen um rund 56 Mio. t gesenkt, bei Einbeziehung der Modernisierung der Heizungen errechnet sich ein Rückgang der Emissionen um 62 Mio. t gegenüber dem Ausgangsjahr 2010 (vgl. Tabelle A II.2-15 und Tabellen am Ende dieses Abschnitts).

Es kann festgehalten werden, dass in diesem Fall die Energieeinsparungen und damit die CO₂-Verminderungen nochmals spürbar höher ausfallen. Da aber die Energiesparmaßnahmen außerhalb des regulären Sanierungszyklus durchgeführt werden, ist das zwangsläufig mit wesentlich höheren Kosten verbunden. Für Wärmedämmung und Heizungsmodernisierung zusammen werden 2050 insgesamt, also einschließlich der Wohnungszugänge und -abgänge fast 70 % der CO₂-Emissionen des Jahres 2010 vermieden, die jährlich dann damit verbundenen Kosten für die Wärmedämmung und Heizungsmodernisierung liegen bei gut 8,6 Mrd. €. Diese weitere Reduzierung der Emissionen dürfte aber unter den derzeit gegebenen technischen Bedingungen mit einem überproportional zunehmenden Aufwand verbunden sein (vgl. Tabellen am Ende dieses Abschnitts).

Außerdem wurde auch hier der Fall der zusätzlich sanierten Gebäude einschließlich der Warmwasserbereitung betrachtet. Dieses Ausmaß der Gebäudesanierung hat die größten Effekte zur Folge: Damit würden die CO₂-Emissionen insgesamt 2050 um etwa 82 Mio. t oder rund 80 % unter dem Niveau von 2010 liegen. Allerdings sind die jährlichen in diesem Fall nochmals höher als bei einer weniger aufwändigen Sanierung, die zusätzlichen Gesamtkosten pro Jahr erreichen ein Niveau von etwa 9,7 Mrd. €.

Insgesamt kann durch die nachträgliche Wärmedämmung und Modernisierung von Heizungen der Energiebedarf von Wohngebäuden soweit gedrückt werden, dass die CO₂-Emissionen 2050 um etwa 80 % geringer sind als im Jahr 2010. Das erfordert allerdings zusätzliche Anreize, durch die die Sanierungsrate auf rund 2 % und darüber hinaus gesteigert werden kann. Während die Dämmmaßnahmen bei Sanierung von 1 % der Wohnungen pro Jahr vergleichsweise kostengünstig ausfallen, steigen die Kosten bei Sanierungen außerhalb des Sanierungszyklus deutlich an. Eine vergleichsweise kostengünstige CO₂-Minderung kann durch die Modernisierung von Heizungen erzielt werden.

Bei diesen Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass nur die 80 % direkt mit fossilen Brennstoffen beheizten Wohnungen berücksichtigt wurden. Setzt man für die restlichen Wohnungen Wärmedämmmaßnahmen in dem oben unterstellten Umfang an, dann würde der Wärmebedarf der Bestandswohnungen bei rund 25 % höheren Gesamtkosten um etwa ein Viertel niedriger ausfallen. Die CO₂-Minderungen dieser überwiegend mit Strom oder Fernwärme beheizten Wohnungen würde allerdings dem Umwandlungssektor zugerechnet werden.

Auch der übrige Energieverbrauch der Haushalte ist fast ausschließlich strombasiert. Er erstreckt sich auf Bereiche, wie z. B. Waschen, Kochen, Kühlen, Beleuchtung. Energieeinsparungen in diesen zahlreichen Anwendungen führen ebenfalls zu Emissionsreduzierungen im Energieumwandlungssektor.

II.2.2.2 Gewerbe- Handel-Dienstleistungen (GHD)

Der sehr heterogene Sektor Gewerbe–Handel–Dienstleistungen ähnelt, was den hohen Anteil des Energieverbrauchs für Raumheizung und Warmwasserbereitung anbetrifft, den privaten Haushalten. Es werden daher ebenfalls eine nachträgliche Wärmedämmung und eine Modernisierung der Heizungsanlage als wichtigste Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs und der Emissionen vorgesehen. Daher werden auch zwei Varianten mit unterschiedlich hoher Sanierungsrate betrachtet. Auch hier wurden die Zu- und Abgänge von Gebäuden näherungsweise berücksichtigt.

Da die Datenlage hier ungleich schlechter ist als bei den Haushalten, mussten zum Teil grobe Schätzungen vorgenommen werden. Abgesehen davon, dass es keine verlässlichen Daten über den Gebäudebestand gibt, unterscheiden sich die Gebäude sehr stark voneinander. Zu den Gebäuden des Sektors GHD gehören u. a. Büro- und Verwaltungsgebäude, Hotels, Gaststätten, Anstaltsgebäude, Produktions-, Handels- und Lagergebäude. Wegen der unter-

schiedlichen Anforderungen an die Raumkonditionierung können keine gebäudeübergreifenden Kenngrößen für den Wärmebedarf abgeleitet werden. Es wurde daher der gesamte Heizenergieverbrauch für das Ausgangsjahr anhand der Angaben in den Energiebilanzen und weiterer Detaillierungen des Endenergieverbrauchs bestimmt. Für diesen so abgeleiteten Heizenergieverbrauch wurde näherungsweise der Wärmebedarf der GHD-Gebäude bestimmt. Der Wärmebedarf verringert sich nun durch nachträgliche Wärmedämmmaßnahmen in ähnlicher Weise wie bei den Wohngebäuden. Wegen der tendenziell geringeren Lebensdauer dieser Gebäude wurden höhere Anteile bei den Zu- und Abgängen der Gebäude angesetzt.

Beim GHD-Sektor wurde die Heizenergie insgesamt, also der Energieeinsatz für Raumwärme und Warmwasserbereitung zusammen, betrachtet. Für den gesamten Heizenergieverbrauch im Jahr 2010 wurde für den GHD-Sektor ein Wert von 685 PJ zugrunde gelegt, das entspricht einem Wärmebedarf von rund 547 PJ. Im Folgenden werden analog zum Haushaltssektor die Auswirkungen einer verbesserten Wärmedämmung, einer Modernisierung der Heizungsanlage und zudem der Fall einer verstärkten Dämmung untersucht. Ausgewiesen werden die Verringerung des Heizenergiebedarfs, die Verminderung der CO₂-Emissionen infolge der Sanierungsmaßnahmen und zusätzlich durch Berücksichtigung der Gebäudezugänge und -abgänge sowie die zusätzlichen Kosten der Sanierungsmaßnahmen. Auch hier wird nur der Anteil des Heizenergiebedarfs betrachtet, der unmittelbar im Sektor anfällt; das sind etwa 85 % der Gesamtmenge. Die restliche Emissionsminderung ergibt sich im Umwandlungsreich, da der übrige Teil der Gebäude Fernwärme und elektrische Energie zur Deckung des Heizenergiebedarfs einsetzt.

Tabelle A II.2-16 Entwicklung der CO₂-Verminderung durch Heizenergieeinsparungen im GHD-Sektor

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Gebäudebestand 1%-Sanierung Heizung und Warmwasser				
	7	10	12	15
Gebäudebestand 2%-Sanierung Heizung und Warmwasser				
	7	13	18	22

Quelle: ifo Institut.

Variante 1: Sanierung von 1 % der Gebäude pro Jahr

Im ersten Schritt wurde wieder eine wärmetechnische Sanierung der Gebäudehülle bei 1 % der Gebäude pro Jahr zugrunde gelegt. Zugleich wurde unterstellt, dass die Heizungsanlagen mindestens nach Maßgabe der gesetzlichen Anforderungen erneuert werden. Die Durchführung der Sanierungsmaßnahmen – Dämmung und Heizung – an den GHD-Gebäuden führt im Jahr 2050 zu einem Rückgang der CO₂-Emissionen um etwa 15 Mio. t. Durch Einbeziehung

der Abgänge schlechter gedämmter Gebäude und die Zugänge besser ausgestatteter Gebäude sinken die Emissionen um etwa 20 Mio. t; das entspricht knapp 50 % des CO₂-Ausstosses im Jahr 2010 (vgl. Tabelle A II.2-16 und Tabellen am Ende dieses Abschnitts).

Tabelle A II.2-17 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Wohnungen pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Bestand	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	28	60	90	120
Heizung	24	45	64	81
Heizung und Dämmung	50	98	140	177
Bestand	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	6	12	19	25
Heizung	5	9	13	17
Heizung und Dämmung	10	20	29	37
Bestand	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	56	146	220	293
Heizung	68	128	182	231
Heizung und Dämmung	117	265	390	500
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	3	5	8	11
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	13	26	37	48

Quelle: ifo Institut.

Variante 2: Sanierung von 2 % der Gebäude pro Jahr sowie erhöhte Dämmung

Wesentlich umfangreichere Verminderungen der CO₂-Emissionen sind zwangsläufig mit der doppelt so hohen wärmetechnischen Sanierungsrate zu erzielen. Damit sind dann aber auch deutlich höhere Kosten verbunden. Im Jahr 2050 würden die Emissionen um 22 Mio. t oder etwa 47 % unter dem Niveau des Jahres 2010 liegen (vgl. Tabelle A II.2-16). Dazu kommen noch die Energieeinsparungen und CO₂-Minderungen, die sich aus den Zugängen neuer und

den Abgängen alter Gebäude ergeben; im Jahr 2050 dürften die daraus resultierenden Emissionsminderungen bei etwa 5 Mio. t liegen.

Werden diese Gebäude aus dem GHD-Sektor im Rahmen der Sanierung der Gebäudehülle noch stärker gedämmt, so ergeben sich einschließlich der Modernisierungsmaßnahmen an den Heizungsanlagen CO₂-Verminderungen im Jahr 2050 in Höhe von 24 Mio. t.

Da bei der Sanierung von 2 % der Gebäude pro Jahr zu einem großen Teil außerhalb des Renovierungszyklus investiert werden muss, muss mit wesentlich höheren jährlichen Kosten gerechnet werden. Die höchsten Reduzierungen der Emissionen, nämlich um gut 60 % gegenüber 2010 werden in dieser Variante, die eine beschleunigte Sanierung und zusätzlich noch eine verstärkte Dämmung vorsieht, im Jahr 2050 erzielt.

Tabelle A II.2-18 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Wohnungen pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Bestand	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	31	67	101	134
Heizung und Warmwasser	27	52	73	93
Hei+Wa und Dämmung	57	111	158	200
Bestand	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	6	14	21	28
Heizung und Warmwasser	6	11	15	19
Hei+Wa und Dämmung	12	23	33	41
Bestand	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	62	164	246	328
Heizung und Warmwasser	76	144	204	259
Hei+Wa und Dämmung	131	299	440	574
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	3	6	9	13
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Hei+Wa und Dämmung	15	29	42	54

Quelle: ifo Institut.

Tabelle A II.2-19 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Wohnungen pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Bestand	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	56	122	182	243
Heizung	24	45	64	81
Heizung und Dämmung	77	152	216	273
zus. Wärmedämmung	67	135	202	270
Heizung und zus. Dämmung	87	165	234	297
Bestand	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	12	25	38	51
Heizung	5	9	13	17
Heizung und Dämmung	16	32	45	57
zus. Wärmedämmung	14	28	42	56
Heizung und zus. Dämmung	18	34	49	62
Bestand	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	1641	3747	5620	7494
Heizung	68	128	182	231
Heizung und Dämmung	1702	3859	5786	7705
zus. Wärmedämmung	1859	4220	6329	8439
Heizung und zus. Dämmung	1918	4331	6496	8650
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	3	5	8	11
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	19	37	53	68
zus. Wärmedämmung	17	33	50	67
Heizung und zus. Dämmung	21	40	57	73

Quelle: ifo Institut.

Tabelle A II.2-20 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten in privaten Haushalten, einschl. der Wohnungszugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Wohnungen pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
Bestand	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	63	136	204	272
Heizung und Warmwasser	27	52	73	93
Hei+Wa und Dämmung	86	171	244	308
zus. Wärmedämmung	75	146	219	291
Heizung und zus. Dämmung	98	186	264	334
Bestand	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	13	28	42	56
Heizung und Warmwasser	6	11	15	19
Hei+Wa und Dämmung	18	35	50	64
zus. Wärmedämmung	16	30	45	61
Heizung und zus. Dämmung	20	38	55	69
Bestand	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	1823	4201	6305	8410
Heizung und Warmwasser	76	144	204	259
Hei+Wa und Dämmung	1891	4335	6491	8647
zus. Wärmedämmung	2055	4743	7127	9502
Heizung und zus. Dämmung	2124	4870	7311	9740
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	3	6	9	13
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Hei+Wa und Dämmung	21	42	60	76
zus. Wärmedämmung	19	37	55	74
Heizung und zus. Dämmung	24	45	64	82

Quelle: ifo Institut.

Tabelle A II.2-21 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten im GHD-Sektor einschl. der Gebäudezugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 1 % der Gebäude pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	15	29	44	58
Heizung	9	17	23	27
Heizung und Dämmung	23	44	57	69
	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	3	6	10	13
Heizung	2	4	5	6
Heizung und Dämmung	5	10	12	15
	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	32	64	96	127
Heizung	30	55	75	91
Heizung und Dämmung	59	114	165	211
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	1	2	4	5
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	4	9	13	18
Heizung	3	6	9	11
Heizung und Dämmung	6	12	16	20

Quelle: ifo Institut.

Tabelle A II.2-22 Entwicklung von Energieeinsparungen, CO₂-Verminderung und Zusatzkosten im GHD-Sektor einschl. der Gebäudezugänge und -abgänge – Variante: Heizungsmodernisierung, Warmwasserbereitung und Sanierung der Außenhülle von 2 % der Gebäude pro Jahr

Maßnahme	2020	2030	2040	2050
	Energieeinsparung in TWh gegenüber 2010			
Wärmedämmung	24	47	70	92
Heizung	9	17	23	27
Heizung und Dämmung	32	60	80	100
stärkere Wärmedämmung	28	55	80	102
Heizung und stärkere Dämmung	36	67	89	109
	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	5	10	15	20
Heizung	2	4	5	6
Heizung und Dämmung	7	13	18	22
stärkere Wärmedämmung	6	12	17	23
Heizung und stärkere Dämmung	8	15	20	24
	Kosten in Mill. €			
Wärmedämmung	579	1147	1702	2223
Heizung	30	55	75	91
Heizung und Dämmung	606	1196	1770	2307
stärkere Wärmedämmung	636	1261	1872	2444
Heizung und stärkere Dämmung	659	1309	1941	2529
Abgänge - Zugänge	CO ₂ -Verminderung in Mill. t gegenüber 2010			
Heizung und Dämmung	1	2	4	5
	CO ₂ -Verminderung insgesamt in Mill. t gegenüber 2010			
Wärmedämmung	6	13	19	25
Heizung	3	6	9	11
Heizung und Dämmung	8	16	21	27
stärkere Wärmedämmung	7	15	21	27
Heizung und stärkere Dämmung	9	17	23	29

Quelle: ifo Institut.

II.2.2.3 Gebäudebereich insgesamt

II.2.2.3.1 Direkte Emissionsminderungen

Der gesamte Gebäudebereich besteht zwar vorwiegend aus den bislang betrachteten Wohngebäuden und den GHD-Gebäuden, aber auch in der Industrie und in sehr geringem Umfang im Verkehrssektor wird Energie zur Raumheizung und Warmwasserbereitung eingesetzt. Der Heizenergieverbrauch dieser Industriegebäude und der beheizten Bauten des Verkehrs dürfte 2010 bei rund 65 TWh gelegen haben. Unter der Annahme, dass auch unter diesen Gebäuden etwa ein Fünftel mit Fernwärme und Strom beheizt wird, dürften die direkten CO₂-Emissionen dieser Gebäude bei etwa 12 Mio. t liegen. Bei einer zusätzlichen Dämmung und Heizungsmodernisierung dieser Gebäude in einem ähnlichen Ausmaß wie bei Wohngebäuden und GHD-Gebäuden dürften die CO₂-Emissionen um etwa 9 Mio. t gesenkt werden können; die zusätzlichen Kosten für diese Reduzierung liegen bei rund 1 Mio. €.

Damit können die in den einzelnen Sektoren direkt zu erzielenden Verringerungen der CO₂-Emissionen im Jahr 2050 ausgewiesen werden. Dabei werden hier jeweils die Sanierungsmaßnahmen betrachtet, die zu den stärksten Verminderungen führen; gleich sind die Effekte einbezogen worden, die aus dem Zubau neuer und dem Abgang alter Gebäude resultieren. Um diese hohen Emissionsminderungen erreichen zu können, ist es erforderlich, eine besonders hohe Sanierungsrate bei den Gebäuden, eine hochwertigen Verbesserung der Gebäudehülle und eine deutliche Effizienzerhöhung der Heizungsanlagen zu unterstellen. Die folgenden Ergebnisse stellen somit eine Obergrenze der bis 2050 erreichbaren CO₂-Minderungen dar:

Haushalte: 82 Mio. t weniger CO₂ bei Kosten von 9,7 Mrd. €,

GHD: 29 Mio. t und 2,5 Mrd. €,

Industrie, Verkehr: 9 Mio. t und 1 Mrd. €.

Damit ergeben sich insgesamt ab 2050 um rund 120 Mio. t geringere CO₂-Emissionen bei Kosten von rund 13,2 Mrd. €. Die spezifischen Verminderungskosten belaufen sich im Durchschnitt in diesem Jahr auf nahezu 130 €/t; zur Berechnung dieser Zahl wurden nur die Kosten und Emissionsminderung der sanierten Gebäude angesetzt, die Kosten für die geringeren Emissionen infolge des Abgangs alter und des Zugangs neuer Gebäude blieben dabei unberücksichtigt.

II.2.2.3.2 Emissionsminderungen insgesamt

Noch höher fallen die CO₂-Emissionen dann aus, wenn man die durch Strom und Fernwärme beheizten Gebäude mit in die Sanierung einbezieht; die Emissionen werden dann aber im Umwandlungssektor verringert. Unter der Annahme, dass der Wärmebedarf dieser Be-

standsbauten ebenso stark gesenkt wird wie bei den oben betrachteten Gebäuden, lassen sich die Emissionsreduzierungen und die dafür aufzuwendenden Kosten abschätzen. Die Verringerung des CO₂-Ausstoßes lässt sich nur unter speziellen Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Erzeugungsmix von Strom und Fernwärme ableiten. Es wurde davon ausgegangen, dass 2050 der Emissionsfaktor für Strom auf die bereits genannten 0,33 kg/kWh und bei Fernwärme auf etwa 0,15 kg/kWh gesenkt werden. Damit errechnet sich im Umwandlungssektor eine Emissionsreduzierung von gut 22 Mio. t. Die Kosten zur Sanierung der Gebäude belaufen sich 2050 auf rund 3 Mrd. €.

Als Gesamtergebnis lässt sich festhalten, dass durch die wärmotechnische und heizungs-technische Sanierung des gesamten Gebäudebestandes sowie durch die Effekte, die sich aus dem Ausscheiden alter und der Errichtung neuer Gebäude ergeben, die CO₂-Emissionen bis 2050 bei jährlichen Kosten von 15 bis 16 Mrd. € um gut 140 Mio. t senken lassen.

II.2.3 Industrie

Im Sektor Industrie finden sich in vielen Bereichen CO₂-Einsparpotenziale, die mit verhältnismäßig geringen Kosten umgesetzt werden könnten und teilweise sogar wirtschaftlich sind. In der Praxis ist in der Regel mit etwas höheren Kosten zu rechnen, da die Umsetzung einer Maßnahme im Unternehmen zusätzlich Personalbedarf erfordern kann (Transaktionskosten). Außerdem stehen den Maßnahmen möglicherweise Budgetrestriktionen sowie beschränkte Verfügbarkeit von Krediten entgegen.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft hat eine theoretische Untersuchung durchgeführt, welche CO₂-Einsparpotenziale im Bereich industrieller Querschnittstechnologien liegen. Mit Querschnittstechnologien werden diejenigen Technologien bezeichnet, deren Anwendungsbereich nicht auf einen einzelnen Industriezweig beschränkt ist, sondern die branchenübergreifende Verwendung finden. Hierzu gehören Pumpen, elektrische Antriebe, Beleuchtung, Drucklufterzeugung sowie Dampf-, Heißwasser- und Kälteerzeugung.

II.2.3.1 CO₂-Einsparpotenziale im Bereich industrieller Querschnittstechnologien

Die beschriebenen Querschnittstechnologien verursachen nach 2012 aktualisierten Berechnungen anhand der Methodik von Beer et al. (2009) CO₂-Emissionen von 114 Mio. Tonnen pro Jahr. Diese Emissionen sind nicht in vollem Umfang dem verarbeitenden Gewerbe zuzuordnen, sondern sind größtenteils durch Strombedarf bedingt und fallen in den Sektor Energiewirtschaft. Tabelle A II.2-23 zeigt die Aufteilung der Emissionen auf die einzelnen Technologiegruppen.

Den Gesamtemissionen der einzelnen Technologien ist das jeweilige technische CO₂-Einsparpotenzial durch Effizienztechnologien gegenübergestellt. Bei Umsetzung aller Maßnahmen ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 26 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Tabelle A II.2-23 CO₂-Emissionen und Einsparpotenziale industrieller Querschnittstechnologien

Querschnittstechnologie	CO ₂ -Emissionen (Mio. t _{CO₂} /a)	CO ₂ -Verminderungspotential (Mio. t _{CO₂} /a)
Pumpen	23	6
Druckluft	8	2
Kälteerzeugung	13	2
Beleuchtung	5	2
Dampf- Heißwassererzeuger	27	3
Elektrische Antriebe	38	10
Summe	114	26

Quelle: aktualisierte Berechnungen nach Beer et al. (2009).

Die einzelnen Technologiegruppen lassen sich nach Beer et al. (2009) wie folgt klassifizieren:

- Pumpen finden in sehr vielen Industriesektoren Verwendung. Einsparpotenziale liegen vorwiegend in effizienteren Technologien, der Verwendung von Pumpen mit angepasster Leistung, einem besseren Systemdesign sowie einer verbesserten Systemregelung.
- Druckluft wird in vielen Produktionsprozessen angewandt, etwa bei der Herstellung von Keramik, Glas, Baustoffen und Investitionsgütern. Einsparpotenziale liegen in der Optimierung der Systeme, die oft nur einen geringen Nutzungsgrad aufweisen.
- Anlagen zur Kälteerzeugung werden vor allem in der Nahrungsmittelherstellung und der chemischen Industrie eingesetzt. Neben energiebedingten CO₂-Emissionen kann hier das Freisetzen von Kältemitteln klimawirksam sein (in Tabelle A II.2-23 nicht betrachtet).
- Im Industriesektor werden für die Beleuchtung vorwiegend Leuchtstofflampen und Metalldampflampen verwendet. Einsparungen lassen sich vorwiegend durch effizientere Technologien wie LED-Lampen oder eine optimierte Steuerung der Lampen erreichen.
- Dampf- und Heißwassererzeuger kommen in vielen Industrieprozessen zum Einsatz, vor Allem in der Chemieindustrie, der Nahrungsmittelherstellung sowie der Papier- und Metallerzeugung. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Anlagen bietet noch Potenzial für Verbesserungen.
- Elektrische Antriebe dienen der Erzeugung mechanischer Energie, etwa für Arbeitsmaschinen wie Kompressoren, Pumpen und Werkzeugmaschinen. Einsparpotenziale liegen in effizienteren Motoren, der Drehzahlregelung oder bei der Kraftübertragung und dem Getriebe.

II.2.3.2 CO₂-Vermeidungskosten der betrachteten Effizienzmaßnahmen

Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen im Bereich der Querschnittstechnologien hilft teilweise, Kosten einzusparen. Dementsprechend ergeben sich oftmals negative CO₂-Vermeidungskosten. Folgende Zusammenstellung der CO₂-Vermeidungskosten einzelner Maßnahmen im Sektor Industrie basiert auf Beer et al. (2009) und wurde 2012 aktualisiert (Abbildung A II.2-15). Hier zeigte sich, dass 21,4 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr wirtschaftlich eingespart werden könnten. Insgesamt ergibt sich ein Potenzial von 22,1 Mio. t CO₂.

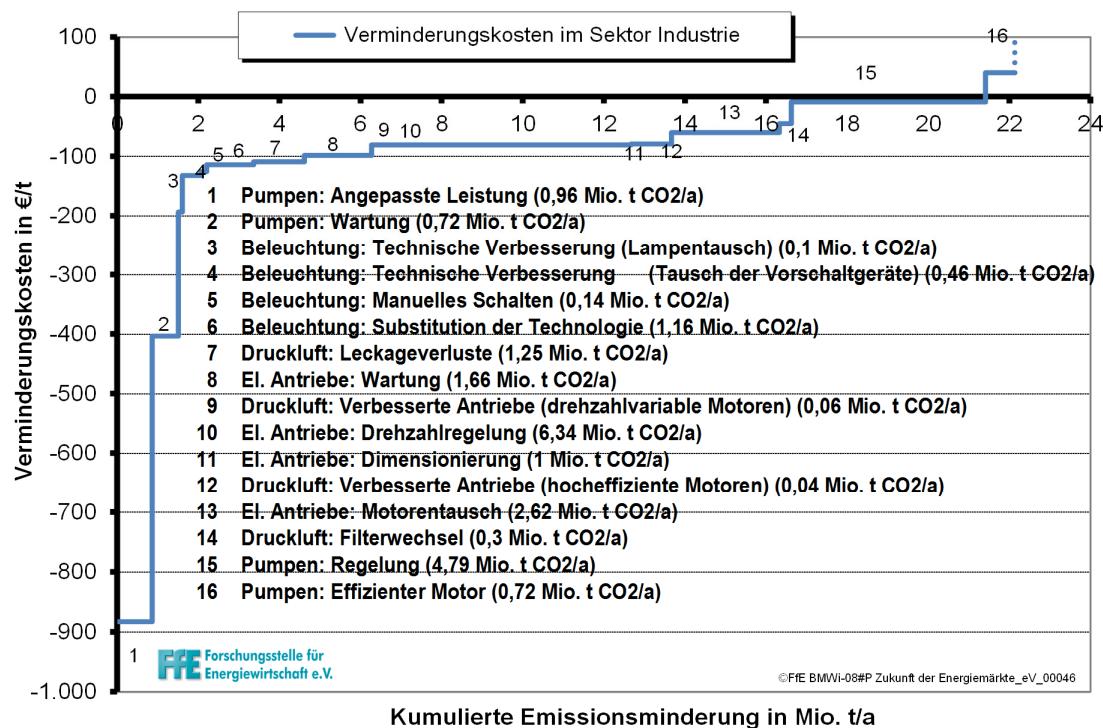


Abbildung A II.2-15 CO₂-Verminderungskosten verschiedener Maßnahmen im Sektor Industrie

Quelle: Beer et al. (2009), Aktualisierung 2012.

II.2.3.3 Umsetzungshemmnisse

CO₂-Verminderungsmaßnahmen mit negativen Vermeidungskosten sollten eigentlich in jedem Fall umgesetzt werden, da sie für Industriebetriebe zumindest längerfristig rentabel sind. Dennoch werden die Maßnahmen in der Realität oft nicht angegangen. Hier eine Auswahl möglicher Umsetzungshemmnisse bei der CO₂-Einsparung im Industriesektor.

- Elektrische Antriebe verschiedener Anwendungen laufen oft im Hintergrund. Kosten-günstig umsetzbare Einsparpotenziale werden daher oft nicht erkannt.
- Investitionen sind zwar langfristig lohnend, jedoch fehlt kurzfristig das Kapital.

- Es werden teilweise sehr kurze Amortisationszeiten von nur wenigen Jahren gefordert. Bei Produktionsanlagen spiegeln kurze Amortisationszeiten das hohe Risiko der Investition wider. Energieanlagen sollten dagegen längerfristiger gesehen werden.
- Zeitmangel und fehlende Zuständigkeiten bei den Mitarbeitern, teilweise fehlendes technisches Grundverständnis.
- Der Stellenwert der Energiekosten ist in vielen Unternehmen eher als nachrangig zu sehen. Kostenreduktionen zielen in erster Linie auf größere Bilanzposten.
- Neuinvestitionen nur bei Defekt der alten Anlage: Häufig wird erst bei Anlagenausfall über eine Neuanschaffung nachgedacht, die dann möglichst schnell verfügbar sein muss.

II.2.4 CO₂-Einsparpotenziale und Vermeidungskosten im Verkehrssektor

Der weitaus größte Teil der CO₂-Emissionen im deutschen Verkehrssektor entfällt auf den Straßenverkehr. Hiervon wiederum wird der größte Teil durch den Pkw-Verkehr verursacht, weshalb dieser hier beispielhaft betrachtet wird.

Die nachfolgenden Ausführungen beschreiben die Einsparpotenziale und CO₂-Vermeidungskosten, die sich im deutschen Pkw-Verkehr durch die Nutzung der Elektromobilität erzielen lassen. Hierbei werden auch Effizienzverbesserungen bei konventionellen Fahrzeugtechnologien berücksichtigt, die zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs von Benzin und Diesel bis 2050 beitragen können.

II.2.4.1 Entwicklung der technischen Rahmenbedingungen

II.2.4.1.1 Effizienzverbesserungen bestehender Fahrzeugtechnologien

Konventionelle Fahrzeuge mit Benzin- oder Dieselantrieb weisen nach wie vor ein hohes Potenzial für Effizienzverbesserungen auf. So kann nach (Schlesinger et al., 2010) der spezifische Verbrauch eines mit Benzin betriebenen Pkws je nach Szenario bis 2050 um etwa 29 % gesenkt werden. Beim Dieselantrieb kann ein Verbrauchsrückgang um 30 % erzielt werden.

Eine weitere Möglichkeit der Effizienzverbesserung konventioneller Fahrzeug besteht im Einsatz der Hybridtechnologie. Hybride Motoren können sowohl mit Diesel als auch mit Benzin betrieben sein, wobei heute die benzinbetriebene Variante verbreiteter ist. Ein Spezialfall ist der Plug-In Hybrid, der zusätzlich mit Strom aus der Steckdose betrieben werden kann. Da dieser Spezialfall eher der Elektromobilität zuzuordnen ist, werden hier nur reine Hybride Fahrzeuge betrachtet, die ihre Antriebsenergie ausschließlich aus dem Benzin bzw. Diesel beziehen.

Hybridantriebe weisen einen wesentlich geringeren spezifischen Verbrauch auf als reine Benzin- bzw. Diesel-Pkws – nach Schlesinger et al. (2010) liegt der Verbrauch schon heute um etwa 22 % niedriger. Bis 2050 kann der Verbrauch des Hybridantriebs nochmals um 27 % gesenkt werden und geht von durchschnittlich 4,9 auf 3,6 l/100km zurück (vergleichbarer Benzin-Pkw: Rückgang von 6,2 auf 4,6 l/100km).

