



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Nachhaltige Energiepolitik



für eine zukunftsfähige Energieversorgung

Energiebericht

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
Referat Öffentlichkeitsarbeit, 11019 Berlin

Bestelladresse

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit/Versand
Postfach 30 02 65
53182 Bonn

Bestellfax: 02 28/42 23-462

Internet: www.bmwi.de

Redaktion

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Konzeption und Umsetzung

Ahrens & Behrent

Agentur für Kommunikation GmbH, Berlin

Grafische Gestaltung und Produktion

Fürcho Gestaltung GmbH, Berlin, Dencks

Bildredaktion

Jörg Küster

Druck

Möller Druck, Berlin

Stand

Oktober 2001

Der Umwelt zuliebe gedruckt auf Recyclingpapier

Nachhaltige Energiepolitik

für eine zukunftsfähige Energieversorgung

Energiebericht

Inhalt

Vorwort	6
I. Einleitung	8
1. Was will dieser Bericht?	8
2. Die Herausforderungen	8
3. Die Strategien	11
4. Der rechtliche Rahmen	12
5. Aufbau des Berichts und Hinweise für den Leser	12
II. Was man über die deutschen Energiemärkte wissen sollte – Ein Überblick	14
III. Die Weichen neu stellen – Schwerpunkte der Energiepolitik 1998 bis 2002 im Überblick	18
1. Ausgangssituation	18
2. Schwerpunkte	20
IV. Beschlossene energiepolitische Maßnahmen	22
1. Energieeinsparung	22
2. Ökologischer Umbau	27
3. Förderung erneuerbarer Energien	29
4. Energieforschung	30
5. Chancengleichheit in Europa	32
6. Kernenergieausstieg	34
7. Energiestandort Deutschland	34
8. Internationale Zusammenarbeit	37
V. Die Energieversorgung Deutschlands in 2020: Zwei Pfade und ihre Folgen	38
1. Szenarienrechnungen als Hilfsmittel der Politik	38
2. Die Ergebnisse der Szenarien im Überblick	40
3. Die einzelnen Energiemärkte im Lichte der Szenarien	44
3.1 Der Strommarkt in 2020	44
3.2 Der Wärmemarkt in 2020	47
3.3 Der Markt für Prozessenergie in 2020	48
3.4 Energieeinsatz im Verkehr in 2020	49

VI. Die deutsche Energiepolitik am Scheideweg?	52
1. Die Risiken.....	53
2. Die Chancen.....	56
VII. Nachhaltige Energiepolitik – Langfristige Handlungsorientierungen.....	58
1. Energieeffizienz.....	60
2. Angebots- und Nachfrageorientierung.....	62
3. Technologische Innovationen	63
4. Markt und Politik	64
5. Energiestandort Deutschland.....	66
6. Minderung von Importrisiken	67
7. Internationale Zusammenarbeit.....	68
8. Internationaler Klimaschutz.....	69
9. Zeitdimension	71
Anhang A – Die Energiemärkte heute und 2020 im Einzelnen	72
1. Energiemärkte in Deutschland.....	72
2. Europäische und internationale Energiemärkte	80
3. Die Wettbewerbssituation auf den europäischen Energiemärkten	84
Anhang B – Hintergrund, Fakten, Glossar.....	90
Anlagen.....	90
Glossar	102
1. Begriffliche Erläuterungen.....	102
2. Einheiten und Umrechnungsfaktoren.....	106
3. Vorsätze und Vorsatzzeichen	106
4. Länderkennzeichnungen	106
5. Abkürzungsverzeichnis	107
Grafiken- und Tabellenverzeichnis.....	108
Bildnachweis	109

Liebe Leserin, lieber Leser,

Nachhaltige Energiepolitik muss drei Ziele gleichrangig verfolgen:

- Umweltverträglichkeit,
- Versorgungssicherheit und
- Wirtschaftlichkeit.

Ein Mehr bei einem Ziel bewirkt ein Weniger bei den anderen Zielen: Die Ziele stehen untereinander in Konkurrenz.

Energiepolitik muss also den optimalen Bereich in diesem magischen Zieldreieck definieren und anstreben.

Eines ist dabei von vornherein klar: Das Geschehen am Energiemarkt ist viel zu kurzfristig, als dass es Prämien hergäbe für die langfristigen Ziele Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Energiepolitik erfordert daher Eingriffe in den Markt, erfordert Marktsteuerung.

Wer das an sich kritisiert, hat Sinn und Zweck der Energiepolitik nicht verstanden. Importenergien sind häufig billiger als nationale Energie, fossile Energiequellen sind billiger als Sonnenenergie. Marktwirtschaftliche Energiepolitik bedeutet nicht mehr, aber auch nicht weniger, als den gesteuerten Wettbewerb am Energiemarkt so wirken zu lassen, dass auch die Ziele Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit möglichst kostengünstig verwirklicht werden.

Die energiepolitischen Weichenstellungen, die die Bundesregierung in dieser Legislaturperiode vorgenommen hat, zielen auf die Balance der energiepolitischen Ziele. Und dies mit Erfolg, denn im europäischen Vergleich schneidet die Energieversorgung Deutschlands hervorragend ab:

Bei der Effizienz des Energieeinsatzes liegt die deutsche Volkswirtschaft mit in der Spitzengruppe der OECD-Länder. Die Rate, mit der sich die Energieeffizienz in Deutschland verbessert hat, ist in den letzten Jahren doppelt so hoch gewesen wie im OECD-Durchschnitt. Die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung ist vorbildhaft in der EU. Deutschland hat mit 156 Mio. t mehr CO₂ eingespart als die EU in ihrer Gesamtheit mit 55 Mio. t. Auch in der Wettbewerbspolitik ist Deutschland Vorreiter. Der größte europäische Verbrauchermarkt auf dem Kontinent hat seine Märkte für die leitungsgebundenen Energien Strom und Gas zu 100 % geöffnet.

Die langfristige Programmatik dieser Bundesregierung steht fest. Der Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie ist dabei ein zentrales Element. Der mit der Stromwirtschaft vereinbarte langfristige Ausstiegspfad aus der Kernenergie-Stromerzeugung setzt Deutschland nicht unter kurzfristigen energiepolitischen Handlungsdruck, da der Großteil der Kernkraftwerke erst zwischen 2010 und 2020 stillgelegt wird und zu ersetzen ist. Für die mittlere Frist hat die neue Bundesregierung in Erfüllung der Verpflichtung der alten Bundesregierung, 25 % CO₂ im Jahre 2005 – bezogen auf 1990 – einzusparen, ein ehrgeiziges Klimaschutzprogramm verabschiedet. Es schließt die zahlreichen Lücken, die drohten, die Minderungsziele zu gefährden. In dessen Konsequenz wurden zahlreiche Steuerungselemente in Richtung Klimaschutz und Versorgungssicherheit für den Markt etabliert.

Vor diesem Hintergrund beleuchtet der Energiebericht im zweiten Teil, wie die Balance der energiepolitischen Ziele auch

nach der Entscheidung zum Ausstieg aus der Kernenergie in der langfristigen Perspektive aufrechtzuerhalten ist.

Hier stellt sich vor allem die Frage, wie viel Klimaschutz und wie viel Versorgungssicherheit soll die deutsche Energiepolitik für das Jahr 2020 langfristig konkret einplanen?

Bekanntlich hat die frühere Bundesregierung auch ein deutlich über die Verpflichtungen von Kyoto hinausgehendes CO₂-Einsparziel von 40 % gegenüber 1990 ins Gespräch gebracht.

Eine schlussendliche Antwort auf diese Frage steht noch aus; dieser Bericht zeigt, dass und warum diese Frage einer gleichermaßen ausführlichen wie sorgfältigen Erörterung bedarf. Er tut dieses anhand der Darstellung und der Diskussion konkreter Konsequenzen unterschiedlicher Handlungsvarianten innerhalb des magischen energiepolitischen Zieldreiecks.

Um der Diskussion eine numerische Basis zu geben, wertet der Energiebericht Analysen und Prognosen erfahrener Institute aus, die **mögliche** Entwicklungspfade der Energieversorgung aufzeigen und insbesondere die Erreichbarkeit und Konsequenzen sehr ehrgeiziger Klimaschutzziele in der Energiepolitik für das Jahr 2020 berechnen.

Derartige Szenarien bilden selbstverständlich nicht die Realität ab. Die Ergebnisse solcher Rechnungen werden immer stark von den Annahmen und verwendeten Modellen bestimmt. Sie sind aber gut geeignet, den Handlungsrahmen, der der Politik zur Verfügung steht, zu analysieren. Sie sind sozusagen »Probearbeiten«.

Einige wichtige Erkenntnisse seien hier vorweggenommen:

Sehr ehrgeizige Klimaschutzziele für das Jahr 2020 stehen in erheblichem Widerspruch zu den Zielen der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die Konsequenzen eines solchen Szenarios für Wirtschaftswachstum und Beschäftigung lassen sich zwar nicht exakt beziffern. Gravierende negative Rückwirkungen auf Wirtschaftswachstum und Beschäftigung müssen allerdings begründet befürchtet werden – jedenfalls solange die konkurrierenden Industrienationen nicht gleichermaßen ehrgeizige Ziele verbindlich verfolgen.

Bereits nur eines von vielen Beispielen aus den Institutsberechnungen macht die zu erörternde Problematik deutlich: Die Institute unterstellen bereits für die in diesem Energiebericht verwertete Energieprognose von PROGNOSE aus dem Jahre 1999 sehr viel höhere Ökosteuern, als die Bundesregierung für gesamtwirtschaftlich gerade noch vertretbar hält. Dennoch kommen sie im Hinblick auf Klimaschutzziele nur zu moderaten CO₂-Einsparungen. Nebenbei bemerkt ist dies ein Beispiel auch dafür, dass ich als Wirtschaftsminister nicht alle Prämissen der Institutsberechnungen teilen kann. Gleichwohl begrüße ich die Berechnungen als wertvollen Diskussionsanstoß.

Sehr ehrgeizige nationale Klimaschutzziele für 2020 bedeuten auch, dass Deutschland sich weitgehend von der Nutzung der heimischen Kohlequellen zu verabschieden hätte, was diametral dem Ziel der Versorgungssicherheit widerspräche. Auch dieser Aspekt zeigt, bevor ein detailliertes deutsches langfristiges Energieprogramm bis



2020 zu Papier gebracht wird, muss ein vernünftiges, allseits akzeptiertes Gleichgewicht im energiepolitischen Dreieck »Versorgungssicherheit«, »Umweltverträglichkeit« und »Wirtschaftlichkeit« vereinbart werden.

Bis dahin und parallel dazu bleiben genügend energiepolitisch bedeutsame Aufgaben für die mittlere Frist zu erledigen, namentlich die stete Verbesserung des Wettbewerbs auf unseren Strom- und Gasmärkten sowie die Sicherung des Energiestandortes Deutschland durch Verwirklichung der Chancengleichheit auf dem europäischen Energiemarkt.

Um einem denkbaren Missverständnis vorzubeugen: Die energiepolitische Diskussion, die dieser Bericht anstoßen will, bedeutet ausdrücklich keinen Abschied von Klimaschutzzielen. Klimaschutzfortschritte bleiben dringend notwendig – aber sie kann es nur geben, wenn die gesamtwirtschaftliche Entwicklung nicht gerade durch zu ehrgeizige nationale Klimaziele geschwächt wird.

Es ist grundsätzlich eine sehr positive und fortschrittliche Tatsache, dass Klimaschutzziele in unserer Gesellschaft Konsens finden. Wenn er stabil bleiben soll, muss er allerdings auch den Konsens über die Kosten einer entsprechenden Energiepolitik einschließen.

Um international zu mehr Klimaschutz zu kommen, bedarf es einzelner nationaler Vorreiter. Auf Dauer jedoch muss es auch zu internationalen Fortschritten kommen, damit nicht die Gefahr entsteht, dass Vorreiter zu Einzelgängern werden.

Herluf Wanner

I. Einleitung



1. Was will dieser Bericht?

Der Energiebericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie informiert über die Schwerpunkte der Energiepolitik der Bundesregierung 1998 bis 2002 und hat das Ziel aufzuzeigen, wie sich Bereitstellung

und Nutzung von Energie in Deutschland langfristig entwickeln könnten. Er stellt auf Basis von Modellrechnungen die Konsequenzen des Kernenergieersatzes in der Stromerzeugung dar und untersucht die Auswir-

kungen von unterschiedlichen klimapolitischen Rahmensetzungen in Deutschland. Der untersuchte Zeithorizont reicht bis in das Jahr 2020.

2. Die Herausforderungen

Energiepolitik, Wirtschaft und Verbraucher stehen im neuen Jahrhundert vor besonderen Herausforderungen:

► **Energiemärkte in Europa integrieren und steigende Importabhängigkeit bewältigen**

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union (EU)

ist eine energiewirtschaftliche und energiepolitische »Zäsur«. Marktwirtschaftliches Denken löst Versorgungsdenken ab. Kosten und Preise der Energiebereitstellung rücken in den Mittelpunkt der Betrachtungen. Im Interesse der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Energiewirtschaft, aber auch im Interesse der Energie-

verbraucher ist eine wechselseitige Öffnung der Energiemärkte der Mitgliedstaaten notwendig.

Deutschland muss zudem die Auswirkungen einer in Zukunft steigenden Importabhängigkeit von Energiere Ressourcen bewältigen. Die Nachfragesteigerung auf den



Weltmärkten, aber auch die Marktöffnung bei Strom und Gas können diesen Trend verstärken. Bedingt durch Preisschwankungen bei den Importenergien Öl und Gas sind zusätzliche Preisrisiken für die Volkswirtschaften in Deutschland und Europa zu erwarten.

► Ehrgeizige Klimaschutzziele verfolgen

Der Umwelt- und Klimaschutz hat einen gegenüber früheren Jahren noch höheren Stellenwert erhalten – bedingt durch den weltweiten Anstieg der CO₂-Emissionen und anderer treibhausrelevanter Spurengase. Dieses globale Problem verlangt internationales Handeln. Auf dem Klima-

gipfel 1997 in Kioto haben sich die Industrieländer daher auf verbindliche Ziele zur Verminderung dieser Gase verständigt.

Deutschland hat im Rahmen der Verteilung der Lasten zwischen den EU-Staaten eine feste Verpflichtung übernommen. Die Treibhausgasemissionen sollen in Deutschland bis zum Zeitraum 2008/2012 um 21 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden.

Darüber hinaus verfolgt die Bundesregierung auf nationaler Ebene das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2005 um 25 % gegenüber 1990 zu vermindern. Das zur Erreichung dieses Zieles notwendige Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom Oktober 2000 (*siehe Anlage 1, Seite 90 ff.*) formuliert Maßnahmen, die deutliche Umstellungen in Energieversorgung und -verbrauch vorsehen.

Ehrgeizige, in der internationalen Klimaschutzpolitik verankerte nationale Anstrengungen sind im Interesse der Umwelt auch über das Jahr 2012 hinaus geboten.

► Kernenergie ersetzen

Die Bundesregierung und die Eigentümer der Kernkraftwerke haben sich darauf verständigt, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland schrittweise und geordnet zu beenden (*siehe Anlage 2, Seite 93*). Mit dieser Vereinbarung über eine entschädigungsfreie Restnutzung der Anlagen wird ein politischer Streit befriedet, der in den vergangenen Jahren die energiepolitische Diskussion gelähmt hat. Parallel dazu sind auch durch ökonomische Entscheidungen die Weichen für eine Energieversorgung ohne Kernenergie gestellt worden. Seit

etwa 20 Jahren wurde kein Kernkraftwerk mehr bestellt oder geplant.

Diese Entwicklung ist mit der anderer Industrieländer wie Schweden, Belgien, Niederlande, Spanien oder der Schweiz vergleichbar. Für Europa insgesamt wird bis zum Jahr 2020 von einem Rückgang der Kernenergie von heute 34 % auf 22 % in der Stromerzeugung ausgegangen.

In Deutschland trägt die Kernenergie derzeit zu mehr als 30 % zur Stromerzeugung bei. Insbesondere ab 2010 wird der schrittweise Ersatz der Kernenergie dazu führen, dass sich die Zusammensetzung der Energieträgerbasis (Kohle, Gas etc.) in der Stromerzeugung voraussichtlich zugunsten von Gas verändert.

Energiepolitisches Handeln muss darüber hinaus:

► Den Erwartungen von Verbrauchern und Wirtschaft gerecht werden

Wirtschaft und Verbraucher erwarten neben einer umweltverträglichen eine sichere und preisgünstige Energieversorgung. Wettbewerbsfähige Preise und jederzeit verfügbare Energie und Energiedienstleistungen, z. B. für Raumwärme, für Mobilität, für den Betrieb von Computern oder für industrielle Prozesswärme, sind in den hochindustriellen Staaten selbstverständlich geworden. Wird diese Selbstverständlichkeit in Frage gestellt, drohen ökonomische und politische Verwerfungen quer durch Wirtschaft und Gesellschaft.

Die Energieunternehmen in Deutschland streben außerdem Wachstum auf den Märkten in Europa und sichere Arbeits-



Energiedialog 2000

plätze für ihre Arbeitnehmer an. Neue Wettbewerber in Deutschland sind auf faire und diskriminierungsfreie Bedingungen für den Marktzugang angewiesen.

► **Das energiepolitische Zieldreieck gleichrangig beachten**

Zukunftsorientierte Energieversorgung setzt am Leitbild der Nachhaltigkeit an. Nachhaltig ist eine Energiepolitik dann, wenn sie die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gleichrangig verwirklicht.

Versorgungssicherheit bedeutet, für die Energienachfrage ein ausreichendes An-

gebot an Energieträgern sicherzustellen. Wirtschaftlichkeit meint eine effiziente Energiebereitstellung und -nutzung, die die Volkswirtschaft möglichst wenig belastet. Unter Umweltverträglichkeit wird die schonende Nutzung der natürlichen Ressourcen und somit eine geringe Umweltbelastung verstanden.

Der »Energiedialog 2000« hat dazu festgestellt (*siehe Anlage 3, Seite 93*):

► **Eine zukunftsfähige Energieversorgung in Deutschland sollte von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen werden.**

► **Eine deutliche Veränderung des Energiemixes ist notwendig. Sie ist allerdings nur schrittweise möglich und erfordert Zeit.**

► **Der Markt sorgt für effiziente Versorgungs- und Dienstleistungsstrukturen. Wenn allerdings Marktergebnisse nicht den energie-, wirtschafts- und umweltpolitischen Zielen entsprechen, ist eine regulierende Funktion der Politik erforderlich. Wenn Lösungen der Wirtschaft staatlich gesetzte Kriterien erfüllen, sind staatliche Regelungen entbehrlich.**

3. Die Strategien

Den energiepolitischen Zielen lassen sich grundsätzlich folgende Strategien zuordnen:

	Versorgungssicherheit	Wirtschaftlichkeit	Umweltverträglichkeit
Strategien	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Einheimische Ressourcen stärken und ausbauen ▶ Importrisiken mildern (u. a. Diversifizierung)/ Importe langfristig sichern ▶ Energie sparsamer und rationeller nutzen (auch durch neue Technologien) ▶ Technische Sicherheit der Leitungsnetze wahren 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Kostengünstige und effiziente Energiebereitstellung für Industrie und Verbraucher schaffen ▶ Energieerzeugungsstandort Deutschland sichern ▶ Unternehmen der deutschen Energiebranche Chancen auf Auslandsmärkten öffnen 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Umweltbelastende durch umweltschonende Energieträger ersetzen, insbesondere zur Erreichung der Klimaschutzziele (vor allem erneuerbare Energien) ▶ Energie sparsamer und rationeller nutzen (auch durch neue Technologien) ▶ Externe Kosten internalisieren

Grundsätzlich mit allen Zieldimensionen verträglich ist eine Senkung des Energieverbrauchs; hier kommt es auf das Maß an. Nicht alle Strategien der Energiepolitik sind allerdings ohne weiteres miteinander vereinbar, weil Ziele auch in Konkurrenz zueinander stehen:

▶ Versorgungssicherheit versus Wirtschaftlichkeit

Billige Importe nutzen einerseits dem Verbraucher, steigern andererseits aber die Importabhängigkeit. Umgekehrt erhöhen sich die Kosten der Energieversorgung, wenn heimische Energieträger, wie z. B. Kohle oder erneuerbare Energien, finanziell gefördert werden.

▶ Wirtschaftlichkeit versus Umweltverträglichkeit

Die Investitionsbedingungen und die Beschäftigungssituation am Standort Deutschland verschlechtern sich einerseits durch im internationalen Vergleich einseitig hohe Umweltstandards und Energiesteuern. Andererseits erhöht Energieverschwendung bei niedrigen Energiepreisen die Umweltbelastung.

▶ Umweltverträglichkeit versus Versorgungssicherheit

Wenn heimische Kohle durch importiertes, CO₂-ärmeres Erdgas ersetzt wird, steigt die Importabhängigkeit. Die Nutzung kohlenstoffreicher Energieträger (wie Kohle) erschwert andererseits den Klimaschutz.

Eine Energiepolitik, die das Prädikat »Nachhaltigkeit« verdient, wird sich daran messen

lassen müssen, inwieweit es ihr gelingt, den Strategiemix in Maß und Zeit so zu gestalten, dass das energiepolitische Ziel-dreieck optimiert, nicht aber ein Ziel zu Lasten eines anderen maximiert wird.

Mit der Vollendung des europäischen Binnenmarktes treten vor allem bei den leitungsgelassenen Energiemärkten wettbewerbliche Zielorientierungen in den Mittelpunkt, die die Energieversorgung in Deutschland einem massiven Strukturwandel unterwerfen.

Nicht unwahrscheinlich ist, dass sich dadurch Konkurrenzsituationen zwischen umweltpolitischen Notwendigkeiten einerseits und wettbewerbsfähigen Preisen oder Kosten der Energiebereitstellung andererseits verschärfen werden. Sicher ist jedoch, dass sie allein im nationalen Kontext immer seltener lösbar sind.



4. Der rechtliche Rahmen

Die Nationalstaaten und die Unternehmen bewegen sich bei der Verfolgung ihrer Strategien in einem zunehmend internationalen rechtlichen Umfeld. Hierzu gehören

EU-rechtliche Rahmenbedingungen (*siehe nachstehender Kasten*) und internationale Verpflichtungen (WTO (GATT/GATS)), der Energiecharta-Vertrag und das Internatio-

nale Energie-Programm (IEP) als rechtliche Grundlage der Internationalen Energie-Agentur (IEA).

EU-rechtliche Rahmenbedingungen für Energiepolitik und Energiewirtschaft

Binnenmarkt für Strom und Gas

Das Ziel des freien Verkehrs von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital im europäischen Binnenmarkt gilt auch für den Energiebereich. Die EU-Binnenmarkt-richtlinien für Strom und Gas schreiben vor, dass die Mitgliedstaaten ihre Märkte für Strom und Gas schrittweise dem Wettbewerb zwischen den Unternehmen öffnen. Dadurch sollen die erforderlichen Anreize zur Steigerung der Effizienz und zur Entwicklung innovativer Technologien im Energiesektor erreicht werden. Damit sollen die Standortbedingungen in den europäischen Mitgliedstaaten verbessert werden.

Wettbewerbsrecht

Das EU-Wettbewerbsrecht ermächtigt die Europäische Kommission, gegen wettbewerbsbeschränkende Absprachen, Diskriminierung im Markt und gegen den Missbrauch marktbeherrschender Stellungen einzelner Unternehmen vorzugehen. Die nationalen Bestimmungen der Mitgliedstaaten dürfen keine Handelshindernisse im gemeinsamen Markt schaffen und müssen den Wettbewerb auch bei öffentlichen Dienstleistungen wahren.

Beihilfenkontrolle

Innerhalb der EU gilt ein grundsätzliches Beihilfeverbot. Staatliche Beihilfen müssen von der Europäischen Kommission genehmigt werden. Sie hat darüber zu wachen, dass es durch staatliche Beihilfen nicht zu Wettbewerbsverzerrungen und Handels-hindernissen kommt. Die Kommission erlässt Leitlinien und Gemeinschaftsrahmen zur Anwendung der Beihilferegeln in solchen Fällen, in denen ein Ermessensspielraum gegeben ist (z. B. Umweltbeihilferahmen). Unter der Geltung des EU-Beihilferechts müssen auch künftig nationale Regelungen z. B. zur Gewährleistung eines Kernbestands an heimischen Energieträgern grundsätzlich möglich sein.

Umweltschutzzvorgaben

Energiepolitik und Energiewirtschaft müssen zunehmend Umweltschutzzvorgaben der EU beachten. Diese gelten insbesondere für die Errichtung und den Betrieb von Energieanlagen.

5. Aufbau des Berichts und Hinweise für den Leser

Teil II enthält einen Überblick über die Eckdaten und Charakteristika der deutschen Energiemärkte im europäischen Kontext. Eine ausführliche Darstellung befindet sich im **Anhang A**, der sich zum Nachschlagen eignet, wenn der Leser Datengrundlagen der Aussagen und Bewertungen genauer nachvollziehen will.

Teil III gibt einen Überblick über die Schwerpunkte der Energiepolitik von 1998 bis 2002.



Teil IV beschreibt, welche Schritte die Bundesregierung zugunsten einer nachhaltigen Energiebereitstellung und -nutzung im Einzelnen bereits beschlossen hat.

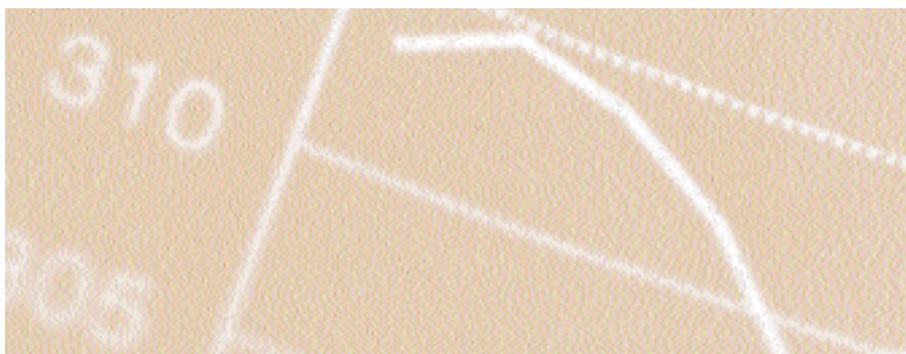
Teil V ist der Diskussion einzelner Elemente einer nachhaltigen Energiepolitik gewidmet. Basis sind zwei Szenarien mit dem Bezugsjahr 2020¹.

Szenario I widmet sich der Frage: »Was ist zu erwarten, wenn die aus Sicht der Gutachter absehbaren Entwicklungslinien für die Energiemärkte eintreffen?« Die Gutachter prognostizieren damit die aus ihrer Sicht wahrscheinlichste Entwicklung.

Szenario II geht dagegen umgekehrt vor. Fragestellung hier ist: »Wenn im Jahre 2020 rund 40 % des CO₂-Ausstoßes der Bundesrepublik vermieden sein sollen, was muss dann passiert sein?« Anhand dieser Zielvorgabe berechnen die Autoren dann die Maßnahmen, die erforderlich sind, und die Konsequenzen, die sich für die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland und für die Volkswirtschaft insgesamt ergeben.

Hinweise für die Interpretation der Daten sind im **Teil V.1** zu finden. Die Ergebnisse beider Szenarien werden in **Teil V.2** miteinander verglichen. Für einen Überblick über die Ergebnisse zu den Teilmärkten wird auf **Teil V.3** verwiesen.

Der Leser, der an zusätzlichem Datenmaterial interessiert ist, kann weitere Informationen aus dem Internet (www.bmwi.de) oder als BMWi-Dokumentation (Nr. 469 und Nr. 492) anfordern.



In **Teil VI** werden die Ergebnisse beider Szenarien anhand von Risiken und Chancen bewertet. Die wichtigste Erkenntnis sei hier vorweggenommen: Es gelingt nach dem in Szenario I beschriebenen Handlungspfad, dass die absoluten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 um 156 Mio. t unter dem Niveau von 1990 liegen. Dies entspricht einem prozentualen Rückgang von 16 %. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen des Kernenergieausstiegs in Höhe von bis zu 24 Mio. t pro Jahr bis 2010 und bis zu weiteren 74 Mio. t pro Jahr bis 2020 werden dadurch mehr als ausgeglichen. Trotz weiterem Wirtschaftswachstum werden die CO₂-Emissionen von 1999 bis 2020 nicht weiter steigen.

Die Zielvorgabe des Szenarios II erzwingt demgegenüber Energieeinsparungen weit über dem unterstellten Wirtschaftswachstum (1,9 % jährlich für den Zeitraum 1997 bis 2020). Darüber hinaus hat die Zielvorgabe eine massive Einschränkung der Kohlenutzung in der Stromerzeugung zur Folge, die parallel zum Kernenergieausstieg zu bewältigen wäre. Die Ergebnisse verdeutlichen das grundsätzliche Dilemma der zukünftigen Energiepolitik: Konkurrenzbeziehungen zwischen umweltpolitischen

Zielen einerseits und den Sicherheits- und Wirtschaftlichkeitsnotwendigkeiten andererseits werden zukünftig zunehmen. Das gilt vor allem, solange Deutschland in Europa alleiniger Vorreiter in der Klimaschutzpolitik bleibt.

Teil VII greift dieses Dilemma auf und versucht, den Handlungskorridor, der durch beide Szenarien aufgezeigt wird, in politische Schlussfolgerungen umzusetzen. Beschrieben werden Strategien einer zukünftigen Energiepolitik, die in jedem Fall verfolgt werden sollten, weil sie insgesamt keines der energiepolitischen Ziele zugunsten eines anderen vernachlässigen.

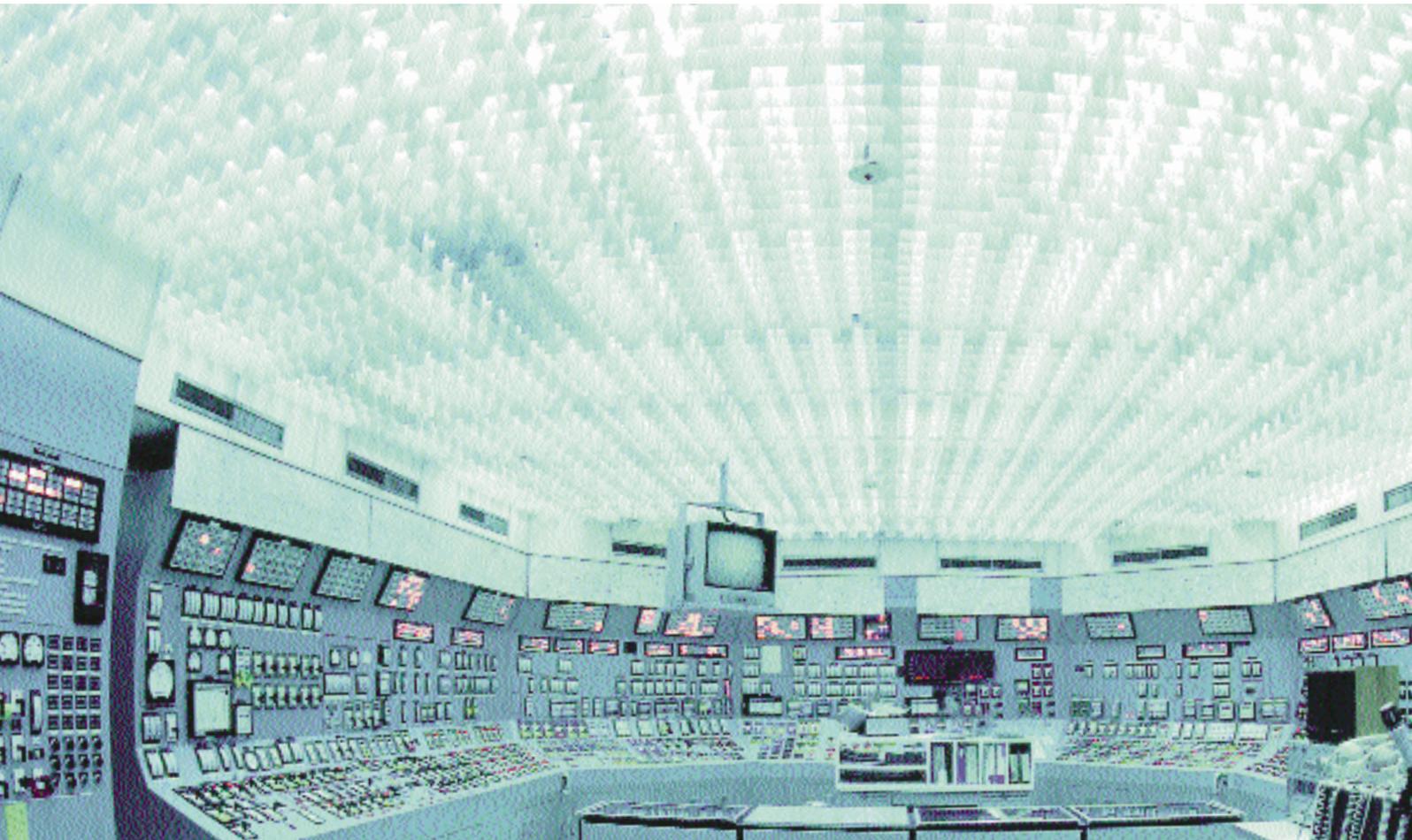
Anhang A enthält eine ausführliche Darstellung der deutschen und europäischen Energiemärkte als Ergänzung zu Kapitel II.

Anhang B liefert Hintergrundmaterial zu einzelnen Energiethemen.

¹ Szenario I: PROGNOS/EWI, Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Basel und Köln 1999; Szenario II: DIW/PROGNOS/EWI/BEI, Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40 %-Reduktionsszenarios, Berlin und Basel 2001

II. Was man über die deutschen Energiemärkte wissen sollte

Ein Überblick



Der deutsche Energiemarkt ist mit rund 14.200 Petajoule, 82 Mio. Einwohnern und einem Umsatz von geschätzt ca. 138 Mrd. € (270 Mrd. DM) der größte Verbrauchermarkt in der Europäischen Union – der Energieverbrauch stagniert jedoch seit vielen Jahren.

Trotz stetigem Wirtschaftswachstum ist der Energieverbrauch in Deutschland weitgehend konstant geblieben; seit Anfang der 90er Jahre ist er sogar leicht rückläufig. Tendenziell wird künftig ein weiterer Rückgang beim Primärenergieverbrauch erwartet.

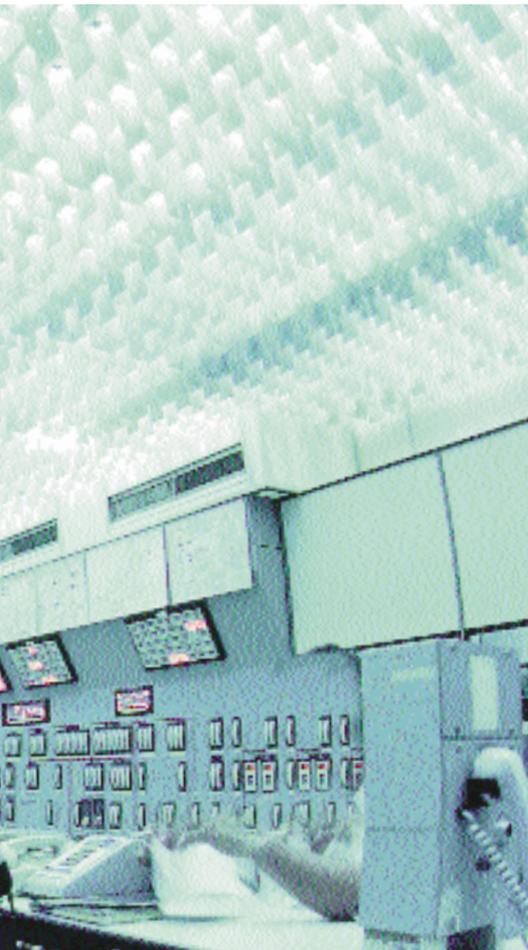
Hingegen ist weltweit von einem weiter wachsenden Energieverbrauch auszugehen. So erwartet die Internationale Energie-Agentur (IEA) durchschnittliche Wachstumsraten von rund 1 % pro Jahr in den Industrieländern bis 2020. Bei den Entwicklungsländern wird mit noch höheren Steigerungsraten gerechnet (z. B. China 3,4 % jährlich).

In Deutschland sind die CO₂-Emissionen von 1990 bis zum Jahr 1999 um rund 15 % gesunken, insbesondere wegen des tiefgreifenden Strukturwandels in den neuen

Bundesländern und der beständigen Reduzierung der Energieintensität der gesamten deutschen Volkswirtschaft.

Dagegen sind seit 1990 die Emissionen im übrigen Europa (EU-15 ohne Deutschland) um 4 % angestiegen. Damit ist Deutschland beim Klimaschutz Vorreiter innerhalb der EU.

Nach den vorliegenden Prognosen werden die CO₂-Emissionen bis 2020 weltweit voraussichtlich deutlich steigen. Dabei geht der Anteil der OECD-Länder – die derzeit rund



Alle Prognosen besagen, dass sich dieser Trend zur Entkopplung von Energieverbrauchsanstieg und Wirtschaftswachstum auch in Zukunft fortsetzt.

So erwartet die EU-Kommission für die 15 EU-Länder insgesamt eine Rückführung der Energieintensität von durchschnittlich 1,6 % pro Jahr (1995–2010) bzw. 1,4 % pro Jahr (2010–2020); für Deutschland werden auch in Zukunft überdurchschnittliche Reduktionsraten von 2,1 % pro Jahr (1995–2010) bzw. 1,7 % pro Jahr (2010–2020) prognostiziert.

Deutschland ist mit rund 60 % (1999) im Vergleich zu anderen EU-Ländern (EU-15: rund 50 %) bereits heute überdurchschnittlich energieimportabhängig. Von einem weiteren Ansteigen dieses Wertes ist auszugehen.

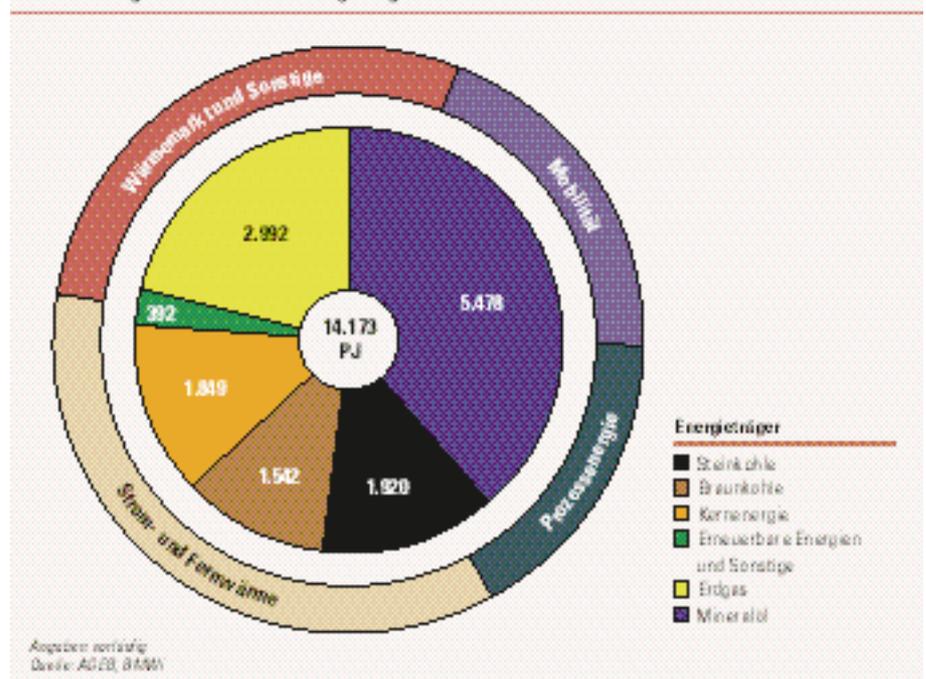
Fossile Energieträger (Gas, Kohle, Öl) sind weltweit das Rückgrat der Energieversorgung. Für die EU geht man auch künftig von einem zumindest stabilen Anteil dieser Energieträger aus. Bei der zu erwartenden rückläufigen europäischen Energieproduktion wird dies zu einem Anstieg der Importabhängigkeit der EU – insbesondere bei Gas – führen.

Mit steigender Nachfrage auf den Weltmärkten für Öl und Gas wachsen die Importrisiken, allerdings weniger in Form von mengenmäßigen Versorgungsstörungen als vielmehr wegen der Gefahr erheblicher Preisschwankungen. Bei einem anhaltenden Trend zu geringerer Lagerhaltung in der Industrie wird die Empfindlichkeit der Volkswirtschaften gegenüber den Entwicklungen auf den Importmärkten ansteigen.

die Hälfte der weltweiten CO₂-Emissionen verursachen – zurück, während der Anteil der Entwicklungsländer wächst.

Die deutsche Energieversorgung ist überdurchschnittlich effizient. Die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft (das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt) ist seit Jahren rückläufig. Mit einer Absenkungsrate von 1,9 % pro Jahr für den Zeitraum 1991 bis 2000 liegt Deutschland im internationalen Vergleich in der Spitzengruppe.

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Märkten 2000



Die Weltkohlenmärkte werden allerdings als relativ preisstabil eingeschätzt, obwohl auch der Weltkohlenhandel weiter wachsen wird. Die in der EU geförderte Steinkohle ist international nicht wettbewerbsfähig. Sie wird subventioniert, damit sie zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

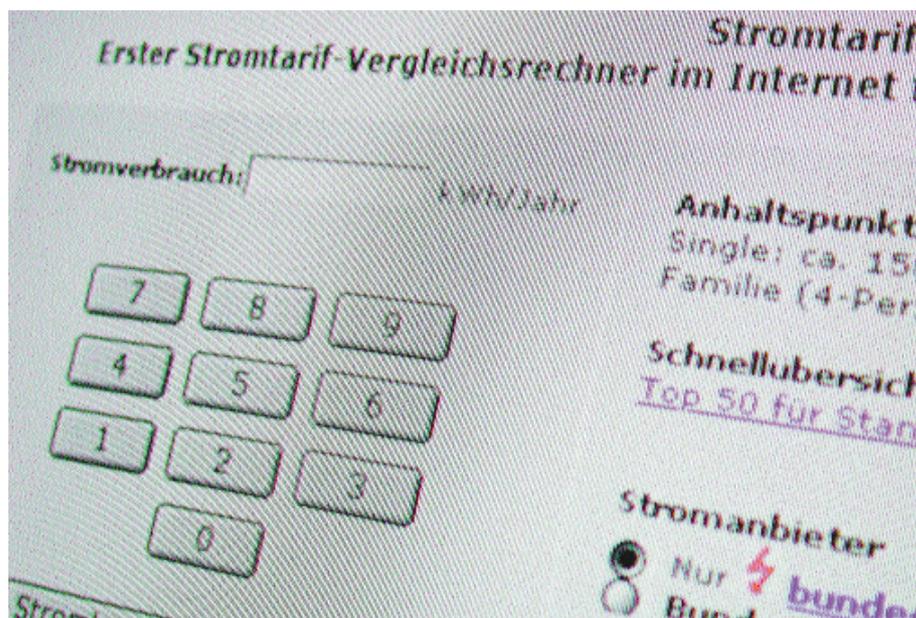
Öl und Gas haben in Deutschland beim Primärenergieverbrauch einen Marktanteil von zusammen rund 60 %. Sie werden hauptsächlich zur Bedarfsdeckung im Wärmemarkt und für Mobilitätszwecke eingesetzt. Diese beiden Märkte beanspruchen jeweils rund ein Drittel des Endenergieverbrauchs.

Im Markt für Prozessenergie, d. h. beim Energieeinsatz im industriellen Bereich, haben Strom und Gas einen Marktanteil von rund 70 %. Der Anteil der Industrie am Endenergieverbrauch beträgt rund ein Viertel.

Zukünftig wird mit einem höheren Gasanteil, insbesondere auch bei der Stromerzeugung, gerechnet. Dies gilt auch für die Europäische Union insgesamt.

Der Bedarf an Mineralölprodukten wird in Deutschland zu rund 85 % aus inländischen Verarbeitungskapazitäten gedeckt. Sie haben damit für die inländische Versorgung eine erhebliche strategische Bedeutung. Bei der Rohölversorgung ist Deutschland zu nahezu 100 % von Importen abhängig.

In der Stromerzeugung, die über ein Drittel des Primärenergiebedarfs beansprucht, werden in Deutschland überwiegend einheimische Ressourcen (Kohle, erneuerbare Energien) eingesetzt. Die Kernenergie wird in Deutschland in gut



20 Jahren nicht mehr genutzt werden. Für Europa insgesamt wird bis 2020 eine Rückführung ihres Anteils von heute 34 % auf 22 % prognostiziert.

Bei den erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung kann Deutschland insbesondere bei Windenergie sehr hohe Steigerungsraten aufweisen. Der absolute Versorgungsbeitrag der erneuerbaren Energien von insgesamt rund 6 % bei der Stromerzeugung und knapp 3 % beim Primärenergieverbrauch ist noch gering. Anders als zum Beispiel Frankreich, Österreich oder Norwegen verfügt Deutschland nicht über große Wasserkraftpotenziale. Erneuerbare Energien spielen heute in anderen Verwendungsbereichen (Wärme/Verkehr) erst eine geringe Rolle.

Die deutschen Energiemärkte sind vollständig liberalisiert: Die Öl- und Kohlenmärkte seit langem; die leitungsgebundenen Energien Strom und Gas folgten.

Im Vergleich zu den anderen europäischen Mitgliedstaaten ist die Marktöffnung bei Strom und Gas in Deutschland sehr weit fortgeschritten. Das bedeutet allerdings auch, dass gegenwärtig die Unternehmen in Europa noch unter ungleichen Marktbedingungen konkurrieren.

Im Zuge der Liberalisierung sind in Deutschland die Strompreise erheblich gesunken; so bewegen sich die Preise für Industriekunden inzwischen im europäischen Mittelfeld.

Der Strombedarf in Deutschland wird gegenwärtig fast zu 100 % durch inländische Produktion gedeckt. Zukünftig ist jedoch mit steigenden Stromimporten zu rechnen. Über ihre Höhe entscheiden neben der Kosteneffizienz bei der Stromerzeugung auch die Wettbewerbsbedingungen in der Europäischen Union.

Die künftige Wettbewerbsfähigkeit der Stromproduktion in Deutschland ist von hoher energiepolitischer Bedeutung. Denn Stromimporte entlasten zwar die nationale CO₂-Bilanz, aber eine verbrauchsnahe Stromerzeugung erhöht die Zuverlässigkeit der Versorgung.

Die europäischen Energiemärkte werden für die deutschen Unternehmen immer wichtiger, da im übrigen Europa die Energienachfrage noch steigt und die Wettbewerbsintensität im Inland zunimmt.

Unter fairen Marktbedingungen können die deutschen Unternehmen auf ausländischen Märkten von ihrer hohen technologischen

Kompetenz profitieren. Dies könnte sich auch positiv auf die europäische CO₂-Bilanz auswirken.

Die Wertschöpfung des Energiesektors in Deutschland betrug 1998 ca. 43 Mrd. €

(85 Mrd. DM; rund 2,2 % des Bruttoinlandsprodukts). Er hatte damit einen höheren Anteil als die Chemische Industrie (2,1 %). In den traditionellen Energiesektoren (Bergbau, leitungsgebundene Energieversorgung, Mineralölverarbeitung) sind – bei fortlaufenden Rationalisierungsbemühungen – gegenwärtig rund 300.000 Menschen beschäftigt.

Hinzu kommt eine Vielzahl von neuen Arbeitsplätzen, die im Zusammenhang

mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, von Einspartechnologien und Energiedienstleistungen entstanden sind, sich gegenwärtig statistisch aber noch nicht vergleichbar darstellen lassen.

Technologieinnovationen wie die Brennstoffzelle können zukünftig die Strukturen auf dem Strom- und Verkehrsmarkt erheblich wandeln – mit positiven Effekten für den Klimaschutz.

Eine ausführliche Darstellung der deutschen und europäischen Energiemärkte befindet sich im Anhang A (siehe Seite 72 ff.).



