

## Energie, Klimaschutz und nachhaltige Mobilität – Warum Deutschland ein Energieministerium braucht

von Claudia Kemfert

**Zusammenfassung:** Die Energieversorgung muss klimaschonend, sicher, aber auch bezahlbar sein. Fossile Energien allen voran Öl und später auch Gas werden knapper und teurer. Die fossile Ressource Kohle steht uns zwar noch sehr lange zur Verfügung, die Verbrennung verursacht jedoch klimafährliche Treibhausgase. Wenn wir Klimaschutz wirklich ernst nehmen, muss das Energie- und Mobilitätssystem umgebaut werden: Die Kohletechnologie muss umweltschonend werden, die erneuerbaren Energien müssen ausgebaut werden, wir müssen viel mehr Energie einsparen und verstärkt Wärme und Stromproduktion gleichzeitig produzieren und nutzen sowie klimaschonende Antriebsstoffe und -techniken einsetzen. Es ist ein langer Weg zu gehen, den wir heute beginnen müssen.

Wichtig ist, dass die Politik die Weichen hin zu einer energieeffizienten, nachhaltigen und klimaschonenden Wirtschaftswelt ebnet. Die erneuerbaren Energien müssen weiterhin gefördert werden, es sollten finanzielle Anreize zum Energiesparen geschaffen werden. Insbesondere im Gebäudebereich liegen ungeahnte Energieeinsparpotentiale. Durch gezielte finanzielle Förderung, Steuerersparnisse und verbesserte Möglichkeiten der Kostenüberwälzung für Immobilienbesitzer können hier die richtigen Signale gesetzt werden. Auch im Bereich Mobilität gibt es viel zu verbessern: Schienenverkehr und ÖPNV müssen stärker unterstützt werden, der Flugverkehr in den Emissionshandel aufgenommen werden, und die deutsche Autobranche muss zukunftsfähig gemacht werden.

**Summary:** The energy supply needs to be CO<sub>2</sub> free, save and affordable. Fossil fuels especially oil but also gas will become more scarce and expensive. The fossil energy source coal will last much longer. If we would however burn all the coal we find, the level of greenhouse gases would raise steeply. If we take climate protection seriously, the energy and mobility system needs to be completely changed. Coal power plants must become more climate friendly, renewable energy must be used more intensively. In addition, we need to save more energy and produce electricity and heating together via Combined Heat and Power Plants (CHPs) and develop and apply alternative fuels and sustainable mobility concepts.

Very important is that the policy develops a road map towards an energy efficient, sustainable and climate friendly economy. Renewable energy needs to be promoted and energy saving needs financial incentives. Especially the energy savings potentials of buildings are huge. Financial incentives for estate owner can be improved by tax savings, by direct financial support and better options to shift costs towards renters. Also in the area of mobility many things can be improved: public transportation and rail traffic needs to be better supported, emissions trading need to cover air transportation and the German car manufacturing needs to become sustainable.

JEL Classifications: Q43, Q 48, Q 56, Q 58

Keywords: Energy policy and climate policy in Germany, energy security, climate protection

## 1 Einleitung

Die Energieversorgung soll sicher, klimaschonend, aber vor allem auch bezahlbar sein. Alle drei Ziele – Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschutz und Versorgungssicherheit – sollen gleichrangig erfüllt werden. Insbesondere stellt sich die Frage, ob ohne Atomkraft die Klimaziele kosteneffizient umgesetzt werden können und welche Rolle die Steinkohle und Braunkohle in der Zukunft spielen sollen. Die Bürger Deutschlands protestieren seit langem gegen die Stromerzeugung aus der Kernenergie, zunehmend steigt jedoch auch die Ablehnung gegen Kohlekraftwerke, aber auch gegen erneuerbare Energien, insbesondere Windparks, sowie gegen die Einrichtung von Energieinfrastruktur, insbesondere Stromleitungsnetze. Die zunehmende Ablehnung der Kohle wird an den zahlreichen Bürgerprotesten in nahezu allen Teilen der Bundesrepublik Deutschland deutlich. Auch scheint die Akzeptanz in Deutschland zu schwinden, die bei der Verbrennung von Kohle entstandenen Treibhausgase unterirdisch einzulagern (Carbon Capture and Storage).

Wie soll dann aber künftig der Strom sicher, klimafreundlich und bezahlbar hergestellt werden? Knapp 80 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland wird derzeit aus Kohle- und Atomkraftwerken gewonnen. Die erneuerbaren Energien wachsen stetig und können sicher bis zum Jahre 2020 einen Anteil von über 25 Prozent an der deutschen Stromerzeugung erreichen. Zudem wird im Zuge extrem hoher Energiepreise auch das Energiesparen sehr stark an Bedeutung gewinnen. Der Ersatz von Kohle- und Atomkraftwerken durch Gaskraftwerke würde zwar die mögliche Lücke schnell füllen, allerdings stiege somit die Abhängigkeit nach Gasimporten deutlich. Zudem ist der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt – und der wird in der Zukunft voraussichtlich wieder stark ansteigen. Aus diesem Grund ist der Handlungsdruck der Politik elementar. Das Ziel sollte eine CO<sub>2</sub>-freie, sichere und bezahlbare Energieversorgung sein: Dieses Ziel kann erreicht werden durch einen deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz, zudem sollten die Kohlekraftwerke CO<sub>2</sub>-ärmer werden. Um dies sicherzustellen, sollten die sicheren Atomkraftwerke länger laufen und gleichzeitig der Anteil der Gelder in die Energieforschung deutlich erhöht werden.

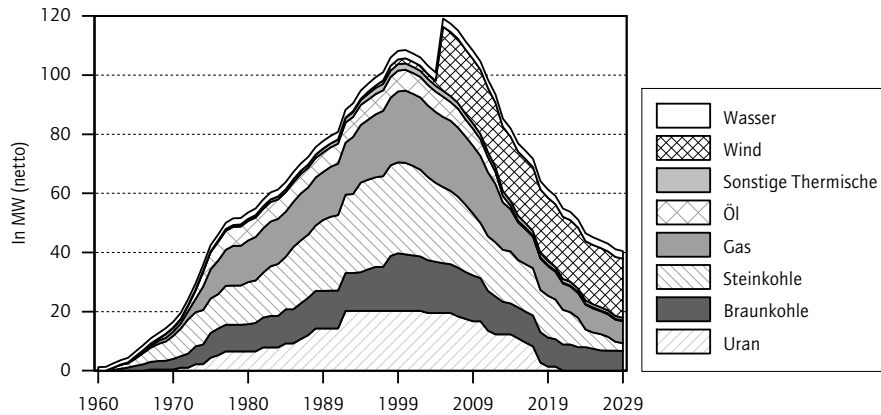
Deutschland braucht ein Energieministerium, um alle konträren und konfliktären Ziele und Sichtweisen zu bündeln, um dann eine „Energiepolitik aus einem Guss“ auf den Weg zu bringen. Um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, muss notfalls die Regulierungsbehörde und die Politik sich über Bürgerentscheidungen und kommunale Ziele hinwegsetzen können.