Der Gesamtverbrauch an Mineralöl ließe sich allein durch eine Steigerung des Hybridanteils bedeutsam verringern. Nach Schlesinger et al. (2010) erhöht sich der Hybridanteil am Gesamtbestand der Pkws in 2050 je nach Szenario auf 35 bis 40 %. Bei 837 Mrd. Pkws in 2050 (Referenzszenario) ergibt sich bei 40 % Hybridanteil eine Einsparung von 3,35 Mrd. l Benzin pro Jahr, die auf die Hybridtechnologie zurückzuführen ist. Das entspricht 7,9 Mio. t CO₂ pro Jahr. Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten von Hybridfahrzeugen liegen derzeit je nach damit eingesparter Kraftstoffmenge zwischen 53 und 760 €/t.

Neben effizienter Motorentechnik spielt insbesondere das Gewicht des Fahrzeugs eine große Rolle bei der Verbrauchsreduktion. Hier können Leichtbauweisen und neuere Materialien wie Karbon – aber auch kleinere Fahrzeuge – einen Beitrag zur Effizienzsteigerung leisten. In den vergangenen Jahrzehnten war bei vielen Fahrzeugmodellen jedoch eher eine Gewichtssteigerung zu beobachten, was die Gesamteffizienz wieder leicht verschlechtert hat.

II.2.4.1.2 Elektromobilität

Elektroantriebe weisen einen deutlich besseren Wirkungsgrad auf als Verbrennungsmotoren. So können in Elektrofahrzeugen teilweise über 80 % für das Laden benötigten elektrischen Energie in Antriebsenergie umgewandelt werden. Bei konventionellen Fahrzeugen liegt dieser Wert heute bestenfalls bei 30 % (Benzinmotoren) oder 35 % (Dieselmotoren).

Da die Effizienz der Elektromotoren bereits heute schon sehr hoch ist, sind hier weniger Effizienzverbesserungen zu erwarten als bei den konventionellen Motoren. Nennenswerte Verbesserungen könnten lediglich beim Gewicht des Elektrofahrzeugs erzielt werden, welches wiederum sehr stark von der Batterie abhängt. Technologische Verbesserungen bei der Energiedichte der Batterie tragen zur Gewichtsreduktion bei, höhere geforderte Reichweiten hingegen erhöhen das Gesamtgewicht.

Die Bereitstellung von Strom (Stromerzeugung im Kraftwerk) ist heute mit wesentlich höheren Verlusten verbunden als die Bereitstellung von Benzin und Diesel. Das größte Potenzial zukünftiger Elektrofahrzeuge liegt daher in der Effizienzsteigerung bei der Stromerzeugung und einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. In den später folgenden Berechnungen der CO₂-Vermeidungskosten von Elektrofahrzeugen wurde die zukünftige Verbesserung des deutschen Strommix berücksichtigt.

II.2.4.2 Einsparpotenziale und CO₂-Vermeidungskosten

II.2.4.2.1 CO₂-Emissionen heutiger Elektrofahrzeuge im Vergleich zu konventionellen Pkws

In folgender Berechnung wurde ein Vergleich der CO₂-Emissionen und der Gesamtkosten je km zurückgelegter Strecke eines jeweils aktuellen Benzin-Pkws, Diesel-Pkws sowie eines Elektrofahrzeugs der in Deutschland am häufigsten vertretenen Fahrzeugklasse, der Kompaktklasse, durchgeführt.

Hierbei wurden beispielhaft ein VW Golf 1.2 TSI (Benzin), ein VW Golf 1.6 TDI (Diesel) sowie ein Nissan Leaf als Elektrofahrzeug verglichen. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden für alle drei Vergleichsfahrzeuge eine Nutzungsdauer von 8 Jahren, ein Zinssatz von 7 % sowie eine jährliche Fahrleistung von 15.000 km angenommen. Ebenso wurden der Restwert am Ende der Nutzungsdauer sowie laufende Betriebskosten für Steuer, Versicherung und Werkstattaufenthalte berücksichtigt.

Für die Berechnung der reinen Verbrauchskosten wurde von einem Kraftstoff-/Stromverbrauch von 5,7 l/100km (Benzin), 4,5 l/100km (Diesel) bzw. 15 kWh/100km (Elektrofahrzeug) ausgegangen (Herstellerangaben). Die Kraftstoffpreise wurden mit durchschnittlich 1,55 €/l (Benzin), 1,40 €/l (Diesel) und 0,23 ct/kWh (Strom) angesetzt.

Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist in Tabelle A II.2-24 dargestellt. In den monatlichen Gesamtkosten sind zusätzlich zu den Verbrauchskosten noch die Kapital- und Betriebskosten enthalten.

Tabelle A II.2-24 Vergleich der betrachteten Fahrzeuge

Zusammenfassung	Kompaktklasse		
	Benzin	Diesel	Elektro
Anschaffungskosten	20.375 €	22.525 €	33.500 €
Verbrauchskosten/Mon.	110 €	79 €	43 €
Gesamtkosten/Mon.	446 €	448 €	544 €
Fahrleistung in km/Jahr	15.000		
Gesamtkosten pro km	0,36 €	0,36 €	0,43 €
CO ₂ in g/km	134,5	119,3	82,5

Quelle: Berechnungen der FfE.

Anhand der Herstellerangaben zum Verbrauch errechnen sich die in der Tabelle angegebenen CO₂-Emissionen je zurückgelegtem Kilometer. Das Elektrofahrzeug hat zwar keine direkten CO₂-Emissionen, es müssen aber die indirekten CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung gerechnet werden. Hier wurde ein Durchschnittswert von 550 gCO₂/kWh zugrunde gelegt,

was für das Elektrofahrzeug einen im Vergleich zu konventionellen Pkws guten Emissionswert von 82,5 gCO₂/km ergibt.

Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten, die mit der verstärkten Etablierung der Elektromobilität verbunden sind, lassen sich nun die Mehrkosten des Elektrofahrzeugs im Vergleich zum Benzin- bzw. Diesel-Pkw den eingesparten CO₂-Emissionen gegenüberstellen. In Tabelle A II.2-25 sind das Vorgehen und die Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle A II.2-25 CO₂-Vermeidungskosten eines Elektrofahrzeugs nach heutigem Stand der Technik

Elektrofahrzeug im Vergleich zu Benzin	... Diesel
Mehrkosten pro km	7,8	7,7 ct/km
CO ₂ -Einsparung pro km	52,0	36,8 g/km
CO ₂ -Vermeidungskosten	1.509	2.088 €/t

Quelle: FfE-Berechnungen auf Basis von Herstellerangaben.

Die linke Spalte der Tabelle zeigt den Vergleich des Elektrofahrzeugs mit dem Benzin-Modell. Es ist mit durchschnittlichen Mehrkosten von 7,8 ct je gefahrenem Kilometer zu rechnen. Das Elektrofahrzeug spart auf diesem Kilometer 52,0 gCO₂ gegenüber dem Benzinfahrzeug ein. Es ergeben sich sehr hohe CO₂-Vermeidungskosten von 1.509 €/t. Die rechte Spalte zeigt analog die Vergleichsrechnung zum Diesel – hier ergeben sich sogar 2.088 €/t.

II.2.4.2.2 CO₂-Vermeidungskosten in Abhängigkeit zum ersetzen Fahrzeug

Die Situation ändert sich zugunsten der Elektromobilität, wenn durch das betrachtete Elektrofahrzeug konventionelle Fahrzeuge mit höherem Verbrauch ersetzt werden. Das ist etwa der Fall, wenn der Nissan Leaf im obigen Beispiel ein älteres Fahrzeug mit höherem Verbrauch ersetzt – oder ein schweres Fahrzeug einer höheren Fahrzeugklasse. In Abbildung A II.2-16 ist der Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten dargestellt, wenn durch ein Elektrofahrzeug ein Benzin-Pkw mit unterschiedlichem Verbrauch ersetzt wird.

Wird das Elektrofahrzeug mit einem Benzin-Pkw hohen Verbrauchs verglichen, so können die CO₂-Vermeidungskosten sogar negativ sein. Negative Werte treten ab einem Verbrauch von etwa 11 Litern auf, da in diesem Fall die Benzinkosten so hoch sind, dass das Elektrofahrzeug die geringeren Gesamtkosten pro Kilometer hat.

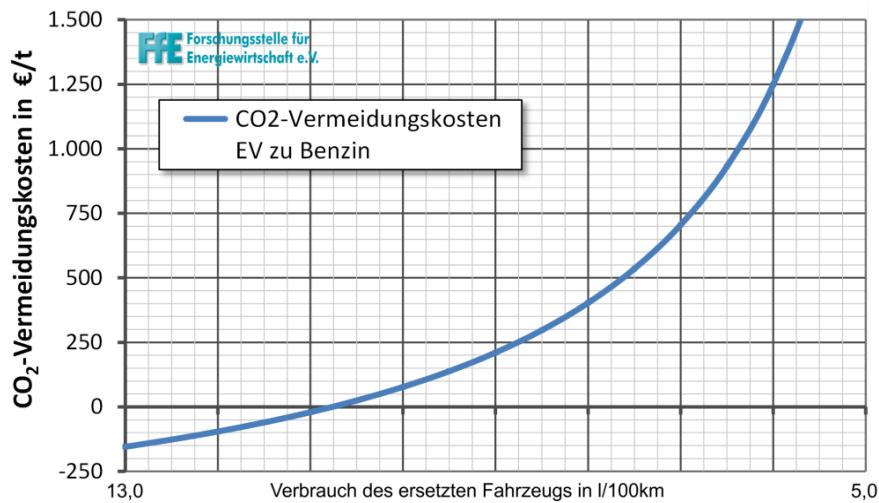


Abbildung A II.2-16 Ersatz eines Benzin-Pkws durch ein Elektrofahrzeug

Quelle: FfE- Berechnung.

Der analoge Fall für den Ersatz eines Diesels ist in Abbildung A II.2-17 gezeigt. Negative Vermeidungskosten treten ab einem Verbrauch von etwa 10 Litern Diesel auf.

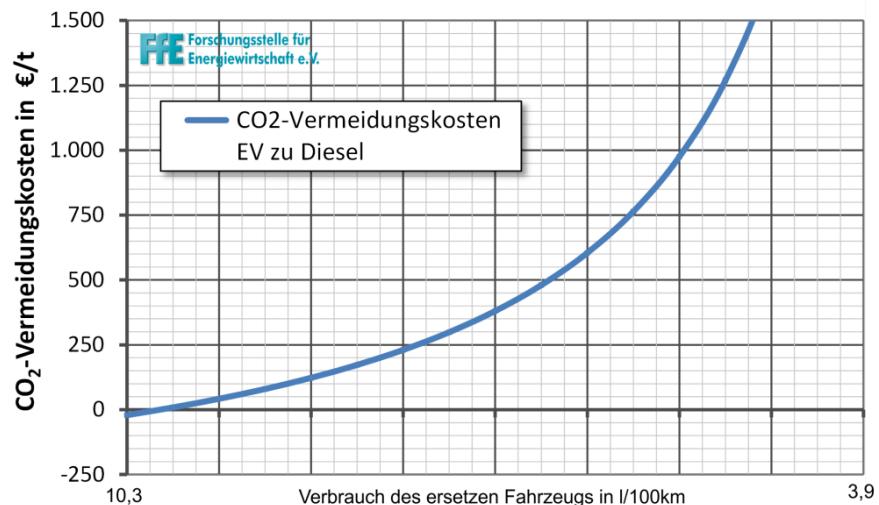


Abbildung A II.2-17 Ersatz eines Diesel-Pkws durch ein Elektrofahrzeug

Quelle: FfE- Berechnung.

Es bleibt zu beachten, dass bei einem Verbrauch des Benzin-Pkw von weniger als 3,5 l/100km (bzw. weniger als 3,1 l/100km beim Diesel-Pkw) das Elektrofahrzeug kein CO₂ mehr einspart. Die CO₂-Vermeidungskosten gehen bei diesen Werten gegen unendlich.

II.2.4.2.3 Zukünftige CO₂-Vermeidungskosten der Elektromobilität

Wie in Abschnitt II.2.4.2.1 hergeleitet, bewegen sich die CO₂-Vermeidungskosten von Elektrofahrzeugen auf einem vergleichsweise sehr hohen Niveau von 1.509 €/t gegenüber einem effizienten Benzin-Pkw nach heutigem Stand der Technik bzw. 2.088 €/t gegenüber dem Diesel.

Für die Zukunft ist jedoch mit deutlich sinkenden CO₂-Vermeidungskosten bei der Elektromobilität zu rechnen. Zum einen sinken aller Voraussicht nach die Investitionskosten der Elektrofahrzeuge, zum anderen sinken die anzurechnenden Emissionen der Elektromobilität, da sich der zukünftige deutsche Strommix verbessert.

Bedeutendster Faktor für die Investitionskosten eines Elektrofahrzeugs sind die Batteriekosten. Eine Vielzahl von Studien geht von deutlich sinkenden Batteriekosten bis 2050 aus. Für die nachfolgenden Berechnungen wurde die Annahme getroffen, dass die Investitionskosten eines Elektroautos anteilig durch die Batteriekosten bestimmt sind. Anschließend wurde folgende Investitionskostenentwicklung angenommen, wie in Tabelle A II.2-26 dargestellt. Die Werte für die CO₂-Emissionen im deutschen Strommix ab 2020 wurden aus Schlesinger et al. (2010) übernommen.

Tabelle A II.2-26 Annahmen für die Berechnung (reale Werte)

	2010	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten EV	33.500	28.000	27.000	26.000	25.000 €
CO ₂ Strommix	550	527	416	351	338 g/kWh

Quelle: FfE-Annahmen; Werte CO₂ nach Schlesinger et al. (2010).

Die Investitionskosten für die konventionellen Fahrzeuge wurden real konstant gehalten, d.h. sie steigen nur gemäß der Inflationsrate. Weiterhin wurden für die Kraftstoff- und Strompreise die Entwicklungen bis 2050 nach Schlesinger et al. (2010) angenommen. Der Restwert des Elektrofahrzeugs (am Ende der Nutzungsdauer) wurde den gesunkenen Investitionskosten in den jeweiligen Jahren angepasst. Ebenso wurde anhand der Daten aus Schlesinger et al. (2010) ein Verbrauchsrückgang bei den Benzin- und Dieselantrieben (diese beinhalten zukünftige Hybridmotoren) berücksichtigt.

Die geänderten Rahmenbedingungen ergeben einen deutlichen Rückgang der CO₂-Vermeidungskosten der Elektromobilität bis zum Jahr 2050. Die berechnete Entwicklung ist in Abbildung A II.2-18 dargestellt. Vor allem aufgrund der sinkenden Investitionskosten des Elektrofahrzeugs, aber auch wegen der steigenden Benzin- und Dieselpreise wird die Elektromobilität zunehmend konkurrenzfähig. Im Jahr 2050 treten negative Vermeidungskosten auf, d.h. das Elektrofahrzeug ist gegenüber dem Benzin- und Diesel-Pkw kostengünstiger.

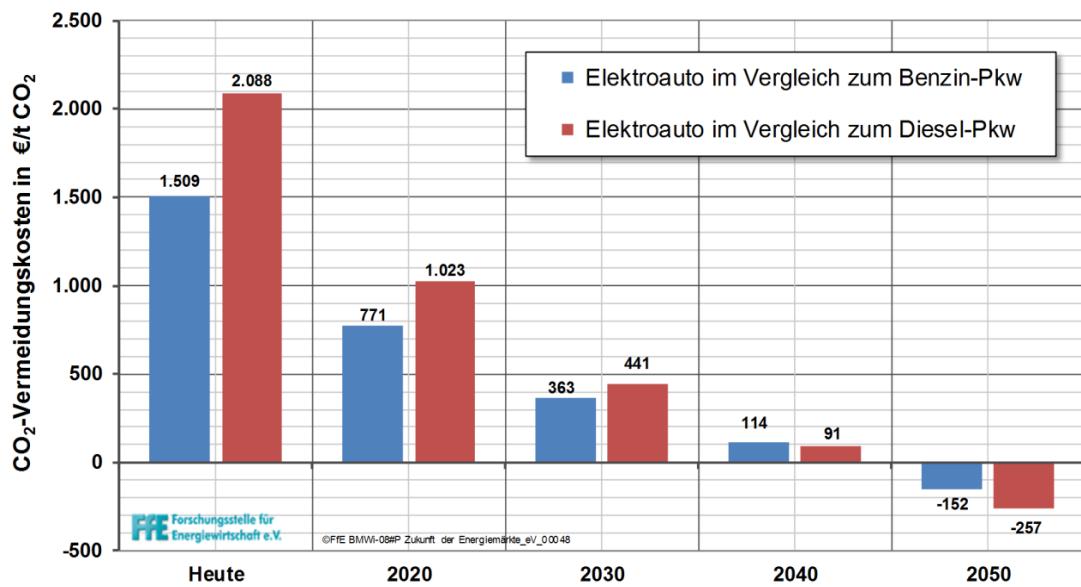


Abbildung A II.2-18 Zukünftige Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten eines Elektrofahrzeugs

Quelle: FfE- Berechnungen.

Sind heute die CO₂-Vermeidungskosten des Elektrofahrzeugs gegenüber dem Diesel noch höher als gegenüber dem Benzin-Pkw, so verschiebt sich dieses Verhältnis ab 2040. Ab diesem Zeitpunkt ist der Benzin-Pkw wirtschaftlicher als der Diesel-Pkw. Dies lässt sich aus dem generellen Verbrauchsrückgang bei den konventionellen Antrieben und dem größeren Hybridanteil bei den zukünftigen Benzinmotoren erklären.

Die Graphik zeigt deutlich, dass Elektromobilität heute zwar eine der teuersten Optionen zur CO₂-Vermeidung ist, aber großes Potenzial für die Zukunft hat. Wichtig ist insbesondere, den Investitionskostennachteil der Elektrofahrzeuge zu vermindern, was für verstärkte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen bei den Batterietechnologien spricht.

III. Maßnahmenbewertung

Die Energiewende im Sinne der weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung ist primär umwelt- und klimapolitisch motiviert. Die Korrektur des Marktversagens im Zusammenhang mit der Emission von Treibhausgasen muss entsprechend aus ökonomischer Sicht den Ausgangspunkt jeder Diskussion der wirtschaftspolitischen Gestaltung der Energiewende bilden. Ökonomen bevorzugen dabei marktwirtschaftliche bzw. preisbasierte Instrumente wie Steuern oder Zertifikatesysteme, die die Lücke im Marktsystem im Gegensatz zu „Command-and-Control-Ansätzen“ nicht durch Vorgabe eines bestimmten Verhaltens für alle Marktteilnehmer, sondern durch Ausdehnung des Preismechanismus auf den bislang nicht erfassten Bereich schließen. Diese Idee zur Korrektur von Marktversagen wurde von Pigou bereits Anfang des vergangenen Jahrhunderts formuliert (vgl. zur Darstellung und Beschreibung dieser Instrumente umweltökonomische Lehrbücher wie etwa Tietenberg und Lewis, 2008; Hanley et al., 2007; Endres, 2007; oder Feess, 2007 sowie mit besonderem Bezug auf die Klimapolitik Hepburn, 2006, oder Aldy et al., 2010). Die Eignung derartiger marktwirtschaftlicher Instrumente zur effizienten und effektiven Erreichung umweltpolitischer Ziele stellt, auch im Vergleich zu „Command-and-Control-Ansätzen“, ein Standartthema der Umweltökonomie dar.

Dieses soll im Folgenden aufgegriffen werden und vor dem Hintergrund des Stands von Literatur und Forschung die Wirkungen und Vorteile marktwirtschaftlicher Instrumente knapp zusammengefasst werden. Sobald marktwirtschaftliche Ansätze ergriffen werden sollen, steht der Staat auch vor der Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrumenten, bei denen in der Literatur spezifische Vor- und Nachteile in Abhängigkeit des jeweiligen Kontextes, in dem sie zum Einsatz kommen, identifiziert werden. Die Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und im Energie- und Strombereich im Speziellen weist zudem Besonderheiten auf, die bereits in Arbeitsschritt I diskutiert wurden und grundsätzlich befürchten lassen, dass die Wirkung marktwirtschaftlicher Instrumente im Klima- und Energiebereich vom theoretischen Standardmodell abweicht. Zu fragen ist deshalb, ob und inwieweit konkrete Wirkungsdefizite auftreten, die eine Flankierung der marktwirtschaftlichen Instrumente durch zusätzliche Maßnahmen gerechtfertigt erscheinen lassen. Den Bezugspunkt dieser Diskussion bilden dabei nicht mehr allgemein marktwirtschaftliche Instrumente, sondern im Hinblick auf die folgende konkrete Auseinandersetzung mit dem bestehenden energiepolitischen Rahmen in Deutschland und Europa allein der Emissionshandel als Mengeninstrument. Schließlich werden, auch hinsichtlich der verschiedenen in Arbeitsschritt I identifizierten Gründe für Marktversagen im Energiebereich, mögliche Ergänzungen des Emissionshandels und zusätzliche Instrumente betrachtet, wie sie bislang in der Literatur und der energiepolitischen Diskussion vorgeschlagen wurden.

III.1 Umweltpolitische Eingriffe und Instrumente

In der Regel sieht sich der Regulator bzw. der Staat bei der Gestaltung umweltpolitischer Eingriffe Informationsdefiziten gegenüber. Dies gilt auf gesamtwirtschaftlicher Ebene bei der umweltpolitischen Zielfindung, aber noch in viel stärkerem Maß für die Umsetzung des Umweltziels auf einzelwirtschaftlicher Ebene.

Die Zielsetzungen in der Umweltpolitik sollten sich aus ökonomischer Sicht aus einer Gegenüberstellung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und Nutzengewinnen ableiten, die durch die Vermeidung von Umweltschäden anfallen bzw. erzielt werden können. Die Energiewende im Sinne der weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung ist primär umwelt- und klimapolitisch motiviert. Da sich die gesamtwirtschaftlichen Vermeidungsziele für Deutschland aus der Einigung auf das 2°-Grad-Ziel in der Klimapolitik auf europäischer Ebene ergeben, stehen diese im Folgenden aber nicht zur Diskussion.

Zur effizienten Umsetzung des gegebenen Umweltziels müssen die abgeleiteten Vermeidungspflichten kostenminimal auf die einzelnen Akteure verteilt werden: Jeder Emittent sollte solange Vermeidungsmaßnahmen ergreifen, bis sich die Grenzkosten aller Emittenten, d.h. die Kosten aus einer weiteren Erhöhung der Vermeidungsanstrengungen, angleichen. Zu beachten ist aber, dass bei Ableitung des gesellschaftlich optimalen Umweltziels Kosten des Umweltschutzes geschätzt werden, die immer auch den jeweiligen Stand der Technik wiederspiegeln. Durch technischen Fortschritt können die Kosten der Umweltpolitik allerdings erheblich sinken, so dass auch die gesellschaftlich optimalen Vermeidungsziele nicht konstant sind, sondern sich vielmehr im Zeitverlauf erhöhen.

Technischer Fortschritt stellt dabei keine exogene Größe, sondern einen Prozess dar, der durch verschiedenste Kanäle beeinflusst wird. Insbesondere können wirtschaftspolitische Eingriffe wie eine bestimmte Umweltpolitik oder auch sonstige Preisentwicklungen bei Faktoren und Rohstoffen technologische Entwicklungen induzieren (etwa Popp et al., 2009). Dies bedeutet, dass die beiden grundsätzlich zu unterscheidenden Ebenen, die umweltpolitische Zielfindung und deren Umsetzung mithilfe konkreter Maßnahmen, nicht unabhängig voneinander sind. Gerade im Zusammenhang mit längerfristigen umweltpolitischen Zielsetzungen, die auf gewisse technologische Entwicklungen vertrauen, ist bei der Beurteilung eines Instruments daher nicht nur zur analysieren, ob es das umweltpolitische Ziel erreicht (Effektivität) und kurzfristig zu minimalen Kosten umsetzt (statische Kosteneffizienz). Große Bedeutung kommt vielmehr auch der Frage zu, ob das Instrument auch auf längere Sicht zu einer Minimierung der Vermeidungskosten führt, indem es den technologischen Fortschritt unterstützt und zur effizienten Auswahl und Entwicklung der kostengünstigsten Vermeidungs-technologien beiträgt (dynamische Effizienz) (vgl. zur Unterscheidung von Effektivität, statischer Effizienz und dynamischer Effizienz etwa Jacobsson et al., 2009).

Die Möglichkeiten der Emittenten, Vermeidungsmaßnahmen zu ergreifen oder auch zu entwickeln, sind in der Regel höchst unterschiedlich. Will der Staat im Rahmen von „Command-

and-Control“-Ansätzen durch die Vorgabe von Vermeidungspflichten Kosteneffizienz erreichen, müssten die direkten Vorgaben zur Vermeidung die Kosten und Potenziale der heterogenen Akteure unmittelbar wiederspiegeln. Dies erfordert jedoch auf Seiten des Staates ein Maß an Detailinformation, das gewöhnlich nicht zu erreichen ist (vgl. etwa Goulder und Parry, 2008; Newell und Pizer, 2003b). Die starke Präferenz von Ökonomen für marktwirtschaftliche Instrumente erklärt sich nicht zuletzt durch diese in der Realität sehr wahrscheinlichen Informationsdefizite des Staates. Denn im Gegensatz zu Command-and-Control-Ansätzen, wie etwa Auflagen, setzen marktwirtschaftliche Instrumente grundsätzlich keine detaillierten Informationen über die individuellen Vermeidungsmöglichkeiten voraus, um die kosteneffiziente Umsetzung eines Vermeidungsziels zu garantieren. Vielmehr nützen sie durch die gezielte Beeinflussung der individuellen Verhaltensanreize die Fähigkeiten von Märkten und Marktmechanismen, effiziente Gleichgewichte zu erreichen und (zumindest ex post) Informationen über die Vermeidungsmöglichkeiten einzelner Akteure offenzulegen (Hepburn, 2006). Command-and-Control-Ansätze schränken zudem neben der unvermeidlichen Vernachlässigung der Heterogenität der Emittenten meist (implizit) die Vermeidungsmöglichkeiten der Akteure auf bestimmte Kanäle ein und verhindern so vielfach eine effiziente Anpassung unter Ausnutzung aller zur Verfügung stehenden Vermeidungsoptionen (vgl. auch Goulder und Parry, 2008).

Marktwirtschaftliche Instrumente beeinflussen die Verhaltensanreize der Akteure durch die Ausdehnung des Preismechanismus auf die umweltschädigenden Handlungen. Dazu stehen zwei Ansätze offen. Entweder der Staat gibt in Form einer Steuer oder Abgabe direkt einen Preis für die nicht vom Marktsystem erfassten Handlungen der Marktteilnehmer vor, so dass diese die externen Effekte in ihrem Kosten-Nutzen-Kalkül berücksichtigen und sich die Gesamtmenge an Emissionen aus der Verhaltensanpassung der Marktteilnehmer an den staatlich gesetzten Emissionspreis ergibt. Oder der Staat bestimmt eine zulässige Gesamtmenge an Emissionen („Cap“) und schafft die institutionellen Grundlagen dafür, dass im Sinne von Coase (vgl. etwa Sovacool, 2011) durch Handel diese Gesamtmenge unter den Emittenten aufgeteilt und ein Marktpreis für die Emissionen ermittelt werden kann („Trade“). Die anfängliche Aufteilung der Gesamtmenge auf die einzelnen Akteure spielt dabei grundsätzlich für das Erreichen der kosteneffizienten Vermeidungslösung keine Rolle (Unabhängigkeitseigenschaft, vgl. etwa Hahn und Stavins, 2010).

Unter idealen Bedingungen, insbesondere niedrigen Transaktionskosten, fehlender Marktmacht sowie fehlender Unsicherheit über die sozialen Kosten und/oder den Nutzen der Umweltpolitik, unterscheiden sich beide Ansätze marktwirtschaftlicher Instrumente weder hinsichtlich ihrer statischen und dynamischen Effizienzwirkung noch hinsichtlich der erzielten Vermeidungserfolge (vgl. etwa Hanley et al., 2007, oder Hanemann, 2009). Indem sich alle Emittenten in beiden Fällen an einem einheitlichen Preissignal orientieren, kommt es zu einer Angleichung der marginalen Anpassungskosten (statische Effizienz). Gleichzeitig schafft dieses Preissignal grundsätzlich einen Anreiz, neue Technologien zur Vermeidung der externen Effekte bzw. der Emissionen zu entwickeln und einzusetzen, wenn diese mit längerfristig

geringeren Kosten verbunden sind als die Vermeidung im Rahmen heutiger Technologien (dynamische Effizienz). Letzteres setzt jedoch voraus, dass das Preissignal auch über die Zeit wirkt und die Emittenten insofern von einem längerfristig angelegten umweltpolitischen Eingriff ausgehen.

Durch die Besteuerung von Emissionen oder die Versteigerung von Emissionsberechtigungen bieten marktwirtschaftliche Instrumente dem Staat darüber hinaus die Möglichkeit, Einnahmen zu generieren. Diese finanziellen Mittel aus der Internalisierung externer Effekte lassen sich etwa zur budgetneutralen Senkung verzerrender Steuern und Abgaben nutzen, um im Sinne einer sogenannten doppelten Dividende weitere, mit positiven Wachstums- und Beschäftigungseffekten verbundenen, Effizienzsteigerungen zu erzielen (vgl. etwa Goulder und Parry, 2008; Hahn, 2009). In Deutschland wurde die Durchführung der Ökosteuerreform in den Jahren zwischen 1999 und 2003 explizit mit der Hoffnung auf eine doppelte Dividende verknüpft, indem Einnahmen aus der Erhöhung der Mineralölsteuer und der Erhebung einer Stromsteuer zur Absenkung der Rentenversicherungsbeiträge dienen sollten. In der umweltökonomischen Literatur wird jedoch durchaus kontrovers diskutiert, ob und inwieweit eine doppelte Dividende aus umweltpolitischer Regulierung mithilfe von Preisinstrumenten tatsächlich realisiert werden kann (etwa Aldy et al., 2010; Schöb, 2009). Vollkommen unstrittig eröffnen die zusätzlichen finanziellen Mittel dem Staat Spielräume für wohlfahrtsfördernde Maßnahmen, die neben der budgetneutralen Senkung von Steuern und Abgaben auch verteilungspolitische Maßnahmen, die Unterstützung von Forschung und Entwicklung (wie im Fall der Erlöse aus der Auktionierung von Emissionszertifikaten in der dritten Handelsperiode des EU ETS ab 2013, die in den sogenannten Klima- und Energiefonds zur Förderung klimafreundlicher Technologien fließen sollen) oder die Finanzierung von Transferzahlungen zur Stimulierung klimaschützender Aktivitäten etwa in Entwicklungsländern darstellen können (vgl. auch Parry und Pizer, 2007). Andererseits wirkt die Umweltpolitik durch die gezielte Verteuerung verschmutzender Produktionsfaktoren insgesamt auf einen Anstieg des allgemeinen Preisniveaus hin, durch den die realen Einkommen der Produktionsfaktoren in der Ökonomie sinken und die Faktorangebotsentscheidungen ineffizient verzerrt werden können. In einer Gesamtbetrachtung steht dieser letzte Effekt der Umweltpolitik auf das allgemeine Gleichgewicht in einer Ökonomie, der in der englischsprachigen Literatur als „tax interaction effect“ bezeichnet wird, den möglichen Wohlfahrtsgewinnen entgegen, die durch Generierung und Rückverteilung der Staatseinnahmen erzielt werden können (vgl. etwa Aldy et al., 2010). Entsprechend ist nicht in jedem Fall von einem zusätzlichen positiven Wohlfahrtseffekt neben der Internalisierung des jeweiligen externen Effekts auszugehen.