Förderung von Erdgas aus der Nordsee

III. Die Weichen neu stellen

Schwerpunkte der Energiepolitik 1998 bis 2002 im Überblick



1. Ausgangssituation

Stand der Energiepolitik bei Amtsantritt der neuen Bundesregierung 1998 war:

- ▶ Das letzte Energieprogramm für die Bundesrepublik Deutschland mit dem Titel »Energiepolitik für das vereinte Deutschland« stammte aus dem Jahre 1991.
- ▶ Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 (zuletzt geändert 1977) wurde 1998 novelliert und sieht eine sofortige 100 %ige Marktöffnung ohne Übergangsfristen oder Stranded-Investment-Regelungen vor:
- Es setzte die EU-Binnenmarktrichtlinie für den Strombereich mit einem verhandelten Netzzugang um.
- Für den Gassektor fehlte eine dem Stromsektor vergleichbare ausdrückliche



Regelung des verhandelten Netzzugangs im Energiewirtschaftsgesetz.

- Der ostdeutsche Strommarkt war durch die sogenannte »Braunkohlenschutz-

klausel« von der Liberalisierung ausgenommen.

- Verbändevereinbarungen zur Regelung des verhandelten Netzzugangs für Strom und Gas fehlten; lediglich für den Strombereich lag eine erste Fassung vor.

▶ Das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 zur Förderung regenerativer Stromerzeugung musste an den liberalisierten Strommarkt angepasst werden, um Planungssicherheit für die Betreiber wieder herzustellen.

▶ Die EU-rechtliche Genehmigung für die laufenden Kohlebeihilfen 1998 fehlte.

▶ Der Kohlekompromiss von 1997 war im Bundeshaushalt nicht vollständig umgesetzt.

▶ Die Umsetzung von Energieforschungsergebnissen in die Praxis wurde nicht ausreichend vorangetrieben.

▶ Die Energiestatistik war weder auf die Liberalisierung der Energiemärkte vorbereitet noch in der Lage, wichtige energiepolitische Bereiche wie Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien ausreichend zuverlässig abzubilden.

▶ Zum Klimaschutzziel der alten Bundesregierung, eine 25 %ige CO₂-Minderung gegenüber 1990 bis 2005 zu erreichen, wurden keine ausreichenden Maßnahmen ergriffen.

▶ Die energiepolitische Diskussion in der Bundesrepublik war durch den Dissens über die Nutzung der Kernenergie seit zwei Jahrzehnten tief gespalten.

Der Aufgabenkatalog 1998:

▶ Zusammenführung der energiepolitischen Diskussion durch einen Energiedialog unter Beteiligung der gesellschaftlichen Gruppen

▶ parallel dazu eine Verständigung über die Beendigung der Kernenergienutzung

▶ Anpassung des Ordnungsrahmens an die Liberalisierung der europäischen Binnenmärkte für Strom und Gas

▶ Entwicklung von Strategien zur Erreichung des Klimaschutzziels

▶ Entwurf und Umsetzung von Förderkonzepten für erneuerbare Energien

▶ Umsetzung der Konzepte zur Sicherung eines deutschen Steinkohlen- und Braunkohlenbergbaus

▶ Verbesserung der Wettbewerbschancen für die deutsche Energiewirtschaft im europäischen Kontext

▶ Herstellung bzw. Verbesserung der Datengrundlagen für energiepolitische Entscheidungen.

2. Schwerpunkte der Energiepolitik 1998 bis 2002 im Überblick

Der Ausstieg aus der Kernenergie

- ▶ Die Bundesregierung und die Betreiber von Kernkraftwerken haben am 11. Juni 2001 die **Vereinbarung** unterzeichnet, auf deren Grundlage die Nutzung der Kernenergie in Deutschland geordnet beendet werden soll.
- ▶ Ein entsprechender Entwurf zur **Novellierung des Atomgesetzes** wurde erarbeitet und wird im parlamentarischen Raum beraten.
- ▶ Ein hohes Sicherheitsniveau für die verbleibende Nutzungsdauer der Kraftwerke zu garantieren, bleibt permanente Aufgabe; dazu leisten **Reaktorsicherheitsforschung** und Atomaufsicht weiterhin ihren Beitrag.

Erneuerbare Energien I (Rechtsrahmen)

- ▶ Das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 wurde novelliert und durch das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** abgelöst. Mit dem EEG wurde die Einspeiseregulation auf alle erneuerbaren Energien erweitert und wesentlich verbessert. Mit seinem Urteil vom **13. März 2001** hat der **EuGH** die deutsche Einspeiseregulation als EG-rechtskonform bestätigt, so dass jetzt Investitionssicherheit für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht wurde.
- ▶ Die **Biomasseverordnung** zur Definition der Biomasse im Rahmen des EEG ist am 28. Juni 2001 in Kraft getreten.
- ▶ Auf EU-Ebene haben sich die Mitgliedstaaten in der **EU-Richtlinie über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt** zu ehrgeizigen Ausbauzielen für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bekannt. Für Deutschland wird bis 2010 eine Verdopplung auf 12,5 % und für die EU insgesamt auf 22 % angestrebt.

Erneuerbare Energien II (Förderung)

- ▶ Das **Marktanreizprogramm**, mit dem die Nutzung erneuerbarer Energien durch private Investoren – vor allem im Wärmemarkt – gefördert wird, ist 1999–2002 mit 445 Mio. € dotiert. Seit Bestehen des Programms wurden 157.604 Anträge mit einem Fördervolumen von rund 292 Mio. € bewilligt (Stand: 1. September 2001). Dahinter steht z. B. die Installation von 142.759 Solarkollektoranlagen. Bis 2002 wird mit rund 200.000 weiteren Bewilligungen gerechnet.
- ▶ Das **100.000-Dächer-Solarstrom-Programm** hat die Installation von 300 MW Photovoltaik-Leistung bis 2003 zum Ziel. Die Errichtung von PV-Anlagen durch private Investoren wird durch zinsgünstige Darlehen der KfW gefördert. Seit Start des Programms im Januar 1999 sind Förderdarlehen mit einem Volumen von rund 580 Mio. € für 26.060 Anlagen mit einer PV-Leistung von insgesamt etwa 105 MW ausgereicht worden (Stand: 24. September 2001).

Energieeinsparung und Energieeffizienz

- ▶ Das Bundeskabinett hat im März 2001 den Entwurf der **Energieeinsparverordnung** verabschiedet; der Bundesrat hat am 13. Juli 2001 zugestimmt. Nach ihrem Inkrafttreten wird der Energiebedarf von Neubauten um bis zu 30 % gegenüber heute gesenkt.
- ▶ Im Oktober 2000 wurde die **Deutsche Energie-Agentur GmbH** als überregionales Kompetenzzentrum zur Förderung von Energieeinsparung und erneuerbaren Energien gegründet.
- ▶ Die über die Verbraucherorganisationen geleistete **Energieberatung** wird mit durchschnittlich ca. 3 Mio. € jährlich durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unterstützt.
- ▶ Die »**Vor-Ort-Beratung**« für den Gebäudebereich wurde erfolgreich weiterentwickelt.
- ▶ Eine **Novelle des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes** wurde vorgelegt. Ziel ist u. a. die obligatorische Bereitstellung von Verbraucherinformationen über Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen für neue PKW.
- ▶ Die **EU-Energieverbrauchskennzeichnungen** für Geschirrspüler und Haushaltslampen wurden umgesetzt. Verbrauchskennzeichnungen bei Haushaltsgeräten haben sich als sehr erfolgreich erwiesen.

Klimaschutz

- ▶ Die Bundesregierung hat im Oktober 2000 ein **Klimaschutzprogramm** verabschiedet, um das nationale Ziel einer 25 %igen Senkung der CO₂-Emissionen bis 2005 gegenüber 1990 zu erreichen.
- ▶ Die deutsche Wirtschaft und die Bundesregierung haben am 9. November 2000 eine **Selbstverpflichtungsvereinbarung** zur Klimavorsorge geschlossen. Bis 2005 soll eine Minderung der spezifischen CO₂-Emissionen um 28 % und bis 2012 eine Minderung der spezifischen Emissionen der im Kioto-Protokoll genannten Treibhausgase um 35 % (jeweils im Vergleich zu 1990) erreicht werden.
- ▶ Mit einer Ergänzung zur Vereinbarung vom 9. November 2000 soll eine CO₂-Minderung im Umfang von 45 Mio. t im Jahre 2010 erreicht werden. Besonderer Schwerpunkt ist die **verstärkte Nutzung der KWK**, mit der im Jahr 2010 bis zu 23 Mio. t CO₂ vermieden werden sollen. Zur Flankierung hat die Bundesregierung am 25. Juni 2001 einen Gesetzentwurf für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung verabschiedet.
- ▶ Das Bundeskabinett hat einen Staatssekretärsausschuss für Nachhaltige Entwicklung eingerichtet, der eine nationale Strategie für eine nachhaltige Entwicklung bis zum Weltgipfel in Johannesburg 2002 ausarbeitet. »Klimaschutz und Energiepolitik« ist ein zentrales Thema. Der vom Bundeskanzler einberufene **Rat für Nachhaltige Entwicklung** soll zur Konzeption und Umsetzung der Nachhaltigkeitsstrategie beitragen.
- ▶ Mit der **Ökosteuer** hat die Bundesregierung einen Anreiz zum sparsamen Umgang mit Energie gegeben und den Faktor Arbeit entlastet.

Anpassung des Ordnungsrahmens für den Strommarkt

- ▶ Die **Verbändevereinbarung Strom II** wurde am 13. Dezember 1999 unterschrieben. Sie setzt ein transaktionsunabhängiges Entgeltmodell und technische Regeln für die Netznutzung um. Die Verhandlungen zur weiteren Verbesserung sind aufgenommen.
- ▶ Eine **Stranded-Investment-Regelung** für im Wettbewerb bedrohte KWK-Anlagen wurde im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes geschaffen. Es wird 2002 durch eine Novellierung im Rahmen der ergänzenden Vereinbarung zum Klimaschutz vom Juni 2001 abgelöst.
- ▶ Die untergesetzlichen **Regelungen des Energiewirtschaftsrechts**, z. B. die AVBEitV (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden), werden novelliert.
- ▶ Eine beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingerichtete **Task-Force** greift Probleme der praktischen Umsetzung des verhandelten Netzzugangs auf und gibt für die Verbesserung der Verbändevereinbarung Strom II wichtige Impulse.

Anpassung des Ordnungsrahmens für den Gasmarkt

- ▶ Die Novellierung des EnWG zur **Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie für Gas** befindet sich im parlamentarischen Verfahren und wird voraussichtlich im Dezember 2001 abgeschlossen sein.
- ▶ Die **Verbändevereinbarung Gas** wurde am 4. Juli 2000 unterschrieben. Sie wurde mit dem ersten Nachtrag vom 15. März 2001 sowie mit dem zweiten Nachtrag vom 21. September 2001 ergänzt; weitere Nachträge, insbesondere für die Belieferung von Gewerbekunden, werden in 2002 folgen.

Integration der ostdeutschen Stromwirtschaft in den liberalisierten Strommarkt

Die ostdeutsche Braunkohlenförderung und -verstromung auch im liberalisierten Strommarkt für die Zukunft zu sichern und gleichzeitig die ostdeutsche Industrie und die Privathaushalte an den Vorteilen der Marktöffnung teilhaben zu lassen, konnte im Zuge der **Neuordnung der Anteilseigner bei VEAG und LAUBAG** erreicht werden. Die Bundesregierung hat mit den neuen Eigentümern der ostdeutschen Stromwirtschaft vereinbart, dass

- ▶ bis zum 31. Dezember 2008 jährlich mindestens 50 TWh in den Braunkohlekraftwerken der VEAG erzeugt und abgesetzt werden,
- ▶ die zur Erzeugung von 50 TWh pro Jahr erforderlichen Arbeitskräfte in den Tagebauen und Kraftwerken ständig vorgehalten werden.

Ausgleich von Wettbewerbsverzerrungen zu den europäischen Mitgliedstaaten

Bis zur vollständigen Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten der EU ist die Chancengleichheit deutscher Unternehmen herzustellen:

- ▶ Die **Reziprozitätsklausel**, die ausländischen Anbietern nur Zugang zu Kunden im deutschen Markt ermöglicht, wenn auch deutsche Unternehmen diesen auf den jeweiligen ausländischen Märkten erreichen können, wird in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes verschärft.

- ▶ In den Verhandlungen zu Entgelten für **grenzüberschreitende Stromlieferungen** setzt sich die Bundesregierung für das Verursacherprinzip ein.
- ▶ Die **Liberalisierungsvorschläge** der EU setzen ein EU-weites »Benchmarking« der Wettbewerbsordnungen und ihrer Wirkungen voraus.
- ▶ Zur Sicherstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen gegenüber osteuropäischen Wettbewerbern setzt sich die Bundesregierung für ein **Verhandlungsmandat der Kommission bei den Beitrittsverhandlungen** zur Durchsetzung von Kriterien einer **ökologischen Reziprozität** ein.

Sicherung der deutschen Steinkohlenförderung

- ▶ Die Bundesregierung setzt den **Kohlekompromiss** von 1997 im Haushalt um.
- ▶ Die **Steinkohlebeihilfen 2000 und 2001** wurden durch die EU-Kommission genehmigt; die Genehmigung für den Zeitraum 1. Januar bis 23. Juli 2002 wird erwartet. Damit wird für die Restlaufzeit des EGKS-Vertrages der Kohlekompromiss auf EU-Ebene gesichert.
- ▶ Die Bundesregierung hat eine Kompromisslösung erzielt, durch die von der Kommission geforderte **zusätzliche Kapazitätsreduzierungen erst nach 2005** wirksam werden.
- ▶ In den Verhandlungen mit der EU-Kommission über eine **Nachfolgeregelung** für das bis zum 23. Juli 2002 geltende EGKS-Beihilferegime für Steinkohle setzt sich die Bundesregierung im Interesse der Versorgungssicherheit für eine längerfristige Perspektive für einheimische Steinkohle ein (»Sockellösung«).

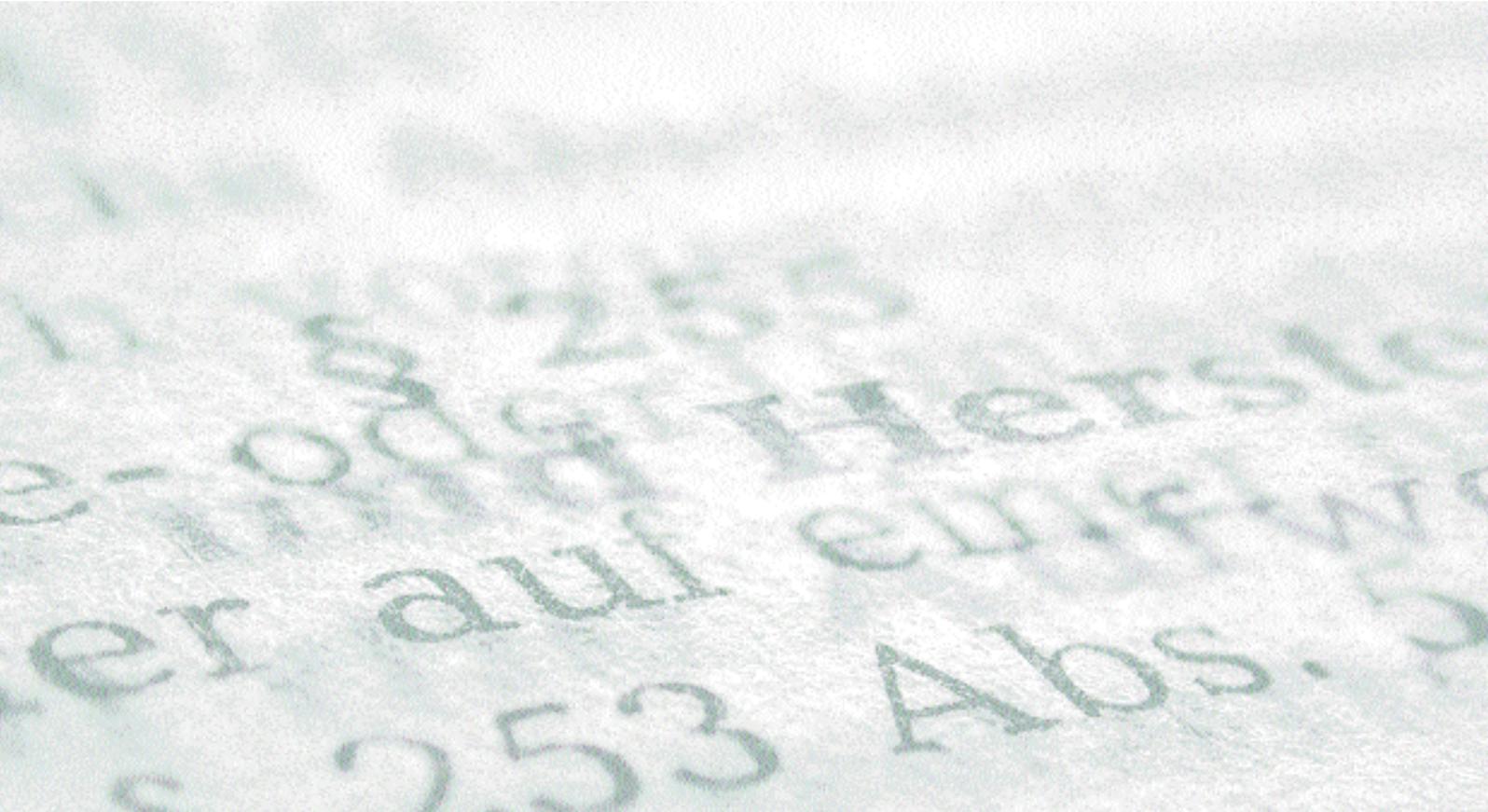
Förderung der Energieforschung

- ▶ Von 1998 bis 2002 werden für die **Forschungsförderung** bei rationeller Energieverwendung, erneuerbaren Energien und effizienten Energieumwandlungstechniken rund 604 Mio. € zur Verfügung gestellt.
- ▶ Die **Forschungsergebnisse** werden durch spezielle Veranstaltungen, in Informationsschriften der Bürger-Information Neue Energietechniken (BINE) und in der Broschüre »Energieforschung – Investition in die Zukunft« veröffentlicht.
- ▶ **Reaktorsicherheitsforschung** ist auch während des Ausstiegsprozesses aus der Kernenergienutzung notwendig. Auch Fragen der langzeitsicheren, ökologisch vertretbaren Endlagerung radioaktiver Abfälle müssen weiterhin durch staatlich geförderte Forschung begleitet werden. Hierfür stehen von 1998 bis 2002 rund 92 Mio. € zur Verfügung.

Energiedaten für Politik und Verbraucher

- ▶ Um zuverlässigere Informationen über die Verhältnisse auf den Energiemärkten zu bekommen, wird gegenwärtig ein **Energiestatistikgesetz** erarbeitet. Damit sollen bestehende Datenlücken in wichtigen Bereichen wie erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung geschlossen werden.
- ▶ Mit **Datenbroschüren** und vielfältigen **Internetangeboten** informiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie über fachliche Aspekte des Energiemarkts.

IV. Beschlossene energiepolitische Maßnahmen



Die Bundesregierung hat bisher folgende Maßnahmen zugunsten einer nachhaltigen Energiebereitstellung und -nutzung beschlossen:

1. Wir schreiten bei Energieeinsparung und rationeller Energieverwendung entschlossen voran.

Energieeinsparverordnung für Gebäude

Die neue Energieeinsparverordnung (EnEV), die am 1. Januar 2002 in Kraft treten wird, soll den Energiebedarf für Heizung, Klimatisierung und Warmwasserbereitung in neuen Gebäuden um etwa 25 bis 30 % senken. Sie führt die bisherige Wärmeschutz- und die Heizungsanlagen-Verordnung zusammen. Durch die EnEV wird erstmals eine Gesamtoptimierung der Maßnahmen für Wärmeschutz einerseits und

Heizungsanlageneffizienz andererseits möglich und rechtlich gezielt unterstützt.

Die Verordnung verschärft und erweitert auch bei bestehenden Gebäuden die bisherigen Energiesparanforderungen für wesentliche Um- und Anbauten sowie Modernisierungen und Instandsetzungen. Darüber hinaus enthält die Verordnung für ältere Gebäude auch einige gezielte, wirtschaftlich vertretbare Verpflichtungen zur nachträgli-

chen Verbesserung der Energieeffizienz und des Wärmeschutzes (u. a. Wärmedämmungen oberster Geschossdecken und von Rohrleitungen, Austausch vor Oktober 1978 eingebauter ineffizienter Heizkessel). Diese Anforderungen sind sozialverträglich gestaltet und mit angemessenen Übergangsfristen versehen.

Zusätzlich weitet die EnEV die Verpflichtung aus, den Energie- und Wärmebedarf in ein-

1. Energieeinsparung



heitlichen Energiepässen auszuweisen. Die so für die Gebäudeeigentümer, die Verbraucher und den Immobilienmarkt bewirkte größere Transparenz schafft zusätzliche Anreize zur Minderung des Energiebedarfs im Gebäudebereich.

Das Anforderungsniveau der neuen Verordnung ist so bemessen, dass das Wirtschaftlichkeitsgebot des Energieeinsparungsgesetzes eingehalten wird. Das heißt insbesondere für die Eigentümer als Investoren – aber indirekt auch für die Mieter –, dass sich der Investitionsaufwand vor allem durch eingesparte Energiekosten in einem überschaubaren Zeitraum wieder erwirtschaften lässt.

Für die Durchführung der Bestimmungen der EnEV und die Kontrolle der Anforderungen sind in erster Linie die Bundesländer zuständig. Sie haben somit erheblichen Einfluss darauf, dass die Verordnung auch in der Breite greift. Im Rahmen ihrer Öffentlichkeitsarbeit trägt die Bundesregierung – auch über Aktionen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gegründeten Deutschen Energie-Agentur GmbH – dazu bei, dass die EnEV bald einen wichtigen Beitrag zur weiteren Energieeinsparung und damit auch zum Klima- und Ressourcenschutz leisten wird.

»Vor-Ort-Beratung« für Wohngebäude

»Vor-Ort-Beratungen« helfen Gebäudeeigentümern bei baulichen Sanierungsmaßnahmen zur Energieeinsparung. Sofern die Baugenehmigung für die Gebäude vor 1984 (in den neuen Bundesländern: vor 1989) erteilt wurde, übernimmt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie größtenteils die Kosten der Beratung. Beratungen für Ein- und Zweifamilienhäuser werden beispielsweise mit bis zu 332 € bezuschusst. Das ursprünglich bis zum Sommer 2000 befristete Förderprogramm wurde bis Ende 2002 verlängert.

Mit dieser Beratung erhalten Eigentümer ein detailliertes technisches Gutachten für ihr Gebäude. Dieses enthält Hinweise darüber, ob Verbesserungen des Wärmeschutzes bauphysikalisch sinnvoll erscheinen, eine Umstellung oder Erneuerung der Heizungsanlage empfehlenswert ist oder die Nutzung erneuerbarer Energien in Betracht kommt. Dabei werden der erforderliche finanzielle Aufwand und die Wirtschaftlichkeit der vorgeschlagenen Investitionen ermittelt.

Das Gutachten kann auch genutzt werden, um das variable Maßnahmenpaket 4 des neuen KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms in Anspruch zu nehmen. Bei dieser Paketlösung ist der Antragsteller frei in der Wahl der vorzunehmenden Sanierungsmaßnahmen, solange – von einem anerkannten Energieberater bestätigt – mindestens 40 kg CO₂ je Quadratmeter Wohnfläche und Jahr eingespart werden.

KfW-Programme im Wohngebäudebereich

Das CO₂-Minderungsprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) fördert Maßnahmen zur Energieeinsparung sowie die Errichtung von Passivhäusern mit zinsverbilligten Krediten. Damit konnten schon wichtige Anstöße zu technisch wegweisen- den Energieeinsparinvestitionen im Gebäudebereich gegeben werden. Seit Februar 2000 besteht das Programm auch in den neuen Bundesländern. Darüber hinaus bietet die KfW ein Wohnraum-Modernisierungsprogramm II für die neuen Bundesländer an, das das bisherige Wohnraum-Modernisierungsprogramm abgelöst hat. Es unterstützt kostenintensive Modernisierungs- und Sanierungsmaßnahmen. Dazu gehören auch energietechnische Verbesserungen.

Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung ist ein weiteres Darlehensprogramm zur Gebäudesanierung angekündigt worden, das ebenfalls über die KfW abgewickelt wird. Seit Ende Januar 2001 werden in Paketen zusammengestellte Maßnahmen (s. o.) an vor 1979 errichteten Gebäuden, die zu hohen Energieeinsparungen führen, durch besonders attraktive Zinsverbilligung gefördert (z. B. Heizungserneuerung plus bessere Wärmedämmung der Gebäudehülle). Über

einen Zeitraum von fünf Jahren stellt die Bundesregierung hierfür insgesamt 1,02 Mrd. € zur Verfügung. Es ist davon auszugehen, daß die KfW damit ein Darlehensvolumen von rund 5,1 Mrd. € mobilisieren können wird.

Energieverbrauchskennzeichnung für PKW

Künftig müssen PKW-Käufer auf besonderen Hinweisschildern am Verkaufsort über Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen von Neuwagen vor Vertragsabschluss informiert werden. Das sieht eine EU-Richtlinie vom Dezember 1999 vor, die in Kürze in Deutschland umgesetzt wird. Die europaweit einheitliche Regelung sieht auch vor, dass jährlich ein umfassender Leitfaden erstellt wird, der Informationen über Verbrauch und CO₂-Emissionen aller in Deutschland angebotenen neuen Personenkraftwagen enthält. Er wird bei allen Händlern von Neuwagen und bei einer zentralen Stelle in Deutschland für den Verbraucher kostenlos erhältlich sein. Sobald eine gesetzliche Ermächtigungsgrundlage für eine derartige Regelung in Deutschland nach einer Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes zur Verfügung steht, wird eine Rechtsverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung bei PKW erlassen werden.

Reduzierung und Vermeidung von Stromverlusten durch Elektrogeräte-Leerlauf

Leerlauf-Stromverluste entstehen, wenn Geräte Strom verbrauchen, ohne ihre eigentliche Funktion zu erfüllen: Etwa wenn der Transformator des Gerätes nach Betätigen des Aus-Schalters weiter in Betrieb bleibt oder die Bereitschaftsschaltung von Fernsehgeräten oder Videorekordern

Energieeinsparung im Gebäudebereich

Mit der künftigen Energieeinsparverordnung (EnEV) wird im Neubaubereich der so genannte Niedrigenergiehaus-Standard eingeführt. Dabei handelt es sich um Gebäude, deren Heizenergiebedarf – bei mittlerer Gebäudegröße – einen Wert von ca. 70 kWh/m² pro Jahr beheizter Wohn- oder Nutzfläche nicht überschreitet. Das sind ca. 30 % weniger als der derzeit gültige Standard nach Wärmeschutzverordnung und Heizungsanlagenverordnung.

Rund 80 % des gesamten Gebäudebestandes wurden vor 1983 und damit noch vor Inkrafttreten der zweiten Wärmeschutzverordnung errichtet. Der Heizenergiebedarf dieser Häuser ist etwa doppelt bis dreimal so hoch wie der momentan für Neubauten vorgeschriebene Wert. Ein großer Anteil dieser Gebäude wurde noch nicht auf einen besseren Energieeffizienzstandard gebracht. Der Nachholbedarf ist hier noch dementsprechend groß. Für Altbauten ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis bei energetischen Verbesserungen allerdings wesentlich ungünstiger als bei Neubauten. Die staatlichen Anforderungen an Wärmeschutz und Anlageneffizienz für Altbauten können sich daher aus Gründen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit auch nur in einem engen Rahmen bewegen. Die EnEV sieht für alle bestehenden Gebäude sowohl schärfere Energieeinsparanforderungen bei »ohnehin« geplanten Modernisierungen und Instandsetzungen als auch weitere Verpflichtungen zur Nach- bzw. Umrüstung vor. Dazu gehören: Wärmedämmung oberster Geschossdecken, Dämmung von Wärmeverteilungsleitungen sowie Modernisierung bzw. Austausch von Heizkesseln, die vor Oktober 1978 eingebaut wurden.

unnötig viel Strom verbraucht. Wie das zu vermeiden ist, darauf sollen Verbraucher und Einkäufer im Rahmen einer Öffentlichkeitskampagne aufmerksam gemacht werden. Die Kampagne ist als gemeinsame Initiative der Deutschen Energie-Agentur und der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) vorgesehen.

Die Bundesregierung prüft darüber hinaus, ob weitere Maßnahmen u. a. für Fälle getroffen werden können, in denen ein Gerät trotz Komplettabschaltung einen

Attraktive Förderungen der KfW, wie das CO₂-Minderungsprogramm oder das aktuelle KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, ergänzen die rechtlichen Vorgaben. Mittels dieser Anreize soll das beträchtliche Einsparpotenzial im Gebäudebestand stärker aktiviert werden.

Ein Niedrigenergiehaus-Standard im gesamten Gebäudebestand lässt sich jedoch auch mit diesen Maßnahmen nicht allgemein erreichen. Selbst mit Milliarden-Subventionen ließen sich deutliche Senkungen des Heizenergiebedarfs bei Gebäuden nur über einen längeren Zeitraum erzielen. Denn insbesondere das gegenwärtige Energiepreinsniveau sowie ein unter verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten nur eingeschränkt anwendbares Ordnungsrecht wirken dem entgegen.

Das Passivhaus

In einem so genannten Passivhaus ist der Wärmebedarf so weit verringert (auf weniger als 15 kWh/m² pro Jahr), dass die Energiebeiträge aus der einstrahlten Sonnenenergie, der Eigenwärme der Personen im Haus sowie der Wärmeabgabe von Geräten – in Verbindung mit einer hocheffizienten Wärmerückgewinnung durch ein Lüftungssystem – ausreichen, um ein Gebäude warm zu halten. In einem solchen Gebäude werden weitgehend »passive« Techniken eingesetzt, um ein angenehmes Raumklima zu erhalten: guter Wärmeschutz, passive Solarenergienutzung durch Superverglasung, hochwirksame Wärmerückgewinnung aus der Abluft und passive Vorwärmung der Frischluft.

Reststrom aufnimmt (sogenannte »Aus=Aus«-Schaltungen).

Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen

Leuchtstofflampen zählen zu den am häufigsten eingesetzten elektrischen Geräten im täglichen Gebrauch. Deshalb ist der umweltfreundliche und energiesparende Einsatz sehr wichtig.

Bei Leuchtstofflampen haben die für ihren Betrieb erforderlichen Vorschaltgeräte einen wesentlichen Einfluss auf den Stromver-

1. Energieeinsparung

brauch. Mit weiteren Fortschritten bei der Energieeffizienz von Vorschaltgeräten in den kommenden Jahren ist nach Umsetzung einer EU-Richtlinie vom Juli 2000 zu rechnen. Danach müssen veraltete, ineffiziente Vorschaltgeräte stufenweise aus dem EU-Markt genommen werden. Darüber hinaus informiert die Bundesregierung Hersteller und Verbraucher über den umfassenden Einsatz stromsparender Beleuchtungssysteme durch Informationsprogramme und Hotlines, die von den Verbraucherberatungen und der Deutschen Energie-Agentur betrieben werden.

Informationssystem für rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie fördert die Energieberatungsarbeit der fast 300 örtlichen Beratungsstellen der Verbraucherzentralen. Die Deutsche Energie-Agentur wird ein vernetztes Informationssystem aufbauen, das eng mit den in Ländern und Kommunen bestehenden Energieagenturen sowie vergleichbaren Stellen zusammenarbeitet. Zu den ersten Aufgaben der Agentur zählte die Einrichtung einer bundesweit agierenden Informationsstelle, die täglich »rund um die

Programme zur Kennzeichnung des Energieverbrauchs

Die Bundesregierung unterstützt Programme, die Verbraucher über den Energieverbrauch von Elektrogeräten informieren. Die EU-weit vorgeschriebene Kennzeichnung für Haushaltsgeräte ist dabei am bekanntesten. Sie gibt u. a. für Kühlschränke, Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner und Haushaltslampen an, wie hoch der Verbrauch an Energie und anderen wichtigen Ressourcen (z. B. Wasser) ist.

Ein weiteres Kennzeichnungsprogramm wird von der »Gemeinschaft Energielabel Deutschland« (GED) betrieben. Bei der GED können Hersteller und Importeure strombetriebener Geräte der Büro- und Unterhaltungselektronik ihre Produkte registrieren lassen, wenn es sich um Geräte mit besonders niedrigem Leerlaufverbrauch handelt. Die GED vergleicht die »Bewerber-Geräte« mit auf dem Markt angebotenen. Die Kriterien für

eine Zuteilung der Kennzeichnung werden ständig aktualisiert. Darüber hinaus bietet die GED privaten Interessenten sowie Einkäufern in Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen Listen mit Informationen über besonders energieeffiziente Geräte an.

Für stromsparende Bürogeräte wird in Kürze ein gemeinschaftliches Kennzeichnungsprogramm (Energy-Star-Programm) beginnen. Es ist mit dem US-Modell »Energy Star« verknüpft, das bereits zahlreiche Länder eingeführt haben. Die EU verspricht sich von diesem Programm zusätzliche Anreize zur beschleunigten Markteinführung international gehandelter stromsparender Geräte. Wie bei der GED-Kennzeichnung ist auch beim Energy-Star-Programm die Teilnahme für Hersteller und Händler freiwillig.

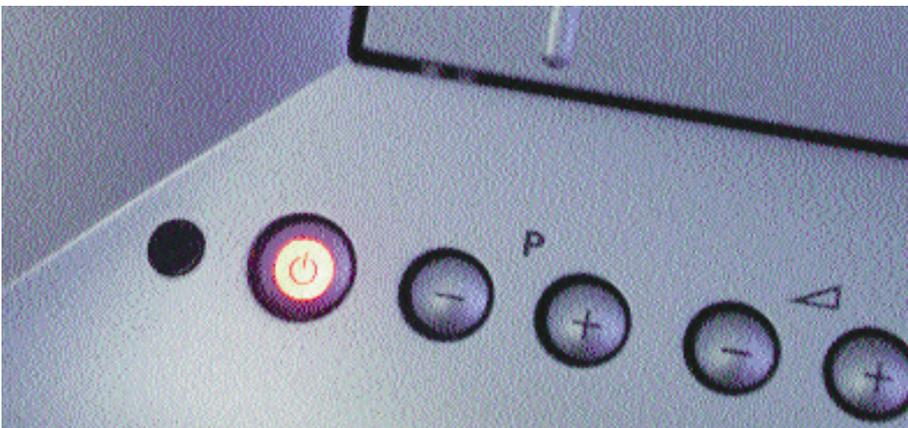
Uhr« für jedermann zur Verfügung steht.

Die bundesweit über eine einheitliche Nummer zu erreichende »Energie-Hotline« der Deutschen Energie-Agentur wurde im April 2001 eröffnet. Darüber hinaus sind Informationskampagnen geplant, mit denen für Energieeinsparung im Gebäudebereich geworben wird. Außerdem werden Initiativen zur verbesserten Information und Beratung beim Kauf energiesparender Elektrogeräte ergriffen.

Energiespar-Contracting

Große Chancen zur Erschließung weiterer Energieeinsparpotenziale bietet das Energiespar-Contracting. Dabei handelt es sich um Finanzierung und Durchführung von Energiesparmaßnahmen durch Dritte. Der Vorteil solcher Verträge besteht darin, dass hier erfahrene Unternehmen ihr Know-how gezielt zur effizienten Verwendung von Energie beim Auftraggeber einsetzen können.

Inhalt der so gestalteten Verträge ist beispielsweise nicht die Lieferung von Energieträgern wie Strom, Gas oder Heizöl; vielmehr verpflichtet sich das Lieferunternehmen, Wärme oder sonstige Leistungen, auf die es dem Käufer letztlich ankommt, zur Verfügung zu stellen. Auch die Durchführung von Energiesparmaßnahmen in Gebäuden oder das Erstellen und Betreiben energieeffizienter Anlagen, wie z. B. Blockheizkraftwerke, kann Inhalt solcher Verträge sein. Der wesentliche Unterschied zur konventionellen Energielieferung besteht also



darin, dass es nicht Ziel des Anbieters ist, möglichst viel Energie zu verkaufen, um auf diese Weise seinen Gewinn zu steigern. Vielmehr liegt es in seinem Interesse, eine möglichst effiziente Energiedienstleistung zur Verfügung zu stellen.

Nach Untersuchungsergebnissen aus dem Jahr 2000 sind im Markt des Energie-Contracting etwa 480 Unternehmen tätig. Sie haben über 50.000 Verträge abgeschlossen und betreiben fast 39.000 Anlagen, in die sie etwa 6,6 Mrd. € investiert haben. Die sich so bietenden Chancen gilt es verstärkt zu nutzen. Die Bundesregierung hat dazu wichtige Anstöße gegeben. So sind z. B. bei der Ökosteuer Ausnahmeregelungen eingeführt worden, die die weitere Verbreitung des Contracting nachhaltig unterstützen: Beispielsweise werden Blockheizkraftwerke – ein besonders häufiger Anwendungsfall bei industriellen Contracting-Lösungen – steuerlich begünstigt.

Auch die Kreditinstitute des Bundes – die Kreditanstalt für Wiederaufbau und die Deutsche Ausgleichsbank – fördern Contracting in ihren Programmen. Im Marktanreizprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (siehe Seite 29) können Contractoren ebenfalls Förderanträge stellen. Darüber hinaus hat die Bundesregierung mit der Einführung eines Leitfadens »Energiespar-Contracting« die Voraussetzungen für die Durchführung von derartigen Konzepten in bestehenden Bundesliegenschaften geschaffen. Außerdem hat das Umweltbundesamt im Dezember 2000 einen Ratgeber für Energiespar-Contracting in öffentlichen Liegenschaften vorgestellt. Somit wurden insgesamt gute Bedingungen

geschaffen, um durch Contracting zusätzliche umfangreiche Energieeinsparpotenziale zu erschließen.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Bei der KWK wird die bei der Stromherstellung anfallende Wärme weitergeleitet und als Raum- oder Prozesswärme genutzt. Am 18. Mai 2000 trat das »Gesetz zum Schutz der Stromversorgung aus Kraft-Wärme-Kopplung« in Kraft. Im Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz werden durch dieses Gesetz KWK-Anlagen befristet begünstigt, soweit sie (Regelfall) von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, die die allgemeine Versorgung von Endverbrauchern sicherstellen. Das Gesetz sieht dazu eine im Zeitablauf sinkende Mindestvergütung für den in diesen KWK-Anlagen erzeugten Strom vor, die von den jeweiligen Netzbetreibern zu entrichten ist. Die Netzbetreiber haben ihrerseits einen Ausgleichsanspruch gegenüber den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Abnahme- und Zahlungsverpflichtungen untereinander auszugleichen. Das Gesetz ist bis 2004 befristet, sofern nicht vorher ein KWK-Ausbau-gesetz in Kraft tritt.

KWK-Selbstverpflichtung der Wirtschaft und staatliche Flankierung

Am 25. Juni 2001 haben die Bundesminister für Wirtschaft und Technologie und für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mit der deutschen Wirtschaft/Energiewirtschaft² die »Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung« in

Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9. November 2000 (siehe Seite 27) in Berlin paraphiert. Hiernach verpflichtet sich die Energiewirtschaft, im Jahre 2010 eine Emissionsreduktion von insgesamt bis zu 45 Mio. t CO₂ zu erreichen. Diese Emissionsreduktion soll durch zwei Maßnahmenpakete verwirklicht werden.

Das Maßnahmenpaket I erstreckt sich auf den Erhalt, die Modernisierung und den Zubau von KWK-Anlagen (einschließlich kleiner Blockheizkraftwerke und der Markteinführung von Brennstoffzellen) mit einem Minderungsziel (Basis 1998) von insgesamt möglichst 23 Mio. t CO₂, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO₂ im Jahr 2010. Planung, Errichtung und Betrieb neuer KWK-Anlagen erfolgen dabei im Rahmen marktgetriebener Aktivitäten der Wirtschaft. Zusätzlich dazu sagt die Bundesregierung zu, unter Beachtung marktwirtschaftlicher Grundsätze den Entwurf eines Gesetzes zur Förderung ökologisch effizienter KWK einzubringen, das das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12. Mai 2000 ablöst. Die Bundesregierung wird dabei die Vorschläge der Wirtschaft/Energiewirtschaft berücksichtigen.

Die Bundesregierung hat diese Zusage mit der Verabschiedung des Entwurfs des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung am 25. Juni 2001 erfüllt.

Das Maßnahmenpaket II soll über Aktivitäten u. a. in den Bereichen Modernisierung des Kraftwerksparks, beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien und forcierter Einsatz verbesserter Heizungs- und Warmwassertechnik eine CO₂-Minderung bis zu 25 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 realisieren.

2. Wir machen Ernst mit dem ökologischen Umbau unserer Wirtschaft.

Ökologische Steuerreform

Mit der Ökosteuer wird einerseits ein Anreiz zum sparsamen Umgang mit Energie gegeben und andererseits der Faktor Arbeit entlastet. Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft nicht zu gefährden, wurden Ausnahmeregelungen für das gesamte produzierende Gewerbe, den öffentlichen Personennahverkehr sowie die Land- und Forstwirtschaft getroffen (siehe auch Anlage 4, Seite 94 f.).

Das Gesetz über die ökologische Steuerreform als Instrument zur Energieeinsparung und CO₂-Minderung enthält folgende konkrete Maßnahmen zur Stärkung von Umwelt- und Klimaschutz:

- ▶ Schwefelarmer Kraftstoff (Grenzwert 50 ppm) wird ab 01. 11. 2001 steuerlich gefördert, indem herkömmlicher Kraftstoff um 1,53 Cent pro Liter steuerlich belastet wird. Zudem wird der Schwefel-Grenzwert zum 01. 01. 2003 auf 10 ppm gesenkt.
- ▶ Die Eigenerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist steuerfrei. Bei der Steuerbefreiungsgrenze für Eigenerzeuger und Contracting wurde gegenüber der 1. Stufe die Anlagengröße von 0,7 Megawatt auf 2 Megawatt erhöht.
- ▶ Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einem Nutzungsgrad von mindestens 70 % entfällt die Mineralölsteuer.
- ▶ Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Anlagen) mit einem elektrischen Wirkungsgrad (netto) von mindestens 57,5 % sollen von der Mineralölsteuer befreit werden. Nach dem Gesetz soll die Begünstigung für Neuanlagen gelten, die nach dem 31. 12. 1999 fertig gestellt wurden

und mit denen die Stromerzeugung vor dem 31. 03. 2003 erstmals auf Dauer aufgenommen wird. Die Steuerbefreiung soll auf 10 Jahre ab Datum der erstmaligen dauerhaften Stromerzeugung befristet werden. Die EU-Kommission hat zunächst jedoch beihilferechtlich nur eine Steuerbegünstigung für fünf Jahre genehmigt. Die Bundesregierung beabsichtigt, eine Genehmigung für zehn Jahre zu erhalten. Nach der endgültigen Genehmigung soll das Zeitfenster der Fertigstellung und erstmaligen dauerhaften Stromerzeugung entsprechend angepasst werden.

Unterstützung einer europaweiten Energiebesteuerung

In Europa gibt es noch keine einheitliche Gesetzgebung zur Energiebesteuerung. Im Interesse von Klimaschutz und Beschäftigung haben Deutschland sowie die Niederlande, Dänemark, Schweden, Finnland, Österreich und Großbritannien nationale Energie- bzw. Ökosteuern verabschiedet.

Die fehlende Harmonisierung führt zu unterschiedlichen nationalen Ökosteuermodellen. Beispielsweise wird gegenwärtig mit unterschiedlich ausgestalteten Ausnahmeregelungen gearbeitet, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen nationalen Wirtschaft nicht zu gefährden. Seit 1992 ist die EU um eine einheitliche Regelung bemüht, um Wettbewerbsverzerrungen zu beheben. Seit März 1997 liegt der dritte Richtlinienvorschlag der Kommission auf dem Tisch, der über den Mineralölsteuerbereich hinaus Mindeststeuersätze für alle Energieträger vorsieht.

Die zum Beschluss notwendige Einstimmigkeit aller EU-Mitglieder konnte bisher nicht erreicht werden. Die Bundesregierung wird weiterhin bei den EU-Partnern für die Annahme dieses Vorschlags werben.

Vereinbarung von Bundesregierung und deutscher Wirtschaft zur Klimavorsorge

Am 9. November 2000 unterzeichneten die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft die Vereinbarung zur Klimavorsorge. Darin verpflichtet sich die Wirtschaft zu folgenden zusätzlichen Anstrengungen:

- ▶ Verminderung der spezifischen CO₂-Emissionen bis 2005 um 28 % gegenüber 1990. Bisher belief sich die Verpflichtung auf 20 %;
 - ▶ Verringerung der spezifischen Emissionen der sechs so genannten Kiotogase bis 2012 insgesamt um 35 % gegenüber 1990.
- Bundesregierung und deutsche Wirtschaft gehen davon aus, dass die Emissionsvolumina im Jahr 2005 damit zusätzlich um 10 Mio. t CO₂ über den Zielwert der bisherigen Selbstverpflichtungserklärung hinaus gesenkt werden können. Für das Jahr 2012 wird eine zusätzliche Reduktion der sechs Kiotogase um weitere 10 Mio. t CO₂-Äquivalente erwartet.

² Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Verband der Deutschen Verbundwirtschaft (VdV), Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (ARE), Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), Bundesverband der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)

Die Bundesregierung erneuerte dabei ihre bereits 1996 gegebene Zusage, zur Umsetzung ihrer klimapolitischen Ziele keine ordnungspolitischen Maßnahmen zu ergreifen (mit Ausnahme einer Energieeinsparverordnung und Maßnahmen zum Ausbau der KWK). Voraussetzung dafür ist, dass die Wirtschaft ihre Zusagen einhält und weiterentwickelt. Darüber hinaus wird sich die Bundesregierung dafür einsetzen, dass der Wirtschaft auch bei der Fortentwicklung der Ökosteuer im internationalen Vergleich keine Wettbewerbsnachteile entstehen. Nach dem letzten Monitoring-Bericht des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) vom Dezember 2000 wurde bis 1998 eine CO₂-Minderung von 78 Mio. t gegenüber 1990 erreicht. Die deutsche Wirtschaft leistet damit einen entscheidenden Beitrag zur CO₂-Reduktion. Die Vereinbarung wird zu mehr als einem Drittel zur Erreichung des deutschen CO₂-Reduktionsziels von insgesamt 25 % bis zum Jahr 2005 beitragen.

Am 25. Juni 2001 paraphierten die führenden Verbände der Energiewirtschaft, der BDI und die Bundesminister für Wirtschaft und Technologie sowie für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eine ergänzende Vereinbarung zur Minderung der CO₂-Emissionen und zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Die deutsche Wirtschaft/Energiewirtschaft verpflichtet sich darin, durch Erhalt, Modernisierung und Zubau von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung möglichst 23 Mio. t CO₂, mindestens aber 20 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 einzusparen und zusätzlich durch konkrete weitere CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich

Minderungen von bis zu 25 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 zu erreichen (u. a. durch Modernisierungen im Kraftwerkspark, dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien usw.) (siehe Seite 26).

Europaweite Harmonisierung der Mineralölsteuer

Die Verbrauchsteuersätze für Mineralöle sind in der Richtlinie 92/82/EWG des Rates vom 19. 10. 1992 zur Annäherung der Verbrauchsteuersätze für Mineralöle fixiert. Die derzeitigen Steuersätze liegen in den meisten EU-Ländern – auch in Deutschland – mittlerweile erheblich über diesen Mindeststeuersätzen. Von einer Harmonisierungswirkung kann somit nicht mehr gesprochen werden. Die Bundesregierung plädiert deshalb für eine Anhebung der Mindeststeuersätze im Rahmen des Entwurfs der Energiesteuerrichtlinie.

