

SECHSTES KAPITEL

Energiapolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext

- I.** Energiekonzept und Atomausstieg
 - II.** Strommarkt
 - 1. Determinanten des Großhandelspreises
 - 2. Stromnetze, Systemintegration und Endverbraucherpreise
 - III.** Klimapolitik der Europäischen Union
 - 1. Grundlagen rationaler Klimapolitik
 - 2. Umsetzung der klimapolitischen Ziele
 - IV.** Notwendige wirtschaftspolitische Entscheidungen
- Literatur

Das Wichtigste in Kürze

Die energiepolitischen Leitlinien der Bundesregierung haben im Verlauf der vergangenen 14 Monate eine einschneidende Veränderung erfahren. So hatte die Bundesregierung im September des vergangenen Jahres ein umfassendes Energiekonzept beschlossen. Wichtige Elemente dieses Konzepts sind eine Reihe von **klimapolitischen Zielvorgaben**, mit denen bestehende Emissions- und Ausbauziele bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben werden. Ein zentraler Bestandteil des Energiekonzepts war ursprünglich die **Laufzeitverlängerung** für Atomkraftwerke, somit sollte die Atomkraft als Brückentechnologie für den Übergang in das Zeitalter der erneuerbaren Energien genutzt werden. Nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima hat die Bundesregierung jedoch eine **Kehrtwende** vollzogen und den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen. In der Konsequenz ist ein gänzlich anderes System der Energieversorgung aufzubauen. Die aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen sind der Beginn dieses Prozesses, nicht dessen erfolgreicher Abschluss.

Die Umsetzung des Energiekonzepts und die Rücknahme der Laufzeitverlängerung haben vor allem Auswirkungen auf den deutschen **Strommarkt**, auf dem es bereits in den vergangenen Jahren zu wichtigen Veränderungen gekommen ist; vor allem durch die europaweite Liberalisierung des Markts und den finanziell geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien. Beide Entwicklungen haben zu einer regionalen Entkoppelung von Stromerzeugung und Stromverbrauch geführt und damit einen erheblichen **Ausbau der Übertragungsnetze** erforderlich gemacht, der bislang jedoch nur zu einem geringen Teil realisiert ist. Insgesamt wird die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz bei der Umsetzung der Energiewende die größte Hürde darstellen.

Die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland wird inzwischen stark von den **erneuerbaren Energien** beeinflusst. Der weitere Ausbau gemäß den Zielvorgaben des Energiekonzepts wird zu einer technologischen und finanziellen Herausforderung, die nur bewältigt werden kann, wenn die Förderung der erneuerbaren Energien streng am Prinzip der **Kosteneffizienz** ausgerichtet wird und Skaleneffekte konsequent ausgenutzt werden. Dazu muss vor allem die europäische Dimension der Energiewende stärker in den Blick genommen werden, damit die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dort aufgebaut werden, wo sie die besten Standortbedingungen vorfinden, wie etwa bei der Photovoltaik in Südeuropa.

Der Sachverständigenrat schlägt daher vor, die nationale Förderung der erneuerbaren Energien auf ein **Mengen- oder Quotensystem** in Form von Grünstromzertifikaten umzustellen. Damit würde eine technologieneutrale Förderung gewährleistet. In einem weiteren Schritt sollte dieses Fördersystem mit dem anderer Mitgliedsländer zusammengeführt werden, die bereits heute eine Mengensteuerung praktizieren oder dies planen. Langfristig ließe sich so eine Vereinheitlichung der Förderbedingungen in der Europäischen Union herstellen.

Durch den Umstieg auf ein Mengensystem ließe sich bei der Förderung der erneuerbaren Energien das reine Ausbauziel von technologiepolitischen Zielen trennen. Während der Kapazitätsausbau durch das Quotensystem gefördert würde, hätte die **Technologieförderung** durch separate, an innovationsökonomischen Prinzipien ausgerichtete Instrumente zu erfolgen.

I. Energiekonzept und Atomausstieg

364. Nach der Atomkatastrophe von Fukushima im März 2011 hat die Bundesregierung Ende Juni ein Gesetzespaket zur Beschleunigung der Energiewende in den Deutschen Bundestag eingebracht. Bei diesem sogenannten Energiepaket handelt es sich überwiegend um die Umsetzung von Vorhaben aus dem am 28. September 2010 von der Bundesregierung beschlossenen **Energiekonzept**. Darin beschreibt die Bundesregierung Umriss einer Gesamtstrategie, mit der die Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 so umgebaut werden soll, dass dann die erneuerbaren Energien den Hauptanteil übernommen haben. Ein Kernbestandteil des Energiekonzepts war ursprünglich die Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre. Dieses Vorhaben wurde als eine der ersten Maßnahmen aus dem Energiekonzept umgesetzt und nach dem Atomunfall im Rahmen des Energiepakets wieder zurückgenommen.

Mit der Rücknahme der Laufzeitverlängerung erfährt die lang anhaltende Debatte um die friedliche Nutzung der Kernenergie eine Zäsur. Durch den Beschluss zur Einleitung einer umfassenden Energiewende, die im Vorhaben, den vollständigen Atomausstieg innerhalb des kommenden Jahrzehnts zu bewerkstelligen, ihren aktuell spürbarsten Ausdruck findet, wird deutlich, dass es in der Frage der Kernenergie **kein Zurück** mehr geben wird. Zudem belegt die Tatsache, dass die klimapolitischen Ziele des Energiekonzepts trotz der mit dem Atomausstieg verbundenen zusätzlichen Herausforderungen nicht revidiert wurden, die Ernsthaftigkeit des Bemühens um eine umfassende Energiewende. Somit wird in der Zukunft ein gänzlich anderes System der Energieversorgung aufzubauen sein, vor allem durch die Integration der erneuerbaren Energien.

Energiekonzept der Bundesregierung

365. Das Energiekonzept der Bundesregierung besteht aus einer Reihe von klimapolitischen **Zielvorgaben** und Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien sowie in einem Bündel von **Gesetzesänderungen**, mit dem das Erreichen der Ausbauziele erleichtert werden soll. Es reiht sich in eine Folge nationaler Gesetzes- und Maßnahmenpakete zum Klimaschutz ein, die angestrebte Obergrenzen für die Emission von Treibhausgasen sowie technologie- und energieträgerspezifische Ziele enthalten. Mit dem Energiekonzept werden bestehende Ziele teilweise ergänzt und bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben. In einigen Fällen werden damit Vorgaben der EU-Kommission in die nationalen Zielvorgaben übernommen.

366. So bekräftigt die Bundesregierung im Energiekonzept das schon im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) aus dem Jahr 2007 enthaltene Ziel, die **Treibhausgasemissionen** bis zum Jahr 2020 um 40 vH gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Darüber hinaus enthält das Energiekonzept Ziele für die Verminderung des fossilen Energieverbrauchs und zur Förderung von Umwelttechnologien. Insbesondere wurden die Zielvorgaben für das Jahr 2020 aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Der **Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch** soll demnach von aktuell 11 vH bis zum Jahr 2050 auf 60 vH gesteigert werden.

Ausgehend von dem im Integrierten Energie- und Klimaprogramm angestrebten Ziel, den **Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung** bis zum Jahr 2020 von derzeit 17 vH auf 35 vH zu steigern, soll gemäß dem Energiekonzept bis zum Jahr 2050 ein Anteil von 80 vH erreicht werden. Des Weiteren soll der **Stromverbrauch** bis zum Jahr 2020 um 10 vH und bis zum Jahr 2050 um 25 vH gegenüber dem Jahr 2008 sinken. Minderungsziele werden ebenfalls für den Primärenergieverbrauch und den Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich festgelegt (Tabelle 24).

Tabelle 24

Klima- und energiepolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung

	Ausgangslage	Zielvorgaben			
		2010	2020	2030	2040
Veränderungen (vH):					
Treibhausgasemissionen gegenüber 1990	- 23	- 40	- 55	- 70	- 80
Primärenergieverbrauch gegenüber 2008	- 1	- 20	.	.	- 50
Stromverbrauch gegenüber 2008	- 2	- 10	.	.	- 25
Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich gegenüber 2005	- 1	- 10	.	.	- 40
Anteile in vH:					
Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch	11	18	30	45	60
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	17	35	50	65	80

Quellen: AGEB, AGEE, BMU, Bundesregierung, UBA

[Daten zur Tabelle](#)

367. Diese Vorgaben zielen nach Auffassung der Bundesregierung nicht auf eine Punktlandung ab, sondern sollen allen Beteiligten eine Orientierung über einen zu erwartenden Entwicklungspfad geben. Wie ein Vergleich mit den bisher erreichten Reduktionen und Ausbauerfolgen verdeutlicht, handelt es sich um **äußerst ambitionierte Vorhaben**, mit denen im Hinblick auf die grundlegende Struktur der Bereitstellung und Nutzung von Energie völliges Neuland betreten wird. Insbesondere dürfte die Aufgabe, angesichts der naturgemäßen Volatilität der erneuerbaren Energien weiterhin ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, eine nicht zu unterschätzende Herausforderung darstellen.

Die Bundesregierung will den Fortschritt in Richtung der Ziele regelmäßig auf Grundlage einer wissenschaftlich fundierten Überprüfung ermitteln lassen. Dieser **Monitoring-Bericht** soll künftig jährlich von BMWi und BMU unter Beteiligung der anderen betroffenen Ressorts erstellt und nach Beschlussfassung im Kabinett dem Deutschen Bundestag und Bundesrat zugeleitet werden. Der Monitoring-Bericht wird erstmal Ende des nächsten Jahres für das Jahr 2011 vorliegen. Zusätzlich wird alle drei Jahre ein **Fortschrittsbericht** erarbeitet. Der erste Fortschrittsbericht im Jahr 2014 wird auf einer mehrjährigen Datenbasis beruhen, um dazu beizutragen, Trends besser zu erkennen. Zur wissenschaftlichen Begleitung des Monitoring-Prozesses wurde inzwischen eine Kommission aus Energieexperten eingerichtet.

368. An konkreten Maßnahmen enthält das Energiekonzept unter anderem eine Neufassung des **Erneuerbare-Energien-Gesetzes** (EEG). Mit Hilfe der darin enthaltenen Maßnahmen soll die Kosteneffizienz bei der Förderung der erneuerbaren Energien verbessert, die Systemintegration gefördert und die Transparenz des Gesetzes gesteigert werden. Hierzu wird unter anderem eine sogenannte Marktprämie eingeführt, die Anreize zur Stromeinspeisung in Zeiten starker Nachfrage setzen soll, um die Systemintegration der erneuerbaren Energien zu erleichtern. Grundlegende Änderungen an der Vergütungsstruktur des EEG sind im Energiekonzept nicht vorgesehen.

Darüber hinaus sieht das Energiekonzept eine Reihe von **Änderungen im Verwaltungsrecht** vor, mit denen Hindernisse für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Offshore-Windenergie und beim Netzausbau, abgebaut und dadurch eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erreicht werden soll.

369. Um die Klimaschutzziele zu geringeren Kosten erreichen zu können, war eine **Laufzeitverlängerung** der Atomkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre Kernbestandteil der ursprünglichen Fassung des Energiekonzepts. Die Verlängerung der Laufzeiten wurde am 28. Oktober 2010 vom Deutschen Bundestag beschlossen. Zur Abschöpfung eines Teils der daraus resultierenden Zusatzgewinne wurde gleichzeitig eine **Kernbrennstoffsteuer** eingeführt, durch die dem Bundeshaushalt zusätzliche Einnahmen in Höhe von 2,3 Mrd Euro jährlich zufließen sollten (Ziffer 303). Darüber hinaus sollte zusammen mit einem Teil der Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten das neu eingerichtete **Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“** gespeist werden, mit dem die Förderung innovativer Technologien bei der Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Energie bestritten werden soll.

370. Nach der Reaktorkatastrophe am 11. März 2011 im japanischen Fukushima hat die Bundesregierung jedoch eine **atompolitische Kehrtwende** vollzogen. Bereits am 14. März 2011 entschied sie, alle 17 deutschen Kernkraftwerke einer umfassenden Sicherheitsprüfung zu unterziehen. Zunächst wurden die sieben ältesten Kraftwerke in einem sogenannten **Moratorium** für die Dauer von drei Monaten vom Netz genommen (Moratoriumsmeiler). Im Juni 2011 beschloss die Bundesregierung dann, die in den langfristigen klimapolitischen Zielvorgaben angelegte Energiewende durch eine Rücknahme der Laufzeitverlängerung zu beschleunigen und bis zum Jahr 2022 die Nutzung der Kernenergie zu beenden. Die übrigen Bestandteile des Energiekonzepts blieben unverändert.

371. Bei diesem Beschluss stützte sich die Bundesregierung auf die Empfehlungen der ad hoc gegründeten Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung. Sie kam zu dem Schluss, dass ein Atomausstieg innerhalb eines Jahrzehnts aus ethischen Gründen geboten und aus technischer Sicht möglich sei. Ausgangspunkt der Überlegungen der Kommission war die Einsicht, dass es sich bei der Frage nach der grundsätzlichen Rolle der Kernenergie in der Energieversorgung um eine **gesellschaftliche Wertentscheidung** handelt. Demnach erfordere die Reaktorkatastrophe in Japan eine Neubewertung der mit der Nutzung der Kernenergie verbundenen Risiken, wenngleich diese Risiken objektiv keinen Veränderungen unterlagen. Die Empfehlung der Ethik-Kommission zum binnen eines Jahrzehnts umzusetzenden endgül-

tigen Atomausstieg gründet auf einer Abwägung zwischen der ökonomischen Effizienz, der sozialen Ausgewogenheit und der ökologischen Verträglichkeit, die allesamt in einem übergreifenden **Leitbild nachhaltigen Wirtschaftens** unverzichtbar sind (Expertise 2010).

372. Die mit der Rücknahme der Laufzeitverlängerung verbundene Änderung des Atomgesetzes wurde zusammen mit sieben weiteren Gesetzen, die der Umsetzung der im Energiekonzept vorgesehenen Maßnahmen dienen, in den Deutschen Bundestag eingebracht und dort am 30. Juni 2011 beschlossen. Diese von der Bundesregierung als **Energiepaket** bezeichneten acht Gesetze setzen die geplanten Änderungen im Verwaltungsrecht um und beinhalten neben der Rücknahme der Laufzeitverlängerung eine Novelle des EEG zur Förderung der Systemintegration der erneuerbaren Energien und zur Vereinfachung der Vergütungssätze (Kasten 14).

Dem Entwurf des Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes stimmten so gut wie alle im Deutschen Bundestag vertretenen Parteien zu. Nur die Fraktion der Partei DIE LINKE war geschlossen dagegen. Der Bundesrat hat sich am 8. Juli 2011 mit dem Gesetzespaket befasst. Mit Ausnahme des Gesetzes zur steuerlichen Förderung von Energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden stimmte er allen Gesetzen zu.

Kasten 14**Das Energiepaket der Bundesregierung**

Mit dem Begriff „Energiepaket“ bezeichnet die Bundesregierung ein Paket von acht Gesetzen, die am 30. Juni 2011 im Deutschen Bundestag und am 8. Juli 2011 im Bundesrat verhandelt wurden. Mit Ausnahme des Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes sollen die anderen sieben Gesetze jeweils zur Umsetzung des von der Regierung im September 2010 beschlossenen Energiekonzepts beitragen. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Gesetze:

Das **Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes** nimmt die erst am 28. Oktober 2010 vom Deutschen Bundestag beschlossene Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke zurück. Das Gesetz beendet die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität bis Ende des Jahres 2022. Für alle Kernkraftwerke wird darin ein verbindliches Ende der Berechtigung zum Leistungsbetrieb festgelegt. Die sieben vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke und der wegen zahlreicher Zwischenfälle zurzeit ohnehin abgeschaltete Reaktor Krümmel werden nicht wieder ans Netz gehen. Je nachdem, wie die Betreiber der Atomkraftwerke von den im Atomgesetz des Jahres 2002 vorgesehenen Übertragungsmöglichkeiten für Restlaufzeiten Gebrauch gemacht hätten, könnte das letzte Atomkraftwerk nun unter Umständen sogar etwas früher abgeschaltet werden.

Mit dem **Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG-Novelle 2012)** will die Bundesregierung die Kosteneffizienz bei der Förderung der erneuerbaren Energien verbessern, die Markt- und Systemintegration fördern und zur Vereinfachung und Transparenz des EEG beitragen. Die EEG-Novelle behält die bisher geltenden Vergütungsstrukturen im Wesentlichen bei. In einigen Punkten wurde das Vergütungssystem jedoch stark vereinfacht. Für die Windenergie an Land wurde der Systemdienstleistungsbonus für Neuanlagen bis zum 31. Dezember 2014 (bisher befristet bis zum 31. Dezember 2013) und für Bestandsanlagen bis zum 31. Dezember 2015 verlängert. Zur För-

derung der Markt- und Systemintegration wurden eine **optionale Marktprämie** und eine **Flexibilitätsprämie** in das Gesetz aufgenommen, durch die zusätzliche Anreize zur Stromspeicherung in Zeiten starker Nachfrage gesetzt werden sollen. Zugleich wurden die Anspruchsschwellen für eine Ausnahme von der EEG-Umlage für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes deutlich abgesenkt.

Das **Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden** fügt dem Baugesetzbuch eine Klimaschutzklausel hinzu, die vorsieht, dass Bauleitpläne künftig dazu beitragen sollen, „den Klimaschutz, insbesondere auch durch eine klimagerechte Stadtentwicklung, zu fördern“. Das Gesetz erleichtert ferner die Festsetzungsmöglichkeiten zum Einsatz und zur Nutzung insbesondere von Photovoltaikanlagen an oder auf Gebäuden. Um das sogenannte Repowering – also den Ersatz alter, durch leistungsstärkere Anlagen – zu unterstützen, kann in Zukunft in Bebauungsplänen festgehalten werden, dass Windenergieanlagen nur zulässig sind, wenn nach deren Errichtung andere Windenergieanlagen innerhalb einer Frist zurückgebaut werden.

Der **Gesetzentwurf zur steuerlichen Förderung von Energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden** sieht vor, dass bei Wohngebäuden, die vor 1995 gebaut wurden, Aufwendungen für solche Maßnahmen, die im Regelfall als nachträgliche Herstellungskosten mit 2 vH oder 2,5 vH hätten abgeschrieben werden können, nun mit 10 vH abgeschrieben werden dürfen. Das Gesetz hätte die öffentlichen Haushalte, bei voller Jahreswirkung, mit einer Summe von 1,5 Mrd Euro belastet, von der mehr als die Hälfte von den Ländern und Gemeinden zu tragen gewesen wäre. Der Bundesrat hat deshalb dem Gesetz bislang die Zustimmung verweigert.

Das **Erste Gesetz zur Änderung schiffahrtsrechtlicher Vorschriften** zielt darauf ab, Vorratshaltungen von Genehmigungen für Offshore-Projekte zu vermeiden und Genehmigungen zu bündeln. Die Notwendigkeit dieses Gesetzes zeigt sich an der Tatsache, dass gegenwärtig zwar 25 Windparks auf See genehmigt, aber erst drei errichtet sind.

Mit dem **Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (Netzausbaubeschleunigungsgesetz)** soll der Ausbau der Stromnetze der Höchstspannungsebene und der Hochspannungsebene beschleunigt werden. Das Gesetz führt für die Transportleitungen von Elektrizität mit überregionaler Bedeutung eine bundeseinheitliche Fachplanung unter dem Dach der Bundesnetzagentur ein.

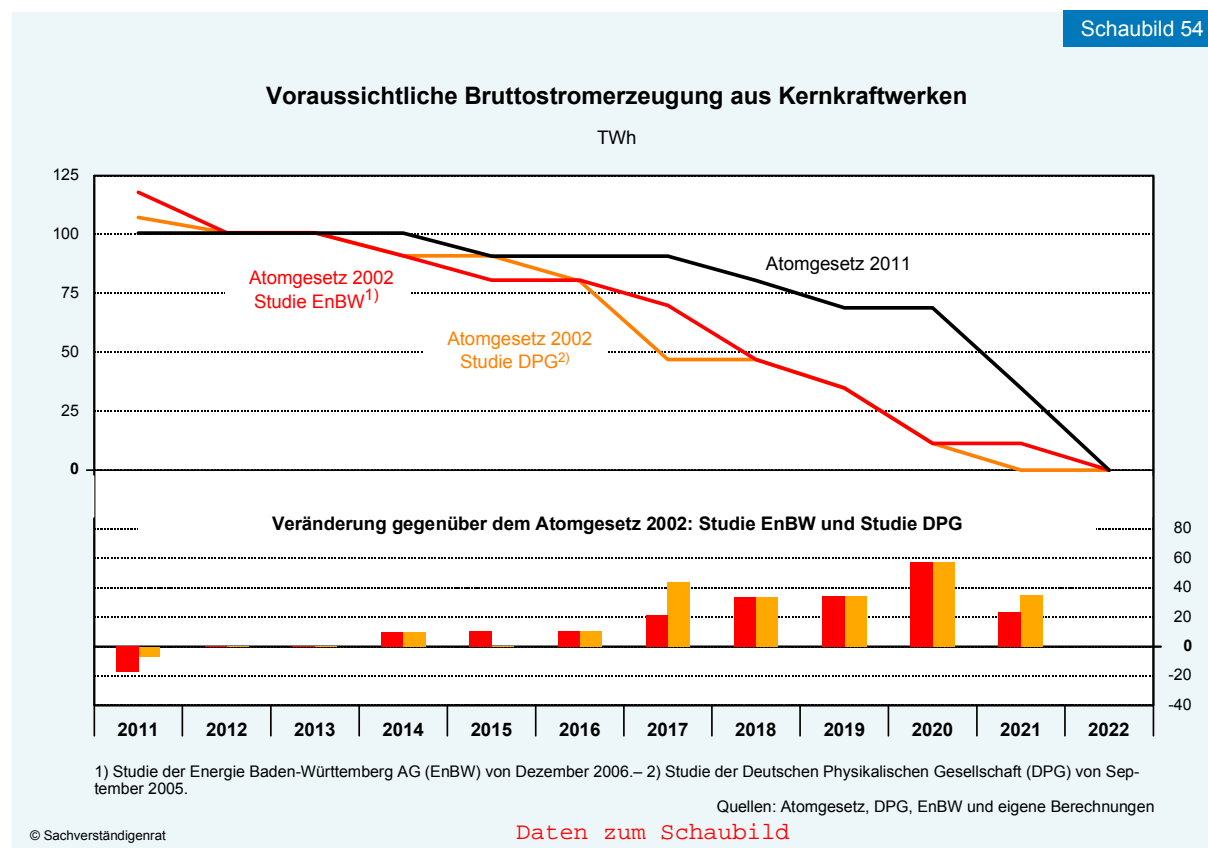
Das **Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften** beinhaltet in erster Linie Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, mit denen die Bedarfsplanung für die Übertragungsnetze neu geregelt wird. Mit dem Gesetz wird erstmals eine koordinierte, gemeinsame Netzausbauplanung aller Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet. Ferner ist der Staat nun durch die Bundesnetzagentur auf sämtlichen Stufen der Bedarfsplanung mit einbezogen.