III.1.1 Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument

Die bisherige Diskussion der marktwirtschaftlichen Instrumente ging stets von einer für den Staat vollkommen vorhersehbaren Reaktion der Marktteilnehmer aus. Mit Hilfe der bekann-

ten Grenzvermeidungskostenkurve, die die Anpassungsmöglichkeiten und Anreize der Akteure widerspiegelt, ist der Staat so in der Lage, den zu einem bestimmten Vermeidungsziel notwendigen Preis bzw. umgekehrt die mit einem bestimmten Vermeidungsziel einhergehenden Kosten abzuleiten. Diese (theoretische) Dualität von Preis- und Mengeninstrumenten (vgl. etwa Hepburn, 2006) gilt unter vergleichsweise restriktiven Annahmen, die unter den Bedingungen der Realität Einschränkungen erfahren können. Im Folgenden sollen verschiedene Aspekte dargestellt werden, durch die sich Preis- und Mengeninstrumente in ihrer Wirkung unterscheiden können.

III.1.1.1 Wirkung von Unsicherheit

Marktgleichgewichte sind grundsätzlich über Preis und Mengen charakterisiert. Insofern setzen Preis- und Mengeninstrumenten an zwei verschiedenen Stellen des angestrebten Gleichgewichts an, um externe Effekte zu internalisieren. Entsprechend sind die Instrumente auf ganz grundsätzlicher Ebene mit unterschiedlichen Risiken im Hinblick auf die Kriterien Kosten und Umweltwirkung des staatlichen Eingriffs verbunden, sobald die Annahme der perfekten Information des Staates über das Verhalten der Akteure aufgegeben wird (etwa Goulder und Parry, 2008). Bei Preisinstrumenten ist durch das Setzen eines Preises die unmittelbare Kontrolle der Kosten, nicht aber der Umweltwirkung des Instruments möglich. Diesen ökologischen Risiken stehen im Fall eines Mengeninstruments Kostenrisiken gegenüber, indem der Staat in jedem Fall sein Umweltziel erreicht, jedoch zu unter Umständen extremen Kosten. Ganz allgemein sollte sich daher aus Sicht des Staates die Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument im Einzelfall an der Abwägung zwischen Umwelt- und Kostenrisiko der Regulierung orientieren (Tietenberg und Lewis, 2008).

Insbesondere spiegeln sich diese spezifischen Risiken in den erwarteten Wohlfahrtsgewinnen wieder, wenn der Staat nur unter Unsicherheit über die tatsächlichen Kosten des Umweltschutzes seine umweltpolitische Ziele bestimmen und umsetzen kann. Der Staat kann in diesem realitätsnahen Fall die Vermeidungskosten lediglich abschätzen und leitet bei Über- oder Unterschätzung der Kosten umweltpolitische Ziele ab, die von der optimalen Umweltpolitik abweichen. Durch derartige Abweichungen ergeben sich in jedem Fall Wohlfahrtsverluste im Vergleich zur optimalen Umweltpolitik. Ob und inwieweit diese Verluste überwiegend auf zu hohe Vermeidungskosten oder zu hohe Umweltschäden zurückzuführen sind, hängt davon ab, wie stark die Vermeidungskosten im Vergleich zu den Umweltschäden auf eine Abweichung von der optimalen Vermeidungsmenge reagieren. Im Hinblick auf die vorangegangene Diskussion der speziellen Risiken von Preis- und Mengeninstrumenten ist dabei zu beachten, dass diese Sensibilität der Vermeidungskosten auf Variationen der Vermeidungsmenge gerade das Kostenrisiko von Mengeninstrumenten und die Sensibilität der Umweltschäden gerade das spezielle Umweltrisiko von Preisinstrumenten wiederspiegelt. Damit fällt die erwartete Wirkung von Preis- und Mengeninstrumenten bei unvollständiger Information des Staates über die Vermeidungskosten auseinander. Da nur durch ein Mengeninstrument die Vermeidungsmenge festgeschrieben wird, sollte der Staat unter Wohl-

fahrtsgesichtspunkten ein Mengeninstrument wählen, sobald erwartet wird, dass die Umweltschäden sensibler als die Vermeidungskosten auf Abweichungen von der optimalen Vermeidungsmenge reagieren und insofern das Umwelt- das Kostenrisiko dominiert. Im umgekehrten Fall sollte entsprechend ein Preisinstrument eingesetzt werden. Diese Sensibilität von Vermeidungskosten und Umweltschäden kommt in einer grafischen Analyse in der Steigung der Grenzvermeidungskosten- und der Grenzvermeidungsnutzen-Kurven zum Ausdruck, während die Gesamtkosten der Umweltpolitik und die gesamten Umweltschäden aus der Fläche unterhalb der beiden Kurven abzulesen ist. Verläuft die Grenzvermeidungsnutzenkurve steiler (flacher) als die Grenzvermeidungsnutzenkurve, dominiert das ökologische Risiko eines Preisinstruments das Kostenrisiko eines Mengeninstruments (vgl. auch Abbildung A III.1-1). Die Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument hängt damit unter Unsicherheit über die wahren Vermeidungskosten vom Verhältnis der Steigungen der Grenzvermeidungskosten- und Grenzvermeidungsnutzenkurve ab (Weizman, 1974).

Die erwartete Wirkung von Preis- und Mengeninstrumente unterscheidet sich hingegen nicht, wenn die Unsicherheit des Staates nicht die Vermeidungskosten, sondern allein den (Grenz-)Vermeidungsnutzen betrifft (etwa Feess, 2007). Zwar besteht die Gefahr, dass der Staat erneut ein ineffizientes Vermeidungsziel ableitet. Da sich die ökologische Wirkung eines Preisinstruments über die Vermeidungsanreize der Emittenten ergibt und diese sich letztlich in den Vermeidungskosten widerspiegeln, kann der Staat in diesem Fall aber beide Instrumente und damit insbesondere auch das Preisinstrument so ausgestalten, dass die angestrebte Vermeidungsmenge mit Sicherheit mit beiden Instrumenten erreicht wird. Mögliche Wohlfahrtsverluste durch Abweichungen von den optimalen Vermeidungsmengen fallen damit bei beiden Instrumenten in gleichem Umfang an. Diese Neutralität in der Instrumentenwahl besteht zumindest solange, als keine Korrelation zwischen den Grenzvermeidungskosten und dem Grenzvermeidungsnutzen vorliegt (Stavins, 1996).

Die Grundsätze für die Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument unter Unsicherheit gelten auch für Schadstoffe, deren Wirkung sich nicht aus der in einer Periode freigesetzten, sondern über die Zeit akkumulierten Menge an Schadstoffen bestimmt, wie es auch auf die Problematik des Klimawandels zutrifft. In der Regel wird dabei von einer, im Vergleich zur (Grenz-)Vermeidungskostenkurve, steileren (Grenz-)Vermeidungsnutzenkurve ausgegangen, so dass grundsätzlich der Einsatz eines Preisinstruments vorgezogen werden sollte. Denn während die (Grenz-)Kosten unmittelbar auf die Vermeidungsanstrengungen in einer Periode reagieren, bleibt der (Grenz-)Nutzen aus der einmaligen Reduktion der THG-Emissionen weitgehend unbeeinflusst (Nordhaus, 2007; Newell und Pizer, 2003a; Hoel und Karp, 2002).

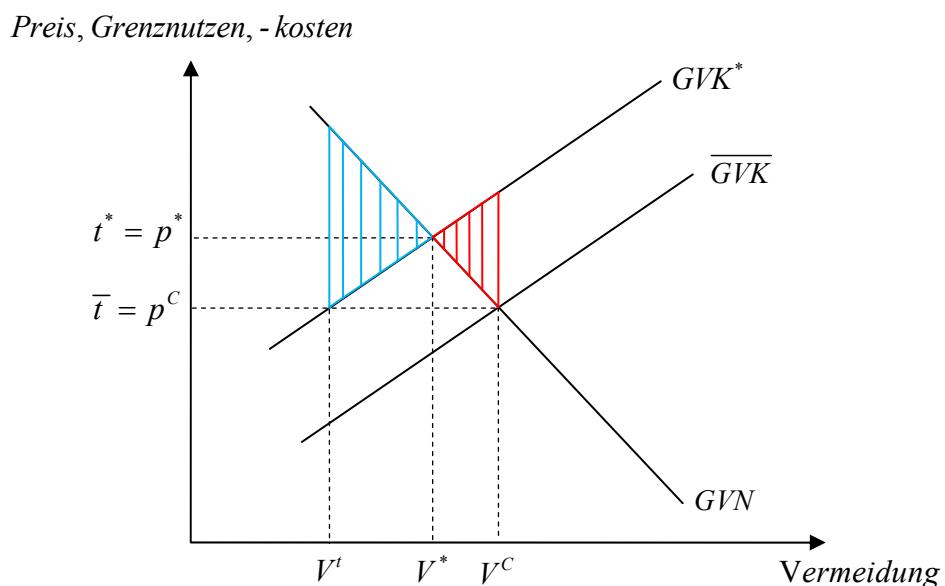
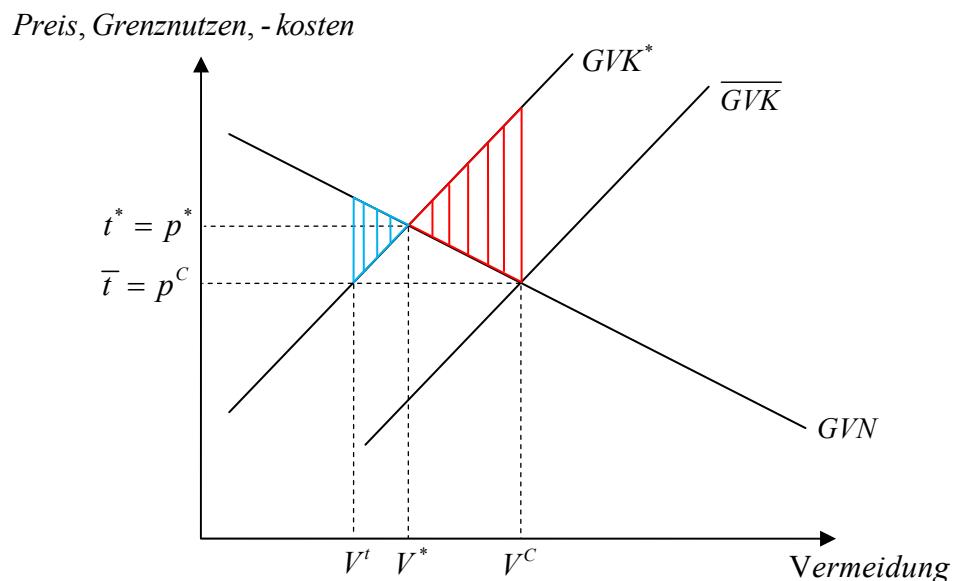


Abbildung A III.1-1 Wahl zwischen Preis- und Mengeninstrument bei Unsicherheit über die Vermeidungskosten

V : Vermeidung; t : Steuersatz; p : Emissionspreis;

GVK^*/\overline{GVK} : wahre/unterstellte Grenzvermeidungskosten;

GVK : Grenzvermeidungsnutzen;

t^*, V^* : optimale Vermeidung;

\bar{t}, V^t : Vermeidung bei Preisinstrument (Steuer);

p^c, V^c : Vermeidung bei Mengeninstrument („Cap“);

Blau: Verlust ggü. optimaler Vermeidung bei Wahl des Preisinstruments;

Rot: Verlust ggü. optimaler Vermeidung bei Wahl des Mengeninstruments;

Quelle: eigene Darstellung

Allerdings ist gerade bei der Klimaproblematik nicht ausgeschlossen, dass bei zunehmender Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre sogenannte Tipping Points erreicht werden, die zu einer deutlichen Verschärfung des Klimawandels führen und eine Eindämmung bzw. Begrenzung der erwarteten Klimaschäden weitgehend unmöglich machen. Je größer die Gefahr derartiger Tipping Points einzuschätzen ist, desto höhere Bedeutung kommt dem ökologischen Risiko von Preisinstrumenten zu und entsprechend unter Wohlfahrtsgesichtspunkten eher Mengeninstrumente zur Anwendung kommen. Da sich die Klimawirkung der Treibhausgase aus den akkumulierten Emissionen ableitet, vergrößert sich im Fall des Klimawandels bei einem Preisinstrument über die Zeit das ökologische Risiko und so die Gefahr bzw. Wahrscheinlichkeit, einen derartigen Tipping Point zu erreichen. In dieser Hinsicht versprechen Mengeninstrumente deshalb Vorteile bei einer Klimapolitik, die auf einen längeren Zeitraum angelegt werden soll (vgl. auch Hepburn, 2006; Keohane, 2009).

Aufgrund der globalen Dimension der Klimaproblematik ist es aber letztlich nur dann sinnvoll, die heimische Wirtschaft einer strikten, von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unabhängigen, Emissionsobergrenze zu unterwerfen, wenn diese Teil einer globalen Klimaschutzstrategie ist (vgl. Parry und Pizer, 2007). Allerdings soll die Sinnhaftigkeit von Alleingängen von Einzelstaaten oder eines einzelnen Staatenverbunds bei der Bereitstellung eines globalen öffentlichen Guts in dieser Studie nicht näher diskutiert werden, da insbesondere die europäischen Ziele im Klimaschutz als gegeben unterstellt werden.⁴⁹ Zudem sind die Existenz derartiger Tipping Points und ihre genaue Lage wissenschaftlich nicht eindeutig belegt, so dass auch die Festlegung von Emissionsobergrenzen keine absolute Absicherung gegen dramatische Klimaschäden verspricht (vgl. Metcalf, 2009).

Unsicherheit des Staates über die (gesamtwirtschaftlichen) Vermeidungskosten kann zum einen auf Informationsdefizite des Staates zurückzuführen sein. Zum anderen sind gerade im Zusammenhang mit der Vermeidung von CO₂-Emissionen die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen bzw. die Vermeidungsmöglichkeiten immer auch von den sonstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig, insbesondere von (unsicheren) konjunkturellen Schwankungen. So entstehen bei einem gegebenen Vermeidungsziel entsprechend höhere Kosten, wenn sich die Volkswirtschaft dynamischer entwickelt. Gerade bei einem sogenannten Stock Pollutant wie CO₂, bei dem die Vermeidungsmenge einer Periode im Vergleich zu den über die Zeit akkumulierten Emissionen nahezu unbedeutend für die Schadenswirkung ist, erscheinen deshalb Preisinstrumente, die eine flexiblere Anpassung der Vermeidungsan-

⁴⁹ Bezieht man die globale Perspektive in die Diskussion um Preis- und Mengeninstrumenten im Klimaschutz mit ein, muss auch beachtet werden, dass klimapolitische Maßnahmen letztlich auf die Verdrängung begrenzter fossiler Energieträger zielen und aus diesem Grund Angebotsreaktionen der Eigentümer fossiler Energieträger anstoßen können (vgl. Sinn, 2012). Wirken die Eigentümer der Verteuerung ihres Angebots durch ein erhöhtes Angebot entgegen, droht auch bei Einführung eines weltweit gültigen Preisinstruments die Umsetzung der klimapolitischen Emissionsvermeidungsziele zu scheitern, während ein Mengeninstrument unabhängig vom Verhalten der Anbieter fossiler Energieträger die klimapolitisch motivierten Vermeidungsziele fixiert und umsetzt. Auch im internationalen Kontext kann die Wirkung von Preis- und Mengeninstrumenten daher aufgrund ihrer spezifischen Risiken auseinanderfallen.

streuungen an die übrigen Rahmenbedingungen zulassen, sinnvoller (etwa Parry und Pizer, 2007). Allerdings kann dieser Nachteil von Mengeninstrumenten deutlich entschärft werden, indem intertemporaler Handel mit Emissionsberechtigungen durch sogenanntes Banking (und Borrowing) von Zertifikaten ermöglicht wird.

III.1.1.2 Transaktionskosten

Mengeninstrumente können unabhängig von den eigentlichen Vermeidungsoptionen mit Kosten und Risiken in Form von Transaktionskosten verbunden sein kann. Transaktionskosten können sich aus verschiedenen Gründen ergeben (vgl. etwa Stavins, 1995; Hahn und Stavins, 2010). So setzt die Entwicklung einer Strategie zur optimalen Anpassung ihres Verhaltens auf Seiten der betroffenen Akteure ein hohes Maß an zum Teil neuen Informationen voraus, die aufgrund der Öffentlichen-Gut-Eigenschaften von Informationen auch nur unzureichend auf Märkten verfügbar sein können. Spezialisierte Beratung kann diese Informationsdefizite senken, erhöht aber die gesamten Anpassungskosten der Emittenten. Neben diesen Kosten der Informationsbeschaffung können bei den Akteuren auch (Zeit-)Kosten im Rahmen der Entscheidungsfindung und unmittelbare Kosten durch den Handel mit Emissionsberechtigungen anfallen, etwa in Form von Gebühren für die Handelsabwicklung, die Identifikation möglicher Handelspartner, Rechtsberatung oder Versicherungsleistungen. Schließlich entstehen administrative Kosten durch die notwendige Messung und Überwachung der Emissionen sowie Einrichtung und Aufrechterhaltung der entsprechenden Marktplattform für Emissionsberechtigungen, wobei hier zumindest im Zusammenhang mit der Klimapolitik keine erheblichen Unterschiede zwischen Preis- bzw. Mengeninstrumenten zu erwarten sind. Zwar müssen bei einem Mengeninstrument institutionelle Voraussetzungen geschaffen und aufrechterhalten werden, was tendenziell auf höhere administrative Kosten hinwirkt (etwa Hepburn, 2006; Metcalf, 2009). Die Erfahrungen mit dem SO₂-Programm in den USA zeigen jedoch, dass im Vergleich die Messung und Überwachung der tatsächlichen Emissionen deutlich höhere Kosten verursacht – Kosten, die in gleicher Weise auch bei Einsatz eines Preisinstruments anfallen (vgl. Keohane, 2009). Zusätzliche Kosten können schließlich auch im Rahmen der Teilnahme an Verfahren zur anfänglichen Allokation von Emissionsberechtigungen entstehen (Heindl, 2012).

Ein Teil dieser Transaktionskosten erhöht wie bei Einsatz eines Preisinstruments allein die regulatorischen Kosten der Umweltpolitik für den Staat. Durch die Schaffung eines neuen Markts besteht im Vergleich zu Preisinstrumenten bei Mengeninstrumenten aber insgesamt eine höhere Gefahr, dass auch auf Seiten der betroffenen Akteure signifikante Transaktionskosten anfallen, die ihre Anreize zum Handel und damit die gesamte Liquidität des Zertifikatemarkts einschränken. Eine hinreichende Liquidität bzw. Zahl an Transaktionen ist jedoch Voraussetzung dafür, dass die Marktmechanismen Informationen offenlegen können und in ein effizientes Gleichgewicht finden. Dieses Problem wird verschärft, je geringer die Zahl der Teilnehmer am Zertifikatehandel ist (Stavins, 1995). Die (theoretische) Dualität von Preis- und Mengeninstrumenten beruht darüber hinaus auf der sogenannte Unabhängigkeit

keits-Eigenschaft von Zertifikatemarkten (Hahn und Stavins, 2010), nach der der anfänglichen Allokation der Emissionsberechtigungen keine Bedeutung für das spätere Gleichgewicht der Vermeidungsanstrengungen zukommt. Sobald aber die sogenannten Grenztransaktionskosten, d.h. die Kosten einer zusätzlichen Einheit Emissionen im Rahmen der Regulierung, nicht-linear mit dem gesamten Handelsvolumen variieren, wird die anfängliche Allokation der Emissionsberechtigungen für das spätere Gleichgewicht der Vermeidungsanstrengungen relevant. Insbesondere erfolgt eine kosteneffiziente Umsetzung des Vermeidungsziels nur bei einer entsprechenden anfänglichen Verteilung der Zertifikate, für die der Staat allerdings die Vermeidungsmöglichkeiten der einzelnen Emittenten kennen müsste. Bei Mengeninstrumenten geht in diesem Fall deshalb der grundsätzliche Vorteil marktwirtschaftlicher Instrumente verloren, trotz Informationsdefizite des Staates über die individuellen Vermeidungsmöglichkeiten Kosteneffizienz in der umweltpolitischen Regulierung erreichen zu können. Entsprechend fallen auch die Wohlfahrtswirkungen von Preis- und Mengeninstrumenten bei gleichem Vermeidungsziel auseinander (Stavins, 1995; Montero, 1997; Cason und Gangadharan, 2003).

III.1.1.3 Marktmaecht

Ein Mengeninstrument schafft durch die Einrichtung einer Marktplattform für den Handel mit Emissionsberechtigungen auch die Gefahr, dass einzelne Akteure eine dominante Position am Zertifikatemarkt einnehmen. Emittenten mit Marktmacht am Zertifikatemarkt sind jedoch in der Lage, durch eine ineffizient geringe Zertifikatenachfrage oder ein ineffizient geringes Zertifikateangebot die eigenen Kosten der Regulierung zu minimieren oder die Anpassungskosten von Konkurrenten zu erhöhen (etwa Hanley et al., 2007). Durch diese gezielte Manipulation des Preissignals wird jedoch verhindert, dass sich die tatsächlichen Grenzvermeidungskosten der Emittenten angleichen und Kosteneffizienz erreicht wird. Im Zusammenhang mit der Ausübung von Marktmacht können zudem Interaktionen zwischen dem Markt für Emissionsberechtigungen und dem Endproduktmarkt Bedeutung erlangen. So können auf dem Zertifikatemarkt dominante Akteure gezielt Einfluss auf die Kosten möglicher Konkurrenten ausüben. Marktmacht auf dem Markt für Endprodukte steht zwar nicht der Unabhängigkeit der Ausgangsallokation der Zertifikate entgegen, kann aber dennoch die Kosteneffizienz der gleichgewichtigen Verteilung der Vermeidungsanstrengungen gefährden (vgl. auch Hahn und Stavins, 2010; Hintermann, 2011).

III.1.1.4 Investitionsanreize

Preis- wie Mengeninstrumente vertrauen in der Umsetzung umweltpolitischer Ziele letztlich auf die Wirkung von Preissignalen. Durch Ausdehnung des Preismechanismus sollen die notwendigen Anreize gesetzt werden, in die Anwendung und Entwicklung von Vermeidungsmaßnahmen zu investieren und insgesamt die Emissionen der umweltpolitischen Zielsetzungen entsprechend einzuschränken. Die tatsächlichen Investitionsanreize der einzelnen

Emittenten hängen jedoch wesentlich allgemeiner von der (erwarteten) zukünftigen Rendite eines Vermeidungsprojekts ab, für die das eigentliche Preissignal des umweltpolitischen Eingriffs lediglich einen von mehreren Bestimmungsfaktoren darstellt (vgl. auch Keohane, 2009). Erheblichen Einfluss auf die Rendite einer Vermeidungsmaßnahme haben aus Sicht eines potentiellen Investors auch die durch technologischen Fortschritt getriebene Kostenentwicklung alternativer Maßnahmen, die allgemeine Entwicklung des wirtschaftlichen Umfelds sowie die Einschätzung der weiteren politischen Entwicklung, d.h. insbesondere die Frage, ob zumindest mit einer Beibehaltung der bestehenden umweltpolitischen Regulierung zu rechnen ist.

Während jedoch bei Preisinstrumenten der Staat das Preissignal setzt und damit die Investitionsunsicherheiten auf diese allgemeinen Aspekte beschränkt, ergibt sich das Preissignal bei Mengeninstrumenten endogen über den Handel mit Emissionsberechtigungen. Da Angebot und Nachfrage nach Emissionsberechtigungen ebenfalls von den genannten allgemeinen Rahmenbedingungen für Investitionen in Vermeidungsmaßnahmen abhängen, kann das Preissignal eines Mengeninstruments erhebliche Schwankungen aufweisen (vgl. etwa Hepburn, 2006, oder Parry und Pizer, 2007). Im Hinblick etwa auf konjunkturell bedingte Schwankungen kann dies sogar einen Vorteil gegenüber Preisinstrumenten darstellen, da sich der Zertifikatepreis in diesem Fall tendenziell antizyklisch entwickeln wird und entsprechend stabilisierend wirken kann. In jedem Fall bedeutet die Volatilität des Zertifikatepreises für die Emittenten aber eine zusätzliche Unsicherheitsquelle für die Rentabilität möglicher Vermeidungsmaßnahmen. Indem zusätzliche Unsicherheit die geforderten Risikoprämien und damit die geforderte erwartete Rendite von Investitionsprojekten ansteigen lässt, wirkt sie unmittelbar hemmend auf Investitionen in die Anwendung und Entwicklung von Vermeidungsoptionen, die sich über Wettbewerbsvorteile aus gesunkenen Vermeidungskosten refinanzieren müssen. Es besteht dann die Gefahr, dass die Emittenten gesamtwirtschaftlich eigentlich vorteilhafte Investitionen nicht tätigen und insofern das durch das Mengeninstrumente definierte Vermeidungsziel in ineffizienter Weise umsetzen, weil sie regulierungsspezifische Unsicherheiten in ihren individuellen Anpassungsentscheidungen berücksichtigen, die, etwa im Gegensatz zu technischen Unsicherheiten, keine wohlfahrtsrelevanten Aspekte wiederspiegeln. Verschärft wird diese Problematik bei Umweltproblemen, deren Lösung kapitalintensive Vermeidungsanstrengungen mit langen Refinanzierungszeiträumen und/oder die langfristige Entwicklung neuartiger Vermeidungsansätze voraussetzt, wie es insbesondere auf die Klimaproblematik zutrifft (etwa Hepburn, 2006, oder Nordhaus, 2007).

Bei Mengeninstrumenten schränkt zudem die Risikoaversion der Emittenten nicht nur die Investitionsbereitschaft, sondern auch die Bereitschaft zum Handel mit Zertifikaten ein. Wenn die Zertifikate kostenlos zu Beginn der Handelsperiode ausgegeben werden, investieren Emittenten, die im Vergleich zu ihren Emissionen wenige Emissionsberechtigungen erhalten, tendenziell übermäßig stark in Vermeidung, während Emittenten, die anfangs überausgestattet werden, nur ineffizient geringe Vermeidungsanstrengungen ergreifen. Entsprechend sind die gleichgewichtigen Vermeidungsanstrengungen und damit die Anglei-

chung der Grenzvermeidungskosten der Emittenten als Ziel einer kosteneffizienten Umweltpolitik nicht mehr unabhängig von der anfänglichen Allokation der Zertifikate. Lässt man die allgemeine Investitionsunsicherheit bei Vermeidungsmaßnahmen unberücksichtigt, hat die Risikoeinstellung der Emittenten bei Preisinstrumenten dagegen keinen Einfluss darauf, dass die angestrebte Vermeidung kosteneffizient erreicht wird (vgl. Baldursson und von der Fehr, 2004).

Allerdings stehen auch für Mengeninstrumente verschiedene Ansätze offen, stabilere Investitionsbedingungen zu schaffen, etwa durch Einführung von Preisunter- und Preisobergrenzen oder über den intertemporalen Handel mit Zertifikaten, der eine gewisse Absicherung gegen Preisschwankungen verspricht (Newell et al., 2005; Fell et al., 2008; Fell und Morgenstern, 2008; Chevallier, 2012). Die Ansätze werden die im weiteren Verlauf des Berichts noch näher beschrieben. Da sich die Volatilität des Zertifikatepreises nicht zuletzt auch aus den übrigen Unsicherheitsfaktoren für die Rendite von Vermeidungsprojekten ableitet, ist in vielen Fällen zudem davon auszugehen, dass diesen für die Investitionsentscheidung höhere Bedeutung zukommt als der Preisvolatilität am Zertifikatemarkt. Die Wahl eines Preisinstruments verspricht dann jedoch keine Vorteile gegenüber einem Mengeninstrument hinsichtlich der Anreize der Emittenten, in Vermeidungsprojekte zu investieren.

Gerade bei einem Umweltproblem wie dem Klimawandel, bei dem die naturwissenschaftliche Forschung laufend neue Erkenntnisse über den Treibhauseffekt und technologische Optionen gewinnt, sollte schließlich nicht vernachlässigt werden, dass ein Zertifikatesystem mit der Möglichkeit des intertemporalen Handels den Akteuren größere Flexibilität in ihren Reaktionen auf eine Änderung des umweltpolitischen Ziels bietet. Durch die intertemporalen Arbitragemöglichkeiten gehen bereits in der Gegenwart neue Erkenntnisse über zukünftig notwendige Anpassungen des Umweltziels oder verfügbare Technologieoptionen in den Zertifikatepreis ein, so dass Emittenten ein konkretes Signal über die Vorteile verschiedener Anpassungsstrategien erhalten. Ein Preisinstrument ist dagegen nicht in der Lage, derartige dynamische Entwicklungen sowohl bei den Vermeidungskosten als auch beim Vermeidungsnutzen in einem für alle Emittenten sichtbaren Signal einzufangen (vgl. Murray et al., 2009; Goulder und Parry, 2008; Aldy et al., 2010).

III.1.1.5 Distributive Fragen und politische Durchsetzbarkeit

Preis- wie auch Mengeninstrumente setzen (direkt oder indirekt) einen Preis für Emissionen. Sie schaffen damit einen Wert, der bei Einführung der Umweltpolitik zwischen dem Staat und den Emittenten aufgeteilt wird (etwa Keohane, 2009). Durch die Wahl eines Preisinstruments, etwa einer Emissionssteuer, fällt dieser Wert der unter dem Umweltziel angestrebten Emissionsmenge in jedem Fall dem Staat zu, indem die Emittenten für jede Emissionseinheit eine Abgabe an den Staat zahlen müssen. Bei einem Zertifikatesystem hängt die Verteilung dieses Werts dagegen davon ab, ob und zu welchem Anteil die Emissionsberechtigungen zu Beginn auktioniert werden (etwa Aldy et al., 2010). So wird etwa durch die freie

Ausgabe der Zertifikate der Gesamtwert der zulässigen Emissionen den Emittenten übertragen. Da stets der Emittent mit den höchsten Vermeidungskosten am Zertifikatemarkt preissetzend ist, können sich Akteure, die über günstigere Vermeidungsmöglichkeiten verfügen und entsprechend Zertifikate verkaufen können, dann sogar besser stellen als ohne umweltpolitische Regulierung (Goulder und Parry, 2008; Keohane, 2009). Allein die Einschränkung der Gesamtmenge an zulässigen Emissionen verursacht aber auch bei freier Zuteilung der Zertifikate Anpassungskosten, die sich in höheren Marktpreisen bei den Endverbrauchern niederschlagen und damit auf Seiten der Emittenten erhebliche Renten entstehen lassen können, indem einzelne Emittenten bei hinreichender Ausstattung mit kostenlosen Zertifikaten zwar selbst keine Anpassungskosten zu tragen haben, aber von den gestiegenen Kosten anderer Marktteilnehmer und den dadurch steigenden Marktpreisen profitieren. Die „Nutzung“ kostenlos zugeteilter Zertifikate ist zudem in jedem Fall mit Opportunitätskosten verbunden, da den Emittenten mögliche Einnahmen aus dem Verkauf dieser Zertifikate am Zertifikatemarkt entgehen. Preisen die Emittenten, ökonomisch durchaus gerechtfertigt, diese Opportunitätskosten ein, steigen die Verbraucherpreise und es können hohe „Windfall-Profite“ erzielt werden, in denen sich der durch die kostenlose Zuteilung auf die Unternehmen transferierte Wert der noch zulässigen Emissionen wiederspiegelt (vgl. Hintermann, 2011). Durch Auktionierung der Zertifikate kann der Staat diese Renten abschöpfen und Einnahmen generieren, so dass der Vorteil zusätzlicher Staatseinnahmen, etwa im Hinblick auf eine mögliche doppelte Dividende, nicht allein bei Wahl eines Preisinstrumentes besteht (etwa Parry und Pizer, 2007).