## 2 Die Stromerzeugung in Deutschland – Heute und morgen

In Deutschland stehen im Zuge des Alterungsprozesses und aufgrund des Atomenergieausstiegsbeschlusses bis zum Jahre 2020 in der Stromerzeugung umfangreiche Neuinvestitionen an. In Deutschland beruht die Stromerzeugung gegenwärtig zum großen Teil auf Kernenergie und Stein- und Braunkohle (Abbildung 1). Die deutsche Energiepolitik hat zusammen mit der Energiewirtschaft im Jahre 2002 beschlossen, aus der Atomenergie auszusteigen. Die Laufzeit aller bestehenden Atomanlagen wird nach diesem Beschluss auf 32 Jahre beschränkt. Das Atomenergieausstiegsgesetz bewirkt, dass bis zum Jahre 2021 alle 17 der derzeitigen in Betrieb befindlichen Kernenergiekraftwerke vom Netz gehen werden. Allein durch die Abschaltung der Atomkraftwerke müssen bis 2021 Ersatzinves-

Abbildung 1

### Struktur der Kraftwerksparks in Deutschland seit 1960 – sogenannte „Sterbekurve“ des deutschen Kraftwerksparks



Quelle: Kemfert und Traber (2008).

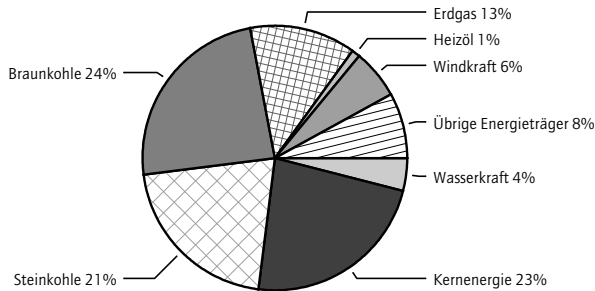
tionen für etwa 20 GW Stromerzeugung geleistet werden. Die Atomkraftwerke in Obrigheim und Stade sind in den Jahren 2002 und 2004 bereits abgeschaltet worden.

Bis zum Jahre 2020 wird ein Ersatzbedarf von circa 40 GW an Kraftwerksleistung notwendig sein (Kemfert 2007b). Aufgrund des Ausstiegs aus der Atomkraft und dem altersbedingten Ausscheiden zahlreicher Kohlekraftwerke stellt sich die dringende Frage, wie künftig in Deutschland der Strom hergestellt werden soll. Die Bundesnetzagentur warnt seit einiger Zeit davor, dass zu wenig in Kraftwerke und in die Infrastruktur investiert wird (Bundesnetzagentur 2008a und Bundesnetzagentur 2008b). Eine Studie der Deutschen Energie-Agentur (Dena) hat festgestellt, dass eine „Stromlücke“ möglich wäre, das heißt ein Engpass in der deutschen Stromerzeugung, der nicht durch Stromimporte ausgeglichen werden kann (Dena 2008). Da aus Altersgründen knapp die Hälfte der Kohlekraftwerke im kommenden Jahrzehnt vom Netz geht, kann nur eine Laufzeitverlängerung sicherer Kernkraftwerke einen möglichen Engpass in der Stromversorgung vermeiden. Dies bedeutet, dass die Verlängerung der Laufzeiten sicherer Kernkraftwerke sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der Infrastruktur verbunden mit Energieeffizienzverbesserungen, den Neubau von Kohlekraftwerken weitestgehend überflüssig macht. Das „Fenster der Möglichkeiten“ (sogenanntes „Window of Opportunities“) schließt sich allerdings schon sehr bald. Der Energiesektor ist wie kein Zweiter von dem Gesetz der Größe geprägt, da er sehr kapitalintensiv ist. Zudem ist es ein „träger“ Sektor, da von der Investitionsentscheidung bis zum Bau und Inbetriebnahme eines Kraftwerks oder Netzes oftmals über zehn Jahre vergehen können.

Wie sollte sich somit die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland künftig aufteilen? Zunächst sollte der Anteil der erneuerbaren Energien weiter deutlich steigen, zudem deutlich mehr Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt werden. Die Förderung der erneuerbaren Energien mittels des erneuerbaren Energien-Gesetzes (EEG) ist richtig und sollte solange fortgesetzt werden, bis sich die Technik selbst am Markt behaupten kann. Der Vorteil des EEG ist ja gerade die Einbeziehung der Kostendegression, das heißt der Be-

Abbildung 2

## Struktur der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2008



Quelle: BMWI (2009).

rücksichtigung von Lernkurveneffekten beziehungsweise Kostendegressionspotentialen. Zudem wird insbesondere aufgrund der sehr hohen Preise für Öl und Gas zum einen die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energie schneller erreicht werden können und zum anderen vor allem das Energiesparen immer bedeutsamer. Allerdings stellt sich die Frage, mit welchen Technologien circa 40 MW Stromerzeugung, die derzeit aus Atomkraft- und Kohlekraftwerken gewonnen werden, erzielt werden können. Der Ersatz von Kohle- und Atomkraftwerken durch Gaskraftwerke würde zwar die mögliche Lücke schnell füllen, allerdings stiege somit die Abhängigkeit nach Gasimporten deutlich. Zudem wird der Gaspreis aufgrund des fehlenden Wettbewerbs deutlich ansteigen. Allerdings sind Gaskraftwerke, insbesondere als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, dennoch wirtschaftlich attraktiv: Sie erfüllen die Ziele der Versorgungssicherheit, des Klimaschutzes und der Wirtschaftlichkeit vergleichsweise gut. Denn KWK-Gaskraftwerke können zeitlich flexibel eingesetzt werden und sind daher in der Kombination mit erneuerbaren Energien besonders attraktiv. Zudem produzieren sie relativ wenig klimaschädliche Treibhausgase. In der Übergangszeit hin zu einer vollständigen Nutzung erneuerbarer Energien können KWK-Gaskraftwerke eine wichtige Brückenfunktion einnehmen und den Neubau von Kohlekraftwerken überflüssig werden lassen.

Die Kohlekraftwerke produzieren einen hohen Anteil an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es bestünde allerdings die Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Deponierung (CCS), wodurch die Nutzung von Kohlekraftwerken weiterhin ermöglicht werden könnte. Das sogenannte „CO<sub>2</sub>-freie Kraftwerk“<sup>1</sup> mittels Kohlenstoffsequestrierung, das heißt die Abscheidung des Kohlendioxids bei der Entstehung ist ebenso kostenintensiv und verursacht, nach derzeitigem Kenntnisstand, erhebliche Energieeffizienzverluste.<sup>2</sup> Dies würde den Einsatz der Kohlekraftwerke wiederum verteuern (Kemfert 2007a). Zudem ist sowohl die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abscheidung als auch die Endlagerung bisher wenig erforscht. Diese Ungewissheiten machen die sichere Bereitstellung bereits im Jahre 2020 eher fraglich.