Durch die Verkürzung der Laufzeiten sind keine Einnahmen aus den Zusatzgewinnen der Kernkraftwerksbetreiber mehr zu erwarten. Ein Teil dieser Einnahmen sollte ursprünglich das Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ speisen. Ebenfalls sinken die Einnahmen aus der Kernbrennstoffsteuer. Zur Kompensation dieses Einnahmefehlers weist das **Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“** dem Fonds jetzt alle Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten zu. Ursprünglich vorgesehen war, nur den über 900 Mio Euro hinausgehenden Teil der Versteigerungserlöse hierfür heranzuziehen.

Atomausstieg

373. Mit der Rücknahme der Laufzeitverlängerung ist die Politik im Wesentlichen auf den vor Beginn der Legislaturperiode gültigen **Ausstiegspfad** zurückgekehrt. Legt man die durchschnittliche Bruttostromerzeugung der vergangenen drei Jahre zugrunde, dann lässt die erneute Novelle des Atomgesetzes für das Jahr 2012 einen geringfügigen Rückgang der Bruttostromerzeugung aus Kernkraft gegenüber dem im Atomgesetz von 2002 festgelegten Ausstiegspfad erwarten. Im Zeitraum der Jahre 2012 bis 2022 verläuft der Ausstieg aus der Kernenergie hingegen vermutlich langsamer, als im rot-grünen Ausstiegsbeschluss vorgesehen. Das letzte Kernkraftwerk wird zwar ebenfalls im Jahr 2022 vom Netz gehen, bis dahin sind jedoch einige Kraftwerke länger in Betrieb, als dies unter dem Atomgesetz aus dem Jahr 2002 zu erwarten gewesen wäre.

Allerdings muss hier berücksichtigt werden, dass die Kraftwerksbetreiber im Atomgesetz des Jahres 2002 über weitergehende Möglichkeiten zur Übertragung von **Reststrommengen** verfügten, was die Prognose des ursprünglichen Ausstiegspfads deutlich erschwert. Selbst wenn man verschiedene, mit dem Atomgesetz 2002 konsistente, Ausstiegspfade betrachtet, ändert sich die grundsätzliche Tendenz nicht: Der durch die Novelle des Atomgesetzes im Jahr 2011 festgelegte Ausstiegspfad entspricht im Großen und Ganzen dem zu Beginn der Legislaturperiode gültigen Ausstiegspfad (Schaubild 54).



374. Die Verlängerung der Laufzeiten um durchschnittlich zwölf Jahre im Zeitraum der Jahre 2015 bis 2030 hätte gemäß verschiedenen Studien zu einem um 0,4 ct/kWh bis 1,6 ct/kWh geringeren Großhandelspreis für Strom geführt. Das Bruttoinlandsprodukt hätte in diesem

Zeitraum um 0,1 vH bis 0,6 vH höher gelegen als unter dem aktuell gültigen Ausstiegspfad (Kasten 15). Kumuliert entsprechen diese Unterschiede einem Betrag von bis zu 120 Mrd Euro (IER/RWI/ZEW, 2010). Im Umkehrschluss ist daher durch die Rücknahme der Laufzeitverlängerung für einen Übergangszeitraum ein leichter Rückgang des Produktionspotenzials zu erwarten, der vermutlich teilweise durch die Abschaltung der Moratoriumsmeiler im zweiten Quartal des Jahres 2011 schon realisiert wurde.

Kasten 15

Kosten des Atomausstiegs

Im Vorfeld der Verabschiedung des Energiekonzepts der Bundesregierung im September 2010 ist eine Reihe von Studien erstellt worden, die mögliche langfristige Entwicklungspfade der deutschen Energieversorgung in Abhängigkeit von verschiedenen Annahmen, unter anderem über die Laufzeit der Atomkraftwerke und die Entwicklung der Energienachfrage, der Rohstoffpreise und der Bevölkerungszahl, aufzeigen. Ein Teil dieser Studien kann dazu genutzt werden, die Auswirkungen der ursprünglich im Energiekonzept vorgesehenen Laufzeitverlängerung um durchschnittlich zwölf Jahre auf die Strompreise und das Bruttoinlandsprodukt abzuschätzen.

Dazu können alle Studien herangezogen werden, die sowohl ein **Ausstiegsszenario** beinhalten, das in etwa dem durch das Atomgesetz aus dem Jahr 2002 vorgegebenen Ausstiegspfad entspricht, als auch ein Verlängerungsszenario mit einem Ausstiegspfad, bei dem die Laufzeiten der Atomkraftwerke demgegenüber um ungefähr zwölf Jahre verlängert werden. Dies entspräche einer Abschaltung des letzten Atomkraftwerks im Zeitraum von 2035 bis 2038. Sofern die Unterschiede dieser Szenarienpaare im Wesentlichen auf die Laufzeit der Atomkraftwerke beschränkt sind, kann das erste Szenario als ein Basisszenario verwendet werden. Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die Strompreise ergeben sich dann aus der Abweichung der Strompreise im **Verlängerungsszenario** von denen im Basisszenario. Nach dem gleichen Prinzip können auch die Auswirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt berechnet werden. Da der Atomausstieg nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung durch die Atomgesetznovelle des Jahres 2011 wieder im Wesentlichen gemäß dem Atomgesetz in der Fassung des Jahres 2002 erfolgt, entsprechen die derart ermittelten Effizienzgewinne durch eine Laufzeitverlängerung spiegelbildlich den geschätzten Kosten des Atomausstiegs.

Insgesamt lassen sich fünf Studien identifizieren, die Ausstiegspfade mit den oben beschriebenen Eigenschaften betrachten und den Strompreis in den unterschiedlichen Szenarien explizit ausweisen (enervis energy advisors, 2011; EWI/GWS/Prognos, 2011; IER, 2011; IER/RWI/ZEW, 2010; PIK und Universität Leipzig, 2011). In allen Studien wird der Strompreis für die unterschiedlichen Szenarien anhand eines Strommarktmodells ermittelt, das den deutschen Kraftwerkspark im Projektionszeitraum größtenteils auf Ebene der Kraftwerksblöcke abbildet. Dabei werden die variablen Kosten des Kraftwerksparks (spezifische Brennstoffkosten, Nutzungsgrad, Kosten für Emissionsrechte) und die spezifischen Anfahr- und Abfahrkosten der Kraftwerksblöcke berücksichtigt (Kondziella et al., 2011; Ellersdorfer et al., 2008).

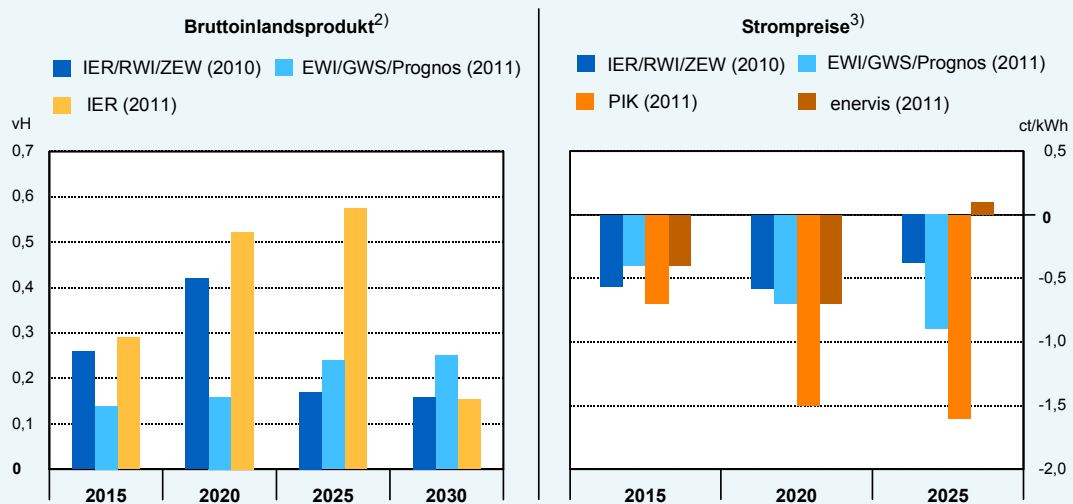
Um die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur zu untersuchen, koppeln einige Studien das Strommarktmodell mit einem makroökonomischen Modell. Dabei handelt es sich in der Regel um ein berechenbares allgemeines Gleichgewichtsmodell, in dem beispielsweise die Auswirkungen höherer Strompreise auf die Privaten Konsumausgaben, die Bruttowertschöpfung in den einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft und der aus dem Ersatz der Atomkraftwerke resultierende Investitionsbedarf berücksichtigt werden.

Trotz der Unterschiede in den Annahmen über relevante Variablen, den exakten Ausstiegspfad und den verwendeten Methoden kommen die Studien bezüglich der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die Großhandelspreise für Strom und das Bruttoinlandsprodukt zu ähnlichen Ergebnissen. In den betrachteten Studien fällt der Strompreis im Verlängerungsszenario im Zeitraum der Jahre 2015 bis 2030 um 0,4 ct/kWh bis 1,6 ct/kWh geringer aus als im jeweiligen Basisszenario. Gemessen an den projizierten Pfaden für den Großhandelspreis entspricht dies einem Rückgang um 10 vH bis 30 vH. Das Bruttoinlandsprodukt liegt in den Verlängerungsszenarien um 0,1 vH bis 0,6 vH über den entsprechenden Werten der Basisszenarien (Schaubild 55).

Schaubild 55

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke gegenüber dem Atomgesetz 2002

Abweichungen gegenüber dem Ausstiegspfad im Atomgesetz 2002¹⁾



1) Verglichen wird der Ausstiegspfad nach Atomgesetz 2002 mit einer Laufzeitverlängerung um durchschnittlich 12 Jahre.– 2) Die Veränderungen des Bruttoinlandsprodukts wurden aus einem Vergleich der folgenden Szenarien ermittelt: EWI/GWS/Prognos (2011): Ausstiegsszenario (Basis) und Energieszenario LZV; IER/RWI/ZEW (2010): Referenzprognose (Basis) und Variante Rb; IER (2011): AtG 2002 (Basis) und EKO 2010.– 3) Die Preisänderungen wurden aus einem Vergleich der folgenden Szenarien ermittelt: enervis (2011): Ausstieg 2020 (Basis) und langsamer Ausstieg; EWI/GWS/Prognos (2011): Ausstiegsszenario (Basis) und Energieszenario LZV; IER/RWI/ZEW (2010): Referenzprognose (Basis) und Variante Rb; PIK (2011): Ausstieg 2022 (Basis) und Ausstieg 2038.

Daten zum Schaubild

© Sachverständigenrat

375. Der trotz der dauerhaften Abschaltung der Moratoriumsmeiler nur geringfügige Rückgang der Erzeugungskapazitäten gegenüber dem ursprünglichen Ausstiegsbeschluss darf zudem nicht darüber hinweg täuschen, dass es sich bei der zeitgleichen Abschaltung von Kraftwerken in einer Größenordnung von 5 000 MW ohne vorherige Ankündigung um ein bisher noch nicht aufgetretenes Ereignis handelt. In extremen Witterungssituationen, wie zum Beispiel an kalten Wintertagen, an denen eine hohe Last im Netz herrscht und gleichzeitig ein Betriebsmittel, etwa ein Transformator, eine Leitung oder ein Kraftwerk, ausfällt (sogenannter n-1 Fall), könnte daher die Netzstabilität an ihre Grenzen stoßen. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass eine solche Situation mit dem vorhandenen Eingriffsinstrumentarium der Übertragungsnetzbetreiber gerade noch beherrschbar wäre (Bundesnetzagentur, 2011).

Allerdings weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes bereits vor dem Moratorium an Tagen mit hoher Windeinspeisung nur durch umfassende Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet werden konnte. Durch das Moratorium hat sich die Situation verschärft (Bundesnetzagentur, 2011). Dieser Umstand verdeutlicht, welche großen Herausforderungen der grundlegende Umbau des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten aufwerfen wird, wenn noch weit größere Anteile des naturgemäß volatilen Stroms aus erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren sind.

Die Energiewende als gesellschaftliche Herausforderung

376. Die energiepolitischen Weichenstellungen des Jahres 2011 verwandeln die langfristigen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung von einer abstrakten, mehrere Jahrzehnte entfernt gewählten Aufgabe zu einer konkreten gesellschaftlichen Herausforderung. Das Gelingen dieses Projekts wird von den Weichenstellungen und Erfolgen wie Misserfolgen der **kommenden Jahre** abhängen. Denn das Ausrufen des mittelfristigen Ziels des völligen Atomausstiegs und die Festlegung langfristiger Ziele für den Umbau des Systems der Energieversorgung sind noch lange nicht gleichbedeutend mit ihrem Erreichen.

Aufgrund der nur schwerlich zu vermeidenden Ziel- und Interessenkonflikte, der zu erwartenden technischen und wirtschaftlichen Probleme und der zu leistenden Innovationsanstrengungen dürfte bereits die Bewerkstelligung des endgültigen Atomausstiegs binnen eines Jahrzehnts alle gesellschaftlichen Kräfte in erheblichem Maße fordern. Insbesondere werden die beim Umbau des Systems der Energieversorgung entstehenden Kosten immer wieder aufs Neue mit **konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten** der volkswirtschaftlichen Ressourcen abzuwägen sein, um die stetige demokratische Legitimierung dieses Projekts zu sichern.

377. Dennoch sind mit dem Einstieg in die umfassende Energiewende durchaus große Chancen verbunden. Nicht zuletzt bietet sie die Möglichkeit, zu demonstrieren, dass eine moderne Industriegesellschaft ohne erhebliche Wohlfahrtsverluste aus der Kernenergie aussteigen kann. Darüber hinaus dürfte das Ende der kontroversen gesellschaftlichen Debatte über die Nutzung der Kernenergie eine gewisse Planungssicherheit bei den betroffenen Akteuren schaffen, selbst wenn sich diese im Einzelnen einen anderen Ausgang gewünscht hätten. Ein **Scheitern** der Energiewende dürfte hingegen der angestrebten Vorbildrolle beim Ausstieg aus der Kernenergie einen Bärendienst erweisen. Dies kann sich Deutschland daher auf keinen Fall leisten.

Allerdings kann die Energiewende nur gelingen, wenn nicht nur die Chancen eines derartigen Erfolgs diskutiert, sondern auch die **Interessen- und Zielkonflikte** ernst genommen werden, die damit unweigerlich verbunden sind. Diese Konflikte drohen bei allen drei Elementen des Leitbilds der Nachhaltigkeit: dem ökonomischen, dem sozialen und dem ökologischen. Aus der Sicht der **ökologischen Verträglichkeit** dürfte beispielsweise der erhebliche Ausbau der Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien und der parallel dazu benötigten Netzinfrastruktur in Zukunft selbst in Konflikt mit Fragen des Umweltschutzes und des Erhalts der natürlichen Lebensräume geraten.

Zudem wird die Energiewende im Hinblick auf die ökonomische Effizienz und die soziale Ausgewogenheit große Herausforderungen aufwerfen. Somit ist einerseits die Prämisse zu bedenken, dass **volkswirtschaftliche Ressourcen** so sparsam für die gesellschaftlichen Ziele einzusetzen sind, dass alternative Möglichkeiten ihrer Nutzung so wenig wie möglich in Mitleidenschaft gezogen werden. Und andererseits sollte man ebenfalls der Prämisse folgen, dass mehrheitlich gewünschte gesellschaftliche Ziele nicht zu Lasten einer **einkommenschwachen Minderheit** der Gesellschaft umgesetzt werden dürfen. Um dies zu gewährleisten, sind die energiepolitischen Weichenstellungen dieses Jahres als der Beginn eines Prozesses aufzufassen, nicht als dessen erfolgreicher Abschluss.

II. Strommarkt

378. Der Verzicht auf die Laufzeitverlängerung und die Verabschiedung des Energiepakets betreffen alle Bereiche der Energieversorgung. Insbesondere gilt dies für den Strommarkt, für den die Abschaltung der Moratoriumsmeiler und die Fortschreibung der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien eine weitere entscheidende Weichenstellung bedeuten. Zuvor hatten bereits die **Liberalisierung** des Strommarkts im Jahr 1998 und der seit dem Jahr 2000 politisch geförderte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für einschneidende Veränderungen gesorgt. Beide Maßnahmen führten zu einer räumlichen Entkoppelung von Stromerzeugung und Verbrauch, durch die ein Ausbau der Stromnetze notwendig wurde.

Allein um die Integration der bis zum Jahr 2020 geplanten Kapazitäten an erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu gewährleisten, muss das Hochspannungsnetz um insgesamt 4 450 km ausgebaut werden. Die Kosten für diesen Netzausbau werden auf die Strompreise umgelegt und damit den Endverbraucherpreis für Strom weiter erhöhen, der schon jetzt durch eine Reihe von Steuern und Abgaben, nicht zuletzt für die Förderung der erneuerbaren Energien, belastet wird. Wenngleich bis zum Jahr 2020 die Kostensteigerungen aller Voraussicht nach noch zu verkraften sein werden, wird die **Systemintegration** der erneuerbaren Energien bei den derzeitigen Ausbauplänen ab dem Jahr 2020 eine große technische, politische und finanzielle Herausforderung darstellen.

1. Determinanten des Großhandelspreises

379. Die Ware Strom ist ein netzgebundenes Gut. Um den Strom von den Erzeugern zu den Endverbrauchern liefern zu können, bedarf es eines Verteilungs- und Transportnetzes. Allerdings liegen beim Bau eines Stromnetzes die durchschnittlichen Kosten je installiertem Kilometer über den Kosten für eine geringfügige Erweiterung des Netzes (den Grenzkosten). Somit ist ein einziges Netz die ökonomisch effizienteste Lösung zum Transport von Strom. Das Stromnetz genügt daher den Eigenschaften eines **natürlichen Monopols**, wodurch der Strommarkt stets durch staatliche Eingriffe und eine Tendenz zu vermachteten Marktstrukturen geprägt war.

380. Bis in die 1990er-Jahre bestand der Strommarkt in Deutschland aus zahlreichen Gebietsmonopolen. Hierbei handelte es sich zumeist um vertikal integrierte Unternehmen, die sowohl die Kraftwerke zur Stromerzeugung betrieben als auch über die Verteilungs- und

Transportnetze verfügten und die Belieferung der Endkunden übernahmen. In dieser Zeit bestand kaum Wettbewerb zwischen den Stromanbietern. Stromkunden mussten ihren Strom in der Regel entweder von einem **regionalen Gebietsmonopolisten** beziehen oder selber produzieren. Die Eigenerzeugung rechnete sich aber nur für Unternehmen mit einem sehr hohen Strombedarf. Die Preissetzung orientierte sich daher weitestgehend an den Durchschnittskosten der regionalen Erzeuger.

In den 1990er-Jahren suchte die Politik gezielt nach Möglichkeiten, einzelne Ebenen des Strommarkts für den Wettbewerb zu öffnen. Die **Liberalisierung** wurde unter anderem durch die EU-Kommission vorangetrieben, die im Jahr 1992 einen ersten Richtlinienvorschlag zur Schaffung eines wettbewerblich organisierten Binnenmarkts für die Elektrizitätsversorgung vorlegte. Dieser Vorschlag mündete in die am 19. Februar 1997 in Kraft getretene EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität. Im Jahr 1998 wurde diese Richtlinie durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in deutsches Recht umgesetzt und die vollständige Öffnung des hiesigen Elektrizitätsmarkts für den Wettbewerb eingeleitet.

381. Seit der zweiten Novelle des EnWG im Jahr 2005 müssen Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom wirtschaftlich getrennt durchgeführt werden. Die Netzebene, als natürliches Monopol, ist seitdem einer ex ante-Regulierung unterworfen. Obwohl die Marktliberalisierung zu mehr Wettbewerb im Energiesektor führen sollte, hat sich der Wettbewerb auf diesen Marktebenen lange Zeit noch nicht im vollen Umfang entfaltet (Monopolkommission, 2008). Stattdessen bildete sich eine **oligopolistische Struktur** mit vier großen Stromerzeugern heraus, die Strom nicht in größerem Umfang in die Stammgebiete der anderen Anbieter liefern (Wolter und Reuter, 2005). Die Preisbildung unterliegt seitdem nicht mehr der Durchschnittskalkulation vertikal integrierter Gebietsmonopolisten. Stattdessen wird an der Strombörse durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ein einheitlicher Großhandelspreis bestimmt.