Zu beachten ist jedoch, dass durch die Generierung von Staatseinnahmen mit Hilfe umweltpolitischer Instrumente auf Seiten der Emittenten nicht nur Kosten für die Vermeidungsmaßnahmen an sich anfallen, sondern auch Kosten für die nach der Anpassung an die Umweltpolitik unter Umständen verbleibenden Emissionen, obwohl diese im Einklang mit der eigentlichen umweltpolitischen Zielsetzung stehen (etwa Hanley et al., 2007 oder Goulder und Parry, 2008). Wird im Ausland keine derartige umweltpolitische Regulierung ergriffen, verschlechtert diese, allein im Hinblick auf das Vermeidungsziel zusätzliche, Kostenbelastung (sogenannter Double Burden) die Konkurrenzfähigkeit der heimischen Emittenten im internationalen Wettbewerb und kann damit einen ineffizienten Ausleseprozess unter den Emittenten anstoßen. Bei Vermeidungsoptionen mit hohem Finanzierungsbedarf können diese Kostenbelastungen zudem auch ein Investitionshemmnis darstellen, indem die finanzielle Leistungsfähigkeit der Emittenten zu stark beschränkt wird.

Hohe Kostenbelastungen der Emittenten gefährden schließlich ganz allgemein die politische Durchsetzbarkeit des angestrebten Umweltziels. Indem bei Mengeninstrumenten die Emissionsberechtigungen anfänglich vollständig oder nur anteilig kostenlos zugeteilt werden können und damit die Kostenbelastung der Emittenten frei angepasst werden kann, bieten Mengeninstrumente flexible und transparente Möglichkeiten, die tatsächlichen Vermeidungskosten der Emittenten zu senken. Nicht zuletzt aus diesem Grund wird die politische Durchsetzbarkeit eines Umweltziels durch Wahl eines Mengeninstrumentes allgemein als

günstiger eingeschätzt als bei Wahl eines Preisinstrumente (Hepburn, 2006; Keohane, 2009). Bei Abgaben- bzw. Steuerlösungen stehen über Ausnahmenregelungen und Umverteilungsmechanismen zwar grundsätzlich ebenfalls Wege offen, die Kostenbelastung der Emittenten anzupassen. Allerdings wird argumentiert, dass aus letztlich psychologischen Gründen allein die Bezeichnung „Steuer“ wesentlich massiveren politischen Widerstand hervorrufen wird und die Umsetzung des Umweltziels unwahrscheinlicher machen kann (Newell et al., 2005).

Wie die Einführung eines Umweltinstruments sind in jedem Fall auch die Gestaltung der Ausnahmeregelungen bei Preisinstrumenten und die Verpflichtung zur Ersteigerung von Zertifikaten bei Mengeninstrumenten politischem Druck ausgesetzt. Der Einfluss von Lobbygruppen erstreckt sich in diesem Zusammenhang bei einem Mengeninstrument allerdings lediglich auf die Verteilung möglicher Renten, während er bei einem Preisinstrument unmittelbare Auswirkungen auf die in der Folge erzielten Vermeidungserfolge hat (etwa Keohane, 2009). Durch freie Zuteilung der Zertifikate können bei einem Mengeninstrument durch die Möglichkeiten, Renten zu generieren und die wirtschaftlichen Chancen des Zertifikatehandels zu nutzen, zudem auch auf Seiten der betroffenen Akteure ökonomische Interessen an der Aufrechterhaltung und strengen Kontrolle der Umweltpolitik entstehen. Dies gilt insbesondere für Emittenten mit vergleichsweise günstigen Vermeidungsoptionen (Goulder und Parry, 2008). Ein Preisinstrument wirkt dagegen durchgehend als zusätzliche Belastung und ruft entsprechend dauerhaften Widerstand hervor.

Ein zu hoher Anteil kostenlos ausgegebener Zertifikate kann jedoch – neben der Gefahr, hohe Windfall-Profiten bei den Emittenten entstehen zu lassen – als Markteintrittsbarriere für potentielle Konkurrenten wirken und aus politischer Sicht als Verletzung des „Polluter-Pay-Prinzips“ wahrgenommen werden. Verschärfend kommt aus politischer Sicht hinzu, dass ein Verzicht auf die Auktionierung der Zertifikate tendenziell Firmen- und Kapitaleigner begünstigt (Goulder und Parry, 2008; Aldy et al., 2010) und damit regressiv wirkt. Weiterhin werden die zusätzlichen Belastungen aus der Auktionierung der Zertifikate von den Emittenten zumindest teilweise auch auf die Produktpreise überwälzt und können so eine stärkere Reaktion der Nachfrageseite auf die umweltpolitische Zielsetzung auslösen (vgl. Hepburn, 2006).

III.1.2 Die Eignung eines ETS zur Implementierung der Energiewende

Mit der Einführung des EU ETS ist die Entscheidung zwischen Preis- und Mengeninstrument auch wegen der leichteren politischen Durchsetzbarkeit zugunsten eines Mengeninstrument (mit freier Zuteilung der Emissionsberechtigungen in den ersten beiden Handelsperioden) gefallen (Convery, 2009). Da die Energiewende im Sinne der weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung primär klimapolitische Ziele verfolgt und nicht zuletzt zahlreiche Ökonomen eine klare Präferenz für das EU ETS auch im Rahmen der Umgestaltung des Energiesystems äußern (vgl. etwa Sinn, 2012), stellt es auch für die Ausgestal-

tung der Energiewende den Bezugspunkt dar, an dem die Wirkung und Rechtfertigung möglicher ergänzender Maßnahmen zu bewerten sind.

Die klimapolitische Diskussion auf europäischer wie internationaler Ebene konzentriert sich statt der sozialen Kosten der CO₂-Emissionen insbesondere auf Emissionsmengen und Zeitpfade, die zum einen transparent von einem Mengeninstrument nachgezeichnet werden können. Zum anderen erscheint eine globale Einigung über eine Obergrenze für Emissionen und die Allokation der Emissionsmengen wesentlich wahrscheinlicher als die weltweite Einigung auf einen Preis für Emissionen, da der Emissionshandel gerade Entwicklungsländern mit vergleichsweise günstigen Vermeidungspotenzialen eine effektive Einnahmequelle verspricht, während eine Emissionsabgabe ohne zusätzliche Abkommen über die Lastenverteilung gerade weltweit eine stark regressive Wirkung entfalten würde (etwa auch Keohane, 2009). In dieser Hinsicht macht die Entscheidung für ein Mengeninstrument und die glaubwürdige, auf längere Sicht angelegte Stärkung dieses klimapolitischen Ansatzes in Europa auch die erfolgreiche Abstimmung eines globalen Ansatzes zum Klimaschutz wahrscheinlicher (vgl. etwa Buchholz und Peters, 2005). In Bezug auf die europäische Klimapolitik konnten zudem sowohl auf Seiten der Staaten als auch auf Seiten der Emittenten wertvolle Erfahrungen im Umgang mit dem Mengeninstrument gesammelt werden. Zeit und Kosten wurden aufgewandt, die notwendigen Institutionen für eine auf längere Sicht angelegte, glaubwürdig Klimapolitik auf europäischer Ebene zu schaffen und diese weiterzuentwickeln („institutional lock-in“, vgl. Hepburn, 2006).

Angesichts dieses Wissensvorsprungs und des reinen politischen wie administrativen Aufwands einer Änderung der klimapolitischen Ausrichtung, der Bedeutung von Glaubwürdigkeit und Verlässlichkeit bei einem langfristigen Umweltproblem wie dem Klimawandel für den Erfolg der Regulierung und dem Bestreben, ein globales Klimaschutzabkommen zu schließen, sowie der wenig eindeutigen Vorzüge eines Preisinstruments wäre eine Abkehr vom EU ETS zum jetzigen Zeitpunkt kaum zu rechtfertigen (vgl. zu dieser Argumentation für das EU ETS als sinnvollen Bezugspunkt weiterer energie- und klimapolitischer Maßnahmen auch Hepburn, 2006). Zu fragen ist allerdings, ob und inwieweit flankierende Maßnahmen zur Umsetzung der energiepolitischen Zielsetzungen ergriffen werden sollten. Im Folgenden sollen deshalb die Wirkungen und Defizite eines Zertifikatehandels konkret in Bezug auf den Energie- bzw. Strombereich und die Ziele der deutschen Energiewende näher betrachtet werden.

III.1.2.1 Die allgemeinen Herausforderungen eines ETS bei der Energiewende

Die Grundvoraussetzung einer erfolgreichen und durch die Marktkräfte geleiteten Energiewende stellt die Schaffung eines dem Investitionsbedarf und -risiko angemessenen Investitionsklimas dar, sowohl für Investitionen in die Anwendung, als auch die Entwicklung neuer Technologien zur klimafreundlichen Energieversorgung. Als alleiniges Instrument zur Umsetzung der konkreten Zielsetzungen der Energiewende muss sich ein ETS daher daran messen

lassen, ob und inwieweit es dieser Anforderung gerecht zu werden verspricht. Die Energie- und Stromversorgung sowie die Energiewende im Sinne der weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung sind allerdings durch besondere Merkmale und Herausforderungen gekennzeichnet, die in Arbeitsschritt I bereits ausführlich diskutiert und an dieser Stelle kurz wiederholt werden sollen.

- Zwar mag der für den radikalen Umbau des Versorgungssystems geplante Zeithorizont aus Sicht einzelner Akteure eher langfristig angelegt sein. Im Vergleich zu den zu bewältigenden Herausforderungen erscheint er dagegen eher kurz und ambitioniert. Ein längerer Zeithorizont könnte die zentralen Herausforderungen der Energiewende abmildern, ist jedoch mit der übergeordneten Zielsetzung, bis 2050 die klimapolitischen Vermeidungsziele zu erreichen, nicht vereinbar.
- Die Energiewende erfordert einen außerordentlich hohen Bedarf an Investitionen zur Umgestaltung des gesamten in der Energieversorgung gebundenen Kapitals. Auch einzelne Investitionsprojekte sind vielfach von einer hohen Kapitalintensität geprägt. Verschärfend kommt in diesem Zusammenhang hinzu, dass Investitionsprojekte zum einen nachträglich oft nicht mehr in ihrem Umfang erweitert werden können bzw. ihr Umfang nicht in kleineren Schritten an die tatsächlichen Rahmenbedingungen angepasst werden kann („lumpiness“; vgl. etwa Steggals et al., 2011). Zum anderen sind viele Investitionsprojekte im Energiebereich durch ein hohes Maß an Irreversibilität gekennzeichnet. Da zugleich ihre Rentabilität vielfach von der unsicheren Entwicklung der Preise für Energie oder Energieträger abhängt, kann dem Aufschieben von Investitionsentscheidungen, d.h. „Warten“, ein hoher Optionswert zukommen, der zu einer vergleichsweise hohen Verhaltensträgheit der Akteure führt (vgl. etwa Linares und Labandeira, 2010). In der Regel können diese hohen Anfangsinvestitionen nur über vergleichsweise lange Zeiträume refinanziert werden bzw. versprechen erst in der fernen Zukunft positive (Netto-)Gewinne.
- Zumindest implizit liegt der angestrebten Dekarbonisierung der Energieversorgung ein relativ weitgehendes Vertrauen auf den technischen Fortschritt zugrunde. Sie stützt sich auf Technologien, die heute, wenn überhaupt, erst zum Teil verfügbar und in der Regel technisch noch nicht ausgereift sind. In vielen Fällen, wie etwa bei der Entwicklung kostengünstiger Stromspeicher, sind vollkommen neue Technologien und damit technologische Durchbrüche erforderlich. Dabei ist auch nicht zu erwarten, dass diese innovativen Vermeidungsansätze in jedem Fall auf bestehenden Technologien aufbauen werden können (vgl. Hanemann, 2010). Angesichts des begrenzten Zeithorizonts der Energiewende sind frühzeitige Investitionen in die Grundlagenforschung und eine frühzeitige Anwendung und Verbreitung der innovativen Technologien zur Ausnutzung von Lerneffekten und Economies of Scale notwendig, um die anvisierten Vermeidungsziele und die erwartete bzw. erhoffte Senkung der Kosten einer klimafreundlichen Energieversorgung realisieren zu können.

- Die Energie- und insbesondere die Stromversorgung kennzeichnen vergleichsweise hohe System- und Pfadabhängigkeiten. Diese sind nicht zuletzt auf die in der Regel hohe Kapitalintensität einzelner Investitionsprojekte und die relativ langen Amortisationszeiten zurückzuführen. Durch die Nutzung einer gemeinsamen Netzinfrastruktur in Teilen der Wärmeversorgung (Fernwärmenetze) und der Stromversorgung ist die Entwicklung neuer Vermeidungsansätze in diesen Bereichen zudem technischen Rahmenbedingungen bzw. Restriktionen unterworfen. Darüber hinaus kann der Einsatz von Vermeidungstechnologien in einem bereits bestehenden System mit sekundären externen Effekten verbunden sein. Die Energiewende erfordert deshalb nicht allein die isolierte, sondern vielmehr eine systemweit koordinierte Entwicklung und Anwendung neuer klimafreundlicher Technologien. Da die angestrebte Transformation aufbauend auf ein bereits aufeinander abgestimmtes Versorgungssystem gelingen soll, sind sehr wahrscheinlich starke Lock-In-Effekte zu überwinden.

III.1.2.2 Die allgemeinen Wirkungsdefizite eines ETS und deren Verschärfung bei der Energiewende

Im allgemeinen Kontext werden gegen die Wirksamkeit eines ETS insbesondere drei Gesichtspunkte vorgebracht, die zum Teil bereits in der Diskussion von Preis- gegenüber Mengeninstrumenten angeklungen waren. Vor Hintergrund der genannten besonderen Merkmale und Herausforderungen der Energiewende gewinnen diese allgemeinen Wirkungsdefizite, insbesondere im Hinblick auf die notwendigen starken Investitionsanreize für Anwendung und Entwicklung von Vermeidungstechnologien und -ansätzen, zum Teil erheblich an Bedeutung.

- Ein ETS schafft über den Zertifikatepreis ein Preissignal, das in der Regel nicht konstant ist, sondern im Zeitverlauf erheblich schwanken kann. Gerade im Energiebereich steht dem allgemein sehr hohen Investitionsbedarf und der zugleich hohen Kapitalintensität vieler Einzelmaßnahmen damit aus Sicht der Emittenten ein erheblicher Unsicherheitsfaktor gegenüber, der die Bereitschaft, Vermeidungstechnologien einzusetzen und/oder zu entwickeln, stark vermindert und die Anreizwirkung des ETS einschränkt. Allein aufgrund dieses in jedem Fall bestehenden Preisrisikos am Zertifikatemarkt kann ein ETS einem günstigen Investitionsklimas als Grundvoraussetzung der Energiewende daher nur eingeschränkt Rechnung tragen. Die in der Regel relativ langen Amortisationszeiten der Investitionen im Energiebereich erhöhen diese regulierungsbedingte Investitionsunsicherheit weiter, da die Prognose des Zertifikatepreises mit zunehmendem zeitlichem Abstand immer fehlerbehafteter wird. Durch derartige Investitionsrisiken können die Emittenten zudem bei der Projektfinanzierung mit Finanzierungsrestriktionen am Kapitalmarkt konfrontiert werden. Dabei entsteht auch die Gefahr, dass die Emittenten bzw. Investoren gerade wegen der wirtschaftspolitischen Ausgestaltung durch ein ETS hohe Risikoprämien fordern, so dass Investitionsprojekte als unrentabel erscheinen, die bei Verwendung aus gesamtwirtschaftlicher

Sicht angemessener, d.h. insbesondere um die regulierungsbedingte Unsicherheit korrigierter, Diskontraten eigentlich ergriffen werden sollten (vgl. auch Grubb und Newbery, 2007, oder Sovacool, 2009).

- Auch bei optimaler Anpassung der Emittenten an das Emissionsvermeidungsziel sind die Emittenten im Rahmen eines ETS verpflichtet, für die verbleibenden Restemissionen Zertifikate zu erwerben und zu halten. Durch die aus dieser Verpflichtung resultierenden Kostenbelastungen können die internationale Konkurrenzfähigkeit der Emittenten bedroht und ein Ausleseprozess unter den heimischen Emittenten angestoßen werden, der durch die eigentlichen umweltpolitischen Ziele des staatlichen Eingriffs nicht gerechtfertigt ist (etwa auch Hanley et al., 2007).

Diese finanziellen Belastungen können zudem eine effiziente Anpassung und Entwicklung von Vermeidungsstrategien behindern, indem sie mögliche Finanzierungsrestriktionen der Emittenten bei Vermeidungsmaßnahmen verstärken oder sogar erst hervorrufen. Finanzierungsrestriktionen sind bei der Energiewende insbesondere angesichts der hohen Kapitalintensität vieler Investitionsprojekte und der Tatsache, dass zur Umsetzung der Ziele der Energiewende auch auf Seiten finanzschwächerer (Klein-)Emittenten ein erheblicher Investitionsbedarf besteht, nicht auszuschließen. Die typischerweise längeren Refinanzierungszeiten wirken dabei zusätzlich verschärfend.

- Es ist zu befürchten, dass die tatsächlichen Verhaltensreaktionen der Emittenten von den Annahmen des theoretischen Ideallmodells, das der Präferenz für ein ETS zugrunde liegt, abweichen. So trägt die grundsätzliche Idee marktwirtschaftlicher Instrumente, externe Effekte bzw. allgemein Aspekte des Marktversagens durch Erweiterung des Preismechanismus zu korrigieren, nur dann und nur insoweit, wie die Akteure in einem engen Sinne streng rational handeln und externe Effekte ihrer Handlungen vollständig und effizient berücksichtigen, sobald für diese Preissignale existieren. Abweichungen von dieser Verhaltenshypothese, wie sie Thema der modernen Verhaltensökonomie sind, schränken entsprechend die Anreizwirkung marktwirtschaftlicher Instrumente wie einem ETS ein (vgl. für die Implikationen der modernen verhaltensökonomischen Forschung für umweltpolitische Fragestellungen etwa Shogren und Thaler, 2008).

Die verhaltensökonomische Forschung zeigt zum einen, dass Nutzenänderungen durch Entscheidungen unter Unsicherheit nicht objektiv über den Erwartungsnutzen, sondern von einem bestimmten Bezugspunkt und typischerweise vom Status Quo aus beurteilt werden. Dies führt zu einer Verzerrung von Investitionsentscheidungen zugunsten des Status Quo, d.h. zugunsten von bekannten Technologien und Verhaltensweisen, selbst wenn innovativere Ansätze höhere Gewinne versprechen würden. Im Gegensatz zur klassischen Theorie zu Entscheidungen unter Unsicherheit deuten verhaltensökonomische Untersuchungen zudem darauf hin, dass Individuen mögliche Gewinne und Verluste nicht gleich bewerten, sondern Verluste gegenüber dem Status Quo stärker gewichtet als mögliche Gewinne. Diese unterschiedliche Risiko-

koeinstellung gegenüber möglichen Gewinnen und Verlusten, die als Verlustaversion bezeichnet wird, verstärkt die Verzerrung von Investitionsentscheidungen zugunsten des Status Quo (etwa Shogren und Taylor, 2008, und Greene, 2011).

Im Gegensatz zu diesen verhaltenspsychologischen Gesichtspunkten, nach denen sich Individuen grundsätzlich nicht rational im Sinne der klassischen Entscheidungstheorie verhalten, geht das verhaltensökonomische Konzept der sogenannten beschränkten Rationalität davon aus, dass die Individuen sich rational verhalten, aber aufgrund von Zeitmangel, Mangel an Mitarbeitern oder eigenen Wahrnehmungsdefiziten nicht in der Lage sind, die verfügbaren Informationen vollständig und hinreichend genau zu erfassen (vgl. Pollitt und Shaorshadze, 2011). Beschränkte Rationalität äußert sich etwa bei Investitionsentscheidungen in der Anwendung von Daumenregeln oder der Orientierung an vertrauten Verhaltensmustern, so dass Entscheidungen trotz Vorliegen vollständiger Informationen lediglich auf Grundlage eingeschränkter Informationen erfolgen (Schleich, 2009, oder Tietenberg, 2009). Auch die (implizite) Anwendung heuristischer Entscheidungsstrategien kann Ausdruck einer Überforderung der Individuen bei komplexen Entscheidungen sein. Dabei vergleichen die Individuen zur Entscheidungsfindung etwa die verschiedenen Optionen nicht, wie im traditionellen Maximierungskalkül unterstellt, in einer übergreifenden Kosten-Nutzen-Abwägung, sondern anhand einzelner Kategorien und Merkmale, die mit unterschiedlichen Gewichten in die Entscheidung eingehen. Diese Vereinfachung der Entscheidungsfindung kann jedoch zu einer systematischen Abweichung von den Annahmen der klassischen Entscheidungstheorie führen (Gillingham et al., 2009). Schließlich zeigen verhaltensökonomische Studien auch, dass Akteure bei Kauf- und Investitionsentscheidungen unbewusst und trotz grundsätzlich vollständiger Information bestimmten Detailinformationen oder Merkmalen keine Beachtung schenken (vgl. auch Allcott und Greenstone, 2012).

Die Energiewende erfordert in hohem Maß den zügigen Einsatz neuer und unbekannter Vermeidungstechnologien und -strategien, die vielfach eine Abkehr von bekannten Produktions- und Verhaltensweisen darstellen werden. Ein ETS überträgt die Verantwortung, die jeweils „richtige“ Vermeidungsstrategie zu wählen, allein auf die einzelnen Emittenten. Angesichts der zum Teil hohen Komplexität und Unsicherheit droht dabei jedoch eine Überforderung der einzelnen Emittenten, durch die eine Abkehr von der unterstellten Verhaltenshypothese strenger Rationalität auf Grundlage der verhaltensökonomischen Forschung nicht ausgeschlossen werden kann.

Aufgrund der vielfach hohen Kapitalintensität, des entsprechend hohen Finanzierungsbedarfs und der meist langen Refinanzierungszeiten einzelner Investitionsprojekte kommt zudem gerade bei der Energiewende der Bewertung der zukünftigen Erträge aus heutiger Sicht eine zentrale Bedeutung für die Anreizwirkung des Preissignals eines ETS zu. Akteure, die sich im klassisch ökonomischen Sinn streng rational verhalten, sollten grundsätzlich die auch langfristig effizienten Entscheidungen treffen. Die ver-

haltensökonomischen Beobachtungen, insbesondere zum Bezug auf den Status Quo und zur möglichen Verlustaversion, deuten jedoch darauf hin, dass im Hinblick auf die langfristige Transformation der Energieversorgung und die langfristige (Anreiz-)Wirkung eines ETS das Verhalten vieler Akteure von zu hoher Kurzsichtigkeit geprägt ist, d.h. dass die Akteure bei der Anwendung und Entwicklung der Vermeidungstechnologien zu kurzsichtig agieren, da sie im Vergleich zur gesamtwirtschaftlichen Perspektive nur zu kurze Zeiträume zur Refinanzierung der Projekte akzeptieren und bei Investitionsentscheidungen zu hohe interne bzw. subjektive Renditeanforderungen zugrunde legen (vgl. auch Hanemann, 2010). Wegen der für viele Investitionsprojekte im Energiebereich typischen Verteilung von Kosten und Erträgen über die Zeit – hohen Anfangsinvestitionen stehen Erträge über einen längeren Zeitraum gegenüber – tendieren Investoren dann dazu, Projekte vorzuziehen, deren positive Erträge zeitnäher anfallen. Zu beachten ist im Hinblick auf die Verteilung von Kosten und Nutzen der Investitionsprojekte und die möglichen Investitionsanreize risikoaverser Akteure auch, dass die hohen Investitionskosten zeitnah und sicher Belastungen darstellen, während die Erträge über längere Zeiträume und in der Regel mit zunehmenden Unsicherheiten anfallen werden. Investitionsprojekte insbesondere im Zusammenhang mit der Entwicklung innovativer Vermeidungstechnologien, die erst in der ferner Zukunft wesentliche Vorteile und Gewinnchancen versprechen, werden dann entsprechend vernachlässigt, obwohl sie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht unter Umständen ebenso attraktiv oder sogar attraktiver erscheinen könnten.

III.1.2.3 Gründe für eine Ergänzung eines ETS um zusätzliche Instrumente

Für den Versuch, das Energieversorgungssystem allein mit Hilfe eines ETS umzubauen, müsste das ETS in jedem Fall auf den gesamten Zeithorizont der Transformation ausgedehnt und die zukünftigen ambitionierten Vermeidungsziele bereits heute als Emissionsobergrenzen festgeschrieben werden (vgl. auch Grubb und Newbery, 2007). Durch Zulassen intertemporalen Handels mit Zertifikaten (Banking und Borrowing) könnte sich so grundsätzlich die zukünftige Knappheit der Emissionsberechtigungen im heutigen Zertifikatepreis widerspiegeln und den Emittenten bzw. Investoren ein Preissignal für Investitionen in angemessene und effiziente Vermeidungsmaßnahmen übermitteln (etwa Chevallier, 2012, Leiby und Rubin, 2001). Um die Anreizwirkung und Verlässlichkeit des Preissignals angesichts der bereits beschriebenen allgemeinen Wirkungsdefizite eines ETS und der erheblichen Unsicherheiten sowohl beim Umbau des Kapitalstocks als auch bei der Entwicklung der notwendigen innovativen Technologien zu stärken, müsste der Staat die Höhe des Zertifikatepreises bzw. dessen Entwicklung wohl zumindest über einen gewissen Zeitraum garantieren und damit zusätzlich zur Ausdehnung des ETS auf den gesamten Zeithorizont der Energiewende weitere Maßnahmen ergreifen (vgl. auch Grubb und Newbery, 2007). Eine derartige Stabilisierung des Zertifikatepreises ist, analog zu den spezifischen Risiken von Preis- und Mengeninstrumenten (vgl. oben), immer auch mit einem Trade-off zwischen den Vorteilen sicherer Inves-

titionsbedingungen und einer Gefährdung des Umweltschutzzieles verbunden. Bei einem Stock Pollutant wie CO₂ würde die leichte Verletzung der Emissionsziele in einzelnen Perioden allerdings sehr wahrscheinlich nur vergleichsweise geringe Schadenswirkungen entfalten, so dass das für Preisinstrumente und Maßnahmen zur Stabilisierung des Zertifikatepreises spezifische Umweltrisiko eher gering einzuschätzen wäre.

In der Realität ist jedoch zu befürchten, dass es allein auf Basis eines derartigen, auf die lange Sicht angelegten, Zertifikatesystems nicht gelingen würde, das Energiesystem in die anvisierte Richtung und insbesondere in langfristig und dynamisch effizienter Weise umzubauen.

- Dagegen sprechen zunächst Fragen der politischen Durchsetzbarkeit und Glaubwürdigkeit. Der aufgrund der zukünftigen Knappheit der Zertifikate zu erwartende starke Anstieg des Zertifikatepreises ist zwar als Preissignal gewollt und notwendig, würde andererseits aber nicht allein von den Emittenten getragen, sondern zumindest teilweise auf die Endverbraucher überwälzt, vor allem in Form höherer Energiekosten. Aufgrund der (zumindest kurzfristig) eingeschränkten Substituierbarkeit von Energie und der entsprechend regressiven Verteilungswirkung des Anstiegs der Energiekosten dürfte deshalb schon die Einführung eines derartigen Systems mit erheblichen politischen Widerständen verbunden sein.

Noch wesentlich problematischer erscheint aus politischer Sicht allerdings eine für alle Akteure glaubwürdige Vermittlung derart langfristiger und ambitionierter Zielsetzungen (etwa Helm et al., 2003; Ulph und Ulph, 2009). Angesichts der wirtschaftlichen Risiken strenger CO₂-Vermeidungsziele droht, wenn der erhoffte technologische Fortschritt nicht eintreten sollte, insbesondere ein massives Hold-up-Problem. Denn in dem Wissen, dass sich die Politik durch die mangelhafte technologische Entwicklung und die aus diesem Grund sehr wahrscheinlich stark ansteigenden wirtschaftlichen Kosten der Umweltziele gezwungen sehen wird, mit einer Lockerung der Emissionsziele zu reagieren, können potentielle Investoren sogar bewusst auf Investitionen in ambitionierte und teure Vermeidungstechnologien verzichten (vgl. auch Hepburn, 2006). Umgekehrt kann die Politik auch mit einer nochmals deutlichen Verschärfung der Klimaziele reagieren, wenn bei unerwarteten technologischen Durchbrüchen die Vermeidungskosten erheblich sinken. Allgemein leidet die Glaubwürdigkeit derart langfristig angelegter politischer Maßnahmen daher an der dynamischen Inkonsistenz zwischen den für einen bestimmten Zeitpunkt angekündigten Vermeidungszielen und der zu diesem späteren Zeitpunkt als optimal erachteten Politik (Hanemann, 2010).

Scheitert die Politik aber, allen Akteuren glaubwürdig zu vermitteln, dass das ETS und die ambitionierten Vermeidungsziele unabhängig von der Technologie- und Kosten-Entwicklung nicht zur Diskussion stehen werden, verliert der heutige Zertifikatepreis seine Signalfunktion für die zukünftige Knappheit der Zertifikate und die entsprechend erforderliche Emissionsvermeidung. Die Erfolgsschancen der notwendigen Neu- und Weiterentwicklung innovativer Technologien für potentielle Investoren sind zwar schon aus technischer Sicht notwendigerweise unsicher. Die langfristige Rendite dieser

F&E-Anstrengungen ebenso wie die Rendite von Investitionen in Vermeidungstechnologien allgemein hängen neben der Preisentwicklung fossiler Energieträger jedoch ganz wesentlich von der Fortführung und Strenge der klimapolitischen Regulierung ab. Gelingt die glaubwürdige Vermittlung klimapolitischer Langfristziele daher nicht, ist ein auch langfristiges effizientes Verhalten der Emittenten bei Auswahl und Entwicklung der Vermeidungstechnologien mangels entsprechend verlässlicher Preissignale am Zertifikatemarkt von vorneherein nicht zu erwarten. Zu beachten ist zudem, dass gerade ein derartiges politisch begründetes Risiko für private Investoren nur ungleich schwerer zu kalkulieren ist als etwa technische Entwicklungsrisiken (vgl. auch Grubb und Newbery, 2007).