<sup>1</sup> „CO<sub>2</sub>-freies“ Kraftwerk ist als Bezeichnung insofern irreführend, als dass es technisch schwer möglich sein wird, das gesamte CO<sub>2</sub> abzuscheiden und einzulagern, daher ist der Begriff „CO<sub>2</sub>-armes Kraftwerk“ richtiger.

<sup>2</sup> Der WBGU veranschlagt Zusatzkosten durch CCS von 100–250 US-Dollar pro Tonne CO<sub>2</sub>, siehe WBGU (2003: 94–98). Optimistischere Schätzungen gehen von einem Abscheidungspreis in Höhe von 30 US-Dollar bis zu 60 US-Dollar pro Tonne Kohlenstoff aus, siehe IPCC (2005).

### 3 Die Klimaschutzpolitik – Ein Anfang ist gemacht

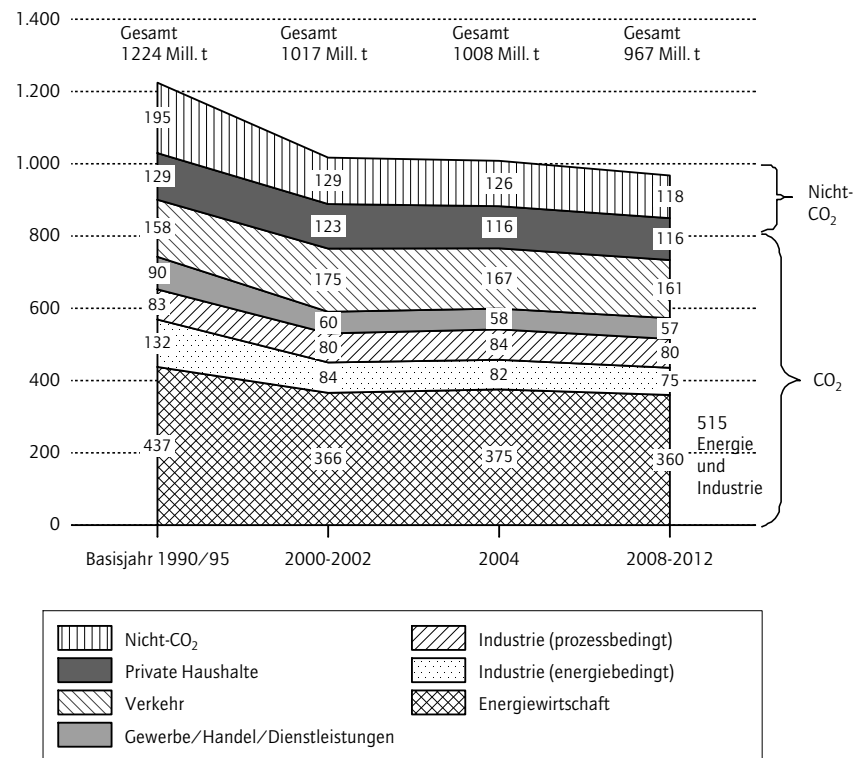
Die Treibhausgasemissionen entstehen in Deutschland zum größten Teil aus den Bereichen Energiewirtschaft und Verkehr. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Kraftwerke sind vornehmlich abhängig vom eingesetzten Brennstoff und den erreichbaren Wirkungsgraden bei der Energieumwandlung der Anlagen. Die Stromerzeugung in Deutschland hat sich seit Anfang der 90er Jahre leicht erhöht. Dennoch sank der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Herstellung von Strom von 1991 bis 2002 um fast acht Prozent, und die spezifischen Emissionen (Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde) sind im gleichen Zeitraum sogar um rund 14 Prozent zurückgegangen. Dies ist in erster Linie auf den Ersatz von herkömmlicher Steinkohle durch Gas- und Kernkraftwerke sowie durch Windkraftanlagen zurückzuführen. Zudem wurde der Kraftwerkspark im ostdeutschen Raum erneuert, sodass durch Energieeffizienzverbesserungen deutliche Emissionsminderungen zu verzeichnen waren.

Die Verbrennung von Braunkohle verursacht die vergleichsweise höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aufgrund des nach wie vor hohen Stein- und Braunkohleanteils an der Stromerzeugung ist Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern eines der CO<sub>2</sub>-emissionsstärksten Länder. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke, die derzeit mit rund neun

Abbildung 3

#### Treibhausgasemissionen nach Sektoren

In Millionen CO<sub>2</sub>-Äquivalente



Quelle: BMU (2006).

Prozent zur Stromerzeugung in Deutschland beitragen, verursachen erheblich weniger klimaschädliche Treibhausgase. Die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weist einen hohen Gesamtausnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs auf, da sie für die Stromerzeugung anfallende Abwärme für Heizzwecke zur Verfügung stellen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie verursacht hingegen unmittelbar keine klimagefährlichen Treibhausgase, birgt jedoch viele andere Umweltrisiken bei Betrieb und Endlagerung.

Deutschland hat sich im Zuge der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die klimarelevanten Treibhausgasemissionen um insgesamt 21 Prozent, gemessen an dem Niveau von 1990 bis zum Zeitraum von 2008–2012, zu verringern. Allerdings hat Deutschland – im Gegensatz zu vielen anderen europäischen Ländern – Emissionsminderungen von bis zu 21 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 bereits erreicht (Environmental Agency 2009).

#### 4 Mehr Wettbewerb auf Strom- und Gasmarkt notwendig

Deutschland hat den Strommarkt im Jahre 1998, im Gegensatz zu einigen anderen europäischen Ländern, vollständig geöffnet. Einzelne EU-Staaten haben in sehr unterschiedlicher Weise und zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Energiemärkte für den Wettbewerb geöffnet (Tabelle 1). Frankreich zum Beispiel oder einige osteuropäische Länder haben ihren Markt erst sehr spät dem Wettbewerb ausgesetzt. Zwar hat Deutschland den Markt vollständig liberalisiert, aber wenig für wirklichen Wettbewerb getan. Die Politik hat große Unternehmensfusionen genehmigt und es versäumt, gleich zu Beginn der Marktöffnung eine Regulierungsbehörde einzurichten. So konnte im Zuge von Unternehmenszusammenschlüssen seit dem Jahre 1998 die Marktkonzentration deutlich ansteigen, derzeit dominieren vier große Anbieter den Markt. Derzeit wird knapp 80 Prozent der gesamten Stromerzeugung von vier großen Energieunternehmen hergestellt. Der Großteil des deutschen Stromhandels findet auf bilateraler Ebene statt, nur ein kleinerer Teil (circa 17 Prozent) wird über die Börse (EEX) abgewickelt. Die Europäische Kommission fordert seit einiger Zeit mehr Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt. Erst seit dem Jahre 2006 kontrolliert die Regulierungsbehörde in Deutschland die Durchleitungsentgelte und kann somit zumindest verhindern, dass durch marktmissbräuchliches Verhalten der Zugang zum Stromnetz behindert wird. Zwei Unternehmen, E.ON und RWE, haben nach Meinung der Kartellbehörde und der EU-Kommission eine marktbeherrschende Stellung inne. E.ON hat sich verpflichtet, Teile seiner Kraftwerkskapazitäten zu veräußern sowie das Netz in eine Netzgesellschaft abzugeben. RWE hat sich verpflichtet sein Gasnetz verkaufen.