Stromnachfrage

382. Im Jahr 2009 wurden in Deutschland 511 Mrd Kilowattstunden (kWh) Strom verbraucht. Davon entfielen mit 45 vH nahezu die Hälfte auf die Industrie, weitere 27 vH auf die Haushalte, 23 vH auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, 3 vH auf den Verkehrssektor, in dem elektrische Energie bislang ausschließlich für den Schienenverkehr eine Rolle spielt, und 2 vH auf die Landwirtschaft (BDEW, 2010). Betrachtet man allein die Industrie und das Gewerbe, so wird deutlich, dass mindestens 70 vH des Stromverbrauchs auf **Wirtschaftsaktivitäten** entfallen und damit mehr oder weniger direkt zum Erhalt des Lebensstandards beitragen.

Die in der Fachterminologie als Last bezeichnete Stromnachfrage unterliegt starken tageszeitlichen und saisonalen **Schwankungen**. Nachfragespitzen treten an Werktagen um die Mittagszeit sowie am späten Nachmittag und Abend auf. An Wochenenden verläuft das Nachfrageprofil flacher und bewegt sich auf einem insgesamt niedrigeren Niveau. Der starken Schwankungen unterliegende Lastverlauf stellt für die Elektrizitätsversorgung eine Herausforderung dar, da Strom nicht in erforderlichem Umfang gespeichert werden kann. Zu jedem

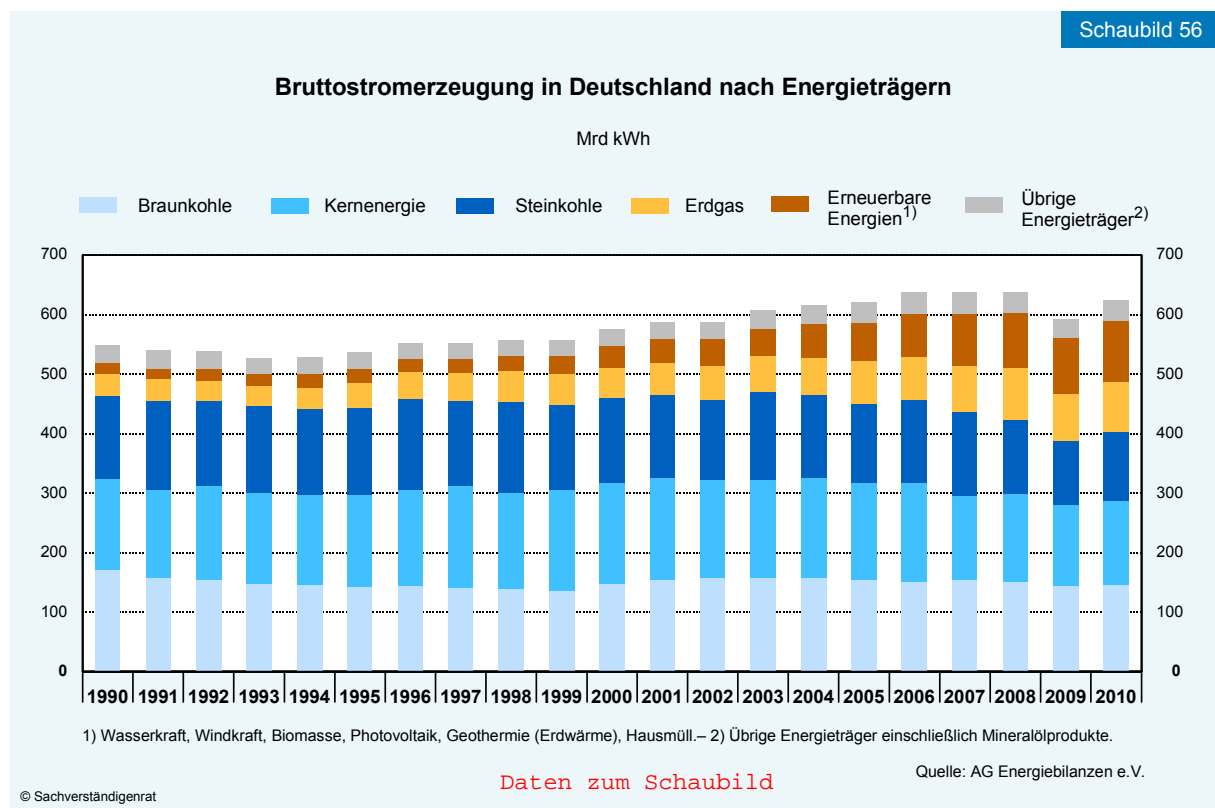
Zeitpunkt muss daher die angebotene Menge an elektrischer Energie weitgehend der Stromnachfrage entsprechen.

383. Insgesamt reagiert die Stromnachfrage nur relativ verhalten auf Änderungen der Strompreise. Allerdings muss hier zwischen dem **Anpassungsverhalten** in der kurzen und langen Frist unterschieden werden. Haushaltskunden verfügen kurzfristig nur über eingeschränkte Möglichkeiten, ihre Nachfrage an steigende Strompreise anzupassen, da sie ihre Ausstattung mit Elektrogeräten in dieser Frist nur schwer ändern können. Bei anhaltend hohen Strompreisen lohnt sich in der langen Frist jedoch ein Ersatz der Haushaltsgeräte durch verbrauchsärmere Modelle. Empirische Studien identifizieren daher regelmäßig größere Preiselastizitäten der Stromnachfrage von Haushaltskunden in der langen Frist.

In einer Meta-Analyse von 36 Studien der Stromnachfrage von Haushaltskunden finden die Autoren eine durchschnittliche kurzfristige **Preiselastizität** von -0,35 und eine durchschnittliche langfristige Elastizität von -0,85 (Espey und Espey, 2004). In der langen Frist führt daher ein Anstieg des Strompreises um 1 vH zu einem Rückgang der nachgefragten Menge von 0,85 vH. Für Industriekunden ist dieser Zusammenhang nicht wesentlich anders. Im Schnitt identifizieren Studien hier eine kurzfristige Preiselastizität von -0,2 und eine langfristige Elastizität von -0,6 (Simmons et al., 2011).

Stromangebot

384. In Deutschland werden verschiedene Technologien für die Erzeugung von Strom eingesetzt. Den größten Anteil an der Stromerzeugung hatte im Jahr 2010 mit 145,9 Mrd kWh die Braunkohle. Dies entspricht einem Anteil von 23,4 vH an der gesamten Stromerzeugung in



Höhe von 623,9 Mrd kWh, gefolgt von der Kernenergie mit 140,6 Mrd kWh (22,5 vH), der Steinkohle mit 117,4 Mrd kWh (18,8 vH), den erneuerbaren Energien mit 102,3 Mrd kWh (16,4 vH) und Erdgas mit 83,7 Mrd kWh (13,4 vH). Von besonderer Bedeutung ist die Zunahme der Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien**, deren Anteil im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2010 stark gestiegen ist (Schaubild 56). Bei einem leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie wurde der Anstieg der Stromerzeugung um 13,5 vH im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2010 daher vornehmlich durch die erneuerbaren Energien und die Stromerzeugung aus Gas gedeckt.

In der kurzen Frist ist dieser Erzeugungsmix als weitgehend unveränderlich zu betrachten, denn die Stromerzeuger werden versuchen, die Stromnachfrage mit dem bestehenden **Anlagenpark** zu decken. Langfristig kann es jedoch zu Veränderungen im Erzeugungsmix kommen, vor allem wenn Anlagen ihre maximale Nutzungsdauer erreicht haben oder aus gesetzlichen Gründen vom Netz gehen und durch neue Anlagen ersetzt werden müssen.

385. Der deutsche Strommarkt ist auf der Erzeugungsebene weitgehend durch vier große, regional voneinander abgeschottet operierende Anbieter geprägt, die Markteintritte produktiverer Stromerzeuger unter Umständen behindern. Das Angebotsverhalten der am Markt bereits etablierten Stromerzeuger kann jedoch näherungsweise durch Modelle nachgebildet werden, in denen Unternehmen ihre Produkte zu **kurzfristigen Grenzkosten** anbieten (Ellersdorfer et al., 2008). Diese bezeichnen diejenigen Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit anfallen. Auf dem Strommarkt entsprechen die Grenzkosten weitestgehend den variablen Kosten. Sie umfassen unter anderem die spezifischen Brennstoffkosten und den Preis für die Emissionszertifikate. Die variablen Kosten werden zudem durch die Auslastung eines Kraftwerks beeinflusst.

386. Ordnet man die zur Stromerzeugung als kurzfristiges Angebot zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten aufsteigend nach ihren Grenzkosten, erhält man die sogenannte **Merit-Order**. Dabei wird sich in der Regel eine klare Ordnung nach den eingesetzten Technologien ergeben. Die Merit-Order gibt an, in welcher Reihenfolge die Kraftwerke in einem Markt mit vollständigem Wettbewerb zur Deckung der tageszeitlich und jahreszeitlich schwankenden Nachfrage herangezogen werden. Sie entspricht damit der kurzfristigen Angebotskurve. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Merit-Order nicht von Vornherein festgelegt wird, sondern vielmehr endogen beim Handel mit Strom entsteht. Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten werden stets in der Lage sein, die Nachfrage zu geringeren Preisen zu decken als Anlagen, die sich weiter oben in der Merit-Order befinden. Dadurch werden Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten bevorzugt zur Deckung der Nachfrage ausgewählt.

Die geringsten Grenzkosten im deutschen Kraftwerkspark hat die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Kernenergie und Braunkohle. Kraftwerke mit diesen Technologien besitzen aufgrund ihrer Kostenstruktur eine hohe **Einsatzpriorität** und werden zur Abdeckung der sogenannten Grundlast herangezogen. Steinkohle- und Speicherwasserkraftwerke, die Mehrzahl der Gaskraftwerke, sowie Biomasse- und Biogaskraftwerke weisen höhere Grenzkosten auf, sind aber für das tägliche Anfahren und Abfahren geeignet. Sie werden zur Deckung der Mittellast ein-

gesetzt. Kurzzeitig auftretende Nachfragespitzen werden von Kraftwerken abgedeckt, die für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung ausgelegt sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen, Öl- und Gaskraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten.

387. Bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) werden **Treibhausgase** emittiert. Etwa die Hälfte der jährlich in Deutschland ausgestoßenen Treibhausgase stammt aus dem Energiesektor. Die Emission von klima- und umweltschädlichen Treibhausgasen ist mit negativen Externalitäten verbunden, die ohne einen entsprechenden staatlichen Eingriff in der Strompreisbildung nicht berücksichtigt werden. Insbesondere lagern sich Treibhausgase in der Atmosphäre ab und tragen so zu einem Anstieg der Durchschnittstemperatur bei, der – von einer erheblichen regionalen Ungleichverteilung der Lasten abgesehen, bei der Mitteleuropa vermutlich vergleichsweise günstig abschneiden wird – künftig mit hohen Kosten verbunden sein dürfte (Tol, 2010).

In der Europäischen Union werden daher seit dem Jahr 2005 die Treibhausgasemissionen der Energieversorger und energieintensiven Industriesektoren durch den **Emissionsrechtehandel** begrenzt (Ziffern 413 ff.). Da die Stromproduzenten die Opportunitätskosten der Emissionsrechte – also die durch ihren Einsatz bei der Stromerzeugung entgangenen Möglichkeiten zur Veräußerung der Rechte an Dritte – in ihrer Preissetzung berücksichtigen, erhöht der Emissionsrechtehandel zwangsläufig die variablen Kosten der Stromproduktion, und zwar umso stärker, je emissionsintensiver die verwendete Technologie ist.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

388. Eine Sonderstellung nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. Diese Technologien könnten derzeit zumeist nicht kostendeckend am Markt betrieben werden. Sie werden daher durch einen garantierten Netzanschluss, einen Einspeisevorrang und einen garantierten Mindestabnahmepreis vom Gesetzgeber **gefördert**. Durch die gesetzlich gesicherte Möglichkeit zur vorrangigen Abnahme können diese Anlagen unabhängig von der Merit-Order jederzeit Strom produzieren. Der herkömmliche Kraftwerkspark muss dann zu jedem Zeitpunkt lediglich noch den von den erneuerbaren Energien nicht gedeckten Teil der Nachfrage bedienen (Residuallast). Auf diese Weise werden die teilweise erheblichen durchschnittlichen Kosten, die mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien verbunden sind, bei der Ermittlung der Großhandelspreise völlig ausgeblendet. Sie treten an anderer Stelle zutage, nämlich bei den Abgaben der Endverbraucher (Ziffern 378 ff.). In der mittleren und langen Frist hat der Anteil der erneuerbaren Energien unter Umständen Rückwirkungen auf die Zusammensetzung des übrigen Kraftwerksparks.

389. Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks kann sich ändern, wenn Altkapazitäten außer Betrieb genommen werden oder Kernkraftwerken die Betriebserlaubnis entzogen wird. In diesem Fall entsteht ein Bedarf an **Ersatzkapazitäten**. Welche Ersatztechnologien zum Einsatz kommen, hängt nicht zuletzt von den Fixkosten der Anlagen und den zu erwartenden Lauf- und Einsatzkosten ab. Hierzu zählen Kapitalkosten, Instandhaltungskosten und Personalaufwand. Von Bedeutung für die Technologiewahl ist ebenfalls die Entwicklung des übr-

gen Kraftwerksparks. Für die Integration des steigenden Anteils stark schwankender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedarf es vor allem flexibler Kraftwerke, die einfach hoch- oder heruntergeregelt werden können. Hierzu sind unter anderem Gaskraftwerke geeignet. Es ist allerdings angesichts der geografischen Konzentration der Gasvorkommen in Russland denkbar, dass bei einem verstärkten Zubau von Gaskraftwerken die Importpreise für Gas spürbar anziehen könnten.

390. Nicht zu unrecht wird die Befürchtung geäußert, dass bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung eine Amortisation der Fixkosten konventioneller Kraftwerke wegen des Rückgangs ihrer Einsatzzeiten nicht mehr gewährleistet wäre. In diesem Fall würden Ersatzinvestitionen in den Kraftwerkspark unterbleiben. Aus ökonomischer Sicht dürfen jedoch Gleichgewichtseffekte auf den Strompreis nicht unberücksichtigt bleiben. Ein Rückgang des Stromangebots kann zu **Preissteigerungen** führen, unter denen sich die Installation neuer Kapazitäten rechnet. In Studien zur zukünftigen Entwicklung des Strommarkts, die diesen Preiseffekt berücksichtigen und bei denen der langfristige Kraftwerkspark endogen bestimmt wird, findet ein Ersatz alter Anlagen zumindest teilweise statt, wenngleich die Stromimporte aus dem Ausland zunehmen (IER/RWI/ZEW, 2010).

Preisbildung und Stromgroßhandel

391. Seit der Liberalisierung des Strommarkts bilden sich die Großhandelspreise auf dem Spot- und Terminmarkt. Am **Spotmarkt** wird Strom entweder in sogenannten Over-The-Counter (OTC)-Geschäften oder an Strombörsen gehandelt. Beim OTC-Geschäft verständigen sich die Handelspartner bilateral über den Preis und die Lieferbedingungen des Stroms. Im Gegensatz dazu werden beim Börsenhandel alle Transaktionen mit standardisierten Verträgen abgewickelt. Der börsenbasierte Stromhandel vollzieht sich in Deutschland an der European Energy Exchange AG in Leipzig. Der Börsenpreis unterliegt dabei, ebenso wie die Stromnachfrage, starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Im Jahr 2010 betrug der Durchschnittspreis in Grundlastzeiten 4,7 ct/kWh (EEX Phelix Base) und in Spitzenlastzeiten 5,5 ct/kWh (EEX Phelix Peak).

392. Der Großhandelspreis bestimmt, welche Kraftwerke Strom in das Netz einspeisen. Zu einem gegebenen Zeitpunkt sind das genau diejenigen Kraftwerke, deren variable Kosten durch den Strompreis gedeckt werden. Damit sind die variablen Kosten genau des Kraftwerks **preisbestimmend**, dessen Angebot als letztes hinzugenommen wird, um die aktuelle Nachfrage zu befriedigen. In der Regel sind daher nicht alle Kraftwerke durchgehend ausgelastet. Grundlastkraftwerke mit geringen variablen Kosten liefern häufiger Strom als Spitzenlastkraftwerke. Grundsätzlich ist daher zwischen der installierten Leistung und der Nettostromerzeugung eines Kraftwerks zu unterscheiden.

So überstieg beispielsweise der Anteil der Stromerzeugung aus mit Kernenergie oder Braunkohle betriebenen **Grundlastkraftwerken** im Jahr 2009 mit 47 vH deren Anteil von 26 vH an der installierten Kraftwerkskapazität. Umgekehrt hatte die dargebotsabhängige Windkraft einen Anteil von 17 vH an der installierten Leistung, trug aber lediglich 7 vH zur gesamten Stromerzeugung bei (BDEW, 2010). In besonderem Maße klafft diese Lücke bei der Erzeu-

gung von Strom aus Photovoltaik, bei der im Jahr 2009 diese Größen 6,5 vH beziehungsweise 1,1 vH betragen.

393. In Phasen eines Überangebots kann es auf dem Strommarkt zu **negativen Preisen** kommen. Zum Beispiel, wenn die Industrie eine geringe Nachfrage aufweist und gleichzeitig Windenergieanlagen sehr viel Strom einspeisen. Da Strom nicht in den erforderlichen Mengen gespeichert werden kann, müssen in Situationen hoher Angebotsüberschüsse Kraftwerke gezielt heruntergeregelt werden. Allerdings ist dies bei Grundlastkraftwerken sehr teuer. Heruntergefahren werden diejenigen Kraftwerke, für die das Herunter- und wieder Hochfahren die geringsten Kosten verursacht.

Seit dem 4. September 2008 lässt die EEX aus diesem Grund negative Preise bei den Day-ahead-Auktionen zu. In Zeiten negativer Preise müssen Stromproduzenten, die keinen Einspeisevorrang genießen, für die Einspeisung in das Stromnetz zahlen. In diesem Fall sorgt das Preissignal dafür, dass nur die Anlagen Strom in das Netz einspeisen, bei denen das Herunterfahren mit den höchsten Kosten verbunden ist (Andor et al., 2010). Negative Preise sind seitdem an der Börse wiederholt aufgetreten. Ein **Extremfall** trat in der Nacht auf den 4. Oktober 2009 ein, als eine feiertagsbedingte geringe Stromnachfrage mit einer hohen Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammentraf. An der Strombörse wurde zu diesem Zeitpunkt ein negativer Preis von 50 ct/kWh knapp unterschritten. Es ist abzusehen, dass die Häufigkeit einer durch negative Strompreise angezeigten Überproduktion zunehmen wird, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien wie angestrebt weiter massiv fortgeführt wird.

2. Stromnetze, Systemintegration und Endverbraucherpreise

Stromnetze

394. Die Lieferung des Stroms vom Erzeuger zum Verbraucher muss über das Stromnetz vorgenommen werden. Das deutsche Stromnetz hat eine Länge von insgesamt rund 1,78 Mio Kilometer (BDEW 2010). Es besteht aus **vier verschiedenen Ebenen**, welche unterschiedliche Spannungen führen. Das in das europäische Verbundnetz integrierte Höchstspannungsnetz arbeitet mit einer Spannung von 200 kV bis 380 kV und wird auch als Übertragungsnetz bezeichnet. An diese Netzebene sind die großen Kohle-, Pumpspeicher- und Kernkraftwerke angeschlossen. Das Übertragungsnetz ist des Weiteren mit Transformatoren zur Weiterleitung in Netze mit niedrigerer Spannung und mit Kuppelstationen zur Weiterleitung in ausländische Stromnetze verbunden.

Unterhalb der Übertragungsnetze sind die regionalen Verteilungsnetze angesiedelt. Sie arbeiten auf der Hoch- (50 kV bis 150 kV) und Mittelspannungsebene (6 kV bis 30 kV). An die Hochspannungsebene sind Verbrauchszentren oder einzelne Großabnehmer angeschlossen. Die Mittelspannungsnetze leiten Strom zum Beispiel an Behörden, Fabriken und Stadtwerke weiter. Darüber hinaus wird die Leistung von Kleinkraftwerken und erneuerbaren Energien auf dieser Ebene eingespeist. Auf lokaler Ebene wird der Strom über die Niederspannungsnetze verteilt, die Haushalte mit einer Spannung von 230 V bis 400 V und Industriebetriebe mit 500 V bis 690 V beliefern. Die Kosten für die Elektrizitätsnetze werden von den Netzbetreibern über die sogenannten **Netzentgelte** auf die Endverbraucher umgelegt. Dabei hängt

die Höhe der Entgelte von der genutzten Netzebene ab. Sie unterliegt zudem der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesregulierungsbehörden.

Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz

395. Aufgrund des starken Zubaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ändern sich die Anforderungen an das Stromnetz, das bislang nicht ausreichend auf eine **regionale Ungleichverteilung** von Stromerzeugung und Stromverbrauch ausgelegt ist, wie sie sich vor allem aus der starken räumlichen Konzentration der Windkraft im verbrauchsarmen Norden und Osten Deutschlands ergibt. Für die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz sind daher vor allem Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz nötig, um den Strom in den verbrauchstärkeren Süden und Westen Deutschlands zu transportieren.

396. Der Netzausbaubedarf wurde in zwei Studien der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) quantifiziert. Die erste Studie aus dem Jahr 2005, die sogenannte **dena-Netzstudie I**, untersucht den Netzausbaubedarf, der sich aus einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 vH bis zum Jahr 2015 ergibt. Der Fokus der Studie liegt auf dem Ausbau der Windenergie, an Land (Onshore) und auf See (Offshore). Die Studie identifiziert diesbezüglich einen Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes von 850 km. Die absoluten Mehrkosten für die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung werden auf etwa 1,6 bis 2,3 Mrd Euro geschätzt. Für Stromverbraucher, die nicht unter die Härtefallregelung des EEG fallen (sogenannter nicht-privilegierter Verbrauch), wird dadurch der Strompreis bis zum Jahr 2015 um etwa 0,46 ct/kWh steigen, worin der Anstieg der EEG-Umlage bereits enthalten ist. Bei einem Haushalt mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 3 500 kWh entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von 16 Euro. Für den privilegierten Verbrauch wird der Ausbau der Netze voraussichtlich zu einem Anstieg des Strompreises um 0,15 ct/kWh führen (Deutsche Energie-Agentur, 2005).