Selbst wenn es gelingen sollte, die ambitionierten und langfristigen Vermeidungsziele politisch glaubwürdig zu vermitteln, ergeben sich aus den Besonderheiten im Energiebereich und den speziellen Herausforderungen des Klimaschutzes weitere Aspekte, die insbesondere die langfristige Wirkung eines ETS für die effiziente Umgestaltung des Energiesystems einschränken können:

- Erhebliche Investitionsunsicherheiten entstehen bei der Anwendung wie bei der längerfristigen Entwicklung von Vermeidungsansätzen zum einen durch die Pfad- und Systemabhängigkeiten im Energiebereich, die letztlich auch Ausdruck der in I.2.2 beschriebenen Lock-in-Situation sind. Eine beschränkte Anreizwirkung eines ETS für Investitionen in Vermeidungstechnologien lassen zudem das meist hohe Maß an Irreversibilität sowie die Tatsache erwarten, dass bei vielen Projekten bereits im Voraus ihre endgültige Kapazität festgelegt werden muss („lumpiness“, vgl. oben). Dadurch besteht einerseits die Gefahr, dass eigentlich erwünschte frühe Investitionen in innovative Technologien vollständig abgeschrieben werden müssen, wenn Investitionsprojekte von ihren technischen oder ökonomischen Merkmalen her durch spätere technologische Durchbrüche nicht mehr (oder nur eingeschränkt) mit zukünftigen attraktiveren Technologien vereinbar sind oder sich bei einer unvorhergesehenen Änderung der Rahmenbedingung als falsch dimensioniert erweisen. Zum anderen können frühe Investitionen in bereits verfügbare Vermeidungstechnologien neue Pfadabhängigkeiten hervorrufen, durch die die Anreize zur Entwicklung (radikal) neuer Technologien, die langfristig geringere Kosten und höhere Vermeidungspotenziale versprechen würden, reduziert werden. Bereits unabhängig von der Preisvolatilität eines ETS können deshalb hohe Investitionsrisiken bestehen, die einzelne Investoren nicht mehr oder allein unter Forderung sehr hoher Risikoprämien zu tragen bereit sind (vgl. auch Hanemann, 2010). Wie bei den bereits angesprochenen verhaltensökonomisch begründeten Abweichungen der subjektiven von der gesamtwirtschaftlichen Diskontrate drohen dabei auch gesamtwirtschaftlich gewinnbringende Vermeidungsprojekte bei privaten Investoren keine Berücksichtigung mehr zu finden. Die Einführung eines Preissignals für CO₂-Emissionen mit Hilfe eines ETS kann aufgrund der zusätzlichen regulierungsbedingten Preisunsicherheit in dieser Situation wenn überhaupt nur begrenzt da-

zu beitragen, diese Investitionshemmisse am Markt zu beheben. Dies gilt umso mehr, je kapitalintensiver die Erforschung und Entwicklung der Technologien ist, je länger der erwartete Entwicklungszeitraum ist und je weniger es gelingt, das Investitionsrisiko über den Kapitalmarkt zu streuen.

- Zu einer unter Umständen derart beschränkten Anreizwirkung des ETS im Energiebereich trägt auch bei, dass im Rahmen der Energiewende nicht nur Kosten für die Entwicklung und Einführung der Innovationen anfallen werden. Vielmehr werden auch durch den vorzeitigen Ersatz bestehender (und kapitalintensiver) Techniken Kosten verursacht werden, da die erforderlichen technologischen Durchbrüche mit wenigen Ausnahmen nicht auf bestehenden Techniken und Einrichtungen aufbauen werden können (vgl. oben). Demgegenüber werden die Finanzierungsspielräume der Emittenten unter einem ETS durch die Verpflichtung, auch nach Investitionen in den Einsatz oder die Entwicklung von Vermeidungstechnologien Zertifikate für die Restemissionen zu halten, beschränkt, insbesondere bei einem beschränkten Zugang zum Kapitalmarkt. Zudem besteht die Gefahr, dass die Emittenten gerade bei hohen Zertifikatpreisen zu schnell in bereits bekannte Vermeidungstechnologien investieren, die aufgrund der Pfad- und Systemabhängigkeiten im Energiebereich gleichfalls den weiteren umwelttechnischen Fortschritt behindern können.
- Neben den bereits ausgeführten verhaltensökonomischen Aspekten werden in der Literatur weitere Gründe dafür angeführt, dass in zu geringem Umfang in die Energieeffizienz investiert wird und zum Teil gewinnversprechende Potenziale von den Akteuren nicht ausgeschöpft werden (vgl. für einen Überblick etwa Gillingham et al., 2009, oder Tietenberg, 2009). Diese Gründe erscheinen umso wichtiger, da die Energieeffizienz neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien oft als zentraler Baustein für das Gelingen der Energiewende gesehen wird, indem sie hohe Vermeidungspotenziale verspricht, aber auch den Umfang der notwendigen gesamten Transformation reduziert. Da die möglichen Gewinne aus nicht ausgeschöpften Effizienzpotenzialen ebenso wie finanzielle Belastungen letztlich ein Preissignal darstellen, das die Akteure grundsätzlich in eine bestimmte Richtung lenken sollte, ist die folgende Diskussion auch auf die allgemeine Einschätzung der Anreizwirkung eines ETS und teilweise auf sonstige Vermeidungsmaßnahmen im Rahmen der Energiewende übertragbar.

Einen wichtiger Grund dafür, dass ex post bzw. objektiv betrachtet rational erscheinende Entscheidungen nicht getroffen werden, stellen Informationsdefizite dar. Dies gilt insbesondere im Zusammenhang mit der Anwendung und Entwicklung von Maßnahmen zur Vermeidung von THG-Emissionen, bei denen zum einen eine hohe Zahl unterschiedlichster Emittenten und Akteure betroffen ist, zwischen denen Informationen über Vermeidungsmöglichkeiten ausgetauscht werden müssen. Zum anderen beschränken sich Ansätze zur Vermeidung von THG-Emissionen nicht nur auf die Anwendung einer bestimmten Maßnahme, sondern erfordern auch die weitergehende Anpassung bekannter (Produktions-)Strukturen und Verhaltens- bzw. Nutzungsge-

wohnheiten, wie sie von einzelnen Akteuren teilweise nicht erfasst werden (Hanemann, 2010). Derartige Informationsdefizite können dadurch entstehen, dass sich die Kosten und Gewinne möglicher Effizienzmaßnahmen im Voraus nur ungenau bestimmen lassen und erst nach der Investition vollständig deutlich werden. Dies gilt etwa bei neuen Technologien, für die noch zu geringe Erfahrungen gesammelt werden konnten, oder für Maßnahmen, deren Wirkung stark vom Einzelfall abhängt (etwa Tietenberg, 2009). Zu beachten sind im Zusammenhang mit Informationsdefiziten auch die bereits diskutierten Spillover- und Lernkurveneffekte bei der Anwendung neuer Technologien, durch die die Akteure insgesamt zu geringe Anreize haben können, in neue Technologien zu investieren und entsprechend Informationen und Erfahrungen zu sammeln. Zudem kann auch bereits die Entscheidung für eine Technologie oder Maßnahme ein wertvolles Signal für Wettbewerber darstellen (vgl. auch Jaffe et al., 2004).

Informationsdefizite können daneben auch auf asymmetrische Information zwischen Anbieter und Nachfrager energieeffizienter Produkte und Güter bzw. allgemein von Vermeidungsmaßnahmen beruhen. Auf Seiten der Anbieter besteht zwar grundsätzlich ein Anreiz, das Informationsgefälle abzubauen, doch bei dem Versuch, die Energieeffizienz eines Guts zu vermitteln, können oft hohe Transaktionskosten anfallen (etwa Schleich und Gruber, 2008). Umgekehrt sind die Nachfrager bei Effizienzmaßnahmen vielfach nur eingeschränkt in der Lage, den tatsächlichen Wert bzw. die Angaben der Anbieter objektiv nachzuvollziehen: Einzelne Akteure setzen sich aufgrund der in der Regel relativ langen Lebensdauer von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eher selten mit diesen auseinandersetzen, technischer Fortschritt bringt zwischen den Investitionsentscheidungen neue Optionen hervor und die realisierbaren Effizienzgewinne sind vielfach von den Bedingungen des Einzelfalls abhängig. Da in der Regel risikoaverse Nachfrager im Bewusstsein ihres Informationsdefizits tendenziell die Angaben zur Energieeffizienz abwerten, können die Anbieter energieeffizienter Produkte und Güter so nicht in jedem Fall angemessene Preise erzielen. Entsprechend sinken ihre Anreize, in die Energieeffizienz zu investieren (Tietenberg, 2009; Schleich, 2009).⁵⁰ Analog zur von Akerlof (1970) beschriebenen „Markets-for-lemons“-Problematik im Gebrauchtwagenhandel kann dies letztlich dazu führen, dass sich am Markt überwiegend ineffiziente Produkte und Gebäude durchsetzen.

Speziell in Unternehmen können zu diesen allgemeinen Informationsdefiziten (bzw. -asymmetrien) auch organisatorische Defizite hinzutreten, aufgrund derer die Preise auf Emissionen ebenso wie die Möglichkeiten zur Emissionsvermeidung den Entscheidungsträgern nur unzureichend vermittelt und bewusst werden (auch DeCanio, 1993; Schleich, 2009; Hanemann, 2009).

⁵⁰ Vgl. zu empirischen Abschätzungen der Bedeutung von Informationsdefiziten auch Allcott und Greenstone, 2012.

Zu geringe Investitionsanreize im Bereich der Energieeffizienz können auch auf eine Principal-Agent-Problematik zurückgehen, die sich ergibt, wenn derjenige, der die Investitionsentscheidung trifft, nur indirekt von den möglichen Einsparungen durch Effizienzgewinne profitiert. Dies ist im Unternehmensbereich von Bedeutung, wenn etwa Investitionsentscheidungen und die Minimierung laufender Kosten organisatorisch in unterschiedliche Verantwortungsbereiche fallen, einzelnen Abteilungen ihre Energiekosten nicht unmittelbar in Rechnung gestellt werden oder die Verantwortlichen aufgrund zu schneller Arbeitsplatzwechsel zu kurzsichtige Entscheidungen treffen (etwa Schleich, 2009, oder Tietenberg, 2009).

Das bekannteste Beispiel in diesem Zusammenhang stellt jedoch die sogenannte Landlord-Tenant-Problematik im Gebäudebereich dar (die letztlich auf das Vorliegen asymmetrischer Information zwischen Mieter und Vermieter bzw. Eigentümer und Käufer sowie hohe Transaktionskosten zurückführbar ist (Jaffe und Stavins, 1994b)). So haben Vermieter von Immobilien, wenn die unmittelbaren Effizienzgewinne allein dem Mieter in Form sinkender Energiekosten zugutekommen, nur dann und nur insoweit einen Anreiz, in die Energieeffizienz ihrer Immobilie zu investieren, als sie die Investitionskosten über Aufschläge auf den Mietpreis refinanzieren können. Allerdings sind die Möglichkeiten, Investitionskosten auf die Miete zu überwälzen, zwischen Vermieter und Mieter beschränkt. Zwischen Vermieter und Mietinteressenten besteht typischerweise ein hohes Maß an asymmetrischer Information über die Energieeffizienz der Immobilie. Die Energiekosten, die bei Nutzung einer Immobilie entstehen, hängen zudem immer auch vom Verhalten des jeweiligen Mieters ab, so dass die Angaben der Eigentümer auch nur eingeschränkt über Erfahrungswerte, etwa von Vornutzern, nachvollzogen werden können. Insgesamt fällt es damit Interessenten in vielen Fällen schwer, im Voraus die Energieeffizienz verschiedener Immobilien zu vergleichen und zu bewerten (vgl. etwa Tietenberg, 2009). Dabei ist auch zu beachten, dass für Vermieter objektive Informationen über die baulich erreichten Effizienzsteigerungen vorab in vielen Fällen nur mit großem Aufwand und hohen Kosten zu beschaffen sind (etwa Jaffe und Stavins, 1994b). Dies gilt insbesondere auch bei Effizienzinvestitionen im Rahmen bestehender Mietverhältnisse, bei denen die notwendigen Mietaufschläge mit dem Verweis auf die erwarteten Kosteneinsparungen für den Mieter gerechtfertigt werden müssen. Auch die Mieter haben nur eingeschränkte Anreize, durch Investitionen ihre Energiekosten zu senken, wenn etwa der Zeithorizont des Mietverhältnisses eine Refinanzierung aus den Effizienzgewinnen nicht erwarten lässt (vgl. etwa Schleich, 2009). Die Anreize des Vermieters in die Energieeffizienz zu investieren sind schließlich auch dann beschränkt, wenn die Energiekosten als pauschaler Aufschlag auf die Miete abgerechnet werden, da seine Rendite in diesem Fall ganz wesentlich vom individuellen Verhalten des Mieters abhängt (Tietenberg, 2009).

Auch Liquiditätsbeschränkungen einzelner Emittenten sind gerade im Energiebereich aufgrund des hohen Kapitalbedarfs vieler Projekte nicht auszuschließen. Die typi-

scherweise längeren Refinanzierungszeiten im Energiebereich erschweren dabei die Finanzierung mit Hilfe des Kapitalmarkts. So können finanzschwächere (Klein-)Emittenten, die auf eine Kreditfinanzierung angewiesen wären, nur über zu geringe Sicherheiten verfügen, um die notwendigen Kredite zur Vorfinanzierung der oft hohen Investitionskosten von Vermeidungsmaßnahmen zu erhalten (auch Tietenberg, 2009). Dies trifft insbesondere auch auf den Gebäudebereich zu. Liquiditätsbeschränkungen können auch auf Informationsprobleme zurückzuführen sein, wenn den Kapitalgebern im Voraus die möglichen Effizienzgewinne nicht glaubwürdig vermittelt werden können (vgl. auch Gillingham et al., 2009). In Unternehmen können zudem sogenannte interne Finanzierungsrestriktionen vorliegen (vgl. etwa Schleich, 2009). Beispielsweise können allgemeine Effizienzmaßnahmen für die Entscheidungsträger mit geringeren Ansehensgewinnen verbunden sein als etwa strategische Investitionsentscheidungen und aus diesem Grund anderen Investitionsprojekten untergeordnet werden. Eine relative Benachteiligung von Effizienzmaßnahmen bei der Auswahl von Investitionsprojekten kann sich daneben daraus ergeben, dass mögliche Investitionsprojekte stärker mit Blick auf die notwendigen Refinanzierungszeiträume als auf die zu erwartenden Gesamterträge verglichen werden. Derartige interne Restriktionen können schließlich auch darauf beruhen, dass die Verantwortung für Investitionskosten und laufende Kosten in Unternehmungen in unterschiedliche Bereiche fallen oder etwa die für Energieeffizienz Verantwortlichen in Unternehmen zu geringen Einfluss besitzen. Insgesamt führen Liquiditätsbeschränkungen dazu, dass nur ein Teil der möglichen Effizienzpotenziale ausgeschöpft wird und gerade Projekte durchgeführt werden, die kurzfristig die höchsten Renditen, aber nicht zwingend die höchsten Effizienzpotenziale versprechen.

- Ob eine starke Verknappung der Zertifikatemenge und die damit begründete Erwartung steigender Zertifikatepreise ein ausreichendes Signal zur Entwicklung von Technologien aussenden, hängt nicht zuletzt davon ab, inwieweit die betroffenen Emittenten in Zukunft in der Lage sein werden, die höheren Zertifikatepreise zu überwälzen. Denn im Extremfall einer vollständig unelastischen (Produkt-)Nachfrage werden die Emittenten selbst durch hohe Zertifikatepreise nicht belastet, da sie diese vollständig auf die Verbraucher überwälzen können. Entsprechend fehlt ein Anreiz zur Entwicklung neuer Technologien, die die Nachfrage nach Zertifikaten senken könnten. Allgemein wird die Signalwirkung des Zertifikatepreises für die Entwicklung neuer Technologien auch dadurch beeinflusst, wie die durch erfolgreiche Innovationen erwarteten (Effizienz-) Gewinne zukünftig verteilt werden. So sind die Anreize zur Entwicklung neuer Technologien eher gering, wenn die dadurch realisierbare Vermeidungskostenersparnis zu großen Teilen auf der Verbraucherseite anfallen wird, obwohl die jeweilige Technologie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht in jedem Fall eingeführt werden sollte.
- Die unmittelbaren Verhaltensreaktionen der zertifikatepflichtigen Akteure stellen nur einen begrenzten Teil der zur Transformation des Energiesystems notwendigen Maß-

nahmen dar. Erfahrungen mit dem ETS zur Kontrolle der SO₂-Emissionen in den USA zeigen zwar, dass ein ETS durchaus in der Lage ist, derart weitgehende Vermeidungsziele umzusetzen. Doch diese Erfolge in der Vermeidung von SO₂ konnten durch Anwendung großenteils bereits bekannter „End-of-Pipe“-Technologien erzielt werden, d.h. Technologien, die bei Einführung des ETS weitgehend bereits verfügbar waren und insbesondere zusammen mit bestehenden Technologien genutzt werden konnten. Da grundlegende technologische Durchbrüche nicht notwendig waren und auch nicht beobachtet wurden, lässt die Regulierung der SO₂-Emissionen keinen Schluss darüber zu, ob und inwieweit ein ETS imstande ist, solche grundlegenden Entwicklungen tatsächlich anzustoßen (Hanemann, 2010; Hanemann, 2009). Die Umsetzung weitgehender Vermeidungsziele im Zusammenhang mit CO₂-Emissionen wird allerdings nur auf Grundlage einer Vielzahl von Basisinnovationen gelingen können, die vollkommen neue technologische Ansätze verfolgen und wohl nur eingeschränkt auf bestehende Technologien aufbauen werden können. Es wird eine immer stärkere Verknüpfung des Wissens aus verschiedenen Sektoren und Disziplinen ebenso von zentraler Bedeutung sein wie die Einbindung von Kapitalgebern aufgrund der in der Regel hohen Kapitalintensität. Damit müssen zum einen zahlreiche verschiedene Akteure aus unterschiedlichen Disziplinen, Sektoren und Stufen des Innovationsprozesses – Invention, Innovation und Diffusion – am Innovationsprozess beteiligt werden. Zum anderen setzt ein im Hinblick auf die möglichst weitgehende CO₂-Vermeidung erfolgreicher Innovationsprozess voraus, dass die Erwartungen, Interessen und Entscheidungen dieser verschiedenen Akteure untereinander koordiniert und in Einklang gebracht werden. Da der Kreis der notwendigerweise einzubindenden Akteure und Sektoren weit über die unmittelbar zertifikatepflichtigen Emittenten hinausreicht, ist jedoch zu befürchten, dass ein ETS und das Preissignal am Zertifikatemarkt diese Koordinationsleistung nicht oder nur unzureichend erbringen werden können (Hanemann, 2010).

- Im Zusammenhang mit den erforderlichen Anpassungsreaktionen ist zu beachten, dass mit den Vermeidungsaktivitäten zertifikatepflichtiger Emittenten immer auch sekundäre Effekte auf weitere Akteure verbunden sein können, gerade innerhalb eines einheitlichen und von strengen technischen Rahmenbedingungen geprägten Versorgungssystem wie dem Stromnetz. Soweit diese Effekte von der bestehenden Regulierung der Systemnutzung nicht erfasst werden, werden sie von den zertifikatepflichtigen Emittenten auch nicht in ihrer Anpassungsentscheidung berücksichtigt und stellen aus ökonomischer Sicht neue, systembedingte externe Effekte dar. Zur effizienten systemweiten Koordination der Vermeidungsmaßnahmen sind entsprechend zusätzliche bzw. ergänzende Eingriffe ökonomisch gerechtfertigt und notwendig, zumindest in Form einer Anpassung der bestehenden Regulierung der Systemnutzung.
- Ein ETS strebt die kosteneffiziente Umsetzung eines gegebenen Umweltziels an und erfasst insofern von seiner grundsätzlichen Konzeption her unmittelbar zwei Bestandteile des energiepolitischen Zieldreiecks. Im Hinblick auf das Ziel der Wirtschaftlichkeit

wurden die Effizienzeigenschaften eines ETS im Energiebereich ausführlich diskutiert und auf einen möglichen Konflikt zwischen der kurz- und langfristigen Effizienz hingewiesen. Das dritte Ziel des energiepolitischen Zieldreiecks, die Versorgungssicherheit, stellt dagegen keine von einem ETS angestrebte oder erreichbare Zielsetzung dar. Vielmehr kann die Versorgungssicherheit unter dem Einfluss eines ETS aufgrund der steigenden Abhängigkeit von erneuerbaren Energien mit zeitlich schwankendem Angebot sinken, durch die geringere Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aber auch zunehmen. Im Sinne der Tinbergen-Regel, nach der die Zahl der eingesetzten Instrumente der Zahl der Marktversagensgründe angepasst werden sollte, ist deshalb, wenn und soweit ein Marktversagen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne eines öffentlichen Gutes vorliegt, der Einsatz eines zusätzlichen Instruments ordnungspolitisch gerechtfertigt und effizient.

- Das ETS als alleiniges Instrument zur Umgestaltung des Energiesystems löst die strukturellen Investitionsprobleme der erneuerbaren Energien am liberalisierten Strommarkt, d.h. die spezielle Form des Missing Money-Problems bei Aufbau und Betrieb der notwendigen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, nicht. Die Zertifikatepflicht erhöht zwar die Grenzkosten der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken und mildert damit die Refinanzierungsrisiken der erneuerbaren Energien, da die erzielbaren Deckungsbeiträge in den Zeiten steigen, in denen erneuerbaren Energien zusammen mit den preissetzenden konventionellen Kraftwerken Strom ins Netz einspeisen. Allerdings trägt ein ETS (oder auch jedes andere preisbasierte Instrument, das auf Seiten der konventionellen Kraftwerke die CO₂-Externalität internalisiert) nur zur relativen Besserstellung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bei, wenn und soweit die Witterungsverhältnisse ihren Einsatz überhaupt zulassen. Im Prinzip erhöht ein ETS so die Anreize auf Seiten der Betreiber erneuerbarer Energien, zur Flexibilisierung ihres Angebots in Energiespeicher zu investieren, die jedoch ihren Investitions- und Refinanzierungsbedarf noch einmal deutlich erhöhen würden.

Auch bei hohen Zertifikatepreisen bleibt zudem neben der witterungsbedingten Unsicherheit das Problem des Merit-Order-Effekts in der Refinanzierung bestehen. Da die erneuerbaren Kraftwerke bei hinreichendem Ausbau und hinreichender Korrelation der Witterungsverhältnisse gerade in den Zeiten, in denen sie Energie produzieren, die preissetzenden konventionellen Kraftwerke aus dem Markt verdrängen, können sie auch nicht von dem zusätzlichen Wettbewerbsvorteil profitieren, den ihnen der Zertifikatepreis verschafft. Die Ergänzung dargebotsabhängiger erneuerbarer Kraftwerke um zusätzliche Energiespeicher könnte zwar aus Sicht der Betreiber das Angebot ihrer Anlagen soweit flexibilisieren, dass sie auch zu Zeiten, in denen konventionelle Kraftwerke preissetzend einspeisen, tatsächlich Strom anbieten und die witterungsbedingten Unsicherheiten auffangen könnten. Würden sich die Refinanzierungsmöglichkeiten der Betreiber aber allein auf diese Zeiten beschränken, müssten die dann erzielbaren Deckungsbeiträge und entsprechend die Zertifikatepreise massiv

ansteigen. Deutliche Anstiege des Zertifikatepreises sind zwar bei einer solchen schrittweisen Absenkung des Emissions-Caps, wie sie auch die Energiewende impliziert, nicht ausgeschlossen. Ob der mit der Verschärfung des Emissions-Caps verbundene Anstieg des Preises jedoch ausreicht, die hohe Kapitalintensität der erneuerbaren Kraftwerke mitsamt der benötigten Energiespeicher zu finanzieren, erscheint aus heutiger Sicht schon aufgrund der nur geringen Zeiträume, auf die sich diese Refinanzierung konzentrieren würde, zumindest zweifelhaft. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch, dass die zunehmende Verschärfung der Emissionsobergrenze gleichzeitig die möglichen Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke und damit auch die Refinanzierungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien immer weiter einschränkt. Da die Zahl der relevanten Stunden und die Höhe der Refinanzierungsbeiträge vom Zusammenspiel der längerfristig unsicheren Witterungsverhältnisse und dem Nachfrageverlauf abhängen, kann die Refinanzierung der Investitionen auch nur schwer vorausberechnet werden. In jedem Fall sind die Refinanzierungsmöglichkeiten aus Sicht potentieller Investoren deshalb mit erheblichen und nur schwer kalkulierbaren Risiken verbunden. Für die Zukunft ist bei strengen Emissionsobergrenzen und einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystem davon auszugehen, dass sich die Rolle der konventionellen Kraftwerke auf die Bereitstellung von Reservekapazitäten beschränkt, die im Prinzip nur noch zu den Zeiten ans Netz genommen werden, in denen kein „grüner“ Strom produziert oder aus Speichern abgerufen werden kann. Als preissetzende Kraftwerke am Strommarkt und damit zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien können sie in dieser Funktion jedoch nicht mehr dienen.

Schließlich unterbindet ein ETS auch nicht den strategischen Anreiz auf Seiten der Erzeuger erneuerbarer Energien, ihr Angebot mit Energiespeichern oder bewusster Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten stets so auszurichten, dass konventionelle Kraftwerke am Netz gehalten werden müssen – eher im Gegenteil wird dieser Anreiz durch die Anhebung der Grenzkosten sogar verstärkt (unter Umständen ist dieser Anreiz auch Folge der weiterhin bestehenden Unsicherheit über die Refinanzierung der Investitionen). Es besteht deshalb auch langfristig die Gefahr, dass die eigentlich installierten Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien nicht vollständig ausgeschöpft werden und es damit zu einer ineffizienten Emissionsvermeidung sowie entsprechend zu ineffizient hohen Zertifikate- und Strompreisen kommt.

III.1.2.4 Drohende Ineffizienzen und mögliche Vorteile eines Instrumentenmix

Insgesamt kann deshalb wohl nicht davon ausgegangen werden, dass allein das Preissignal des ETS genügen wird, die Orientierung der Akteure an der zu kurzfristigen Minimierung ihrer Anpassungskosten zu korrigieren und ihren Blick auf die langfristig erforderlichen innovativen Vermeidungstechnologien zu lenken. Auch in einem auf die lange Sicht angelegten ETS wird das Preissignal am Zertifikatemarkt die angekündigte starke Verknappung der Emissi-

onsberechtigungen und die drohenden Vermeidungskostenanstiege daher nur unzureichend widerspiegeln. Angesichts der hohen technischen Unsicherheiten, der langen Zeiträume und der hohen Zahl einzubindender Akteure ist zudem eine Lösung des dargestellten Koordinationsproblems in der Entwicklung der erforderlichen, neuen klimafreundlichen Energietechnologien allein mit Hilfe des Preissignals eines ETS nicht zu erwarten (Hanemann, 2009 und 2010).

Erforderliche Investitionen in innovativere Vermeidungsansätze unterbleiben. Das ETS als alleiniges Instrument droht das Kriterium der dynamischen Effizienz – im Hinblick auf die langfristigen Umweltziele – zu verletzen. Im Energiebereich erscheint die Gefahr derartiger Ineffizienzen aufgrund der für den politischen und unternehmerischen Entscheidungshorizont sehr langfristigen Zielsetzungen, der starken System- bzw. Pfadabhängigkeiten und des hohen Investitionsbedarfs besonders hoch (auch Hepburn, 2010; Helm, 2010):

- Aufgrund des erheblichen Investitionsbedarfs können sich Ineffizienzen ergeben, indem bei einer zu schwachen Berücksichtigung der langfristigen Vermeidungsziele in zu geringem Umfang bzw. mit zu geringer Geschwindigkeit begonnen wird, in die Transformation des Versorgungssystems zu investieren. Denn sollte in Zukunft unverändert an den strengen Vermeidungszielen festgehalten werden, drohen abgesehen von den Problemen einer unzureichenden technischen Entwicklung allein schon deshalb hohe Kosten, dass der entstandene Investitionsstau in relativ kurzer Zeit aufgelöst werden muss.
- Die Konzentration auf gegenwärtig kostengünstige und vergleichsweise bewährte Technologien zur Emissionsvermeidung kann verdecken, dass zukünftig verschärzte Umweltziele zu wesentlich geringeren Kosten erreichbar wären, wenn bereits heute mit der (Weiter-)Entwicklung einer Technologie begonnen würde, die anderenfalls in Zukunft überhaupt nicht oder nur zu wesentlich höheren Kosten zum Einsatz kommt. Auch hier ist das zu kurzfristig wirkende ETS mit einem Effizienzverlust verbunden, wenn die zukünftigen Einsparpotenziale die heutigen Entwicklungskosten der Technologie übersteigen (vgl. etwa Río González, 2004; Weber und Hey, 2012).

Durch die Pfad- und Systemabhängigkeiten können zudem zukünftig vorzeitige Abschreibungen erforderlich werden, wenn die Emittenten günstig erscheinende Technologien einsetzen, die bei einer Verschärfung der Vermeidungsziele in Zukunft durch aufwendigere Ansätze ersetzt werden müssen (vgl. oben).

- Schließlich ist zu beachten, dass die angestrebte Umgestaltung der Energieversorgung nicht in ein neues, sondern in ein über Jahrzehnte entstandenes Gesamtsystem mit stetigen technologischen Verbesserungen einzugreifen versucht. Allein aufgrund der historischen Entwicklung weisen konventionelle Energietechnologien zum einen einen technischen Entwicklungsvorsprung gegenüber einem Großteil der erneuerbaren Technologien auf. Zum anderen profitieren sie auch von der optimierten Abstimmung des gesamten Versorgungssystems auf ihre speziellen technischen (und ökonomi-

schen) Charakteristika. Wenn und soweit aber von einer derartigen Lock-in-Situation ausgegangen werden muss, stellt diese konventionelle Technologien nicht nur im heutigen Wettbewerb besser. Sie kann vielmehr auch eine Verzerrung im technologischen Fortschritt begründen, indem die Marktteilnehmer ihre technologischen Entwicklungsanstrengungen in zu starkem Maß auf den attraktiveren fossilen Bereich konzentrieren. Auch in einem auf die langfristigen Vermeidungsziele angelegten Zertifikatesystem würde der zu erwartende Anstieg des Zertifikatepreises allein die zukünftige Knappheit der Emissionsberechtigungen widerspiegeln. Zur Überwindung der Lock-in-Situation und zur Korrektur der Verzerrung in den technischen Entwicklungsanstrengungen wäre hingegen ein noch stärkeres Preissignal erforderlich. Sollte der Zertifikatepreis allerdings tatsächlich entsprechend ansteigen, droht statt zu hoher Vermeidungskosten in der Zukunft eine ineffizient starke Einschränkung in gegenwärtigem Konsum und Produktion. So ist in dieser Situation zu befürchten, dass ein ETS als alleiniges Instrument der Klimapolitik entweder auf lange Sicht zu geringe technologische Entwicklungen im Bereich der klimaneutralen Energietechnologien anstößt, oder angemessene technologische Entwicklungsanreize nur unter starken Verzerrungen in den Produktions- und Konsumententscheidungen der Gegenwart setzen wird (vgl. Acemoglu et al., 2012).