Das Strommarkt-Monopoly geht währenddessen in die nächste Runde: der deutsche Konzern RWE kauft den niederländischen Energiekonzern Essent, EnBW steigt bei EWE ein, der französische Energieriese Electricité de France (EdF) steigt mit großen Anteilen bei British Energy mit ein, der italienische Energieriese Enel kauft den spanischen Energiekonzern Endesa – nun kauft der schwedische Konzern Vattenfall den verbleibenden niederländischen Gasanbieter Nuon – und damit entstehen immer neue Riesen – der Wettbewerb auf dem Energiemarkt schafft Monopole. Denn gerade in einem unkontrollierten Energiemarkt werden sich aufgrund der Finanzstärke insbesondere die großen Energieanbieter durchsetzen. Am Ende bleiben nur noch ganz große Energiekonzerne übrig, die nicht wirklich einen Wettbewerbsmarkt bilden können.

Tabelle 1

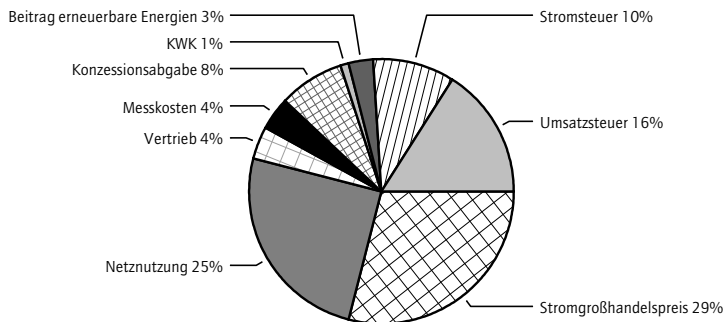
**Kennzahlen zur Marktöffnung des europäischen Strommarktes**

	<b>Grad der Marktöffnung in Prozent</b>	<b>Marktöffnung</b>	<b>Hauptanbieter</b>	<b>Marktanteil der Hauptanbieter in Prozent</b>	<b>Anteil Konsumenten, die Lieferanten wechselten in Prozent</b>
Österreich	100	2003	EVN, Verbund, Wiener Stadtwerke	68	5–10
Belgien	100	2007	Electrabel	97	5–10
Bulgarien	100	2007	NEK (Natsionalna Elektrieska Kompania)	~95	NA
Zypern	30,2 (gesch.)	bis 2013			NA
Tschech.Rep.	100	2006	Ceské Energetické Závody	52	1–4
Dänemark	90	2003	SK Power Company	75	3–15
Estland	13	2007	Estonia Energy Ltd (Eesti Energia)	100	0
Finnland	100	1997	Fortrum, Ivo Group	54	30
Frankreich	69	2007	EDF	98	5–10
Deutschland	100	1999	E.On, EnBW, RWE, Vattenfall	80	10–20
Griechenland	70	2007	AEH (public company)	100	0
Ungarn	67	2007	MVM Hungarian Power Companies Ltd (Magyar Villamos Művek)	35	NA
Irland	100	2007	ESB	97	30
Italien	73	2006	Elettrogen, Enel	79	Weniger als 5
Lettland	NA	2007	Latvenergo	100	NA
Litauen	NA	2007	Ignalinos Atomine Elektrine, Lietuvos Energija AB (LEN), UAB Vilniaus Energija	75	NA
Luxemburg	84	2007	Cegetel	90	1–11
Malta	0	geöffnet			NA
Niederlande	100	2003	Essent, Nea	64	10–20
Norwegen	100	1998	Statkraft SF, Sira-Kvina-Kraftselkap, Oslo Lysverker	55	NA
Polen	80	2007	BOT (Belchatow, Opole and Turow), PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), PKE (Południowy Koncern Energetyczny)	62	1–16
Portugal	100	2006	EDP	85	Weniger als 5
Rumänien	83,5	2007	Hidroelectrica SA (13,2 TWh), Nuclear-electrica SA (5,5 TWh), (public companies)	~95	NA
Slowakei	80	2007	Slovenské Elektrarne (SE)	85	0
Slowenien	75	2007	Holding Slovenske Elektrarne (HSE)	75	Weniger als 2
Spanien	100	2003	Endesa, Hidroelectrica del Cantabrico, Iberdrola, Union Fenosa	79	5–20
Schweden	100	1998	Sydskraft, Vattenfall	77	9, 8
Großbritannien	100	1998	British Energy, Innogy, Powergen, Scottish und Southern Energy, Scottish Power	44	80

Quelle: EU Kommission (2008).

Abbildung 4

### Zusammensetzung des Strompreises im Jahr 2008



Quelle: BBEW (2008).

Die Liberalisierung des deutschen Stromsektors im Jahre 1998 hatte bis ins Jahr 2000 einen Preisrückgang, bedingt durch verstärkten Wettbewerb, zur Folge. Seitdem sind die Strompreise jedoch stark angestiegen. Der Strompreis setzt sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen (Abbildung 4). Neben den steuerlichen Abgaben die circa 26 Prozent des Strompreises ausmachen, kommen Kosten aus Erzeugung, Transport und Vertrieb hinzu (knapp 60 Prozent), acht Prozent auf die Konzessionsabgabe sowie Förderung der KWK und erneuerbarer Energien mit insgesamt fünf Prozent. Die Durchleitungsentgelte in Deutschland sind im europäischen Vergleich hoch. Aber auch die staatliche Belastung ist durch eine Erhöhung der Stromsteuer von 1998 bis 2003 gestiegen. Durch den eingeführten Emissionsrechtehandel werden zudem die Opportunitätskosten auf den Strompreis überwältigt, was den Anteil der Erzeugungskosten erhöht. Die von der Regulierungsbehörde erwirkten Reduktionen der Durchleitungsentgelte können jedoch leicht wieder durch preissteigernde, Faktoren wie beispielsweise einem weiteren Anstieg der Emissionszertifikatepreise überkompensiert werden. Auch eine weitere Förderung der erneuerbaren Energien wird sich preissteigernd auswirken, da die erhöhten Kosten von den Unternehmen auf den Strompreis überwältigt werden.