397. In einer Folgestudie aus dem Jahr 2010, der **dena-Netzstudie II**, wird der zusätzliche Ausbaubedarf quantifiziert, der sich aus der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung auf 39 vH bis zum Jahr 2020 ergibt. Dieses Ausbauziel wurde in Anlehnung an das Energiekonzept der Bundesregierung gewählt, das bis zum Jahr 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien von 35 vH am Bruttostromverbrauch vorsieht. Bis zum Jahr 2020 ergibt sich für eine derartige Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ein weiterer Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes um 3 600 km Trassenlänge, der mit jährlichen Kosten in Höhe von etwa 1 Mrd Euro verbunden ist. Durch höhere Netzzugangsentgelte wird der Strompreis für Haushaltskunden (nicht-privilegierter Verbrauch) um weitere 0,2 ct/kWh steigen, dies bedeutet bei einem durchschnittlichen Haushalt eine jährliche Zusatzbelastung von 7 Euro (Deutsche Energie-Agentur, 2010).

398. Der Verzicht auf eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke hat **keine direkten Auswirkungen** auf den Ausbaubedarf bei den Stromnetzen (dena 2010), denn der zur Integration der erneuerbaren Energien erforderliche Netzausbau hängt ausschließlich vom Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung ab. Dabei ist es unerheblich, welchen Anteil die Kernkraft an der übrigen Stromerzeugung hat. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien vollständig durch den Einspeisevorrang und die gesetzliche Förderung bestimmt

wird, bleibt der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien von der Abschaltung der Kernkraftwerke unbeeinflusst.

399. Der Ausbau der Stromnetze kommt trotz des dringenden Bedarfs bislang nur schleppend voran. Von den 24 in der dena-Netzstudie I identifizierten und in das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) aufgenommenen Projekten sind derzeit erst drei Projekte realisiert oder in Bau. Insgesamt wurden damit noch nicht einmal 100 km des in der dena-Netzstudie I bezifferten Ausbaubedarfs erreicht. **Hindernisse** für den Netzausbau liegen neben komplexen Verwaltungsvorgängen unter anderem in der fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung und der langen Dauer der Genehmigungsverfahren. Letzteres ist häufig das Resultat eines Zuständigkeitswechsels an Landesgrenzen. So stellt die Bundesnetzagentur in ihrer Begutachtung des Fortschritts bei den EnLAG-Projekten fest, dass es gerade bei Ländergrenzen überschreitenden Projekten zu Verzögerungen kommt (Deutscher Bundestag, 2011).

Die Bundesregierung hat jetzt mit den im Energiepaket enthaltenen Maßnahmen den Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchst- und Hochspannungsnetze erheblich reformiert. Erleichtert werden dürfte der Netzausbau vor allem durch die Änderungen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs und die Einführung einer Bundesfachplanung für länderübergreifende Ausbauprojekte (Kasten 14). Ob die bestehenden Hemmnisse dadurch vollständig beseitigt werden, muss anhand der zukünftig erzielten Fortschritte beim Netzausbau beurteilt werden.

Preise für Endverbraucher

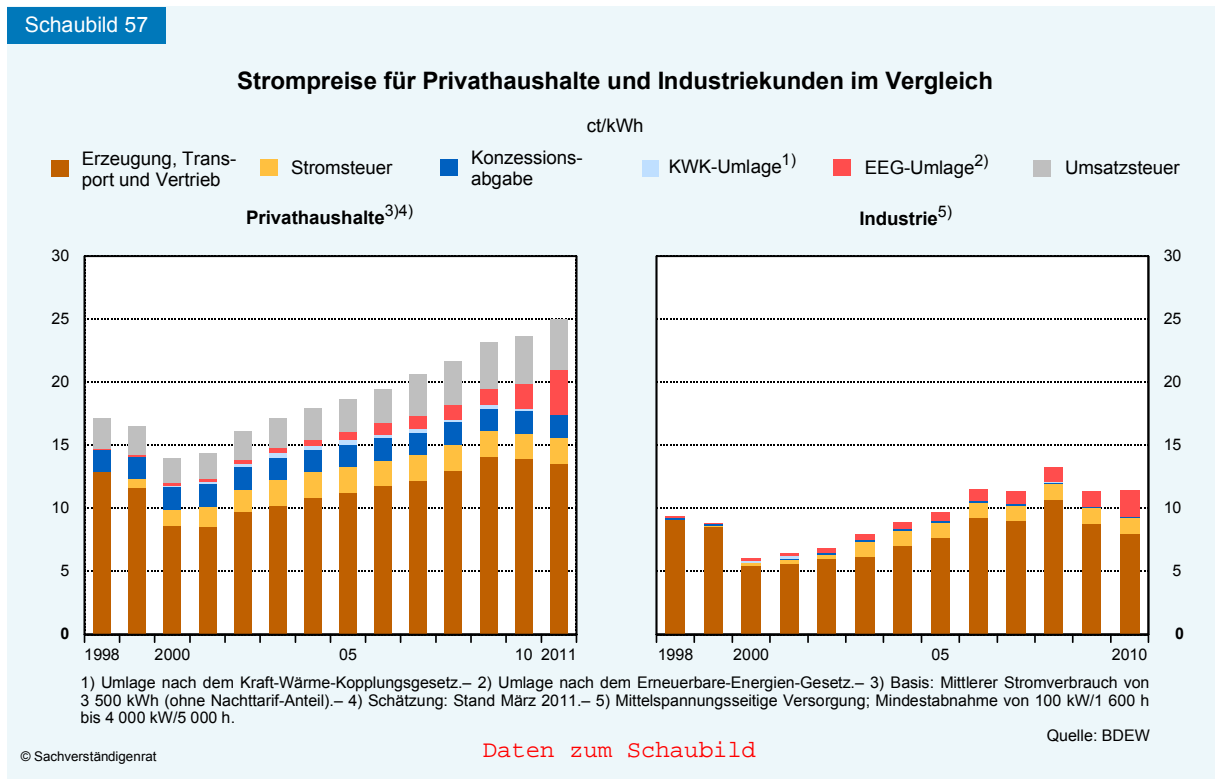
400. Zusätzlich zu den Netzentgelten wird der Strompreis für die Endkunden durch verschiedene **Steuern und Abgaben** belastet. Bei den privaten Haushalten enthält der Strompreis die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie die Stromsteuer, die Umlage zur Finanzierung der erneuerbaren Energien, eine Konzessionsabgabe und die Mehrwertsteuer. Unmittelbar nach Beginn der Liberalisierung hatte sich auf dem Strommarkt der erwartete Preisrückgang ergeben, der vor allem dazu gedacht war, drohende Marktzutritte zu verhindern (Lang, 1999). Seitdem sich die Strukturen auf dem liberalisierten Strommarkt wieder gefestigt haben, ist jedoch ein deutlicher Aufwärtstrend bei den Strompreisen zu verzeichnen, der sowohl auf einen Anstieg der Erzeugungskosten als auch auf höhere Steuern und Abgaben zurückzuführen ist (Schaubild 57).

401. Für einen durchschnittlichen Privathaushalt belief sich der **Preisanstieg** seit dem Jahr 2000 auf 79 vH, wovon etwa die Hälfte auf höhere Preise bei Erzeugung und Vertrieb entfallen. Mit 43 Prozentpunkten ist der etwas größere Teil des Preisanstiegs hingegen auf einen Anstieg der Steuern und Abgaben zurückzuführen, wobei wiederum der Hauptteil (23,9 Prozentpunkte) auf die Förderung der erneuerbaren Energien entfällt. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Industriekunden, bei denen der Strompreis seit dem Jahr 2000 um 89,1 vH gestiegen ist, wovon 42 Prozentpunkte auf die Stromerzeugung zurück zu führen ist. Der übrige Teil des Preisanstiegs geht zu großen Teilen auf die EEG-Umlage zurück, die für 30,6 Prozentpunkte des Anstiegs verantwortlich ist.

Derzeit werden damit bereits 14 vH des Strompreises der privaten Endverbraucher für die finanzielle Förderung der **erneuerbaren Energien verwendet**. Ohne eine konsequente Aus-

richtung des Fördersystems an dem Prinzip der Kosteneffizienz dürfte ein Ausbau der erneuerbaren Energien jenseits eines Anteils von 20 vH an der Stromerzeugung zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung führen.

Schaubild 57



402. Etwas anders stellt sich die Situation bei den industriellen Energieverbrauchern dar. Zwar birgt der Anstieg des Strompreises für diese grundsätzlich die Gefahr, dass die stromintensiven Teile der Produktion an Standorte mit geringeren Energiekosten abwandern. Insgesamt dürfte die spezielle Kombination aus Rücknahme der Laufzeitverlängerung und angestrebtem Ausbau der erneuerbaren Energien die **Wettbewerbsfähigkeit** der stromintensiven Industriezweige jedoch weitestgehend unbeeinträchtigt lassen. Denn die Preiseffekte der Energiewende dürften sich für diesen Kundenkreis, bei aller Unsicherheit, die eine enge wissenschaftliche Begleitung der Energiewende erforderlich macht, vermutlich neutralisieren.

So wird der Ersatz der Atomkraft durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten zwar zu einem Anstieg des Strompreises führen, aber durch den Ausbau der erneuerbaren Energien könnte sich ein preissenkender Effekt ergeben, weil deren Grenzkosten der Erzeugung bei nahe Null liegen. Da für Teile der stromintensiven Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien durch das EEG eine Reihe von Ausnahmen gelten, dürften sie von dem erwarteten Anstieg der EEG-Umlage nur unwesentlich getroffen werden.

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung haben direkte **Auswirkungen** auf die betrachteten Preiskomponenten (Kasten 15). Denn sowohl die Rücknahme der Laufzeitverlängerung als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien wird letztendlich von den Stromkunden finanziert. Allerdings muss bei den zu erwartenden Preisänderungen zwischen privaten Verbrauchern und Industriekunden unterschieden werden.

III. Klimapolitik der Europäischen Union

403. Mit der begonnenen Umsetzung ihres Energiekonzepts unterstreicht die Bundesregierung, dass sie an bestehenden Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien festhalten will. Für die Zeit nach dem Jahr 2020 werden diese Ziele sogar auf ambitionierte Weise fortgeschrieben. Eine allein auf die nationale Energiepolitik fokussierte Debatte kann jedoch die **europäische Dimension** dieser Energiewende nicht ausreichend würdigen. Denn mit ihren Beschlüssen leistet die Bundesregierung lediglich den auf der europäischen Ebene bereits zugesagten Beitrag zur Umsetzung der gemeinsamen klimapolitischen Ziele der Europäischen Union für das Jahr 2020, mit denen die Europäische Union weltweit eine **Vorreiterrolle** im Klimaschutz einnimmt. Dies kann allerdings aus Sicht des globalen Klimaschutzes nur eine vorübergehende Situation darstellen, da zumindest auf lange Sicht die Gefahr besteht, dass eine dauerhaft durchgehaltene Vorreiterrolle Dritten die Anreize nimmt, ihrerseits Vermeidungsanstrengungen zu unternehmen.

Unabhängig von diesen klimastrategischen Überlegungen sollte nicht zuletzt aufgrund der Konkurrenz mit alternativen Einsatzmöglichkeiten der volkswirtschaftlichen Ressourcen alles daran gesetzt werden, die Klimaziele der Europäischen Union zu minimalen Kosten zu erreichen. Durch die gegenwärtige Strategie, die Förderung der erneuerbaren Energien im alleinigen Zuständigkeitsbereich der Mitgliedsländer zu lassen, wird dieses Ziel **ökonomischer Effizienz** jedoch verfehlt. Zum einen bleiben dadurch meteorologische und topografische Standortvorteile für die Nutzung erneuerbarer Energien ungenutzt; zum anderen vermengen die Nationalstaaten bei der Förderung erneuerbarer Energien häufig das reine Ausbauziel mit weiteren industrie- und technologiepolitischen Zielen, wodurch die Kosten der Förderung ansteigen. Ein Beispiel hierfür ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland (Ziffern 422 ff.).

1. Grundlagen rationaler Klimapolitik

Internationale Dimension des Klimaschutzes

404. Das Grundproblem des Klimaschutzes besteht darin, dass dessen konkrete Kosten grundsätzlich allein auf nationaler Ebene getragen werden müssen, während die gesamte Staatengemeinschaft die Vorzüge des Klimaschutzes genießt. Da niemand von diesem aus Vermeidungsanstrengungen abgeleiteten Nutzengewinn ausgeschlossen werden kann, erhalten vermiedene Emissionen den Charakter eines **öffentlichen Gutes**. In der Logik der Theorie der öffentlichen Güter führt eine Ausweitung der eigenen Vermeidungsanstrengungen tendenziell dazu, dass andere Länder ihre Vermeidungsanstrengungen verringern. Verfolgen alle Staaten eine rationale einzelstaatliche Klimapolitik, so das Ergebnis, dann dürfte der Nettoeffekt einer im Inland zusätzlich vermiedenen Tonne an Treibhausgasen auf die Summe der globalen Emissionen deutlich kleiner sein. Bei einem international nicht koordinierten Vorgehen ist es für ein einzelnes Land daher rational, mehr Treibhausgase zu emittieren, als bei einem kooperativen Vorgehen optimal wäre. Dieses Problem kann im Prinzip nur durch ein internationales Abkommen behoben werden, in dem sich alle Staaten zu gemeinsamen Vermeidungsanstrengungen verpflichten.

405. Einen ersten Schritt in diese Richtung hat die Staatengemeinschaft mit der Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, der UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) unternommen. Diese, von den meisten Staaten auf dem Umweltgipfel von Rio de Janeiro im Jahr 1992 unterzeichnete Konvention sieht vor, dass zur Verhinderung einer anthropogenen Störung des Klimasystems und zur Verlangsamung der globalen Erwärmung Klimaschutzmaßnahmen zu treffen sind. Konkrete Emissionsziele, einschließlich eines Zeitplans zu deren Erreichung, wurden in einem Zusatzprotokoll zur Klimarahmenkonvention, dem sogenannten **Kyoto-Protokoll** festgelegt. In diesem, am 16. Februar 2005 in Kraft getretenen Protokoll verpflichteten sich die Vertragsstaaten, ihre Gesamtemissionen von Treibhausgasen im Zeitraum der Jahre 2008 bis 2012 um mindestens 5,2 vH unter das Niveau des Jahres 1990 zu senken, wobei sich die Reduktionsziele der einzelnen Staaten nicht zuletzt in Abhängigkeit von ihrer wirtschaftlichen Entwicklung unterscheiden. Mit den Vereinigten Staaten und China gehörten jedoch wichtige Emittenten nicht zu den Unterzeichnern des Protokolls.

Für die Zeit nach dem Auslaufen des Verpflichtungszeitraums des Kyoto-Protokolls streben die Vertragsstaaten den Abschluss eines **Nachfolgeabkommens** an, das am 1. Januar 2013 in Kraft treten soll. Bislang gelang es den Staats- und Regierungschefs der wichtigsten Länder im Jahr 2009 jedoch lediglich, eine Erklärung (Copenhagen Accord) auszuarbeiten, die erstmals das 2°C-Ziel zur Verhinderung einer gefährlichen anthropogenen Störung des Klimasystems anerkennt. In dieser Erklärung verpflichteten sich die Industrieländer zu Reduktionszielen für das Jahr 2020. Da die Erklärung von den teilnehmenden Ländern lediglich zur Kenntnis genommen, aber nicht verabschiedet wurde, sind die Reduktionsziele jedoch nur bedingt verbindlich. Die Schwierigkeiten, die mit dem Abschluss eines Nachfolgeabkommens verbunden sind, illustrieren anschaulich, welche Probleme sich aus der Natur der Emissionsvermeidung als ein öffentliches Gut ergeben.

Das Klimapaket der Europäischen Union

406. Von den Industriestaaten haben sich bislang lediglich die Mitgliedsländer der Europäischen Union auf **verbindliche Treibhausgasreduktionen** für die Zeit nach Ende der Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls festgelegt. Bereits die EU15-Staaten hatten sich im Jahr 1997 auf eine gemeinsame Umsetzung ihrer in Kyoto eingegangenen Verpflichtungen geeinigt und bis zum Jahr 2012 eine Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen um durchschnittlich 8 vH gegenüber dem Jahr 1990 angestrebt. Die Beiträge der einzelnen Mitgliedstaaten zu dem gemeinsamen Ziel wurden EU-intern festgelegt. Deutschland nahm dabei mit einem Reduktionsziel von 21 vH einen Spitzenplatz ein. Andere Länder dürfen ihre Treibhausgasemissionen hingegen bis zum Jahr 2012 noch gegenüber dem Jahr 1990 ausweiten, wie zum Beispiel Griechenland mit 25 vH.

Für den Zeitraum der Jahre 2012 bis 2020 orientiert sich die europäische Klimapolitik an dem am 25. Juni 2009 in Kraft getretenen EU-Klimapaket. Darin verpflichteten sich die Mitgliedstaaten bereits vor Abschluss eines Nachfolgeabkommens für das Kyoto-Protokoll auf verbindliche Emissionsziele für die Zeit nach dem Jahr 2012. Bis zum Jahr 2020 muss demnach der **Treibhausgasausstoß der EU** um 20 vH gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden.

Eine weitergehende Reduktion um 30 vH soll angestrebt werden, wenn andere Industrieländer sich zu ähnlichen Emissionsreduktionen verpflichten.

407. Zusätzlich legt das Klimapakett **technologie- und energieträgerspezifische Ziele** fest. Dabei spielen die erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle. Die EU-Kommission hatte bereits mit den Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (2001/77/EG) und zur Förderung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor (2003/30/EG) eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 21 vH und Biokraftstoffe auf 5,75 vH am Benzin- und Dieselmotorkraftstoffverbrauch im Jahr 2010 angestrebt. Allerdings haben die Mitgliedsländer seitdem nur geringe Fortschritte im Hinblick auf diese Ziele gemacht. Beide Richtlinien wurden inzwischen durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) – einen der vier Rechtssetzungsakte des Klimapaketts – abgelöst, die vorsieht, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 vH zu steigern.

408. Im Verkehrssektor gilt ein für alle Mitgliedsländer einheitliches Ziel, den Anteil der **Biokraftstoffe** bis zum Jahr 2020 auf 10 vH zu steigern. Dabei bleibt es den Mitgliedsländern überlassen, welche Instrumente sie zur Förderung der erneuerbaren Energien einsetzen. Bereits in einem Aktionsplan der EU-Kommission aus dem Jahr 2006 war ferner das Ziel enthalten, den jährlichen Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 20 vH gegenüber dem Jahr 2005 zu senken. Zusammen werden die Ziele des EU-Klimapaketts für das Jahr 2020 als die 20-20-20 Ziele bezeichnet (Tabelle 25).

Tabelle 25

Zielvorgaben des EU-Klimapaketts (20-20-20 Ziele)

vH

	2020
1) Veränderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990	
<i>Wenn andere Industrieländer keine vergleichbaren Verpflichtungen eingehen</i>	– 20
<i>Wenn andere Industrieländer vergleichbare Verpflichtungen eingehen</i>	– 30
2) Energieeffizienz	
<i>Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs (Bezugsjahr 2005)</i>	– 20
3) Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch	20

Daten zur Tabelle

409. Solange auf internationaler Ebene kein Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll ausgehandelt worden ist, nimmt die Europäische Union mit der Umsetzung des Klimapaketts weltweit eine **Vorreiterrolle** ein. Aufgrund des Charakters des Klimaschutzes als öffentliches Gut kann dies nur eine vorübergehende Situation sein, da zu befürchten ist, dass andere große Emittenten ihre Klimapolitik zumindest nicht ausschließlich an ihrer globalen Verantwortung, sondern zu einem guten Teil auch am nationalen Eigeninteresse ausrichten. Daher sind die Erfolgsaussichten der europäischen Strategie aus ökonomischer Sicht zu hinterfragen, insbesondere, weil eine Koordination der Klimapolitik in Europa die Bereitschaft anderer Länder,

vor allem der Vereinigten Staaten, senkt, Beiträge zum Klimaschutz zu leisten. So ist zwar ein Verzicht auf treibhausgasintensive Technologien mit nationalen Vorteilen verbunden, beispielsweise durch die gleichzeitige Reduktion von lokalen Emissionen, etwa Stickoxiden, aufgrund eines Ersatzes von Kohlekraftwerken durch erneuerbare Energien. Aber dennoch lässt sich eine derartige Vorreiterrolle beim Klimaschutz nur dann rechtfertigen, wenn eine ernsthafte Aussicht darauf besteht, damit den globalen Klimaschutz insgesamt zu beflügeln.

410. Folgt man den Erkenntnissen der Theorie der öffentlichen Güter, dann könnte die Europäische Union ihre Verhandlungsposition in der Klimadiplomatie durch die Wahl eines Strategiemix steigern, der neben der Emissionsvermeidung Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel vorsieht. Eine deutlich sichtbare Erweiterung des Handlungsspielraums durch das explizite Verfolgen von Anpassungsmaßnahmen hätte den strategischen Vorteil, dass sie in Verhandlungen über ein globales Klimaschutzabkommen einen überzeugenden **Drohpunkt** schüfen. Länder, die in Anpassungsmaßnahmen investieren, verringern ihre Abhängigkeit von Vermeidungsanstrengungen und verstärken auf diese Weise bei den Verhandlungspartnern die Anreize, eigene Emissionsminderungen vorzunehmen. Die Bundesregierung könnte möglicherweise die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass die Verhandlungen zum Abschluss eines internationalen Klimaschutzabkommens führen, wenn sie gegenüber den Verhandlungspartnern die Sichtbarkeit der in der Deutschen Klimastrategie formulierten Anpassungsmaßnahmen erhöht (Feld et al., 2011).