Diese möglichen Ineffizienzen einer langfristigen und ambitionierten Klimapolitik, die allein auf ein ETS vertraut und zu deren Umsetzung insbesondere auch die Transformation der Energieversorgung notwendig erscheint, ließen sich durch die Wahl eines zusätzlichen Instruments zumindest verringern (vgl. etwa Acemoglu et al., 2012; Weber und Hey, 2012; Río González, 2004). So könnte durch eine gezielte Förderung des technologischen Fortschritts im Bereich der erneuerbaren Energietechnologien etwa die mögliche Verzerrung in den Forschungsanreizen behoben, aber gleichzeitig die durch das ansonsten dazu erforderliche starke Preissignal am Zertifikatemarkt drohenden Gefahren für die Wirtschaftsleistung umgangen werden. Zu beachten ist allerdings, dass die Ergänzung des ETS um ein zusätzliches Instrument zur gezielten Förderung des „grünen“ technologischen Fortschritts mit hoher Wahrscheinlichkeit die Vorauswahl bestimmter Technologien und damit, zumindest in der kurzen Frist, die Verletzung des Kriteriums der statischen Kosteneffizienz implizieren kann.

Ohne Realisierung des erhofften technologischen Fortschritts droht andererseits das prinzipielle Kostenrisiko eines ETS für die betroffenen Emittenten auf längere Sicht in ein ökologisches Risiko umzuschlagen. Denn stößt das ETS eine nur unzureichende Entwicklung langfristig effizienter Technologien an, kann sich die Politik aufgrund der drohenden Anstiege der Vermeidungskosten gezwungen sehen, von den ambitionierten Vermeidungszielen abzurücken. In dieser Hinsicht können die höheren Kosten eines Instrumentenmix, die durch eine Abkehr von den Kriterien der statischen Kosteneffizienz in der kurzen Sicht anfallen können, auch als Versicherung gegen diese ökologischen Risiken der erzwungenen Politikanpassung gesehen werden. In politischer Hinsicht kann der Einsatz eines Instrumentenmix zudem die Glaubwürdigkeit der für die lange Frist anvisierten Vermeidungsziele stärken, indem diese

nicht nur im Rahmen eines ETS angekündigt werden, sondern durch konkretere Maßnahmen unterstützt werden (auch Mennel, 2012).

Die Vorteile eines Instrumentenmix spiegeln letztlich auch wieder, dass die Korrektur bzw. Berücksichtigung mehrerer Marktdefizite durch ein einzelnes Instrument stets ineffizienter ist als der Einsatz einer den Defiziten entsprechenden Zahl an Instrumenten (Tinbergen-Regel). So liegt im Energiebereich neben den Umweltexternalitäten der THG-Emissionen mit der technologischen Lock-in-Situation, die etwa bei Acemoglu et al. (2012) über die höhere Attraktivität von Forschungsaktivitäten im Bereich konventioneller, verschmutzender Technologien eingefangen wird, zumindest ein zweiter Aspekt vor, der den Einsatz eines zusätzlichen Instruments rechtfertigen kann (vgl. auch Hepburn, 2010).

Externalitäten im Forschungs- und Innovationsprozess aus Wissens-Spillover- oder Lernkurven-Effekte (vgl. Kapitel I.2.2.2) können in diesem Zusammenhang ebenfalls angeführt werden. Sie vermindern die Anreize, in Forschung und Entwicklung sowie die Anwendung neuer Technologien zu investieren, indem dem einzelnen Innovator und Investor nicht der volle Gewinn aus dem technologischen Fortschritt zufällt (vgl. dazu etwa auch Fischer und Newell, 2008). Diese Externalitäten im Forschungs- und Innovationsprozess stellen jedoch kein für den Energiebereich spezifisches Wirkungshemmnis des ETS dar.

III.2 Ziele und Ausgestaltung ergänzender Instrumente im Energiebereich

III.2.1 Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

Bei der Ausgestaltung von Energiepolitik stellt sich, wie bereits im vorangegangenen Abschnitt diskutiert, die Frage, ob in einem System, in dem Umweltexternalitäten bereits durch Steuern oder Zertifikatemarkte erfasst werden, der Einsatz von zusätzlichen Instrumenten zur Förderung der Umgestaltung eines Energiesystems sinnvoll und notwendig ist. Zu den Gründen, die für eine solche Förderung sprechen könnten, wurde in Abschnitt I.2.2 beispielweise Marktversagen in Form von Forschungsexternalitäten, Existenz von privaten Risiken und historisch bedingte Markteintrittsbarrieren erörtert, die den technologischen Fortschritt behindern können. Forschungsförderung stellt damit einen der wichtigsten Gründe für den Einsatz ergänzender Instrumente dar (Menanteau et al., 2003). Neben den bereits genannten Ursachen können aber auch hohe Diskontraten bzw. kurze Planungshorizonte privater Anleger oder auch Verhaltensträgheit eine Ursache für eine gesamtwirtschaftlich suboptimale Höhe der Investitionen sein. Im Zusammenhang mit einer speziellen Förderung erneuerbarer Energien wird zudem die Erhöhung der Versorgungssicherheit im Sinne einer Reduktion der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern und den mit ihnen verbunde-

nen Preis- und Mengenrisiken als Motivation genannt (siehe z.B. Schmalensee, 2012). In diesem Zusammenhang müssen dann allerdings auch potentielle Implikationen bzgl. der Absicherung der technischen Versorgungssicherheit bei Ausbau erneuerbarer Energien mit schwankender Bereitstellung diskutiert werden.

Im Folgenden werden verschiedene Ansatzpunkte für zusätzliche Fördermöglichkeiten und unterschiedliche Instrumente vorgestellt und verglichen. Aufgrund der Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Förderung erneuerbarer Energien liegt der Fokus dieses Abschnitts dabei bewusst auf erneuerbaren Energien.

III.2.1.1 Förderung von Inventionen im Energiebereich

Wie bereits in Kapitel I.2.2 beschrieben, sind Forschungs- und Entwicklungsprozesse durch Marktdefizite gekennzeichnet, die im Energiebereich zum Teil besonders ausgeprägt sind. Hierzu zählen insbesondere die langen Zeithorizonte energietechnischer Entwicklungen sowie spezielle Preis- und Regulierungsrisiken. Aus diesen Gründen ist eine gezielte staatliche Förderung von Grundlagenforschung im Energiebereich von besonderer Bedeutung (Polski, 2000). Zudem kann auch die staatliche Unterstützung von Design, Entwicklung und Erprobung von Prototypen neuer Energietechnologien angezeigt sein, insbesondere wenn die Resultate dieser Demonstrationsvorhaben öffentlich zugänglich gemacht werden (Mowery, et al., 2010). Beispielsweise befinden sich Gezeiten- und Wellenkraftwerke in einem sehr frühen Stadium des Innovationsprozesses und erfordern Demonstrationsprojekte. Da Forschungsprozesse nicht linear verlaufen, sondern Feedback-Prozesse zwischen erster Markterfahrung, die in Demonstrationsprojekten gewonnen werden kann, und Forschungsaktivitäten stattfinden, ist eine langfristige Perspektive in der Forschungsförderung sowohl für die Erforschung neuer erneuerbarer Energietechnologien als auch für die Weiterentwicklung von bestehenden Technologien von besonderer Bedeutung (Neuhoff, 2005).

Grundsätzlich kritisch zu sehen ist der hohe Informationsbedarf des Staates, den eine effiziente Förderung von Inventionen in speziellen Bereichen voraussetzt. Die Fokussierung staatlicher Maßnahmen auf bestimmte, als erfolgreich eingeschätzte Technologien (Picking-Winners-Problematik) kann den Einsatz des Wettbewerbes als Entdeckungsverfahren im Sinne von Hayek (1969) partiell aushebeln.

III.2.1.2 Förderung der Diffusion im Energiebereich

Marktversagen, die im Bereich der Diffusion neuer Technologien aus speziellen Risiken oder Lerneffekten resultieren, können einen Einsatz von Subventionen oder anderen Formen öffentlicher Unterstützung für die Markteinführung neuer Energietechnologien rechtfertigen. Wenn eine solche Förderung zum Einsatz kommen soll, stellt sich die Frage nach einer möglichst zweckmäßigen Ausgestaltung des entsprechenden Instrumentariums. Wie im Bereich

der Umweltexternalitäten bevorzugen Ökonomen auch hier die Anwendung anreizkompatibler Instrumente wie Einspeisevergütungen (Preisinstrumente) oder Grünerstrom-Zertifikate (Mengeninstrumente). Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile preis- und mengenbezogener Förderungen für erneuerbare Energien diskutiert, wobei auf mengenbezogene Instrumente ausführlicher eingegangen werden soll, da diese in Deutschland im Vergleich zu Einspeisevergütungen noch relativ unbekannt sind.

Preisinstrumente gewähren eine Vergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, die entweder statt oder zusätzlich zum Spotmarktpreis, der am Energiemarkt erzielt werden kann, gezahlt wird. Einspeisevergütungen (sogenannte Feed-In-Tariffs FIT) garantieren den Stromproduzenten einen festgelegten Preis pro eingespeister Kilowattstunde. Anstelle einer festen Einspeisevergütung können Preisinstrumente allerdings auch die Form von Marktprämien annehmen, die den Erzeugern zusätzlich zu den am Markt erzielten Preisen gezahlt werden. Einspeisevergütungen wie auch Marktprämien können entweder gestaffelt oder einheitlich für alle Erzeugungsformen ausgestaltet werden. Gestaffelte Vergütungen differenzieren zum Beispiel nach Technologien, Standorten oder Anlagengrößen. Einspeisevergütungen wurden im Jahr 2010 bereits in mindestens 50 Ländern zur Förderung erneuerbarer Ressourcen genutzt (Batlle et al., 2012).

Im Vergleich zu einheitlichen Einspeisevergütungen, welche sich an den Grenzkosten einer relativ teuren Technologie orientieren, können differenzierte Tarife die Renten, welche aus dem Betrieb kostengünstigerer Anlagen gezogen werden, reduzieren und damit die Summe der insgesamt zu zahlenden Vergütungen verringern. Allerdings können differenzierte Vergütungen auch eine ineffiziente Technologiewahl begünstigen, da Anreize, in kostengünstige Technologien zu investieren, fehlen. Technologiespezifische Einspeisevergütungen ermöglichen dafür allerdings die parallele Förderung verschiedener Arten von erneuerbaren Energien. Dies kann sich als sinnvoll erweisen, wenn Technologien unterschiedliche Lernkurven und entsprechend unterschiedliche Kostensenkungspotenziale aufweisen. Auch hinsichtlich einer Differenzierung der Energieversorgung mit dem Ziel der Verstetigung der Erzeugung, können sich differenzierte Sätze als hilfreich erweisen.

Einspeisevergütungen verschaffen Investoren langfristige Planungssicherheit, da sie meist über einen Zeitraum von 15-25 Jahren ausbezahlt werden und reduzieren somit Investitionshemmnisse. Insbesondere im Anfangsstadium der Technologiediffusion können sich Einspeisevergütungen als sehr effektiv und auch als effizient erweisen (WBGU, 2011), da neuen Technologien zu Anfang des Produktlebenszyklus die Marktdurchdringung fehlt.

Prämienzahlungen haben gegenüber Einspeisevergütungen den Vorteil, dass sie die Energieerzeuger stärker Preissignalen aussetzen und damit Anreize generieren, auf die Entwicklung der Marktpreise durch Anpassung des Angebots zu reagieren. Durch die Abhängigkeit der Erträge vom Spotmarktpreis sind sie allerdings mit einem höheren Investitionsrisiko verbunden und führen zu höheren Markteintrittsbarrieren (vgl. Batlle et al., 2012).

Preisinstrumente sind ebenso wie die technologiespezifische Förderung von Inventionen mit einem sehr hohen Informationsbedarf des Staates verbunden. So muss der Regulator zum Beispiel die Entwicklung der Produktionskosten einzelner Technologien kennen, um durch Anpassung der Vergütungssätze Verzerrungen der Investitionsanreize und Mehrkosten zu vermeiden. Als weiterer Nachteil von Einspeisevergütungen kann sich das Fehlen des Wettbewerbs bei den Stromerzeugern erweisen, insbesondere wenn die Einspeisevergütung mit einem Einspeisevorrang verbunden wird. Die Einnahmen der Erzeuger erneuerbarer Energien sind in diesem Fall vollkommen unabhängig von Angebot und Nachfrage auf den Märkten und haben zudem keine Anreize zur Investitionen in Speichertechnologien (Sachverständigenrat, 2011).

Mengeninstrumente werden bereits ebenfalls in mehr als 10 Ländern und einer Reihe amerikanischer Bundesstaaten genutzt (etwa Batlle et al., 2012). Den Energieversorgungsunternehmen wird in einem solchen System zur Auflage gemacht, dass eine bestimmte Menge des von ihnen gelieferten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt. Den Nachweis, dass sie diese Verpflichtung erfüllen, müssen sie durch Vorlage einer äquivalenten Menge von Zertifikaten erbringen, die sie von den Betreibern der Grünstrom-Anlagen erwerben. Auf dem Markt, auf dem diese Grünstrom-Zertifikate gehandelt werden, bildet sich ein einheitlicher Preis, der in der gewohnten Weise dafür sorgt, dass die Grenzkosten der verschiedenen zum Einsatz kommenden erneuerbaren Energietechnologien übereinstimmen und somit eine kosteneffiziente Lösung erreicht wird. Die Grünstrom-Produzenten vermarkten ihren Strom direkt am Spotmarkt, wodurch sie insbesondere einen Anreiz erhalten, ihr Angebot an die jeweilige Nachfragesituation anzupassen. Die dabei erzielten Erlöse bilden neben dem Verkauf der Grünstrom-Zertifikate ihre zweite Einnahmequelle. Die erste Einnahmenkomponente, die zu einer Orientierung am Marktpreis für Strom führt, bildet dabei einen wichtigen Bestandteil für die Systemintegration des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes (Sachverständigenrat, 2011). Bei negativen Strompreisen werden die Erzeuger keinen weiteren Strom aus erneuerbaren Energiequellen einspeisen und erhalten zudem Anreize für Investitionen in Speichertechnologien.

Eine zweite Form der Mengeninstrumente stellen Auktionen dar, bei denen eine vorgegebene Menge an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten versteigert wird. Vorteilhaft erweist sich dabei, dass sich die Preise wie bei Grünstrom-Zertifikaten an den Grenzkosten der Technologien orientieren. So erhält der Regulator im Zuge des Bietprozesses Informationen über die Höhe und Verteilung der Grenzkosten der verschiedenen Technologien. Für die durch die Auktion festgelegten Preise kann entweder der Grenzanbieter, der das höchste noch realisierte Angebot abgibt, für alle Angebote gleichermaßen gelten oder differenzierte Preise entsprechend der unterschiedlichen zum Zuge kommenden Gebote gesetzt werden. Aufgrund der durch die Auktion fixierten Erträge ähnelt die Verauktionierung von Mengen hinsichtlich der gewährten Preissicherheit Einspeisevergütungen. Die Problematik, dass der Staat die gezahlten Vergütungen festlegen muss, entfällt dagegen. Die Verwendung von Auktionen bietet sich insbesondere für Märkte an, auf denen bereits eine gewisse Erfahrung mit

einer Technologie vorliegt. Sind die Kosten in hohem Maße unsicher, reduziert sich notwendigerweise die Effizienz der Auktion.

Der Preis für die Grünstrom-Zertifikate wäre zumindest in der Anlaufphase eines solchen neuen Fördersystems nur schwer prognostizierbar. Die sich daraus ergebenden Schwierigkeiten sind im Prinzip die gleichen, die bereits bei der Erörterung von Emissions-Zertifikatemärkten identifiziert wurden: So können die aus den Preisrisiken resultierenden Planungsunsicherheiten zu erheblichen Investitions- und Innovationsbremsen werden, die einer effizienten CO₂-Vermeidung entgegen wirken und angesichts unzureichender Sanktionsmöglichkeiten auch die sicher geglaubte Erreichung der Mengenziele gefährdet (vgl. zu empirischen Belegen aus anderen europäischen Ländern, in denen bei der Förderung erneuerbarer Energien eine Mengensteuerung im Gebrauch ist, z.B. Weber und Hey, 2012). Zugleich steigen die von den Investoren geforderten Risikoprämien, was die Projektfinanzierung erschwert und die Kosten der Förderung beträchtlich erhöhen kann. Damit wird auch das verteilungspolitische Problem der regressiven Lastenverteilung bei der Finanzierung der Förderung verschärft. Eine Umstellung auf eine sozial gerechtere Finanzierungsbasis ist in einem Grünstrom-Zertifikatesystem zudem nur viel schwerer möglich als bei vom Staat gewährten Einspeisevergütungen, bei denen sich die Finanzierung aus Steuermitteln auf direktem Wege bewerkstelligen ließe. Eine Begrenzung der Preisrisiken könnte auch auf dem Grünstrom-Zertifikatemarkt durch den Einbau von Preisunter- und Preisobergrenzen erfolgen, die aber die Gestaltung des Systems zusätzlich komplizieren würden. Eine mögliche Abhilfe gegen Preisschwankungen könnte auch die Einführung eines periodenübergreifenden Handels mit Grünstrom-Zertifikaten darstellen (Sachverständigenrat, 2011).

Um hohe, im Hinblick auf die angestrebten Innovationseffekte aber völlig wirkungslose Renteneinkommen bei den Besitzern bereits errichteter Grünstrom-Anlagen (z.B. alte Wasserkraftwerke) zu verhindern, wird gefordert, dass sich die Förderung durch Grünstrom-Zertifikatemärkte nur auf neu installierte Anlagen erstrecken solle. Die konsequente Umsetzung dieses Vorschlags ist aber mit Wohlfahrtseinbußen verbunden, wenn kostengünstigen älteren Anlagen die Förderung komplett entzogen würde und dann an deren Stelle hoch geförderte, jedoch wesentlich teurere Neuanlagen traten. Zumindest müsste für längere Zeit ein doppelgleisiges Förderungssystem aufrecht erhalten bleiben, das auch Altanlagen erfasst. Allerdings handelt es sich dabei nicht nur um ein Übergangsproblem. Vielmehr beinhaltet der Glaube an die Vorteilhaftigkeit von Grünstrom-Zertifikatemärkten die Vorstellung, dass sich die erneuerbaren Technologien, die sich im Marktprozess als die effizientesten durchsetzen, in beliebigem Umfang installieren lassen. Aufgrund physischer Begrenzungen ist dies jedoch nicht notwendigerweise der Fall. Gilt für alle Arten erneuerbarer Energien jedoch derselbe Preis, fällt bei den kostengünstigeren Anlagen zwangsläufig eine Differentialrente an, die allein durch natürliche Standortvorteile bedingt werden und sich somit nicht wegkonkurrieren lassen (vgl. Bergek und Jacobsson, 2011, und im Anschluss daran die andere (abweichende) Meinung von Bofinger in Sachverständigenrat, 2011, S. 261 – 263). Dieses Phänomen ist aus der Theorie der Bodenrente seit langem wohlbekannt. Im Falle erneuerba-

rer Energien wird es umso mehr abgeschwächt, je größer das Potenzial kostengünstiger Technologien ist, wozu sich aus deutscher Perspektive auch die Erschließung entsprechender Nutzungsräume außerhalb der nationalen Grenzen anbietet.

Der Entstehung eventuell hoher Renteneinkommen bei infra-marginalen Anbietern könnte man im Rahmen von Grünstrom-Zertifikatemarkten dadurch zu begegnen versuchen, dass man eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energien vornimmt und im Sinne eines Banding-Verfahrens teureren Varianten eine höhere Zahl von Grünstrom-Zertifikaten pro erzeugter Kilowattstunde zugesteht (vgl. Buckmann 2012). Allerdings werden bei einer solchen Staffelung, in der gleichen Weise wie bei einer Festlegung der auf den Anlagetyp bezogenen Differenzierung von Einspeisevergütungssätzen, diskretionäre Entscheidungen des Staates erforderlich, die auf Kostenvergleichen zwischen alternativen Arten der Grünstrom-Erzeugung beruhen. Der Übergang zu einem Marktmechanismus trägt zur Lösung dieses Grundproblems nichts bei und erschwert möglicherweise sogar seine Bewältigung.

Die gleiche Schwierigkeit stellt sich ein, wenn das Ziel der Subvention erneuerbarer Energien von vornehmlich nicht primär in der Bereitstellung eines gewissen Quantums Grünstrom, sondern in der Förderung innovativer Technologien in diesem Bereich besteht. In diesem Falle ist es aber gerechtfertigt und geboten, dass zunächst noch teurere, aber als zukunftsfähig angesehene Technologien eine stärkere Unterstützung erfahren, um sie der Marktreife anzunähern. Wie wir im Abschnitt I.2.2 gesehen haben, reichen dazu Maßnahmen der allgemeinen Forschungsförderung vielfach nicht aus, sondern es müssen Anreize zur Anwendung und Verbreitung der noch im Entwicklungsstadium befindlichen Technologien gesetzt werden. Auch dazu ist im Prinzip ein Banding-Verfahren mit höheren Wertigkeiten für zukunftssträchtige und damit besonders förderungswürdige Technologien geeignet. Ein großer Vorteil von Grünstrom-Zertifikatemarkten gegenüber Einspeisevergütungen ist aus dieser Perspektive jedoch nur schwer erkennbar. Wenn es aus kaum von der Hand zuweisenden Gründen nicht primär darum geht, dass ein Fördersystem wie vom Sachverständigenrat (2011, S. 256) postuliert "streng am Prinzip der Kosteneffizienz ausgerichtet ist", verliert die Grünstrom-Zertifikate-Lösung von vornherein viel von ihrem ökonomischen Charme.

Wie diese Überlegungen zeigen, ist die Einführung von Grünstrom-Zertifikatemarkten kritisch zu sehen, weil die dabei ausgelösten Effekte nicht unbedingt mit den eigentlichen Förderungszwecken in Einklang stehen. Allerdings kann die tatsächliche Wirkung von Einspeisevergütung und Quotensystemen auf die Innovationstätigkeit der Unternehmen derzeit noch nicht empirisch gesichert beantwortet werden. Vor- und Nachteile von Einspeisetarifen und Grünstrom-Zertifikaten sind noch einmal in Tabelle A III.2-1 zusammengefasst.

Da die Gründe für spezielle Maßnahmen zur Förderung von Entwicklung und Diffusion von Technologien in der Existenz von Marktfehlern begründet liegt, sollte in jedem Fall regelmäßig überprüft werden, ob diese Marktfehler weiterhin vorliegen und damit die Anwendung der Instrumente in ihrer aktuellen Ausgestaltung weiterhin gerechtfertigt ist. Sie sind bei-

spielsweise zurückzufahren, wenn entweder die Marktreife der geförderten Technologien erreicht ist oder keine realistische Aussicht auf deren Konkurrenzfähigkeit mit anderen Technologien mehr besteht. Dies gilt auch vor dem generellen Hintergrund der Erhöhung der Transparenz des Förderwesens, der Eindämmung von Partikularinteressen und der Gefahr einer Verstetigung von Subventionen (Bundesministerium der Finanzen, 2010).

Tabelle A III.2-1 Allgemeine Vor- und Nachteile von Preis- und Mengeninstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien: Einspeisevergütungen vs. Quotensystemen

System	Vorteil	Nachteil
Preisinstrumente	Planungssicherheit für Investoren	Hohe Kosten in einzelnen Technologiefeldern
	Abbau von Investitionshemmnissen	Hoher Informationsbedarf des Staates
	Erhöhung der Flexibilität der Energieversorgung durch Förderung verschiedener Technologieoptionen	Verzerrung des Investitionskalküls bei Änderung der Produktionskosten für einzelne Technologien
	Hohe Wirksamkeit im Anfangsstadium der Marktdurchdringung	Kein Wettbewerb auf Ebene der Stromerzeuger
Mengeninstrumente	Theoretische Kosteneffizienz: Förderung der kostengünstigsten Technologie	Kosteneffizienz in der Praxis aber durch Risikozuschläge der Investoren reduziert; Zukünftig billigere Technologien kommen nicht zum Zuge (außer durch gesonderte Förderung)
	Theoretisch genauere Zielerreichung als bei Preisinstrumenten	Zielerreichung durch Freikauf, Mängel im Netzausbau u.ä. reduziert
	Beitrag zur Systemintegration	Gefahr hoher Produzentenrenten bei steigender Quote

Quelle: ifo Institut (2012).

Nicht außer Acht gelassen sollte weiterhin, dass neben spezifischen finanziellen Förderungen erneuerbarer Energien auch andere, zumindest nicht direkt finanziell wirksame Maßnahmen die Diffusion neuer Technologien unterstützen können. Hier mögen Programme zur Vernetzung von Forschungseinrichtungen, Produzenten und Erstanwendern als Beispiel dienen. Informationen und Wissen über bestehende Technologien und neueste Entwicklungen ist die Grundvoraussetzung für den Einsatz innovativer Technologien.

III.2.1.3 Überwindung der Verhaltensträgheit

Im privaten Bereich können fehlende Langfristorientierung in Form von hohen Diskontraten und die Angst vor wirtschaftlichen Verlusten (Verlustaversion) dazu führen, dass bei Investitionsentscheidungen die Kosten und Nutzen zukünftiger Generationen nicht angemessen berücksichtigt werden (vgl. im folgenden WBGU, 2011). Langfristig angelegte Entscheidungen wie z.B. Investitionen in Gebäudedämmung sind zum Zeitpunkt der Investition sehr kostenintensiv, stehen aber zum Teil unsicheren zukünftigen Nutzen gegenüber. Gerade in solch unsicheren Entscheidungssituationen zeichnen sich viele Individuen durch Verlustaversion aus (Kahneman und Tversky, 1979) und verstärken, ebenso wie hohe Diskontraten den Fokus auf kurzfristige Effekte einer Entscheidung.

Eine Möglichkeit der Überwindung dieser Barrieren für eine Langfristorientierung besteht im Rückgriff auf sogenannte „Nudges“ (Schubser/Anstöße). Im Zentrum einer aktuellen internationalen Diskussion um den sogenannten libertären Paternalismus stehen Anstöße für erwünschtes Verhalten (vgl. Sunstein und Thaler, 2009). Dazu zählt die Vorgabe von Default-Optionen, die aus paternalistischer Sichtweise „gute“ Lösungen standardmäßig vorgeben, aber auch die Möglichkeit zur Wahl einer Alternative beinhalten (opt out).

So nennt der WBGU (2011) das Beispiel der Elektrizitätswerke Zürich (EWZ), die bei der Umstrukturierung ihrer Angebotspalette ein Ökostromprodukt vorgegeben haben. Im Zuge einer Tarifumstellung führten die EWZ ein Mixprodukt aus ökologisch zertifiziertem Strom ein, welches automatisch an die Kunden als Standardstromprodukt geliefert wurde und höhere Nachhaltigkeitskriterien erfüllte als ein bisher verfügbares, billigeres Standardprodukt. Daneben wurden ökologisch höherwertigere und ökologisch weniger anspruchsvolle Stromprodukte angeboten. Falls Kunden ein anderes als das Standardprodukt beziehen wollten, mussten sie dies schriftlich erklären. Nach der Tarifumstellung bezogen drei Viertel der Privatkunden den Ökostrommix und nur 20 % eine Option mit Atomstrom. Auch Geschäftskunden erhöhten ihre Nachfrage nach dem Ökostromprodukt. Grundsätzlich bieten Vorgabeoptionen eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit für Beibehaltung der Default-Option. Ein Grund liegt in dem reduzierten Aufwand, den ein Nichtentscheiden mit sich bringt. Laut Sunstein und Thaler (2009) vermittelt gerade bei erkläруngsbedürftigen Produkten eine gewisse Vorstellung das Gefühl, dass diese Empfehlung die beste Option darstellt.

Sunstein und Thaler (2009) empfehlen für den Klimabereich als einen weiteren, kostengünstigen „nudge“ die Einführung eines Treibhausgasinventars, in welchem Informationen über das genaue Ausmaß der Emissionen der wichtigsten Emittenten öffentlich aufgelistet werden. Dadurch würde ein Anreiz geschaffen, dass große Emittenten entweder aufgrund entsprechender Klimaschutzgesetze oder auf Druck von Umweltgruppen und Medien ihren Treibhausgasausstoß reduzieren. In den USA haben ähnliche Modelle wie z.B. das Toxic Release Inventory große Emissionsminderungserfolge nach sich gezogen.

III.2.2 Kapazitätsmechanismen

Wie bereits im Abschnitt I.1.1.3 ausgeführt, kann die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als zentrales Problem im Energiebereich angesehen werden. Im Bereich der Stromerzeugung wird dabei zwischen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der kurzen und der langen Frist unterschieden. Während in der kurzen Frist der ständige Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch die physikalischen Eigenschaften von Strom und die technischen Schwierigkeiten der Stromversorgung die Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit darstellen, ist langfristig die Sicherstellung einer ausreichenden Gesamterzeugungskapazität entscheidend. Während für den ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage der Netzbetreiber, als regulierter Monopolist, verantwortlich ist, wird das Erreichen einer langfristig adäquaten Erzeugungskapazität im liberalisierten Strommarkt bisher den Marktkräften überlassen. In der Literatur werden jedoch zunehmend Zweifel geäußert, ob ein (weitgehend) unregulierter „energy-only“ Markt in der Lage ist, die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. hierzu die Beschreibung des „missing money“ Problems beispielsweise in De Vries, 2002; Joskow, 2008; Cramton und Stoft, 2008). Zur Lösung des „missing money“ Problems und somit zur Sicherstellung einer langfristig adäquaten Erzeugungskapazität, werden verschiedene Instrumente vorgeschlagen, die im Folgenden diskutiert werden.

III.2.2.1 Kapazitätszahlungen

Kapazitätszahlungen sind administrierte Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber für das Vorhalten von Erzeugungskapazität. Im Gegensatz zu Mengeninstrumenten, wie Kapazitätsmärkten oder „reliability options“, handelt es sich bei Kapazitätszahlungen um ein Preisinstrument. Der Regulator bestimmt die Höhe der Zahlung, ohne direkten Einfluss auf die installierte Gesamtkapazität zu nehmen.

Die Zahlungen sollen die zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit zu geringe Investitionstätigkeit in Kraftwerkskapazität ausgleichen. Eine theoretische Rechtfertigung der notwendigen Höhe der Zahlung ist nicht möglich, da ein Marktfehler vorliegt, der durch Unsicherheit in Kombination mit dem öffentlichen Guts-Charakter der Versorgungssicherheit zustande kommt (De Vries, 2002, S. 110). Die zum Ausgleich des Marktfehlers benötigte Höhe der Zahlung muss daher geschätzt werden, was naturgemäß mit Unsicherheit behaftet ist und damit die zentrale Schwierigkeit des Instruments darstellt.