Die EU-Kommission wirft Deutschland seit einiger Zeit völlig unzureichenden Wettbewerb auf dem Strom-, aber auch auf dem Gasmarkt, vor und will die deutschen Konzerne zwingen, eigenständige Unternehmen für den Netzbetrieb und die Stromproduktion zu gründen. Rein wettbewerbstheoretisch wäre es völlig korrekt, das Netz von der Produktion zu trennen (sogenanntes „unbundling“; vergleiche Müsgens 2006, Ockenfels 2007, von Hirschhausen et al. 2007). Die Errichtung und Instandhaltung der Netze ist kapitalintensiv. Die Bundesnetzagentur überwacht überhöhte Renditen und hat bereits mehrfach eine Senkung der Netzentgelte angeordnet. Idealerweise sollte die Infrastruktur immer durch ein eigenes privatwirtschaftliches Unternehmen, einem eigenständigen Systembetreiber – einem sogenannten Independent System Operator (ISO) – oder dem Staat selbst betrieben werden (Joskow 2007, Harvey und Hogan 2002, Weber und Vogel 2007). Folglich würden die notwendigen Investitionen in die Infrastruktur getätigt werden, die Netzentgelte nicht zu hoch und damit nicht diskriminierend bleiben sowie ein Marktmissbrauch verhindert werden. Der Wunsch Brüssels, durch die Trennung von Netz und Produktion den Markt aufzubrechen und damit für mehr Wettbewerb zu sorgen, ist somit sehr verständlich. Die



beschlossene Regelung Brüssels für mehr Wettbewerb geht in die richtige Richtung<sup>3</sup> (EU-Kommission 2008): Die Chancen der Verbraucher werden gestärkt, leichter den Anbieter wechseln zu können, zudem werden die Länder aufgefordert, zumindest eine rechtliche Trennung von Netz und Produktion umzusetzen.

Der Energiekonzern (E.ON) hat akzeptiert, seine Netze an Dritte zu veräußern.<sup>4</sup> Vermutlich geschieht dies nicht ganz freiwillig, aber dennoch wird es den Strommarkt in Europa neu strukturieren. Der niederländische Netzbetreiber Tennet wird das E.ON-Netz erwerben. Zudem hat auch Vattenfall den Verkauf seines Stromnetzes angekündigt. Unabhängig vom Eigentum der Stromnetze ist die Regulierung entscheidend. Eine effektive Regulierung sichert den diskriminierungsfreien Netzzugang über die Kontrolle der Netzentgelte und die Qualität der Netze.

Um zügig verbesserten Wettbewerb auf dem Strommarkt zu erlangen, sind dringend die folgenden Schritte notwendig:

1. Die Netze in Deutschland und Europa müssen ausgebaut werden, um somit einen wirklichen Stromhandel zu ermöglichen und vor allem ausländischen Stromanbieter den Zugang nach Deutschland zu erleichtern.
2. Eine europäische Regulierungsbehörde muss die Kompetenzen der nationalen Regulierer stärken und gleiche Spielregeln für alle europäischen Länder einführen. Vor allem muss sie über die Qualität der Netze wachen, Marktmissbrauch durch ungerechtfertigte Netzentgelte verhindern und gegebenenfalls den Ausbau der Netze anweisen.
3. Eine Europäische Strombörse, an der ein Großteil des gesamten europäischen Stroms gehandelt wird, kann und muss die notwendige Transparenz schaffen.

Derzeit zeigt sich, dass sehr viele Strombörsen in Europa unterschiedliche Preise aufweisen, zudem wird gerade in Deutschland nur ein kleiner Teil des Stroms überhaupt an der Börse gehandelt, ein Großteil über bilaterale Verträge. Es ist allerdings ein Fehlgläubigkeit, anzunehmen, dass alleine mehr Wettbewerb eine Garantie für zukünftig niedrige Preise wäre. Marktpreise bedeuten nicht automatisch niedrige Preise. Marktpreise können durchaus steigen, wenn Kapazitäten knapp sind, die Nachfrage hoch ist oder Klimaschutz fossile Energie verteuert. Durch mehr Transparenz kann aber vor allem die Versorgungssicherheit erhöht werden und die Volkswirtschaften vor künstlich überhöhten Preisen – Oligopolpreisen – geschützt werden.

In Deutschland muss die Netzinfrastruktur deutlich verbessert werden, zum einen um den erhöhten Anteil erneuerbarer Energien zur Stromherstellung einzubinden und zum anderen um den Handel zwischen den europäischen Ländern zu verbessern und Engpässe künftig zu verhindern. Aufgrund des erhöhten Anteils erneuerbarer Energien wird die Stromerzeugung dezentraler, da sich die Erzeugungszentren verschieben. Es sollten somit möglichst viele Anbieter Strom einspeisen beziehungsweise neue Kraftwerke ans

<sup>3</sup> Siehe <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/622&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>, zugegriffen am 23.4.2009.

<sup>4</sup> E.ON ist seit längerem im Visier der EU-Behörden, Marktmissbrauch und Preisabsprachen getätigt zu haben. Der Verkauf der Netze ist vermutlich ein Zugeständnis, um Sanktionen wie Bußgelder oder Zwangsverkauf zu entgehen.

Netz angeschlossen werden können – Engpässe müssen beseitigt werden. Zudem sollte die bisherige Verschwendung von Regelenergie aufgrund von vier unterschiedlichen Regelenergiezonen drastisch vermindert werden. Eine einheitliche deutsche Netzinfrastruktur kann den Wettbewerb stärken, Synergieeffekte erschließen und den europäischen Energiehandel verbessern. Zudem werden Kosten durch die Verminderung der notwendigen Bereitstellung von Regelenergie gespart.

Da Deutschland keine eigenen Gasquellen besitzt, ist man vollständig auf Gasimporte angewiesen. Europa wie auch Deutschland importieren einen Großteil der Gaslieferungen aus Russland. Europa importiert ein Drittel, Deutschland 44 Prozent aller Gaslieferungen aus Russland. Da Russland die weltweit größten Gasvorkommen besitzt und Gas sowohl im Energie- als auch im Verkehrsbereich eine zentrale Rolle einnehmen wird, wird Russland der entscheidende Handelspartner für Deutschland, aber auch für Europa sein. Eine wichtige strategische Entscheidung zur Intensivierung der Handelsbeziehungen zwischen Deutschland und Russland auf dem Gasmarkt wurde jüngst durch den Bau einer neuen Gaspipeline durch die Ostsee manifestiert.<sup>5</sup> Die existierenden und genutzten Pipelines gehen durch osteuropäische Länder wie Polen und Ukraine.