Aus diesen Überlegungen folgt jedoch nicht, dass auf eigene Vermeidungsanstrengungen vollständig verzichtet werden sollte. Denn als Beleg der Machbarkeit einer umfassenden Energiewende und der eigenen Ernsthaftigkeit in den Anstrengungen um das Zustandekommen internationaler Kooperation können **sorgsam dosierte** Vorleistungen durchaus nützlich sein. Bei einer fehlenden internationalen Kooperation lohnen sich eigene Anstrengungen jedoch lediglich bis zu einem Niveau, das deutlich unterhalb dessen liegt, was bei einem global erfolgreich abgestimmten Vorgehen zur Begrenzung des Klimawandels optimal wäre.

411. Insgesamt ist ein Vorgehen, das die Balance zwischen naivem Vorpreschen und mutiger Übernahme von Verantwortung wahrt, durchaus **vielversprechend**, da das Kalkül der nationalen Regierungen in der Klimapolitik vielschichtig sein dürfte. Ergebnisse der experimentellen Wirtschaftsforschung deuten jedenfalls darauf hin, dass Versuchspersonen häufig mehr zur Bereitstellung öffentlicher Güter beitragen, als bei einer alleinigen Orientierung am Eigeninteresse optimal wäre (Lange und Vogt, 2001). Zwar können diese Ergebnisse nicht ohne weiteres auf das Verhalten von Ländern im Klimaschutz übertragen werden. Aber letztendlich müssen nationale Regierungen über die möglicherweise direkt eingesparten Mittel der Abwendung des Klimawandels, die sie durch ihre Zurückhaltung Dritten aufbürden könnten, hinaus berücksichtigen, dass ihre Rolle in der internationalen Staatengemeinschaft auf dem Spiel steht. Eine isolierte Betrachtung dieses Aspekts internationaler Beziehungen greift daher wohl zu kurz, sodass internationale Verhandlungen über ein Klimaschutzabkommen durchaus erfolgreich sein können.

In Abwägung des Für und Wider ist jedoch fraglich, ob von nationalen oder regionalen Alleingängen bei der Emissionsvermeidung ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz ausgehen kann. Für die Zeit bis zum Abschluss eines internationalen Klimaschutzabkommens bietet sich für die europäische Klimapolitik eine **Strategie verhaltener Vorleistungen** an, die erweitert werden sollten, wenn andere Staaten sich ebenfalls zu einer Emissionsminderung verpflichten. Eine solche Strategie wird bereits prinzipiell von der Europäischen Union verfolgt, die eine Ausweitung der eigenen Vermeidungsanstrengungen an die Festlegung vergleichbarer Minderungsziele in den anderen Industriestaaten geknüpft hat.

412. Allerdings sollten die eigenen Minderungsziele kontinuierlich im Hinblick darauf überprüft werden, inwieweit dadurch Vermeidungsanstrengungen im Ausland verhindert werden. Sollte es nicht gelingen, den Kreis der Staaten mit eigenen Minderungszielen in absehbarer Zeit deutlich auszuweiten oder gar den Abschluss eines globalen Klimaschutzabkommens zu erwirken, müssten die weiteren Minderungsziele der Europäischen Union ab dem Jahr 2020 nach unten **korrigiert** werden. Auf nationaler Ebene ist von einer einseitigen Ausweitung der EU-Minderungsziele dringend abzuraten, da die klimapolitische Wirksamkeit weiterer Emissionsreduktionen nicht gesichert ist.

2. Umsetzung der klimapolitischen Ziele

413. Aus ökonomischer Sicht ließen sich die mit der Einhaltung des Emissionsziels der Europäischen Union verbundenen Kosten minimieren, indem der Ausstoß von Klimagasen mit einem entsprechenden Preis versehen wird. Dies könnte entweder durch eine **Emissionssteuer** oder durch einen möglichst alle Wirtschaftsakteure umfassenden Handel mit **Emissionsrechten** geschehen. In einer Welt ohne jedes weitere Marktversagen würde die Einrichtung eines derartigen Handelssystems die Einhaltung der Klimaziele zu minimalen Kosten garantieren, und die Intensität des Klimaschutzes sowie die Intensität der ihm dienenden Innovationsanstrengungen ließe sich durch eine entsprechend gesetzte Anzahl von Emissionszertifikaten effektiv steuern. Eines weiteren Klimaschutzinstruments bedürfte es darüber hinaus nicht.

414. In der Praxis setzen die Mitgliedstaaten jedoch auf zusätzliche Instrumente, die den Klimaschutz teurer machen, ohne dass von ihnen eine gesicherte klimapolitische Wirkung ausginge. So zielt das Energieeffizienzziel darauf ab, den Ausstoß an Treibhausgasen durch die Verwendung weniger energieintensiver Technologien zu reduzieren. Oftmals senken diese Technologien jedoch gleichzeitig die Kosten des Energieverbrauchs, sodass über den **Reboundeffekt** ein Teil der gewonnenen Einsparungen wieder verpufft (Kasten 16). Gleichmaßen skeptisch ist der Ausbau der erneuerbaren Energien zu betrachten, deren klimapolitische Wirkung durch das Zusammenspiel mit dem Emissionsrechtehandel begrenzt wird. Durch die ungeschickte nationale Ausgestaltung der Förderung bleibt zudem ein beachtliches Potenzial für Kostensenkungen ungenutzt.

Kasten 16

Der Reboundeffekt

Allen Effizienzsteigerungen zum Trotz steigt der durch den Verkehr verursachte Ausstoß von Treibhausgasen wie Kohlendioxid (CO₂) in der Europäischen Union tendenziell weiter an. Um diesen Trend zu stoppen, hat die Europäische Kommission im Jahr 2009 die Verordnung 443/2009 erlassen, die ab dem Jahr 2012 den neu in den Mitgliedsländern der Europäischen Union registrierten Personenkraftwagen (Pkw) Obergrenzen für den CO₂-Ausstoß pro Kilometer vorschreibt und ebenso Limits für den Treibstoffverbrauch. Hersteller, bei denen der durchschnittliche Flottenverbrauch der Neuwagen das zulässige Maximum überschreitet, müssen empfindliche Strafen von bis zu 95 Euro je überzähligem Gramm CO₂ und Pkw an die Kommission entrichten. Davon erwartet man sich beträchtliche Fortschritte in der Entwicklung effizienter Antriebstechnologien.

Indes ist unklar, inwieweit Effizienzverbesserungen tatsächlich zu einer Senkung des Treibstoffverbrauchs der Pkw-Flotte in der EU führen. Durch die Verbesserungen der technologischen Effizienz sinken die variablen Kosten der Fahrzeugnutzung. Die Nachfrage nach individueller Mobilität kann sich dadurch erhöhen. Ein Teil der durch Effizienzverbesserungen ermöglichten Energieeinsparungen würde dadurch wieder zunichte gemacht. Dieser Effekt wird in der energieökonomischen Literatur als **Reboundeffekt** bezeichnet.

Der Reboundeffekt kann unter Umständen so groß ausfallen, dass Effizienzverbesserungen sogar zu einem höheren Energieverbrauch führen (Wirl, 1997). So findet zum Beispiel eine Studie für die Pkw-Nutzung amerikanischer Haushalte direkte Reboundeffekte von 87 vH (West, 2004). Demnach würden im Mittel lediglich 13 vH der Treibstoffeinsparung, die infolge einer Verbesserung der technologischen Effizienz von Pkw theoretisch möglich wäre, tatsächlich erreicht. Andere Studien finden wesentlich geringere Reboundeffekte für die Pkw-Nutzung amerikanischer Haushalte (Small und Dender, 2007). Auf Basis einer Reihe von Querschnitten für die Jahre von 1966 bis 2001 schätzen diese Autoren geringe Reboundeffekte zwischen 2,2 vH und 15,3 vH, die sich im Zeitablauf verringern. Eine der wenigen Studien, die den Reboundeffekt für die Pkw-Nutzung deutscher Haushalte auf Basis unterschiedlicher Schätzverfahren und Daten des Deutschen Mobilitätspanels schätzt, findet relativ stabile Reboundeffekte im Bereich zwischen 57 vH und 67 vH (Frondel et al., 2008).

Angesichts dieser Ergebnisse sollte der EU-Verordnung, die eine Begrenzung des spezifischen CO₂-Ausstoßes von Pkw verlangt und dazu technologische Standards vorschreibt, mit Skepsis begegnet werden. Um die Anreize zur Emissionsvermeidung im Verkehrssektor zu erhöhen, könnte stattdessen noch stärker auf Benzinsteuern gesetzt werden, die die variablen Kosten der Mobilität erhöhen und die Autofahrer somit unmittelbar mit den Kosten für individuelle Mobilität und Fahrweise konfrontieren.

EU-Emissionsrechtehandel

415. Das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) legt seit dem Jahr 2005 eine Obergrenze für die Treibhausgasemissionen der Energieversorger und energieintensiver Industriesektoren in der Europäischen Union fest. Es reguliert etwa die Hälfte aller Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union und ist damit deren **bedeutendstes Instrument** im Klimaschutz. Seiner Einrichtung liegt die Idee zugrunde, dass aufgrund des sich am Markt für

Emissionsrechte einstellenden einheitlichen Preises für CO₂-Emissionen diejenigen Unternehmen, die bei ihren Aktivitäten zu vergleichsweise geringen Kosten Emissionen vermeiden könnten, derartige Anstrengungen tatsächlich umsetzen werden, während es andere Akteure stattdessen vorziehen, Emissionsrechte zu erwerben.

416. Im Rahmen des EU-ETS ist der Ausstoß von Treibhausgasen durch bestimmte Industrieanlagen genehmigungspflichtig. Hierzu zählen Anlagen der Strom- und Wärmeversorgung, der Metallerzeugung und -verarbeitung, der Mineralverarbeitenden Industrie, der Zellstoff- und Papierherstellung und der Chemischen Industrie sowie Anlagen zur Abscheidung und unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid. Betreiber von durch das EU-ETS erfassten Anlagen müssen für geplante Emissionen über eine entsprechende Menge von **Emissionsrechten** (Zertifikaten) verfügen. Emissionen, für die ein Anlagenbetreiber keine Emissionsberechtigungen vorweisen kann, werden mit einem Bußgeld von 100 Euro je unberechtigt emittierte Tonne belegt.

Kleinanlagen mit jährlichen Emissionen von weniger als 25 000 Tonnen Treibhausgasen und einer Feuerwärmeleistung von weniger als 35 MW können vom EU-ETS ausgenommen werden. Gegenwärtig werden europaweit etwa 12 000 Anlagen von diesem Emissionshandel erfasst. In **Deutschland** sind derzeit 1 645 Anlagen betroffen (Stand Februar 2011). Sie stießen im Jahr 2010 rund 454 Mio Tonnen Kohlendioxid aus und waren damit für etwa die Hälfte der jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich.

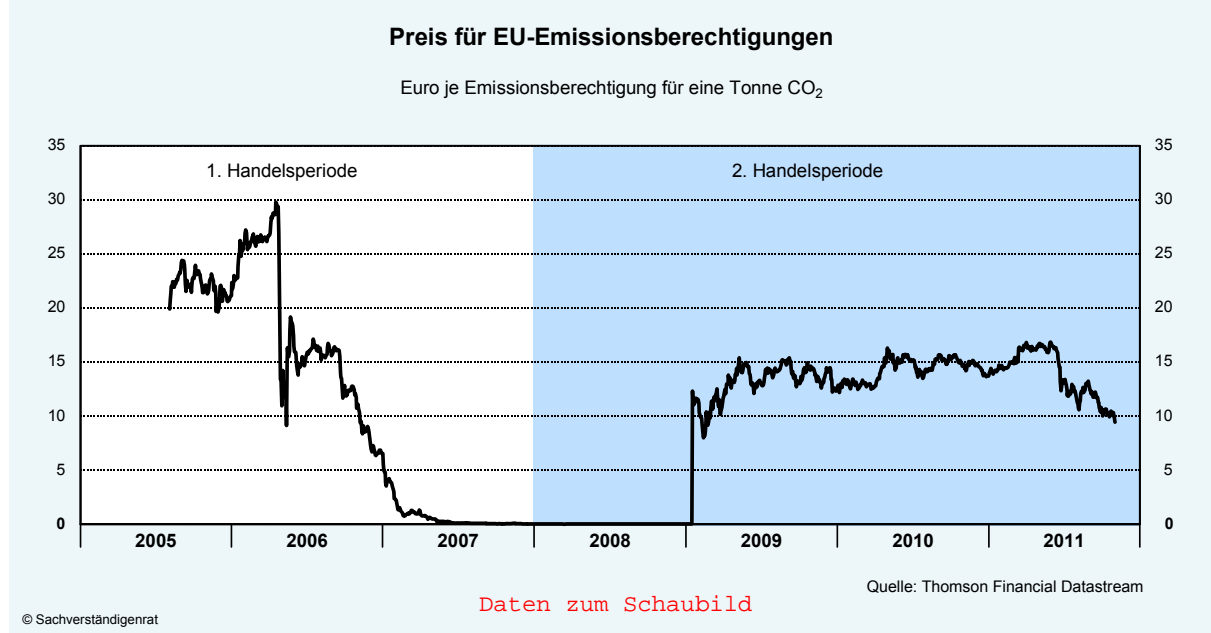
417. Anlagenbetreiber können die Emissionsrechte über Börsen, wie der European Energy Exchange in Leipzig, oder direkt zwischen den Beteiligten handeln. Rechtsgrundlage für den **Handel** mit Emissionsrechten ist die EU-Richtlinie 2003/87/EG. Sie teilt den Emissionsrechteteilhandel in verschiedene Handelsphasen auf, die sich vor allem im Hinblick auf die Zuteilung der Zertifikate und die Gesamtmenge an verfügbaren Zertifikaten unterscheiden. Gegenwärtig befindet sich der Handel in der zweiten Handelsperiode für den Zeitraum 2008 bis 2012.

Mangelnde Transparenz über die Menge an ausgegebenen Zertifikaten führte anfänglich zu einer volatilen **Preisentwicklung**. Kurz nach Einführung des Handels betrug der Zertifikatepreis an der European Energy Exchange etwa 22 Euro. Er stieg bis zum Frühjahr des Jahres 2006 auf 30 Euro. Danach wurde bekannt, dass einige Mitgliedstaaten mehr Zertifikate ausgegeben hatten, als von den Emittenten benötigt wurden. Da ein Handel mit Emissionszertifikaten zwischen der ersten und zweiten Handelsperiode nicht möglich war, brach daraufhin der Zertifikatepreis vollständig ein. Erst mit Beginn der zweiten Handelsperiode, nachdem die Menge der Zertifikate entsprechend verknappt wurde, stieg er wieder auf ein Niveau von etwa 15 Euro je Tonne (Schaubild 58, Seite 246).

Für die dritte Handelsperiode von 2013 bis 2020 wurde das Handelssystem durch die erweiterte Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EG reformiert und ausgeweitet. Mit der erweiterten Richtlinie wird unter anderem der Flugverkehr in den Emissionshandel einbezogen und die Zuteilung der Zertifikate neu geregelt. Ebenfalls wird es erstmals ein **EU-weites Budget** an

Zertifikaten geben, das die Treibhausgasemissionen der beteiligten Anlagen im ersten Jahr der dritten Handelsperiode auf 1,97 Mrd Tonnen begrenzt. Um die dem Zertifikatehandel unterliegenden Emissionen, wie im EU-Klimapaket vorgesehen, bis zum Jahr 2020 um 21 vH gegenüber dem Stand von 2005 zu reduzieren, wird die ab dem Jahr 2013 zur Verfügung stehende Gesamtmenge an Zertifikaten jährlich um 1,74 vH gesenkt.

Schaubild 58

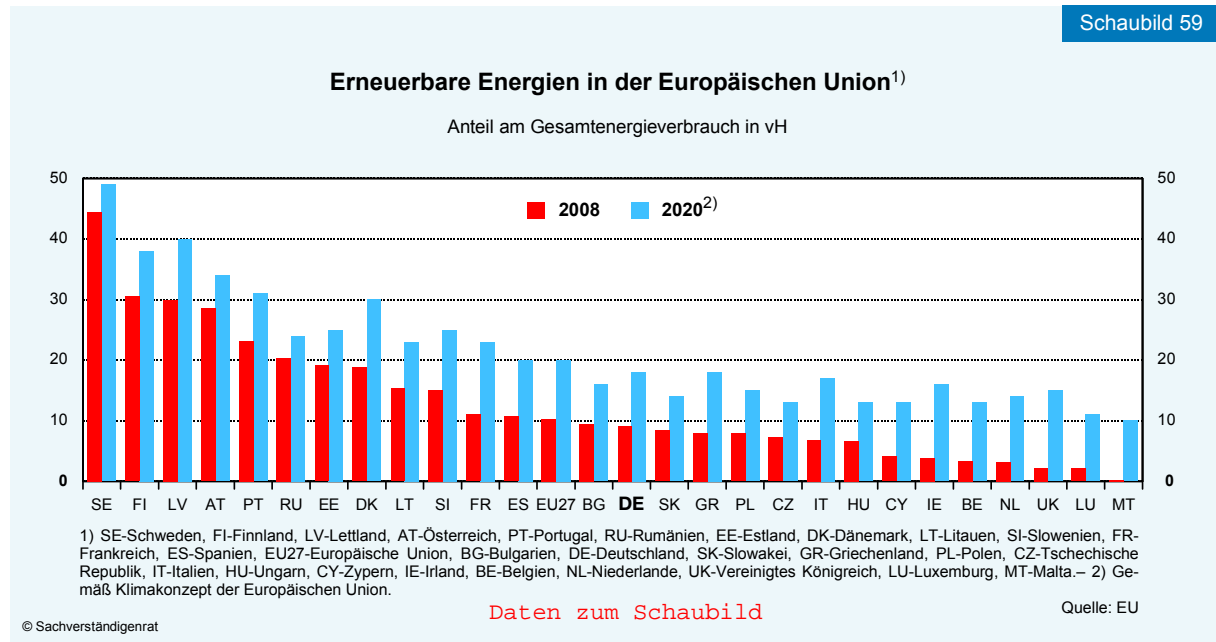


418. Durch den Zertifikatehandel haben Emittenten, deren Grenzvermeidungskosten über dem Marktpreis der Emissionsberechtigungen liegen, einen Anreiz, Emissionsrechte zu erwerben. Umgekehrt werden Anlagenbetreiber mit Grenzvermeidungskosten unterhalb des Marktpreises für ein Emissionsrecht bereit sein, Emissionsrechte am Markt zu verkaufen. Daher werden durch den Zertifikatehandel solange Emissionsrechte von Emittenten mit günstigen Vermeidungsoptionen auf die Emittenten mit hohen Vermeidungskosten verlagert, bis alle Marktteilnehmer **einheitliche Grenzvermeidungskosten** aufweisen. Im Ergebnis wird die Reduktion der Emissionen daher von den Anlagenbetreibern mit den geringsten Vermeidungskosten unternommen. Wenn dem nicht weitere Aspekte eines Marktversagens entgegen stehen, etwa Informationsdefizite oder ein übermäßiges Volumen an Investitionsrisiken, das einzelne Akteure nicht schultern können, dann minimiert der Emissionsrechtehandel daher die Kosten der Einhaltung einer gegebenen Emissionsobergrenze für die beteiligten Anlagen.

Die Förderung erneuerbarer Energien in Europa

419. Wenngleich mit der im EU-ETS gesetzten Obergrenze für Treibhausgasemissionen ein ebenso effektives wie effizientes Instrument bereit steht, um bei der Stromerzeugung die Nutzung fossiler Energieträger vergleichsweise unattraktiv und die Nutzung erneuerbarer Energien vergleichsweise attraktiv zu gestalten, haben sich die Mitgliedsländer der Europäischen Union in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie über die Reduktionsziele hinaus konkrete Ausbauziele für die erneuerbaren Energien gesetzt. So soll deren Anteil am Endenergieverbrauch

bis zum Jahr 2020 auf 20 vH steigen (Ziffern 408 ff.). Die Richtlinie bricht dieses Ziel in verbindliche **nationale Ausbauziele** herunter. Deutschland muss demnach seinen Anteil von derzeit 11 vH auf 18 vH im Jahr 2020 ausbauen (Schaubild 59). Um die Ausbauziele zu erreichen, haben die Mitgliedsländer nationale Fördersysteme für die erneuerbaren Energien etabliert. Dabei kommt entweder eine Preis- oder Mengensteuerung zum Einsatz.



420. Aus ökonomischer Sicht ist grundsätzlich zu hinterfragen, ob von einer zusätzlichen Förderung der erneuerbaren Energien ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann, wenn durch den EU-ETS bereits eine **verbindliche Obergrenze** für den Ausstoß von Treibhausgasen etabliert ist. So werden zwar durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien Emissionen eingespart, aber gleichzeitig werden in diesem Bereich Emissionsrechte frei, die nach ihrem Erwerb am Markt wiederum in anderen vom EU-ETS erfassten Bereichen eingesetzt werden können. Die emittierten Klimagase werden also effektiv durch die Obergrenze des EU-ETS bestimmt, unabhängig davon, ob im Stromsektor viel oder wenig erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Dieses Argument hat zu einer breiten Kritik am EEG aus den Reihen der Energie- und Umweltökonomien geführt (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004).