Maßnahmen im Verkehrssektor

Entgegen dem Gesamttrend sind die CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich weiter angestiegen. Mit folgenden Maßnahmen reagiert die Bundesregierung auf diese Entwicklung:

- ▶ zusätzliche Haushaltsmittel im Rahmen des Zukunfts-Investitions-Programms (ZIP) für Investitionen in die Schieneninfrastruktur von insgesamt 3,1 Mrd. € und für den Straßenbau von insgesamt 1,4 Mrd. € in den Jahren 2001 bis 2003;
- ▶ Einführung einer streckenabhängigen Autobahnbenutzungsgebühr für schwere LKW ab 2003;
- ▶ Förderung verbrauchsarmer PKW durch eine verringerte Kfz-Steuer (Förderung des 3-Liter-Autos und Fortführung der Förderung bei 5-Liter-Autos);

- ▶ Vereinbarungen mit der Automobilindustrie über Möglichkeiten zur Verbrauchsminderung (z. B. verstärkter Einsatz von Leichtlaufölen und Verbrauchsanzeigen);
- ▶ breit angelegte Informations- und Aufklärungskampagne zum Fahrverhalten unter Einbindung der Automobilindustrie sowie der Automobil- und Umweltverbände. Eine im Februar 2001 bereits begonnene, breit angelegte Verkehrssicherheitskampagne schließt auch Aufklärung über kraftstoffsparendes Fahren ein;
- ▶ Einführung einer emissionsabhängigen Landegebühr auf deutschen Flughäfen in Abstimmung mit Nachbarstaaten. Darüber hinaus wird sich die Bundesregierung für die Einführung einer EU-weiten emissionsbezogenen Luftverkehrsabgabe einsetzen;
- ▶ Durchführung integrierter Verkehrsplanung und klimagerechter Siedlungsplanung;
- ▶ Einsatz von Telematik- und Flottenmanagementsystemen;
- ▶ Begleitung der »Verkehrswirtschaftlichen Energiestrategie« (VES) deutscher Automobil- und Energieunternehmen zur flächendeckenden Einführung alternativer Kraftstoffe;
- ▶ Finanzhilfen des Bundes in Höhe von über 8 Mrd. € jährlich für Investitionen zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden (Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz, Regionalisierungsgesetz) im Hinblick auf eine stärkere Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs.

2. Ökologischer Umbau | 3. Förderung erneuerbarer Energien

3. Wir geben der Förderung erneuerbarer Energien eine neue Dimension.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Einspeisung und Vergütung von Strom, der aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie (Erdwärme), Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Biomasse gewonnen wird. Damit unterstützt das EEG gezielt die breite Palette der erneuerbaren Energien.

Durch feste Vergütungssätze erhalten Investoren die notwendige Planungssicherheit für einen angemessen langen Zeitraum. Der Umfang der Vergütung für Windstrom hängt von der Qualität der Standorte sowie der Anlagentechnik ab. Für Photovoltaik, Windenergie und Biomasse sind die Vergütungssätze im Zeitablauf degressiv ausge-

staltet. Die Förderung der Anlagen ist – mit Ausnahme der Wasserkraft – auf 20 Jahre befristet. Alle zwei Jahre werden die Vergütungssätze überprüft. Diese Elemente schaffen Anreize für weitere Kostensenkungen und Innovationen.

100.000-Dächer-Solarstrom-Programm

Anfang 1999 wurde das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm in Deutschland gestartet. Die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaikanlagen wird bis 2003 durch zinsgünstige Darlehen unterstützt. Ziel ist es, durch eine Ausweitung der Produktionskapazitäten für Solarzellen die Anlagen preisgünstiger zu machen und letztlich zu einer Senkung der gegenwärtig zu hohen Kosten dieser Stromerzeugungstechnik beizutragen.

Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien

Im Wärmemarkt muss der Anteil erneuerbarer Energien ebenso gesteigert werden. Durch das Marktanreizprogramm werden deshalb schwerpunktmäßig Solarkollektoren und Biomasseanlagen zur Warmwasserbereitung und Raumheizung unterstützt. Bis zum Jahr 2004 sind für das Programm 620 Mio. € im Haushalt eingeplant.

Schmierstoffe

Treib- und Schmierstoffe, die aus pflanzlichen Ölen hergestellt werden, sind umweltfreundlicher als ihre fossilen Konkurrenten. Sie sind weitgehend CO₂-neutral und biologisch schnell abbaubar. Das Markteinführungsprogramm »Biogene Treib- und Schmierstoffe« soll dazu beitragen, dass sich solche landwirtschaftlich auf Pflanzenbasis erzeugten Treib- und Schmierstoffe am Markt stärker durchsetzen.

Berufliche Aus- und Fortbildung

Eine wichtige Voraussetzung für die stärkere Nutzung erneuerbarer Energien in Gebäuden ist die Einbindung von Architekten, Ingenieuren, Bauplanern und Handwerkern. Sie bieten kompetente Beratung bereits bei der Planung von Gebäuden. In diesem Zusammenhang werden Ausbildungs- und Prüfungsordnungen auch energiebezogenen Entwicklungen kontinuierlich angepasst.



4. Wir unterstützen Forschung und Entwicklung zugunsten innovativer Energietechnologien.

Damit Energie morgen und übermorgen noch sparsamer, noch effizienter, noch wirtschaftlicher und noch umweltschonender erzeugt und genutzt werden kann, müssen rechtzeitig neue technische Optionen, Anlagen und Verfahren entwickelt und in die Praxis umgesetzt werden. Die Bundesregierung unterstützt die hierfür notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (FuE) von Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Hochschulen durch Zuwendungen nach dem Energieforschungsprogramm. Förderungsschwerpunkte liegen bei der Entwicklung und Verbesserung von Techniken, die es ermöglichen, den Energiebedarf weiter zu senken, die Energieeffizienz zu erhöhen und erneuerbare Energien wirtschaftlicher zu machen.

FuE mit dem Ziel der Energieeinsparung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unterstützt u. a. Modellvorhaben zur Niedrigenergiebauweise, Demonstrationsobjekte zur energetisch optimalen Sanierung der Bausubstanz sowie neue Wärmedämmverfahren. Mit dem Teilprogramm »Solarthermie 2000« wird die aktive Nutzung von Solarenergie zur Wärmeerzeugung gefördert; bis zum Ablauf dieses Förderkonzepts im Jahr 2003 wird eine Halbierung der spezifischen Wärmegestehungskosten (Kosten zur Gewinnung und Bereitstellung von Wärme) von 15 auf 7,5 Cent/kWh angestrebt.

Über die geförderten Projekte werden Hersteller, Planer und Installateure an die Solartechnik herangeführt, mit deren Hilfe Heizwärme und Warmwasser erzeugt und über

lange Zeit gespeichert werden kann. Durch solaroptimiertes Bauen (Bauweise zur Unterstützung der Nutzung von Solarenergie) kann die Solarenergie auch »passiv« genutzt werden. Ziel des entsprechenden Förderprogramms ist es, die spezifischen Energiebedarfswerte neu erbauter gewerblich genutzter Gebäude auf unter 70 kWh/m² im Jahr zu senken. Um Fortschritte bei dieser so genannten Niedrigenergiebauweise (siehe Kasten, Seite 24) zu erreichen, bedarf es einer integrierten bau- und energietechnischen Planung.

Durch Innovationen bei der energieeffizienten Sanierung der Bausubstanz sollen die Energiebedarfswerte um 50 % und mehr reduziert werden. Dazu werden forschungsintensive Demonstrationsbeispiele gefördert. Erfahrungen bei der energetischen Sanierung industriell gefertigter Plattenbauten in den neuen Bundesländern haben Anstöße gegeben, auch in den alten Bundesländern ähnliche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben durchzuführen.

Damit Fernwärme, insbesondere auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung, unter den Gegebenheiten des liberalisierten Strommarktes bestehen kann, sind Kostensenkungen erforderlich. Dazu tragen Forschungen bei, die z. B. auf günstigere Verlegungstechniken der Rohrleitungen, auf verbesserte Anlagenausnutzung durch Optimierung des Betriebs oder auf Möglichkeiten der Kälteerzeugung mit Fernwärme abzielen. Mit dem »Förderprogramm Fernwärme 2000« werden solche Forschungsvorhaben der Fernwärmewirtschaft unterstützt.

Die Industrie hat bereits ein hohes Maß an Energieeffizienz erreicht. Für eine Vielzahl von Verfahren und Prozessen sind gleichwohl erhebliche Steigerungen der Energieproduktivität der Industrie möglich. Die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich branchenübergreifender Technologien und Verfahrenstechniken trägt zur Sicherung des Technologiestandorts Deutschland und zu künftigen Exporterfolgen bei.

FuE mit dem Ziel, die Energieeffizienz zu erhöhen

Kohlekraftwerke haben ein bedeutendes Potenzial für eine weitere Reduktion umwelt- und klimaschädlicher Abgase und für eine bessere Ausnutzung der eingesetzten Rohstoffe. Die Bundesregierung fördert deshalb die Forschung und Entwicklung dieses Bereiches. Schwerpunkte sind:

- ▶ Entwicklung und Erprobung neuer Materialien, Komponenten und Verfahren für höhere Temperaturen und Drücke zur Erhöhung der Wirkungsgrade neuer Kohlekraftwerke von heute ca. 45 auf über 50 %;
- ▶ Entwicklung innovativer Kraftwerksprozesse (wie z. B. die Druckkohlenstaubfeuerung), die den hocheffizienten Kombiprozess (Gas- und Dampfturbine) für Kohle nutzbar macht und Wirkungsgrade von 55 % verspricht.

Auch die derzeit weltweit bevorzugt eingesetzten Gasturbinen und GuD-Kraftwerke haben weiteres Potenzial zur Effizienzsteigerung, nachdem sie bereits in den vergangenen 15 Jahren bedeutende technologische

4. Energieforschung

Fortschritte, in Deutschland insbesondere durch die »Arbeitsgemeinschaft Hochtemperatur-Gasturbinen« (Forschungsverbund von Unternehmen und Forschungsinstituten), erzielt haben. Die derzeit laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten haben zum Ziel, den Wirkungsgrad von gasgefeuerten GuD-Kraftwerken von heute knapp 60 auf 65 % zu steigern; dies entspricht einer nochmaligen Verminderung der CO₂-Emissionen um fast 10 %.

Diese Ergebnisse konnten und können nur erreicht werden, weil die Forschung und Entwicklung gemeinsam von wissenschaftlichen Instituten, die grundlegende Untersuchungen durchführen, und Unternehmen, die die industriellen Entwicklungen vorantreiben, in enger, synergetischer Zusammenarbeit durchgeführt wird. Dieses wird durch die staatliche Förderung entscheidend erleichtert.

Ein weiterer Schwerpunkt ist die Förderung der Entwicklung von Brennstoffzellen (siehe auch Seite 76 f.). Durch die Unterstützung von Instituten und Unternehmen bei der Entwicklung wirtschaftlicher Brennstoffzellen-Systeme soll auch deren Marktposition gegenüber ausländischer Konkurrenz verbessert werden. Dabei geht es insbesondere um stationäre Anwendungen von Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen als Blockheizkraftwerk, jedoch auch um notwendige Grundlagenforschung in der mobilen Anwendung.

FuE zur Stärkung der erneuerbaren Energien

Im Bereich erneuerbarer Energien konzentriert sich die Forschungs- und Entwicklungsförderung der Bundesregierung auf

Photovoltaik und Windkraft:

- ▶ Forschungsförderung der Photovoltaik zielt vor allem darauf, photovoltaische Anlagen wirtschaftlicher zu machen. Die Förderung reicht von der Grundlagenforschung (z. B. Erhöhung des Wirkungsgrades der Solarzellen) bis zu anwendungsnahen Entwicklungen (z. B. Entwicklung kostengünstiger industrieller Herstellungsverfahren, Reduzierung der Anlage- und Installationskosten).
- ▶ Im Bereich der Windkraft werden in erster Linie die Weiterentwicklung von größeren Windkraftanlagen (installierte Leistungen bis zu 5 MW) und deren Einsatz im Offshore-Bereich (Windparks im Meer) gefördert. Durch die Entwicklung geeigneter Technologien und Verfahren lassen sich Zuverlässigkeit und Lebensdauer von Windkraftanlagen erhöhen. Darüber hinaus werden verbesserte Verfahren zur Prognose des Leistungsangebots von Windkraftanlagen entwickelt. Sie erleichtern dem Netzbetreiber das Lastmanagement, d. h. die Bereitstellung von ausreichend Energie je nach Bedarf.

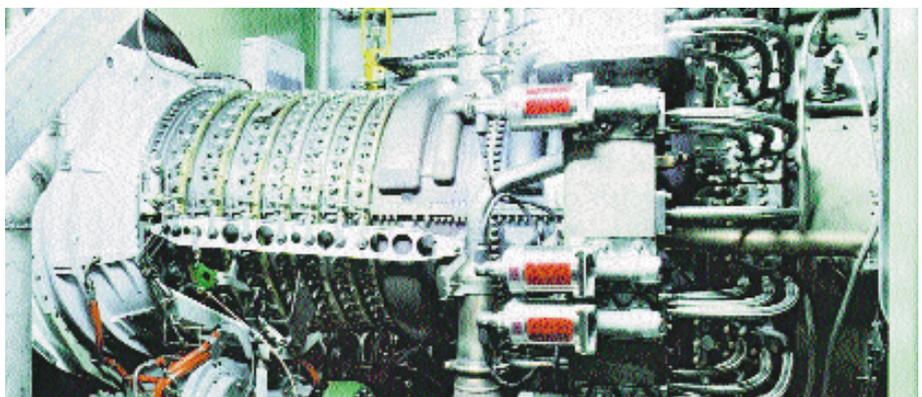
Auch die Geothermie kann einen Beitrag zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen leisten, wenn die Wirtschaft-

lichkeit erreicht wird. Im Rahmen der Energieforschung unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in europäischer Zusammenarbeit Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur Stromerzeugung mittels der Hot-Dry-Rock-Technik (Nutzung der Gesteinswärme in größeren Tiefen).

Verstärkung der Energieforschung

Die nicht-nukleare Energieforschung erhält aus dem Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) der Bundesregierung in den Jahren 2001 bis 2003 rund 41 Mio. € pro Jahr. Bei der Verwendung dieser Mittel setzt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie folgende Schwerpunkte:

- ▶ Brennstoffzellen für den stationären und mobilen Einsatz;
- ▶ sonstige Antriebstechnologien (z. B. Hochleistungsbatterien) mit neuen regenerativ erzeugten Antriebsmitteln wie z. B. Methanol und Wasserstoff;
- ▶ Demonstrationsvorhaben zur Strom- und Wärmeerzeugung aus geothermischen Anlagen;
- ▶ Messprogramme zur Vorbereitung der Offshore-Windenergienutzung;
- ▶ zusätzliche Modellprojekte bei der energieeffizienten Sanierung von Altbauten.



5. Wir schaffen Chancengleichheit auf funktionsfähigen Märkten.

Anpassung gesetzlicher Richtlinien an die liberalisierten Marktstrukturen

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1998 hat gemeinsam mit der Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) die EU-Binnenmarktrichtlinien für Elektrizität und für Gas in nationales Recht umgesetzt und die Marktöffnung bei Strom und Gas eingeleitet.

Zur vollständigen Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas sind weitere Änderungen des EnWG notwendig. Neben organisatorischen Regelungen zur Verbesserung der Transparenz des Marktes wird im Gesetz das Recht auf Zugang zum Gasversorgungsnetz auf Grundlage individueller Verhandlungen verankert.

Neben der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes müssen auch die untergesetzlichen

Rechtsvorschriften den Gegebenheiten des liberalisierten Marktes angepasst werden. Wettbewerb bei Erzeugung und Vertrieb sowie Zugang Dritter zu den Leitungsnetzen erfordern andere Rahmenbedingungen als die frühere Monopolversorgung. Besonderes Augenmerk gilt dem Verbraucherschutz. In enger Abstimmung mit den Ländern ist ein zügiger Abschluss der Novellierungsarbeiten in 2001 beabsichtigt.

Einheitliche Rahmenbedingungen auf dem europäischen Markt

Bis zur vollständigen Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten der EU ist die Reziprozitätsklausel der EU-Binnenmarkt-Richtlinien unverzichtbar. Sie sichert deutschen Versorgungsunternehmen Chancengleichheit und trägt so zur Sicherung des Energiestandortes Deutschland bei. Ausländische Anbieter erhalten nur so weit Zugang zu



Kunden im deutschen Markt, wie auch deutsche Unternehmen diesen auf den jeweiligen ausländischen Märkten erreichen können. Für den Strommarkt existiert bereits eine solche Reziprozitätsklausel. Die Erfahrungen haben aber gezeigt, dass die bestehende Regelung nur bedingt geeignet ist, wirklichen Schutz zu gewährleisten. Durch die vorgesehenen Änderungen sollen insbesondere Umgehungsmöglichkeiten beseitigt werden.

In Nicht-EU-Staaten wird Strom zum Teil noch unter Bedingungen erzeugt, die bei weitem nicht den EU-Umweltstandards entsprechen. Zugang zum europäischen Strombinnenmarkt sollten grundsätzlich aber nur solche Unternehmen erhalten, die ihren Strom nach EU-vergleichbaren Umweltstandards erzeugen. Die Bundesregierung drängt die EU-Kommission deshalb, die zur Sicherung der Chancengleichheit erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen.

Außerdem setzt sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene für die Überprüfung und eventuelle Harmonisierung der steuer- und umweltrechtlichen Rahmenbedingungen innerhalb der EU ein.

Verbändevereinbarungen für Strom und Gas

Wesentliche Voraussetzung für einen tatsächlichen Wettbewerb im Strom- und Gasmarkt ist es, die Netze Dritten zugänglich zu machen. Dritte dürfen dabei nicht anders behandelt werden als eigene Unternehmen (Diskriminierungsverbot).

In Deutschland setzt die Energiepolitik auf eine Flankierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen durch freiwillige Vereinbarungen der Marktpartner. Die Verbändevereinbarungen für Strom und Gas enthalten Grundsätze, die einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglichen sollen, damit alle Strom- und Gaskunden vom Wettbewerb profitieren können. Ende 1999 haben sich die Verbände der Stromnetzbetreiber und -nutzer auf die zweite Verbändevereinbarung (VV Strom II) geeinigt. Gegenüber

der ersten Vereinbarung (VV Strom I) wurden die Netznutzung und die Ermittlung der Kosten stark vereinfacht. Damit sind die Grundlagen für eine Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt verbessert worden.

Die Verbändevereinbarung Gas (VV Gas) vom 4. Juli 2000 wurde durch den ersten Nachtrag vom 15. März 2001 und den zweiten Nachtrag vom 21. September 2001 ergänzt. Die in der Vereinbarung festgelegten wirtschaftlichen und technischen Regelungen für den Netzzugang Dritter müssen angewandt und auch in Zukunft weiter verbessert werden. Auf staatliche Regelungen wird nur dann verzichtet, wenn auf Grundlage der Vereinbarung der Wettbewerb im Gasmarkt funktioniert.

5. Chancengleichheit in Europa

Einheitliche Tarifsysteme für grenzüberschreitende Strom- und Gastransporte

Voraussetzung für einen funktionsfähigen europäischen Strombinnenmarkt ist ein einheitliches Tarifsystem für grenzüberschreitende Stromtransporte und ein effektives System zur Vermeidung von Engpässen im Stromnetz. Die Bundesregierung unterstützt die Anstrengungen aller im Markt beteiligten Unternehmen, eine eigenverantwortliche Regelung zu schaffen. Die Bedingung dafür ist allerdings, dass ein europaweites Tarifsystem die Kosten möglichst verursachergerecht zuordnet, um Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Mitgliedstaaten zu vermeiden.

Auch im Gassektor werden Tarife für einen grenzüberschreitenden Handel sowie faire Regelungen zur Vermeidung von Engpässen erarbeitet. Eine Selbstregulierung der Branche wird von der Bundesregierung begrüßt, da sie effizientere und flexiblere Lösungen ermöglicht.

Umsetzung der Marktöffnung durch Verbändevereinbarungen zum Netzzugang

Die Verbändevereinbarung (VV) Strom II vom Dezember 1999 konkretisiert die Bedingungen des Netzzugangs. Das Abkommen ist ein Beispiel für das Zusammenwirken von staatlicher Rahmensezung und Selbstregulierung der Wirtschaft.

Die Wirtschaft bleibt aufgefordert, die noch vorhandenen Probleme – insbesondere im Bereich der Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen – zügig zu lösen und die Verbändevereinbarung unter verstärkter Berücksichtigung dieses wichtigen Aspekts fortzuentwickeln.

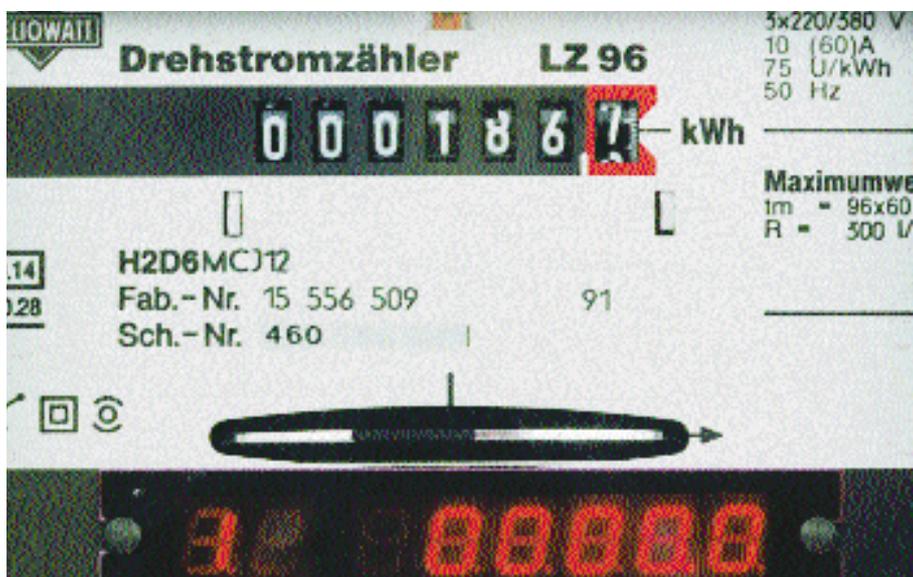
Die Bundesregierung erwartet, dass die Verbändevereinbarung Gas zu einer praxistauglichen Regelung für die Durchleitung von Gas führt. Die in der Gaswirtschaft bestehenden technischen Besonderheiten (z. B. unterschiedliche Gasqualitäten) sprechen hier in besonderem Maße dafür, die Einzelheiten

des Netzzugangs flexibel und marktnah zwischen Anbieter- und Kundenseite zu vereinbaren.

Bislang profitieren aufgrund der VV Gas nur Großkunden vom Wettbewerb. Spätestens ab 1. Januar 2002 sollen Haushalte, bald darauf auch der Mittelstand, an den Vorteilen der Marktöffnung teilhaben. Die Verbände haben dazu einen Stufenplan zur Verbesserung der Regelungen erarbeitet, der bei den weiteren Verhandlungen der Nachträge zur VV Gas berücksichtigt wird.

Die von der Wirtschaft entwickelten Regelungen werden staatlicherseits überprüft. Die wettbewerbsrechtliche Prüfung der Verbändevereinbarungen obliegt den Kartellbehörden. Die Vereinbarungen werden daran gemessen, ob der Netzzugang Dritten tatsächlich diskriminierungsfrei gewährt wird und die Nutzungsentgelte im internationalen Maßstab wettbewerbsfähig sind. Wenn freiwillige Vereinbarungen nicht die gewünschten Effekte für den Wettbewerb bringen, werden sie durch staatliche Regelungen (Netzzugangsverordnungen) ergänzt oder ersetzt.

Um die Durchsetzung des Wettbewerbs im Strom- und Gasbereich zu beschleunigen, hat eine Task-Force im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ihre Arbeit aufgenommen. Ihre vordringliche Aufgabe ist es, zusammen mit den Marktteilnehmern rasch und flexibel Probleme bei der praktischen Umsetzung des verhandelten Netzzugangs vor allem im Haushaltskundenbereich zu lösen. Außerdem werden Regulierungsoptionen für den Fall vorbereitet, dass mit Verhandlungslösungen ein funktionierender Wettbewerb nicht erreicht wird.



6. Wir setzen den Ausstieg aus der Kernenergienutzung um.



Unterzeichner des Kernenergiekonsenses (11. Juni 2001)

Umsetzung des Kernenergiekonsenses

Am 11. Juni 2001 haben die Energieversorgungsunternehmen und die Bundesregierung die Vereinbarung zur geordneten Beendigung der Nutzung der Kernenergie vom 14. Juni 2000 (siehe Anlage 2, Seite 93) unterschrieben. Damit gelang es Bundeskanzler Schröder, Bundeswirtschaftsminister Dr. Müller und Bundesumweltminister Trittin, den viele Jahre dauernden Streit über die Verantwortbarkeit der Kernenergie zu beenden und die Ausstiegsbeschlüsse von SPD

und Bündnis 90/Die Grünen umzusetzen. Die Verhandlungsergebnisse werden in einer Novellierung des Atomgesetzes umgesetzt. Die parlamentarischen Beratungen haben im September 2001 begonnen.

Die befristete Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke wird unter Beibehaltung des auch international gesehen hohen Sicherheitsniveaus erfolgen. Dieses Sicherheitsniveau wird durch die Betreiber und die atomrechtliche Aufsicht sichergestellt.

Der ungestörte Betrieb der Kernkraftwerke und ihre Entsorgung werden gewährleistet.

Nukleare Forschungsaktivitäten

Für den Betrieb und die Entsorgung von kommerziellen Kernkraftwerken und Forschungsreaktoren gelten auch unter Ausstiegsbedingungen höchste Sicherheitsanforderungen. Daher ist es ein Gebot staatlicher Verantwortung und Vorsorge, dass Deutschland auch in Zukunft intensive Forschung auf den Gebieten der Reaktorsicherheit und der Endlagerung durchführt. Dazu gehört die Beteiligung an internationalen Projekten ebenso wie der kontinuierliche wissenschaftliche Erfahrungsaustausch. Die Bundesregierung fördert entsprechende Forschungs- und Entwicklungsprojekte.

Die Reaktorsicherheits- und Endlagerforschung wurde durch eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einberufene Evaluierungskommission im Jahre 2000 neu fokussiert und ihre finanzielle Ausstattung stabilisiert.

7. Wir sichern einheimische Primärenergieressourcen und den Energieerzeugungsstandort Deutschland.

Sicherung des Stromerzeugungsstandortes Deutschland

Die Sicherung des Stromerzeugungsstandortes Deutschland ist ein wichtiges politisches Anliegen. Diesem Ziel dienen verschiedene Maßnahmen. So drängt die Bundesregierung auf EU-Ebene auf eine vollständige Marktöffnung in allen EU-Staaten und die Harmonisierung der relevanten elektri-

zitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Außerdem soll die Reziprozitätsklausel im Energiewirtschaftsgesetz zu einem wirksamen Instrument ausgebaut werden (siehe Seite 32). Der Sicherung des Stromerzeugungsstandortes Deutschland dienen auch die Forschungsförderung zur effizienteren Stromerzeugung auf Basis fossiler und erneuerbarer Energien (siehe Seite 30 f.), das

Erneuerbare-Energien-Gesetz (siehe Seite 29) und die Sonderbestimmungen im Ökosteuer-gesetz für (bestimmte) inländische Stromerzeugungsanlagen (siehe Seite 27).

Sicherung des Raffineriestandortes Deutschland und der Wettbewerbsfähigkeit des Mineralölhandels

Intensiver Wettbewerb zwischen zahlreichen

6. Kernenergieausstieg | 7. Energiestandort Deutschland

Marktteilnehmern, die importierte Mineralölprodukte oder solche aus heimischer Raffinerieerzeugung anbieten, sichert die Versorgung der Verbraucher zu marktgerechten Preisen ab. Dabei spielen vor allem eine leistungsfähige Raffineriewirtschaft und ein davon unabhängiger, überwiegend mittelständisch strukturierter Mineralölhandel eine wichtige Rolle. Diese Marktstruktur trägt wesentlich dazu bei, dass die Kraftstoff-Nettopreise in Deutschland zu den niedrigsten in Europa gehören.

Von großer Bedeutung für die Sicherung des Raffineriestandortes Deutschland ist die europaweite Harmonisierung von Umweltvorschriften für die Mineralölwirtschaft. In den letzten Jahren wurde in der EU mit der Verabschiedung und Fortschreibung von Vorschriften bereits eine stärkere Harmonisierung der Umwelthanforderungen erreicht. Dennoch sind weitere Anstrengungen notwendig. Die Wettbewerbsfähigkeit des Raffineriestandortes Deutschland erfordert zudem eine stärkere Harmonisierung der Mineralölsteuern sowie einheitliche Anforderungen an die Qualität der Mineralölprodukte innerhalb der EU.

Der Steinkohlekompromiss von 1997

Die zwischen Bundesregierung, den »Kohle-Bundesländern« Nordrhein-Westfalen und Saarland sowie Bergbauunternehmen und Gewerkschaften geschlossene Vereinbarung vom 13. März 1997 hat die Weichen für die Anpassung der Finanzierung des deutschen Steinkohlenbergbaus bis 2005 gestellt. Zwischen 1998 und 2005 reduzieren sich die staatlichen Kohlebeihilfen von 4,73 auf 2,71 Mrd. €. Während der Anteil des Bundes von 4,22 auf 2,12 Mrd. € sinkt, erhöht sich der Beitrag des Landes Nordrhein-Westfalen von jährlich 511 Mio. € im Zeitraum von 1998 bis 2000 auf 588 Mio. € in den Jahren 2001 bis 2005. Zusätzlich leistet die RAG AG als Eigentümerin aller deutschen

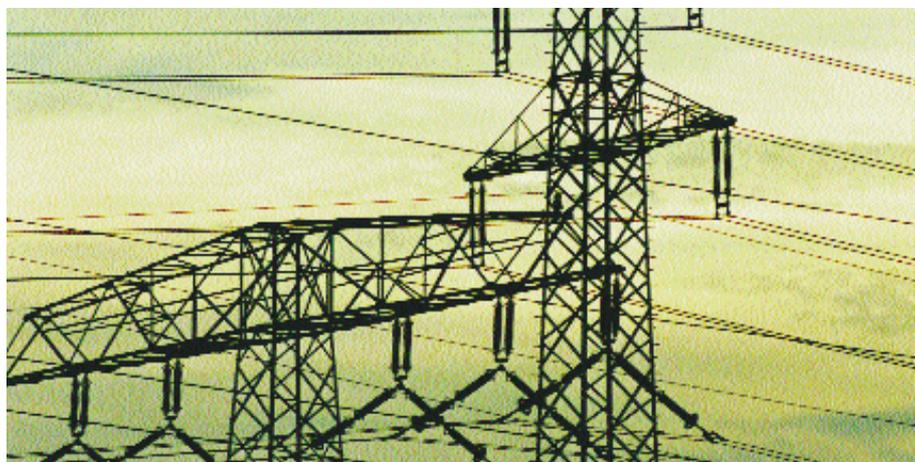
Steinkohlenbergwerke zwischen 2001 und 2005 einen jährlichen Eigenbeitrag von 102 Mio. €. Die Mittel aus dem Kohlekompromiss sind für den Kohleabsatz an Kraftwerke und die Stahlindustrie (zum Ausgleich der Differenz zwischen den hohen Produktionskosten und dem Weltmarktpreis) sowie für Stilllegungsmaßnahmen bestimmt. Infolge der Kürzung der Beihilfen rechnet der Bergbau für das Jahr 2005 mit einer Förderung von rund 26 Mio. t Steinkohle durch 36.000 Beschäftigte in 10 deutschen Bergwerken. Im Vergleich dazu: 1998 produzierten 71.800 Beschäftigte in 15 Bergwerken rund 41 Mio. t.

Sicherung der heimischen Gasproduktion

Die deutsche Erdgaswirtschaft greift auch auf einheimische Förderung zurück, die derzeit etwa 20 % des Gesamtbedarfs abdeckt. Tendenziell wird dieser Anteil langfristig sinken. In die Liberalisierung nach der EU-Binnenmarkttrichtlinie Gas wird auch die deutsche Gasproduktion einbezogen. Zum Schutz der heimischen Gasproduktion werden Netz- und Einrichtungsteile für die örtliche Gasproduktion entsprechend den Vorgaben der Richtlinie vom Recht Dritter auf Zugang zu den Gasnetzen ausgenommen.

Fortführung des deutschen Steinkohlenbergbaus

Mit der Erteilung von Zuwendungsbescheiden bis zum Jahr 2005 hat die Bundesregierung alle Zusagen aus dem Steinkohlekompromiss von 1997 rechtsverbindlich umgesetzt. Die EU-Kommission hat die Kohlebeihilfen für die Jahre 2000 und 2001 genehmigt. Die Bundesregierung wird die Verhandlungen zu einer Nachfolgeregelung für den ECKS-Kohle-Kodex, der 2002 ausläuft, fortsetzen. Leistungsfähiger Steinkohlenbergbau in Deutschland ist aus Sicht der Bundesregierung unverzichtbar. Das System der Plafondierung (Subventionierung durch einen nach oben begrenzten, jährlich abnehmenden Finanzbetrag) hat sich bewährt. Es führt zu einer effizienten Nutzung der Subventionen und zu Kostensenkungen im Bergbau. Gemeinsam mit Nordrhein-Westfalen und dem Saarland wird die Bundesregierung die deutsche Steinkohle auch nach 2005 unterstützen. Festlegungen dazu werden im Jahr 2003 erfolgen.



Stabilisierung der VEAG und der ostdeutschen Braunkohle/»Neue Kraft« im deutschen Strommarkt

Die VEAG hat in den zurückliegenden Jahren ca. 8,7 Mrd. € in die Erneuerung und Ertüchtigung der Braunkohlekraftwerke investiert. In den ostdeutschen Braunkohleunternehmen LAUBAG und MIBRAG wurden die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, die Braunkohle für die Verstromung zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung zu stellen.

Bedingt durch die noch über einige Jahre anhaltenden hohen Kapitaldienstbelastungen und die Notwendigkeit zur Absenkung der Stromabgabepreise infolge des Wettbewerbsdruckes im liberalisierten Strommarkt war die VEAG bereits im Jahre 1999 in erhebliche wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten.

Gemeinsam mit den damaligen Eigentümern der VEAG hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ein Konzept zur wirtschaftlichen Stabilisierung (Stabilisierungsmodell) entwickelt. Das Stabilisierungsmodell sah die Verpflichtung der Eigentümer zur Erzeugung einer Strommenge von mindestens 50 TWh pro Jahr aus ostdeutscher Braunkohle und die Vermarktung auf Risiko der Eigentümer vor.

Auf Grund der Auflagen der Wettbewerbsbehörden im Rahmen der Fusionsverfahren mussten sich E.ON und

RWE von ihren Anteilen an VEAG und LAUBAG trennen. Deshalb konnte das Stabilisierungsmodell im Jahre 2000 nicht umgesetzt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat sich erfolgreich dafür eingesetzt, dass die Grundprinzipien des Stabilisierungsmodells erhalten geblieben sind und zur politischen Bedingung für die Zustimmung der Bundesregierung zum Eigentümerwechsel gemacht wurden.

Die rechtzeitige Erarbeitung der energiepolitischen und wirtschaftlichen Bedingungen als Zustimmungsvoraussetzungen der Bundesregierung zum Eigentümerwechsel sowie Gespräche mit den bisherigen Eigentümern und am Bieterverfahren beteiligten potenziellen Investoren durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie haben einen wichtigen Beitrag zum zügigen Fortgang des Veräußerungsprozesses geleistet.

Im Ergebnis des Bieterverfahrens haben die Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW) den Zuschlag erhalten. Sie wollen zusammen mit VEAG und LAUBAG eine »Neue Kraft« im deutschen Strommarkt aufbauen. Das neue Unternehmen soll zur Belebung des Wettbewerbs im deutschen Strommarkt beitragen. Die wirtschaftlichen Probleme der VEAG sind zeitweiliger

Natur; modernste Kraftwerke und der preislich kalkulierbare Energieträger Braunkohle stellen mittelfristig eine solide Basis für die Stromerzeugung dar.

Die Bundesregierung hat der Veräußerung der VEAG/LAUBAG-Anteile an HEW zugestimmt. HEW hat eine verbindliche Garantie zur jährlichen Verstromung ostdeutscher Braunkohle in Höhe von 50 TWh in den Kraftwerken der VEAG sowie aus dem VEAG-Strombezug vom Kraftwerk Schkopau abgegeben. Diese Garantie ist als Ergebnis intensiver Gespräche zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und HEW zustande gekommen. Die Arbeitsplätze in den ostdeutschen Tagebauen und Kraftwerken werden damit langfristig abgesichert, auch Kurzarbeit wird ausgeschlossen. Mit dieser Zusage konnte ein wichtiges energie- und arbeitsmarktpolitisches Anliegen der Bundesregierung realisiert werden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird auch weiterhin die Verhandlungen der BvS mit HEW zur Entwicklung der »Neuen Kraft« und zur Anpassung der Privatisierungsverträge aus dem Jahre 1994 begleiten. Dabei werden die wirtschaftlichen Belange der MIBRAG einbezogen.

Kalkulierbare Rahmenbedingungen für die heimische Braunkohle

Die Bundesregierung bekennt sich zum leistungs- und wettbewerbsfähigen deutschen Braunkohlenbergbau. Die deutsche Braunkohle gehört auf lange Sicht zum Rückgrat einer sicheren Stromerzeugung im Wettbewerb.

Die Braunkohle wird vorwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt. Als einziger heimischer Energieträger, der in großen Mengen zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung steht, trägt die Braunkohle zu rund einem Viertel zur deutschen Stromerzeugung bei.

Mit der Übernahme der VEAG Vereinigte Energiewerke AG und Lausitzer Braunkohle

AG (LAUBAG) durch die Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW) soll ein wirtschaftsstarkes nordostdeutsches Energieunternehmen entstehen. Mit der von HEW gegenüber der Bundesregierung abgegebe-

nen Verpflichtung, jährlich 50 TWh Strom aus ostdeutscher Braunkohle im Strommarkt abzusetzen, werden die Arbeitsplätze in den ostdeutschen Tagebauen und Kraftwerken langfristig gesichert.



7. Energiestandort Deutschland | 8. Internationale Zusammenarbeit

8. Wir sichern Energieversorgung durch internationale Zusammenarbeit.

Internationale Energie-Agentur (IEA)

Im Interesse globaler stabiler energiepolitischer Rahmenbedingungen unterstützt die Bundesregierung Kontakte der IEA zu Energieförderländern und -verbraucherländern (z. B. Russland und China). Der Dialog zwischen Energieförderländern und -verbraucherländern sowie gute Beziehungen zu einzelnen Lieferländern sind für die Bundesregierung von besonderer Bedeutung. Die IEA befasst sich mit der Sicherung der Ölkrisenvorsorge. Darüber hinaus widmet sie sich der rationellen Energieverwendung und aktuellen Fragen zur Integration von Energie- und Umweltpolitik.

Regionale Kooperationen

Die Energiecharta von 1991 bietet ein Forum der energiepolitischen Zusammenarbeit zwischen Ost und West. Der auf der Energiecharta aufbauende Energiecharta-Vertrag von 1994 – ein völkerrechtlich verbindliches multilaterales Investitionsschutz- und Handelsabkommen – wird ergänzt durch ein Protokoll über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte. Die Bundesregierung unterstützt aktiv die seit Januar 2000 laufenden Verhandlungen für ein zusätzliches völkerrechtlich verbindliches Transitprotokoll. Mit diesem sollen die Transitregelungen des Energiecharta-Vertrages im Interesse zusätzlicher Rechtssicherheit präzisiert werden.

Die Bundesregierung tritt für die Einbindung der Länder Mittel- und Osteuropas einschließlich der GUS in die Weltenergiemärkte und die bestehenden westlichen Energieversorgungssysteme ein und nimmt



an diesem Prozess sowohl im Rahmen multilateraler als auch bilateraler Aktivitäten teil. Einen besonderen regionalen Schwerpunkt stellt der Ostseeraum dar. Hier soll auf engstem Raum ein Beispiel für Ost-West-Zusammenarbeit sowohl zwischen unterschiedlichen Energiemärkten als auch unterschiedlichen Energiepolitiken geschaffen werden. Gefördert wird dieser politisch gewollte Integrationsprozess durch den Ostseerat, der die Kooperation zwischen den Ostsee-Anrainerstaaten stärken will.

Den Schwerpunkt für die Zusammenarbeit der EU mit den Mittelmeer-Anrainerstaaten (Euro-Med Energie) sieht die Bundesregierung in der Verbesserung der Investitions-Rahmenbedingungen dieser Staaten. Außerdem geht es um den Aufbau umweltfreundlicher und effizienter Energieversorgungsstrukturen und die Intensivierung der Kontakte zwischen Unternehmen der EU und den Anrainerstaaten.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

In internationaler Kooperation untersucht die BGR die Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und analysiert die Entwicklung der weltweiten Energierohstoffpotenziale im Rahmen ihrer rohstoffpolitischen Beratungsaufgaben. Die Ergebnisse werden regelmäßig in den Studien »Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen«

veröffentlicht. Für die Energiepolitik der Bundesregierung ist dies eine wichtige Grundlage. Mit weltweiten geowissenschaftlichen Forschungsarbeiten erkundet die BGR Lagerstättenpotenziale für mineralische Rohstoffe und Energierohstoffe. Diese Tätigkeiten finden im Vorfeld kommerzieller Aktivitäten zur Beratung von Politik und Wirtschaft statt. So werden beispielsweise Sedimentationsbecken daraufhin untersucht, ob sie Kohlenwasserstoffe enthalten, die für eine kommerzielle Gewinnung in Betracht kommen. Weitere Forschungsvorhaben befassen sich mit der Untersuchung der Entstehung von Gashydratvorkommen und ihrer möglichen Nutzung als künftige Energiequelle.

Deutsche Energie-Agentur

Die Deutsche Energie-Agentur wird im Rahmen internationaler Zusammenarbeit einen zusätzlichen Beitrag zur Energieeinsparung und verbesserten Energieeffizienz leisten. Der deutsch-russische Kooperationsrat sprach im Februar 2001 in Berlin die Empfehlung aus, dass die Deutsche Energie-Agentur und das russische Energieministerium einen gemeinsamen Themenkatalog erarbeiten. Darin sollen Fragen des effizienten Energieeinsatzes und der Energieeinsparung für Investitionsvorhaben mit Pilotcharakter in Russland angesprochen werden.

Zwei Pfade und ihre Folgen



1. Szenarienrechnungen als Hilfsmittel der Politik

Die Konsequenzen unterschiedlicher Handlungsoptionen in der Energiepolitik, wie sie heute diskutiert werden, sind besser abzuschätzen, wenn man hierzu Analysen heranzieht, die die längerfristigen Auswirkungen modellhaft abbilden.

Deshalb hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zwei Studien von der PROGNOSE AG (PROGNOS) und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI) unter Mitwirkung des Bremer Energieinstituts (BEI) erarbeiten lassen:

- PROGNOSE/EWI, Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im

Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Basel und Köln 1999 (als **Szenario I** bezeichnet);

- DIW³/PROGNOS/EWI/BEI, Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40 %-Reduktionsszenarios, Berlin und Basel 2001 (als **Szenario II** bezeichnet).

Die beiden Studien sind für diesen Bericht ausgewertet und einander gegenübergestellt worden. Für die Verwendung der Modellergebnisse ist zentral: Die Szenarien betrachten zwei unterschiedliche Entwicklungspfade bis zum Jahr 2020 von einem gemeinsamen Ausgangspunkt aus. Solche Modellergebnisse können natürlich nicht

die Zukunft vorhersagen. Sie analysieren unter gesetzten Annahmen Wirkungen von energiepolitischen Entscheidungen und grenzen somit einen Handlungsraum ein, der der Energiepolitik offen steht. Ihr Aussagegehalt besteht vor allem darin, Wirkungsrichtungen von Entscheidungen deutlich zu machen, um deren Risiken und Chancen abwägen zu können.

Zur Methodik der beiden Studien:

Im Szenario I prognostizieren die Autoren die »wahrscheinlichste Entwicklung« bis 2020 aus ihrer Sicht. Die Gutachter haben dabei folgende Annahmen für politische Rahmensetzungen getroffen:



- ▶ Die Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte wird fortgesetzt.
- ▶ Die 1999 bestehenden Maßnahmen zur Energieeinsparung und CO₂-Reduktion werden weiterentwickelt. Dazu gehört für die Gutachter auch die Fortführung und Verschärfung der ökologischen Steuerreform⁴ über das Jahr 2003 hinaus bis 2020.

Bei der Bewertung der Ergebnisse dieses Szenarios ist zu berücksichtigen, dass die Bundesregierung mit ihrem Klimaschutzprogramm vom Oktober 2000 zusätzliche Maßnahmen ergriffen hat, die die Gutachter in ihrer Prognose von 1999 noch nicht berücksichtigen konnten.

Das Szenario II geht umgekehrt vor: Ausgangspunkt der Modellrechnung ist, dass im Jahr 2020 eine rund 40 %ige CO₂-Reduktion gegenüber 1990 erreicht sein soll. Die Gutachter untersuchen dann ausgehend vom Jahr 2020, welche Anpassungen auf den Energiemärkten notwendig wären und welche Folgen sich daraus für die anderen

energiepolitischen Ziele (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit) ergäben. Weiterhin werden die Wirkungen bewertet, die sich für die Gesamtwirtschaft ergäben, wenn ein solches Szenario umgesetzt würde.

Die Auswirkungen von Reduktionsszenarien sind auch in anderen Studien untersucht worden. Während dabei jedoch vor allem Energieverbrauchsmengen im Vordergrund standen, stehen in Szenario II zusätzlich Kosten und Preise der Entwicklung bis 2020 im Mittelpunkt der Bewertung. Für das Verständnis der »Kosten«, die in Szenario II berechnet wurden, sind folgende Unterscheidungen wichtig:

- ▶ 1. Kosten und Preise stellen auf reale, d. h. um Preissteigerungen bereinigte Größen ab. Wenn Inflationsraten eingerechnet würden, ergäben sich nominal höhere Preise.

³ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

⁴ Zur geltenden Ökosteuern siehe Anlage 4 (Seite 94 f.)

Hinweise zu den Szenarien

Die Ergebnisse der Analysen hängen von individuellen Einschätzungen der Gutachter ab. Sie sind nicht als Vorhersagen zu interpretieren, sondern dienen zur anschaulichen Darstellung von Zusammenhängen, Zielkonflikten und Handlungsoptionen.

Für beide Szenarien legen die Gutachter folgende Annahmen zugrunde:

- ▶ veränderte Rahmenbedingungen für die Energiepolitik durch Liberalisierung und Globalisierung
- ▶ Bevölkerungsrückgang auf 80,8 Mio. im Jahr 2020
- ▶ Wirtschaftswachstum beträgt durchschnittlich 1,9 % pro Jahr von 1997 bis 2020
- ▶ Ausstieg aus der Kernenergie (Szenario I: Nutzungsdauer 35 Jahre; Szenario II: Anpassung an die Vereinbarung zum Kernenergieausstieg)

- ▶ Öl und Gas stehen international ausreichend und relativ preisgünstig zur Verfügung; der Rohölpreis liegt inflationsbereinigt im Jahr 2020 etwa auf dem Niveau von Mitte der 80er Jahre, der Gaspreis auf dem von Anfang der 80er Jahre
- ▶ Stromimportsaldo liegt bei 2 % des Bruttostromverbrauchs
- ▶ verstärkter Elektrizitätsbedarf in vielen Anwendungsbereichen (u. a. Telekommunikation, Prozessoptimierung, Automatisierung)
- ▶ Weiterentwicklung bestehender Technologien zur Energieeinsparung
- ▶ Die Nachfragersteigerung nach Verkehrsleistungen führt zu erhöhtem Verkehrsaufkommen im PKW- und im Straßengüterbereich sowie im Luftverkehr

- ▶ Ökosteuern werden fortgeführt und verschärft (nach Annahme der Gutachter steigen die Ökosteuersätze bei Benzin und Diesel von 3,1 Cent/l (6 Pf/l) in 1999 auf 36 Cent/l (70 Pf/l) in 2020, bei leichtem Heizöl von 2 Cent/l (4 Pf/l) auf 7,6 Cent/l (15 Pf/l), bei Erdgas von 0,16 Cent/kWh (0,32 Pf/kWh) auf 0,8 Cent/kWh (1,5 Pf/kWh) und bei Strom von 1 Cent/kWh (2 Pf/kWh) auf 3,1 Cent/kWh (6 Pf/kWh)
- ▶ Energieeinsparverordnung wird verabschiedet und im Rahmen des technischen Fortschritts verschärft

Bei den Berechnungen in Szenario II wurde unterstellt, dass auch in den anderen Industrieländern, insbesondere innerhalb der EU, ähnlich anspruchsvolle CO₂-Minderungsziele verfolgt werden.