III.2.2.1.1 Wirkung auf das Investitionsverhalten

Kapazitätszahlungen geben Kraftwerksbetreibern den Anreiz, mehr Kapazitäten vorzuhalten. Somit wird es für Erzeuger attraktiver, alte Kraftwerke, die sich ansonsten nicht mehr profitabel betreiben ließen, am Netz zu halten oder neue Kraftwerke zu errichten. Da die Höhe

der Kapazitätszahlungen administrativ im Voraus für einen längeren Zeitraum festgelegt werden, geben sie Investoren ein hohes Maß an Planungssicherheit. Entsprechend fordern die Investoren gegenüber dem „energy-only“ Markt geringere Risikoprämien tso dass durch die Kapazitätszahlungen insgesamt eine gesteigerte Investitionstätigkeit zu erwarten ist. Dies gilt allerdings nur für den Fall, dass der Regulator die Höhe der Zahlung auch tatsächlich glaubwürdig für einen längeren Zeitraum festschreiben kann. Aufgrund der beschriebenen Probleme bei der Bestimmung der optimalen Höhe der Zahlung können allerdings auf Seiten des Regulators/Staates große Anreize bestehen, diese im Zeitverlauf anzupassen. Diesen Anreiz antizipieren die Marktteilnehmer, was dazu führen kann, dass die vermeintliche Planungssicherheit durch fixe Kapazitätszahlungen und damit auch deren Wirkung auf das Investitionsverhalten in Kraftwerkskapazitäten sich abschwächt.

III.2.2.1.2 Wirkung auf die Marktmachtproblematik

In einem unregulierten Strommarkt haben (größere) Stromproduzenten in Zeiten hoher Nachfrage häufig Marktmacht und den starken Anreiz, diese durch das bewusste Zurückhalten von Erzeugungskapazität auszunutzen. Liegt die Nachfrage nahe der Gesamterzeugungskapazität, können aufgrund der inelastischen Nachfrage bereits kleine Änderungen des Angebots große Preisschwankungen zur Folge haben, so dass das Zurückhalten von Kapazität attraktiv wird (vgl. hierzu de Vries, 2002, Kapitel 4: The electricity crisis in California, S. 53 ff.).

Die Wirkung von Kapazitätszahlungen im Hinblick auf mögliche Marktmacht am Spotmarkt entspricht im Optimum, d.h. wenn die angestrebte Gesamtkapazität (also die prognostizierte Höchstlast zuzüglich einer Sicherheitsreserve) erreicht wird, der Wirkung von Kapazitätsmärkten. Durch die fehlenden Knappheitspreise verschwindet zunächst auch die Möglichkeit, diese durch Marktmachtmisbrauch auszunutzen. Ein Anbieter mit Marktmacht könnte allerdings durch gezieltes Zurückhalten von Erzeugungskapazität in Spitzenlastzeiten neue Knappheitspreise provozieren.

Die Möglichkeit, durch Zurückhalten von Kraftwerkskapazität den Kapazitätspreis zu beeinflussen, entfällt im Kapazitätszahlungsmodell völlig, da die Zahlungen ex ante administrativ bestimmt werden und somit unabhängig von der angebotenen Menge sind. Jeder Anbieter hat damit den Anreiz, für die ihm zur Verfügung stehenden Kraftwerke die Kapazitätszahlungen zu erhalten.

III.2.2.1.3 Wirkung auf die Stromnachfrage

Die Wirkung von Kapazitätszahlungen auf die Stromnachfrage hängt von der Höhe der Zahlungen ab. Sind diese so gewählt, dass die angestrebte optimale Kapazität erreicht wird, sind Knappheitspreise nicht mehr zur Refinanzierung der Fixkosten notwendig und sollten aufgrund der ausreichenden Erzeugungskapazität auch nicht mehr auftreten. Durch die fehlen-

den Knappheitspreise eines um Kapazitätszahlungen erweiterten Strommarktes, geht für die Nachfrage allerdings die Signalwirkung der Spotmarktpreise in Zeiten knapper Erzeugungskapazitäten⁵¹ verloren. Anreize zur preiselastischeren Ausgestaltung der Nachfrage bieten Kapazitätszahlungen somit ohne zusätzliche Maßnahmen nicht, bzw. die heute durch Knappheitspreise bestehenden Anreize verschwinden sogar. Ohne zusätzliche Maßnahmen⁵² können Kapazitätszahlungen also nicht dazu beitragen, die Versorgungssicherheit durch erhöhte nachfrageseitige Reaktionen auf Knappheitssignale zu verbessern.

III.2.2.1.4 Wirkung auf die (mögliche) Bepreisung von Transportkapazitäten

Die Versorgungssicherheit kann auch bei einer adäquaten Erzeugungskapazität nur dann sichergestellt werden, wenn die entsprechenden Erzeugungskapazitäten so positioniert sind, dass die Leitungskapazitäten zu jedem Zeitpunkt ausreichen, um die Lieferung des Stroms gewährleisten zu können. Erzeugungskapazität muss deswegen entweder verbrauchsnah installiert oder mit entsprechender Durchleitungskapazität gedeckt sein. In einem liberalisierten Strommarkt, in dem Erzeugung und Durchleitung rechtlich voneinander getrennte Aufgaben sind, müssen für eine Berücksichtigung der regionalen Knappheiten in den Leitungskapazitäten auch entsprechende Preissignale bei den Kraftwerksbetreibern ankommen. Deswegen gibt es Überlegungen die von den Netzbetreibern verlangten Netzentgelte in Zukunft stärker bedarfsoorientiert zu gestalten, um die externen Kosten einer verbrauchsfernen Stromerzeugung besser in den privaten Kosten der Erzeuger abzubilden. Kapazitätsinstrumente sind daher auf ihre Eignung für eine solche bedarfsoorientierte Bepreisung der Netznutzung zu prüfen.

Die bedarfsoorientierte Bepreisung von Transportkapazitäten ist mit Kapazitätszahlungen schwierig zu bewerkstelligen. Da die Höhe der Zahlungen administrativ bestimmt wird, muss auch eine ortsabhängige Differenzierung der Zahlungen, die mögliche Leitungsgengpässe reflektieren soll, vom Regulator bestimmt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber unterliegen aufgrund ihrer Stellung als natürliche Monopolisten ohnehin einer verhältnismäßig engmaschigen Regulierung, so dass der Regulator durchaus über Informationen verfügt, die die Bestimmung der Zahlungshöhe möglich erscheinen lassen. Jedoch ist fraglich, ob die regulierten Zahlungen eine ähnliche Anreizwirkung entfalten können, wie wettbewerblich determinierte Preise, die die Informationen der Marktteilnehmer reflektieren.

⁵¹ Bzw. in Zeiten hoher Last, da Knappheiten in einem solchen System wie beschrieben nicht mehr auftreten.

⁵² Siehe dazu beispielsweise den Vorschlag von Cramton und Stoft (2008), der im Abschnitt III.2.2.3 erläutert wird.

III.2.2.2 Kapazitätsmärkte

Kapazitätsmärkte sind Mechanismen, bei denen der Regulator eine gewisse Gesamtkapazität, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit als ausreichend angesehen wird, verpflichtend vorschreibt. Diese Kapazität wird anschließend auktioniert, wobei die Kraftwerksbetreiber als Verkäufer und entweder die Energieversorger oder der Netzbetreiber als Käufer auftreten. In einem Marktdesign bei dem die Energieversorger als Käufer auftreten, sind diese verpflichtet, sich Erzeugungskapazitäten in Höhe ihrer prognostizierten Spitzenlast zuzüglich einer Sicherheitsreserve am Kapazitätsmarkt zu sichern⁵³. Ein Energieversorger, der nicht die erforderliche Kapazität nachweisen kann, muss eine Strafzahlung leisten. Gleichzeitig können Kraftwerksbetreiber Kapazität bis zu der Höhe anbieten, die sie zuverlässig zur Verfügung haben. Die Definition der zuverlässigen Verfügbarkeit sowie die Bestimmung der Höhe der Strafe für Nichterfüllung erfolgt dabei durch den Regulator. Die Strafzahlung sollte dabei insbesondere so hoch ausfallen, dass das vorsätzliche Unterschätzen der eigenen Spitzenlast zur Senkung der Kapazitätskosten unattraktiv wird.

Von entscheidender Bedeutung für das Funktionieren eines Kapazitätsmarktes ist die Dauer der Laufzeit, für die Kapazitäten auktioniert werden. Diese sollte idealerweise ein ganzes Jahr und somit den Jahreszeitenverlauf der Last umfassen (vgl. hierzu die Beschreibung der Probleme des ICAP-Mechanismus in den USA z.B. in Batlle und Rodilla, 2010, S. 7174). Werden Kapazitäten für kürzere Zeiträume ausgeschrieben, besteht die Gefahr, dass die Kapazitätspreise zwischen sehr niedrigen und sehr hohen Preisen, die akute Knappheit am Kapazitätsmarkt signalisieren, oszillieren. In Zeiten verhältnismäßig geringer Last, also beispielsweise im Sommer, dürften überschüssige Spitzenlastkapazitäten in großer Menge vorhanden sein, so dass der Preis für Kapazität lediglich so hoch wäre, wie die Kosten ein in dieser Zeit nicht gebrauchtes Kraftwerk im Betriebszustand zu halten. Umgekehrt würde das Kapazitätsangebot in Zeiten hoher Last naturgemäß knapp, was sich auch im Kapazitätspreis niederschlagen würde. Ein zu kurzer Ausschreibungszeitraum am Kapazitätsmarkt (in Verbindung mit zu kurzer Vorlaufzeit, siehe nächste Abschnitt) würde somit zu hoher Volatilität führen, die möglicherweise sogar höher ist als am Spotmarkt. Dabei ist eine Senkung der Volatilität und somit eine Verstetigung der Preiserwartungen gerade erklärt Ziel eines solchen Marktes.

III.2.2.2.1 Wirkung auf das Investitionsverhalten

Für die Stromerzeuger bedeutet ein Kapazitätsmarkt einen Ersatz der Erzielung von Deckungsbeiträgen über volatile und damit schwer prognostizierbare Knappheitspreise des Spotmarktes durch eine über den Auktionsmechanismus bestimmte Kapazitätszahlung. Die Erlöse eines Kraftwerks werden durch die Auktionserlöse am Kapazitätsmarkt langfristig kal-

⁵³ Wobei denkbar wäre, die Sicherheitsreserve systemweit zu bündeln, um den Reservebedarf möglichst gering zu halten.

kulierbarer, das Risiko einer Investition in die Stromerzeugung und damit die für das Eingenen des Investitionsrisikos geforderte Risikoprämie werden reduziert. Der Strommarkt kann somit dem Ideal des vollkommenen Wettbewerbsmarktes näher kommen, was gemäß der neoklassischen Theorie Effizienzgewinne zur Folge hat (Cramton und Stoft, 2008, S. 196).

Durch die Vorgabe, in Form der Sicherheitsreserve mehr Kapazität als zur Deckung der vorraussichtlichen Spitzenlast benötigt wird, über den Kapazitätsmarkt abzusichern, wird sich eine Knappheit auf der Erzeugungsseite auf den Kapazitätsmarkt auswirken, bevor sie am Spotmarkt ersichtlich wird. Eine unzureichende Kapazitätsmenge würde den Preis für Kapazität solange ansteigen lassen, bis es für Investoren attraktiv wird, die fehlende Menge in Form neuer Kraftwerkskapazität am Markt anzubieten. Die bei Nichterfüllung der Kapazitätsvorgaben zu entrichtende Strafe muss hierfür allerdings ausreichend hoch gewählt sein. Liegt diese nämlich unterhalb der Kosten des Baus eines neuen Kraftwerks, so werden die Energieversorger die Strafe bezahlen, ohne dass das Kapazitätsziel erreicht wird. Die Strafe stellt somit die Obergrenze der Zahlungsbereitschaft für Kapazität dar.

Eine ausreichender zeitlicher Abstand zwischen dem Zeitpunkt der Auktion und dem Beginn der Laufzeit ist wichtig, um die gewünschte Wirkung auf das Investitionsverhalten sicherzustellen. Werden Erzeugungskapazitäten ohne oder mit zu kurzer Vorlaufzeit versteigert, so ist das Angebot nach unten hin sehr preisinelastisch. Zum einen wird jeder Kraftwerksbetreiber bereit sein, seine Kapazität anzubieten, sobald der Preis über den (niedrigen) Grenzkosten der Inbetriebhaltung seiner Kraftwerke liegt. Dies sind jene Kosten, die anfallen, wenn ein Kraftwerk in Betriebszustand gehalten wird, anstatt es „einzumotten“, es also vorübergehend stillzulegen. Zum anderen ist das Angebot nach oben hin beschränkt, da kurzfristig keine zusätzlichen Kapazitäten gebaut werden können. Die daraus resultierende Unsicherheit bezüglich des Kapazitätspreises wirkt sich negativ auf das Investitionsverhalten aus. Die Vorlaufzeit der Kapazitätsauktionen sollte deshalb so gewählt werden, dass es potentiellen Anbietern ermöglicht wird, mit neu zu errichtenden Kraftwerken an den Auktionen teilzunehmen.

III.2.2.2.2 Wirkung auf die Marktmachtproblematik

In einem um Kapazitätsmärkte erweiterten Marktdesign sind Spitzenlastkraftwerke zur Deckung ihrer Investitionskosten nicht mehr auf Knappheitspreise angewiesen. Wird die vom Regulator ausgeschriebene Kapazität so gewählt, dass sie zu jedem Zeitpunkt ausreicht, um die Nachfrage zu decken, wird die Preisbildung am Spotmarkt auch zu Spitzenlastzeiten gemäß der Merit-Order-Kurve erfolgen, so dass das teuerste Kraftwerk preissetzend ist. Ein Anbieter mit Marktmacht könnte aber dennoch versuchen, durch bewusstes Zurückhalten von Erzeugungskapazität Knappheitspreise zu erzwingen. In der Literatur werden Kapazitätsmärkte deshalb häufig mit einer Preisobergrenze verbunden, die den Missbrauch von Marktmacht verhindern soll. Da Knappheitspreise wie beschrieben für die Refinanzierung von Investitionen im Kraftwerksbereich nicht mehr benötigt werden, beeinträchtigt eine

Preisobergrenze, sofern sie oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt, die Funktionsfähigkeit des Strommarktes nicht. Ohne Marktmacht würde der Kapazitätsmarkt allerdings wie beschrieben aufgrund der vergrößerten Kapazitäten auch ohne Preisobergrenze dazu führen, dass der Spotmarktpreis nicht über die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks am Markt steigt. Eine Preisobergrenze hätte somit rein präventiven Charakter, da die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks in einem funktionierenden Strommarkt⁵⁴ eine implizierte Preisobergrenze darstellen.

III.2.2.2.3 Wirkung auf die Stromnachfrage

Ein funktionierender Kapazitätsmarkt sorgt wie im vorherigen Abschnitt beschrieben dafür, dass am Spotmarkt keine Knappheitspreise mehr auftreten sollten. Dementsprechend entfallen für Stromversorger und -verbraucher ohne zusätzliche Maßnahmen jegliche Anreize, den Stromverbrauch an Knappheitssignalen auszurichten.

Kapazitätsmärkte können jedoch so ausgestaltet werden, dass die Verpflichtung der Versorger zu Kapazitätszahlungen auf jenen Teil der Last beschränkt wird, für den die Versorger keine Endkundenverträge vorweisen können, die eine Unterbrechung der Stromversorgung zu Spitzenlastzeiten vorsehen.⁵⁵ Hierzu würde ein Versorger, dessen Anteil an der Spitzenlast größer ist als sein Anteil an der Gesamtlast, mit einer Strafe belegt und die Gesamtsumme der Strafen an jene Versorger umverteilt, deren Spitzenlastanteil unter ihrem Gesamtlastanteil liegt.

III.2.2.2.4 Wirkung auf (mögliche) Bepreisung von Transportkapazitäten

Bei Kapazitätsmärkten, die in erster Linie die Sicherstellung ausreichender Kapazität des Gesamtsystems zum Ziel haben, ist eine Berücksichtigung knapper Transportkapazitäten des Stromnetzes möglich. Die Versteigerung der Kapazitäten ist hierzu in verschiedenen Zonen separat durchzuführen. Ein Anbieter könnte seine Kapazität demnach nur an einen Nachfrager in einer anderen Zone verkaufen, wenn er entsprechende Durchleitungskapazitäten nachweisen kann. In Regionen, in denen weniger Erzeugungskapazität vorhanden ist, als Spitzenlast anfällt, läge der Kapazitätspreis dementsprechend höher als in einer Region mit ausreichender Kapazität, was die Knappheit von lokaler Produktionskapazität bzw. Leitungskapazität widerspiegeln würde.⁵⁶

⁵⁴ Ohne Exporte.

⁵⁵ Siehe dazu beispielsweise den Vorschlag von Cramton und Stoft (2008), der im Abschnitt III.2.2.3 erläutert wird.

⁵⁶ Zur Diskussion um die mögliche Auswirkung der Bepreisung von Transportkapazitäten auf Kapazitätsmechanismen siehe auch die Ausführungen im Abschnitt III.2.2.3.

III.2.2.3 Verfügbarkeitsoptionen – Reliability Options

Die Idee der „reliability options“ (Verfügbarkeitsoptionen) sieht vor, dass die Nachfrageseite, also die Stromversorgungsunternehmen⁵⁷, vom Regulator verpflichtet wird, Optionen zu kaufen, die zum Bezug einer festgelegten Strommenge zu einem vorab fixierten Preis, dem „strike price“ oder Ausübungspreis, berechtigen. Das Gesamtvolumen an zu kaufenden Optionen wird dabei so bestimmt, dass es der prognostizierten Gesamtlast des Geltungsbereichs des regulierten Elektrizitätssystems zuzüglich einer Sicherheitsreserve entspricht. Die Verpflichtung zum Kauf der Optionen wird über den Charakter der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut gerechtfertigt. Die Nichtausschließbarkeit eines öffentlichen Gutes kann dabei das Entstehen eines Marktes ohne regulatorischen Eingriff verhindern, da der Anreiz zu sogenanntem Trittbrettfahrerverhalten besteht, also einer nicht zu verhindernden zur Inanspruchnahme des Gutes, ohne sich an dessen Finanzierung zu beteiligen.⁵⁸

Die Optionen müssen physisch unterlegt sein. Das bedeutet, dass Produzenten nur dann Optionen verkaufen dürfen, wenn sie entsprechende reale Kraftwerkskapazitäten nachweisen können. Das Gesamtvolumen an Optionen, die ein einzelner Anbieter verkaufen kann, ist damit naturgemäß durch die Größe des ihm zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks beschränkt.

Die Verkäufer der Option, also die Betreiber von Kraftwerken, sind verpflichtet, den Optionshaltern die Differenz zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis zu erstatten, sobald die Spotmarktpreise für Strom über den Ausübungspreis steigen. Die Optionen stellen somit für die Halter eine Versicherung gegen die volatilen Strompreise dar, da der Ausübungspreis für die Nachfrageseite faktisch eine Preisobergrenze darstellt. Die Produzenten verkaufen ihren Strom weiterhin am Spotmarkt zu den sich dort ergebenden Preisen, müssen jedoch die Differenz zum Ausübungspreis an die Halter der Optionen abführen. Für den Verzicht auf die Knappheitspreise⁵⁹, die gerade für Betreiber von Spitzenlastkraftwerken elementar zur Deckung der Fixkosten sind, erhalten die Stromproduzenten den Kaufpreis der Optionen, der in jährlich stattfindenden Auktionen bestimmt wird.

Der Kauf der Optionen kann entweder direkt durch die Stromversorgungsunternehmen oder zentral durch den Netzbetreiber erfolgen, der diese wiederum an die Versorgungsunternehmen weiterreichen kann. In der Literatur sprechen sich die meisten Autoren (z.B. Oren, 2005, oder Cramton und Stoft, 2008) dafür aus, die „reliability options“ zentral über den Netzbetreiber zu kaufen, der diese wiederum gemäß dem jeweiligen Lastanteil an die

⁵⁷ Der Begriff Versorgungsunternehmen kann sich auf reine Stromhändler, die am Großhandelsmarkt Strom einkaufen und an den Endverbraucher liefern, aber auch auf die Kombination aus Stromproduzent und -vertrieb beziehen. Gemeint sind hier Versorgungsunternehmen im Sinne des Stromvertriebs.

⁵⁸ Wie bereits in Kapitel I.1.1.3 beschrieben ist der Charakter der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut durch die gegenwärtigen technischen Gegebenheiten des Stromversorgungssystems bedingt (vgl. de Vries 2002, S. 68-70).

⁵⁹ Bzw. den Teil der Knappheitspreise, der oberhalb des Ausübungspreises der Option liegt.

Stromversorgungsunternehmen weiterreichen kann. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass die bei einer Verschiebung der Lastanteile zwischen Versorgungsunternehmen notwendige Anpassung durch den Netzbetreiber erfolgen könnte, ohne dass komplizierte Ausgleichsmechanismen oder ein Sekundärmarkt für „frei gewordene“ Optionen geschaffen werden müssten, wie ihn etwa Oren (2005, S.37) näher diskutiert.

III.2.2.3.1 Wirkung auf das Investitionsrisiko

„Reliability options“ ersetzen die volatilen Einkünfte durch Spotmarktpreise mit einer einzigen Zahlung, so dass das Risiko unsicherer Spotmarktpreise drastisch reduziert wird. Gleichzeitig wird das Risiko großer Strompreisschwankungen auch für die Nachfrageseite reduziert, da diese immer maximal den Ausübungspreis zu zahlen hat. „Reliability options“ können also das aus der inelastischen Nachfrage resultierende Risiko von Preisspitzen sowohl für die Nachfrage- als auch für die Angebotsseite senken. Dabei bleibt, während das Risiko schwankender Preise für die Produktionsseite reduziert wurde (der Optionspreis ist aufgrund der längerfristigen Laufzeit der Option weniger risikobehaftet), das Leistungsrisiko⁶⁰ in vollem Umfang erhalten. Dies ist notwendig, da das Leistungsrisiko untrennbar mit dem Leistungsanreiz⁶¹ verbunden ist. Produzenten verkaufen ihren Strom weiterhin am Spotmarkt, müssen dem Optionshalter jedoch die eventuelle Differenz zum Ausübungspreis erstatten. Falls ein Produzent im Fall hoher (über dem Ausübungspreis liegender) Strompreise nicht in der Lage ist, Strom zu erzeugen, muss er dennoch weiterhin die Differenz zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis in Höhe des vereinbarten Optionsvolumens erstatten.

III.2.2.3.2 Wirkung auf die Marktmachtsproblematik

In einem um „reliability options“ ergänzten Marktdesign verschwinden die Anreize, den Strompreis in Knappheitssituationen durch künstliche Angebotsbeschränkung zu beeinflussen. Kraftwerksbetreiber profitieren von hohen (über den Ausübungspreis der Option hinausgehenden) Strompreisen nicht selbst, weil sie die Differenz zum Ausübungspreis an die Optionshalter abführen müssen und dies auch für evtl. zurückgehaltene Kapazitäten gilt, sofern sie für diese Kapazitäten „reliability options“ verkauft haben. Die grundsätzliche Wirkung des Preismechanismus (ohne Marktmacht) bleibt dagegen in einem solchen Marktdesign Umfang erhalten. Produzenten haben nämlich genau dann den Anreiz, ihren Output zu maximieren, wenn am Markt Knappheit besteht, die sich in hohen Spotmarktpreisen äußert. Somit können durch „reliability options“ die Vorteile des „energy-only“Marktes in Bezug auf den Preismechanismus als Instrument zum Anzeigen von Knappheit mit der Marktmacht begrenzenden Wirkung von Preisobergrenzen kombiniert werden.

⁶⁰ Engl.: performance risk (Cramton und Stoft 2008, S. 197)

⁶¹ Engl.: performance incentive (Cramton und Stoft 2008, S. 197)

Während die Marktmachtproblematik in Bezug auf den Spotmarkt durch „reliability options“ gelöst werden kann, kann es unter Umständen auf der Kapazitätsebene zu neuen Problemen kommen. Ein Kraftwerksbetreiber mit Marktmacht könnte den Anreiz haben, einen Teil seiner Kapazität bei der Versteigerung der Optionen zurückzuhalten, um damit die Optionspreise in die Höhe zu treiben. Außerdem könnte ein Anbieter sich dem Optionsmarkt gänzlich verweigern, um weiterhin von der Marktmacht Gebrauch machen zu können und am Spotmarkt von Knappheitspreisen zu profitieren. Jedoch würde dies voraussetzen, dass am Markt große Überkapazitäten vorhanden sind, da ansonsten der Preis für „reliability options“ beim Zurückhalten signifikanter Anteile der Erzeugungskapazität stark ansteigen würde. In einer solchen Situation sollte es jedoch per Definition nicht zu Knappheitspreisen kommen, so dass diese Überlegungen nur im Zusammenhang mit zusätzlichen Annahmen, wie beispielsweise der Möglichkeit von Stromexporten, relevant sind.⁶²

Das Problem der zurückgehaltenen Kapazitäten kann durch die Verringerung von Markteintrittsbarrieren gelöst oder zumindest gemindert werden. In einem Markt mit ausreichender Erzeugungskapazität sollte der Preis für „reliability options“ unterhalb des Preises für den Neubau von Erzeugungskapazität liegen. Ein Anbieter mit Marktmacht kann den Optionspreis demnach maximal bis zu dem Punkt anheben, bei dem es für neue oder bestehende Anbieter rentabel wird, neue Kraftwerke zu errichten und mit deren Erzeugungskapazität an der Versteigerung der „reliability options“ teilzunehmen. Je niedriger also die Hürden für den Markteintritt sind, desto geringer wird das Missbrauchspotenzial eventuell vorhandener Marktmacht. Aus diesem Grund wird in der Literatur vorgeschlagen, „reliability options“ so auszustalten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Versteigerung und dem Geltungsbereich der Optionen ein Zeitraum von mehreren Jahren⁶³ besteht. Dies ermöglicht (potentiellen) Anbietern die Teilnahme an der Auktion mit neu zu errichtenden Kraftwerken. Durch ein derartiges Design des Kapazitätsmechanismus können Knappheitspreise auf der Kapazitätsseite vermieden werden. Knappheitspreise am Spotmarkt entstehen, weil bei maximaler Kapazitätsauslastung des Energiesystems kurzfristig unabhängig vom Strompreis keine weitere Erzeugungskapazität verfügbar ist und damit neben der generell wenig elastischen Nachfrage auch das Stromangebot nach oben hin gänzlich inelastisch ist. Ein ähnlicher Effekt wäre bei der Versteigerung von „reliability options“ denkbar, wenn zwischen der Versteigerung und dem Geltungszeitraum ein Zeitraum liegt, der zu kurz ist, um mit einem neu zu bauenden Kraftwerk an der Auktion teilzunehmen. Liegt der Laufzeitbeginn der Option jedoch weit genug in der Zukunft, so bleibt das Kapazitätsangebot auch am Punkt der maximalen vorhandenen Kapazität elastisch.

⁶² Vgl. hierzu den Abschnitt „Möglichkeit von Im- und Exporten“ im Abschnitt III.2.2.4.5.

⁶³ Bidwell (2005) sowie Cramton und Stoft (2008) sprechen sich für drei Jahre aus, während Oren (2005) von zwei bis drei Jahren spricht, die nötig seien, um neuen Anbietern die Teilnahme an der Versteigerung zu ermöglichen. Batlle und Rodilla (2010) geben statt einer konkreten Zahl lediglich allgemein an dass die Anzahl an Technologien und Kraftwerken, die an einer Auktion teilnehmen können, umso größer wird, je länger die zeitliche Verzögerung zwischen Versteigerung und Beginn der Laufzeit gewählt wird.

Oren (2005)⁶⁴ schlägt vor, Anbietern, die mit einem neu errichteten Kraftwerk an der Auktion teilnehmen, die Möglichkeit zu geben, die Laufzeit der Optionen auf bis zu vier Jahre festzulegen, während sie für bestehende Anlagen auf ein Jahr beschränkt bliebe. Investoren in neue Kraftwerke hätten somit für diesen Zeitraum Planungssicherheit und sollten aufgrund der stark reduzierten Unsicherheit bezüglich der volatilen Spotmarktpreise bzw. der Preise für „reliability options“ niedrigere Risikoprämien fordern. Ein in einem solchen Marktdesign neu errichtetes Kraftwerk würde nach Ablauf der verlängerten Laufzeit der „reliability options“ in den Pool bestehender Kraftwerke übergehen und von diesem Zeitpunkt an regulär an der Auktion der Optionen teilnehmen.

Zur Lösung des Problems, dass ein Anbieter mit Marktmacht keine „reliability options“ anbieten könnte, um weiterhin durch Missbrauch der Marktmacht am Spotmarkt Überschussrenditen erzielen zu können, schlagen Cramton und Stoft (2008, S. 198) eine kleine Erweiterung des Marktdesigns vor. Um das Missbrauchspotenzial von Marktmacht auch auf Spotmarktebene zu eliminieren, sollte für Anbieter, die sich dazu entschließen, keine „reliability options“ anzubieten, demnach der Ausübungspreis der Optionen als feste Preisobergrenze am Spotmarkt gelten.⁶⁵ Knappheitspreise verlieren bei einer derartigen Ausgestaltung des Marktes ihre Anfälligkeit gegenüber strategischer Manipulation, da sie entweder durch die Preisobergrenze ausgeschlossen werden oder in Form der Differenz zum Ausübungspreis der Option an den Optionshalter zurückerstattet werden müssen. Gleichzeitig wird auf diese Weise auch der Anreiz verringert, den Optionspreis durch Zurückhalten von Kapazität zu beeinflussen, da für die zurückgehaltene Kapazität Knappheitspreise als alternative Finanzierungsquelle (alternativ zum Optionspreis) entfallen. Die Nichtteilnahme an den Optionsversteigerungen ist bei einem solchen Marktdesign nur noch für Anbieter attraktiv, deren Einspeisung sehr unsicher ist, bei denen also hohe Zahlungen an die Optionshalter ohne die Möglichkeit, zur gleichen Zeit am Spotmarkt Erträge zu erzielen, drohen.

Im Gegensatz zu Cramton und Stoft (2008) argumentiert Oren (2005), es sei notwendig, Kraftwerksbetreibern, die keine „reliability options“ verkauft haben, zu ermöglichen, Preise oberhalb des Ausübungspreises zu verlangen. Auf diese Weise könnten Betreiber eines solchen Kraftwerks ihren Strom zu entsprechend hohen Preisen an andere Produzenten verkaufen, wenn diese eine durch Optionen eingegangene Lieferverpflichtung nicht einhalten können. Dies wäre beispielsweise für Betreiber von Wasserkraftwerken interessant, die sich gegen Strafzahlungen wegen Produktionsausfall zu Trockenzeiten absichern wollen. Allerdings ist anzunehmen, dass dieses Ziel mit Direktzahlungen an Betreiber eines Back-up-Kraftwerks besser erreicht werden kann. Die Argumentation erfolgt analog zur Diskussion um mengen- vs. preisbasierte Regulierung im Abschnitt III.1.1.

⁶⁴ Cramton und Stoft (2008) präsentieren einen ähnlichen Vorschlag mit einer maximalen Laufzeit von sieben Jahren für neue Anbieter von „reliability options“.

⁶⁵ Siehe hierzu die Diskussion zu Preisobergrenzen im Abschnitt III.2.2.4.6.