421. Als problematisch angesehen werden muss auch die Entscheidung, das Erreichen der Ausbauziele in **nationaler Verantwortung** zu belassen. Anders als beim EU-ETS, der für eine europaweite Minimierung der Vermeidungskosten sorgt, bleiben bei einem rein national organisierten Ausbau der erneuerbaren Energien Größenvorteile ungenutzt. Ebenfalls wird eine nach meteorologischen und topografischen Gesichtspunkten effiziente Verteilung der Erzeugungsstandorte verhindert. Im Ergebnis führt dies zu der paradoxen Situation, dass es im relativ sonnenarmen Deutschland zu dem im EU-Vergleich schnellsten Zubau bei der Photovoltaik gekommen ist.

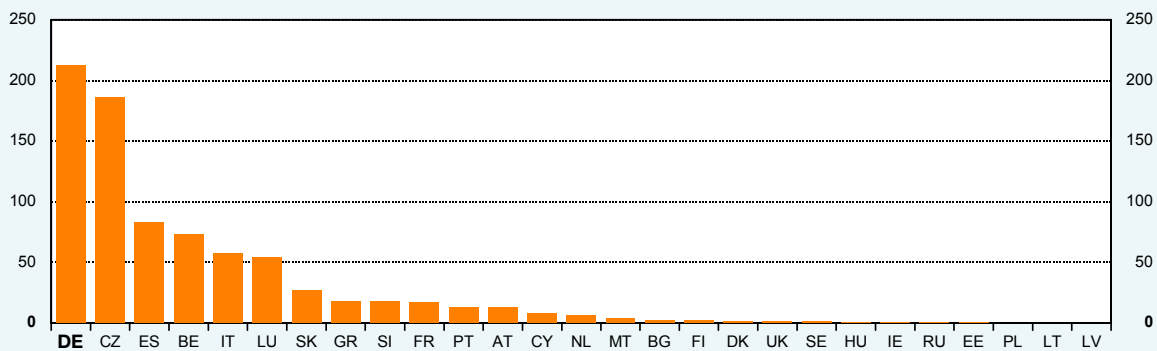
In den Jahren 2009 und 2010 entfielen mehr als 60 vH beziehungsweise 50 vH der in der Europäischen Union neu installierten Kapazitäten auf Deutschland. Insgesamt standen im Jahr 2010 von 29 327,7 MWp der in Europa insgesamt installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung aus **Solarenergie** 17 370,0 MWp in Deutschland. Dies entspricht einem Anteil von knapp 60 vH. In den vergleichsweise sonnenreichen Ländern Griechenland und Portugal befanden sich hingegen nur 0,7 vH beziehungsweise 0,4 vH der europaweit installierten Solarmodule.

Wenngleich hier zu berücksichtigen ist, dass diese Länder bevölkerungsärmer sind, liegt Deutschland bei der Photovoltaik mit einer installierten Gesamtkapazität von 212 Wp je Einwohner weit über dem europäischen Durchschnitt von 58,5 Wp je Einwohner. Griechenland und Portugal, um bei diesem Beispiel zu bleiben, weisen mit 18,2 beziehungsweise 12,3 Wp je Einwohner hingegen deutlich unterdurchschnittliche Pro-Kopf-Kapazitäten auf (Schaubild 60). Insgesamt veranschaulichen diese Beispiele, dass unter der derzeitigen Förderung **Effizienzreserven** bei der Nutzung erneuerbarer Energien unausgeschöpft bleiben. Hinzu kommt, dass die Mitgliedsländer neben dem reinen Ausbauziel mit der Förderung der erneuerbaren Energien zusätzlich technologie- und industriepolitische Ziele verfolgen. Dadurch weicht die Förderung der erneuerbaren Energien in der Regel vom Prinzip der Kosteneffizienz ab. Ein Beispiel hierfür ist die Förderung der erneuerbaren Technologien in Deutschland.

Schaubild 60

Photovoltaik-Kapazitäten in der Europäischen Union im Jahr 2010¹⁾

Wattpeak²⁾ je Einwohner



1) DE-Deutschland, CZ-Tschechische Republik, ES-Spanien, BE-Belgien, IT-Italien, LU-Luxemburg, SK-Slowakei, GR-Griechenland, SI-Slowenien, FR-Frankreich, PT-Portugal, AT-Österreich, CY-Zypern, NL-Niederlande, MT-Malta, BG-Bulgarien, FI-Finnland, DK-Dänemark, UK-Vereinigtes Königreich, SE-Schweden, HU-Ungarn, IE-Irland, RU-Rumänien, EE-Estland, PL-Polen, LT-Litauen, LV-Lettland.– 2) Spitzenleistung von Solarmodulen unter festgelegten Standard-Test-Bedingungen.

© Sachverständigenrat

Daten zum Schaubild

Quelle: EurObservER (2011)

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland durch das EEG

422. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland seit dem Jahr 1991 gesetzlich gefördert. Ursprünglich wurde die Förderung durch das Stromeinspeisungsgesetz geregelt, das im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt und seitdem immer wieder verändert und angepasst wurde. Das **zentrale Ziel** des EEG ist die Förderung der Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, um die politisch vorgegebenen Ausbauziele zu erreichen (Ziffer 365 f). Es steht aus in-

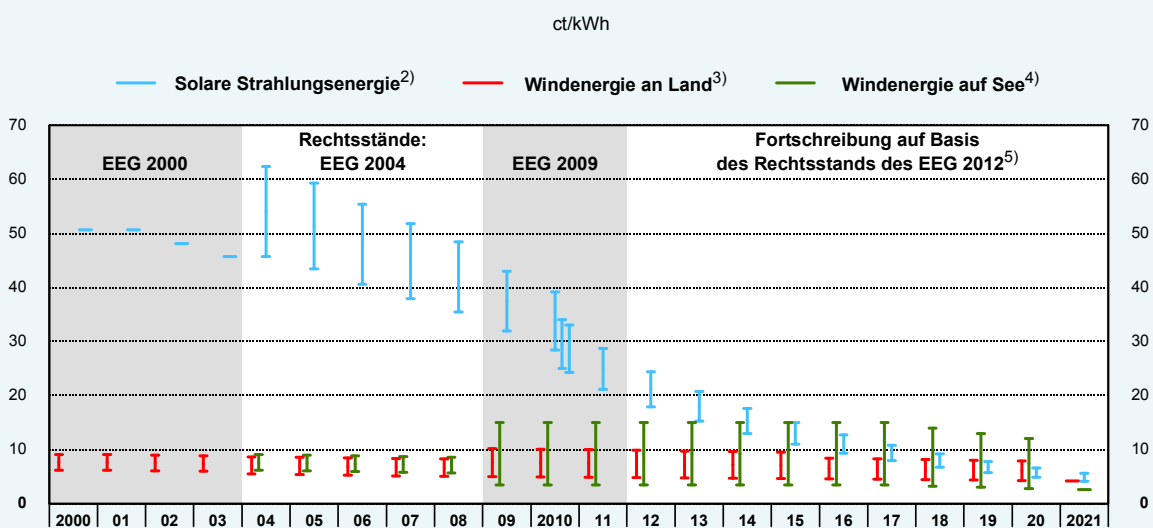
novations- und umweltökonomischer Sicht mittlerweile unter heftiger Kritik, insbesondere aufgrund der mit ihm verbundenen hohen Zusatzkosten für die Stromverbraucher.

423. Gegenwärtig sind die verfügbaren Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht marktfähig. Um die Ausbauziele trotzdem zu erreichen, werden die Netzbetreiber durch das EEG dazu verpflichtet, Anlagen zur Herstellung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an das Netz anzuschließen (§ 5 EEG-2012). Weiterhin muss der aus erneuerbaren Energien produzierte Strom vorrangig abgenommen, übertragen und an die Stromverbraucher verteilt werden (**Einspeisevorrang**, § 8 EEG-2012). Anlagenbetreiber erhalten zudem von den Netzbetreibern einen auf 20 Jahre garantierten Mindestpreis (**Einspeisevergütung**) für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom. Für neu installierte Anlagen sinkt die garantierte Einspeisevergütung jährlich um einen festgelegten Prozentsatz (**Degression**). Das Gesetz beschränkt die Förderung auf bislang bekannte Technologien. Dies sind die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik).

Da das EEG zum Ziel hat, aktuell noch nicht marktfähige Technologien zu unterstützen, variieren die Einspeisevergütungen je nach eingesetzter Stromerzeugungsart (Schaubild 61). Derzeit erhalten **weniger rentable Technologien** daher generell eine **höhere Mindestvergütung**. So wird Strom aus der Photovoltaik derzeit zu einem Vergütungssatz (ohne Selbstverbrauchsanlagen) von 21,11 ct/kWh bis 28,74 ct/kWh eingespeist, während etwa die Einspeisevergütung für landgestützte Windenergie in den ersten fünf Jahren 8,93 ct/kWh (Anfangsvergütung) und danach 4,87 ct/kWh beträgt. Windkraftanlagen in ertragsarmen Gebieten erhalten die Anfangsvergütung allerdings über einen längeren Zeitraum.

Schaubild 61

Bandbreite der Vergütungssätze für Stromeinspeisung nach ausgewählten Energieträgern gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Zeitraum von 2000 bis 2021¹⁾



1) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 sowie Novellierungen vom 22. Dezember 2003, 21. Juli 2004, 25. Oktober 2008, 11. August 2010 und 30. Juni 2011. Vergütungssätze gelten nur für Neuanlagen.– 2) Freiflächenanlagen einschließlich sonstige Anlagen sowie Anlagen an und auf Gebäuden mit einer Leistung bis 30 kW.– 3) Basisvergütung und Anfangsvergütung einschließlich Systemdienstleistungsbonus und Repowering Bonus.– 4) Basisvergütung und Anfangsvergütung einschließlich Schnellstarterbonus.– 5) Ohne Berücksichtigung der dynamischen Degression ab dem Jahr 2013.

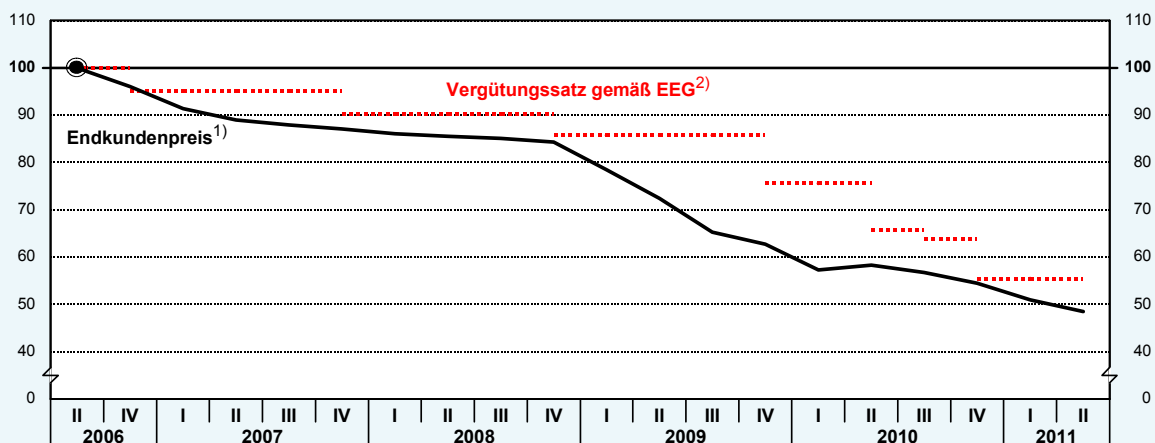
424. Das EEG versucht, dem Erreichen der Ausbauziele über einen Preismechanismus näherzukommen. Dieses Prinzip ist allerdings mit einem sehr hohen **Informationsbedarf** auf Seiten des politischen Planers verbunden. Die Preissteuerung weist daher gravierende Probleme auf: Zwar ist diese äußerst einfach zu administrieren, allerdings lässt sich damit der mengenmäßige Zubau kaum verlässlich steuern. Bei plötzlichen Änderungen der Produktionskosten für einzelne Technologien kommt es zu erheblichen Verzerrungen des Investitionskalküls und entsprechenden Mehrkosten für die Verbraucher, sofern die Mindestvergütungen nicht umgehend angepasst werden. Zudem sind bei deren notwendigen Änderungen langwierige Auseinandersetzungen mit Vertretern von Partikularinteressen vorgezeichnet, die sich vehement gegen geringere Vergütungssätze wehren (Menanteau et al., 2003).

So sanken etwa die durchschnittlichen Kosten zur Errichtung einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 100 kW im Zeitraum der Jahre 2006 bis Mitte 2011 um mehr als 50 vH, während die durchschnittliche Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik mit dieser Entwicklung kaum Schritt halten konnte (Schaubild 62). Die Diskrepanz zwischen der Entwicklung der Anlagenpreise und der garantierten Einspeisevergütung dürfte entscheidend zum **Ausbauboom** bei der Photovoltaik beigetragen haben, in dessen Folge sich die installierte Leistung in den Jahren 2009 und 2010 um 61 vH beziehungsweise 74 vH erhöht hat. Dies entspricht einer Verdreifachung der Kapazitäten seit dem Jahr 2008.

Schaubild 62

Preisindizes für installierte Photovoltaik-Aufdachanlagen bis 100 Kilowattpeak

2. Vierteljahr 2006 = 100



1) Basis: Systempreis, netto; Quelle: Bundesverband Solarwirtschaft.– 2) Durchschnitt aus den Vergütungssätzen für Anlagen an und auf Gebäuden bis 30 kW beziehungsweise von 30 bis 100 kW Leistung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2004 und 31. Oktober 2008 einschließlich der Änderungen vom 11. August 2010.

Daten zum Schaubild

© Sachverständigenrat

Die Verknüpfung der Preissteuerung mit dem absoluten Einspeisevorrang führt außerdem dazu, dass keinerlei Wettbewerb auf der Erzeugerebene stattfindet. Dieser wird ausschließlich auf die Ebene der Anlagenbauer verlagert. Dadurch gibt es für die einzelnen Erzeuger kaum Anreize, nachfrageorientiert zu produzieren und in Speichertechnologien zu investieren. Dies lässt sich dann nur durch zusätzliche subventionsähnliche Instrumente, wie etwa die neu eingeführte Marktpremie erreichen.

425. Die gesetzlich garantierte Mindestvergütung stellt aus ökonomischer Sicht eine **Subvention** der durch das EEG geförderten Technologien dar, unabhängig davon, dass ihre Zahlung nicht über den öffentlichen Haushalt organisiert wird. Denn eine Subvention wird immer dann gezahlt, wenn der Marktpreis des eingespeisten Stroms unterhalb der gesetzlich garantierten Vergütung liegt; faktisch gilt dies derzeit für einen Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die sich aus der Differenz von gezahlter Einspeisevergütung und dem Marktpreis des Stroms ergebenden Kosten werden von den Netzbetreibern durch eine bundesweite **EEG-Umlage** in unterschiedlichem Umfang auf alle Stromverbraucher umgelegt.

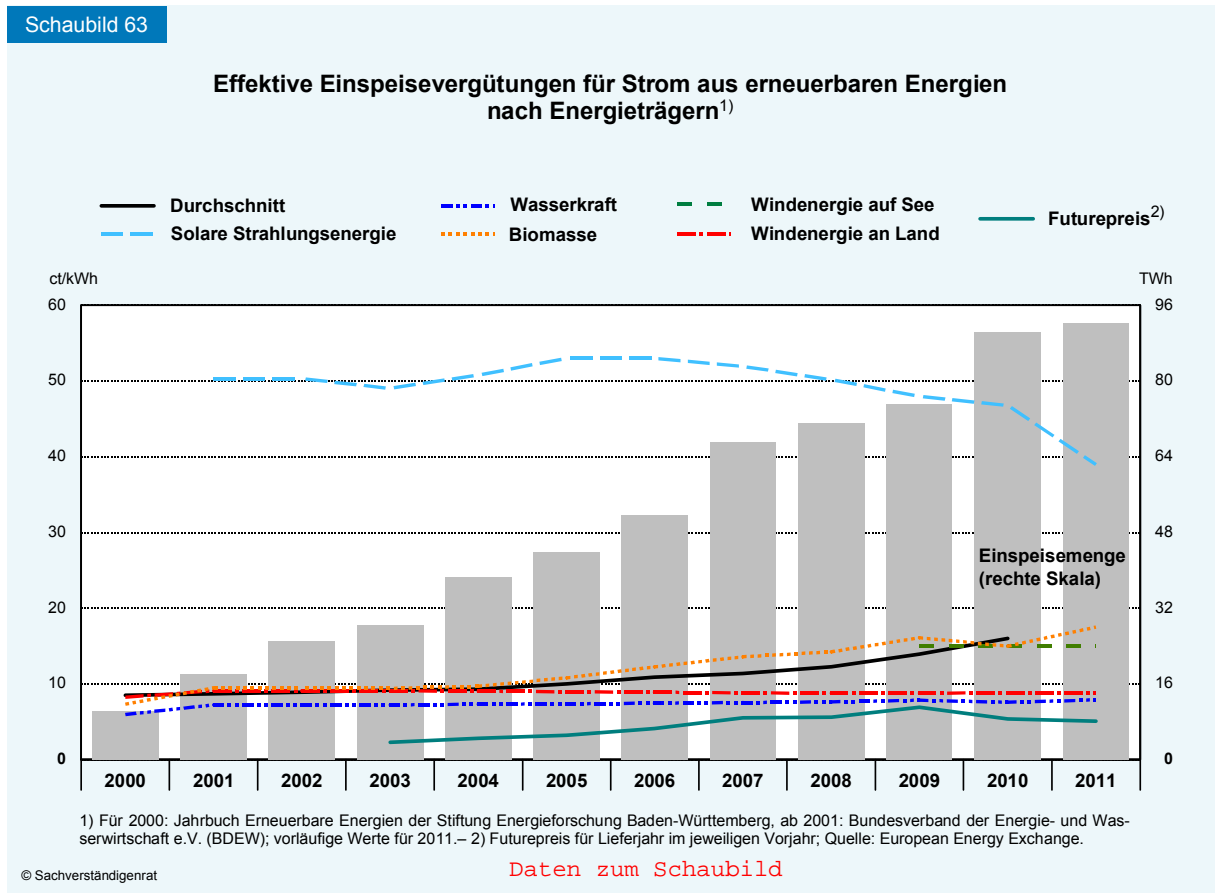
Damit die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen durch die Umlage nicht gefährdet wird, gelten für Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes und Schienenbahnen weitgehende **Ausnahmen** (§§ 40 EEG ff.). Der Kreis der begünstigten Unternehmen wurde in der Vergangenheit immer stärker erweitert. Anspruch auf die Ausgleichsregelung des EEG 2012 haben Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes, deren Stromkosten mindestens 14 vH (bisher 15 vH) der Bruttowertschöpfung entsprechen und deren abgenommene Strommenge 1 GWh (bisher 10 GWh) übersteigt. Die für jede weitere Menge an Strom zu zahlende EEG-Umlage sinkt dann ab 1 GWh auf 10 vH der festgelegten Umlage, ab 10 GWh auf 1 vH und ist ab 100 GWh auf 0,05 ct/kWh begrenzt.

Diese besondere Ausgleichsregelung verzerrt die Kostenstruktur zwischen den Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes. Darüber hinaus wird die **Belastung** der anderen Wirtschaftsbereiche einschließlich der privaten Verbraucher stark erhöht. Durch die besondere Ausgleichsregelung sind im Jahr 2011 voraussichtlich 74,73 TWh privilegiert; dies entspricht etwa 16 vH des gesamten Stromverbrauchs oder mehr als 36 vH des Stromverbrauchs des Verarbeitenden Gewerbes (EEG Erfahrungsbericht 2011). Ohne die Ausnahmeregelung hätte die EEG Umlage bei 2,96 ct/kWh statt bei 3,53 ct/kWh gelegen. Ein zusätzliches Problem besteht darin, dass die aktuelle Ausgestaltung der Förderung durch die EEG-Umlage für die privaten Haushalte **stark regressiv** wirkt. Aufgrund der relativ einkommensunelastischen Nachfrage werden Haushalte mit einem geringen Einkommen vergleichsweise stark von der EEG-Umlage betroffen. Diese Verteilungsproblematik dürfte zukünftig noch verschärft werden, wenn die Umlage im Zuge des fortgesetzten Ausbaus weiter steigen sollte. Zudem scheint die heute gültige EEG-Umlage von 3,53 ct/kWh bereits weit über der mehrheitsfähigen Umlage zu liegen, die bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 18 vH am Strommix bei 1,27 ct/kWh liegt (Grösche und Schröder, 2011).

426. Die durchschnittlich gezahlte Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien (in cent/kWh) hat sich in den vergangenen Jahren erheblich erhöht. Dies lag vor allem daran, dass der Anteil der durch hohe Mindestvergütungen geförderten **Photovoltaik** an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark zugenommen hat. So wurden im Jahr 2010 beispielsweise 38,6 vH der EEG-Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie verwendet, obwohl diese Technologie nur einen Anteil von 14,5 vH am gesamten EEG-Strom dieses Jahres hatte. Die EEG-Umlage stieg daher von 0,54 ct/kWh im

Jahr 2004 auf 2,05 ct/kWh im Jahr 2010 und sogar 3,53 ct/kWh für das Jahr 2011 (Schaubild 63). Insgesamt belief sich die gezahlte Umlage im Jahr 2010 auf über 12 Mrd Euro.

Schaubild 63



427. In der derzeitigen Ausgestaltung verletzt das EEG das Prinzip der Kosteneffizienz. Da es weniger wirtschaftliche Technologien bei der Förderung bevorzugt, weichen die CO₂-Vermeidungskosten der einzelnen EEG-Technologien stark voneinander ab. Dies treibt die **Kosten der Förderung** in die Höhe. Besonders deutlich wird dies im Falle der Photovoltaik, die im Verhältnis zur erzielten Stromerzeugung die mit Abstand höchsten Subventionen erhält. Ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ließe sich daher zu weitaus geringeren Kosten realisieren, wenn anstatt eines Zubaus von Photovoltaikanlagen verstärkt auf wirtschaftlichere Technologien wie Wind- oder Wasserkraft zurückgegriffen würde. Dies könnte am ehesten durch einen einheitlichen Fördersatz über alle Technologien hinweg erreicht werden. Dadurch würden die Vermeidungskosten der einzelnen Technologien angeglichen und der Zubau neuer Anlagen würde sich wieder an den komparativen Kostenvorteilen der einzelnen Technologien in einer gegebenen Klimazone orientieren.