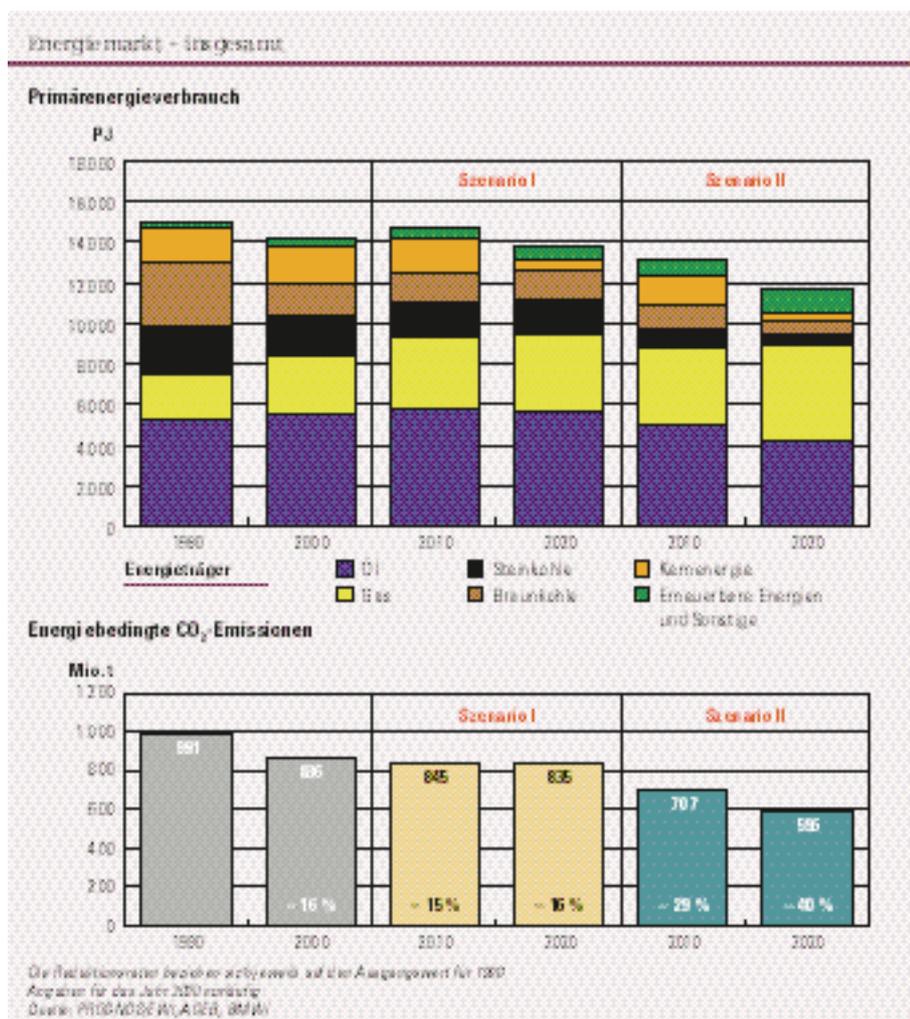
▶ 2. Die in Szenario II bezifferten »direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten« (siehe Glossar, Seite 103 f.) sind als Zusatzkosten der CO₂-Reduktionsmaßnahmen für die Gesamtwirtschaft im Vergleich zu Szenario I berechnet. Das sind z. B. die Ausgaben für Investitionen in energiesparende Geräte und Anlagen, vermindert um die Kosten der eingesparten Energie.

▶ 3. Steuern/Abgaben bzw. Subventionen gehen in die »direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten« nicht ein, da sie im Modell der Gutachter in rein statischer Betrachtung nur eine Umverteilung zwischen Verbrauchern und Staat bewirken.

▶ 4. Die »einzelwirtschaftlichen Kosten« (für den Verbraucher; siehe Glossar, Seite 104) sind, sofern ausgewiesen, auf der Basis

einer CO₂-Abgabe errechnet worden. Dies ist ein Berechnungsmodus. Würden andere Instrumente zugrunde gelegt, wiche die Höhe der einzelwirtschaftlichen Kosten davon ab. Die errechneten Werte haben insofern nur Beispielcharakter, da andere Instrumente als eine CO₂-Abgabe von den Gutachtern nicht untersucht wurden.

2. Die Ergebnisse der Szenarien im Überblick



Der Energiemarkt in Deutschland schrumpft.

Beide Szenarien zeigen, dass sich der Verbrauch tendenziell rückläufig entwickelt. Der Primärenergieverbrauch würde bis 2020 gegenüber 1999 nach Szenario I um 3 % sinken, nach Szenario II müsste eine Senkung um 18 % erreicht werden. Die Differenz zwischen den Szenarien im Jahr 2020 entspricht mit 2.100 PJ etwas mehr als dem gegenwärtigen Beitrag der Steinkohle zum Primärenergieverbrauch.

Die Teilmärkte Strom, Wärme, Prozessenergie und Verkehr entwickeln sich nicht einheitlich.

Beide Szenarien zeigen im Vergleich von 2020 zu 1999 Verbrauchsrückgänge beim Verkehr und im Wärmemarkt, während der Stromverbrauch weiter ansteigen würde. Die Untersuchungen unterscheiden sich in grundlegenden Punkten: Nach Szenario II würde die Energienachfrage im Verkehrsbereich – verursacht durch einen starken Rückgang beim Straßenverkehr – um 18 % und auf dem Wärmemarkt um 14 % zurückgehen und sich damit deutlich stärker verringern als nach Szenario I (Verkehrsbereich

minus 4 %, Wärmemarkt minus 3 %). Der Prozessenergiemarkt würde gemäß Szenario II nicht mehr wie nach Szenario I wachsen, sondern schrumpfen. Damit stiege laut

Szenario II nur noch der Stromverbrauch (plus 11 %) an, während die Nachfrage auf allen anderen Teilmärkten zurückginge.

Die Bedeutung des Energieträgers Gas nimmt signifikant zu.

Beide Szenarien weisen im Gegensatz zur gegenwärtig ausgeglichenen Versorgungs-

Wichtigste Ergebnisse der Gutachten auf einen Blick		
	Szenario I	Szenario II
Verbrauchsentwicklung	Zunächst leichter Anstieg des PEV. Bis 2020 Absinken auf ein Niveau, das 3 % unter dem Wert für 1999 liegt.	Kontinuierliches Absinken um 18 % bis 2020 wäre notwendig.
Entwicklung der Verbrauchsmärkte	Differenzierte Verbrauchsentwicklung bis 2020. Stromerzeugung+ 8 % Prozessenergie+ 5 % Verkehrsbereich- 4 % Wärmemarkt- 3 %	Mit Ausnahme der Stromerzeugung wäre sinkende Verbrauchsentwicklung erforderlich. Stromerzeugung+ 7 % Prozessenergie- 10 % Verkehrsbereich- 18 % Wärmemarkt- 14 %
Energieträgerstruktur in 2020	Relativ ausgeglichene Versorgungsstruktur. Öl41 % Gas28 % Kohlen22 % Kernenergie4 % Erneuerbare Energien4 %	Dominanz von Öl und Gas; Kohlenutzung müsste massiv eingeschränkt werden. Öl36 % Gas41 % Kohlen.....11 % Kernenergie2 % Erneuerbare Energien....10 %
Energieimporte	Insgesamt hohe Importabhängigkeit. 74 % in 2020	Importabhängigkeit würde sich weiter verschärfen. 76 % in 2020
Energieeffizienz	Jährliche Reduktion der Energieintensität um 2,1 % (PEV je Einheit BIP) bis 2020. Bereits ehrgeiziges Ziel gemessen an der Entwicklung der Vergangenheit (1991 bis 2000: 1,9 % pro Jahr).	Energieintensität müsste bis 2020 um jährlich 2,7 % reduziert werden. Ausgesprochen ehrgeiziges Ziel.
CO₂-Emissionen	Absinken bis 2010 um 15 % gegenüber 1990. Bis 2020 nur noch geringfügiger Rückgang auf 16 % gegenüber 1990. (Hinweis: Bei den Berechnungen zu Szenario I (Studie aus dem Jahr 1999) konnte das im Jahr 2000 beschlossene Klimaschutzprogramm der Bundesregierung noch nicht berücksichtigt werden.)	Absenkung bis 2010 um 29 % gegenüber 1990. Bis 2020 Erreichung des vorgegebenen Reduktionsziels von rund 40 %.
Kosten/Preise (reale Werte)	Von Gutachtern unterstellte Fortführung und Verschärfung der Öko-Steuer (beispielsweise Preisaufschlag für Benzin 36 Cent (70 Pf)/l, für Strom 3,1 Cent (6 Pf)/kWh in 2020) verteuert inländische Endverbraucherpreise. Günstige Weltmarktpreise für Energie unterstellt.	Zusatzkosten gegenüber Szenario I für Investitionen abzüglich eingesparter Brennstoffkosten würden verursacht: 11 Mrd. € im Jahr 2010 32 Mrd. € im Jahr 2020 Gesamtzusatzkosten für den Zeitraum 2000 bis 2020 von ca. 256 Mrd. € (500 Mrd. DM). Günstige Weltmarktpreise für Energie unterstellt; keine Berücksichtigung eines evtl. zusätzlichen Preisanstiegs für Gas.
Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	Weitgehend problemlose strukturelle Anpassungen an Veränderungen im internationalen Umfeld; keine ökonomischen Brüche.	Erheblicher Beschäftigungsabbau vor allem beim Kohlenbergbau und Gefahr der Standortverlagerung für energieintensive Wirtschaftszweige. Gewinner sind: Öffentlicher Personennahverkehr, Bahn, Bauwirtschaft, Steine und Erden, Maschinenbau. Nationaler Alleingang wäre mit noch höheren Kosten verbunden und wird als ökonomisch unverträglich und umweltpolitisch ineffizient bewertet, da eine CO ₂ -Reduktion an anderen europäischen Standorten kostengünstiger zu realisieren wäre. Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum wahrscheinlich, aber im Modell nicht berechenbar.

struktur bis 2020 einen deutlich steigenden Anteil von Erdgas zur Deckung der Energienachfrage aus. Mineralöl und Erdgas gemeinsam würden gemäß Szenario I in 2020 fast 70 % der Energieversorgung ausmachen, gemäß Szenario II sogar 77 % (1999: 60 %). Der Anteil des Gases stiege laut Szenario I von 21 % auf 28 %. Nach Szenario II würde sich der Anteil sogar verdoppeln. Wichtigste Ursache hierfür wäre die grundlegende Veränderung des Energieträgereinsatzes in der Stromerzeugung. Der Wärmemarkt wäre von einer Energieträgersubstitution weniger und der Verkehrsbereich gar nicht betroffen, wenn man davon absieht, dass Ottokraftstoffe teilweise durch Diesel ersetzt würden. Kernenergie verlöre durch den in beiden Szenarien unterstellten Ausstieg an Bedeutung. Dagegen stiege der Anteil erneuerbarer Energien von knapp 3 % (2000) auf 4 % (Szenario I) bzw. sogar 10 % (Szenario II) bis 2020. In der Stromerzeugung würden die erneuerbaren Energien von 6 % im Jahr 2000 auf 13 % (Szenario I) bzw. 21 % (Szenario II) im Jahr 2020 steigen.

Die Deckung des Strombedarfs wird durch wegfallende Kernenergiekapazitäten nicht gefährdet.

Die Szenarien unterscheiden sich im Strombereich in erster Linie dadurch, wel-



che Energieträger die Kernenergie ersetzen. Nach Szenario I würden Gas- und Kohlekraftwerke die Ersatzkapazitäten für Kernkraftwerke und andere stillzulegende Kraftwerke darstellen. Gemäß Szenario II würden hauptsächlich Gaskraftwerke und Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien gebaut.

Die Kohlenutzung in der Stromerzeugung geht nach Szenario II erheblich zurück.

Der drastische Zuwachs beim Gas nach Szenario II hätte deutliche Konsequenzen für die Stein- und Braunkohle. Ihr gemeinsamer Anteil am Primärenergieverbrauch

würde hier um mehr als die Hälfte auf 11 % fallen; in Szenario I bliebe er mit 22 % in 2020 gegenüber 1999 hingegen nahezu unverändert. Am stärksten wäre davon der Stromsektor betroffen. Denn unter der Voraussetzung, dass die Reduktionskosten möglichst niedrig ausfallen sollen, und den von den Gutachtern gesetzten Annahmen, dass Stromimporte nicht gesteigert werden und sich die Gaspreise nur moderat erhöhen, würde das Ziel einer rund 40 %igen CO₂-Minderung zu einem weitreichenden Ersatz von Kohle durch Gas in der Stromerzeugung führen.

Die Abhängigkeit von Energieimporten verschärft sich.

Die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung stiege nach beiden Szenarien in Zukunft deutlich an. Gegenwärtig beträgt der Anteil importierter Energieträger rund 60 %, wenn Stromproduktion aus Kernenergie als heimische Energieerzeugung bewertet wird.⁵ Laut Szenario I würde sich der Importanteil auf 74 % in 2020, nach Szenario II auf über 76 % erhöhen. Die absolu-



ten Ölimportmengen lägen dabei im Jahre 2020 gemäß Szenario II wegen des deutlich niedrigeren Verbrauchsniveaus um rund ein Viertel unter den nach Szenario I erwarteten Importen. Der Gasverbrauch dürfte im Jahre 2020 weitgehend mit Importen gedeckt werden. Nach Szenario II läge er um 25 % höher als laut Szenario I.

Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz bestehen vor allem im Wärmemarkt und Verkehrsbereich.

Nach beiden Szenarien würde sich der langjährige Energieeinspartrend fortsetzen bzw. verstärken. Die gesamtwirtschaftliche Energieintensität würde sich laut Szenario I um ca. 2,1 % pro Jahr verringern, laut Szenario II um 2,7 %. Dazu müsste die in Deutschland heute schon beachtliche Effizienzsteigerungsrate (1991 bis 2000 wurden jährlich 1,9 % erreicht) um über 40 % anwachsen. Die größten Unterschiede in der Effizienzverbesserung zwischen beiden Szenarien lägen mit 30 % (Szenario I) gegenüber 44 % (Szenario II) im Wärmemarkt und mit 29 % (Szenario I) gegenüber 42 % (Szenario II) im Verkehrsbereich.

Der Verkehrsbereich ist das klimapolitische Sorgenkind.

Nach Szenario I würden die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 16 % zurückgehen. Dabei unterstellen die Gutachter ein Bündel zusätzlicher Maßnahmen gegenüber der Ausgangssituation von 1998, wie eine Fortführung und Verschärfung der Ökosteuer und die Verabschiedung einer Energieeinsparverordnung, die im Rahmen des technischen Fortschritts verschärft wird. Das bereits 1999 erstellte Szenario konnte allerdings nicht das im Jahr 2000 beschlossene

Klimaschutzprogramm der Bundesregierung berücksichtigen, das ein Maßnahmenpaket (u. a. KWK-Förderung, verstärkte Förderung erneuerbarer Energien, Altbauanierungsprogramm der KfW) enthält, damit das nationale CO₂-Reduktionsziel von 25 % erreicht wird (siehe Anlage 1, Seite 90 ff.).

Nach Szenario I sanken die CO₂-Emissionen im Industriebereich am stärksten (um 35 %). Auch im Wärmemarkt (minus 18 %) und bei der Stromerzeugung (minus 12 %) gingen sie zurück. Im Verkehrsbereich stiegen die CO₂-Emissionen hingegen um 6 % an, da die Verringerungen der spezifischen Kraftstoffverbräuche durch verbrauchssteigernde Effekte (höheres Verkehrsaufkommen, größere Fahrzeuge etc.) überkompensiert würden.

Laut Szenario II würden die CO₂-Emissionen gemäß der Vorgabe bis 2020 gegenüber 1990 um insgesamt rund 40 % reduziert. Dieser Fall unterstellt, dass anders als nach Szenario I auch der Verkehr zur Emissionsminderung beitragen müsste. Wegen der hohen Kosten der CO₂-Vermeidung im Verkehr würde die Verringerung mit minus 12 % gegenüber den anderen Bereichen jedoch unterproportional ausfallen: Industrie minus 50 %, Stromerzeugung minus 43 %, Wärmemarkt minus 44 %. Nach beiden Szenarien wäre der CO₂-Minderungserfolg in der Industrie am höchsten.

Die Umsetzung von Szenario II ist mit hohen einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten verbunden.

Gesamtwirtschaftliche Kosten

Szenario II wäre gegenüber Szenario I mit im Zeitablauf ansteigenden Zusatzkosten (direkte gesamtwirtschaftliche Kosten) verbunden.

Sie betrügen im Jahr 2010 11 Mrd. € (Jahreskosten) und im Jahr 2020 rund 32 Mrd. € (Jahreskosten). Kumuliert ergäben sich im Zeitraum 2000 bis 2020 Zusatzkosten von etwa 256 Mrd. € (500 Mrd. DM). Im Jahr 2020 würden rund 20,4 Mrd. €, d. h. rund zwei Drittel, auf den Verkehrsbereich, ca. 5,6 Mrd. € auf den Wärmemarkt (Sektor Private Haushalte/Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)), knapp 4,1 Mrd. € auf den Strommarkt (Stromerzeugung), rund 1 Mrd. € auf Prozessenergie (Industrie) und rund 1 Mrd. € auf sonstige Verwendungszwecke (z. B. Beleuchtung) entfallen. Die Zusatzkosten bei der Stromerzeugung für das Jahr 2020 könnten sich nach Einschätzung der Gutachter auf ca. 12,8 Mrd. € erhöhen, wenn zusätzlich eine Verdoppelung der Gaspreise aufgrund steigender Nachfrage (alternative Annahme der Gutachter) und eventuell entstehende Altlasten bei der Braunkohlenförderung berücksichtigt würden.

Die energiewirtschaftlichen Veränderungen laut Szenario II hätten darüber hinaus Rückwirkungen auf Einkommen, Nachfrage und Produktion auch in nicht unmittelbar betroffenen Wirtschaftszweigen.

So stünden die finanziellen Mittel für Mehrausgaben im Klimaschutz für andere Zwecke (z. B. für den Konsum) nicht mehr zur Verfügung. In Teilbereichen der Wirtschaft, wie etwa im Bausektor oder bei den Energieausrüstern, könnte es zu verstärkten Investitionen (einschließlich der vorgelagerten Produktion) und damit zu zusätzlichem Umsatz kommen. Voraussetzung hierfür wäre, dass die zusätzlichen Leistungen nicht importiert würden.

Diese indirekten Effekte sind innerhalb des verwendeten Rechenmodells mit hoch aggregierten Wirtschaftsbereichen nicht exakt zu ermitteln. Die Gutachter können auch keine Aussage darüber treffen, wie sich die Strukturveränderungen auf die Höhe des Wirtschaftswachstums auswirken könnten. In beiden Szenarien bleibt das Wirtschaftswachstum als Basisvoraussetzung identisch. Trotz dieser Einschränkung können aus den Rechnungen Trends entnommen werden.

⁵ *Bewertet man die Kernenergie als Importenergie (wegen des eingeführten Urans) – so wie die AG Energiebilanzen in Deutschland im Gegensatz zur Bewertung der internationalen Energiestatistik –, beträgt der Anteil 74 %.*

Tendenziell wären vor allem bei den Energiesektoren Kohle und Mineralöl Wertschöpfungs- und Beschäftigungsverluste zu erwarten. Beim LKW-Verkehr und im Dienstleistungssektor könnten ebenfalls Wachstums- einbußen auftreten. Zuwächse zeigt das Modell im Gasbereich, im Bausektor, der von vermehrten Gebäudesanierungen profitiert, sowie im Sektor Fahrzeugbau/Elektrotechnik/Maschinenbau als wichtigstem Investitionsgüterlieferanten und im Schienenpersonenverkehr.

Einzelwirtschaftliche Kosten

Welche einzelwirtschaftlichen Kosten bei einer Realisierung des Szenarios II für den Energieverbraucher entstehen könnten, haben PROGNOSE/EWI im Rahmen einer Beispielrechnung ermittelt, in der eine CO₂-Abgabe unterstellt ist:

Die Einführung einer CO₂-Abgabe zur Erreichung der CO₂-Einsparung von rund 40 % in Szenario II (je nach Höhe der Grenzvermeidungskosten von 38 €/t CO₂ in der Industrie bis 197 €/t CO₂ auf dem Wärmemarkt) würde im Jahr 2020 für einen Durchschnittshaushalt eine Zusatzbelastung von ca. 1.500 € (rund 3.000 DM) verursachen (siehe Anlage 5, Seite 96).

Der Aufwand zur Deckung des Energiebedarfs eines privaten Haushalts (einschließlich Kraftstoffverbrauch)

stiege damit gegenüber 2000 um etwa zwei Drittel. Etwa die Hälfte der Zusatzkosten entfielen auf den Bereich Mobilität und ein gutes Drittel auf die Deckung des Wärmebedarfs. Die restlichen Zusatzkosten würden durch die Anschaffung effizienterer Elektrogeräte entstehen. In dieser Berechnung sind einerseits Kostensenkungen aufgrund eines geringeren Energieverbrauchs berücksichtigt. Andererseits sind die durch die CO₂-Abgabe erhöhten Energiepreise (2020: 2,40 € (4,70 DM)/l Benzin, 0,77 € (1,50 DM)/l Heizöl, 0,21 Cent (0,42 Pf)/kWh Strom; in nominalen Preisen ca. 3,58 € (7 DM)/l Benzin, 1,15 € (2,25 DM)/l Heizöl, 32 Cent (63 Pf)/kWh Strom) und die Kosten für Investitionen in energiesparende Maßnahmen eingeflossen.

Im Industriebereich ergäben sich sowohl durch die CO₂-Abgabe als auch auf Grund erhöhter Energiebezugspreise Zusatzkosten. Für den Brennstoffeinsatz im Industriebereich errechnet sich im Jahr 2020 allein durch die CO₂-Abgabe eine Mehrbelastung von 3,1 Mrd. €. Diese könnte bei aufkommensneutraler Ausgestaltung der Abgabe teilweise ausgeglichen werden.

Unter der Voraussetzung, dass die Erhöhung der Stromerzeugungskosten gleichmäßig auf die Endverbraucher verteilt würde, erhöhten sich die Strombezugskosten der Industrie um rund 1,5 Mrd. € auf etwa 12,3 Mrd. €. Energieintensive Sektoren (dazu gehören NE-Metalle, Eisen/Stahl, Papier, Chemie) wären davon ebenso betroffen wie der Bahnverkehr.

Energiekostenbelastung insgesamt und Steuern- und Abgabenanteil

Gegenwärtig liegt die Energiekostenbelastung der deutschen Volkswirtschaft (d. h. die von den Verbrauchern zu zahlende Summe für alle Energieprodukte wie Heizöl, Strom, Kraftstoffe usw.) bei geschätzt etwa 138 Mrd. € (270 Mrd. DM) insgesamt. Hierin sind rund 46 Mrd. € an Steuern und Abgaben enthalten.

Legt man die von den Gutachtern im Szenario I gesetzten Annahmen (u. a. Fortführung der Ökosteuer auch über das Jahr 2003 hinaus) zugrunde, ergäbe sich im Jahr 2020 eine deutlich höhere Energiekostenbelastung der Volkswirtschaft. Die Energieverbraucher müssten gemäß dem Annahmegerüst der Gutachter im Jahre 2020 insgesamt ca. 159 Mrd. € aufbringen, davon mehr als die Hälfte (82 Mrd. €) für in den Energiepreisen enthaltene Steuern und Abgaben.

Auf Basis der Annahmen in Szenario II würden die gesamten Energiekosten (insbesondere wegen der unterstellten zusätzlichen Einführung einer CO₂-Abgabe) sogar auf 256 bis 281 Mrd. € (500 bis 550 Mrd. DM), davon 184 bis 210 Mrd. € Steuern, im Jahre 2020 ansteigen.

3. Die einzelnen Energiemärkte im Lichte der Szenarien

3.1 Der Strommarkt in 2020:

Wird er auch zum Importsektor?

Der Stromverbrauch steigt weiter, aber der Energieverbrauch sinkt.

Der Stromverbrauch würde nach beiden Szenarien gegenüber 1999 bis 2020 weiter anwachsen. Der Anstieg bis 2020 betrüge 14 % (Szenario I) bzw. 11 % (Szenario II). Die Ursache für den geringen Unterschied liegt darin, dass zahlreiche Strategien zur Energieeinsparung außerhalb des Stromsektors mit einem zusätzlichen Stromverbrauch verbunden sind. Dies ist z. B. beim Einsatz von

Wärmepumpen, der Automatisierung bzw. elektronischen Steuerung in der Industrie und der Verkehrsverlagerung auf die Schiene der Fall. Nach Szenario II stiege der Stromverbrauch im Industriebereich bis 2020 gegenüber 1999 um 8 % und im Verkehrsbereich um fast 80 % an. Im Wärmemarkt betrüge der Rückgang knapp 15 %. Bei der Stromerzeugung lägen die Wachstumsraten etwas niedriger als beim Stromverbrauch (Szenario I: plus 8 %; Szenario II: plus 7 %). Dafür wäre der Rückgang des Eigenverbrauchs in den Kraftwerken und der Netzverluste verantwortlich.

Der spezifische Energieeinsatz im deutschen Kraftwerkspark ginge nach beiden Szenarien von 1999 bis 2020 erheblich zurück (um 20 % nach Szenario I, um 32 % nach Szenario II). In Szenario II läge dies in erster Linie daran, dass Kohlekraftwerke durch effizientere Gaskraftwerke und durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzt würden. Der erhöhte Gaseinsatz in der Stromerzeugung würde zur Verschärfung der Importabhängigkeit in Deutschland beitragen.

Halbierung der Kohlenutzung, Verdopplung des Gaseinsatzes – Die CO₂-Minderung wird im Wesentlichen durch Brennstoffsubstitution in der Stromerzeugung erzielt.

Nach Szenario II würde im Strombereich – als Folge der Vorgabe einer CO₂-Reduktion von rund 40 % für den Energiebereich insgesamt – für 2020 ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 43 % im Vergleich zum Jahr 1990 erzielt. Dies würde trotz der

Steigerung der Stromproduktion von knapp 7 % gegenüber 1999 erreicht. Laut Szenario I würde der Rückgang der CO₂-Emissionen 12 % betragen. Szenario II würde im Vergleich zu 1999 jedoch eine starke Veränderung der Energieträgerbasis in der Stromerzeugung voraussetzen. Dies ginge zu Lasten der Kohlenutzung (von 50 % auf 20 %), aber zugunsten des Erdgaseinsatzes (von 10 % auf 54 %) und der erneuerbaren Energien (von 5 % auf 21 %).

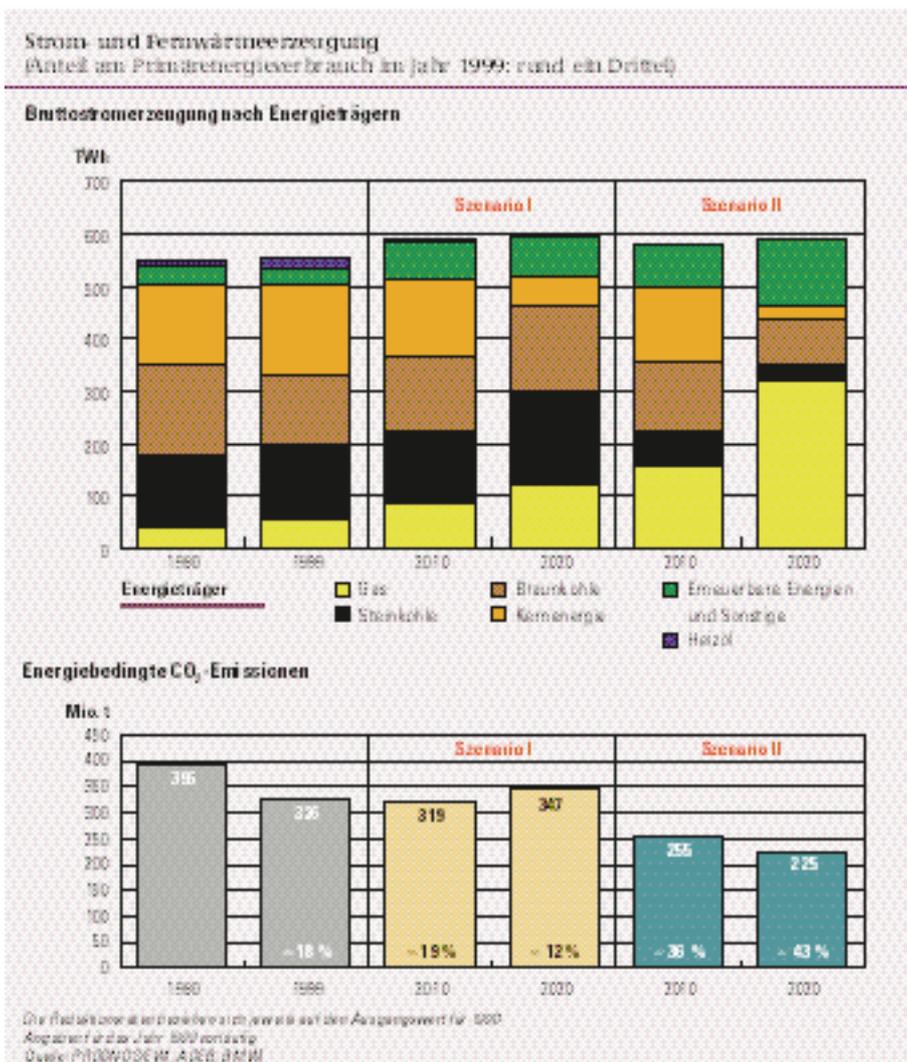
Der Steinkohleneinsatz in der Stromerzeugung würde sich laut Szenario II auf 8,5 Mio. t SKE im Jahr 2020 gegenüber rund 43 Mio. t SKE im Jahr 1999 reduzieren. Im gleichen Zeitraum würde sich der Braunkohleneinsatz nach Szenario II um über 40 % auf 84,5 Mio. t reduzieren. Nach Szenario I würden noch ca. 150 Mio. t eingesetzt.

Der Erdgaseinsatz würde sich laut Szenario II in der Verstromung bis 2020 gegenüber 1999 auf das Sechsfache erhöhen. Gegenüber Szenario I würde der Gaseinsatz mehr als verdoppelt.

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung würde sich von 6 % im Jahr 2000 auf 13 % laut Szenario I und 21 % laut Szenario II im Jahr 2020 erhöhen. Die Stromerzeugung aus Biomasse würde sich gemäß Szenario II gegenüber 1999⁶ auf das Zwölfwache erhöhen. Die Stromerzeugung aus Windenergie würde sich von rund 9 TWh in 2000 laut Szenario I auf 24 TWh in 2020 erhöhen und laut Szenario II auf 50 TWh mehr als verfünffachen. Dies würde einen massiven Bau von Offshore-Anlagen (Windparks im Meer) in der Nord- und Ostsee voraussetzen.

Die heimische Kohle wird zurückgedrängt.

In beiden Szenarien verlief die Substitution der Steinkohle und der langfristig kostengünstigen Braunkohle zum überwiegenden Teil zugunsten des Gases. Während nach Szenario I heimische Erzeugung von Stein- und Braunkohle aufrechterhalten werden könnte, würde nach Szenario II die



⁶ Neuere Zahlen für Biomasse nicht verfügbar



heimische Kohleproduktion drastisch zurückgehen. Der Steinkohleneinsatz in Deutschland betrüge nach Szenario II im Jahr 2020 nur noch 8,5 Mio. t SKE zur Stromerzeugung und knapp 6 Mio. t SKE zur Stahlerzeugung. Damit könnten nur noch höchstens fünf von heute zwölf Steinkohlenbergwerken betrieben werden, selbst wenn kein Import erfolgte. Zerschließungen in großem Umfang würden den Zugriff auf die entsprechenden Lagerstätten praktisch unmöglich machen. Darüber hinaus würde der Braunkohleneinsatz im Strommarkt bis zum Jahr 2020 um über 40 % auf 84,5 Mio. t reduziert. Davon dürfte vor allem Nordrhein-Westfalen betroffen sein, da dort im Gegensatz zu den neuen Bundesländern die Braunkohlekraftwerke noch erneuert werden müssen. Garzweiler II würde nicht in Förderung

gehen, ein weiterer Tagebau müsste stillgelegt werden, und auch der Erhalt des verbleibenden dritten Tagebaus wäre fraglich. Das zwischen der RWE AG und Nordrhein-Westfalen vereinbarte Kraftwerkserneuerungsprogramm mit 10,2 Mrd. € wäre infrage gestellt.

Klimaschutz durch starken Gaseinsatz ist bei niedrigen Gaspreisen kostengünstig, aber mit hohen Preisrisiken behaftet.

Szenario II wäre mit erheblichen Zusatzkosten gegenüber Szenario I verbunden, insbesondere wegen der Ausweitung des Einsatzes der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Die Kosten der Stromerzeugung in Deutschland würden für das Jahr 2010 um 6 % (1,7 Mrd. €) höher liegen, im Jahre 2020 sogar um 14 % (3,9 Mrd. €). Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten im

deutschen Kraftwerkspark würden sich dadurch im Jahr 2020 um 0,66 Cent/kWh erhöhen. Würden diese Zusatzkosten gleichmäßig auf die Endverbraucherpreise aufgeschlagen, würden die Strombezugskosten für die Industrie laut Szenario II im Jahr 2020 um rund 15 % ansteigen. Dies entspräche Mehrbelastungen von rund 1,5 Mrd. €. Für die privaten Haushalte ergäbe sich ein Strompreisanstieg von 4,5 % im Jahr 2020 gegenüber Szenario I. Bei der von den Gutachtern alternativ getroffenen Annahme einer nachfragebedingten Verdoppelung der Gaspreise bis 2020 und der Berücksichtigung der Altlasten der Braunkohlenförderung würden die Zusatzkosten deutlich ansteigen (auf rund 12,8 Mrd. € im Jahr 2020, stetig anwachsend über die Vorjahre). Die Mehrbelastung der Industrie würde sich dadurch verdreifachen.

3.2 Der Wärmemarkt in 2020:

Die nationalen Handlungsmöglichkeiten sind hier am höchsten

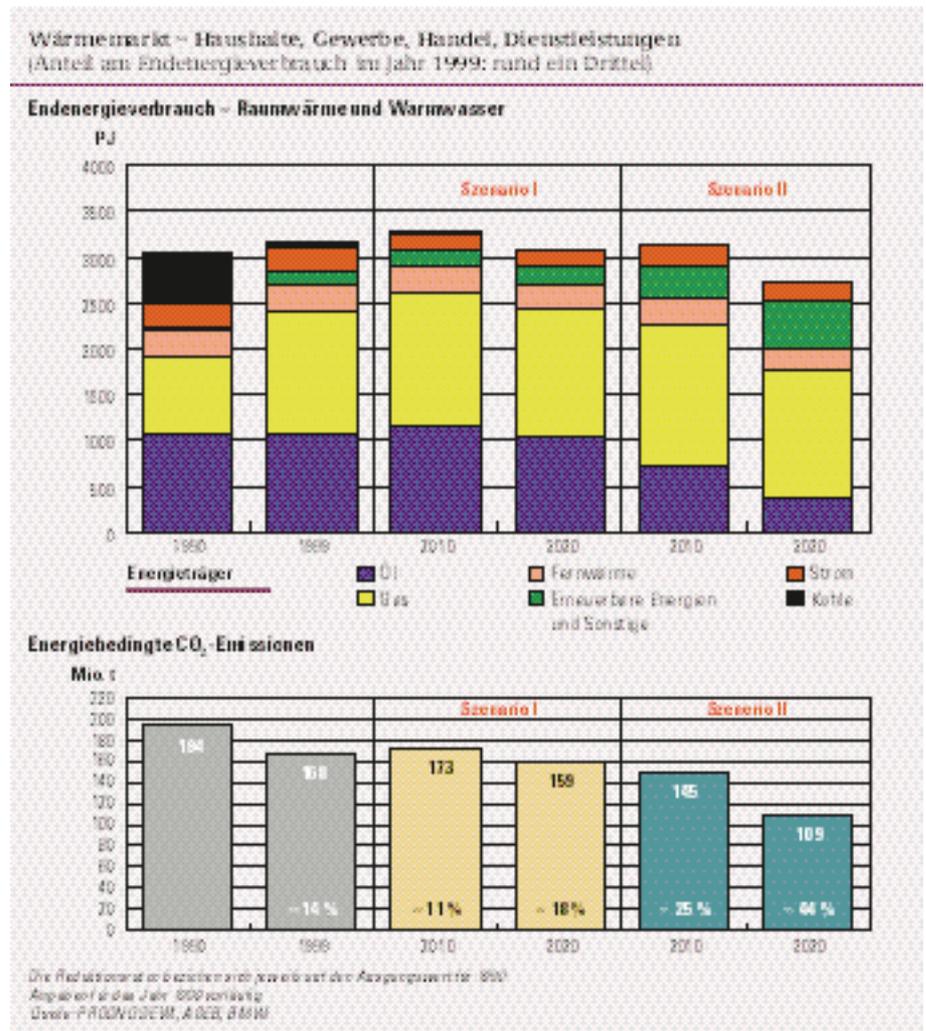
Die Energieeinspar- und CO₂-Reduktionspotenziale sind erheblich.

Der Wärmeverbrauch ist in beiden Szenarien tendenziell rückläufig, obwohl die Wohnfläche allein bei den privaten Haushalten bis 2020 um fast 30 % zunimmt. Der Rückgang gegenüber 1999 wäre nach Szenario II mit rund 14 % deutlich höher als nach Szenario I (minus 3 %). Dies ist auf die im Szenario II sehr viel stärkere Effizienzverbesserung zurückzuführen. Der spezifische Heizwärmebedarf würde nach beiden Szenarien weiter zurückgehen. Nach Szenario I würde sich in 2020 der auf die Wohnfläche bezogene Effizienzindikator gegenüber 1999 um 30 % verbessern, nach Szenario II sogar um 44 %.

Nach Szenario II würde im Wärmemarkt – als Folge der Vorgabe einer CO₂-Reduktion in der Größenordnung von 40 % für den Energiebereich insgesamt – ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 44 % gegenüber 1990 erzielt. Laut Szenario I würden 18 % erreicht.

Heizöl verliert, Gas gewinnt.

Nach beiden Szenarien würde bei den Verbrauchsstrukturen vor allem das Erdgas dominieren. Laut Szenario II würde sich dabei der Verbrauch bis 2020 erheblich zu Lasten des Heizöls (von 34 % auf 14 %) und zugunsten eines noch stärkeren Gaseinsatzes (von 43 % auf 50 %) sowie erneuerbarer Energien (von 5 % auf 19 %) verschieben. Die Importabhängigkeit jedoch würde sich durch den Austausch der importierten Energien (Heizöl durch Gas) kaum verändern.



Der Zeithorizont bestimmt die Höhe der Kosten für Energieeinsparung bei Gebäuden.

Die mit einer Umsetzung von Szenario II verbundenen Zusatzkosten gegenüber Szenario I würden für das Jahr 2010 2,8 Mrd. € und für das Jahr 2020 5,4 Mrd. € betragen. Die Höhe dieser Zusatzkosten ergibt sich auch daraus, dass bei den notwendigen Investitionen im Gebäudebestand die bestehenden Renovierungszyklen teilweise unterschritten werden müssten. Eine Beispielrechnung von PROGNOSEW/EWI ergibt für einen

durchschnittlichen Haushalt eine zusätzliche Kostenbelastung zur Deckung des Wärmebedarfs in Höhe von etwa 511 € (1.000 DM) im Jahr 2020.

Die Analysen aus Szenario II ergeben für die Bauwirtschaft und die Zulieferbranchen gegenläufige Entwicklungen. Die erhöhten Baukosten bei Neubauten könnten zwar die Baukonjunktur dämpfen, von zusätzlichen Investitionen im Altbaubereich wären aber positive Impulse für das Baugewerbe zu erwarten.

3.3 Der Markt für Prozessenergie in 2020: Die Industrie ist Vorreiter bei Energie- und CO₂-Effizienz

Der Stromanteil steigt, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen sinken.

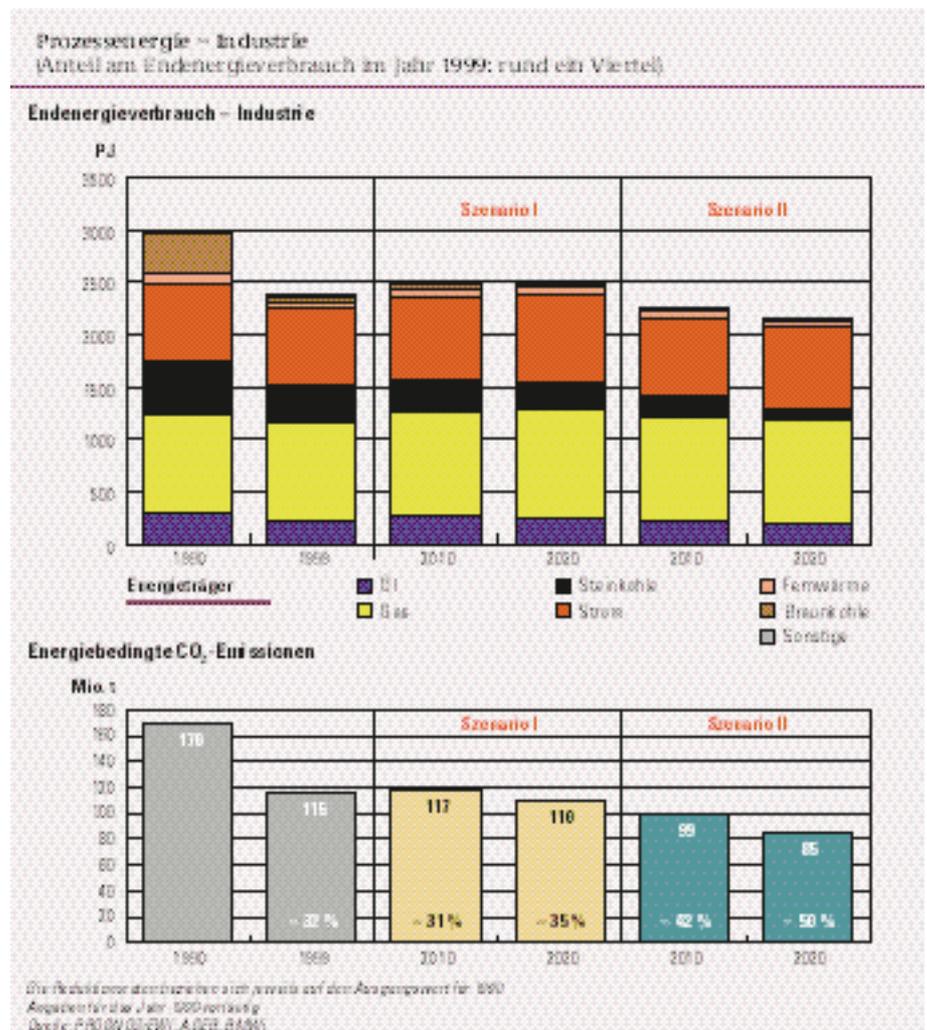
Der Verbrauch an Prozessenergie würde gemäß Szenario I gegenüber 1999 zunächst um 5 % bis 2010 anwachsen und nachfolgend stagnieren. Laut Szenario II hingegen würde der Verbrauch gegenüber 1999 bis 2020 kontinuierlich um insgesamt 10 % zurückgehen. Kennzeichnend für den Prozessenergiemarkt ist, dass in vielen industriellen Anwendungsbereichen eine Prozessoptimierung ohne zusätzlichen Stromeinsatz nicht denkbar ist. Dementsprechend würde der Stromanteil nach beiden Szenarien steigen.

Der spezifische Energieverbrauch würde sich laut beider Szenarien von 1999 bis 2020 fortlaufend verringern: Laut Szenario I um durchschnittlich 1,6 %, laut Szenario II sogar um 2,3 % pro Jahr.

Nach Szenario II würde im Markt für Prozessenergie – als Folge der Vorgabe einer CO₂-Reduktion in der Größenordnung von 40 % für den Energiebereich insgesamt – ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 50 % gegenüber 1990 erzielt. Laut Szenario I würden 35 % erreicht. Der Industriesektor erbrächte damit insgesamt den größten prozentualen Reduktionsbeitrag. Angesichts der nach Szenario I bereits erheblichen CO₂-Minderung wäre dieser laut Szenario II – gegenüber den anderen Verbrauchssektoren – unterproportional. Mit anderen Worten: Er ist dann nicht mehr wesentlich steigerbar.

Kohle verliert, Strom und Gas gewinnen.

Die Verbrauchsstruktur würde sich nach bei-



den Szenarien von 1999 bis 2020 zugunsten von Gas und Strom und zu Lasten der Kohle verändern. Der Beitrag der Steinkohle wäre nach Szenario II in 2020 um 66 % niedriger als nach Szenario I. Braunkohle würde nach Szenario II bis 2020 ganz aus dem Markt für Prozessenergie verschwinden.

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie kann durch ein- seitig nationale Klimaschutzmaßnahmen beeinträchtigt werden.

Die gesamtwirtschaftlichen Zusatzkosten laut Szenario II (gegenüber Szenario I) wür-

den beispielsweise für das Jahr 2020 920 Mio. € betragen. Die vergleichsweise geringe Höhe der Zusatzkosten resultiert aus der – angesichts des internationalen Wettbewerbs – für die Industrie gesetzten Bedingung, dass sich die von den Unternehmen getätigten Investitionen weitgehend »rechnen« und innerhalb des normalen Ersatzzyklus anfallen würden. Die einzelwirtschaftliche Belastung der Industrie ist abhängig vom jeweils eingesetzten energie- und umweltpolitischen Instrumentarium. Unterstellt, es würde eine CO₂-Abgabe von 38 €/t CO₂ eingeführt, und die Erhöhung



der Erzeugungskosten im Verstromungsbereich würde gleichmäßig an die Verbraucher weitergegeben, ergäben sich für 2020 einzelwirtschaftliche Zusatzkosten in Höhe von 4,6 Mrd. €. Die internationale Wettbewerbsposition der energieintensiven Industriezweige würde sich bereits durch geringe Steigerungen bei den Kosten der Energienutzung verschlechtern.

Der Beitrag der Steinkohle im Markt für Prozessenergie würde nach Szenario II im Jahr 2020 um 66 % niedriger ausfallen als nach Szenario I. Dies hätte entscheidende Auswirkungen auf die deutsche Stahlindustrie, weil hier das Produktions- und Marktpotenzial eng auf den Elektrostahlbereich begrenzt werden würde. Möglicherweise müsste die Oxygenstahlproduktion in Deutschland – mit entsprechenden Beschäftigungsverlusten – ganz eingestellt werden.

3.4 Energieeinsatz im Verkehr in 2020: Größter Handlungsbedarf, aber teuerste Lösungen

Energieeinsparung im Verkehr wird durch höhere Nachfrage nach Mobilität aufgezehrt.

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor würde nach Szenario I von 1999 bis 2010 um 2 % ansteigen, danach wieder absinken und läge in 2020 um 4 % unter dem Wert von 1999. Nach Szenario II hingegen würde er bis 2020 kontinuierlich um 18 % sinken. Der größte Unterschied zwischen den beiden Szenarien besteht beim Straßenverkehr, dessen Energieverbrauch in 2020 laut Szenario II um 18 % niedriger wäre als laut Szenario I. Bei anderen Verkehrsträgern würde der Energieverbrauch bis 2020 nach beiden Szenarien weiter ansteigen. In Szenario II steigt beispielsweise auch bei verstärkten Anstrengungen zur Verkehrsvermeidung der Stromeinsatz im Schienen-

verkehr als Ergebnis der Verlagerung von der Straße auf die Bahn um 28 %.