Der Gasmarkt leidet aufgrund der Anbieterstruktur bisher an unvollständigem Wettbewerb durch zu wenig Wettbewerber und ungenügende Transportkapazität (Kemfert et al. 2008). Die Europäische Kommission hat in ihrem jüngsten Gutachten eingefordert, dies zu verbessern und somit den Wettbewerb zu erhöhen. Die Europäische Kommission drängt aus zwei Gründen auf mehr Wettbewerb: Die drei größten Gasanbieterunternehmen in Deutschland haben einen Marktanteil von circa 80 Prozent, was als eine marktbeherrschende Stellung anzusehen ist. Aufgrund eben dieser marktbeherrschenden Stellung einiger weniger Anbieter bekommen zu wenig neue Unternehmen die Möglichkeit, am deutschen Markt Gas anzubieten. Die Gründe liegen vor allem in der mangelnden Liquidität und den langfristigen Lieferverträgen – von bis zu 20 Jahren – zwischen Anbieter- und überregionalen Verteilerunternehmen. Die Kartellbehörde in Deutschland hat diese Lieferverträge bereits auf eine Laufzeit von zwei Jahren reduziert, um somit den Wettbewerb anzukurbeln. Zudem wird immer häufiger geprüft, ob die starken Gaspreiserhöhungen, die die Gasversorger mit gestiegenen Ölpreisen und Beschaffungskosten begründen, gerechtfertigt sind. Es ist prinzipiell die Frage zu stellen, ob die Ölpreisbindung, das heißt, die Entwicklung des Gaspreises ist an den Ölpreis gekoppelt, in Zeiten explodierender Ölpreise noch gerechtfertigt ist. Interessanterweise wurde eben diese Ölpreisbindung im Jahre 2009 temporär ausgesetzt, da es aufgrund von wirtschaftlicher Krise und gesteigertem Gasangebot zu einem Überschuss am Markt kam. Dieser Angebotsüberschuss bedeutet zunächst, dass am Markt mehr Gas zur Verfügung steht als nachgefragt wird, was in der Konsequenz zu sinkenden Preisen führt. Zudem wäre eine Entkoppelung ein Schritt in Richtung des dringend benötigten Wettbewerbs auf dem Gasmarkt, was wiederum die Aushöhlung der Ölpreisbindung verstärken würde.

Ob ein verstärkter Wettbewerb und eine Aufgabe der Gaspreisbindung an den Ölpreis aber tatsächlich zu verminderten Gaspreisen für die Endverbraucher führen werden, ist ungewiss. Denn die marktbeherrschende Stellung einiger Großanbieter wird auch weiterhin

<sup>5</sup> Deutschland und Russland haben im Jahre 2005 beschlossen, eine neue Gaspipeline, die St. Petersburg und Greifswald verbinden wird, zu bauen. Die Pipeline soll im Jahre 2010 fertig gestellt werden und soll circa vier Milliarden US-Dollar kosten. Die beteiligten Unternehmen sind Gazprom (52 Prozent), BASF-Wintershall (24 Prozent) und E.ON-Ruhrgas (24 Prozent).

bestehen bleiben. Die Aufgabe der Gaspreisbindung an den Ölpreis kann dazu führen, dass bei starken Nachfragesteigerungen oder Spekulationen – ähnlich wie beim Ölpreis- die Gaspreise explodieren. Nur mehr Wettbewerb auf dem Weltmarkt – durch einen verstärkten Liquefied Natural Gas (LNG) Handel – kann eine derart marktbeherrschende Stellung Russlands verhindern (Holz, von Hirschhausen und Kemfert 2009). Die deutsche Energiepolitik sollte daher einen verstärkten Wettbewerb zwischen den Anbieterunternehmen forcieren und dann die Ölpreisbindung aufheben.

## 5 Die Anforderungen an die Energie- und Klimaschutzpolitik in Deutschland sind vielschichtig

Die Förderung erneuerbarer Energien und der Emissionshandel sind wesentliche Elemente der europäischen und der nationalen Energie- und Klimapolitik. Auf europäischer Ebene ist im Rahmen des Pakets „Climate Action“ eine Richtlinie beschlossen worden, mit der bis 2020 ein Anteil erneuerbarer Energien von 20 Prozent am europäischen Energieverbrauch erreicht werden soll. Zugleich ist die Richtlinie für den Emissionshandel für die dritte Handelsperiode ab 2013 wesentlich überarbeitet worden, um bis 2020 die Treibhausgasemissionen in Europa um 20 beziehungsweise 30 Prozent vermindern. Dieses Paket muss von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden, in Deutschland insbesondere durch das Integrierte Energie- und Klimaprogramm.

In jüngster Zeit mehren sich allerdings Stimmen aus dem Kreis von Wirtschaftswissenschaftlern, die eine gezielte Förderung erneuerbarer Energien ablehnen. Dabei wird insbesondere die Auffassung vertreten, dass eine solche Förderung im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandel unwirksam oder sogar schädlich sei.

Dabei werden jedoch wichtige energie-, klima- und technologiepolitische Zusammenhänge außer Acht gelassen und aus vereinfachten Modellüberlegungen weitreichende wirtschafts- und umweltpolitische Schlussfolgerungen gezogen. Wenn zugleich unterschiedliche energie- und umweltpolitische Instrumente eingesetzt werden, dann müssen selbstverständlich auch deren Wechselwirkungen beachtet werden. Solche Analysen dürfen sich allerdings nicht auf statische Betrachtungen, isolierte Wirkungsanalysen und Vergleiche idealtypischer statt realer Politikoptionen beschränken (Diekmann und Kemfert 2009).

Erneuerbare Energien können grundsätzlich durch allgemeine Instrumente (Emissionshandel, Steuern) und durch spezielle, technologiebezogene Instrumente gefördert werden. Die allgemeinen Instrumente geben bisher aber nur geringe Impulse für erneuerbare Energien. Wenn zum Beispiel der Emissionshandel Strompreiseffekte von ein bis zwei Cent je kWh bewirkt, dann kann damit – ohne eine spezielle Förderung – in den meisten Fällen keine Wirtschaftlichkeit von Strom aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Die ökologische Steuerreform hat ab 1999 zwar tendenziell die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien etwa im Wärmebereich verbessert, nicht aber im Strombereich, wo der Regelsatz von 2,05 Cent je kWh auch auf Strom aus erneuerbaren Energien erhoben wird. Eine wirksame Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien besteht in Deutschland hingegen durch technologiespezifische Mindestvergütungen nach dem EEG. Dies gilt ähnlich auch in den meisten anderen Mitgliedstaaten. Der Handel mit Emissionsrechten kann theoretisch ein idealer Ansatz zur Verminderung von Emissionen sein, wenn eine entsprechende Ober-