Zudem betätigt sich der Gesetzgeber mit der Beschränkung der Förderung auf ausgewählte Technologien als **vorausschauender Planer**, der versucht, die zukünftig erfolgreichen Technologien bereits Jahrzehnte im Voraus zu identifizieren. Da die Bevorzugung einer (bekannten) Technologie immer auch die Diskriminierung anderer (noch unbekannter) Technologien bedeutet, besteht somit die Gefahr, dass die Entwicklung derzeit noch unbekannter, aber kostengünstigerer Technologien verhindert wird.

428. Das Hauptproblem des EEG liegt daher in den mit seinem (vordergründigen) Erfolg verbundenen Kosten. Es hat sich im Hinblick auf die Anreize zum Kapazitätsausbau als **sehr effektiv**, aber gleichzeitig als **äußerst ineffizient** erwiesen. Insbesondere entstehen, da die zum Zeitpunkt des Anlagenbaus gültigen Mindestvergütungssätze über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert sind, durch den derzeit installierten Anlagenpark auch in der Zukunft noch erhebliche Zahlungsverpflichtungen. Die Kosten des EEG ließen sich daher in absehbarer Zeit selbst dann nicht mehr mindern, wenn es zu einem sofortigen Ende der Förderung käme. Denn bei einem sofortigen Ausbaustopp würde sich die Förderung im Zeitverlauf gerade in dem Maße reduzieren, wie Anlagen, die bereits 20 Jahre Strom produziert haben, aus der Förderung herausfallen. Erst in 20 Jahren liefe dann die gesamte Förderung aller bis heute errichteten Anlagen aus.

Zwar hat der Gesetzgeber bereits mit den EEG-Novellen der Jahre 2009, 2010 und 2012 die Vergütungssätze der Photovoltaik stark angepasst und eine **beschleunigte Degression** eingeführt, die an den Zubau gekoppelt ist. Für das Jahr 2012 hat die Bundesnetzagentur den Vergütungssatz auf Basis dieser Regelungen auf 15 vH festgelegt. Allerdings wird die exzessive Förderung der Photovoltaik der vergangenen Jahre die Verbraucher in Deutschland noch über die nächsten zwei Dekaden erheblich belasten. So haben sich bereits bis zum Jahre 2010 erwartete Zusatzkosten (gegenüber der zu erwartenden Entwicklung der Strompreise) aufgebaut, die in ihrem Gegenwartswert in einer Größenordnung von 80 Mrd Euro liegen (Frondel et al., 2011). Dies hat mittlerweile dazu geführt, dass selbst grundsätzliche Befürworter dieser Förderstrategie eine **Deckelung** des Ausbaus gefordert haben (Erdmann et al., 2010). Es ist daher kaum vorstellbar, dass ein auf diese Weise organisierter weiterer Ausbau der Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen wird bewältigen können.

429. Die Bevorzugung weniger wirtschaftlicher Technologien im EEG könnte durch einen Verweis auf eine technologiepolitische Dimension der Förderung gerechtfertigt werden, mit welcher der technische Fortschritt auf indirekte Weise beflügelt werden soll. In seiner ausführlichen Diskussion des idealen Zuschnitts innovationspolitischer Anstrengungen – bei der die Betonung allerdings auf dem Ausbau der Infrastrukturen für Innovationen und auf der Sicherstellung eines ungehinderten Innovationswettbewerbs privater Akteure liegen sollte – hat sich der Sachverständigenrat in der Tat dafür ausgesprochen, die Suche nach innovativen Lösungen für große gesellschaftliche Herausforderungen wie den vollständigen Umbau des Systems der Energieversorgung durch **gezielte innovationspolitische Eingriffe** zu flankieren. Sie können dann sinnvoll sein, wenn diese Suche als ein Entdeckungsprozess aufgefasst und die staatliche Unterstützung entsprechend ausgestaltet wird (JG 2009 Ziffer 351).

Die Ausgestaltung des EEG erfüllt diese Voraussetzungen allerdings weitgehend nicht. Zwar lässt die breit angelegte Förderung unterschiedlicher Erzeugungstechniken im Prinzip zu, dass sich anfänglich weniger kostengünstige Lösungen nach einiger Zeit am Markt durchsetzen könnten, aber weder ist dieses Förderinstrument **zeitlich begrenzt** ausgestaltet, noch war bislang der Wille vorhanden, einer offensichtlichen Fehlsteuerung, wie sie bei der Überförderung der Photovoltaik vorliegt, effektiv den Riegel vorzuschieben. Zu verfestigt sind offenbar mitt-

lerweile die entsprechenden Partikularinteressen. Wenn der Gesetzgeber mit dem EEG ernsthaft technologiepolitische Ziele verfolgt hätte, hätte zudem eine wissenschaftlich gestützte **Evaluation** der Auswirkungen des EEG auf den technologischen Fortschritt von vornherein im Gesetz angelegt werden müssen.

430. Um die Möglichkeiten zu einer tatsächlichen Umsetzung der Energiewende zu verbessern, gilt es daher, die klimapolitischen Vorgaben und Maßnahmen geschickter in den **Kontext der internationalen Klimapolitik** einzubetten. Eine europäische Strategie, bei der zur Umsetzung internationaler Zielvereinbarungen und nationaler Selbstverpflichtungen Förderinstrumente verwendet werden, die regionale Wind- und Klimavorteile in Europa außer Acht lassen, droht vom Ansatz her zu kurz zu greifen. Sie wirft zudem strategische Probleme auf, da sie den europäischen Partnern und Dritten die Anreize nehmen kann, sich angemessen zu beteiligen. Zudem greifen die bislang verfolgten Fördermaßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien angesichts der Aufgabe zu kurz. Selbst wenn man die innovationsökonomische Kritik an der bisherigen Form der Förderung außer Acht lässt, können die gesteckten Ziele ohne eine **grundlegende Neukonzeption** dieser Förderung der erneuerbaren Energien nicht eingehalten werden.

IV. Notwendige wirtschaftspolitische Entscheidungen

431. Der mit der Energiewende angestoßene umfassende Umbau des Systems der Energieversorgung muss unter sehr **einschränkenden Nebenbedingungen** erreicht werden. So sind gleichermaßen Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit des Umstiegs zu gewährleisten. Vor allem stellt sich jedoch die Frage, wie diese Aufgabe unter der bindenden Verpflichtung zum völligen Atomausstieg ökonomisch möglichst effizient erfüllt werden kann. Denn sowohl ordnungspolitische Weichenstellungen als auch zusätzliche staatliche Anreize, um die Entscheidungen der Privaten zu beeinflussen, werden unweigerlich erhebliche **volkswirtschaftliche Ressourcen** verzehren. Da diese Ressourcen anderen Verwendungsmöglichkeiten, etwa der Abfederung sozialer Disparitäten, entzogen werden, gilt es die Kosten der Energiewende zu minimieren.

Dies wird ohne eine Neugestaltung des derzeitigen Fördersystems für die erneuerbaren Energien kaum zu erreichen sein. Erforderlich ist ein neues System, das stärker **marktorientiert** ist und die Anreize zur Nutzung von Skaleneffekten erhöht, vor allem durch eine effiziente Verteilung der Erzeugungsstandorte in Europa. Es wird nicht genügen, die Energiewende im nationalen Alleingang zu betreiben, sondern es wird erforderlich sein, künftig die europäische Dimension der auf der Ebene der Europäischen Union ausgehandelten nationalen Ausbauziele stärker in den Blick zu nehmen. Insbesondere könnten die europäischen Ausbauziele durch eine auf europäischer Ebene **harmonisierte Förderung** kostenminimal erreicht werden, beispielsweise durch die Einrichtung eines Mengen- oder Quotensystems in Form von Grünstromzertifikaten.

Auf diese Weise ließen sich zudem die Ausbauziele von technologiepolitischen Zielen trennen. Denn während der Kapazitätszubau durch die Zusammenlegung nationaler Mengensysteme schrittweise harmonisiert würde, bliebe die **technologiepolitische Förderung** weiterhin

in nationaler Verantwortung. Darüber hinaus ist bei Großprojekten wie der Energiewende künftig noch mehr als zuvor die zeitraubende zentrale Frage der **demokratischen Teilhabe** zu lösen. Um die fortwährende Akzeptanz der Energiewende sicherzustellen, ist die große planerische Aufgabe zudem durch einen wissenschaftlich fundierten und transparenten Monitoring-Prozess zu gewährleisten.

Unterschiedliche Ziele erfordern unterschiedliche Instrumente

432. Aus ökonomischer Sicht steht mit dem EU-ETS bereits ein europaweit harmonisiertes **Steuerungsinstrument** zur Verfügung, mit dem der Einsatz emissionsarmer Techniken der Stromerzeugung im Vergleich zum Einsatz fossiler Energieträger attraktiv gestaltet und gleichermaßen Anreize für Investitionen in Forschung und Entwicklung gesetzt werden können. Dabei bleibt es den privaten Akteuren überlassen, welche Technik an welcher Stelle zum Einsatz kommen und in welchen Aspekt des Entscheidungsprozesses investiert werden soll. So wird zumindest im Prinzip sichergestellt, dass diese Entscheidungen in **effizienter** Weise getroffen werden. Aus ökonomischer Sicht gibt es eine wirtschaftspolitische Weichenstellung, mit der künftig die Energiewende bevorzugt beflügelt werden sollte. Diese besteht darin, künftig auch außerhalb des Stromsektors möglichst viele Bereiche des Wirtschaftens in den Zertifikatehandel mit einzubeziehen und die Obergrenze der zulässigen Emissionen konsequent zu senken. Damit würden der Börsenpreis der Emissionszertifikate und die daraus entstehenden Anreize bei den Investitionen der Privaten entsprechend erhöht.

433. Doch die europäische Politik hat sich zusätzlich zu den Reduktionszielen bei den Treibhausgasemissionen konkrete Ausbauziele bei den Erneuerbaren vorgenommen. Um diese zu erreichen, lässt es sich beim heutigen Stand der Technologie nicht umgehen, zum Instrument der **Subvention** zu greifen. Allerdings sollte diese zumindest so ausgestaltet sein, dass die angestrebten Ziele kostenminimal erreicht werden. Das bestehende Fördersystem, das rein national ausgerichtet ist, kann diese Voraussetzung nicht erfüllen und sollte daher durch einen europaweit harmonisierten, effizienter ausgestalteten Mechanismus ersetzt werden.

Bisher verfolgte die Förderung im Rahmen des EEG gleichzeitig drei Ziele. Erstens sollte ein Teil der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umgestellt werden, um auf diesem Wege die vorgegebenen **Ausbauziele** zu erreichen. Zweitens war es die Absicht, durch die Schaffung eines ausreichend großen Markts den **technischen Fortschritt** für bekannte Erzeugungstechnologien zu unterstützen. Drittens sollte klassische Industriepolitik betrieben werden, um vermeintliche Zukunftstechnologien in Deutschland anzusiedeln und den derart geförderten Unternehmen zu erlauben, dauerhaft **globale Marktanteile** erobern zu können. Gegen diese Art der Industriepolitik hat sich der Sachverständigenrat bereits in der Vergangenheit ausdrücklich ausgesprochen (JG 2009 Ziffern 351 ff.). Der wissenschaftliche Beirat des BMWi hat sich gleichermaßen kritisch gegen die industriepolitische Motivation des EEG gewandt (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004).

434. Mittlerweile zeigen insbesondere die Probleme der deutschen Solarindustrie im globalen Wettbewerb, wie flüchtig vermeintliche Führungspositionen in einem dynamischen Markt sein können, wenn sie vor allem auf Subventionen beruhen. Im Hinblick auf die beiden ande-

ren Ziele, dem Erreichen der Ausbauziele und dem Setzen technologiepolitischer Impulse, ist dringend die Wahl jeweils spezifisch auf sie **zugeschnittener Instrumente** anzuraten. So sollte der kosteneffiziente Ausbau der erneuerbaren Energien mittels einer möglichst auf europäischer Ebene harmonisierten **Mengensteuerung** erfolgen, während die Technologieförderung in nationaler Eigenverantwortung durch separate und nach innovationsökonomischen Prinzipien ausgerichtete Programme ausgestaltet werden sollte. Dies würde im Gegensatz zur bisherigen Förderstrategie über das EEG nicht zuletzt die transparente Ausweisung der Mittelverwendung verbessern. Denn das wesentliche Argument der Befürworter der Preissteuerung durch das EEG sind gerade die fehlenden Möglichkeiten zur Technologieförderung in einem Mengensystem. Wir sehen stattdessen, dass weder Preis- noch Mengensteuerung als technologiepolitische Instrumente geeignet sind. Die Technologieförderung muss konsequenterweise über mehrere, flankierende Instrumente umgesetzt werden.

Ausbauziele europäisch koordinieren – auf Mengensteuerung umstellen

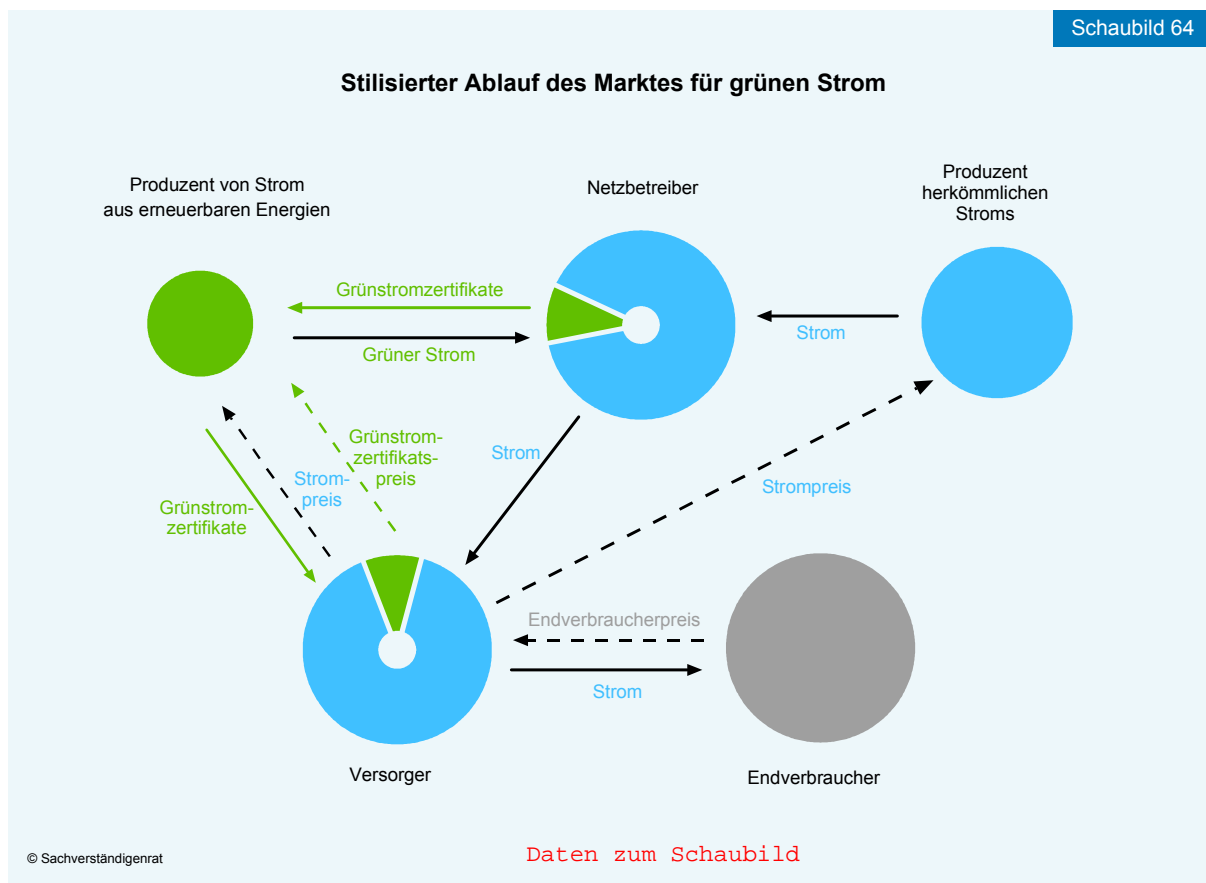
435. Durch das rasante Wachstum der Kapazitäten hat sich der Markt für erneuerbare Energien von einem reinen Probemarkt zu einem **Massenmarkt** gewandelt. Mit einem Marktanteil von 16,4 vH der erneuerbaren Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung ist eine rein auf die Erprobung von Nischentechnologien ausgerichtete Förderung, wie sie durch das EEG intendiert ist, nicht mehr zeitgemäß. Sie sollte durch ein Fördersystem ersetzt werden, das streng am Prinzip der Kosteneffizienz ausgerichtet ist und die Möglichkeit eröffnet, zukünftig mit weiteren europäischen Ländern zu kooperieren und dadurch Standortvorteile für die verschiedenen Erzeugungstechnologien zu nutzen.

436. Der Übergang zu einem neuen Fördersystem könnte daher wie folgt ausgestaltet sein: Ein erster notwendiger Schritt in Richtung einer kostenminimalen Erreichung der Ausbauziele wäre die technologie- und größenneutrale Ausgestaltung der Fördersätze für alle zukünftig zu installierenden Anlagen. Hierzu bedürfte es lediglich der **Harmonisierung der Mindestvergütungssätze** im EEG auf ein einheitliches Niveau. Im Ergebnis würde sich der Zubau der erneuerbaren Energien an den Kosten der Stromerzeugung orientieren, wenngleich der Anreiz für eine nachfrageorientierte Einspeisung immer noch gering wäre. Zudem würde ein starker Anreiz geschaffen, Neuanlagen unter Ausnutzung regionaler Standortvorteile in Bezug auf durchschnittliche Windstärken und Sonnenscheindauer zu errichten, statt wie bisher Nachteile über zusätzliche Vergütungen auszugleichen.

437. Da für den Ausbau der erneuerbaren Energien ohnehin explizite Mengenziele vorgegeben sind, sollte in einem zweiten großen Schritt konsequenterweise der Umstieg auf eine marktbasierende **Mengensteuerung** in Form von Grünstromzertifikaten erwogen werden. Ein ähnliches Verfahren kommt bereits in anderen europäischen Ländern zum Einsatz und wurde jüngst von der Monopolkommission vorgeschlagen (Monopolkommission, 2011). Bei einem solchen Mengenverfahren würden die Energieversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Endverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien zu decken. Strom ist allerdings ein homogenes Gut, bei dem lediglich die Netzbetreiber bei der Einspeisung erkennen können, welche Technologie zu dessen Erzeugung verwendet wurde. Deshalb erhalten die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien für jede erzeugte und eingespeiste

Einheit von den Übertragungsnetzbetreibern sogenannte **Grünstromzertifikate**. Gleichzeitig würden Energieversorger unter Androhung finanzieller Strafzahlungen dazu verpflichtet, am Ende eines jeden Abrechnungszeitraums, beispielsweise nach jedem Kalenderjahr, eine bestimmte Menge an Grünstromzertifikaten vorzuweisen, deren genaue Menge sich aus der geforderten Grünstromquote und der insgesamt an Endverbraucher gelieferten Strommenge ergibt (Schaubild 64).

Die Grünstromzertifikate würden an Börsen gehandelt, wodurch sich zu jedem Zeitpunkt ein **einheitlicher Marktpreis** für die Grünstromzertifikate ergibt. Das Angebot an Grünstromzertifikaten käme von den Produzenten, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und einspeisen, während die gesetzliche Mindestquote gleichsam zu einer Mindestnachfrage nach Grünstromzertifikaten führen würde. Da es jedem Energieversorger prinzipiell freigestellt ist, eine höhere Quote zu erfüllen, etwa um sich im Wettbewerb qualitativ von anderen Energieversorgern zu unterscheiden, ist die Nachfrage nach Grünstromzertifikaten nicht durch die Mindestquote beschränkt.



438. Für die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien ergäben sich zur bisherigen Förderung zweierlei Unterschiede. Anders als bisher erhalten sie nicht mehr nur einen Vergütungssatz je eingespeister Menge Strom, sondern die **Vergütung** kommt dann **aus zwei unterschiedlichen Quellen**. Einerseits werden Einnahmen aus der produzierten Strommenge erzielt, wobei sich der erzielte Preis am jeweils gültigen Preis an der Strombörse orientieren würde oder bilateral mit Stromabnehmern durch (langfristige) Verträge ausgehandelt würde.

Andererseits werden Einnahmen aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate erzielt. Über den Zertifikatspreis würde somit eine technologie neutrale Förderung der erneuerbaren Energien gewährleistet, denn der Zertifikatspreis wäre für jede Technologie gleich.

Zudem würden sich die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Einspeisung am Marktpreis für Strom orientieren und damit einen wichtigen Beitrag zur **Systemintegration** leisten. Wenn der Strompreis Teil des Gewinnmaximierungskalküls der Erzeuger ist, werden diese ihrerseits etwa in Zeiten hinreichend negativer Strompreise darauf verzichten, Strom in das Netz einzuspeisen. Zudem erhöht sich insgesamt der Anreiz, in **Speichertechnologien** zu investieren, die es den Produzenten ermöglichen, den Produktionszeitpunkt vom Einspeisezeitpunkt des Stroms zu trennen. Schließlich würde durch die Harmonisierung der Grenzvermeidungskosten sichergestellt, dass zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien immer der kostenminimale Technologiemix eingesetzt wird.