Was die Verbrauchsstruktur betrifft, läge der Einsatz von Ottokraftstoffen nach Szenario II in 2020 um fast 50 % unter dem Wert von Szenario I. Dazu trügen Einsparungen und Effizienzsteigerungen, Verkehrsvermeidungen und -verlagerungen, der Ersatz von Ottokraftstoffen durch Diesel (Anstieg gegenüber Szenario I um 3 %) und ein deutlich stärkerer Einsatz alternativer Kraftstoffe und Antriebsarten (Verfünffachung gegenüber Szenario I auf 5 %) bei. Trotz des um 15 % gesunkenen Energieverbrauchs laut Szenario II bliebe die relative Importabhängigkeit weiterhin hoch. Wegen des steigenden Beitrags von Erdgas (Verfünffachung gegenüber Szenario I) und der anhaltenden Dominanz von Kraftstoffen auf Mineralölbasis müssten auch nach Szenario II über 90 % des Energieverbrauchs im Verkehrssektor importiert werden.

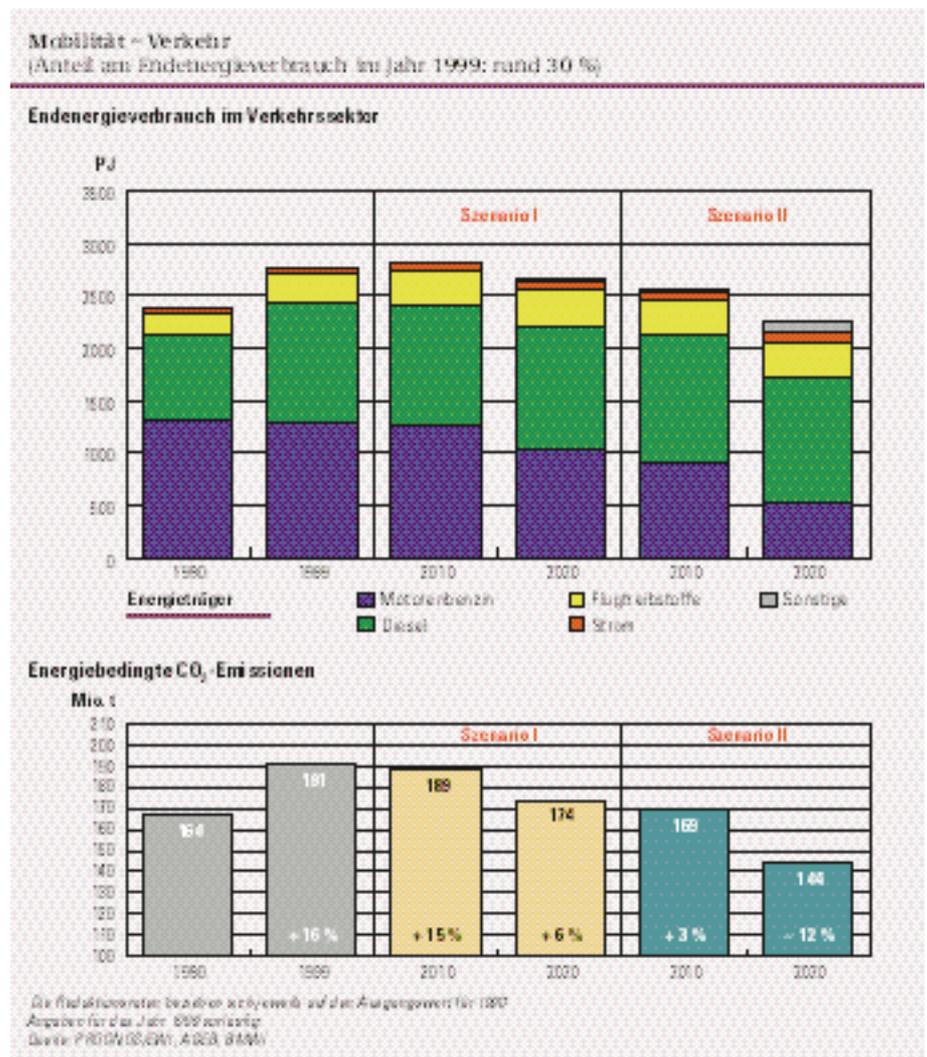
Bei Szenario II würden sich in allen energie-relevanten Bereichen des Verkehrs erhebliche Effizienzverbesserungen ergeben. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch pro PKW würde bis 2020 beispielsweise auf 5 l/100 km sinken (Szenario I: 6,1 l/100 km) und damit noch unter das Niveau fallen, das in der Shell-Studie vom September 2001 unter Berücksichtigung der Selbstverpflichtung der europäischen Automobilindustrie für möglich gehalten wird (5,5-5,8 l/100 km). Der geringere Treibstoffverbrauch wäre vor allem auf verbrauchsärmere Fahrzeuge zurückzuführen.

Energieeinsparung im Verkehr ist der einzige Weg, um die Preisrisiken des Ölimportes abzufedern.

Nach Szenario II würde im Verkehr – als Folge der Vorgabe einer CO₂-Reduktion in der Größenordnung von 40 % für den Energiebereich insgesamt – ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 12 % gegenüber 1990 erzielt. Laut Szenario I würden die Emissionen demgegenüber um 6 % steigen. Damit lägen die CO₂-Emissionen in 2020 nach Szenario II um 17 % unter dem Wert von Szenario I. Der Verkehrsbereich würde damit den geringsten Beitrag zum Rückgang der CO₂-Emissionen leisten. Die Reduktion würde in Szenario II hauptsächlich durch Energieeinsparung erzielt. Eine Substitution zugunsten kohlenstoffärmerer Kraftstoffe hätte nur im motorisierten Individualverkehr eine gewisse Bedeutung.

Ausreichende Zeithorizonte sind Voraussetzung für die politische Durchsetzbarkeit von Einsparstrategien.

Die Zusatzkosten in Szenario II (gegenüber Szenario I) wären für den Verkehrsbereich



im Vergleich zu den anderen Energiemärkten am höchsten. Sie würden 5,8 Mrd. € im Jahr 2010 und rund 20,7 Mrd. € im Jahr 2020 (jeweils Jahreskosten) betragen. Ursache hierfür wären die Zusatzkosten, die für effizientere Fahrzeuge aufgebracht werden müssten, soweit diese nicht durch Einsparungen im Kraftstoffverbrauch aufgerechnet werden könnten. Ein privater Haushalt müsste zur Deckung seines Mobilitätsbedarfs laut Szenario II im Jahre 2020 etwa 790 € (rund 1.550 DM) jährlich mehr ausge-

ben als laut Szenario I und damit etwa 60 % mehr als im Jahr 2000.

Nach Auffassung der Gutachter könnte Szenario II zu einer Verbesserung der Wertschöpfung im Bereich Fahrzeugbau/Elektrotechnik/Maschinenbau um 0,8 % gegenüber Szenario I führen. Dies würde allerdings voraussetzen, dass die privaten Haushalte bereit wären, die vergleichsweise hohen Zusatzkosten im Jahr 2020 zur Deckung ihres Mobilitätsbedarfs zu tragen.



Exkurs: Ersatz der Kernenergie (im Detail siehe Anlage 2, Seite 93 und Anlage 6, Seite 97 ff.)

Kurzfristige Entwicklung des Ersatzbedarfs

Nach der Ausstiegsvereinbarung besteht die Möglichkeit, Strommengen zwischen den Kernkraftwerken zu übertragen. Ohne Berücksichtigung dieser Flexibilität gehen bis 2005 Kernkraftwerke mit einer Stromerzeugung von rund 8 TWh pro Jahr (das entspricht etwa der Jahresproduktion eines konventionellen, in der Grundlaststromerzeugung eingesetzten 1.000-MW-Kraftwerks) vom Netz.

Zwischen 2006 und 2010 betrifft dies Kernkraftwerke mit einer Stromerzeugung von insgesamt rund 19 TWh pro Jahr. Von 2011 bis 2020 beläuft sich die schrittweise zu ersetzende Strommenge auf insgesamt rund 87 TWh pro Jahr. Die nach 2020 noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke gehen spätestens im Jahr 2025 vom Netz. Die deutschen Kernkraftwerke haben der Umwelt in den letzten Jahren mit ihrer Stromproduktion von 160 bis 170 TWh pro Jahr Emissionen von mehr als 100 Mio. t CO₂ pro Jahr erspart, wie im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung dargelegt.

Auf den deutschen und den europäischen Strommärkten bestehen beachtliche Überkapazitäten. Allein in

Deutschland belieben sie sich nach Expertenschätzungen im Jahr 2000 auf rund 10.000 MW. In Deutschland wird erwartet, dass trotz der Stilllegung einzelner Kernkraftwerke sowie einer Reihe von konventionellen Wärmekraftwerken bis 2010 das Überangebot im Wesentlichen fortbestehen wird.

Durch staatliche Maßnahmen im Rahmen der Klimaschutzpolitik (Ausbau der erneuerbaren Energien und verstärkte Nutzung der KWK) ist außerdem ein weiterer Zubau an Kapazitäten wahrscheinlich. Auch in Europa ist mittelfristig weiterhin mit Überkapazitäten und daraus resultierenden Exportbemühungen – u. a. nach Deutschland – zu rechnen.

Ersatz der Kernenergieleistung ab dem Jahr 2010

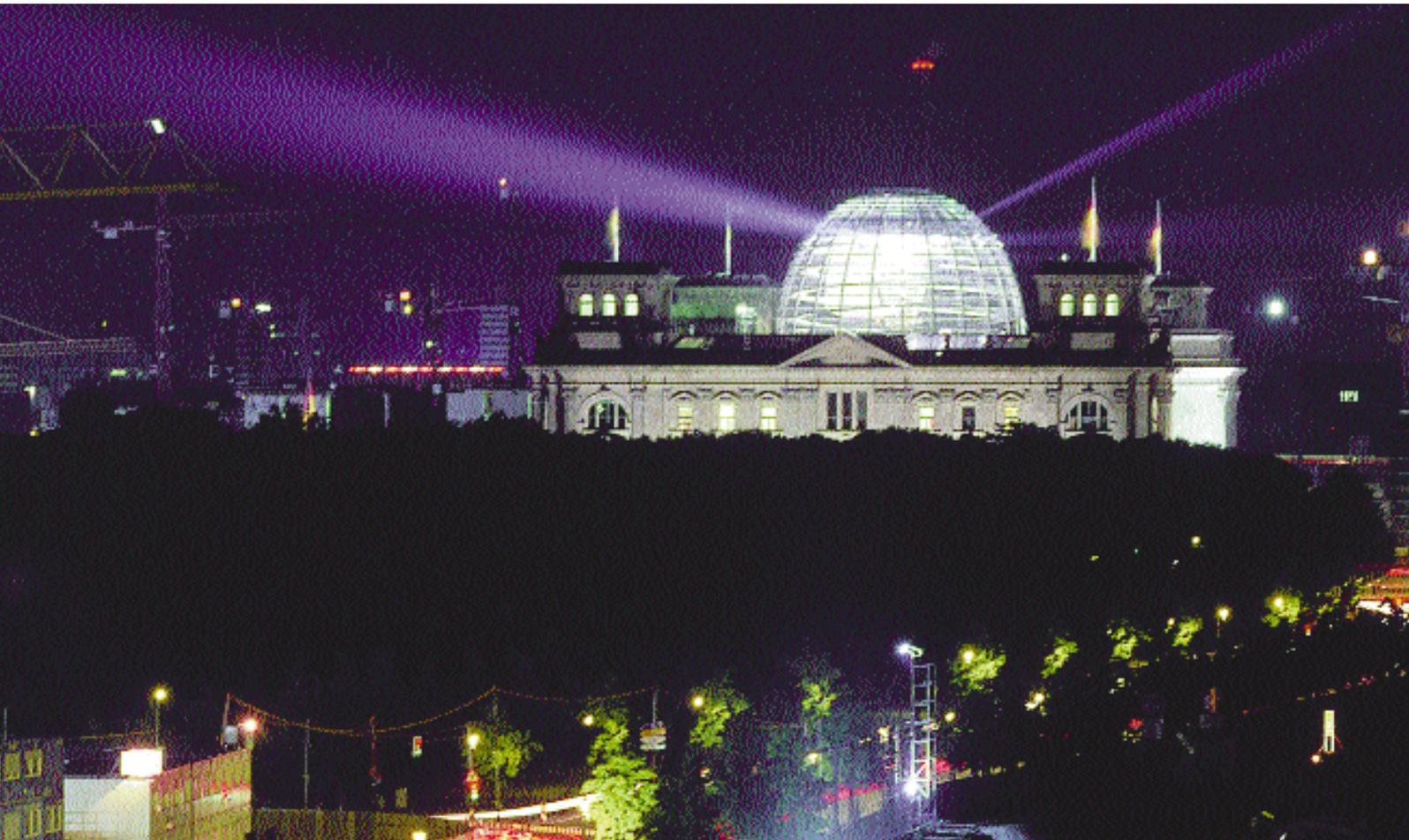
Ein substanzieller Ersatzbedarf sowohl für die Kernkraftwerke als auch für konventionelle Kraftwerke ist erst nach dem Jahr 2010 zu erwarten. Im marktwirtschaftlich organisierten Energiesektor liegt die Entscheidung, ob, wann und in welchem Umfang Ersatzinvestitionen für wegfallende Kernkraftwerke getätigt werden, allein bei den Unternehmen. Für die Kraft-

werksbetreiber dürfte hierbei insbesondere die weitere Entwicklung des Strombinnenmarktes die Entscheidungen beeinflussen.

In 2010 dürfte der Binnenmarkt für Strom voll funktionsfähig sein. Die Entscheidung, ob die nach 2010 stillzulegende Kernenergieleistung durch Investitionen im Inland oder durch Stromimporte ersetzt wird, wird in den Unternehmen anhand einer Vielzahl derzeit nicht zu quantifizierender Faktoren (z. B. Brennstoffkosten, Entwicklung neuer Technologien) getroffen. Hierbei ist davon auszugehen, dass deutsche Stromversorgungsunternehmen künftig verstärkt auch an Standorten im gesamten EU-Raum Strom erzeugen können.

Der dauerhafte Erhalt einer wettbewerbsfähigen Stromproduktion am Standort Deutschland wird vor allem davon abhängen, ob innerhalb der EU vergleichbare Wettbewerbsbedingungen (z. B. Umweltstandards, Steuern) geschaffen und nationale Sonderlasten für die inländische Stromerzeugung vermieden werden können.

VI. Die deutsche Energiepolitik am Scheideweg?



Die modellhaft aufgezeigten Handlungspfade beleuchten eindrücklich die Zielaspekte, zwischen denen eine zukunftsorientierte Energiepolitik abwägen muss: In dem Pfad (Szenario I), der die aus Sicht der Gutachter wahrscheinlichste Entwicklung beschreibt, werden die CO₂-Emissionen gegenüber 1990 moderat zurückgeführt. Die Ziele Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit bleiben gewahrt. Der auf ein sehr ehrgeiziges Klimaschutzziel verpflichtete Pfad (Szenario II) birgt hingegen Risiken für die volkswirtschaftliche Entwicklung und politische Akzeptanz.

Die Szenarien verdeutlichen überdies die Stellgrößen, die der Energiepolitik beim Klimaschutz zur Verfügung stehen.

Sie liegen in

- ▶ der Senkung des Energieverbrauchs durch rationelle Energieverwendung und Energieeinsparung,
- ▶ einer »Dekarbonisierungs«-Strategie, also dem Ersatz kohlenstoffreicher durch kohlenstoffärmere oder kohlenstofffreie Energieträger.

Die Chancen beider Strategien – sparsame und rationelle Energieverwendung sowie

Energieträgersubstitution – kommen insbesondere dann zum Tragen, wenn bei den Umsetzungsschritten die internationalen Rahmenbedingungen beachtet werden. Risiken, sowohl ökonomischer als auch politischer Natur, entstehen vor allem dann, wenn die Strategien nicht maßvoll angewandt werden. Vor diesem Hintergrund werden folgende Fragen zu beantworten sein:

- ▶ 1. Will die Energiepolitik künftig die rechnerisch billigste, aber volkswirtschaftlich risikoreiche Strategie des Verzichtes auf die Kohlenutzung in der Stromerzeugung wählen?



1. Die Risiken

Zusätzlich steigende Importabhängigkeit

Bereits heute weist Deutschland eine im europäischen Vergleich hohe Importabhängigkeit auf (EU rund 50 %, Deutschland rund 60 % (1999)).

Der weitgehende Ersatz von Kohle durch Gas nach Szenario II würde die schon vorhandene, sehr hohe Abhängigkeit im Wärmemarkt (77 %) und Verkehrsbereich (98 %) von Öl und Gas durch eine zusätzliche Abhängigkeit im Stromsektor erhöhen. Die Importabhängigkeit insgesamt steigt weiter (nach Szenario II auf 76 %), obwohl hier erneuerbare Energien im Strommarkt einen Anteil von 21 % und im Wärmemarkt von 19 % abdecken. Nicht einmal diese Maßnahmen könnten den Zuwachs der Importabhängigkeit vollständig auffangen.

Verengung der Energieträgerbasis auf zwei Energieträger

Der starke Zuwachs des Gasverbrauchs nach Szenario II verschärft die vorhandene Abhängigkeit beim Öl durch eine ebenso hohe bei einem weiteren Energieträger. Das ist umso mehr zu beachten, als nach Szenario I im Jahre 2020 nur noch rund 10 % des inländischen Gasverbrauchs aus heimischen Quellen gedeckt werden können. In absehbaren Zeiträumen muss Gas also fast vollständig importiert werden. Die zusätzlichen Gasmengen sind nur aus wenigen Regionen importierbar, in einigen von ihnen beeinträchtigen politische Konflikte das Wirtschaftsgeschehen. Bis 2020 lassen die Gasvorräte zwar kein physisches Lieferproblem erwarten. Preisrisiken, die zudem Auftrieb durch den europaweit erwarteten

Nachfrageschub erhalten können, sind jedoch nicht auszuschließen.

Preisrisiken des Gasimportes

Obwohl eine CO₂-Minderung auf den ersten Blick kostengünstig zu realisieren wäre, wenn in der Stromerzeugung Kohle durch Gas ersetzt wird – die CO₂-Minderungskosten je eingesparter Tonne CO₂ liegen in Szenario II unter 12,8 €/t in 2020 (siehe Anlage 7, Seite 99) –, gilt dies nur unter den Annahmen des Modells. Hier wird auf den gesamten Zeitraum bezogen mit einem niedrigen Ölpreisniveau (im Zeitraum 2005 bis 2020 zwischen 16,5 und 21,5 US-\$ inflationsbereinigt) gerechnet. Preisrisiken sind deshalb in den Modellaussagen nicht erfasst.

Die Gutachter haben alternativ auch eine nachfragebedingte Verdopplung des Gaspreises untersucht. Die Stromerzeugung aus Gas wäre dann zwar immer noch eine kostengünstigere Möglichkeit, CO₂-Emissionen einzusparen, als auf Basis der meisten erneuerbaren Energien. In diesem Fall würden sich jedoch die Mehrkosten der Stromerzeugung von 3,9 Mrd. € auf 8,7 Mrd. € erhöhen (Szenario II im Vergleich zu Szenario I). Dies entspräche in etwa der Größenordnung der gesamten Brennstoffkosten bei der gegenwärtigen Stromerzeugung.

Die Gutachter vertreten die Auffassung, dass eine solche Situation »zu erheblichen Entzugseffekten« bei Finanzmitteln führen könnte, »die die volkswirtschaftliche Entwicklung insgesamt beeinträchtigen könnten«. Auf die preisstabilisierende Funktion der heimischen Braunkohle in der

▶ 2. Will die Energiepolitik eine technisch noch mögliche, ökonomisch und politisch unter Umständen jedoch risikoreiche Strategie der deutlichen Verschärfung des Einsparkurses schultern?

▶ 3. Will die Energiepolitik den nationalen Alleingang im Klimaschutz weiter fortsetzen oder einen Kurs des europäischen Gleichklangs wählen und nationale Zielorientierungen vom Geleitzug Europa abhängig machen?

Der Vergleich beider Szenarien liefert hierzu folgende Argumente:

Stromerzeugung könnte in einem solchen Fall nicht mehr zurückgegriffen werden.

Ansteigende Stromkosten

Strom ist industrielle Wachstumsenergie; dementsprechend wächst sein Verbrauch auch nach Szenario II weiter an. Stromkosten sind deshalb ein sensibler Faktor für die Wirtschaftsentwicklung, insbesondere für die stromintensiven Industrien. Stromerzeugung vor allem auf preissensible Energieträger abzustützen – wie es die Substitutionsstrategie des Szenarios II nahe legt –, kann deshalb den Erzeugungsstandort Deutschland und die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien gefährden. Standortverlagerungen der betroffenen Industrien oder hohe Stromimporte wären die Konsequenz. Nach Szenario I wären diese Risiken wegen des höheren Anteils an Braunkohle und dementsprechend kleineren Anteils an Gas wesentlich geringer.

Stromerzeugung im Ausland statt im Inland?

Nach Szenario II würden im Stromsektor Zusatzkosten in Höhe von 3,9 Mrd. € in 2020 anfallen (im Vergleich zu Szenario I).

Das entspricht einem Anteil von 12 % an den Gesamtkosten dieses Bereichs im Jahre 2020. Dabei sind Preiseffekte beim Gas und die Altlastenproblematik bei der deutschen Braunkohle noch nicht berücksichtigt.

Damit würde eine Größenordnung erreicht, die für einen Wirtschaftszweig, der im intensiven europäischen Wettbewerb steht, marktentscheidend sein kann. Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass die Kosten für die Einsparung einer Tonne CO₂ in Deutschland höher sind als in europäischen Kraftwerken. Ursache dafür ist, dass in Deutschland in den vergangenen Jahren bereits in erheblichem Umfang CO₂ eingespart worden ist, zum Beispiel durch Ersatz ineffizienter alter Braunkohlekraftwerke durch hocheffiziente Anlagen. Im Ausland, insbesondere in Osteuropa, steht diese Kraftwerkserneuerung noch an. Andere europäische Mitgliedstaaten verfügen in ganz anderem Ausmaß über Potenziale zur Nutzung der CO₂-freien und kostengünstigen Wasserkraft. In Deutschland würde zusätzlich ins Gewicht fallen, dass der Beitrag der Kernenergie zur CO₂-Minderung abnimmt und für die Zukunft ausgeschlossen ist.

Deshalb zweifeln die Gutachter daran, dass sich diese rechnerische Variante einer rund 40 %igen CO₂-Reduktion im Stromsektor in Deutschland im europäischen Kontext tatsächlich realisieren ließe. Nach ihrer Einschätzung gäbe es zur Erreichung der gleichen umweltpolitischen Effekte kostengünstigere Möglichkeiten im europäischen Kraftwerkspark. Die massive Substitution mit vorzeitiger Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland wäre eine im EU-Vergleich teure Variante. Wahrscheinlicher wäre aus ihrer Sicht stattdessen eine Zunahme der Stromimporte (bei Einsatz einer europaweiten CO₂-Abgabe) oder aber ein Ankauf von Zertifikaten aus dem Ausland (bei einer Emissionshandelslösung).

Höhere CO₂-Emissionen der Kohlenutzung

Unbestritten stellen die CO₂-Emissionen der Kohlenutzung die Klimaschutzpolitik vor zusätzliche Aufgaben. Gegenüber dem Energieträger Gas erhöht die Verbrennung von Braunkohle die CO₂-Emissionen je erzeugter Einheit um ca. 100 %. Der CO₂-Faktor für Steinkohle liegt um fast zwei Drittel über



dem von Erdgas. Kohlekraftwerke tragen heute etwa einen Anteil von 30 % an den gesamten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland.

Manche Stimmen in der energiepolitischen Diskussion weisen der CO₂-freien Kernenergie deshalb eine Ausgleichsfunktion bei der Stromerzeugung zu, um die CO₂-Emissionen zu senken. Deutschland hat sich gegen diese Technologie entschieden, weil andere Risiken der Kernenergie bestehen. Auch aus ökonomischen Gründen ist nicht davon auszugehen, dass die CO₂-freie Kernenergie auf Dauer zur Klimaentlastung zur Verfügung steht. Wie aus Anlage 6 (siehe Seite 97 ff.) ersichtlich, sind durch den Verzicht auf die Kernenergie je nachdem, wodurch die Kernenergie ersetzt wird, bis 2010 zusätzliche CO₂-Emissionen in Höhe von 10 Mio. bis 24 Mio. t pro Jahr und zwischen 2010 und 2020 weitere 33 Mio. bis 74 Mio. t CO₂ pro Jahr durch energiepolitische Weichenstellungen zu vermeiden, wie im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung dargestellt.

Hohe volkswirtschaftliche Zusatzkosten

Das Szenario II berechnet diejenigen Maßnahmen, die angesichts der Zielvorgabe einer rund 40 %igen CO₂-Minderung in 2020 (gegenüber 1990) notwendig wären. Im Vergleich zum Handlungspfad nach Szenario I fallen jährliche Zusatzkosten an, die ansteigen und im Jahr 2020 32 Mrd. € betragen. Diese Größenordnung entspricht in etwa den Gesamtkosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland im Jahr 1999. Stellt man diese Zusatzkosten der Wertschöpfung der einzelnen Wirtschaftsbereiche gegenüber, die die Gutachter laut Szenario II für 2020 prognosti-

ziert haben, wird ihre Dimension deutlicher: Beispielsweise erwirtschaften der Kohlenbergbau 1,4 Mrd. €, die Mineralölindustrie 17,1 Mrd. €, die Gaswirtschaft 9,8 Mrd. €, die Stromwirtschaft 27,6 Mrd. € und die übrige Energiewirtschaft 6,4 Mrd. €.

Zusatzbelastungen für den privaten Verbraucher

Die im Jahre 2020 für einen Durchschnittshaushalt anfallenden zusätzlichen Kosten beziffern die Gutachter in Szenario II mit ca. 1.500 € (rund 3.000 DM). Das entspricht einer Aufwandsteigerung für die Deckung des Energiebedarfs um etwa 60 % verglichen mit den Kosten, die ein Haushalt im Jahre 1998 ausgeben musste. Dieser Berechnung liegen Preise für die Energieprodukte zugrunde, die aufgrund der unterstellten CO₂-Abgabe beträchtliche Dimensionen erreichen: in realen Größen, d. h. inflationsbereinigt, beispielsweise 77 Cent (1,50 DM) für den Liter Heizöl, 22 Cent (42 Pf) für eine Kilowattstunde Strom und 2,40 € (4,70 DM) für einen Liter Benzin. In nominalen Werten entspricht dies 1,15 € (2,25 DM) für Heizöl, 32 Cent (63 Pf) für Strom und 3,58 € (7 DM) für einen Liter Benzin.

Gefahren für die gesamtwirtschaftliche Verträglichkeit

Das energiepolitische Ziel der Wirtschaftlichkeit würde laut Auffassung der Gutachter in Szenario II selbst bei einer vergleichbaren Politik in den anderen Mitgliedstaaten der EU verletzt. Wichtige deutsche Handelspartner haben günstigere strukturelle Voraussetzungen für eine ehrgeizige klimaschutzorientierte Energiepolitik. Dazu gehören z. B. einheimische Gas- und Wasserressourcen, das Klima

(Sonneneinstrahlungs- und Windverhältnisse, höhere Durchschnittstemperaturen) und weniger Industrie. Die Gutachter erwarten deshalb, dass »energieintensive Wirtschaftszweige in Länder mit günstigeren Standortbedingungen abwandern werden, wenn Deutschland eine (derart) intensive CO₂-Reduktionspolitik betreibt«. Bezogen auf die Gesamtwirtschaft dürfte nach den sich aus Szenario II ergebenden Trends das Ausmaß des Strukturwandels zwar eher gering sein, wenn, wie im Modell angenommen, das Wirtschaftswachstum unverändert bliebe. Damit ist aufgrund der Strukturbrüche jedoch kaum zu rechnen. Zudem wären innerhalb einzelner Wirtschaftsbereiche größere Verschiebungen und entsprechende Wachstums- und Beschäftigungsrisiken wahrscheinlich. Neben dem Kohlektor würde sich auch bei Wirtschaftsbereichen mit hoher Energieintensität sowie deren Zulieferindustrien nach Einschätzung der Gutachter für Teile der Produktion die Existenzfrage stellen. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass »Deutschland als stark exportorientiertes Land sich einen klimapolitischen Alleingang nicht leisten kann«. Sie haben bei ihrer Bewertung zwar eine internationale Einbettung in Szenario II unterstellt. Eine Reihe der im Modell unterstellten Maßnahmen hat jedoch zur Zeit wenig Aussicht auf zügige Realisierungschancen (z. B. EU-weit harmonisierte Energiesteuern). Auch die Klimaschutzpolitiken der anderen Mitgliedstaaten und ihre bisherigen Ergebnisse (siehe Anhang A, Seite 82 ff.) unterscheiden sich gegenwärtig erheblich. Die modelltechnisch angenommene harmonisierte Klimaschutzpolitik in Europa ist zur Zeit nicht gegeben.

2. Die Chancen

Energieeinsparung

Setzt man statt auf Brennstoffsubstitution auf eine Strategie der Senkung der Energienachfrage, werden tendenziell die Auswirkungen von Preisschwankungen der Importenergiemärkte auf die Volkswirtschaft gesenkt statt erhöht.

Die Szenarien vermitteln eine Vorstellung über die Größenordnung dessen, was über Effizienzstrategien auf der Nachfrageseite unter den jeweils gesetzten Annahmen erschließbar erscheint.

Insgesamt ließe sich danach die Energieintensität zwischen 34 % (Szenario I) und 44 % (Szenario II) reduzieren. Die höchsten Potenziale könnten – so die Modellrechnungen – im Wärmemarkt durch Absenkung des Wärmebedarfs bei Wohngebäuden von 747 MJ auf 415 MJ pro m² Wohnfläche und Jahr (entspricht 44 % laut Szenario II) und im Verkehrsbereich durch Absenkung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs pro PKW von 8,6 l auf 5 l je 100 km (entspricht 42 % laut Szenario II) erschlossen werden.

Zur Einschätzung ein Blick in die Vergangenheit und einige Daten aus anderen Studien: In der Vergangenheit wurden Steigerungsraten für die Energieeffizienz erreicht, die in der Regel unter der Wachstumsrate für das Bruttoinlandsprodukt lagen. Nationale und internationale Prognosen erwarten dies auch für die Zukunft.

In den alten Bundesländern ergab sich für den Zeitraum 1970 bis 1990 eine Verbesserung der Energieeffizienz um 1,6 % pro Jahr

bei einem durchschnittlichen Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um 2,5 % pro Jahr⁷. Europaweit erwartet die EU-Kommission im Rahmen ihrer Prognose von 1999 (für die EU-15) ein Wachstum des Bruttoinlandsprodukts im Zeitraum 1995 bis 2020 von durchschnittlich 2,2 % pro Jahr und eine durchschnittliche Verbesserung der Energieeffizienz von 1,5 % pro Jahr.

Vor diesem Hintergrund ist die nach Szenario I resultierende Verringerung der Energieintensität um 2,1 % pro Jahr bei einem Wirtschaftswachstum von 1,9 % pro Jahr ein ehrgeiziges Ergebnis. Die sich nach Szenario II ergebende Verbesserung von 2,7 % pro Jahr läge noch einmal um fast 30 % über dieser Kennziffer und um mehr als 40 % über dem für den Zeitraum 1991 bis 2000 realisierten Wert. Das Ziel wäre vor allem deshalb sehr anspruchsvoll, weil nur bei hohem Wirtschaftswachstum die finanziellen Spielräume entstehen können, die für die Modernisierung der Wirtschaft erforderlich sind. Ein hohes Wirtschaftswachstum ist aber in der Regel gleichzeitig mit einem höheren Energieverbrauch und höheren CO₂-Emissionen verbunden. Daher ist zweifelhaft, ob die in Szenario II unterstellte, besonders ehrgeizige Energieeffizienzsteigerungsrate überhaupt gesamtwirtschaftlich so realisiert werden könnte.

Auf der anderen Seite kann Energieeinsparung wirtschaftliches Wachstum stützen, weil Innovationen und Investitionen angeregt werden. Beachtet werden müssen dabei die damit verbundenen Kosten und die Zeitachse, auf der die Maßnahmen zur Einsparung durchgeführt werden (u. a. Beach-

tung von Reinvestitionszyklen). Einsparmaßnahmen, bei denen Reinvestitionszyklen berücksichtigt werden, vermeiden zusätzliche Kosten. Im Allgemeinen treffen für die Flottenumschlagsgeschwindigkeit (PKW) 12 Jahre zu, für die Sanierung im Gebäudebestand 30 bis 40 Jahre. Reinvestitionszyklen im Industriebereich sind wesentlich kürzer.

Modernisierung des Kraftwerksparks

Eine konsequente Modernisierung des kohlebasierten Kraftwerksparks bis 2020 birgt erhebliche Potenziale der CO₂-Einsparung. Heute liegen die durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrade der Steinkohlekraftwerke bei 37 % und der Braunkohlekraftwerke bei 34 %. Moderne Technologien erreichen zur Zeit Wirkungsgrade von 43 % (Braunkohle) bzw. 46 % (Steinkohle). Künftig lassen sich diese Wirkungsgrade voraussichtlich in dem Zeithorizont bis 2020 bei Steinkohlekraftwerken auf bis zu 55 % und bei Braunkohlekraftwerken auf über 50 % steigern. Unterstellt man, dass bis 2020 die heute verfügbaren besten Technologien mit Wirkungsgraden von 43 bzw. 46 % im gesamten Kraftwerkspark im Einsatz sind, dann ließe sich bei unverändert angenommener Stromproduktion der CO₂-Ausstoß gegenüber heute um 23 % reduzieren. Statt der heute erzeugten Menge von 263 Mio. t CO₂ pro Jahr wäre eine Reduktion auf ca. 202 Mio. t CO₂ pro Jahr bis 2020 erreichbar.

Märkte für Klimaschutztechnologien

Eine Vorreiterrolle bei innovativen Technologien (z. B. für die Nutzung erneuerbarer Energien, Brennstoffzellentechnik, Kraftwerkstechnik, verbrauchsarme PKW) für den



Klimaschutz eröffnet Deutschland neue Chancen auf den Weltmärkten. Klimaschutzanstrengungen hierzulande können dem Anlagenbau helfen, im internationalen Vergleich Vorsprünge zu erreichen und auszubauen. Sie können damit zur Sicherung und Schaffung von zukunftsfähigen Arbeitsplätzen beitragen. So würden von dem in Szenario II beschriebenen Entwicklungspfad die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der öffentliche Personennahverkehr, der Bahnverkehr, der Bereich Steine und Erden, die Bauwirtschaft und der Anlagenbau profitieren, sofern die gesamtwirtschaftlichen Voraussetzungen der Gutachter einträfen.

Eine tragfähige Perspektive hat das Engagement auf dem »Zukunftsmarkt Klimaschutz« aber nur dann, wenn weltweit Klimaschutzziele konsequent umgesetzt und die Anlagen wettbewerbsfähig angeboten werden.

Akzeptanzgewinn und Kostenreduktion durch Optimierung der Anpassungsgeschwindigkeit

Bei der Bewertung der Energieeinsparpotenziale muss beachtet werden, dass sie

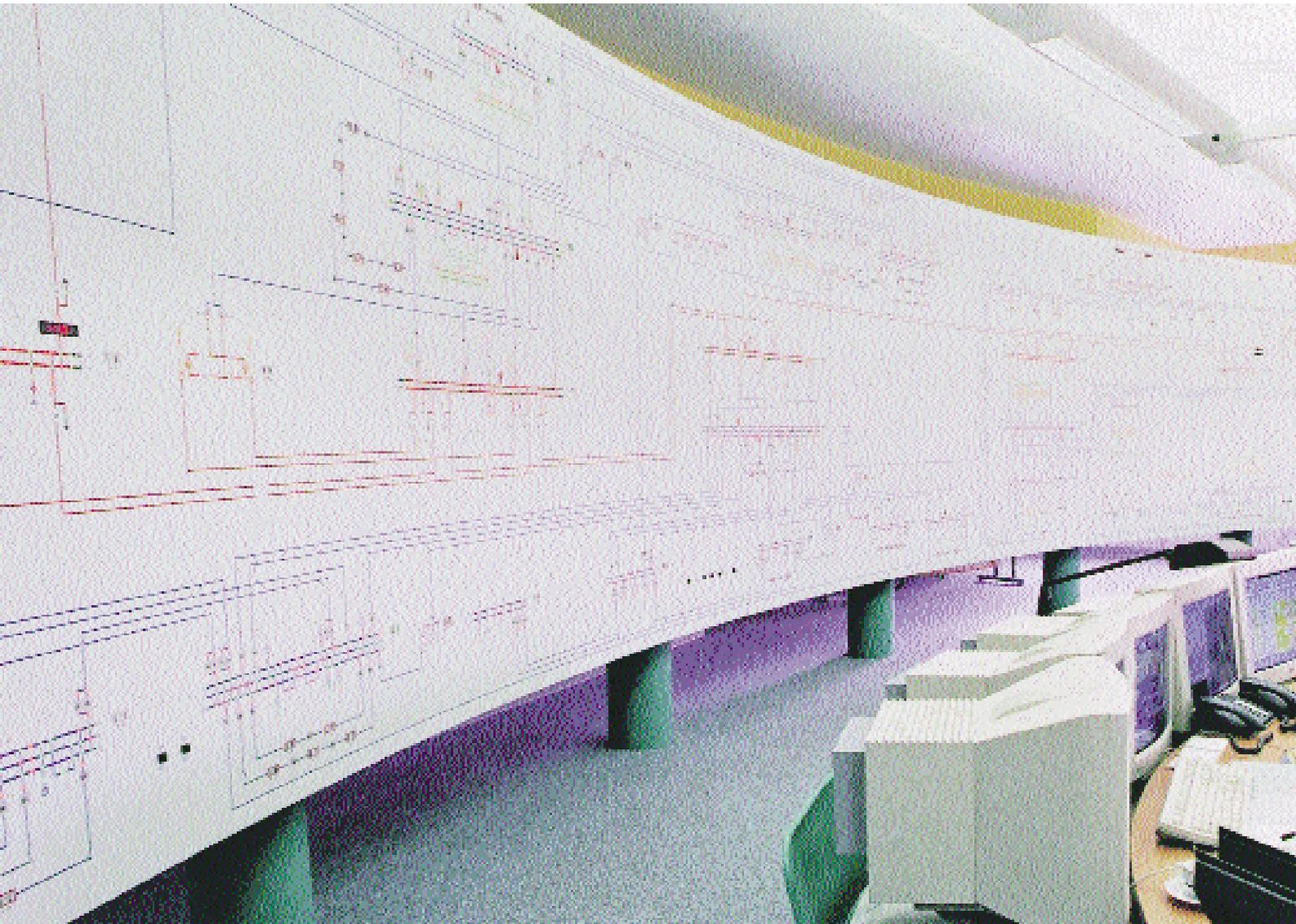
- ▶ in den einzelnen Energiemärkten mit unterschiedlich hohen Kosten verbunden sind und
- ▶ die einzelnen Märkte in unterschiedlichem Maße im internationalen Wettbewerb stehen.

Will man die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie nicht tangieren, bieten Maßnahmen im Bereich des privaten Verbrauchs wichtige Ansatzpunkte zur CO₂-Minderung. Grundsätzlich wären dort auch Maßnahmen über das wirtschaftliche Maß hinaus denkbar. Das hieße, dass die Investitionskosten die über die gesamte Lebensdauer erzielten Erträge aus Energieeinsparungen übersteigen. Solche Maßnahmen wären also mit einer Einschränkung des verfügbaren Einkommens der Verbraucher verbunden. Im Wärmemarkt würde z. B. eine rund 40 %ige CO₂-Minderung nach dem Szenario II voraussetzen, dass CO₂-Grenzvermeidungskosten im Bereich Raumwärme bis zu 197 €/t CO₂ akzeptiert würden. Im Verkehrssektor würden für PKW Reduktionskosten von bis zu 1.217 €/t CO₂ auftreten.

Eine politische Durchsetzbarkeit von Szenario II bei den Verbrauchern hinge deshalb insbesondere davon ab, inwieweit die Verbraucher entsprechende Belastungen zu tragen bereit wären, und ob diese gegebenenfalls staatlich flankiert würden. Verringern ließen sich die Belastungen allerdings, wenn der Zeitfaktor angemessen einbezogen würde. Szenario I zeigt, dass Effizienzsteigerungen auch ohne unvermeidbare volkswirtschaftliche Belastungen möglich sind. Wenn gesamtwirtschaftliche Brüche vermieden werden sollen, müssen ehrgeizige CO₂-Ziele die Zeitdimension als Strategiebestandteil berücksichtigen.

⁷ Die im Zeitraum 1991 bis 2000 in Deutschland erzielten Ergebnisse sind eine Ausnahme (Steigerung der Energieeffizienz um durchschnittlich 1,9 % pro Jahr, bei einem Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,5 % pro Jahr). Sie sind zu einem wesentlichen Teil vereinigungsbedingt und können nicht als Maßstab für künftige Entwicklungen herangezogen werden.

Langfristige Handlungsorientierungen



Nachhaltigkeit in der Energiepolitik zu verwirklichen, wird – angesichts der zunehmenden Zielkonkurrenz zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung einerseits und steigenden Klimaschutzanforderungen andererseits – nicht einfacher. Dafür geben die Berechnungen der Gutachter genügend Anhaltspunkte (siehe Kapitel V, Seite 38 ff.).

Der Weg des geringsten Widerstands, aus ökonomischen Gründen Klimaschutz in Deutschland zu vernachlässigen, verbietet sich. Nicht berücksichtigt wird bei einer solchen Überlegung nämlich, dass die eingesparten Kosten eines heute verpassten Klimaschutzes von den nächsten Generationen bezahlt werden müssen. Umgekehrt gilt auch, dass eine bruchartige und isolier-

te Steigerung der Klimaschutzanforderungen Gefahr läuft, alle selbst gesteckten Ziele zu verfehlen. Statt CO₂-Emissionen in Europa zu mindern, werden lediglich europaweite Austauschprozesse angestoßen. Dem Export der Produktionsstätten folgt der »Re-Import« von Produkten, die mit möglicherweise höheren CO₂-Emissionen behaftet sind.



Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit in Einklang zu bringen, ist Thema in den folgenden Ausführungen. Anhand der Erkenntnisse aus den Berechnungen der Szenarien und unter Beachtung der zukünftigen strukturellen Voraussetzungen in den deutschen Energiemärkten (siehe Kasten oben rechts) sind folgende Handlungsorientierungen identifizierbar, die den

Korridor einer zukunftsfähigen und nachhaltigen Energiepolitik beschreiben. Als »Win-Win-Option« hat die rationelle Energieverwendung dabei eine herausragende Stellung:

- ▶ 1. Rationelle Energieverwendung hat Vorrang. Denn das bereits hohe Niveau der Energieeffizienz der deutschen Volkswirtschaft weiter zu steigern, ist ein Schlüssel für Umweltschutz und Versorgungssicherheit.
- ▶ 2. Die Angebotsorientierung in der Energiepolitik muss durch eine Nachfrageorientierung ergänzt werden: Denn die Einsparmöglichkeiten in den Sektoren Raumwärme und Verkehr sind hoch und müssen prioritär erschlossen werden.
- ▶ 3. Technologische Innovationen zur Umwandlung und Nutzung von Energieträgern, insbesondere bei erneuerbaren Energien, müssen vorangetrieben, und ihre Marktdurchdringung als Zukunftsvorsorge muss unterstützt werden.
- ▶ 4. Die europäischen Binnenmärkte erzwingen langfristig subventionsfreie Energieversorgungsstrukturen. Wenn allerdings kurzfristige Marktsignale langfristigen Zukunftserfordernissen zuwiderlaufen, muss eine Rahmensetzung dem Markt Ziel und Richtung geben.
- ▶ 5. Der Energiestandort Deutschland braucht verlässliche Rahmenbedingungen, denn eine zuverlässige Versorgung und sichere Arbeitsplätze erfordern Investitionen im Inland.

Charakteristika der deutschen Energiemärkte

- ▶ zunehmende Integration von Energieangebot und -verbrauch im europäischen Binnenmarkt
 - ▶ steigende Anforderungen an die Begrenzung der umweltrelevanten Wirkungen des Energieverbrauchs
 - ▶ zunehmende Importabhängigkeit für das Energieangebot in Deutschland
 - ▶ steigende Freiheitsgrade von Anbietern und Verbrauchern bei der Wahl des Energieträgereinsatzes, der Standorte und der Produkte
 - ▶ härterer Wettbewerb auf stabilen bis schrumpfenden Märkten und damit Verringerung der Preis- und Kostenspielräume
 - ▶ hohe Kosten- und Preisempfindlichkeit der Nachfragesektoren auf politisch induzierte Änderungen der Rahmenbedingungen
 - ▶ durch hohe Kapitalintensität bedingte »strukturelle Trägheit« des Energiesektors in Bezug auf Umstellungsgeschwindigkeiten
 - ▶ hohes technisches Innovationspotenzial bei hohem Anteil der Energiebranche an den Gesamtinvestitionen der Volkswirtschaft
- ▶ 6. Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung sind unverzichtbar, denn sie mindern die Risiken der Importabhängigkeit.
 - ▶ 7. Die Energiepolitik der Zukunft setzt einen Schwerpunkt in der Außenwirtschaftspolitik, denn angesichts steigender Importabhängigkeit ist die bilaterale und multilaterale Zusammenarbeit mit den Erzeuger- und Verbraucherländern für die Sicherheit der Energieversorgung unerlässlich.
 - ▶ 8. Die Vorreiterrolle Deutschlands im Klimaschutz muss exportiert werden, denn CO₂-Minderungsziele werden nur gemeinsam erreicht.
 - ▶ 9. Das Richtige tun zur richtigen Zeit – denn Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit werden nur gleichrangig verwirklicht, wenn Investitionszyklen berücksichtigt werden.

1. Rationelle Energieverwendung hat Vorrang: Denn das bereits hohe Niveau der Energieeffizienz der deutschen Volkswirtschaft weiter zu steigern, ist ein Schlüssel für Umweltschutz und Versorgungssicherheit.

► Vorrangige Handlungsorientierung einer Volkswirtschaft, die wie Deutschland in hohem Maße von Importenergien abhängig ist und in Zukunft sein wird, ist die Steigerung ihrer Energieeffizienz. Der Prozess der Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum hat seit den Ölpreiskrisen der 70er Jahre begonnen. Dies hat maßgeblich dazu beigetragen, dass Wachstumseinbußen bei den letzten Preisschwankungen auf den internationalen Ölmärkten begrenzt blieben. Durch die Senkung der Energie- und insbesondere der Ölintensität der deutschen Volkswirtschaft führte der Anstieg der Ölpreise im Jahr 2000 zu wesentlich

schwächeren Auswirkungen auf das gesamtwirtschaftliche Wachstum als beispielsweise in den 70er Jahren.

► Die Optimierung der Energieeffizienz der Produktions- und Verwendungsseite einer Volkswirtschaft hat in jedem Falle umweltpolitische Vorteile. Jede nicht verbrauchte Einheit Energie erspart CO₂-Emissionen. Die Einsparung von Energie ist ohne Alternative, solange die Primärenergieversorgung noch nicht vollständig auf regenerativer Basis erfolgen kann. Von einer solchen Entwicklung sind wir noch sehr weit entfernt.