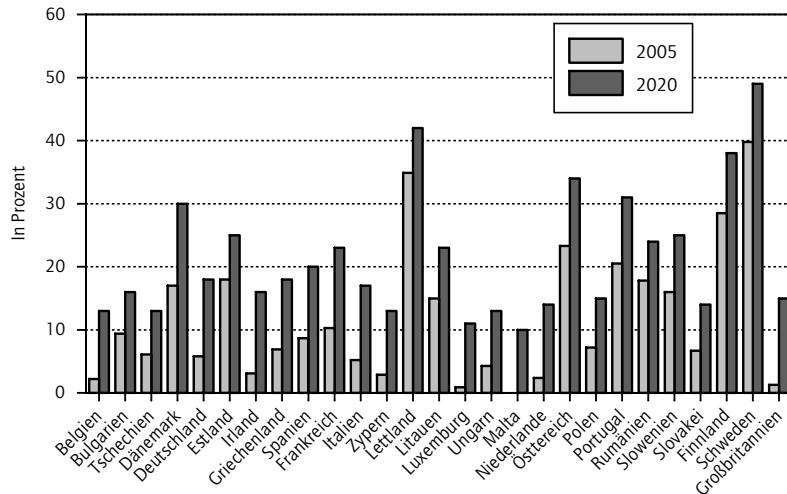
grenze (Cap) festgelegt wird, die Emissionsrechte unverzerrt verteilt und der Handel die notwendige Flexibilität ermöglicht. Folglich könnten sich die Grenzkosten der Emissionsverminderung regional, sektoral und zwischen einzelnen Emittenten ausgleichen, sodass die gesamten Vermeidungskosten minimiert werden. Das 2003 eingeführte europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) ist mittlerweile ein zentrales Element der europäischen Klimaschutzpolitik. Dieses System war bisher – insbesondere in der ersten Handelsperiode 2005–2007, aber auch noch in der laufenden zweiten Periode 2008–2012 – allerdings noch weit vom Idealmodell entfernt. Es beschränkt sich konzeptionell auf bestimmte Sektoren (Teile der Energiewirtschaft und der Industrie), Gase (im wesentlichen CO<sub>2</sub>) und regional auf Europa, sodass Abstimmungen mit nicht erfassten Bereichen erforderlich sind. Die Verteilung der Emissionsrechte durch Nationale Allokationspläne (NAP) führte (aufgrund politischer Prozesse, starkem Lobbyeinfluss und anfänglich unzureichender Datenbasis) zu komplexen Regelungen, verzerrten Anreizen und „großzügigen“ Obergrenzen. Dabei war eine ausreichende Konsistenz und Wirksamkeit des Systems nur durch nachträgliche Interventionen durch die Europäische Kommission zu erreichen. Nach der Überprüfung des Systems (ETS Review) sind deshalb für die 2013 beginnende dritte Handelsperiode gravierende Änderungen beschlossen worden (wie eine längere Handelsperiode, verstärkte Auktionierung, Festlegung eines EU-weiten Caps). Konsequenterweise ist dabei der Emissionshandel nicht isoliert betrachtet worden, sondern im Paket insbesondere mit einer Entscheidung zur Aufteilungen der Anstrengungen in den anderen (nicht vom ETS erfassten) Bereichen und der neu eingeführten Richtlinie zu erneuerbaren Energien. Mit dem Gesamtpaket sollen die Treibhausgasemissionen in Europa bis 2020 in Abhängigkeit von den internationalen Verhandlungen um 20 Prozent beziehungsweise 30 Prozent (gegenüber 1990) vermindert werden.

Die wesentliche Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Förderpolitik ergibt sich daraus, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fossile Energien substituiert und damit die Nachfrage von Kraftwerksbetreibern nach Emissionszertifikaten vermindert. Sofern nicht in gleichem Maße die Gesamtmenge an Emissionsrechten vermindert wird, kann dies zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Preisen und zu einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Handelsbereiche oder andere europäische Länder führen. Die Wirksamkeit des kombinierten Einsatzes von Emissionshandel und Förderpolitik könnte dadurch im Hinblick auf die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa erheblich beeinträchtigt werden. Dieser mögliche negative Interaktionseffekt wird bei einer Öffnung des Handelssystems etwa durch die Verknüpfung mit internationalen Gutschriftensystemen (zum Beispiel Clean Development Mechanism (CDM) des Kyotoabkommens) zwar vermindert (zu Lasten von Vermeidungsprojekten in anderen Ländern), aber nicht beseitigt. Auch in diesem Fall sollte die Cap-Höhe mit der Förderpolitik abgestimmt sein (Diekmann und Kemfert 2005).

Eine mangelnde Abstimmung zwischen Emissionshandel und Förderpolitik kann sich insbesondere dann (und insoweit) ergeben, wenn die Höhe der Emissionsminderung, die durch erneuerbare Energien bewirkt wird, bei der Cap-Festsetzung nicht richtig antizipiert wird. Selbst in diesem Fall wäre allerdings nicht die Schlussfolgerung gerechtfertigt, dass die Förderpolitik unwirksam sei (Kemfert 2007b sowie Kemfert und Diekmann 2006b). Mit gleichem Recht könnte man eine mangelnde Wirksamkeit des Emissionshandels beklagen (Kemfert 2007a). Bei einem kombinierten Instrumenteneinsatz helfen jedoch gegenseitige Schuldzuweisungen nicht weiter, sondern allein eine ausreichende Koordination der Instrumente, damit eine möglichst gute Gesamtwirkung erreicht wird. Dies gilt im Übrigen

Abbildung 5

### Anteil erneuerbarer Energien an Endenergie 2005 und 2020 – Vorschlag EU-Kommission



Quelle: EU-Kommission (2008).

ebenso für das Zusammenspiel des Emissionshandels mit politischen Maßnahmen, zum Beispiel zur Verminderung des Stromverbrauchs. Für die Bewertung der Förderpolitik ist es außerdem wichtig, dass die Gefahr einer unzureichenden Abstimmung zwischen Emissionshandel und der Förderung erneuerbarer Energien grundsätzlich unabhängig von der Art des Förderinstrumentes besteht und somit kein spezifischer Nachteil des deutschen EEG ist. So ist auch bei einem Quotensystem mit handelbaren grünen Zertifikaten wie in Großbritannien eine entsprechende Anrechnung der Emissionsminderung bei der Cap-Höhe erforderlich. Wie die dortigen Erfahrungen zeigen, sind die Prognoserisiken in einem solchen System auch nicht geringer als beim EEG.