III.2.2.3.3 Wirkung auf die Stromnachfrage

Die im Sinne der Versorgungssicherheit wünschenswerte Flexibilisierung der Stromnachfrage wird durch „reliability options“ ohne weitere Maßnahmen nicht befördert. Im Gegenteil verliert die Nachfrage durch die komplette Absicherung gegenüber Schwankungen des Strompreises jeglichen Anreiz, auf Preissignale zu reagieren.

Oren (2005) schlägt vor, dem Problem der inelastischen Nachfrage mit dem Verkauf sogenannter „backstop call options“ durch die Stromversorgungsunternehmen zu begegnen. Eine solche Call-Option gibt dem Käufer das Recht, dem Verkäufer die Stromversorgung zu unterbrechen, sobald der Strompreis den Ausübungspreis der Option erreicht. Entspricht der Ausübungspreis genau jenem einer „reliability option“, so wäre die „backstop call option“ das genaue Gegenstück zur „reliability option“. Ein Produzent, der eine „reliability option“ verkauft hat, kann durch den Kauf einer „backstop call option“ die eingegangene Lieferverpflichtung umgehen. Stromnachfrager können hingegen durch Inkaufnahme einer unsicheren Versorgung zu Spitzenlastzeiten die Kapazitätszahlung vermeiden bzw. die Kosten der „reliability option“ durch die Erlöse der „backstop call option“ kompensieren. Die Stromnachfrage wird durch solche „backstop call options“ elastischer, weil beim Ausübungspreis jener Teil der Nachfrage, der die Optionen verkauft hat, vom Netz getrennt werden kann. Werden „backstop call options“ mit verschiedenen Ausübungspreisen verkauft, entsteht eine Nachfragekurve, die die Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung abbildet.

Allerdings ist bei „backstop call options“ fraglich, ob das relativ komplizierte System des Ausgleichs gekaufter „reliability options“ durch den Verkauf von „backstop call options“ in der Realität praktikabel wäre. Alternativ könnte darüber nachgedacht werden, die Stromversorger für jenen Teil ihrer Last von der Verpflichtung zum Kauf von „reliability options“ auszunehmen, für den sie mit den Endverbrauchern abregelbare Lieferverträge abgeschlossen haben (vgl. oben). Auf diese Weise könnte derselbe Effekt erzielt werden wie mit der komplizierteren Regelung der „backstop call options“.

Zudem stellt sich die Frage nach der technischen Realisierbarkeit der Abschaltungen. Gegenwärtig können Netzbetreiber nicht gezielt einzelne Kunden abschalten (bis auf wenige Großkunden), so dass diese Ansätze der Flexibilisierung der Nachfrage gegenwärtig nicht praktikabel erscheinen (Cramton und Stoft, 2008).

Cramton und Stoft (2008) schlagen stattdessen einen anderen, unabhängig von den gegenwärtigen technischen Restriktionen funktionierenden Mechanismus für das sogenannte „demand side management“ vor. Demnach werden zuerst die sogenannten Spitzenlastkosten berechnet⁶⁶ und anschließend der Anteil jedes Versorgers an diesen Kosten ermittelt. Daraufhin wird eine Strafzahlung bestimmt, die sich aus der Differenz zwischen den tatsäch-

⁶⁶ $\int(\text{Last} * \max(0, (P_{\text{Spotmarkt}} - P_{\text{Ausübung}})))$, also die Kosten jener Strommenge, die zu Preisen oberhalb des Ausübungspreises der „reliability options“ bezogen wurde.

lichen Spitzenlastkosten und den gemäß der Verteilung der „reliability options“ zu erwartenden Spitzenlastkosten ableitet⁶⁷. Ist der Anteil eines Stromversorgers an der Gesamtlast zu Spitzenlastzeiten höher als dessen durchschnittlicher Anteil an der Last, so wird eine Strafzahlung fällig. Ist der Lastanteil eines Versorgers jedoch zu Spitzenlastzeiten kleiner als im Durchschnitt, so ergibt sich eine „negative Strafe“, also eine Prämienzahlung an den entsprechenden Versorger. Der Strafmechanismus ist aufkommensneutral, belohnt jedoch Sparsamkeit zu Zeiten, in denen im Energiesystem Knappheit herrscht. Die Stromversorger haben somit einen Anreiz, ihren Anteil an der Spitzenlast möglichst gering zu halten. Dies könnten sie beispielsweise erreichen, indem sie die Endverbraucherpreise durch veränderte Ausgestaltung der Lieferverträge verstärkt an den Spotmarktpreisen orientieren und somit Anreize zu sparsamem Verbrauch in Spitzenlastzeiten schaffen.

Obwohl Cramton und Stoft (2008) ihren Ansatz zur Flexibilisierung der Nachfrage als Erweiterung des „reliability options“-Modell präsentieren, ist dieser weitgehend unabhängig vom gewählten Marktdesign und kann auch in anderen Situationen umgesetzt werden. Festzuhalten bleibt, dass ohne weitere Maßnahmen die Absicherung der Nachfrageseite gegenüber Preisschwankungen am Spotmarkt, wie sie das „reliability options“-Modell vorsieht, den Nachteil mit sich bringt, dass die Knappheitssignale des Preismechanismus nicht (mehr) beim Endverbraucher ankommen.⁶⁸

Grundsätzlich stellt sich die Frage, inwieweit der Spotmarkt in einem um „reliability options“ erweiterten Marktdesign noch funktionieren kann. So sieht das Modell zwar vor, dass Versorger ihren Strom weiterhin über den Spotmarkt beziehen, jedoch gleichzeitig durch die Rückerstattung der Differenz zum Ausübungspreis der „reliability options“ gegen hohe Preise abgesichert sind. Somit steigt die Zahlungsbereitschaft eines Versorgers in Zeiten knapper Erzeugungskapazitäten, also hoher Strompreise, ins Unendliche. Dies würde wiederum zu extrem hohen Knappheitspreisen führen, die allerdings nur auf dem Papier bestünden, weil sie dem Versorger durch die Optionen zurückerstattet würden. Inwiefern in dieser Situation eine „normale“ Preisbildung, die Knappheiten auf Angebots- und Nachfrageseite abbildet, stattfinden kann, ist fraglich.

III.2.2.3.4 Wirkung auf (mögliche) Bepreisung von Transportkapazitäten

Prinzipiell ist es im Modell der „reliability options“ möglich, eine Bepreisung der Transportwege nach regionalen Knappheiten zu integrieren. Durch die Deckung der Optionen mit physischer Erzeugungskapazität kann der Preis unterschiedliche Standorte von Produzent und Nachfrager und damit möglicherweise knappe Durchleitungskapazitäten reflektieren. Da die Kraftwerksbetreiber Strompreise oberhalb des Ausübungspreises der Option zu tragen ha-

⁶⁷ Spitzenlaststrafe = Spitzenlastkosten des Versorges – $L_{\text{Anteil des Versorgers}} * (\text{Summe aller Spitzenlastkosten})$.
 $L_{\text{Anteil des Versorgers}}$ = Anteil des Versorgers an der Gesamtlast (siehe auch Cramton und Stoft, 2008, S. 199).

⁶⁸ Wobei fraglich ist, inwiefern dies in den gegenwärtig vorhandenen Marktstrukturen gegeben ist.

ben, müssen sie auch für eventuell knappe Leistungskapazitäten, die sich im Netzentgelt niederschlagen, aufkommen. Beim Verkauf der Optionen würden sie demnach Versorgern je nach deren Standort unterschiedlich hohe Angebote machen, um höhere Kosten durch mögliche lokale Knappheiten im Preis abzubilden (vgl. Oren, 2005). Bei zentraler Beschaffung durch den Netzbetreiber müssten demnach verschiedene Zonen eingeführt werden um eine regionale Differenzierung der Optionen nach Transportkapazitäten zu ermöglichen. Jedoch ist zu beachten, dass bei einer angestrebten Vorlaufzeit der Optionskontrakte von drei Jahren auch eine Prognose über die zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Knappheiten des Leistungsnetzes durch den Verkäufer der Option vorgenommen werden muss. Diese Prognose ist naturgemäß mit Unsicherheit verbunden, was sich negativ auf das Optionsangebot und damit auf die Investitionsanreize auswirken wird. Andererseits würde ein solches Marktdesign frühzeitig Knappheiten des Transportnetzes anzeigen und mit einem Preis versehen, was sich positiv auf die Investitionsanreize auf Seiten der Netzanbieter auswirken würde.

III.2.2.4 Die Bedeutung von Kapazitätsmechanismen für den Umbau des Versorgungssystems in Deutschland und das zukünftige Marktdesign

In weiten Teilen der Literatur zum Thema Kapazitätsmechanismen scheint Einigkeit darüber zu bestehen, dass diese zwar nicht kurzfristig, sondern mittel- und langfristig zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit Kapazitätsmechanismen notwendig sind. Dem „energy-only“-Markt wird dabei die Fähigkeit abgesprochen, ohne zusätzliche regulatorische Eingriffe ein langfristig optimales Niveau an Erzeugungskapazität zu erreichen.

Für Deutschland prognostizierte die Deutsche Energie-Agentur (dena) in ihrer „Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020“⁶⁹ (dena, 2010b) eine „Kapazitätslücke“ von ca. 10,5 bzw. 14,2 GW (abhängig von der unterstellten Entwicklung des Energieverbrauchs) Erzeugungsleistung im Jahr 2020. Der Neubau von Kraftwerken mit einer gesicherten Leistung in dieser Höhe sei demnach notwendig, um die für das Jahr 2020 prognostizierte absolute Spitzenlast decken zu können. Diverse (Kurz-)Studien ziehen die Ergebnisse der dena-Studie jedoch in Zweifel (z.B. BET, 2008, oder EUtech, 2008⁷⁰). Hauptkritikpunkte sind die angeblich zu pessimistischen Annahmen bezüglich der Entwicklung des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Fortschritte bei der Energieeffizienz und damit dem Stromverbrauch. Allerdings wird auch in einer neuen Simulation bis 2030 mit einem deutlichen Zubaubedarf von 44,5 GW Gaskraftwerken gerechnet, um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit im Stromerzeugungssystem zu gewährleisten (vgl. EWI, 2012). Auch wenn im Rahmen dieses Gutachtens die Frage nach einer zukünftigen „Kapazitätslücke“ nicht abschließend beantwortet werden kann, sollen im Folgenden verschiedene Aspekte zu

⁶⁹ Es handelt sich um die aktualisierte Fassung von 2010. Die Originalfassung stammt aus dem Jahr 2008. In dieser werden allerdings weder die Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke aus dem Jahr 2010, noch die Aufhebung dieser Verlängerung durch den beschleunigten Atomausstieg von 2011 berücksichtigt.

⁷⁰ Die genannten Studien beziehen sich jeweils auf die erste Version des dena-Berichts aus dem Jahr 2008.

Kapazitätsinstrumenten im Allgemeinen, bezüglich ihrer Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt und ihrer Eignung für den Übergang zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem Versorgungssystem etwas näher diskutiert werden.

III.2.2.4.1 Wirkung eines Kapazitätsinstruments auf die Nachfrage

Alle oben dargestellten Kapazitätsmechanismen versuchen, durch den Ersatz oder zumindest die Ergänzung von volatilen Knappheitspreisen mit sicheren Zahlungen für Kapazität die Investitionsunsicherheit zu überwinden. Dies bedeutet jedoch (ohne zusätzliche Maßnahmen) automatisch einen Verzicht auf die Signalfunktion des Spotmarktes für die Knappheit auf der Erzeugungsseite. Diese ist Grundlage für die Preiselastizität der Nachfrage, die jedoch bislang ohnehin wenig ausgeprägt ist. Allerdings bestehen durch den technischen Fortschritt und die veränderten Anforderungen an das Elektrizitätssystem in Zukunft Möglichkeiten, die Elastizität der Stromnachfrage zu erhöhen, beispielsweise durch „smart grids“, den vermehrten Einsatz von Stromspeichern (vgl. auch EWI, 2012). Dies wird durch Kapazitätsinstrumente erschwert, da die Anreize, Stromverbrauch von Zeiten hoher Preise zu Zeiten niedriger Preise zu verschieben, reduziert bzw. eliminiert werden. Insbesondere die für den Energiemarkt der Zukunft wichtigen Stromspeicher sind auf eine möglichst große Differenz zwischen Niedrig- und Spitzenlastpreisen angewiesen, da sie allein aus dieser Differenz Deckungsbeiträge und Umwandlungsverluste finanzieren müssen.

Da die Stromnachfrage zwar relativ, aber nicht gänzlich inelastisch ist, erhöhen fehlende Knappheitspreise zudem den Stromverbrauch zu Spitzenlastzeiten und somit gleichzeitig die maximale Last des Systems. Diese ist aber wiederum Grundlage zur Festlegung der angestrebten Erzeugungskapazität. Die Spitzenlast verändert sich insofern in Abhängigkeit von der gewählten Zielkapazität und wird somit zu einem sogenannten „moving target“. Bei der Festlegung des Kapazitätsziels wird daher eine größere Sicherheitsreserve notwendig, was Ineffizienzen zur Folge hat.

III.2.2.4.2 Wirkung der Erwartung eines Kapazitätsinstruments auf das Investitionsverhalten

Kapazitätsinstrumente sollen das Investitionsverhalten der Kraftwerksbetreiber so beeinflussen, dass der Markt von einem Zustand zu geringer Investitionen in das Gleichgewicht der optimalen Kapazität gebracht wird. Die Einführung eines Kapazitätsinstrumentes wird somit umso wahrscheinlicher, je geringer die Investitionen in neue Kraftwerke sind bzw. je höher die Gefahr ist, dass die Versorgungssicherheit aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten in der Zukunft nicht mehr gewährleistet werden kann. Ein potentieller Investor antizipiert jedoch dieses Verhalten des Regulators, so dass er, wenn er die Einführung eines Kapazitätsinstrumentes erwartet, den Bau eines Kraftwerks unter Umständen bis zur Einführung des Instruments verzögert, um direkt davon profitieren zu können. Die unterbleibenden Investitionen machen wiederum die Einführung des Kapazitätsinstruments wahrscheinlicher,

so dass die Erwartung eines Kapazitätsinstruments zu einer sich selbst erfüllenden Prophezeiung werden kann. Dies gilt vor allem, wenn Kapazitätsinstrumente lediglich den Neubau von Kraftwerken umfassen. Die Erwartung der baldigen Einführung eines solchen Instruments könnte die Investitionstätigkeit völlig zum Erliegen kommen lassen und die Einführung des Instruments so erst recht erzwingen (vgl. EWI, 2012). Aber auch die Einführung von Kapazitätsinstrumenten, die den gesamten Kraftwerkspark erfassen, kann Investoren zu einer strategischen Zurückhaltung bei Investitionstätigkeit verleiten, da diese möglichst lange Zeit von den Zahlungen des Kapazitätsinstruments profitieren wollen.⁷¹

III.2.2.4.3 Zielgenauigkeit der Instrumente

Kapazitätsinstrumente sind ein Eingriff in den komplexen, über Jahrzehnte gewachsenen Kraftwerkspark, der entweder den gesamten Bestand oder nur einen Teil der Kraftwerke, etwa neu zu bauende Kraftwerke, betrifft. Werden nur Teilbereiche erfasst, kann allerdings, je nach Ausgestaltung des Instruments, das beschriebene Problem des strategischen Investitionsverhaltens entstehen. Ein Großteil der in der Literatur vorgeschlagenen Instrumente zielt auch deshalb auf den Gesamtmarkt aller Kraftwerke ab. Dies bedeutet jedoch, dass alle Kraftwerke einen einheitlichen, per Auktion bestimmten, Preis je installierter Einheit Erzeugungskapazität erhalten, obwohl das Ziel des Instruments lediglich die Überwindung des „missing money“ Problems bei Spitzenlastkraftwerken ist. Für die Betreiber der übrigen, insbesondere der älteren, bereits abgeschriebenen Kraftwerke, die zur Erzielung von Deckungsbeiträgen nicht auf Knappheitspreise angewiesen sind, fallen somit unter Umständen als sogenannte „windfall profits“ Renditen an, die ohne entsprechende Leistung am Markt erzielt werden können. Dieser Aspekt könnte in der öffentlichen Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsinstrumentes eine wichtige Rolle spielen, da gerade ältere, abgeschriebene Kraftwerke zumeist im Besitz der großen Energiekonzerne sind und eine als Subventionierung dieser ehemaligen Monopolisten angesehene Regulierungspolitik von der Öffentlichkeit kritisch gesehen werden dürfte.

III.2.2.4.4 Volatilität der Kapazitätspreise

Ein weiteres, generelles Problem von mengenbasierten Kapazitätsinstrumenten ist die fast zwangsläufige Volatilität des Kapazitätspreises, die im Widerspruch zum eigentlich verfolgten Ziel der Risikominderung steht, bzw. den Zielerreichungsgrad zumindest reduziert. Durch Kapazitätsinstrumente wird verhindert, dass Spitzenlastkraftwerksbetreiber am Spotmarkt auf Knappheitspreise angewiesen sind. In einer Kapazitätsauktion – wie etwa beim spezifischen Instrument der Kapazitätsmärkte (vgl. Abschnitt III.2.2.2) – stellt sich jedoch ein ähnliches Problem auf einer vorgelagerten Ebene. Falls das angestrebte Kapazitätsniveau ober-

⁷¹ Vgl. hierzu auch die Ausführungen von Prof. Wambach beim Workshop zu diesem Projekt am 10.02.2012 in Berlin.

halb des aktuellen (bzw. des für den Geltungszeitraum der Auktion erwarteten) Niveaus liegt, so wird der Kapazitätspreis jenem Preis entsprechen, den der Anbieter des teuersten, gerade noch zur Erfüllung des Kapazitätsziels benötigten Kraftwerks für den Neubau dieses Kraftwerks fordert. Der Kapazitätspreis entspricht also den Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung⁷² des teuersten neu zu errichtenden Kraftwerks, das die Gesamterzeugungskapazität auf das gewünschte Niveau hebt. Demgegenüber steht die Situation, in der keine neuen Kraftwerke benötigt werden, da die (erwartete) Erzeugungskapazität dem geforderten Niveau entspricht oder dieses übertrifft. In einem solchen Fall sänke der Kapazitätspreis auf die Grenzkosten der Kapazitätsbereithaltung⁷³, also jene Kosten, die benötigt werden, um das teuerste zur Erfüllung der Kapazitätsvorgabe notwendige Kraftwerk im Betriebszustand zu halten.

Der Kapazitätspreis sollte bei Etablierung eines Kapazitätsinstrumentes also zwischen dem Kapazitätsbereithaltungs- und dem Kapazitätsbereitstellungspreis oszillieren, je nachdem ob sich das System in einem Zustand der Über- oder Unterkapazität befindet. Diese Schwankung schafft Unsicherheit bezüglich der zukünftig erzielbaren Einkünfte am Kapazitätsmarkt. Diese Einkünfte sind jedoch ein elementarer Bestandteil der Kalkulation zum Kraftwerksbau eines potentiellen Investors, so dass eine erhöhte Volatilität im Kapazitätspreis auch die von den Investoren für den Kraftwerksneubau geforderte Risikoprämie erhöht. Da diese jedoch wiederum auf den Kapazitätspreis aufgeschlagen wird und dieser Preis für alle an der Kapazitätsauktion teilnehmenden Kraftwerke anfällt, erhöht die steigende Risikoprämie die Gesamtkosten des Kapazitätsinstrumentes.

III.2.2.4.5 Möglichkeit von Im- und Exporten

Zu den in der Literatur zu Kapazitätsinstrumenten häufig vernachlässigten Aspekten des Strommarktes zählt die mögliche Integration eines nationalen Strommarktes in ein internationales Gesamtsystem und die damit verbundene Möglichkeit von Im- und Exporten. Bei der Diskussion der Kapazitätsinstrumente im Kontext des deutschen Strommarktes ist dies, in Anbetracht der fortschreitenden und politisch gewollten Integration der nationalen Strommärkte in einen europäischen Gesamtmarkt, nicht vernachlässigbar. Allerdings ist unklar, ob und wie sich die Eignung der verschiedenen Instrumente für den deutschen Strommarkt ändert, wenn Im- und Exportmöglichkeiten betrachtet werden.

Unter Umständen kann die Integration eines Strommarktes in ein Gesamtsystem, also die Möglichkeit des Handels mit Strom über die Grenzen des Regulierungssystems hinweg, einen regulatorischen Eingriff in die Kraftwerksplanung überflüssig machen, indem ein Land unzureichende Erzeugungskapazitäten über Importe aus Nachbarländern ausgleicht. Jedoch bestehen einige Einschränkungen, die die Einrichtung eines Kapazitätsinstrumentes auch in

⁷² Im Folgenden: Kapazitätsbereitstellungspreis.

⁷³ Im Folgenden: Kapazitätsbereithaltungspreis.

einem integrierten Strommarkt rechtfertigen können. So ist beispielsweise fraglich, inwiefern Importe zum Zeitpunkt knapper Erzeugungskapazitäten als gesichert angesehen werden können und somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Hierzu müssen entweder im Ausland Überkapazitäten vorhanden sein oder die Spitzenlast in den einzelnen Ländern muss zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Kann mit hinreichend großer Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Erzeugungskapazität des Gesamtsystems ausreichend hoch ist, um die Spitzenlast des Gesamtsystems zu decken, so kann auch die Versorgungssicherheit als gegeben angesehen werden. Allerdings gilt dies nur für den Fall, dass ausreichende Transportkapazitäten zwischen den Ländern vorhanden sind und keine Exportbeschränkungen vorliegen.⁷⁴

Die Möglichkeit von Im- und Exporten hat auch für die Wirkung der verschiedenen Kapazitätsinstrumente Implikationen. Kapazitätsinstrumente stellen für die Verbraucher eine Art Versicherung gegen Knappheitspreise dar, da diese zur Refinanzierung der Investitionskosten der Kraftwerksbetreiber nicht mehr benötigt werden und aufgrund dann ausreichender Erzeugungskapazitäten in einem Markt mit Kapazitätsinstrument auch nicht mehr auftreten sollten. Dies gilt jedoch nur für einen geschlossenen Markt. In integrierten Märkten findet eine Angleichung der Preise statt, so dass ein Land mit Kapazitätsinstrument die Knappheitspreise eines Landes ohne Kapazitätsinstrument „importiert“. Besteht nämlich eine hinreichend große Preisdifferenz im Strompreis der beiden Länder, so werden die Produzenten ihren Strom solange in dem Land mit höheren Preisen anbieten, bis die Preisdifferenz verschwindet oder keine ausreichenden Transportkapazitäten mehr vorhanden sind. In einem solchen Fall bezahlen die Verbraucher des einen Landes über den Kapazitätsmechanismus für Erzeugungskapazitäten, ohne dass sie (im vollen Umfang) von diesen profitieren können.

Da es bei Kapazitätsmärkten und Kapazitätszahlungen zumindest in ihrer einfachsten Form keine physische Lieferverpflichtung gibt, sondern sie lediglich dem Aufbau einer bestimmten Erzeugungskapazität innerhalb ihres Geltungsbereichs dienen, besteht für die Stromproduzenten der Anreiz, ihren Strom ins Ausland zu verkaufen, sobald der Preis dort höher liegt (und entsprechende Transportkapazitäten vorhanden sind). Auf den Kontext des deutschen Strommarktes übertragen erscheint somit eine Umsetzung dieser Instrumente ohne zusätzliche, Komplexität erzeugende Maßnahmen zur physischen Lieferverpflichtung im Knappheitsfall, angesichts des liberalisierten europäischen Strommarktes wenig sinnvoll.⁷⁵

Im Modell der „reliability options“⁷⁶ gibt es hingegen keinerlei Inkompatibilitäten mit einem integrierten Strommarkt. Da die Verbraucher durch die Optionen gegen hohe Strompreise versichert sind, können Knappheitspreise im Ausland zwar ebenso zu höheren Strompreisen

⁷⁴ Siehe hierzu den nächsten Abschnitt „Preisobergrenzen“.

⁷⁵ Siehe hierzu den nächsten Abschnitt „Preisobergrenzen“.

⁷⁶ Die Idee der „reliability options“ sieht vor, dass Stromversorgungsunternehmen (im Sinne des Stromvertriebs) vom Regulator verpflichtet werden, Optionen zu kaufen, die zum Bezug einer festgelegten Strommenge zu einem vorab fixierten Preis berechtigen (vgl. auch Abschnitt III.2.2.3 und die Ausführungen zu sog. Versorgungssicherheitsverträgen in EWI, 2012).

im Inland führen. Diese werden jedoch nicht von den Verbrauchern, sondern von den Produzenten getragen, die auch von den Knappheitspreisen im Ausland profitieren. Somit findet mit „reliability options“ keine Verschiebung von Konsumenten- zu Produzentenrente statt, ohne dass dazu der Stromhandel eingeschränkt und das Ziel des vollständig integrierten Strommarktes gefährdet würde.

III.2.2.4.6 Preisobergrenzen

Das „missing money“ Problem wird in der Literatur häufig mit der Existenz von Preisobergrenzen erklärt. Knappheitspreise können demnach nicht auf das zur Deckung der Fixkosten benötigte Niveau ansteigen, weil dies vom Regulator durch Preisobergrenzen verhindert wird. Spitzenlastkraftwerke sind demnach nicht in der Lage, ihre Investitionskosten zu decken. Für den deutschen Strommarkt ist jedoch festzuhalten, dass eine solche Preisobergrenze nicht existiert. Die europäische Strombörsse EPEX kennt zwar ein technisches Gebotslimit von 3000 €/MWh Strom (EPEX, 2012), jedoch wird dies in der Praxis nicht erreicht. Es kann daher nicht davon ausgegangen werden kann, dass dieses Preislimit den in der Theorie beschriebenen Effekt hat.

In einigen Vorschlägen zu Kapazitätsinstrumenten werden Preisobergrenzen nicht nur als Ursache des „missing money“ Problems und somit als Rechtfertigung für den Kapazitätsmechanismus angeführt, sondern auch als Element des jeweiligen Instruments zur Verhinderung von Knappheitspreisen, die nicht durch „echte“ Kapazitätsengpässe, sondern beispielsweise durch den Missbrauch von Marktmacht zustande kommen. Solche Preisobergrenzen sind jedoch in Anbetracht der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Integration des deutschen in den europäischen Strommarkt in der Praxis nicht bzw. nur bedingt umsetzbar. Produzenten könnten eine in Deutschland geltende Preisobergrenze durch Exporte ins Ausland umgehen,⁷⁷ was nicht verhindert werden kann, da eine Einschränkung der Stromexporte gegen das Binnenmarktprinzip der EU verstößt.

Das „missing money“ Problem kann jedoch auch ohne explizite Preisobergrenzen auftreten, beispielsweise durch Unsicherheit und Risikoaversion oder durch implizite Preisobergrenzen⁷⁸ (vgl. beispielsweise Joskow, 2006). Die Nichtexistenz von expliziten Preisobergrenzen bedeutet somit nicht, dass Kapazitätsinstrumente zur Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit nicht notwendig sind. Insbesondere für die Ausgestaltung eines möglichen Kapazitätsinstruments für den deutschen Strommarkt ist jedoch die begrenzte Möglichkeit, solche Obergrenzen einzuführen, zu beachten.

⁷⁷ Sofern der Strompreis dort oberhalb der Preisobergrenze liegt.

⁷⁸ Von impliziten Preisobergrenzen kann beispielsweise gesprochen werden, wenn ein Anbieter mit Marktmacht auf seinen Preissetzungsspielraum (teilweise) verzichtet, weil er befürchtet, dass ihm bei zu offensichtlichem Missbrauch seiner Marktmacht eine strengere Regulierung droht.

III.2.2.4.7 Preis- vs. Mengeninstrumente

Insgesamt kann bei den Kapazitätsinstrumenten – analog zur Instrumentendiskussion der Umweltökonomie – zwischen Preisinstrumenten, wie den Kapazitätszahlungen, und Mengeninstrumenten, wie den Kapazitätsmärkten oder „reliability options“, unterschieden werden. Die dort angeführten Argumente in der Diskussion um ein Preis- vs. Mengensteuerung lassen daher grundsätzlich übertragen. Im Gegensatz zur Problematik des Klimawandels, bei der der Schaden durch die langfristige Kumulation von Treibhausgasen entsteht und somit in Bezug auf die jährlichen Emissionsziele eine gewisse Flexibilität besteht, ist bei der Versorgungssicherheit aber auch ein kurzfristiges Verfehlen des Ziels mit sehr hohen Kosten verbunden. Wird das Kapazitätsziel unterschritten, drohen Stromausfälle, die mit hohen gesellschaftlichen Kosten verbunden sind. Eine Überschreitung des angepeilten Kapazitätsniveaus ist hingegen vergleichsweise „günstig“, da Spitzenlastkraftwerke die geringsten Investitionskosten aller Kraftwerke haben (Cramton und Stoft, 2008). In einer Betrachtung der spezifischen Risiken erscheinen Mengeninstrumente daher überlegen, da diese die Zielkapazität verbindlich vorgeben und (bei entsprechend hohen Strafen für Nichterfüllung) auch erreichen, während bei Preisinstrumenten zwar kein Kosten-, aber ein Zielerreichungsrisiko besteht.

Zudem ist zu beachten, dass der Regulierer beim Preisinstrument der eine Kapazitätsangebotsfunktion abschätzen muss, um die Höhe einer zum Erreichen der als angemessen angesehenen Erzeugungskapazität notwendigen Zahlung bestimmen zu können. Da eine Überschreitung des Kapazitätsziels wesentlich geringere Kosten verursacht als eine Unterschreitung, wird ein risikoaverser Regulator ein erhöhtes Kapazitätsziel wählen. Zusätzlich zum höheren gesellschaftlichen Schaden einer Unterversorgung mit Erzeugungskapazität, wirkt sich ein Unterschreiten des Kapazitätsziels auch anders auf das Entscheidungskalkül des Regulators aus als eine Überschreitung. Ein ineffizient hohes Niveau an Erzeugungskapazität erzeugt zwar Kosten. Für Öffentlichkeit ist jedoch nur schwer beobachtbar, ob und inwieweit die Kapazität ineffizient hoch und somit teuer oder gerade ausreichend zur Sicherung der Versorgungssicherheit ist. Im Gegensatz dazu sind die Auswirkungen eines zu niedrigen Niveaus an Erzeugungskapazität in Form von großflächigen Ausfällen der Stromversorgung für alle Betroffenen offensichtlich. Die Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung ist daher aus polit-ökonomischer Sicht für den Regulator von hervorgehobener Bedeutung, so dass im Zweifel auch ein ineffizient hohes Kapazitätsniveau in Kauf genommen zu werden droht.

Dies gilt zwar grundsätzlich auch bei einem Mengeninstrument. Bei Preisinstrumenten verschärft die politische Risikoaversion jedoch das instrumentenspezifische Zielerreichungsrisiko. So wird der Regulator, um eine zu niedrige Kapazität auszuschließen, die Kapazitätszahlung so hoch ansetzen, dass das Kapazitätsziel in jedem Fall erreicht wird. In der Praxis bedeutet dies, dass eine Übererfüllung des Kapazitätsziels wahrscheinlich ist und die Kosten des Kapazitätsinstruments höher liegen, als dies im Optimum der Fall wäre.