► Energieeffizienzstrategien stehen in engem Zusammenhang mit dem gesamtwirtschaftlichen Wachstum. So positiv sie unter Aspekten der Versorgungssicherheit und des Umweltschutzes auch sind, stoßen sie jedoch unter Aspekten der Wirtschaftlichkeit an Grenzen. So besteht die Gefahr von Reibungsverlusten und gesamtwirtschaftlichen Risiken, wenn durch zu schnelle und zu intensive Umstellungen das generelle Investitionsklima beeinträchtigt wird. Notwendig ist deshalb ein ausgewogener Ansatz zur optimalen Ausschöpfung von Einsparpotenzialen. Über Bandbreite und Größenordnungen dessen, was wirtschaftlich möglich ist, können die Ergebnisse der Szenarien eine grobe Orientierung geben: Gegenüber dem Zeitraum 1991 bis 2000 mit einer jährlichen Effizienzsteigerung von 1,9 % setzt das Szenario I für den Zeitraum 1999 bis 2020 auf einen Zuwachs von weiteren 0,2 Prozentpunkten. Nach Szenario II müssen sogar 2,7 % erreicht werden (jeweils bei 1,9 % angenommenem jährlichem Wirtschaftswachstum). Schon Szenario I unterstellt jedoch z. B. eine Fortentwicklung der Öko-steuer in erheblichen Größenordnungen, deren Vereinbarkeit – jedenfalls zur Zeit – mit europäischen Wettbewerbsbedingungen als schwierig eingeschätzt werden muss. Vor diesem Hintergrund ist die daraus resultierende Verbesserung der Energieintensität um 2,1 % pro Jahr bei einem Wirtschaftswachstum von 1,9 % pro Jahr ein ehrgeiziges Ergebnis. Die sich nach Szenario II ergebende Steigerung auf 2,7 %



Modernes Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk

pro Jahr läge noch einmal weit über dieser Kennziffer. Wenn es gelänge, den in Szenario I unterstellten jährlichen Zuwachs der Energieeffizienz von 2,1 % im langjährigen Mittel zu erreichen, wäre energiepolitisch viel erreicht.

Deshalb:

Energieeffizienzsteigerung und Wirtschaftswachstum im Zusammenhang sehen

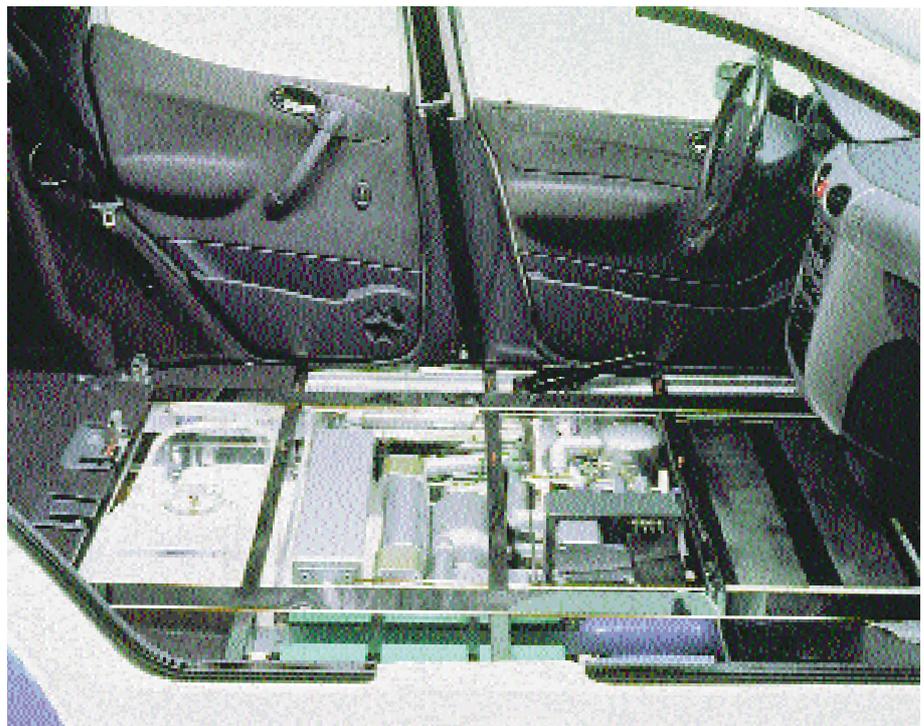
Anzustreben ist, die Energieeffizienz langfristig in dem gleichen Maße zu steigern, wie die Wirtschaft wächst. Eine Verringerung der Energieintensität (Verhältnis von Primärenergieverbrauch zu Bruttoinlandsprodukt) gegenüber heute um rund ein Drittel bis 2020 – das entspricht einer Steigerung der Energieproduktivität (Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zu Primärenergieverbrauch) um 50 % – ist eine ehrgeizige, aber auch realistische Zielgröße.

Energiesteuern nutzen

Energiesteuern sind ein sinnvolles Instrument, um Preissignale zum Energiesparen zu setzen und den Prozess der Entkopplung voranzutreiben. Dadurch wird auch die allmähliche Integration externer Kosten in die Preise der Energienutzung gestützt. Eine nicht den Marktschwankungen folgende Energiebesteuerung mit klaren langfristigen Orientierungen sollte deshalb fester Bestandteil der Energiepolitik bleiben.

Europäischen Gleichklang beachten

Deutschland befindet sich mit seinen Energiesteuern zur Zeit im oberen Mittelfeld. Es gilt, Energieeffizienz im Inland zu sichern und zu steigern und zugleich negative Standorteffekte der Besteuerung zu



Brennstoffzelle in einem PKW

minimieren. Deshalb dürfen Energiesteuern für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft nicht zu gravierenden Wettbewerbsverzerrungen führen. Eine europäische Harmonisierung der Energiesteuern hat daher Vorrang. Solange diese nicht erreicht ist, sind Ausnahmeregelungen bei der Ökosteuer unverzichtbar.

Die Höhe der nationalen Energiesteuern abhängig von Fortschritten in anderen Ländern entscheiden

Weder Umwelt noch Technologieentwicklung profitieren davon, wenn Produktion, Energieverbrauch und Emissionen in andere Länder verlagert werden. Vor diesem Hintergrund ist die Fortentwicklung der Ökosteuer erst dann sinnvoll, wenn andere europäische Mitgliedstaaten in der Energiebesteuerung nachgezogen haben.

Instrumentenbündel einsetzen

Zur Steigerung der Energieeffizienz müssen alle sinnvollen Instrumente genutzt werden. Selbstverpflichtungen der Wirtschaft (z. B. über Mindesteffizienzstandards bei bestimmten Elektrogeräten, Vereinbarung zum Klimaschutz und zur Kraft-Wärme-Kopplung) führen in der Regel schneller zum Ziel als Ordnungsrecht. Sie müssen die Kriterien der Wirksamkeit, Nachprüfbarkeit und Transparenz erfüllen. Wenn marktwirtschaftliche Instrumente nicht ausreichen, sind auch künftig ordnungsrechtliche Maßnahmen angebracht. Sofern sie den Wettbewerb verzerren, ist auch hier eine internationale Harmonisierung notwendig.

2. Die Angebotsorientierung der Energiepolitik muss durch eine Nachfrageorientierung ergänzt werden: Denn die Einsparmöglichkeiten in den Sektoren Raumwärme und Verkehr sind hoch und müssen prioritär erschlossen werden.

▶ In der Vergangenheit war die Energiepolitik stark angebotsorientiert. Auch viele aktuelle Maßnahmen konzentrieren sich auf das Angebot in der Stromerzeugung, beispielsweise das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Die Integration der zur Zeit fast vollständig im Inland erzeugten Stromproduktion in die europäischen Binnenmärkte dürfte jedoch zukünftig Grenzen für solche Effizienzstrategien setzen, die die Stromerzeugung im Übermaß belasten. Folge davon wären lediglich zusätzliche Stromimporte, die zwar in der nationalen CO₂-Bilanz positiv zu Buche schlagen, aber weder umweltpolitisch noch wirtschaftlich sinnvolle Ergebnisse zeitigen. Das muss umso mehr bedacht werden, als die industrielle Wachstumsenergie Strom in beiden Szenarien der Bereich ist, der weiterhin Verbrauchssteigerungen erwarten lässt.

▶ Stattdessen bietet der private Konsum im Verkehr und Wärmemarkt, der nicht dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt ist, hohe technische Energie- und CO₂-Einsparpotenziale. So betragen beispielsweise im Jahr 2020 im Vergleich zu 1990 nach Szenario II die erzielten Effizienzgewinne im Bereich Raumwärme 44 % und bei der

Absenkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs im PKW-Bereich 42 %. Auch Industrie und Gewerbe müssen in diesen Sektoren weiterhin ihren Beitrag leisten.

▶ Technisch mögliche, aber sehr teure Einsparmaßnahmen lassen sich politisch schwer durchsetzen. So würden Energieverbrauchsreduzierungsstrategien im Wärmemarkt nach Szenario II bis zu 197 €/t CO₂ und im Verkehr bis zu 1.217 €/t CO₂ kosten. Kurzfristig sind sie deshalb nur in geringem Maße realisierbar. Bei der Ausschöpfung des Einsparpotenzials im Wärmemarkt fallen beispielsweise im Altbereich relativ hohe Kosten an, wenn die Investitionszyklen nicht beachtet werden. Umso wichtiger ist in beiden Sektoren der Faktor Zeit: Sofortiger Beginn, Langfristigkeit und Stetigkeit der Energie- und Technologiepolitik sind gerade für diese Verbrauchssektoren unabdingbar für den Erfolg.

Deshalb:

Energiebedarf von Gebäuden und Heizsystemen kontinuierlich senken

Die Grenzwerte für den Energiebedarf von Gebäuden und Heizsystemen müssen regel-

mäßig dem technischen Fortschritt entsprechend angepasst werden. Energieeinsparungen und Kosten müssen dabei in einem angemessenen Verhältnis stehen. Zur Sanierung von Altbaubeständen bleiben gezielte staatliche Fördermaßnahmen sinnvoll, um in bestehenden Gebäuden Energieeinsparmaßnahmen voranzubringen.

Innovationen im Straßenverkehr vorantreiben

Hohe Priorität haben Entwicklung und Einsatz verbrauchsärmerer Fahrzeuge, Umsteuerung zur verursachergerechten Kostenzuordnung innerhalb und zwischen den Verkehrsträgern, technologische Fortschritte bei der Automobilentwicklung und bei alternativen Kraftstoffen (z. B. Brennstoffzelle, Biodiesel, Leichtlaufräder).

Klimaschutz in anderen Politikbereichen verstärken

So müssen z. B. Infrastrukturpolitik und Raumordnungspolitik auch auf Energieeinsparung im Verkehr und CO₂-Reduktion ausgerichtet sein. Hierdurch können insbesondere bei langfristiger Betrachtung – über 2020 hinaus – beträchtliche Einsparpotenziale vor allem durch Verkehrsvermeidung erschlossen werden.

Akzeptanz fördern

Energiesparziele bei Raumwärme und Verkehr und die mit ihnen verbundenen Kosten und Nutzen müssen frühzeitig angekündigt und transparent gemacht werden, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu fördern.



3. Technologische Innovationen zur Umwandlung und Nutzung von Energieträgern, insbesondere bei erneuerbaren Energien, müssen vorangetrieben, und ihre Marktdurchdringung als Zukunftsvorsorge muss unterstützt werden.

- ▶ Ehrgeizige Klimaschutz- und Energieeinsparziele setzen technologische Innovationen bei Produktion und Verwendung von Nutzenergie voraus. Verbesserungen der Wirkungsgrade im Kraftwerksbau für die Nutzung fossiler Energieträger sind dabei von ebenso großer Bedeutung wie Forschung und Entwicklung zur Nutzung erneuerbarer Energien.
- ▶ Bei steigendem weltweitem Verbrauch werden auf absehbare Zeit fossile Energieträger noch das Rückgrat der Energieversorgung darstellen. Ihre effiziente Nutzung wird deshalb neben der Energieeinsparung den höchsten Beitrag zur Klimaschutzpolitik leisten müssen. Das gilt insbesondere für saubere Technologien zur Nutzung der Kohle. Aber auch Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien werden künftig weltweit eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Anlagenbau und Verfahrenstechnik können hier hohe Marktpotenziale im Export erschließen.
- ▶ Erneuerbare Energien leisten heute bereits in der Stromerzeugung einen nennenswerten Beitrag. Ihr weiterer Ausbau in Deutschland ist kostenintensiv. Technologischer Fortschritt zur Kostensenkung wird daher im europäischen Binnenmarkt mittelfristig darüber entscheiden, ob ihr Versorgungsbeitrag im Markt dauerhaft verankert werden kann. Dazu zwingt der Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt spätestens dann, wenn Sonderregimes der EU im Binnenmarkt auslaufen.

In den Verwendungsbereichen Verkehr und Raumwärme spielen erneuerbare Energien gegenwärtig noch eine untergeordnete Rolle; auch Szenario II weist lediglich im Raumwärmemarkt Potenziale aus (19 %). Das ist jedoch eher ein Indiz dafür, dass in diesen Verwendungsbereichen Forschung und Entwicklung noch am Anfang stehen. Gleichzeitig macht Szenario II jedoch den hohen Bedarf in diesen Bereichen und die notwendige Bandbreite der Technologieentwicklung deutlich (von der Entwicklung neuer Werkstoffe bis hin zu Energieumwandlungstechnologien).

Deshalb:

Forschungsziele und Forschungsprioritäten an internationalen Marktentwicklungen ausrichten

Deutschlands Unternehmen sollen ihre Rolle als weltweite Technologieführer mit den entsprechenden Exportchancen ausbauen. In der fossilen Kraftwerkstechnik zielt Forschungsförderung auf höhere Effizienz und Wirtschaftlichkeit ab. Bei der Nutzung der Windenergie sind Offshore-Windparks zunehmend wichtiger. In der Photovoltaik liegen deutsche Institute und Unternehmen technologisch ganz vorn; Förderungsziel ist die weitere Kostensenkung.

Entwicklungsziele auf Marktreife orientieren

Um die Umsetzung am Markt zu sichern, sind die Unternehmen aufgefordert, eine Eigenfinanzierung der Entwicklungsarbeiten

zwischen 50 und 75 % zu tragen. Verbundprojekte, in denen innovative Unternehmen mit Wissenschaftlern zusammenarbeiten, sollen die Umsetzung von wissenschaftlichen Erkenntnissen in marktfähige Produkte beschleunigen.

Umsetzungsorientierung verstärken

Aussichtsreiche Entwicklungen werden prioritär vorangetrieben. Dazu zählen die Brennstoffzelle, fortgeschrittene Kraftwerkstechniken, Offshore-Windkraftanlagen, Wärmespeicherung, Niedertemperatur-Solarthermie wie auch solaroptimiertes Bauen und energieoptimierte Sanierung von Altbauten. Die neu entwickelten Produkte sollen in absehbarer Zeit am Markt wirtschaftlich sein. In anderen Bereichen wie der Photovoltaik sind noch erhebliche Grundlagenforschung und damit längere Zeithorizonte erforderlich.

Markteinführungsprogramme am Ziel der dauerhaften Verankerung im Markt ausrichten

Ziel der Förderung erneuerbarer Energien ist die Entwicklung eines sich selbst tragenden Marktes. Staatliche Marktanreizprogramme stoßen Investitionen der Verbraucher zur Nutzung regenerativer Energiequellen an und helfen, den Markt für diese modernen Energietechniken zu entwickeln. Damit sich dieser Marktzuwachs in einer fortlaufenden Produktverbesserung und insbesondere in weiteren Kostensenkungen niederschlägt, müssen Förderhöhe und -dauer kontinuierlich überprüft und angepasst werden.

4. Die europäischen Binnenmärkte erzwingen langfristig subventionsfreie Energieversorgungsstrukturen. Wenn allerdings kurzfristige Marktsignale langfristigen Zukunftserfordernissen zuwiderlaufen, muss Rahmensetzung dem Markt Ziel und Richtung geben.

▶ Die Energienachfrage insgesamt und damit das Marktvolumen werden in Deutschland nach beiden Szenarien schrumpfen, auch wenn der Stromverbrauch weiter steigt. Gleichzeitig ermöglicht die zunehmende Integration der europäischen Binnenmärkte den Zugang neuer Anbieter für Energieprodukte und Energiedienstleistungen und erhöht damit die Wettbewerbsintensität auf der Angebotsseite. Innovationskraft, Unternehmergeist, Rationalisierung und Kosteneffizienz werden zunehmend entscheidende Größen für erfolgreiche und dauerhafte Marktteilnahme. Damit wird das Entstehen vielfältiger, effizienter und innovativer Strukturen, die in vielen Fällen auch dezentral sein werden, vorangetrieben. Wirtschaft und Verbraucher werden von dieser Entwicklung profitieren; kostensenkende Innovationen werden angestoßen.

▶ Im Unterschied zu vielen anderen Produktmärkten reagiert jedoch der Verbrauch von Energieprodukten und Energiedienstleistungen in hohem Maße sensibel auf unerwartete zeitliche und räumliche Unterbrechungen. Hochvernetzte Volkswirtschaften im Zeitalter der Informationstechnologien und Just-in-time-Produktion reagieren sehr empfindlich auf eine Unterbrechung etwa der Stromversorgung. Hier können große Schäden entstehen. Der Bedarf an Fehlerfreiheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit Energie dürfte in Zukunft eher steigen als abnehmen.

▶ Lenkungssignale von Preisen in wettbewerblichen Märkten tragen eher kurzfristige Marktgegebenheiten Rechnung. In der Energieversorgung gibt es jedoch langfristige Strukturnotwendigkeiten oder Umweltanforderungen, die in Kosten und Preisen nicht immer ihren Niederschlag finden.

Dies birgt die Gefahr, dass Vorsorge für die Zukunft vernachlässigt wird. Das ist etwa dann der Fall, wenn über strategische Infrastruktur ausschließlich unter kurzfristigen Kostengesichtspunkten entschieden wird.

Unter diesem Gesichtspunkt ist der erforderliche Anteil an inländischen (verbrauchsnahe) Stromerzeugungskapazitäten anders zu beurteilen als unter rein wettbewerblichen Aspekten. Ähnliches gilt für die Frage, ob über die technische Qualität und Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur bei leitungsgebundenen Energien zukünftig ausschließlich unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten entschieden werden soll oder ob nicht auch volkswirtschaftliche Notwendigkeiten in die Kosten eingehen müssen.

Für die Entwicklung der Gasmärkte dürfte auch eine Rolle spielen, inwieweit langfristige Importverträge Bestand haben. Das ist angesichts der zu erwartenden Nachfragesteigerung nach Gas in der EU insgesamt, aber auch in Deutschland, besonders aufgrund der steigenden Importabhängig-

keit von diesem Energieträger, eine wichtige Frage für die zukünftige Energieversorgung. Nicht zuletzt ist auch die Frage aufzuwerfen, ob ein nationaler Mindestbedarf an inländischen Raffineriekapazitäten bei Ölprodukten notwendig ist, um Kapazitätsengpässen bei der Verarbeitung auf den internationalen Ölmärkten begegnen zu können.

▶ Die leitungsgebundenen Energiemärkte in Europa befinden sich zur Zeit in einer Übergangssituation. Marktförmige Strukturen entwickeln sich erst. Im europäischen Vergleich hat Deutschland hier eine Sonderrolle: Zwar haben auch weitere EU-Mitgliedstaaten (Schweden, Finnland, Großbritannien und Österreich) ähnlich wie Deutschland ihren Strommarkt vollständig geöffnet. Sie verfügen aber über andere Stromversorgungsstrukturen als Deutschland – sei es, dass sie in ganz anderem Ausmaß über einheimische Energieressourcen verfügen, zum Teil Nettoexporteure von Energie sind oder nur wenige Energieversorgungsunternehmen haben. Bei Auswertung der dort vorhandenen Liberalisierungserfahrungen sind diese Unterschiede zu beachten.

Auf der anderen Seite sind die Kenntnisse über die Struktureffekte der Liberalisierung bislang begrenzt, so dass es für endgültige Richtungsentscheidungen, ob die gerade beginnenden marktförmigen Prozesse einer Orientierung bedürfen, noch zu früh ist. In erster Linie sind die Unternehmen

gefordert. Die potenziellen Auswirkungen auf die strategische Infrastruktur müssen jedoch sorgfältig beobachtet werden.

- ▶ Volkswirtschaftliche Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Energiebereitstellung in Deutschland können durch staatliche Rahmensetzung auch in Marktpreise integriert werden (u. a. Versicherungslösungen). Sollte im Fortgang der Liberalisierung ein solcher Bedarf offensichtlich werden, ist Instrumenten der Vorzug zu geben, die zusätzliche staatliche Aufgabenstellungen, z. B. Überwachungs- und Kontrollbedarf, vermeiden.

Deshalb:

Leistungsfähige Strukturen stärken

Politik muss den Rahmen setzen, innerhalb dessen die Marktteilnehmer leistungsfähige Strukturen bereithalten, um Wirtschaft und Verbrauchern kostengünstige Energieversorgung zu sichern.

Liberalisierung fortsetzen

Um Vorteile für Wirtschaft und Verbraucher zu realisieren, muss die begonnene Liberalisierung der leitungsgebundenen Energie-

märkte in Deutschland und Europa fortgesetzt und beschleunigt werden.

Wettbewerbskräfte entfalten

Der diskriminierungsfreie Zugang zum Netz bei leitungsgebundenen Energieträgern ist eine Voraussetzung, um Wettbewerb und Effizienzsteigerung in diesen Sektoren zu erreichen. Privatwirtschaftliche Lösungen/Verbändevereinbarungen haben wegen ihrer Flexibilität Vorrang. Sollten sie jedoch zur Etablierung und nachhaltigen Sicherung nicht ausreichen, ist die Marktöffnung bei Strom und Gas staatlicherseits sicherzustellen.

Wettbewerb funktionsfähig halten

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen muss im Auge behalten werden. Die wichtige Funktion des Kartellrechts auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene, auf den Energiemärkten den Missbrauch marktbeherrschender Stellungen oder – im Rahmen der Fusionskontrolle – deren Entstehung oder Verstärkung zu verhindern, wird an Bedeutung gewinnen. Beim Mineralöl kommt es darauf an, den Wettbewerb durch eine Vielfalt leistungsfähiger Anbieter lebendig zu halten.

Infrastrukturinvestitionen sichern

Die Politik muss auch in liberalisierten Strom- und Gasmärkten darauf achten, dass wirtschaftliche Anreize für die notwendigen Investitionen in Netze, Gasspeicher, Kraftwerke und Gasproduktionseinrichtungen bestehen, um die bisherige Zuverlässigkeit der Versorgung zu erhalten. Regeln für Durchleitungsentgelte müssen diese Gesichtspunkte national und europäisch berücksichtigen.

Raffineriekapazitäten in Deutschland halten

Die Politik muss im Interesse von Versorgungssicherheit darauf gerichtet sein, eigene Verarbeitungskapazitäten in Deutschland zu sichern. Die Harmonisierung der Rahmenbedingungen ist wichtig, um die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Raffineriestandorts im internationalen Kontext zu erhalten.

Langfristige Gaslieferverträge erhalten

Langfristige Gaslieferverträge müssen als Mittel der Risikobegrenzung weiter Bestand haben. Aspekte der Versorgungssicherheit sind hier höher zu gewichten als kurzfristige Wettbewerbsargumente.



Europäisches Parlament in Straßburg

5. Der Energiestandort Deutschland braucht verlässliche Rahmenbedingungen, denn eine zuverlässige Versorgung und sichere Arbeitsplätze erfordern Investitionen im Inland.

- ▶ Deutschland darf angesichts der nach beiden Szenarien wachsenden Importabhängigkeit von Energierohstoffen nicht auch noch bei Produkten wie Strom, Kraftstoffen, Heizöl etc. zu stark importabhängig werden. Ein leistungsfähiger Energiestandort ist außerdem für Know-how, Arbeitsproduktivität und für die Beschäftigung von Bedeutung.
- ▶ In einem globalen Markt ist der Energiestandort nur dann gesichert, wenn sich neben den vielfältigen, dezentralen Unternehmensstrukturen auch international starke Energieunternehmen auf den deutschen und europäischen Energiemärkten engagieren. Wettbewerbsverzerrungen in Europa können die heimische Energieerzeugung zu Lasten von Arbeitsplätzen und Versorgungssicherheit unattraktiv machen. Dazu zählen geschützte nationale Monopole in anderen Mitgliedstaaten ebenso wie nationale Sonderlasten in Deutschland.

Deshalb:

Chancengleichheit für deutsche Unternehmen sichern

Die Bundesregierung wird auf Chancengleichheit deutscher Unternehmen gegenüber ihren europäischen und internationalen Wettbewerbern drängen. Dazu gehören insbesondere die gleichgewichtige und vollständige EU-weite Marktöffnung bei Strom und Gas sowie die Angleichung der Energiesteuern und der Sicherheits- und Umweltstandards in Europa. Solange »ökologi-

sche Reziprozität« für Stromimporte aus Staaten außerhalb der EU mit niedrigeren Umweltstandards nicht besteht, ist die EU-Kommission in der Pflicht, in den Beitrittsverhandlungen darauf hinzuwirken, dass ungleiche Wettbewerbsbedingungen vermieden werden.

Ein günstiges Investitionsklima schaffen

In Zukunft werden die Energieeinsatzstruktur und die Standorte ausschließlich durch die Investitionsentscheidungen der Unternehmen bestimmt. Deshalb ist im Interesse des Energiestandortes Deutschland ein im

internationalen Vergleich günstiges Investitionsklima nötig. Hierzu gehört auch der Verzicht auf einseitige Belastungen der Energiewirtschaft in Deutschland.

Rahmenbedingungen langfristig verlässlich machen

Wegen der hohen Kapitalbindung und langfristig angelegten Investitionen müssen notwendige Veränderungen der Rahmenbedingungen behutsam, aber stetig und damit langfristig verlässlich vorgenommen werden.



6. Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung sind unverzichtbar, denn sie mindern die Risiken der Importabhängigkeit.

► Die Dekarbonisierung (Ersatz kohlenstoffreicher durch kohlenstoffärmere bzw. kohlenstofffreie Energieträger) im Stromsektor wäre nach den Annahmen des Szenarios II eine rechnerisch kostengünstige Klimaschutzstrategie. Wenn aber aus Klimaschutzgründen die Kohleverstromung im Inland reduziert wird, wäre das nicht gleichbedeutend mit einem Ausstieg aus der Kohlenutzung in Europa. Vor allem in den osteuropäischen Beitrittsländern sind ausreichende Kohlereserven vorhanden. Überdies stehen erhebliche Importkohlemengen von den Weltkohlenmärkten zur kostengünstigen Nutzung zur Verfügung, die zum Gas konkurrenzfähig sind. Mit dem massiven Rückgang der Kohlenutzung in Deutschland würde also lediglich die nationale CO₂-Bilanz bereinigt, für den globalen Klimaschutz würde jedoch nichts erreicht.

► Eine Reduktion der Nutzung der Kohle in der Verstromung würde darüber hinaus die Energieversorgung in Deutschland auf die beiden Energieträger Öl und Gas verengen. Die Liefer- und Preisrisiken, die im Wärmemarkt und noch ausgeprägter im Verkehrssektor heute schon bestehen, würden ausgerechnet im Sektor der industriellen Wachstumsenergie Strom zusätzlich verstärkt. Deshalb sind als Risikoausgleich die einheimischen Energiereserven Braun- und Steinkohle sowie ein wachsender Anteil erneuerbarer Energien auch in Zukunft unverzichtbar.

► In den 70er Jahren wurde als Lehre aus den Ölkrisen der Weg »weg vom Öl« ein-



geschlagen mit dem Ergebnis, dass eine auf Öl abgestützte Verstromung heute praktisch nicht mehr existiert. Eine Politik, die Energieträger nur nach ihrer Klimaverträglichkeit beurteilt, trägt diesen Lehren der Vergangenheit nicht Rechnung. Sie mündet in ihrer Konsequenz in eine Politik »hin zum Gas« und birgt mit der Konzentration auf einen Energieträger die Gefahr, die Erfahrungen der 70er Jahre zu wiederholen.

► Der aus der Nutzung der Kohle resultierende höhere CO₂-Ausstoß muss durch größere Effizienz der Kraftwerke sowie verstärkte Anstrengungen zur CO₂-Minderung in den Bereichen Verkehr und Raumwärme ausgeglichen werden. Die Nutzung der heimischen Braunkohle und die Erhaltung eines Kernbestandes an deutscher Steinkohle, durch den der Zugang zu den Lagerstätten erhalten bleibt, ist auch struktur- und beschäftigungspolitisch bedeutsam.

Deshalb:

Kraftwerkseffizienz steigern

Die technologischen Potenziale zur Verbesserung der Wirkungsgrade der Kraftwerke müssen durch zielgerichtete Forschung erschlossen und konsequent genutzt werden.

Braunkohle nicht dem Klimaschutz opfern

Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung darf durch Veränderungen von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht gefährdet werden.

Deutsche Steinkohle absichern

Deutschland wirbt in der EU dafür, dass jeder Mitgliedstaat die Möglichkeit haben sollte, einen Teil seines Primärenergiebedarfes durch Unterstützung nicht oder noch nicht wettbewerbsfähiger heimischer Energien zu decken. In Deutschland wären die heimischen Ressourcen Steinkohle und erneuerbare Energien in einen solchen Sockel einzubeziehen.

7. Die Energiepolitik der Zukunft setzt einen Schwerpunkt in der Außenwirtschaftspolitik, denn angesichts steigender Importabhängigkeit ist die bilaterale und multilaterale Zusammenarbeit mit den Erzeuger- und Verbraucherländern für die Sicherheit der Energieversorgung unerlässlich.

▶ Die schon heute hohe Importabhängigkeit wird weiter auf 74 % (Szenario I) bzw. 76 % (Szenario II) anwachsen. Dieser Anstieg vollzieht sich trotz eines Ausbaus der erneuerbaren Energien (laut Szenario I auf 4 % bzw. Szenario II auf rund 10 %). Auch eine Rückführung des Energieverbrauchs (nach Szenario I um 3 % bzw. Szenario II um 18 %) wirkt dem nicht entgegen. Die hohe Importabhängigkeit Deutschlands ist auf die beschränkte Verfügbarkeit heimischer Energieträger zurückzuführen und grundsätzlich nicht veränderbar.

▶ Bei Öl konzentrieren sich die weltweiten Ressourcen vor allem auf die Länder des Nahen Ostens. Die IEA geht in ihrem World Energy Outlook (2000) von einem Marktanteil der OPEC im Jahr 2020 von 54 % aus. Auch die für die europäische Versorgung relevanten Gasvorräte beschränken sich derzeit auf wenige

Regionen (Russland, Norwegen, Nordafrika).

▶ Die intensive Zusammenarbeit Deutschlands mit Erzeuger- und Verbraucherländern ist zukünftig für die Versorgungssicherheit eine zentrale Aufgabe der Energiepolitik. Eine wirtschaftliche Verflechtung stärkt die Verlässlichkeit der Handelsbeziehungen für beide Partner. Dadurch können Risiken physischer Versorgungsstörungen begrenzt werden. Außerdem trägt die Verbreitung moderner Technologien weltweit zur wirtschaftlichen Entwicklung, zur Energieeffizienzsteigerung und zur Ressourcenschonung bei.

Zusätzliche politische Unterstützung durch Einbindung in internationale Vertragssysteme, Krisenmechanismen sowie multilaterale und bilaterale Dialogprozesse sind von ebenso hoher Bedeutung.



Bundeswirtschaftsminister Dr. Werner Müller und sein russischer Amtskollege German Gref

Deshalb:

Auslandsengagement flankieren

Das Engagement deutscher Energieunternehmen im Ausland wird künftig verstärkt durch die Politik flankiert werden. Die wechselseitige Integration von in- und ausländischen Unternehmen trägt mit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Internationale Zusammenarbeit verstärken

Die Fortsetzung und Intensivierung internationaler Zusammenarbeit auf dem Energiesektor hat unverändert Priorität.

Mit Förderländern zusammenarbeiten

Die bilaterale und europäische politische und wirtschaftliche Zusammenarbeit mit energieressourcenreichen Ländern muss vertieft werden. Hierzu gehört auch der Dialog der EU mit Russland. Deutschland beteiligt sich außerdem am internationalen Dialog der Erdölförderländer und -verbraucherländer.

Ost und West miteinander verzahnen

Die weiteren Verhandlungen im Rahmen des Energiechartaprozesses werden nachhaltig unterstützt.

Ölkrisevorsorge unvermindert fortsetzen

Der Ölkrisevorsorge und der Zusammenarbeit mit den großen Industrie- bzw. Verbraucherländern im Rahmen der Internationalen Energie-Agentur kommt unverändert große Bedeutung zu.

8. Die Vorreiterrolle Deutschlands im Klimaschutz muss exportiert werden, denn CO₂-Minderungsziele werden nur gemeinsam erreicht.

▶ Deutschland gehört bei der CO₂-Minderung weltweit zur Spitzengruppe. Die CO₂-Emissionen sind im Zeitraum 1990 bis 2000 um 15 % gesenkt worden, im Jahr 2005 sollen 25 % erreicht sein. Dagegen sind in vielen anderen Industrieländern die Emissionen weiter gestiegen (z. B. Japan plus 8 %, USA plus 12 %, jeweils im Zeitraum 1990 bis 1998 nach Angaben der IEA) – im Übrigen unabhängig davon, welche Politik zur Stromerzeugung aus Kernenergie verfolgt wird. Die IEA erwartet nach ihrem World Energy Outlook (2000) bis 2020 einen weiteren Anstieg der CO₂-Emissionen europa- und weltweit. Für Deutschland hingegen geht Szenario I trotz des Kernenergieausstiegs nicht von einem weiteren Anstieg gegenüber heute aus.



▶ Deutschland wird seine wichtigen Vorreitererfolge in die internationale Klimaschutzpolitik exportieren müssen. Ungeachtet der hohen Bedeutung ehrgeiziger deutscher Klimaschutzpolitik gilt: Solange die heutigen Ungleichgewichte in der Klimaschutzpolitik fortbestehen, nutzt es dem Klimaschutz wenig, wenn Vorreiter zu Einzelgängern werden. Wenn nicht gleichzeitig in allen Ländern ehrgeizige CO₂-Minderungen erfolgen, ist für den Klimaschutz wenig erreicht. Denn Ungleichgewichte haben lediglich zwischenstaatliche Umverteilungen zum wirtschaftlichen Nachteil Deutschlands zur Folge. Beschäftigungs- und Infrastruktureffekte sind erheblich. Nationale Erfolge für den Klimaschutz werden absorbiert, wenn CO₂-Emittenten lediglich über nationale Grenzen hinweg ausgetauscht werden. National wird Deutschland vor allem durch die Steigerung der Energieeffizienz zum Klimaschutz beitragen müssen.

▶ In einem europäischen Binnenmarkt ehrgeizige CO₂-Minderungsziele nur national voranzutreiben, ist wenig aussichtsreich. Wenn die CO₂-Reduktionskosten in Deutschland deutlich höher liegen als im übrigen Europa, ist damit zu rechnen, dass viele Unternehmen auf andere Standorte innerhalb Europas ausweichen werden. Letztlich würden die CO₂-Emissionen an anderer Stelle stattfinden, und für das Klimaschutzziel wäre insgesamt nichts gewonnen. Auch Verbraucher könnten reagieren, indem sie statt auf verbrauchsarme inländische Produkte auf billigere auslän-

dische zurückgreifen, die unter weniger klimaschutzorientierten Produktionsbedingungen hergestellt werden und/oder mehr Energie verbrauchen. Indirekt würden so CO₂-Emissionen lediglich reimportiert.

▶ Klimaschutz wird dennoch eine der größten Herausforderungen für zukünftige Energiepolitik bleiben. Die IEA erwartet als Trend, dass die weltweiten Emissionen jährlich um 500 Mio. t steigen. Im Jahre 2020 lägen sie dann um 15 Mrd. t über der Basis von 1990. Die Entwicklungsländer haben davon den größten Anteil mit einem Anstieg von 190 % (12 Mrd. t); die Industrieländer erhöhen ihren CO₂-Ausstoß in diesem Zeitraum um 34 % (3.700 Mio. t). Verglichen damit würde rein rechnerisch eine 40 %-Senkung des CO₂-Ausstoßes in Deutschland bis 2020 nach 30 Jahren Klimaschutzpolitik eine Emissionsminderung um 400 Mio. t aufweisen können. Das reicht nicht einmal aus, um den globalen Anstieg der CO₂-Emissionen eines einzigen Jahres zu kompensieren. Vor diesem Hintergrund sind effizientere Problemlösungsbeiträge der deutschen Energie- und Klimaschutzpolitik vor allem im internationalen Rahmen zu suchen.

Deshalb:

Deutsche Vorreiterrolle im Klimaschutz exportieren

Wichtig ist zunächst, dass die Staaten, die bei der Erfüllung der bisherigen Ziele noch hinterherhinken, bei ihren Klimaschutzbemühungen aufholen. Die deutsche

Vorreiterrolle im Klimaschutz muss »exportiert« werden, d. h., Klimaschutzanstrengungen müssen im Gleichschritt der Mitgliedstaaten in Europa realisiert und international vorangetrieben werden. Dann müssen für die Zeit nach der Kioto-Zielzone 2008/2012 gemeinsam Reduktionsziele festgelegt werden, wobei die Bundesregierung davon ausgeht, dass andere Industriestaaten sich zu vergleichbar anspruchsvollen Zielsetzungen verpflichten, so dass der deutschen Wirtschaft keine Nachteile im internationalen Wettbewerb entstehen.

Internationalen Zertifikatehandel entwickeln

Die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes ließen sich erheblich senken, wenn man die weltweit kostengünstigeren Potenziale zur Minderung der Treibhausgasemissionen nutzen würde. Dazu könnte ein internationaler CO₂-Emissionshandel beitragen. Die Teilnehmer würden von der durch den Handel gegebenen Flexibilität profitieren, und die CO₂-Emissionen würden

dort verringert, wo dies mit den geringsten Kosten verbunden ist. Die Bundesregierung hat daher eine »Arbeitsgruppe Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes« eingerichtet, an der die Wirtschaft maßgeblich beteiligt ist. Sie soll die Diskussion über die institutionellen Rahmenbedingungen und praktische Ausgestaltung eines möglichen Emissionshandels weiter voranbringen.

JI- und CDM-Projekte nutzen

Auch die im Kioto-Protokoll vorgesehenen projektbezogenen Instrumente »Joint Implementation« (JI) und »Clean Development Mechanism« (CDM) könnten einen wichtigen Beitrag zur kosteneffizienten Umsetzung der Klimaziele leisten. Deutschland ist seit 1995 an der JI-Pilotphase beteiligt, in deren Rahmen allerdings noch keine Emissionsgutschriften gewonnen werden können. Eines der größten Projekte, das deutsche Unternehmen mit Unterstützung der Bundesregierung durchgeführt haben, ist die Abdichtung der Ferngas-

leitung und Optimierung des Ferngastransports der Wolgotransgaz zwischen der Ruhrgas (Investor) und der russischen Gazprom. Wichtig ist – auch für den Anreiz zur Durchführung weiterer Pilotprojekte –, dass diese Projekte nach dem Inkrafttreten des Kioto-Protokolls in reguläre JI-Projekte überführt werden und die Investoren sich die in der Pilotphase erzielten Emissionsreduktionseinheiten anrechnen lassen können. Zu prüfen wäre auch, wie weitere Anreize gegeben werden können, um Unternehmen an solchen Projekten zu beteiligen.

Vereinbarkeit aller Klimaschutzinstrumente beachten

Die Kompatibilität neuer Instrumente des Klimaschutzes mit bereits bestehenden Maßnahmen wie Ökosteuer, Selbstverpflichtungen u. a. ist notwendig. Ebenso müssen Klimaschutzaktivitäten im europäischen Kontext in die flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls (*siehe Anlage 8, Seite 99*) eingepasst werden.



9. Das Richtige tun zur richtigen Zeit – denn Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit werden nur gleichrangig verwirklicht, wenn Investitionszyklen berücksichtigt werden.



Stahlwerk

- ▶ Die Kosten der Umsetzung energiepolitischer Ziele lassen sich verringern, wenn der Faktor Zeit in den Politikstrategien berücksichtigt wird. In der Vergangenheit versäumte Weichenstellungen zur Steigerung der Energieeffizienz oder zur Erreichung von Klimaschutzziele können kurzfristig nur mit erheblich höherem Kostenaufwand kompensiert werden.
- ▶ Ökonomisch optimale Ersatzzeitpunkte können – je nach Preisniveau und Energieintensität von Technologien – vor oder

nach dem Zeitpunkt ihres tatsächlichen Ersatzes liegen. Die Reinvestitionszyklen in der Stromerzeugung – hier dürfte ab 2010 ein erheblicher Ersatzbedarf entstehen –, die Berücksichtigung der Zeitabfolgen bei der Flottenumstellung im Verkehr (z. Z. 12 Jahre) und die Renovierungszyklen in der Gebäudesanierung (30 bis 40 Jahre) sind wichtige Daten, die in energiepolitische Weichenstellungen eingehen müssen, wenn gesamtwirtschaftliche Kosten begrenzt und politische Akzeptanz erreicht werden sollen.

- ▶ Die Einbeziehung der Zeitdimension wird auch von den Gutachtern als entscheidend angesehen, da sie angesichts vieler ungelöster struktureller Probleme der deutschen Volkswirtschaft (hohe Arbeitslosigkeit, Finanzierungsprobleme der sozialen Sicherungssysteme etc.) eine reibungsarme Bewältigung zusätzlicher Herausforderungen beim Klimaschutz als derzeit wenig wahrscheinlich beurteilen.

Deshalb:

Vorausschauend agieren

Die Politik muss Maßnahmen mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf ankündigen und in angemessener »Dosierung« ergreifen. Für Hektik besteht kein Anlass. Unternehmen und Verbraucher sollten sich bei ihren Investitionsentscheidungen auf langfristige Erfordernisse einstellen können.

Reinvestitionszyklen berücksichtigen

Die Politik muss bestehende Reinvestitionszyklen (z. B. Lebensdauer von Kohlekraftwerken und industriellen Anlagen, Sanierungszyklen im Altbaubereich) bei ihren Entscheidungen berücksichtigen. So können zusätzliche Kosten vermieden werden.

Die Energiemärkte heute und 2020 im Einzelnen

1. Energiemärkte in Deutschland

1.1 Deutscher Energiemarkt insgesamt

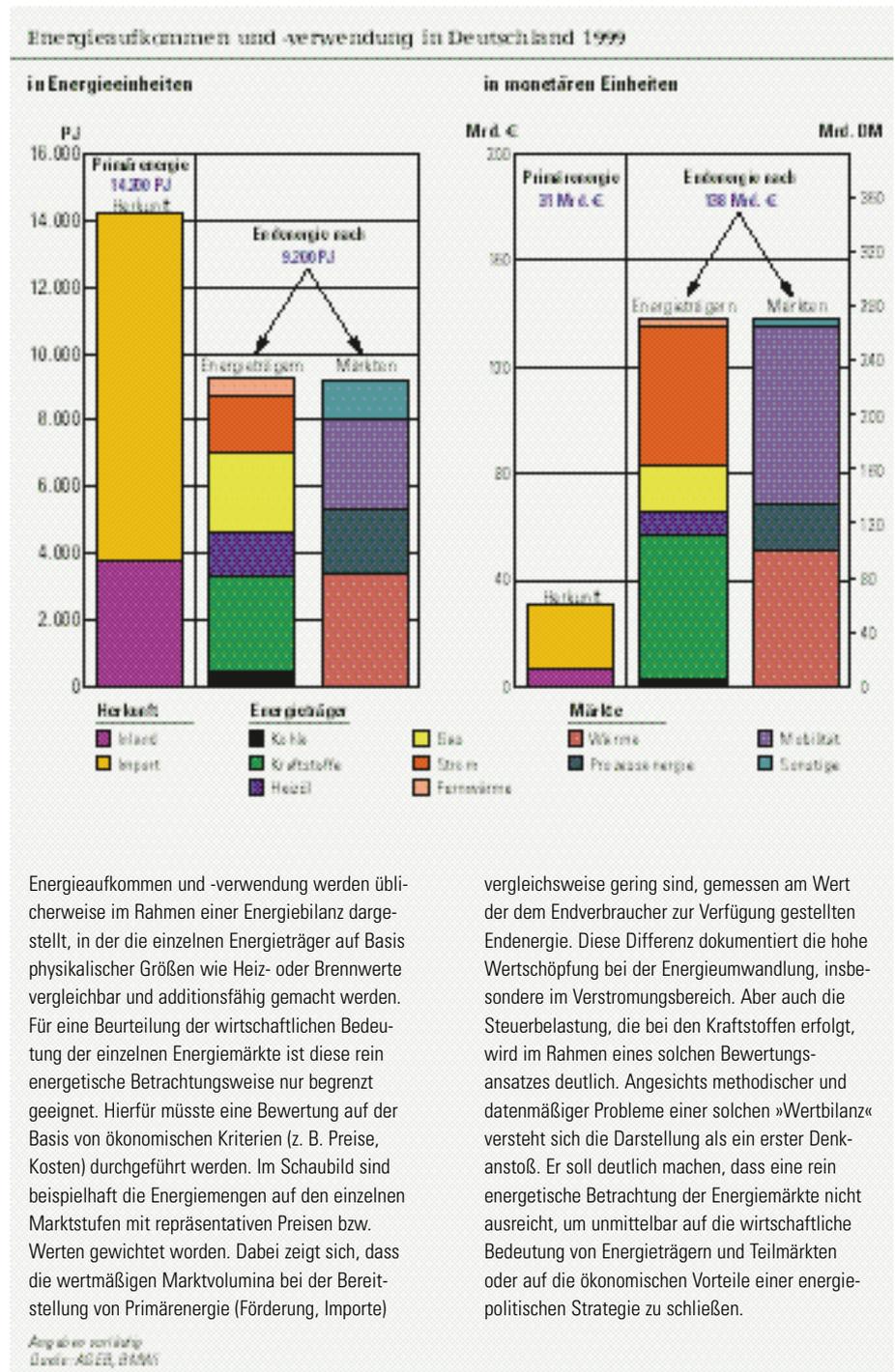
► Marktvolumen

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland betrug 2000 14.173 PJ. Das nebenstehende Schaubild zeigt, wie sich der Primärenergieverbrauch 1999 auf die verschiedenen Nachfragesektoren und Teilmärkte verteilte.

Mengenmäßig bedeutsam ist vor allem die zur Stromerzeugung benötigte Energie. Von der eingesetzten Primärenergie wird mehr als ein Drittel für die Stromerzeugung aufgewandt. Bei der vom Verbraucher nachgefragten Endenergie dominiert der Sektor Verkehr (30 %). Die privaten Haushalte beanspruchen 29 % des gesamten Endenergieverbrauchs, gefolgt von Industrie (26 %) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) (16 %).

Betrachtet man die Hauptanwendungsbereiche, kommt dem Wärmemarkt mit 36 % mengenmäßig die größte Bedeutung zu, gefolgt vom Mobilitätsmarkt (30 %). Auf Prozessenergie (also industriell genutzte Energie) entfallen 26 %, auf sonstige Energieverwendungszwecke (u. a. Beleuchtung) 8 %.

Künftig wird nach vorliegenden Prognosen die Nachfrage im Wärmemarkt stagnieren oder gar leicht rückläufig sein. Ein Wachstumsmarkt bleibt dagegen die Elektrizitätserzeugung, da in nahezu allen Verbrauchssektoren langfristig mit steigender Stromnachfrage zu rechnen ist. Dem Energieverbrauch in den Sektoren Verkehr und Industrie wird trotz zunächst weiter anstei-



Energieaufkommen und -verwendung werden üblicherweise im Rahmen einer Energiebilanz dargestellt, in der die einzelnen Energieträger auf Basis physikalischer Größen wie Heiz- oder Brennwertvergleichbar und additionsfähig gemacht werden. Für eine Beurteilung der wirtschaftlichen Bedeutung der einzelnen Energiemärkte ist diese rein energetische Betrachtungsweise nur begrenzt geeignet. Hierfür müsste eine Bewertung auf der Basis von ökonomischen Kriterien (z. B. Preise, Kosten) durchgeführt werden. Im Schaubild sind beispielhaft die Energiemengen auf den einzelnen Marktstufen mit repräsentativen Preisen bzw. Werten gewichtet worden. Dabei zeigt sich, dass die wertmäßigen Marktvolumina bei der Bereitstellung von Primärenergie (Förderung, Importe)

vergleichsweise gering sind, gemessen am Wert der dem Endverbraucher zur Verfügung gestellten Endenergie. Diese Differenz dokumentiert die hohe Wertschöpfung bei der Energieumwandlung, insbesondere im Verstromungsbereich. Aber auch die Steuerbelastung, die bei den Kraftstoffen erfolgt, wird im Rahmen eines solchen Bewertungsansatzes deutlich. Angesichts methodischer und datenmäßiger Probleme einer solchen »Wertbilanz« versteht sich die Darstellung als ein erster Denkanstoß. Er soll deutlich machen, dass eine rein energetische Betrachtung der Energiemärkte nicht ausreicht, um unmittelbar auf die wirtschaftliche Bedeutung von Energieträgern und Teilmärkten oder auf die ökonomischen Vorteile einer energiepolitischen Strategie zu schließen.

gender Nachfrage ab 2010 eine Sättigung prognostiziert.