Es wäre somit falsch, die Förderung erneuerbarer Energien jetzt auslaufen zu lassen (Kemfert 2007c). Im Gegenteil: Die Förderpolitik muss künftig engagiert fortgeführt und weiterentwickelt werden, damit erneuerbare Energien – zusammen mit einer Steigerung der Energieeffizienz – wirksam zu einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen können (Abbildung 5).

## 6 Fazit: Deutschland benötigt dringend eine einheitliche und langfristig ausgerichtete Energiepolitik- und ein Energieministerium

Der politische Instrumentenmix muss das Zieldreieck Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit im Auge haben. Um dies zu erreichen, müssen heute konkrete und verbindliche Emissionsminderungsziele vorgeschrieben werden, zudem müssen die erneuerbaren Energien weiterhin gefördert werden. Eine Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke um weitere zehn Jahre kann die notwendige Zeit ge-

ben, erneuerbare Energien, aber auch eine umweltschonende Kohleverstromung (CCS) wettbewerbsfähig zu machen. Jedoch müssen die erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG weiterhin gefördert werden. Die CCS-Technologie muss weiter erforscht werden. Die Ausgaben zur Erforschung innovativer, CO<sub>2</sub>-freier Energietechniken sowie alternativer Antriebstechniken und nachhaltiger Mobilität sollten drastisch erhöht werden. Auch im Bereich Mobilität gibt es viel zu verbessern: Schienenverkehr und ÖPNV müssen stärker unterstützt werden, der Flugverkehr muss in den Emissionshandel aufgenommen werden, und die deutsche Autobranche muss zukunftsfähig gemacht werden. Die bisherige Politik verliert sich allerdings in zu vielen unterschiedlichen Interessen. Deutschland benötigt ein Energieministerium, das die Ziele der Versorgungssicherheit, des Klimaschutzes und der Wettbewerbsfähigkeit im Blick hat.

In Deutschland müssen aus Altersgründen und aus politischen Gründen umfangreiche Neuinvestitionen in Kraftwerke und in die Infrastruktur getätigt werden. Derzeit werden diese jedoch aus politischen Gründen und aufgrund von Bürgerprotesten reihenweise abgelehnt beziehungsweise zeitlich verschoben. Vor allem ist die derzeitige Energiepolitik von vielen unterschiedlichen Interessen geprägt, sowohl in den einzelnen Ministerien als auch in der Bevölkerung. Derzeit werden nahezu alle neuen Investitionsprojekte in Kraftwerke oder Netze durch Bürgerproteste blockiert. Dies kann zu einer erheblichen Beeinträchtigung der Energieversorgungssicherheit in Deutschland führen. Deutschland steht vor einem Energieversorgungsproblem, wenn es nicht geschafft wird, die energiepolitischen Weichenstellungen so zu setzen, dass die Investitionen in Kraftwerke und Infrastruktur getätigt werden.

Da die Energiepolitik jedoch elementar ist und zudem sehr lange Zeiträume umspannt, müsste eine „Energiepolitik aus einem Guss“ langfristig ausgerichtet sein und zumindest einen roten Faden in der grundsätzlichen Ausgestaltung aufweisen. Eine einheitliche Energiepolitik wäre notwendig, um auch Planungssicherheit für Energiekonzerne und die grundlegende Strategie einer sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten. Eine Laufzeitverlängerung sollte jedoch nur umgesetzt werden, falls ein verbindliches Abkommen regelt, dass verstärkt Geld in den Ausbau der Netzinfrastruktur, der erneuerbaren Energien sowie einer nachhaltigen Energieversorgung investiert wird. Aus diesem Grund wäre es notwendig, ein Energieministerium zu schaffen, das die Ziele bündelt und eine langfristige Energiepolitik auf den Weg bringt, die die drei Ziele Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit gleichrangig erfüllt.

## Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2008a): Jahresbericht 2007, 29.2.2008. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2008b): Bericht gemäß § 64 Abs. 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands – und der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. 8.1.2008, Bonn.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). 12.3.2008, Berlin.
- Diekmann, J. und C. Kemfert (2009): Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar. *Wochenbericht des DIW Berlin*, 72 (29), 439–449.

- EU Kommission (2008): Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Report on Progress in Creating the Internal gas and Electricity market. Brüssel.
- EU Kommission (2007): Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament – Eine Energiepolitik für Europa, 10.1.2007. Brüssel.
- EU Kommission (2008): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: 20 20 by 2020- Europe's climate change opportunity. 10.1.2008. Brüssel.
- Harvey, S. und W. Hogan (2002): *Market Power and Market Simulations*. Cambridge, MA.
- Hirschhausen, Ch. von, H. Weigt und G. Zachmann (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Gutachten im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK).
- Holz, F., C. von Hirschhausen und C. Kemfert (2009): Perspectives of the European Natural Gas Markets Until 2025. *The Energy Journal*, 30, 137–150.
- Joskow, P. (2007): *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. The new energy paradigm*. Oxford, Oxford University Press.
- Kemfert, C. (2007a): Versteigern statt Verschenken! Warum es sinnvoll ist, eine vollständige Versteigerung der Emissionsrechte anzustreben. *Zeitschrift für angewandte Umweltforschung*, 18 (1), 9–17.
- Kemfert, C. (2007b): The European Electricity and climate policy: Complement or substitute? *Environment and Planning, C 25*, 1, 115–130.
- Kemfert, C. (2007c): Ein Zehn-Punkte-Plan für eine nachhaltige Energiepolitik in Deutschland. *Gaia*, 16 (1), 16–21.
- Kemfert, C. und J. Diekmann (2006a): Europäischer Emissionshandel – Auf dem Weg zu einem effizienten Klimaschutzinstrument. *Wochenbericht des DIW Berlin*, 73 (46), 661–669.
- Kemfert, C. und J. Diekmann (2006b): Perspektiven der Energiepolitik in Deutschland. *Wochenbericht des DIW Berlin*, 73 (3), 29–42.
- Kemfert, C. und J. Diekmann (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel: Wir brauchen beides. *Wochenbericht des DIW Berlin*, 76 (11), 169–174.
- Kemfert, C., F. Holz und Ch. von Hirschhausen (2008): A Strategic Model of European Gas Supply. *Energy Economics, Energy Economics*, 30, 766–788.
- Kemfert, C. und T. Traber (2008): Strommarkt: Engpässe im Netz verhindern Wettbewerb, *Wochenbericht des DIW Berlin*, 75, (15), 178–183.
- Lise, W., V. Linderhof, O. Kuik, C. Kemfert, R. Östling und T. Heinzow (2006): A Game Theoretic Model of the Northwestern European Electricity Market: Market Power and the Environment. *Energy Policy*, 34 (15), 2123–2136.
- Müsgens, G. (2006) Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, 54 (4), 471–498.
- Ockenfels, A. (2007): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 9, 12–29.
- Weber, C. und P. Vogel (2007): Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft – Welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 4*, 20–24.