439. Da bereits installierte Anlagen, die im Rahmen des EEG gefördert werden, dem Bestandsschutz unterliegen, würde nur der zukünftige Ausbau unter die neue Mengenförderung mit Grünstromzertifikaten fallen. Erfahrungen etwa aus Schweden haben gezeigt, dass die Einbeziehung von bereits installierten und profitabel arbeitenden Stromerzeugungsanlagen erhebliche Renten generiert (Bergek und Jacobsson, 2010). Deshalb sollten diese nicht in das Fördersystem miteinbezogen werden, sondern stattdessen nur neue Anlagen. Der zukünftig geplante Ausbaupfad für den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch müsste dann in eine entsprechende **Mindestquote** für Grünstromzertifikate übersetzt werden. Diese entspräche der Differenz aus geplantem Ausbau und der zum Anfangszeitpunkt bereits installierten Leistung.

Dadurch würde allen Marktteilnehmern bereits am Anfang klar kommuniziert werden, dass die Mindestquoten im Zeitverlauf ansteigen, und es wäre bereits heute klar, wann welche Mindestquoten erreicht werden müssen. Neu zu installierende Anlagen unterlägen dann dem Handel mit Grünstromzertifikaten und nicht mehr dem EEG, das dann als Rechtsrahmen abgelöst werden würde. Am vorrangigen Anschluss durch die Netzbetreiber und dem Einspeisevorrang für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom würde weiter festgehalten werden. Letzterer wäre allerdings im Falle negativer Preise mit einer „Strafe“ belegt, sodass sich Anreize für eine vermehrt nachfrageorientierte Einspeisung ergäben.

440. Die Mengensteuerung ist ebenso wie die derzeitigen Einspeisevergütungen nicht frei von **Problemen**, die durch den entsprechenden institutionellen Rahmen, speziell das Marktdesign, adressiert werden müssen (Menanteau et al., 2003; Oikonomou und Mundaca, 2008; Frontier Economics, 2011). Damit die Preisschwankungen bei den Grünstromzertifikaten nicht zu groß ausfallen, sollte die Möglichkeit bestehen, die Zertifikate periodenübergreifend zu handeln. Damit würde ein Zertifikat, das in der aktuellen Periode ausgestellt wurde, ebenso in der nächsten Periode gültig bleiben. Zudem sollte analog zur Strombörse ein Terminmarkt eingerichtet werden (Amundsen et al., 2006). So lange es sich um ein rein national ausgerichtetes System handelt, ist es darüber hinaus sinnvoll, einen Höchstpreis zu definieren, den Stromversorger entrichten müssten, falls die am Markt angebotene Menge an Zertifikaten

niedriger ist als die in der Periode geforderte Mindestquote. So liegt dieser Höchstpreis in Schweden bei 150 vH des Durchschnittspreises des Vorjahrs.

Es hat sich gezeigt, dass das Vertrauen der Investoren in die langfristige Aufrechterhaltung des Fördersystems eine zentrale **Voraussetzung** für den erfolgreichen Ausbau darstellt. Entsprechend der derzeitigen Garantie der Einspeisevergütungen über einen Zeitraum von 20 Jahren müsste den Investoren garantiert werden, für eben diesen Zeitraum mit ihren Anlagen für die Zertifikate zugelassen zu sein. Zudem müsste die Handelbarkeit der Grünstromzertifikate für einen ebenso langen Zeitraum garantiert werden. Wenn die definierten Ausbauziele dann in der Zukunft erreicht wurden, muss die Förderung noch weitere 20 Jahre bestehen bleiben, wobei sich die Mindestquote entsprechend um die Anlagen verringern sollte, die jedes Jahr aus der Förderung herausfallen.

441. Um ihre Ausbauziele zu erreichen, haben die meisten Länder der Europäischen Union bereits Fördersysteme (preis- und mengenbasiert) eingeführt. Allerdings ist nur das mengenbasierte Verfahren dazu geeignet, in einem dritten und letzten großen Schritt durch einen grenzüberschreitenden **Zertifikatehandel** die Handelsvorteile für erneuerbare Energien innerhalb Europas nutzbar zu machen. Dies ist prinzipiell bereits in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) vorgesehen. Jedes Land weist spezifische Vorzüge für die Nutzung der unterschiedlichsten, aktuell zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien auf. So ist die Nutzung der Sonnenenergie in den Mittelmeerregionen vorteilhafter als in Mitteleuropa, während Offshore Windenergie in der Nord- und Ostsee gute Standortbedingungen vorfindet. Zudem ließe sich die Schwankungsintensität im europäischen Verbund stärker mindern, als dies im nationalen Rahmen möglich wäre, etwa bei der Windenergie, wofür allerdings der europäische Netzausbau weiter vorangetrieben werden müsste (Roques et al., 2010).

Da derzeit nur ein kleiner Teil der europäischen Länder, darunter Schweden, Polen, Belgien, Italien und ab dem Jahr 2015 auch die Niederlande, über mengenbasierte Verfahren verfügt, könnte zukünftig zumindest mit diesen Ländern ein gemeinsamer Zertifikatemarkt geschaffen werden. Wenngleich dadurch nicht sofort alle Handelsvorteile innerhalb Europas genutzt werden könnten, wäre dies der Beginn eines **europäisch harmonisierten Vorgehens**, das dann sukzessive um die Länder erweitert werden kann, die zukünftig ebenfalls auf mengenbasierte Verfahren umsteigen und somit die neu entstehenden Handelsvorteile nutzen wollen. Eine Harmonisierung stellt selbstverständlich große Herausforderungen dar, wie das Beispiel Belgien zeigt. Dort wurde bislang der Versuch unternommen, Grünstromzertifikate aus vier verschiedenen Regionen handelbar zu machen (Verhaegen et al., 2009).

Da ein derartiges mengenbasiertes Verfahren die Erreichung der politisch vorgegebenen Ausbauziele klar von technologiepolitischen Zielen trennt, werden damit tendenziell nur die Technologien gefördert, die bereits marktreif sind (Menanteau et al., 2003). Sollen darüber hinaus Erfahrungen mit dem Einsatz bislang wenig erprobter Technologien oder Verfahren gesammelt werden, müsste dies im Rahmen der Innovationspolitik geschehen. Dadurch würde ein hybrides Fördersystem entstehen, mit dem marktbasiereten Quotenverfahren auf der einen Seite und einem klar definierten innovationspolitischen Rahmen auf der anderen Seite.

Flankierende Innovations- und Technologiepolitik

442. Eine wirtschaftspolitische Strategie zur Energiewende sollte zusätzlich eine intelligente Innovations- und Technologiepolitik umfassen. Sie ist im Hinblick auf das Ergebnis ihrer Bemühungen ergebnisoffen und dazu bereit, im Zuge des zu vollziehenden **Entdeckungsprozesses** Rückschläge und Niederlagen hinzunehmen, die zur Abschreibung eingesetzter Ressourcen führen. Vor allem erkennt sie an, dass Fortschritt selbst bei einem idealen Zuschnitt der Innovationspolitik Zeit braucht und dass man diesen Prozess daher nicht durch eine Abweichung von diesem Zuschnitt beschleunigen kann. Insbesondere würde dies nicht gelingen, indem von staatlicher Seite Vorgaben für bestimmte technologische Lösungen gemacht würden.

443. Stattdessen ist es unter Berücksichtigung der anerkannt systemischen Zusammenhänge privater Forschungsaktivitäten wichtig, dass die Innovationspolitik eine angemessene Infrastruktur für Innovationen bereitstellt, durch den Ausbau der universitären und außeruniversitären Forschung ebenso wie durch das Schaffen attraktiver Bedingungen für forschende Unternehmen. Dabei sind bei der Organisation der Forschung in Hochschulen und Instituten die **Prinzipien** der Eigenverantwortung, der Steuerungskompetenzen und der Leistungsdifferenzierung streng zu beachten (JG 2009 Ziffer 399). Zu fördern ist dabei vor allem der technologieoffene Wettbewerb um wissenschaftliche **Spitzenleistungen**, unterstützt durch entsprechende Bemühungen im Bildungsbereich (JG 2009 Ziffern 443 ff.). Technologieneutralität bedeutet insbesondere, dass die Forschung in Richtung klimaverträglicherer Nutzung der fossilen Energieträger ausgebaut werden kann.

444. Nach dem Verständnis des Sachverständigenrates gehören zu einer umfassenden und intelligent ausgestalteten Innovationspolitik allerdings durchaus gezielte technologiepolitisch motivierte Eingriffe und **Demonstrationsprojekte**, wenngleich sie lediglich ergänzend wirken können. Ihr Einsatz ist aber nur dann sinnvoll ausgestaltet, wenn sie in einen **lern- und anpassungsfähigen Prozess** eingebettet sind, zu dem eine unmissverständliche zeitliche Begrenzung der Förderung und eine kritische Evaluation der Ergebnisse gehören, die den Standards der modernen Evaluationsforschung folgt und insbesondere Mitnahmeeffekte von genuinen Effekten der Förderung trennt (JG 2009 Ziffer 403). Diese Evaluation ist in den allgemeinen Kontext des anzustrebenden Monitoring-Prozesses der Energiewende einzubetten.

Sicherstellung der demokratischen Legitimation

445. Eine derart große gesellschaftliche Herausforderung wie die Energiewende erfordert eine sehr enge Begleitung durch wissenschaftliche Analysen und durch einen offen und transparent ausgestalteten **öffentlichen Diskurs**. Die politische Steuerung dieser Aufgabe ist daher eng durch einen Monitoring-Prozess zu begleiten, der als Aufgaben die umfassende Analyse und die objektive Bewertung der Entwicklungen sowie die Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen zur Anpassung an veränderte Gegebenheiten hat. Mit der ab dem Jahr 2012 vorgesehenen jährlichen wissenschaftlichen Begleitung ist die Bundesregierung hier grundsätzlich auf dem richtigen Weg.

Integraler Bestandteil dieser Analyse muss die Einordnung der Entwicklung der Strompreise und der Investitionsentscheidungen der privaten Akteure sein. Zwar dürfte es schwer sein, die **Preissteigerungen** in einem globalen Umfeld steigender Kosten für Energierohstoffe kausal dem Atomausstieg und der Energiewende zuzuordnen. Welche Steigerungen der Energiepreise von welcher Branche zu verkraften sein werden, ohne dass diese im Wettbewerb ins Hintertreffen gerät, ist ebenfalls pauschal nicht zu beantworten. Nichtsdestoweniger ist die Betrachtung der Strompreisentwicklung und deren Auswirkungen für eine mögliche Anpassung des Prozesses an die wirtschaftlichen Gegebenheiten und mithin für die fortlaufende Akzeptanz der Energiewende unabdingbar.

446. Von zentraler Bedeutung in einer umfassenden Strategie zur Energiewende ist die transparente **Aufklärung** der Öffentlichkeit um die mit dieser Weichenstellung verbundenen Zusammenhänge. Damit ist nicht nur die Bildungspolitik mit der verstärkten Vermittlung technologischer und naturwissenschaftlicher Erkenntnisse angesprochen. Zur demokratischen Legitimation der Energiewende sind darüber hinaus die Politik und die Sozial- und Wirtschaftswissenschaften gefordert. Insbesondere ist die Frage der alternativen Verwendungen volkswirtschaftlicher Ressourcen als **Opportunitätskosten** der Energiewende offen zu diskutieren, sonst könnte die aktuell für sie vorhandene Akzeptanz wieder verlorengehen.

In diesem Sinne sind die Vorschläge der Ethik-Kommission zu unterstützen, den anstehenden Umsetzungsprozess der Energiewende durch die Einrichtung einer zentralen Stelle zur Organisation des gesellschaftlichen Diskurses zu begleiten (Ethik-Kommission). Nur wenn es gelingen wird, eine hinreichende demokratische Teilhabe an Planungsprozessen, etwa für die benötigten Netze und Speicher, aber auch für den künftigen Bau fossiler Kraftwerke, zu gewährleisten, kann eine fortlaufende gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende erwartet werden.

Eine andere Meinung

447. Ein Mitglied des Rates, Peter Bofinger, kann sich dem in diesem Kapitel entwickelten Vorschlag, die Förderung erneuerbarer Energien von der für das EEG konstitutiven Preissteuerung auf eine Mengensteuerung umzustellen, nicht anschließen. Die folgenden Ausführungen halten sich im Wesentlichen an Bergek (2010) sowie Bergek und Jacobsson (2010).

Wie von der Mehrheit zutreffend festgestellt wird, besteht das **Grundproblem der Mengensteuerung** darin, dass tendenziell nur Technologien gefördert werden, die bereits marktreif sind (Ziffern 435 ff.). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Preis der Zertifikate durch die teuerste Energieform bestimmt wird, die erforderlich ist, um die Quote zu erfüllen (marginale Technologie). Es werden damit erhebliche Potenziale für Renten der Anbieter geschaffen, die zu Beginn eines solches Systems mit etablierten Technologien an den Markt gehen können. Je mehr es aufgrund der Ausbauziele erforderlich ist, die Quoten anzuheben, um Anbieter mit höheren Kosten (zum Beispiel Offshore Windenergie) in den Markt zu bringen, desto höher werden die Renten der sub-marginalen Anbieter mit reifen Technologien. Konkret werden diese Renten bestimmt vom Umfang der Quote, dem Potenzial der billigeren Technologien und den Kostenunterschieden zwischen den unterschiedlichen Technologien.

Die Mengensteuerung führt somit zu Anreizen, die ordnungspolitisch fraglich sind. Prämiert werden nicht die Innovatoren, die noch relativ unreife Technologien entwickeln und anwenden, sondern die Investoren, die auf etablierte Technologien setzen.

Da die Mehrheit weder die Preis- noch die Mengenförderung als technologiepolitisches Instrument einsetzen will, setzt sie auf eine Technologieförderung, die über eine „flankierende Innovations- und Technologiepolitik“ geleistet werden soll. Dabei bleibt unerwähnt, dass es mit dem EEG – neben den in diesem Kapitel immer wieder angesprochenen Problemen bei der Photovoltaik – sehr erfolgreich gelungen ist, für deutsche Unternehmen eine führende Stellung auf dem **Markt für Windkraftanlagen** zu erzielen. Während der deutsche Markt im Jahr 2009 lediglich 6 vH des Weltmarkts ausmachte, betrug der Umsatz der Hersteller von Windkraftanlagen in Deutschland 17,5 vH des weltweiten Umsatzes, die Exportquote lag bei 75 vH.

Bergek und Jacobsson (2010) führen dies darauf zurück, dass die Politik neue Technologien erfolgreich fördern kann, indem sie geschützte Märkte („nursing markets“ und „bridging markets“) etabliert. Diese schaffen für die Anbieter von Investitionsgütern einen Anreiz, in eine neue Industrie einzutreten und Ressourcen für die Produkt-, Prozess- und Marktentwicklung einzusetzen. Das deutsche EEG wird von den Autoren als ein erfolgreicher Beitrag zur Schaffung eines „**Brückenmarktes**“ angesehen. Ohne eine solche Förderung entstehe eine Lücke zwischen der reinen Grundlagenforschung, die auch Demonstrations- und Pilotprojekte einschlieÙe, und der Förderung durch ein Quotensystem, das primär reife Technologien begünstige.

Somit besteht bei der von der Mehrheit präferierten Kombination aus Mengensteuerung und primär technologieneutraler Grundlagenforschung nicht nur die Gefahr, dass Deutschland seine führende Stellung als Anbieter neuer Technologien im Energiebereich verliert, sondern dass es mit einer Erhöhung der Quoten zugleich zu steigenden Renten für die Anbieter etablierter Technologien kommt, die am Ende von den Stromverbrauchern zu bezahlen sind.

Die Skepsis gegenüber der Mengensteuerung bedeutet nicht, dass es im EEG nicht weitere Spielräume für die Senkung der Vergütungssätze insbesondere bei der Photovoltaik gibt.

Wenig überzeugend ist auch die Argumentation der Mehrheit, wonach es aus ökonomischer Sicht grundsätzlich zu hinterfragen sei, ob von einer zusätzlichen Förderung der erneuerbaren Energien ein **Beitrag zum Klimaschutz** geleistet werden könne, wenn durch den EU-ETS bereits eine verbindliche Obergrenze für Treibhausgase etabliert sei (Ziffer 415). Dem ist zum einen entgegenzuhalten, dass die dadurch erzielte **Verteuerung des Stroms** aus fossilen Energien in den meisten Fällen **unzureichend** ist, um die Wirtschaftlichkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten (Kemfert und Diekmann, 2009). Zum anderen wird völlig außer Acht gelassen, dass es möglich und auch politisch geboten ist, den Emissionshandel und die Förderung erneuerbarer Energien **sinnvoll aufeinander abzustimmen**. Dabei ist nicht auszuschließen, dass die Emissionsminderung durch erneuerbare Energien bei der Festsetzung der Obergrenze für Emissionen nicht angemessen antizipiert wird.

Literatur

- Bergek, A. (2010) *The pitfalls of green innovation policy: the case of green certificates*. Discussion paper for the 6CP Workshop: Exploring the green paradigm, in Utrecht 15 November 2010.
- Kemfert, C. und J. Diekmann (2009) *Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel: wir brauchen beides*, Wochenbericht, 76; (11), 169-174.
- Soweit die Meinung dieses Ratsmitglieds.

Literatur

- Amundsen, E. S., F. M. Baldursson und J. B. Mortensen (2006) *Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets*, Environmental and Resource Economics, 35, 259-287.
- Andor, M., K. Flinkerbusch, M. Janssen, B. Liebau und M. Wobben (2010) *Negative Strompreise und der Vorrang erneuerbarer Energien*, 34, 91-99.
- BDEW (2010) *Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*.
- Bergek, A. und S. Jacobsson (2010) *Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008*, Energy Policy, 38; (3), 1255-1271.
- Bundesnetzagentur (2011) *Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes*.
- Deutsche Energie-Agentur (2005) *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*.
- (2010) *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*.
- Deutscher Bundestag (2011) *Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz - Stellungnahme der Bundesnetzagentur*.
- EWI/GWS/Prognos (2011) *Energieszenarien 2011*.
- Ellersdorfer, I., M. Hundt, N. Sun und A. Voß (2008) *Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes*.
- energvis energy advisors (2011) *Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung*.
- Erdmann, G., M. Fischeck, C. von Hirschhausen und O. Hohmeyer (2010) *Dringender Appell zur Rettung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes seitens deutscher Energiewissenschaftler - Pressemitteilung vom 15.12.2010*.
- Espey, J. A. und M. Espey (2004) *Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities*, Journal of Agricultural and Applied Economics, 1; (36), 65-81.
- Feld, L. P., K. A. Konrad und M. Thum (2011) *Umdenken in der Klimapolitik nach dem Gipfel von Cancun*, ifo Schnelldienst (5), 8-11.

- Frondel, M., J. Peters und C. Vance (2008) *Identifying the Rebound: Evidence from a German Household Panel*, *The Energy Journal*, 29; (4), 145-164.
- Frondel, M., N. Ritter, N. Moore und C. Schmidt (2011) *Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise für private Haushalte*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 35, 195-207.
- Frontier Economics (2011) *Study on market design for a renewable quota scheme, A final report prepared for Energie-Nederland*.
- Grösche, P. und C. Schröder (2011) *Eliciting public support for greening the electricity mix using random parameter techniques*, *Energy Economics*, 33; (2), 363-370.
- IER (2011) *Auswirkungen veränderter Laufzeiten für Kernkraftwerke in Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2035*.
- IER/RWI/ZEW (2010) *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009*.
- Kondziella, H., B. Müller und T. Bruckner (2011) *Preisdeterminanten des Stromgroßhandels in Frankreich. Eine modellgestützte Analyse*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-011-0052-2> (Stand: 22.06.2011).
- Lang, V. (1999) *Die Regulierung der deutschen Stromwirtschaft: Eine föderalismustheoretische Analyse*, Frankfurt am Main: Lang, Peter.
- Lange, A. und C. Vogt (2001) *Cooperation in International Environmental Negotiations due to a Preference for Equity*, *Journal for Public Economics*, 87, 2949-2967.
- Menanteau, P., D. Finon und M.-L. Lamy (2003) *Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*, *Energy Policy*, 31; (8), 799-812.
- Monopolkommission (2008) *Sondergutachten 49. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*, 1. Aufl., Nomos.
- (2011) *Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*, 1. Aufl., Nomos.
- Oikonomou, V. und L. Mundaca (2008) *Tradable white certificate schemes: what can we learn from tradable green certificate schemes?*, *Energy Efficiency*, 1; (3), 211-232.
- PIK und Universität Leipzig (2011) *Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland*.
- Roques, F., C. Hiroux und M. Saguan (2010) *Optimal Wind Power Deployment in Europe – a Portfolio Approach*, *Energy Policy*, 38; (7), 3245-3256.
- Simmons, B., E. Atukeren und C. Busch (2011) *Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage*.
- Small, K. A. und K. V. Dender (2007) *Fuel Efficiency and Motor Vehicle Travel: The Declining Rebound Effect*, *The Energy Journal*, 28; (1), 25-52.
- Tol, R. S. J. (2010) *The Economic Impact of Climate Change*, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 11; (1), 13-37.
- Verhaegen, K., L. Meeus und R. Belmans (2009) *Towards an international tradable green certificate system – The challenging example of Belgium*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13; (1), 208-215.

- West, S. E. (2004) *Distributional effects of alternative vehicle pollution control policies*, Journal of Public Economics, 88 (3-4), 735-757.
- Wirl, F. (1997) *The Economics of Conservation Programs*, London: Kluwer Academic Publishers.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2004) *Zur Förderung erneuerbarer Energien*, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Dokumentation, Nr. 534.
- Wolter, D. und E. Reuter (2005) *Preis- und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft: Von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Einrichtung einer Strombörse*, 1. Aufl., Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.