Die Wertschöpfung des Energiesektors in Deutschland beträgt ca. 43 Mrd. € (85 Mrd. DM) (rund 2,2 % des Bruttoinlandsproduktes) und ist damit größer als der Beitrag der chemischen Industrie.

► Energieträger

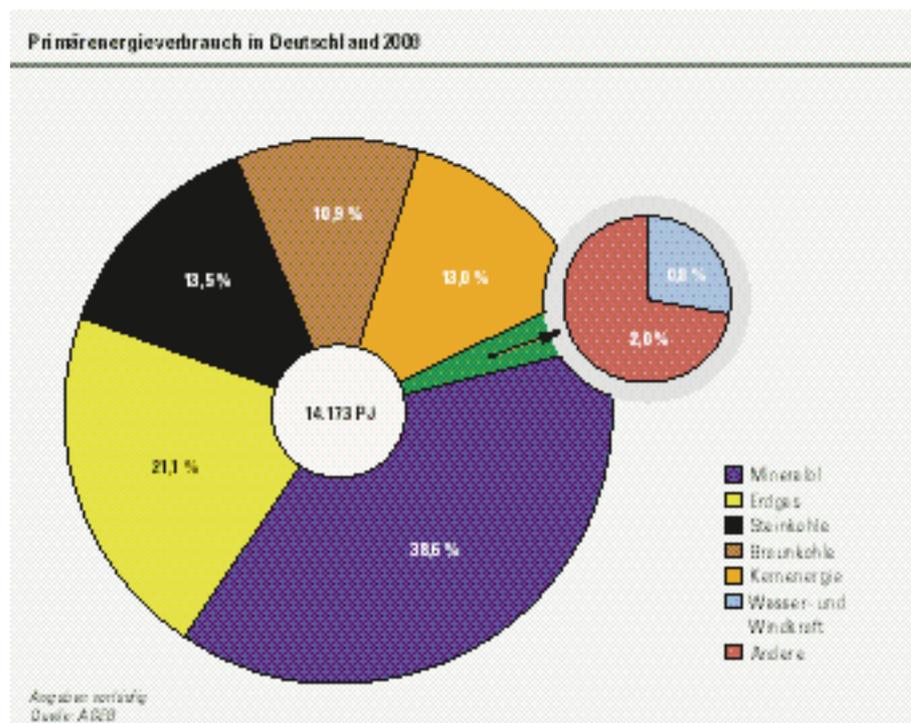
Das Rückgrat der Energieversorgung in Deutschland bildeten auch im Jahr 2000 fossile Energieträger. Mineralöl (39 %) und Erdgas (21 %) haben den größten Anteil am Gesamtverbrauch. Dahinter folgen Stein- bzw. Braunkohle (14 % bzw. 11 %), Kernenergie (13 %) sowie Wasser- und Windkraft (zusammen knapp 1 %). Auf die anderen erneuerbaren Energien wie z. B. Sonne und Biomasse entfielen knapp 2 %.

Seit 1990 hat vor allem Erdgas seinen Anteil von 15 % auf 21 % steigern können, während der Anteil der Kohlen von 37 % auf 24 % zurückging. Erneuerbare Energien konnten von 1 % auf knapp 3 % zulegen.

► Herkunft der Energie

Deutschland ist Nettoimporteur von Energie. Die Nettoimportabhängigkeit betrug im Jahr 2000 rund 60 % (siehe Fußnote 5, Seite 43). Die Importabhängigkeit variiert stark zwischen den verschiedenen Energieträgern: Beim Rohöl sind es fast 100 %, bei Erdgas rund 80 % und bei der Steinkohle ca. 43 %. Braunkohle und erneuerbare Energien stammen dagegen nahezu ausschließlich aus heimischer Produktion.

Die Abhängigkeit der deutschen Volkswirtschaft von Energieeinfuhren ist nicht nur



ein Thema für die Versorgungssicherheit, sondern wegen der in den letzten Jahrzehnten stark schwankenden Energiepreise ebenso bedeutsam für das inländische Preisniveau und damit für die Volkswirtschaft insgesamt. 1999 belief sich der Wert importierter Energieträger auf rund 25,6 Mrd. €, was rund 6 % des gesamten deutschen Imports entspricht. Im Zuge des ansteigenden Ölpreises hat sich der Importwert im Jahr 2000 fast verdoppelt. Allein dieser Ölpreisanstieg erhöhte die Inflationsrate in Deutschland im Jahr 2000 um gut einen Prozentpunkt. Die Auswirkungen der Ölverteuerungen im Jahre 2000 lassen sich jedoch nicht mit den Konsequenzen Anfang der siebziger Jahre und der ersten Hälfte der achtziger Jahre vergleichen. Denn die deutsche Wirtschaft ist heute weit

weniger vom Energieträger Öl abhängig (Anteil des Öls am PEV 1973: 55 % (alte Bundesländer); 2000: 39 %).

► Effizienz

Der Energieverbrauch in Deutschland stagniert seit vielen Jahren und ging zwischen 1990 und 2000 sogar um 5 % zurück. Die Schwankungen im Verbrauch der letzten zehn Jahre (zwischen 14.170 und 14.900 PJ) sind im Wesentlichen auf witterungsbedingte und konjunkturelle Effekte zurückzuführen.

Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie ist in Deutschland seit Anfang der 90er Jahre um 5 % gefallen. Der Energieeinsatz je Wertschöpfungseinheit ging sogar um 13 % zurück. Mussten 1991 für 1.000 DM (511 €)

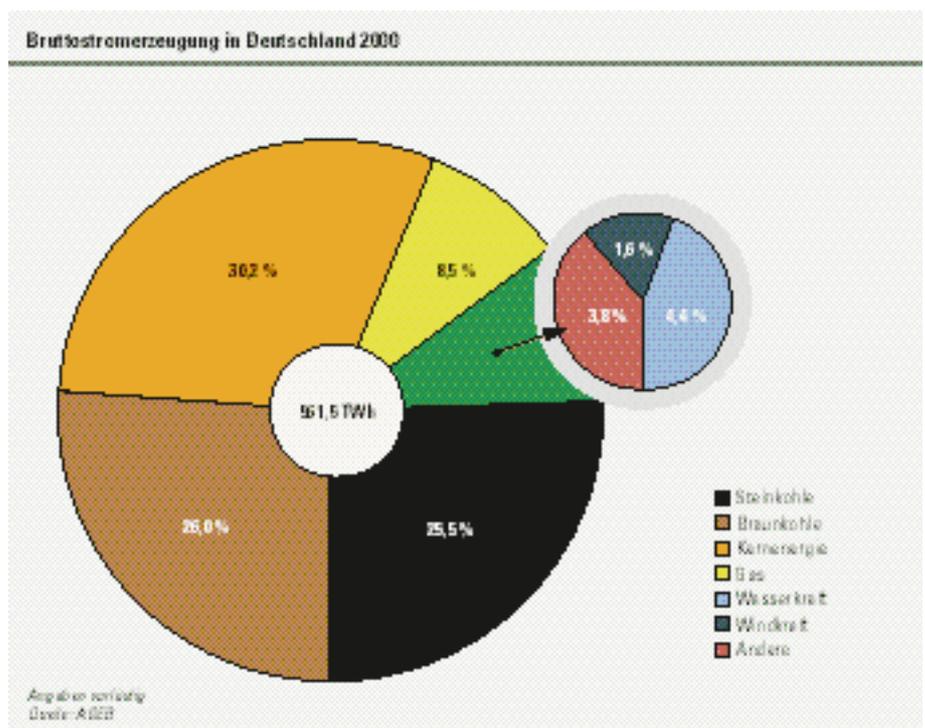
Bruttoinlandsprodukt 4,4 GJ (entspricht 115 l Heizöl) aufgewendet werden, waren es 1999 nur noch 3,8 GJ (100 l Heizöl).

In Deutschland sind Wirtschaftswachstum und Energieverbrauchsanstieg somit weitgehend entkoppelt. Diese Entwicklung setzte mit der ersten Ölpreiskrise ein und hat sich auch bei sinkenden Ölpreisen fortgesetzt. Allein seit 1991 hat dieser Effekt den Energieverbrauch in Deutschland um einen Betrag abgesenkt, der etwa 18 % des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2000 entspricht. Dies übersteigt den Anteil der Steinkohle an der deutschen Energieversorgung.

Im internationalen Vergleich schneidet Deutschland hinsichtlich der Verringerung der Energieintensität (Verhältnis aus eingesetzter Primärenergie und Bruttoinlandsprodukt) mit 1,9 % pro Jahr im Zeitraum 1991 bis 2000 überdurchschnittlich gut ab. In allen Sektoren wird heute Energie effizienter eingesetzt als noch zu Beginn der neunziger Jahre. So verbraucht ein PKW des heutigen Fahrzeugbestands im Schnitt weniger als 8,6 l Kraftstoff pro 100 km; 1990 war es noch ein Liter mehr.

► CO₂

Von 1990 bis 1999 sanken die gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland um 15,4 % auf rund 859 Mio. t. Die energiebedingten CO₂-Emissionen verringerten sich im gleichen Zeitraum um 15,6 % auf rund 833 Mio. t. Von den energiebedingten Emissionen entfielen 1999 nach Berechnungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) rund 43 % auf den Bereich Energieerzeugung und -umwandlung (Rückgang gegenüber 1990 um 19 %).



Auf den Verkehrs- und Transportsektor entfielen rund 22 % (plus 15 %), auf die privaten Haushalte rund 15 % (minus 4 %), auf die Industrie rund 14 % (minus 32 %) und auf den Bereich GHD 7 % (minus 36 %).

Deutschland hat damit die Emissionen bis Ende 1999 wesentlich stärker reduziert als andere EU-Länder. Emissionssteigernde Effekte wie die gestiegene Bevölkerungszahl (von 79 auf 82 Mio. Einwohner) und das höhere Pro-Kopf-Einkommen (von 21.500 € auf 23.000 €) wurden durch einen wesentlich höheren Anteil emissionsärmerer Energieträger am Energieverbrauch, eine höhere Effizienz bei der Energienutzung und durch Modernisierungen in Industrie und Wirtschaft, insbesondere in den neuen Bundesländern, mehr als kompensiert.

1.2 Strommarkt

► Marktvolumen

Über ein Drittel des Primärenergieverbrauchs in Deutschland wird in Kraftwerken zu Elektrizität umgewandelt. Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch liegt bei 18 %. Wertmäßig ist der Anteil dieser Energie mit rund 35 % wesentlich höher (siehe Schaubild Seite 72).

Die Nachfrage verteilt sich auf die Bereiche Industrie (47 %), private Haushalte (27 %), GHD (23 %) sowie Verkehr (3 %). Die Entwicklung der Stromnachfrage wird durch das industrielle Produktionsniveau, den technischen Fortschritt, die zunehmende Automatisierung und die Geräteausstattung in den Haushalten bestimmt.

► Energieträger/Herkunft

Strom wird in Deutschland gegenwärtig auf Basis eines breit diversifizierten Energiemixes erzeugt (siehe Schaubild Seite 74).

Die Hauptanteile entfallen auf Kernenergie (30 %), Steinkohle (26 %, davon etwa ein Drittel Importkohle) und Braunkohle (26 %). Derzeit geringe Bedeutung besitzen Erdgas (9 %) und erneuerbare Energien (6 %); Öl spielt praktisch keine Rolle mehr (1 %).

Unter den gegenwärtigen Bedingungen ist der Einsatz vieler regenerativer Energien gegenüber konventioneller Stromerzeugung nicht konkurrenzfähig. Die Stromgestehungskosten liegen bei Windstrom zwei- bis dreimal und bei Solarstrom 25mal höher als die durchschnittlichen Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke (rund 3 Cent/kWh). Aufgrund staatlicher Förderung und des Wettbewerbs zwischen den Herstellern konnten sie in den vergangenen zehn Jahren beispielsweise bei Windenergie aber bereits um 50 % gesenkt werden.

Weitere Fortschritte bei der Kostensenkung sind zu erwarten. Sie sind entscheidend für einen dauerhaften Beitrag erneuerbarer Energien in Wettbewerbsmärkten.

Zur Grundlaststromerzeugung können von den regenerativen Energien Wasserkraft und Biomasse, gegebenenfalls auch Geothermie, einen Beitrag leisten. Bei Windkraft und Solarstrom, der auf absehbare Zeit in Deutschland kaum eine Rolle spielt, handelt es sich dagegen um ein schwankendes Energieangebot, das eine Absicherung durch konventionelle Kapazitäten oder Stromimporte erforderlich machen würde, wenn es erhöht werden sollte.

Der in Deutschland verbrauchte Strom wird nahezu vollständig im eigenen Land erzeugt. Der Stromaustauschsaldo ist zu vernachlässigen (1999: rund 1 TWh). Ein erheblicher Teil der zur Stromerzeugung verwendeten Energieträger stammt aus dem Inland. Braunkohle stammt fast ausschließlich aus heimischer Förderung; der Steinkohlebedarf wurde 1999 zu rund zwei Dritteln aus deutscher Förderung gedeckt. Die für Kernkraftwerke benötigten Uran-Brennelemente werden importiert – dennoch gilt dieser Energieträger wegen seiner günstigen Vorratshaltung als »quasi-heimisch«.

Für die Beurteilung der Importabhängigkeit in der Stromerzeugung ist neben den Steinkohlenimporten (1999: ca. 24 Mio. t einschließlich Steinkohlenkoks) vor allem der Erdgaseinsatz (1999: rund 80 % Importanteil) relevant.

► Effizienz

Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien hat sich in der Vergangenheit durch Wirkungsgradsteigerungen kontinuierlich verbessert. Wurden 1990 zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom beispielsweise noch 320 g Kohle benötigt, waren es im

Jahr 1999 nur noch 270 g. Strom wird auch immer effizienter eingesetzt. Verbrauchte beispielsweise ein Kühlschrank 1989 370 kWh pro Jahr, betrug dieser Wert 1997 nur noch 291 kWh pro Jahr.

Eine effiziente Form der Energieerzeugung in Wärmekraftwerken auf Basis fossiler Energieträger ist die Kraft-Wärme-Kopplung (siehe Kasten Seite 76). Beim Vergleich moderner Kraftwerke weisen KWK-Anlagen eine um etwa 15 Prozentpunkte effizientere Energienutzung aus: Die eingesetzte Energie (z. B. Erdgas, Öl oder Kohle) kann bei der KWK mit einem sehr hohen Wirkungsgrad von bis zu 95 % in Endenergie (Strom und Wärme) umgewandelt werden. Bei ungekoppelter Stromerzeugung können ebenfalls hohe elektrische Wirkungsgrade erzielt werden. Dies gilt insbesondere bei Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD) auf Erdgasbasis, die einen Wirkungsgrad von bis zu 58 % erreichen. In Verbindung mit einer dezentralen Wärmeerzeugung mit Brennkesseln (mit einem Wirkungsgrad von fast 100 %) lassen sich somit auch bei getrennter Strom- und Wärmeerzeugung Wirkungsgrade von fast 80 % erreichen.

Technologische Innovationen im Kohlekraftwerkspark

Der durchschnittliche Wirkungsgrad des fossilen Kraftwerksparks in Deutschland betrug 1999 ca. 38 %. Moderne Kraftwerke weisen wesentlich höhere Wirkungsgrade auf. Neue Kraftwerke auf Kohlenbasis verfügen bereits heute über Wirkungsgrade von 43 bis 46 %, während erdgasgefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) sogar einen Wirkungsgrad von bis zu 58 % erreichen können.

Mittelfristig werden noch höhere Wirkungsgrade erreicht werden (prognostiziert werden bei der Verfeuerung über 50 %). Möglich wird dies durch innovative Kraftwerkstechnologien (Kohle-Kombi-Prozesse, Druckwirbelschicht-Verfahren, Druckkohlenstaub-

feuerung, Kohlevergasung), Neuerungen in der Prozessleittechnik, den Einsatz verbesserter Komponenten und neuartige Werkstoffe.

Die Verknüpfung mit der Brennstoffzelle kann zusätzliche Effizienzsteigerungen bewirken. Neue Verfahren zur Kohlevergasung ermöglichen eine gezielte CO₂-Abscheidung sowie die Herstellung neuer Produkte wie Synthesegase zur Weiterverwendung in der chemischen Industrie sowie neue hochwertige Treibstoffe. Nimmt man alle Entwicklungen zusammen, könnte die Vision eines Kohlekraftwerks mit höchster Effizienz bei gleichzeitig minimalen Umweltauswirkungen langfristig Wirklichkeit werden.

Ökonomische und ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland

KWK als die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme in einer Anlage ist ressourcenschonend und mindert die Emissionen von Treibhausgasen. Durch Nutzung der Abwärme – wie sie insbesondere in fossil befeuerten Kraftwerken zwangsläufig anfällt – für Raumbeheizung und industrielle Prozesse sind Primärenergienutzungsgrade möglich, die die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme nicht erreichen kann. Dieser Vorteil kann überall dort wirtschaftlich genutzt werden, wo ausreichende Wärmenachfrage besteht.

Unter den Bedingungen des deutschen Strommarktes, der heute durch vollständige Marktöffnung, Kraftwerksüberkapazitäten und zusätzliches Importstromangebot bei mittelfristig leicht steigender Nachfrage gekennzeichnet ist, sind auch KWK-Anlagen z. T. nicht mehr wettbewerbsfähig. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom Mai 2000 hat jedoch gegriffen, so dass Anlagenstilllegungen viel geringer ausfielen, als befürchtet wurde.

In Vorbereitung von Maßnahmen für die verstärkte Nutzung ökologisch besonders effizienter KWK-Anlagen ist der KWK-Bestand u. a. auf den Umfang tatsächlich gekoppelter Erzeugung, auf Energieeinsparung, CO₂-Minderung und Wirtschaftlichkeit hin analysiert worden (**IER, Uni Stuttgart**):

- ▶ Für die Bestandsaufnahme erfasst wurden 5.721 KWK-Anlagen, darunter 544 Dampfturbinen-, 208 Gasturbinen- und GuD-Anlagen und 4.969 Blockheizkraftwerke (installierte Gesamtleistung 34,5 GW).
- ▶ Hierin wurden 1999 50 TWh Strom und 170 TWh Nutzwärme gekoppelt erzeugt mit einem Energieeinsatz von rund 285 TWh und einer CO₂-Emission von 77 Mio. t.
- ▶ 34 TWh der KWK-Stromerzeugung waren gegenüber getrennter Erzeugung CO₂-mindernd; 44 TWh energieeffizient; 31 TWh erfüllten beide Anforderungen.
- ▶ Die CO₂-Gesamtbilanz ist trotz Minderemissionen aus der überwiegenden Mehrzahl der Anlagen insgesamt im Vergleich nur ausgeglichen; Grund ist der vergleichsweise hohe Anteil kohlenstoffreicher Energieträger in den übrigen Anlagen.
- ▶ Gemessen am Strompreis von rund 3 Cent/kWh sind nur knapp 40 % des KWK-Gesamtstroms heute ohne weiteres wettbewerbsfähig; von der CO₂-mindernden Erzeugung knapp 50 %.

Erhöhungen des Versorgungsanteils der KWK sind in verschiedenen Bereichen möglich: durch Anlagenmodernisierung und -ersatz an bestehenden KWK-Standorten verbunden mit deutlicher Erhöhung der Strom-/Wärmerelation (Stromkennziffer), daneben und in kleinerem Umfang durch die Erschließung neuer Wärmeabsatzpotenziale vor allem im industriellen und gewerblichen Bereich sowie bei der Nahwärme-

versorgung. Dem **Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI)** zufolge ist ein KWK-Ausbau aufgrund der Energieeffizienz schon marktinduziert zu erwarten, allerdings verstärkt erst wieder mit der Erholung der Strompreise und erforderlichen Kraftwerksinvestitionen nach 2005. Bis 2025 wären so nach Schätzungen des EWI eine Verdoppelung der KWK-Stromerzeugung und eine CO₂-Minderemission von 23 Mio. t möglich. Nach Meinung der Institute und der Bundesregierung ist dieses Ziel in einem beschleunigten Ausbau auch bis 2010 zu erreichen.

Die für das Erreichen der von der Bundesregierung angestrebten CO₂-Minderung um zusätzliche 23 Mio. t im Jahr 2010 erforderlichen Mehrkosten einer Ausweitung der KWK-Stromerzeugung (von etwa 50 TWh auf ca. 100 bis 120 TWh je nach Energieträger) hängen von der Art des KWK-Ausbaus ab. Während die Mehrkosten der Erschließung neuer KWK-Potenziale durch Blockheizkraftwerke (BHKW) hoch sind, sind die des vorzeitigen Ersatzes bestehender KWK-Anlagen in Industrie und Fernwärme niedriger. Ein KWK-Ausbauzenario, das allein auf BHKW setzt, würde nach Berechnungen des EWI zu Mehrkosten von über 1,5 Mrd. € pro Jahr führen und markiert das obere Ende der Kostenspanne. Basiert der KWK-Ausbau dagegen zu zwei Dritteln auf vorzeitigem Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch solche höherer Stromerzeugung, errechnet EWI Mehrkosten von rund 500 Mio. € pro Jahr.

Auch der Einsatz neuer Technologien, wie z. B. der Brennstoffzelle, kann zur Effizienzsteigerung beitragen. Die Brennstoffzelle ist heute technisch fast marktreif, ist aber noch mindestens um den Faktor 10 zu teuer. Bis etwa 2010 wollen die Hersteller wettbewerbsfähig werden. Die Leistungen reichen von 1 kW bis über 1 MW. Durch den Einsatz von Brennstoffzellen könnte sich die Struktur der Strom- und Wärmeversorgung in Zukunft grundsätzlich verändern, und zwar hin zu dezentralen kleinen Einheiten bis zur Brennstoffzelle im eigenen Keller. Dies würde erhebliche Konsequenzen für die Stromwirtschaft haben. Die Verschaltung von Millionen kleiner Brennstoffzellenanlagen

zu so genannten »virtuellen Kraftwerken« könnte den Bedarf an Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken erheblich reduzieren. Außerdem könnte auf einen Teil der Reservorhaltung verzichtet bzw. ein in heutigen Strukturen notwendiger Netzausbau verzögert oder sogar vermieden werden. Durch die mit dem Einsatz von Brennstoffzellen einhergehende Dezentralisierung der elektrischen Energieversorgung würden sich darüber hinaus für die Energiewirtschaft, aber auch für neue Energiedienstleistungsunternehmen ganz neue Betätigungsfelder eröffnen. Die Brennstoffzelle könnte mittel- bis langfristig den Energiemarkt revolutionieren, sofern die weiteren Entwicklungen

hinsichtlich Kostensenkung und Zuverlässigkeit auch in Zukunft erfolgreich verlaufen würden.

▶ CO₂

Nach Berechnungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) beliefen sich die CO₂-Emissionen des Bereichs Energieerzeugung/-umwandlung 1999 auf ca. 357 Mio. t. Dies entspricht rund 41 % der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland. Im Zeitraum von 1990 bis 1999 sind die CO₂-Emissionen in diesem Bereich um ca. 19 % gesunken.

Brennstoffzelle

Bisher wird elektrische Energie fast ausschließlich in großen Anlagen in einem Dampf- bzw. Gasturbinen-Prozess erzeugt. Die Brennstoffzelle hingegen setzt fossile (z. B. Erdgas, Kohlegas), aber auch nicht-fossile Brennstoffe (z. B. Methanol, Biogas oder Wasserstoff) auf elektrochemischem Wege direkt in elektrischen Strom und Wärme um. Diese so genannte »kalte Verbrennung« erfolgt in einer kontrollierten Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff.

Brennstoffzellen verfügen über hohe Wirkungsgrade bei gleichzeitig sehr geringen Umweltauswirkungen. Es wird daher seit einigen Jahren intensiv an der Brennstoffzelle auch als Alternative zum Verbrennungsmotor für den Antrieb von Fahrzeugen gearbeitet. Erste Brennstoffzellenfahrzeuge sollen schon ab 2005 vermarktet werden.

Brennstoffzellen lassen sich außerdem in kleinen Einheiten dezentral in der Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen. Mittlerweile entwickeln mehrere Hersteller von Heizungsgeräten intensiv Brennstoffzellen zum Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Erste Geräte befinden sich in der Erprobung und sollen in absehbarer Zeit auf den Markt gebracht werden. Wenn Wohnhäuser, gewerbliche Gebäude usw. eigene Wärme- und Stromversorgung haben und darüber hinaus Überschussstrom in das öffentliche Stromnetz einspeisen, werden bisherige Verbraucher zu Erzeugern. Die zu erwartenden höheren Wirkungsgrade führen zu einer nicht unerheblichen Einsparung an Primärenergie, die pro Anlage (1–2 kW_{elektrisch}) in der Größenordnung von 30 GJ pro Jahr liegen dürfte. Bei 1 Mio. Anlagen (1–2 Gigawatt) wären das 30 PJ pro Jahr.

zwecke verwendet wurde – und zu Lasten der Festbrennstoffheizungen. Für Deutschland insgesamt ging die Zunahme von Erdgasheizungen im letzten Jahrzehnt hauptsächlich zu Lasten von Heizöl, das Anfang der 90er Jahre noch einen Marktanteil bei Neubauwohnungen von über 30 % hatte.

Erneuerbare Energien können im Wärmemarkt mit einem Anteil von etwa 5 % heute gegen herkömmliche Energieträger wie Gas und Öl meist noch nicht ohne Hilfen preislich konkurrieren. Rein technisch gesehen stehen heute gleichwohl ausgereifte Lösungen zur Verfügung, die in vielen privaten Haushalten bereits zum Standard gehören könnten. Zu nennen sind insbesondere Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung, mit denen in den saisonalen Übergangszeiten der Bedarf vielfach sogar vollständig gedeckt werden kann.

Aufgrund der Dominanz der Energieträger Öl und Gas ist der Wärmemarkt in hohem Maße von Importenergien und damit auch von deren Preisschwankungen abhängig.

Effizienz

Zunehmende Wärmedämmung und immer effizientere Heizungsanlagen haben den spezifischen, auf die Wohnfläche bezogenen Energieverbrauch der Haushalte von 1991 bis 1997 um durchschnittlich 1,2 % pro Jahr zurückgehen lassen. Vor allem im Gebäudereich steht eine Vielzahl technischer Möglichkeiten (z. B. Wärmedämmung, optimale Auslegung der Heizsysteme, Heizsysteme auf Basis erneuerbarer Energien) zur Verfügung, mit denen der Energiebedarf weiter gesenkt werden kann.

1.3 Wärmemarkt**▶ Marktvolumen**

Etwa ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland im Jahre 1999 entfiel auf Raumwärme und Warmwasserbereitung. Im Haushaltsbereich machte dieser Bedarf mit ca. 2.320 PJ rund 90 % der Energienachfrage aus und im Sektor GHD ca. 57 % (840 PJ). Im Industriebereich waren es lediglich 10 % (250 PJ). Die folgenden Betrachtungen beziehen sich auf die Verbrauchsbereiche Raumwärme und Warmwasserbereitung in den Sektoren private Haushalte und GHD.

Die Nachfrage nach der Energiedienstleistung Wärme ist insbesondere von jahreszeitlich bedingten Witterungsschwankungen (Saisonschwankungen) sowie von der in der mittel- und langfristigen Perspektive seit Jahrzehnten steigenden Wohnflächenentwicklung beeinflusst.

▶ Energieträger/Herkunft

Öl mit 34 % und Gas mit 43 % bildeten 1999

die beiden Säulen des Wärmemarktes.

Strom hatte im Wärmemarkt einen Anteil von 8 %. Fast 73 % der Neubauwohnungen waren 1998 mit Erdgas und 21 % der Wohngebäude mit Heizöl beheizt. Auf Fernwärme und sonstige Heizsysteme entfiel lediglich ein Marktanteil von 6 %. Der hohe Erdgasanteil ist vor allem auf die Anwendungsfreundlichkeit sowie auf die Infrastrukturpolitik von Kommunen (Vorranggebiete) zurückzuführen. Auch die gegenüber Öl in der Regel niedrigeren Investitionskosten und damit verbundene fehlende Umstellungshemmnisse spielen eine Rolle. Insbesondere bei Altbauten – hier lag der Gaseinsatz im Jahr 2000 mit 44,5 % deutlich unter dem Wert für Neubauen (76 %) – bestehen zukünftig noch Steigerungsmöglichkeiten für Gas.

Auf dem Wärmemarkt haben sich die Marktstrukturen in der Vergangenheit erheblich verändert: Insbesondere in den neuen Bundesländern sind die Heizsysteme innerhalb weniger Jahre umgestellt worden, vor allem zugunsten von Erdgas und Heizöl – das in der ehemaligen DDR nicht für Heiz-

► CO₂

Die CO₂-Emissionen im Wärmemarkt lagen 1999 in einer Größenordnung von 168 Mio. t. Dies sind ca. 20 % der CO₂-Emissionen in Deutschland. Von 1990 bis 1999 sind die CO₂-Emissionen in diesem Bereich um 14 % zurückgegangen.

► Kosten/Preise

Die Bindung der Erdgaspreise an den Ölpreis hat zur Folge, dass die Erdgaspreise mit drei bis sechs Monaten Verzögerung den Schwankungen der Ölpreise folgen. Damit ist sichergestellt, dass der Gaspreis grundsätzlich wettbewerbsfähig zum Ölpreis ausfällt. Das bedeutet zwar, dass die Verbraucher bei gestiegenen Ölpreisen auch höhere Gaspreise zahlen müssen. Bei fallenden Ölpreisen folgen die Gaspreise jedoch entsprechend zeitlich verzögert nach.

1.4 Markt für Prozessenergie

► Marktvolumen

Der Markt für Prozessenergie (Industriesektor) umfasst Teile der Märkte für Strom (Prozessstrom) und für Wärme (Prozesswärme). Der Anteil der Prozessenergie am Endenergieverbrauch beträgt etwa ein Viertel. Davon entfallen rund 70 % auf Brennstoffe und ca. 30 % auf Strom. Der Markt für Prozessenergie wird besonders bestimmt durch den Energieverbrauch der energieintensiven Industriezweige. Mit 107 TWh (1998, AG Energiebilanzen) wird mehr als die Hälfte der Stromnachfrage der Industrie bzw. mit 1.160 PJ (1998) werden mehr als zwei Drittel ihres Brennstoffeinsatzes durch die Industriezweige Papiergewerbe, Grundstoffchemie, Glas und Keramik, Verarbeitung von Steine und Erden, Metallerzeugung sowie NE-Metalle beansprucht. Der

Markt für Prozessenergie wird gesondert betrachtet, weil der Energieverbrauch der Industrie ein wichtiger Parameter für ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit ist.

► Energieträger/Herkunft

Gas (39 %) und Strom (30 %) sind hier die Hauptenergieträger. Ursache dafür sind die zunehmende Automatisierung und effizientere Produktionsprozesse, die eine stärkere Regelbarkeit des Energieeinsatzes erfordern. Der Anteil von Mineralölprodukten beträgt knapp 10 %. Die Bedeutung von Steinkohle und Braunkohle für die Prozessenergie hat im Laufe der Zeit immer mehr abgenommen. Der Anteil der Kohlen betrug 1990 29 % und ist bis 1999 auf 18 % gefallen; davon entfällt fast die Hälfte auf Steinkohlenkoks. In bestimmten industriellen Prozessen werden Energieträger außerdem auch als Rohstoffe oder zu anderen nicht-energetischen Zwecken benötigt, beispielsweise Steinkohlenkoks bei der Stahlerzeugung oder Mineralöl als Grundstoff für die petrochemische Industrie.

Die Importabhängigkeit des Marktes für Prozessenergie ist statistisch nicht exakt bestimmbar. Sie dürfte im Vergleich zu den anderen Energiemärkten relativ niedrig sein, da Erdgas zwar einen Marktanteil von fast 40 % hat, dafür aber Mineralölprodukte nur in relativ geringem Maße (10 %) eingesetzt werden.

► Effizienz

Produktionsniveau und technischer Fortschritt bestimmen die zumindest kurzfristig eher preisunelastische Energienachfrage. Bedingt durch technischen Fortschritt, Strukturwandel und Einsparbemühungen sind in den letzten Jahren erheb-

liche Einsparungen erzielt worden. So ist die Energieintensität im Industriebereich zwischen 1991 und 1999 um durchschnittlich 1,7 % pro Jahr zurückgegangen.

► Kosten/Preise

Während ein Großteil der industriellen Produktion niedrige Energiekostenanteile (unter 2 %) aufweist, spielen sie für die Wettbewerbsfähigkeit von Industriezweigen wie der Grundstoffchemie, der Eisen- und Stahlindustrie oder der NE-Metallindustrie eine wichtige Rolle. Hier sind Energiepreise ein entscheidender Standortfaktor.

Die Energiekostenbelastung der Industrie hat sich im Zeitablauf deutlich verringert. Während der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes Mitte der achtziger Jahre noch im Durchschnitt über 3 % betrug, ist er bis 1998 auf 1,7 % zurückgegangen. Ursächlich hierfür sind neben tendenziell rückläufigen Energiepreisen und Strukturveränderungen auch der technische Fortschritt und eine rationellere Energienutzung. Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie wurde dadurch gestärkt.

► CO₂

Nach Berechnungen des DIW beliefen sich die energiebedingten CO₂-Emissionen in der Industrie im Jahr 1999 auf ca. 115 Mio. t. Dies entspricht rund 12 % der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland. Von 1990 bis 1999 sind die CO₂-Emissionen in diesem Bereich um rund 32 % zurückgegangen und damit um erheblich mehr als in anderen Märkten (Strommarkt: minus 19 %; Verkehrsbereich: plus 15 %; Wärmemarkt: minus 14 %). Die deutsche Wirtschaft hat im Jahre 1995 eine Erklärung zur Klima-

vorsorge abgegeben, die im Jahr 1996 aktualisiert, präzisiert und erweitert und im Jahr 2000 nochmals verschärft wurde. Damit hat sich die deutsche Wirtschaft das Ziel gesetzt, freiwillig besondere Anstrengungen zu unternehmen, um die spezifischen CO₂-Emissionen bzw. den spezifischen Energieverbrauch bis zum Jahr 2005 gegenüber 1990 um 28 % zu mindern (siehe auch Seite 27).

1.5 Verkehrsbereich

► Marktvolumen

Der Verkehrsbereich beansprucht rund 30 % des Endenergieverbrauchs. Der weitaus größte Anteil des Energieverbrauchs im Verkehrsbereich entfällt mit ca. 87 % auf den Straßenverkehr. Der Anteil des Luftverkehrs beträgt knapp 10 %. Schienenverkehr und Binnenschifffahrt nehmen zusammen lediglich ca. 3 % ein.

► Energieträger/Herkunft

Der Verkehrsbereich ist zu 98 % von konventionellen Kraftstoffen (Benzin, Diesel),

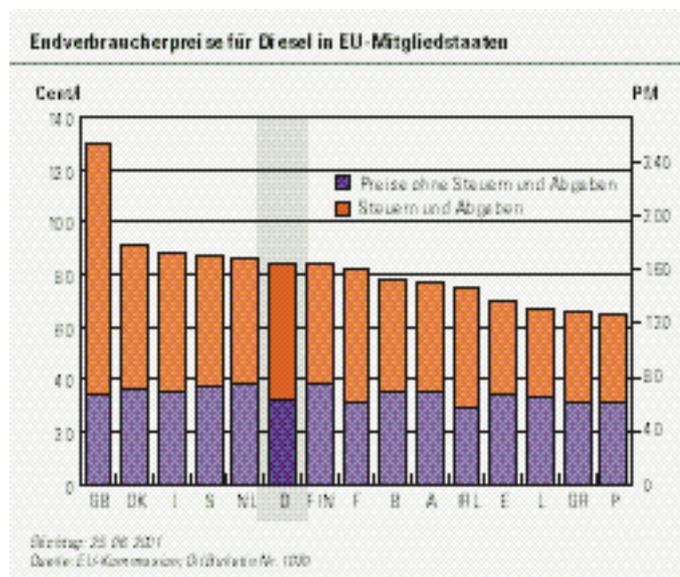
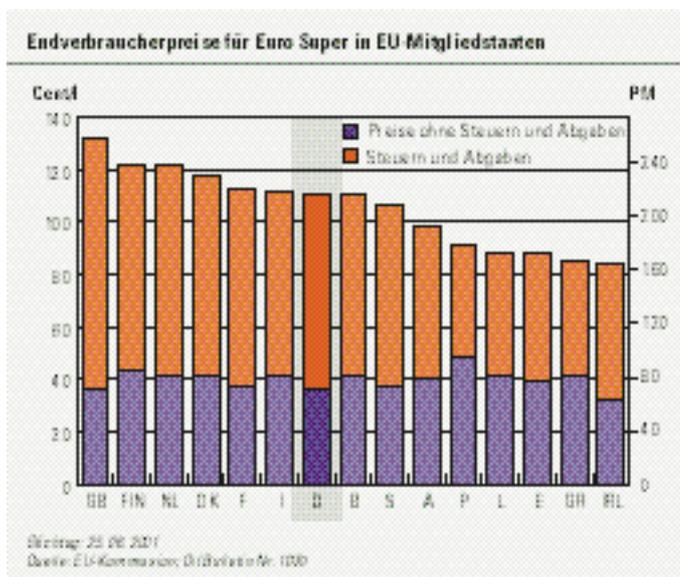
d. h. Mineralölprodukten, abhängig. Etwa 70 % des gesamten Dieserverbrauchs entfallen auf den Güterverkehr. Der Marktanteil von Gas- und Biodieselfahrzeugen spielt bislang – obwohl steuerbegünstigt bzw. -befreit – praktisch keine Rolle. Ursächlich dafür ist bei gasbetriebenen Fahrzeugen der Kostenaufwand für die Fahrzeugumrüstung und die noch nicht ausreichende Tankstelleninfrastruktur. Das Aufkommen an Biodiesel ist mengenmäßig begrenzt, da im Rahmen der Agenda 2000 die Flächen für den Anbau von Non-food-Raps vorgegeben sind. Dadurch könnten nur ca. 5 bis 7 % des Verbrauchs an traditionellem Diesel durch Biodiesel ersetzt werden. Die Tankstelleninfrastruktur für alternative Kraftstoffe ist in Deutschland, speziell in den neuen Bundesländern, noch erweiterungsbedürftig: Im Vergleich zu rund 16.300 Tankstellen für Mineralölprodukte gab es im Jahr 2000 erst ca. 900 Biodieselstationen, zwischen 180 und 200 Stationen für Flüssiggas und ca. 180 Stationen für Erdgas. Der Anteil des Stroms im Verkehrssektor, vor allem für den

Brennstoffzellen-Fahrzeuge

Brennstoffzellen-Fahrzeuge befinden sich noch im Entwicklungsstadium und sind derzeit nicht wirtschaftlich. Für die wirtschaftliche Herstellung von Wasserstoff für den Betrieb von Brennstoffzellen mittels Wasser-Elektrolyse sind aus heutiger Sicht Stromkosten von ca. 1,5 Cent/kWh notwendig, die auf regenerativer Basis nur von großen Wasserkraftwerken z. B. in Kanada und Norwegen erzielt werden. Außerdem müsste mit großem Aufwand eine neue Infrastruktur aufgebaut werden. Daher werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge entwickelt, die auch mit Treibstoffen wie Methanol und Benzin betrieben werden können. Erste marktgängige Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb werden ab 2004/2005 erwartet. Aus Sicht der Industrie wird damit gerechnet, dass das Brennstoffzellen-Fahrzeug in Bezug auf die Herstellungskosten gegenüber konventionellen Technologien zwischen 2005 und 2010 konkurrenzfähig wird.

Schienenverkehr, beträgt knapp 2 %.

Der überwiegende Teil der Kraftstoffe (1999: 85 %) wird zwar in inländischen Raffinerien produziert, primärenergieseitig ist der Verkehrsbereich jedoch nahezu vollständig als importabhängig anzusehen.



► **Effizienz**

Der Verkehrsbereich wird von gegenläufigen Entwicklungstendenzen geprägt. Von 1990 bis 1999 ist der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch der PKW in Deutschland von 9,6 l/100 km auf 8,6 l/100 km, d. h. um 10 %, zurückgegangen. Zunehmende Fahrleistungen vor allem als Folge des mit dem Wirtschaftswachstum einhergehenden steigenden Schwerlastverkehrs und die zunehmende Zahl der nachgefragten leistungsstärkeren und komfortableren PKW haben die Effekte der kontinuierlichen Effizienzverbesserung bei den Motoren mehr als kompensiert und in der Vergangenheit zu einem stetig steigenden Kraftstoffverbrauch

geführt. Neue Technologien zur Nutzung alternativer Antriebskonzepte und Kraftstoffe (z. B. Brennstoffzelle, wasserstoffbetriebene Fahrzeuge) lassen auch künftig Potenziale zur Effizienzsteigerung und damit zur Einsparung beim Mineralölverbrauch erwarten. Die Entwicklung im Jahr 2000 mit relativ hohen Preissteigerungen und stagnierendem bzw. rückläufigem Verbrauch bei Benzin spricht für eine zumindest kurzfristig preisreagible Nachfrage des Individualverkehrs.

► **CO₂**

Der Verkehrsbereich weist die klimapolitisch ungünstigste Entwicklung bei den CO₂-

Emissionen auf. Die CO₂-Emissionen sind im Zeitraum 1990 bis 1999 von ca. 164 Mio. t um rund 16 % auf ca. 191 Mio. t gestiegen. Sie haben damit einen Anteil von rund 22 % an den gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland (gegenüber rund 16 % im Jahr 1990).

► **Kosten/Preise**

Die Kraftstoffpreise in Deutschland liegen im Vergleich mit den anderen EU-Mitgliedstaaten im Mittelfeld. Die um Steuern und Abgaben bereinigten Preise gehören vor allem aufgrund des harten Wettbewerbs im Tankstellenmarkt zu den niedrigsten in der EU.⁸

2. Europäische und internationale Energiemärkte

2.1 Marktvolumen

Im Gegensatz zu Deutschland stieg in anderen EU-Mitgliedstaaten der Energieverbrauch in den neunziger Jahren weiter an. Bis 2010 geht die EU-Kommission von einer jährlichen Zunahme des Energieverbrauchs in der EU von 2 bis 4 % aus. Für die künftigen Beitrittsländer wird ein Zuwachs von 3 bis 6 % jährlich prognostiziert.

Deutschland hat heute in der EU mit 23 % den größten Anteil am europäischen Energiemarkt; es folgen Frankreich (18 %) und Großbritannien (16 %). Legt man den Weltenergieverbrauch des Jahres 1999 zugrunde, nimmt der deutsche Energiemarkt mit einem Verbrauch von 14.173 PJ (ca. 4 %) den fünften Rang ein.

Laut dem World Energy Outlook der IEA (2000) würde die Primärenergienachfrage bei einem jährlichen Wirtschaftswachstum von rund 3 % weltweit von 1997 bis 2020 um 57 % (entspricht 2 % jährlich) ansteigen. In den OECD-Ländern Nordamerikas, Europas und Südasiens würde demnach der Primärenergieverbrauch pro Jahr moderat um ca. 1 % wachsen. Anders sind die Aussichten für die meisten übrigen Länder: Z. B. wird für Russland (plus 1,5 %), Brasilien

(plus 2,8 %) oder China (plus 3,4 %) ein deutlich höherer jährlicher Primärenergieanstieg prognostiziert.

Der weltweite Energieverbrauch lag 1999 bei ca. 360.000 PJ. Er ist im Vergleich zu 1990 um ca. 10 % gestiegen. Die wachsende Weltnachfrage wird dem World Energy Outlook zufolge insbesondere die Nachfragestrukturen auf den Ölmärkten verändern. So würden künftig große Nachfrager, die



Kennzahlen zur Einordnung des deutschen Energiemarktes in der Europäischen Union 1999⁸

	Bevölkerung in Mio.	BIP in Mrd. US \$ (1998)	Energieförderung in PJ	Energieimporte (Netto) in PJ ^{**}	Primärenergieverbrauch in PJ	Stromverbrauch in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Primärenergieverbrauch pro Kopf in GJ	Primärenergieverbrauch pro BIP in GJ/1000 US \$	CO ₂ /PEW in kg CO ₂ /GJ	CO ₂ /Kopf int. CO ₂	Netto-Importabhängigkeit in % vom PEW ^{**}
Deutschland	82,1	2.608	5.966,8	8536,0	14.117,9	532,0	857,1	172,0	542	61	104	60,5
Europäische Union	377,1	5437	32.298,6	295.60,9	6044,65	2.395,1	3.155,8	190,9	64,0	52	84	49,9
Belgien	10,2	804	1.79,5	2.070,2	2455,1	81,2	122,5	240,2	80,9	50	12,0	82,7
Dänemark	5,3	230	609,8	~ 136,5	84,03	34,5	57,3	157,9	42,1	28	10,8	~ 16,5
Finnland	5,2	167	644,9	772,2	1.297,1	37,9	59,7	270,2	89,1	49	11,5	52,1
Frankreich	60,3	1.696	5.242,2	54.962,0	10.678,0	490,5	379,5	177,2	62,9	35	67	51,5
Großbritannien	59,5	1.286	11.816,0	~ 2.038,1	9.643,0	361,2	526,0	162,1	7,9	55	9,0	~ 21,4
Griechenland	10,5	193	410,7	819,1	1.125,8	46,5	87,6	118,9	84,9	73	7,9	72,7
Irland	3,8	64	109,1	4.98,6	585,3	20,5	28,4	156,1	62,0	66	10,2	85,7
Italien	57,6	1.171	1.167,8	5.969,9	2.077,4	289,1	426,0	122,9	60,9	50	7,4	84,7
Luxemburg	0,4	29	1,7	142,4	146,1	6,5	7,3	382,1	84,2	49	16,4	91,4
Niederlande	15,9	476	2.472,2	1.067,7	3.101,2	161,2	171,4	196,2	65,1	55	10,8	26,1
Österreich	8,1	288	266,9	786,8	1.190,9	53,9	61,3	147,1	4,9	51	7,6	66,1
Portugal	10,0	124	89,2	942,9	989,3	8,9	54,3	99,1	8,01	55	5,4	99,3
Spanien	39,4	675	1.285,2	3.988,4	4.860,1	184,7	264,0	129,8	7,9	51	6,4	80,3
Schweden	8,9	267	1.444,0	274,7	2.129,0	196,9	53,5	241,4	8,00	25	6,0	35,4

⁸ Angaben mit CO₂-Emissionsbezug auf das Jahr 1990
^{**} Die Stromerzeugung aus Kernenergie wird in internationalen Statistiken als heimische Energieproduktion angesehen
Quelle: EA

nicht der OECD angehören (z. B. China und Indien), die weltweite Nachfrage nach Öl bestimmen.

2.2 Energieträger

Die EU-Kommission erwartet in ihrem Grönbuch zur Versorgungssicherheit bei der Energieversorgung bis zum Jahr 2030 keine durchgreifenden Neuerungen, sofern kein bedeutender technologischer Durchbruch gelingt (z. B. Brennstoffzelle). Bis dahin behalten die fossilen Energieträger ihren führenden Anteil am Primärenergieverbrauch in der EU.

Zwar wird beim Erdöl mit einem leichten Absinken des Anteils am Primärenergieverbrauch von heute 41 % auf 38 % gerech-

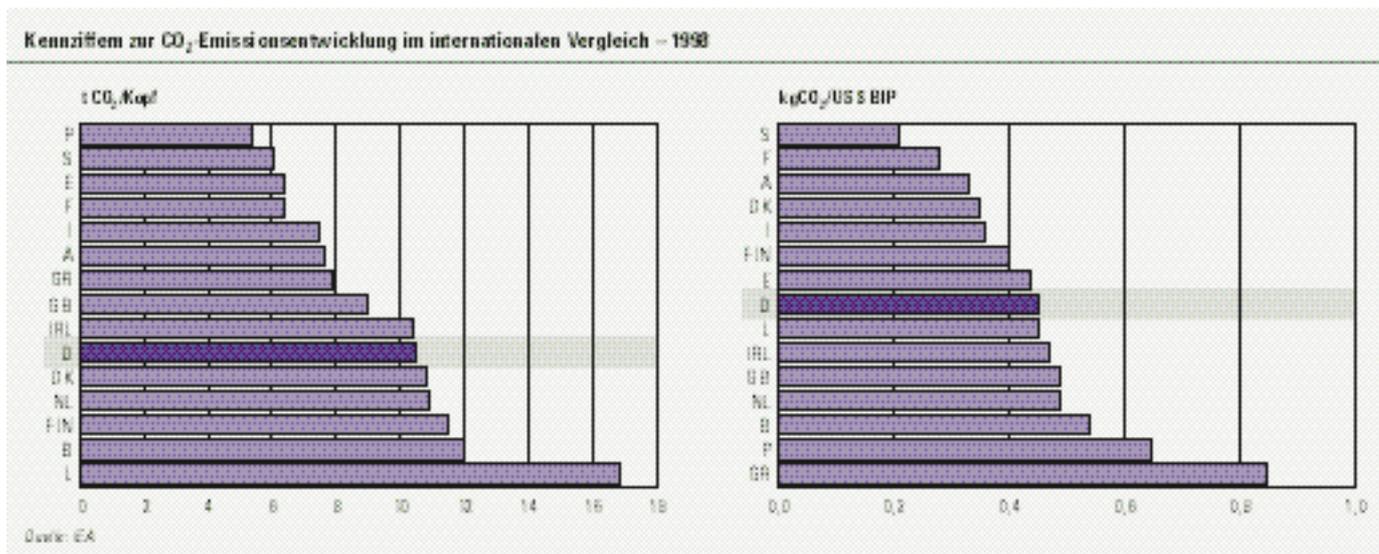
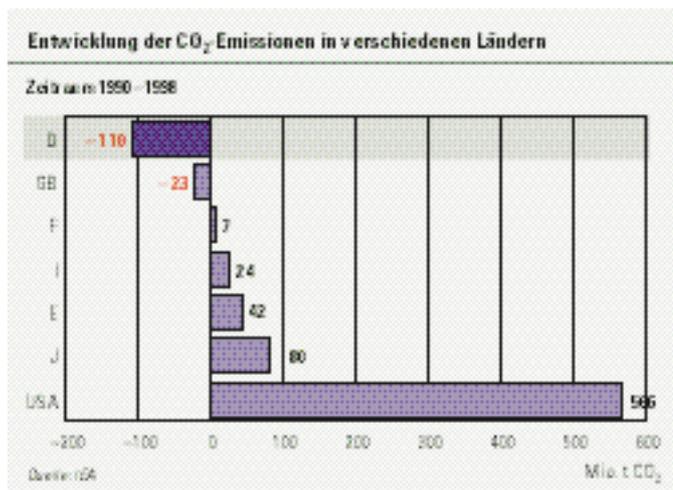
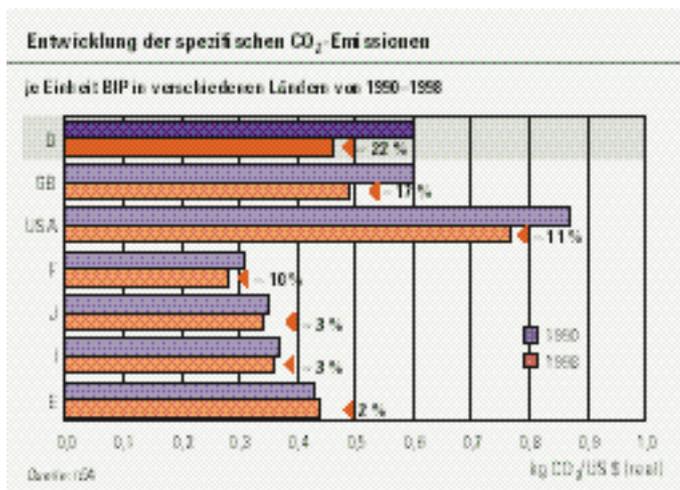
net. Der Anteil der Kohle stiege aber von heute 16 % auf 19 % und derjenige des Erdgases sogar von 22 % auf 29 %. Für Kernenergie prognostiziert die EU-Kommission einen starken Rückgang von heute 15 % auf 6 % in 2030. Den erneuerbaren Energien (einschließlich Biomasse) wird dagegen ein moderater Zuwachs von 2 Prozentpunkten (von heute 6 % auf 8 %) bis zum Jahr 2030 vorausgesagt.

2.3 Herkunft der Energieträger

Ein erhöhter Energieverbrauch in der EU wird bei wachsendem Anteil fossiler Energieträger zu einer stärkeren Importabhängigkeit führen. Der Anteil importierter Primärenergieträger wird in 20 bis 30 Jahren von heute rund 50 % auf ca. 70 % ansteigen.

Zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommt die Kommission bei der Betrachtung der einzelnen Mitgliedsländer. Für Deutschland geht sie von einem Importanteil von 73 % im Jahre 2020 (gegenüber heute rund 60 %) aus. Geringer fällt diese Zunahme wegen des hohen Anteils der Kernenergie für Frankreich (von rund 50 % auf rund 55 %) aus. Der heutige Netto-Exporteur Großbritannien dagegen wird 2020 zum Importeur werden (von rund minus 20 % auf plus 26 %), da die nationalen Gasreserven langsam geringer werden.

⁸ zu den Steuerbelastungen
siehe detailliert Anlage 9, Seite 100



ken um ca. 4 %. Die Fortsetzung der bisherigen Politik würde Berechnungen der EU-Kommission zufolge bis 2010 zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um rund 3 % führen. Die gesamten Treibhausgasemissionen würden im gleichen Zeitraum bestenfalls um ca. 1,4 % sinken. Die EU hat sich im Rahmen des Kioto-Protokolls verpflichtet, ihre gesamten Treibhausgasemissionen bis 2010 um 8 % zu senken.

Es sind also verstärkte Anstrengungen zur CO₂-Reduktion erforderlich. Ein entsprechen-

des Programm erarbeitet die EU-Kommission gegenwärtig unter dem Titel »Politische Konzepte und Maßnahmen der EU zur Verringerung der Treibhausgasemissionen zu einem Europäischen Programm zur Klimaänderung (ECCP)«, das noch im Jahre 2001 dem Ministerrat vorgelegt werden soll.

Deutschland weist zwar innerhalb der EU die höchsten CO₂-Emissionen auf. Betrachtet man diese Zahlen seit 1990 jedoch unter dem Aspekt der Emissionsreduzierung, ist

Deutschland mit 15,4 % heute Vorreiter im Klimaschutz in Europa (zum Vergleich: in Großbritannien ein Minus von rund 9 % und in Frankreich sogar ein Zuwachs von 5 %). Die übrigen EU-Mitgliedstaaten sind von ihren Reduktionszielen noch weit entfernt, teilweise sogar mit zunehmender Tendenz. In den USA stieg der CO₂-Ausstoß im Zeitraum von 1990 bis 1999 sogar um 12 %.

Auch bei der Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen (bezogen auf eine Einheit Bruttoinlandsprodukt) ist Deutschland im

Vergleich zu anderen Industrieländern mit einer Reduktionsquote von 22 % für den Zeitraum 1990 bis 1998 Spitzenreiter (siehe Schaubild Seite 83 oben links). Großbritannien (minus 17 %), USA (minus 11 %), Frankreich (minus 10 %) und Japan (minus 3 %) weisen demgegenüber niedrigere Reduktionsquoten auf.

Die IEA rechnet mit einem Anstieg der weltweiten jährlichen CO₂-Emissionen zwischen 1997 und 2020 um knapp 14 Mrd. t. Dies entspricht einem Anstieg von 63 % insgesamt oder 2,1 % pro Jahr. Diese Zunahme der CO₂-Emissionen wird vor allem von heute schnell wachsenden Entwicklungsländern wie z. B. China, Indien oder Brasilien verursacht werden.

Nach den Prognosen der IEA für das Jahr 2020 liegt der Anteil an den weltweiten CO₂-Emissionen zu 50 % bei den Entwicklungsländern (1997: 38 %), zu 40 % bei den OECD-Ländern (1997: 51 %) und zu 10 % bei den Übergangsländern (1997: 11 %). Dabei werden die Regionen Ostasien und Südostasien in besonderer Weise zum Emissionsanstieg der Entwicklungsländer beitragen. Den Prognosen zufolge steigen allein in China bis 2020 die Emissionen um 3,3 Mrd. t. Im selben Zeitraum wird für die OECD-Länder ein Zuwachs von 2,8 Mrd. t erwartet.

Laut EU-Kommission müssen vordringlich im Verkehrsbereich EU-weit zusätzliche Maßnahmen zur Energieeinsparung ergriffen werden, um dem Klimaschutzziel näher zu

kommen. Ohne einschneidende Schritte sei ansonsten zwischen 1990 und 2010 mit einer Steigerung der durch den Verkehr verursachten CO₂-Emissionen um ca. 50 % zu rechnen. Konkret strebt die EU-Kommission u. a. an, den Anteil des Schienenverkehrs zu erhöhen sowie Beschränkungen des Kraftfahrzeugverkehrs in den Innenstädten zu schaffen. Weitere Initiativen auf EU-Ebene sollen helfen, den Energieverbrauch in Gebäuden zu reduzieren, der derzeit nach Angaben der EU-Kommission 40 % des gesamten EU-Energieverbrauchs ausmacht.

3. Die Wettbewerbssituation auf den europäischen Energiemärkten

3.1 Strom und Gas

Die Energiemärkte in Europa wachsen zusammen. Liberalisierte Märkte auf internationalem Niveau existieren bei Mineralöl und Kohle seit langem; bei den leitungsgebundenen Energien Strom und Gas steht der Prozess noch am Anfang.

► Der Strommarkt

Im Stromsektor ist zur Zeit eine dynamische Entwicklung zu beobachten. Die Liberalisierung, also die Öffnung der Märkte für den Wettbewerb, und die damit verbundene EU-weite Angleichung rechtlicher Rahmenbedingungen führen zu einem umfassenden Strukturwandel im Stromsektor. Die unterschiedliche Höhe der Produktionskosten an verschiedenen Standorten ist eine treibende

Kraft für diesen Strukturwandel. Das Bild wird von neuen Produkten und Energiedienstleistungen, länderübergreifenden Kooperationen und Fusionen geprägt.

Deutsche Energieunternehmen werden zunehmend auch im europäischen Ausland tätig. Ausländische Energieunternehmen investieren umgekehrt auf dem deutschen Strommarkt. Diese Entwicklung wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen und mit Fortschreiten der Liberalisierung des Gassektors auch diesen erfassen. Stromerzeugung wird im freien Wettbewerb zunehmend dort stattfinden, wo sie für die Stromerzeuger unter Berücksichtigung der Entfernung zum Verbraucher am günstigsten ist (Standortwettbewerb).

Auswirkungen der Liberalisierung auf den deutschen Strommarkt

Der Strommarkt ist seit seiner Liberalisierung 1998 durch eine dynamische Entwicklung geprägt:

- Kostensenkungsmaßnahmen in den Stromversorgungsunternehmen mit dem Ziel der Wettbewerbsfähigkeit
- Rückgang der Strompreise
- Entwicklung neuer Produkte (z. B. »Grüner Strom«) und Energiedienstleistungen (z. B. Internet-Stromkostenrechner)
- Unternehmensneuorganisation (durch Trennung von Erzeugung, Übertragung und Stromhandel)
- Markteintritte neuer Anbieter aus dem In- und Ausland (in der Erzeugung, im Vertrieb und Handel)
- Unternehmensfusionen
- Bildung von Einkaufsgemeinschaften
- Gründung der deutschen Strombörsen in Leipzig und Frankfurt am Main



2020 werden von dieser Entwicklung nicht nur die jetzigen 15 EU-Mitgliedstaaten betroffen sein, sondern voraussichtlich auch die 13 bis 15 Länder, die heute eine Mitgliedschaft in der EU anstreben. Zwar wird es im Zuge der EU-Beitrittsverhandlungen Übergangsfristen geben. Sicher ist aber, dass die Energiemärkte in Europa weiter zusammenwachsen werden. Im Hinblick auf den angestrebten EU-Beitritt treiben die Staaten Osteuropas, des Baltikums und des Balkans die Liberalisierung ihrer Strom- und Gasmärkte schon heute voran und privatisieren Staatsunternehmen.

Um die stärkere Verflechtung der Märkte weiterzubringen und den grenzüberschreitenden Wettbewerb auszubauen, ist in bestimmten Bereichen mit EU-weiten, einheitlichen Regelungen zu rechnen. Dies gilt z. B. bei der Festlegung der Tarife für grenzüberschreitende Strom- und Gaslieferungen, beim Engpassmanagement oder – nach einer Übergangszeit bis etwa 2012 – auch bei erneuerbaren Energien.

Deutschland gehört zu den Mitgliedstaaten mit der niedrigsten Konzentration der Stromanbieter im Markt. Im Vergleich zu anderen europäischen Mitgliedstaaten ver-

fügt es über eine stark diversifizierte Anbieterstruktur. So gibt es in Deutschland zur Zeit ca. 950 Stromversorgungsunternehmen, darunter sechs Verbundunternehmen und ca. 70 regionale Stromversorgungsunternehmen.

Die deutschen Anbieter stehen angesichts stagnierender heimischer Absatzmärkte und des Eintritts neuer Konkurrenten in den Inlandsmärkten vor zwei Notwendigkeiten: Sie müssen Kostensenkungs- und Rationalisierungspotenziale erschließen, um Kunden auch über preislich attraktive Angebote zu halten. Gleichzeitig können sie Wachstum und größere Marktanteile nur in europäischen Dimensionen erreichen. Die Neustrukturierung des Energiesektors ist in Deutschland weit vorangeschritten, aber noch nicht abgeschlossen.

Im Unterschied zu Deutschland haben viele andere EU-Mitgliedstaaten ihre Strom- und Gasmärkte noch nicht vollständig geöffnet, sondern von der in den EU-Richtlinien vorgesehenen Möglichkeit einer stufenweisen Marktöffnung Gebrauch gemacht. Zur Zeit findet deshalb Konkurrenz in der EU unter ungleichen Bedingungen statt.

Für die mittel- und langfristige Versorgungsstruktur des Stromsektors in Deutschland kommt es darauf an, dass uneinheitliche Voraussetzungen (Zutrittsschranken, Privatisierungsgrad, Umweltstandards) der EU-Strommärkte abgebaut werden. Erst dadurch erhalten die Unternehmen gleiche Wettbewerbschancen. Dies gilt künftig auch für die EU-Beitrittskandidaten.

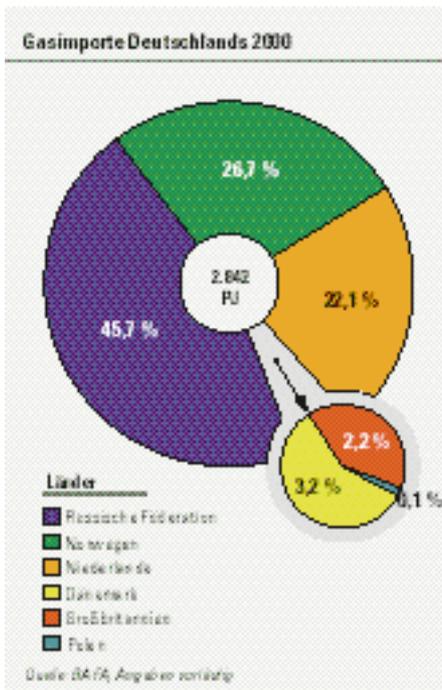
Wenn sich mittel- bis langfristig die Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU angleichen, werden auch solche Stromimporte nach Deutschland zurückgehen, die aufgrund von Preisvorteilen durch andere Marktbedingungen zustande kommen.

Zunächst ist jedoch mit einer Zunahme der Stromimporte aus Osteuropa einschließlich

Öffnung des Gas- und Strommarktes in der EU in 2000 (in %; Stand: 7. Mai 2001)

	Elektrizität	Erdgas
Mindestsatz*	30 %	20 %
Österreich	32 %	49 %
Belgien	35 %	59 %
Dänemark	90 %	30 %
Finnland	100 %	90 %
Frankreich	30 %	20 %
Deutschland	100 %	100 %
Griechenland	30 %	0 %
Irland	30 %	75 %
Italien	35 %	90 %
Luxemburg	40 %	51 %
Niederlande	33 %	45 %
Portugal	30 %	0 %
Spanien	54 %	72 %
Schweden	100 %	47 %
Vereinigtes Königreich	100 %	100 %
EU-Mittel	66 %	79 %

* gemäss EU-Richtlinien
Quelle: Mitteilung der EU-Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, Notifizierung des Binnenmarktes, 7. Mai 2001



der EU-Beitrittsländer zu rechnen, sobald die technischen Voraussetzungen für solche Importe geschaffen sind. Die Importentwicklung wird auch davon beeinflusst werden, inwieweit die EU-Kommission im Rahmen der Erweiterungsverhandlungen mit den Beitrittsländern Umweltstandards für die dortige Stromerzeugung vereinbart (ökologische Reziprozität). Langfristig wird die erforderliche und zu erwartende Modernisierung des Kraftwerksparks auch mit höheren Lohnkosten einhergehen. Die Folgen sind dann steigende Kosten der Stromerzeugung und somit rückläufige Importe (siehe Anlage 10, Seite 101).

Aus Sicht der Verbraucher werden zwei Kriterien künftig im Strom- und Gasmarkt eine wichtige Rolle spielen: die Zuverlässigkeit der Versorgung und der Preis.

Während die Versorgungssicherheit in Deutschland unverändert hoch ist, sind im

Strommarkt die Preise inzwischen erheblich zurückgegangen. So ist Deutschland inzwischen bei den Industriestrompreisen im Mittelfeld aller EU-Staaten angekommen (siehe Schaubild unten). Die Preisnachlässe summierten sich in Deutschland 1999 auf rund 7,7 Mrd. €. Davon beliefen sich die Preisenkungen für Tarifkunden – vor allem für private Haushalte – auf rund 2,1 Mrd. €, für Industrie und Gewerbe auf rund 5,6 Mrd. €. Am günstigsten kann Industriestrom in Europa in Skandinavien angeboten werden, weil diese Länder über große, kostengünstige Wasserkraftressourcen verfügen.

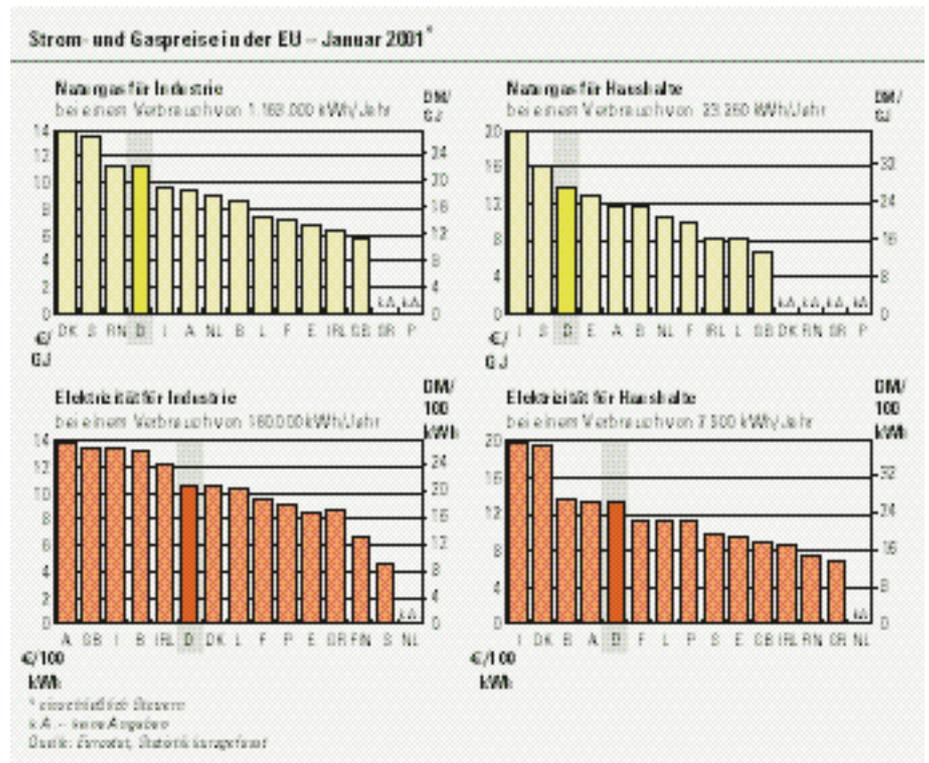
► **Der Gasmarkt**

Gas wird in Deutschland hauptsächlich im Wärmemarkt (45 %) sowie im industriellen Bereich (31 %) eingesetzt. Weitere ca. 10 % werden in Kraftwerken eingesetzt.

Der deutsche Gasmarkt ist gekennzeichnet durch einen im Vergleich zum EU-Durchschnitt hohen Importanteil von rund 80 %. Dabei dominieren drei Importeure, die das Gas vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden beziehen.

In Deutschland gibt es elf produzierende Unternehmen, wovon allerdings drei Unternehmen mit einem Anteil von 85 % zu Buche schlagen.

Im Großhandel wird das Gas von 19 Unternehmen weiterverteilt. Die Belieferung der Endabnehmer erfolgt durch rund 700 örtliche Versorgungsunternehmen. Diese Marktstrukturen werden sich durch die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes mit Sicherheit erheblich ändern. Ein Ende dieses Wandels ist nicht absehbar.



Kennzeichnend ist der Trend zu Kosteneinsparungen durch Konzentration. Die Auswirkungen auf die Verbraucherpreise lassen sich derzeit schwer konkretisieren, insbesondere weil bereits die Importpreise des Gases an den Ölpreis gebunden sind. Der wachsende Gas-zu-Gas-Wettbewerb wird gleichwohl dazu führen, dass die Unternehmen der Gaswirtschaft Effizienzgewinne aus der Rationalisierung auch an die Verbraucher weitergeben. Hinzu kommt, dass allen Prognosen zufolge mit wachsenden Spotgeschäften – ohne Ölpreisbindung – zu rechnen ist, durch die sich diese Wirkung noch verstärken könnte.

3.2 Erneuerbare Energien

Der Weltmarkt für erneuerbare Energien ist ein Wachstumsmarkt. Innerhalb der drei Bereiche Strom, Wärme und Verkehr verzeichnet dabei der Strommarkt den deutlichsten Zuwachs. Nach Angaben des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) entfielen im Jahr 1999 rund 20 % der Weltstromversorgung auf die Nutzung erneuerbarer Energien. Die Wasserkraft hat mit 2.690 Mrd. kWh hieran den größten Anteil (96 %); es folgen geothermische Kraftwerke (Erdwärme) und Windkraft. Von der weltweit installierten Wasserkraftleistung entfallen 210.000 MW auf Asien, 167.000 MW auf Europa und 155.000 MW auf Nord- und Mittelamerika. Die Nutzung der Wasserkraft nimmt dabei in Ländern mit entsprechend großem Potenzial hierfür auch eine zentrale Rolle in der Energieversorgung ein.

Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ist es das Ziel der Bundesregierung, deren Anteil bis 2010 zu verdoppeln. Der Anbietermarkt der regene-

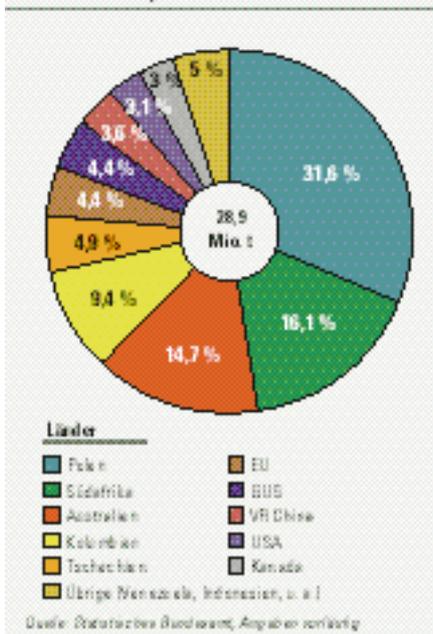
rativen Energiewirtschaft hat im Vergleich zur konventionellen Energieumwandlung eine ausgeprägt dezentrale Struktur. Schon heute nimmt Deutschland weltweit eine Spitzenstellung bei der Nutzung von Windkraft und Solarenergie ein. So haben beispielsweise deutsche Hersteller von Windkraftanlagen eine Exportquote von ca. 20 %. Die dynamische Entwicklung in Deutschland und die daraus folgende technologische Erfahrung sind eine gute Ausgangsposition für deutsche Unternehmen, um zukünftig auf den internationalen Märkten noch besser bestehen zu können.

3.3 Kohle

Hauptabsatzbereich der Steinkohle in Deutschland ist die Strom- und Fernwärmeerzeugung (70 %). Daneben findet Steinkohle auch in der Eisen- und Stahlindustrie (20 %) Verwendung.

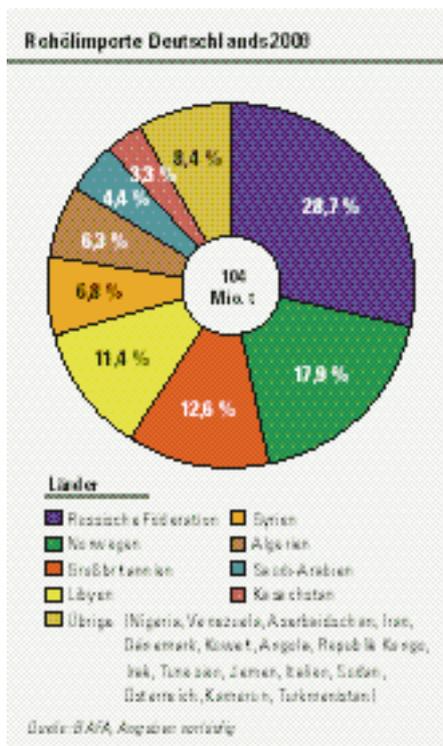
Auf dem Steinkohlenweltmarkt garantiert die Vielzahl von Anbietern einen intensiven Wettbewerb und die Sicherstellung der Versorgung. Die derzeit wichtigsten Lieferanten weltweit sind Australien, Südafrika, Indonesien und die USA. Die Preise sind relativ stabil, da der Weltmarkt seit 1990 ein Käufermarkt ist. Die vorliegenden Prognosen gehen bis 2020 von einem wachsenden Weltkohlenhandel von gegenwärtig jährlich ca. 500 Mio. t auf 600 bis 850 Mio. t aus. Dabei werden die Ressourcenlage der weltweit abbaubaren Steinkohle und die zu erwartenden Produktivitätssteigerungen zu einer weiteren Konzentration in der Kohlenförderung und im Kohlenhandel führen. Weltweit werden Europa und Asien die wichtigsten Importeure von Steinkohle bleiben.

Steinkohleimporte Deutschlands 2000



Die EU exportiert nicht, da die Kosten der hier geförderten Steinkohle aufgrund der schwierigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig sind. Diese Kohle wird daher fast ausschließlich zur Sicherung des eigenen Bedarfs eingesetzt. Damit heimische Kohle ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann und um die Zuspitzung sozialer und regionaler Probleme in den Fördergebieten zu vermeiden, wird Steinkohle in der EU subventioniert. Produziert wird Steinkohle innerhalb der EU gegenwärtig noch in Deutschland, Großbritannien, Spanien und Frankreich.

Angesichts des Wettbewerbs durch preisgünstigere in die EU importierte Kohle wird die Förderung in den EU-Ländern seit längerer Zeit zurückgefahren. Die wichtigsten Lieferanten der EU sind Südafrika, Australien, die USA, Kolumbien und Polen.



Die Nutzung der Braunkohle erfolgt lagerstättentnah in den Gewinnungsländern. Führende Braunkohlenförderländer in Europa sind Deutschland, Russland, Polen, Türkei, Griechenland und Tschechien. Deutsche Braunkohle ist wettbewerbsfähig und steht langfristig kostengünstig zur Verfügung.

3.4 Öl

Die wichtigsten Einsatzbereiche der Mineralölprodukte sind in Deutschland der Verkehrsbereich (54 %) und der Wärmemarkt (knapp 30 %).

Der Mineralölmarkt in Deutschland ist seit langem umfassend liberalisiert und steht allen Anbietern offen. Der jährliche Rohölbedarf von rund 105 Mio. t stammt zu 98 % aus Importen. Zur Deckung des gesamten Mineralölbedarfs werden zusätzlich rund 25 Mio. t Mineralölprodukte (netto) aus dem

Ausland bezogen. Mit einer jährlichen Rohölförderung von ca. 2,7 Mio. t in Deutschland und etwa 17,6 Mio. t im Ausland beträgt der Anteil deutscher Unternehmen an der weltweiten Rohölförderung nur ca. 0,6 %. Deutsche Rohölanbieter spielen damit auf den internationalen Ölmärkten eine geringe Rolle. Deutschland ist Europas größter Mineralölverbraucher und der viertgrößte weltweit. Mineralöl deckt ca. 40 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Die Kraftstoffpreise in Deutschland (ohne Steuern und Abgaben) gehören zu den niedrigsten in der EU.

Die 14 rohölverarbeitenden Raffinerien in Deutschland beziehen ihr Rohöl fast ausschließlich auf den internationalen Märkten. Der Bedarf an Mineralölprodukten übersteigt die Raffineriekapazitäten im Inland um etwa ein Drittel. Zur Versorgung sind zusätzliche Importe von Mineralölprodukten notwendig, die zu rund 60 % von Mineralölgesellschaften und zu rund 40 % von raffinerieunabhängigen Importeuren bezogen werden.

Eine ausreichende inländische Raffinerieverarbeitung hat eine hohe energiepolitische Bedeutung. Sie ist Grundlage für eine zuverlässige, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Wirtschaft und der privaten Verbraucher mit Kraftstoffen, Heizölen, Schmierstoffen und chemischen Rohstoffen. Mit Blick auf die gesamte Produktpalette können inländische Raffinerien auch transportkostenbedingt ihren Abnehmern – gegenüber einem vollständigen Produktimport – häufig ein preisgünstigeres Angebot zur Verfügung stellen. Die Vorrathaltung für den Fall einer Versorgungsstörung kann auf wenige Mineralölprodukte

begrenzt werden. Der im weltweiten Vergleich hohe technische Standard der inländischen Raffinerieverarbeitung kommt auch dem Umweltschutz zugute. Der Wettbewerb zwischen Anbietern von Mineralölprodukten aus inländischen Raffinerien und Produktimporten trägt entscheidend zu einer preisgünstigen Versorgung bei.

Die deutsche Mineralölwirtschaft, in der ein auch im europäischen Vergleich intensiver Wettbewerb herrscht, verzeichnet in der Rohölverarbeitung und im Vertrieb von Mineralölerzeugnissen eine seit Jahren angespannte finanzielle Ertragsituation (siehe Schaubild Seite 89). Verantwortlich dafür sind auch Kostennachteile gegenüber den europäischen Wettbewerbern. Nach Berechnungen des Mineralölwirtschaftsverbandes haben vor allem die Raffinerien mit höheren Umweltstandards, die z. T. deutlich über das europäische Niveau hinausgehen, Kostennachteile von 2 bis 2,6 € pro Tonne Produkt gegenüber ihren europäischen Wettbewerbern zu tragen. EWU Köln/Universität Essen haben zur Ertragslage 2000 Folgendes ausgeführt: »Obwohl in der Mineralölindustrie die tief greifenden Anpassungs- und Umstrukturierungsprozesse des vergangenen Jahrzehnts inzwischen ihre Früchte tragen, lassen offenbar die Marktlage, die nach wie vor gegenüber wichtigen ausländischen Wettbewerbern bestehende Diskriminierung im Umweltbereich und der sich eher noch intensivierende Wettbewerb eine nachhaltig stabilisierte Ertragslage für einen Großteil der Branche immer noch nicht zu.«⁹

Mehr als 75 % des deutschen Inlandsabsatzes an Mineralölprodukten entfallen auf Kraftstoffe und leichtes Heizöl. Das Tankstellennetz umfasst rund 16.300 Tankstellen



(davon ca. 65 % Mineralölgesellschaften und 35 % unabhängiger Mineralölhandel). Der unabhängige, überwiegend mittelständische Mineralölhandel stellt mit mehr als 1.300 Händlern einen wesentlichen Wettbewerbsfaktor dar. Im Tankstellenbereich vollzieht sich seit Jahren ein struktureller Anpassungsprozess zu weniger, größeren und leistungsfähigeren Anlagen.

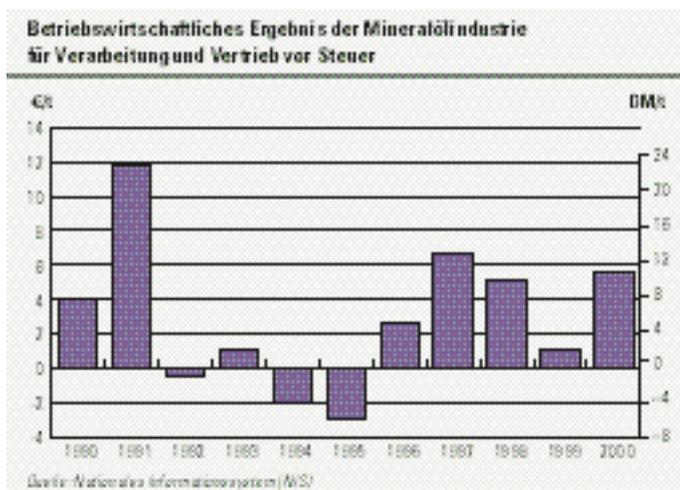
Der Wettbewerb hat seit 2000 deutlich an Schärfe zugenommen. Die Margen des Handels haben sich gegenüber den Vorjahren etwa halbiert (siehe Schaubild unten). Vor allem der mittelständische Handel ist dadurch

teilweise in eine schwierige wirtschaftliche Lage geraten. Mit dem prognostizierten langfristigen Rückgang des Kraftstoffverbrauchs wird die Zahl der Tankstellen voraussichtlich weiter abnehmen.

Im Heizölmarkt stehen etwa 5.000 überwiegend mittelständische Unternehmen untereinander und mit Anbietern anderer Energieträger im Wettbewerb. Durch neue und effizientere Heiztechnik, verbesserte Wärmedämmung von Gebäuden sowie die Liberalisierung des Gasmarktes ist mit einer längerfristig rückläufigen Verbrauchsentwicklung beim Heizöl und einem verschärf-

ten Wettbewerb zu rechnen. Andererseits ergeben sich daraus Impulse zur weiteren Verbesserung der Heizölqualität im Hinblick auf eine stärkere Anwendung der Öl-Brennwerttechnik, ein erweitertes Serviceangebot sowie eine Ausdehnung des Handels auf andere Energieträger.

⁹ EWI Köln/Universität Gesamthochschule Essen, Daten zur Entwicklung der Kosten- und Ertragslage der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000, Köln/Essen, 2001



Hintergrund, Fakten, Glossar

Anlage 1

Politiken und Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen seit Herbst 1998 (Auszug aus dem nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000)				
	Bezeichnung der Maßnahme	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2005 gegenüber 1990	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2010 gegenüber 1990	Umsetzungszeitpunkt
Querschnittsorientierte Maßnahmen				
1	Ökologische Steuerreform	10 Mio. t CO ₂	20 Mio. t CO ₂	laufendes Vorhaben
2	Selbstverpflichtung der Bundesregierung zur CO ₂ -Minderung			
3	100 Mio. DM jährlich (2001–2003) Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich von klima- und umweltschonenden Energieformen, insbesondere von Brennstoffzellen	zur Zeit nicht quantifizierbar		
4	Ausweitung von Information, Beratung, Aus- und Fortbildung in Abstimmung mit anderen Akteuren			laufendes Vorhaben
5	Kampagne des BMU »Klimaschutz in privaten Haushalten und im Kleinverbrauch«			laufendes Vorhaben
6	Einrichtung eines Arbeitskreises »Emissionsinventare« der IMA »CO ₂ -Reduktion«			2000
Private Haushalte				
4*	Energieeinsparverordnung (EnEV)	4 Mio. t		Herbst 2000
5*	Verbesserter Vollzug der energiesparrechtlichen Verordnung durch die Länder	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	ab Herbst 2000
6*	Förderungsprogramm zur Energieeinsparung im Gebäudebestand einschließlich der Durchführung von Energiediagnosen	5–7 Mio. t		Januar 2001
7	Weiterentwicklung und Ausdehnung der Ökozulagen bei der Wohneigentumsförderung			
8	Energieverbrauchskennzahlen für Gebäude im Rahmen der EnEV	nicht quantifizierbar		
9	EU-weite Höchstverbrauchsstandards für stromintensive Haushaltsgeräte sowie Stand-by			
10	Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch sowie insbesondere Stand-by-Verbrauch von Elektro- und Elektronikgeräten in Haushalten und Büros; Selbstverpflichtungen bzw. Verschärfung und Ausweitung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes	5 Mio. t		Mitte 2000
11	Förderung »grünen« Stroms			laufendes Vorhaben
12	Fortführung der von den Banken des Bundes bereitgestellten Kreditprogramme für mindestens fünf Jahre			Oktober 2000
13	Kampagne »Klimaschutz in privaten Haushalten«			Juli 2000
14	Forcierte Marktdurchdringung modernster Haustechnik wie Brennwertkessel, Klein-BHKW, Brennstoffzelle, Anschluss an Nah- und Fernwärmeversorgungssysteme, Mess- und Regeltechnik, energieeffiziente Haushaltsgeräte, Kommunikationstechnik und Unterhaltungselektronik			
15	Intensivierung der Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsanstrengungen			
16	Förderung des Erdgaseinsatzes	3,1 Mio. t CO ₂		laufendes Vorhaben
Verkehr				
17	Luftverkehr: Emissionsorientierte Abgaben; bessere Abstimmung im Flugverkehr/reibungslosere Flugsicherung und Flugüberwachung	1 Mio. t		2001
18	Umwandlung der Kilometerpauschale in eine verkehrsmittelunabhängige Entfernungspauschale	derzeit nicht quantifizierbar	derzeit nicht quantifizierbar	ab Januar 2001
19	Ökologische Steuerreform	6–8 Mio. t (Minderungsbeitrag als Gesamtsumme im Bereich »querschnittsorientierte Maßnahmen« erfasst)		

Klimaschutzprogramm

	Bezeichnung der Maßnahme	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2005 gegenüber 1990	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2010 gegenüber 1990	Umsetzungszeitpunkt
20	Förderung schwefelarmer Kraftstoffe (Steuerpräferenz im Rahmen der Mineralölsteuer)	2–5 Mio. t ¹		
21	Integrierte Verkehrsplanung	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	
22	Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie		1–2 Mio. t ²	
23	Zusätzliche Haushaltsmittel für Investitionen in die Schieneninfrastruktur im Umfang von insgesamt 6 Mrd. DM im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	Ab 2001
24	Verstärkter Einsatz von Verbrauchsanzeigen; Verwendung von Leichtlaufölen und Leichtlaufreifen in neu zugelassenen PKW	3–5,5 Mio. t	11 Mio. t	
25	Anti-Stauprogramm 2003–2007	0,5 Mio. t	nicht quantifizierbar	
26	Förderung kraftstoffsparender Fahrzeuge im Rahmen der Kraftfahrzeugsteuer	1 Mio. t		
27	Streckenabhängige Autobahnbenutzungsgebühr für LKW/Schwerlastabgabe	5,0 Mio. t		2003
28	Überarbeitung des Bundesverkehrswegeplans 1992	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	2001
29	CO ₂ -Minderung bei neuen Kfz/freiwillige Vereinbarung der Automobilindustrie	4–7 Mio. t	10 Mio. t ³	2000
30	Berücksichtigung von Klimaschutzanliegen bei der Siedlungs- und Landschaftsplanung	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	2001
31	Nutzung alternativer Treibstoffe wie Erdgas, Wasserstoff, Methanol			2000–2010
32	Telematik und Flottenmanagementsysteme	3 Mio. t		
33	Aufhebung der Umsatzsteuerbefreiung im grenzüberschreitenden Luftverkehr	nicht quantifizierbar		langfristig anzustreben
34	Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	laufendes Vorhaben
35	Informations- und Aufklärungsmaßnahmen (z. B. allgemeine Schulung zu einer energiesparenden Fahrweise)	5,0 Mio. t		2000
36	Umsetzung des Berichts der Bundesregierung zur Förderung des Fahrradverkehrs vom 23.05.2000	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	
37	Verbesserung und Schaffung von Voraussetzungen für einen energiesparenden Verkehrsträgermix			
38	Schaffung von Güterverkehrs- und Güterverteilzentren/Vermeidung von Leerfahrten im Güterverkehr	nicht quantifizierbar	nicht quantifizierbar	laufendes Vorhaben
Industrie				
39	Förderung von Contracting	1 Mio. t CO ₂		
40	Energiediagnosen insbesondere bei KMU			
41	Weiterentwicklung der »Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge«	10	10 Mio. t CO ₂ plus 10 Mio. t CO ₂ -Äquivalente	Herbst 2000
42	Erklärung des ZVEI zu Elektroanwendungen	1,5–2,0 Mio. t		
43	KWK-Langfristprogramm/Einführung einer Quotenregelung bis spätestens Mitte 2001*	in einer Größenordnung von 10 Mio. t CO ₂	23 Mio. t CO ₂	spätestens bis Mitte 2001
44	Angebot »grünen« Stroms	1–1,5 Mio. t CO ₂		
45	Verbesserung der Kreditprogramme ERP, DtA und KfW			bis Ende 2000
46	Aktivitäten in den Bereichen Information, Beratung, Aus- und Fortbildung			
47	Energieeinsparverordnung im Bereich Industrie und Kleinverbrauch	bis zu 6 Mio. t CO ₂		Herbst 2000
48	Anhebung der Wirkungsgrade von so genannten Nebenaggregaten	2 Mio. t		
Energiewirtschaft				
49	Weiterentwicklung der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge	in der Industrie mit erfasst	in der Industrie mit erfasst	Mitte 2000
50	Forcierter Zubau von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken	5–10 Mio. t CO ₂	15–20 Mio. t CO ₂	2000–2010
51	KWK-Soforthilfeprogramm	keine zusätzlichen Effekte/Erhaltung der vorhandenen Strukturen		April 2000
52	KWK-Langfristprogramm/Einführung einer Quotenregelung bis spätestens Mitte 2001*	in einer Größenordnung von 10 Mio. t CO ₂	23 Mio. t CO ₂	bis spätestens Mitte 2001

	Bezeichnung der Maßnahme	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2005 gegenüber 1990	Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2010 gegenüber 1990	Umsetzungszeitpunkt
53	Contracting und andere Energiedienstleistungen	2 Mio. t CO ₂	5 Mio. t CO ₂	laufendes Vorhaben
54	Grubengasnutzung im Steinkohlenbergbau			laufendes Vorhaben
55	Verminderung der Methanverluste bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas			laufendes Vorhaben
Erneuerbare Energien				
56	Erneuerbare-Energien-Gesetz darunter: Biomasseverordnung (zusätzliche Effekte aufgrund CH ₄ -Minderung durch Klärgas-, Deponiegas-, Biogas- und Grubengasnutzung)	10 Mio. t nicht exakt quantifizierbar	15 Mio. t nicht exakt quantifizierbar	laufendes Vorhaben Mitte 2000
57	Markteinführungsprogramm für erneuerbare Energien	2,5 Mio. t	6,0 Mio. t	laufendes Vorhaben
58	100.000-Dächer-Photovoltaikprogramm	0,2 Mio. t	0,2 Mio. t	laufendes Vorhaben
59	Verbesserung von Information und Beratung	nicht exakt quantifizierbar	nicht exakt quantifizierbar	laufendes Vorhaben
60	Solarkampagne 2000			laufendes Vorhaben
Abfallwirtschaft				
61	Maßnahmen im Bereich Siedlungsabfälle	15 Mio. t CO ₂ -Äquivalente	20 Mio. t CO ₂ -Äquivalente	Abschluss 2005
Landwirtschaft				
62	Ausweitung des ökologischen Landbaus			
63	Pflege und Erhaltung bestehender Wälder/Erstaufforstung (CO ₂ -Senke)	(30 Mio. t CO ₂ -Einbindung)	(30 Mio. t CO ₂ -Einbindung)	laufendes Vorhaben
64	Biogas in der Landwirtschaft	0,7 Mio. t	1,4 Mio. t	

^{*} Vgl. S. 108

^{*} Die in diesen Zeilen enthaltenen Minderungsbeiträge beziehen sich auf beide Sektoren und dürfen daher nicht addiert werden.

¹ Abschätzung der deutschen Automobilindustrie: Minderungsangabe bereits weitestgehend in der freiwilligen Vereinbarung der Automobilindustrie enthalten

² Abschätzung der deutschen Automobilindustrie

³ Abschätzung der deutschen Automobilindustrie auf Grundlage der Selbstverpflichtung der europäischen Automobilhersteller (ACEA), die mittleren CO₂-Emissionen neuer Pkws auf 140 g/km bis zum Jahr 2008 zu reduzieren. Dieser Betrag stellt die untere Grenze des erzielbaren CO₂-Minderungsbeitrags dar, da das Ziel der Bundesregierung darin besteht, eine Minderung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen neu zugelassener Pkws bis spätestens 2010 auf 120g CO₂/km zu erreichen.

Anlage 2

Der Inhalt der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 zur Beendigung der Nutzung der Kernenergie:

► I. Beschränkung des Betriebs der bestehenden Anlagen

Für jedes Kernkraftwerk wird in der Vereinbarung und später im Atomgesetz festgelegt, welche Strommenge es maximal noch erzeugen darf. Diese Regelung wurde durch die Möglichkeit flexibilisiert, Strommengen auf andere Kernkraftwerke, in der Regel auf jüngere, übertragen zu können.

► II. Sicherer Betrieb der Kernkraftwerke während der Restlaufzeit

Die Bundesregierung hat zugesagt, bei Einhaltung der atomrechtlichen Anforderungen den ungestörten Betrieb der Anlagen zu gewährleisten. Es werden verbindliche Sicherheitsüberprüfungen für Kernkraftwerke zu fest vereinbarten Terminen vorgeschrieben, die alle zehn Jahre zu wiederholen sind.

► III. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Nutzung der Kernenergie

Die Bundesregierung hat zugesagt, keine Initiative zu

ergreifen, mit der die Nutzung der Kernenergie einseitig wirtschaftlich behindert werden soll. Die Deckungsvorsorge der Kernkraftwerksbetreiber (finanzielle Vorsorge gegen Schäden) wird von 256 Mio. € auf 2,56 Mrd. € pro Anlage erhöht.

► IV. Entsorgung

Zur Minimierung der Anzahl der Nukleartransporte sollen so zügig wie möglich Zwischenlager bei den Kernkraftwerken errichtet werden. Die Entsorgung wird ab 2005 auf die direkte Endlagerung beschränkt (Transporte zur Wiederaufarbeitung sind nur noch bis 1. Juli 2005 zulässig). Die Erkundung des Salzstocks Gorleben als Endlager wird bis zur Klärung konzeptioneller und sicherheitstechnischer Fragen für einen Zeitraum von 3–10 Jahren unterbrochen. Während dieser Zeit wird der Standort gesichert. Das Endlagerprojekt Konrad soll genehmigt und mögliche gerichtliche Überprüfungen sollen abgewartet werden. Die EVU verzichten auf die Rück-

zahlung von Kosten für Gorleben und Konrad und tragen die anteiligen Offenhaltungskosten.

► V. Novelle des Atomgesetzes

Eine Atomgesetznovelle soll den Inhalt der Vereinbarung vom 14. Juni 2000 umsetzen. Zusätzlich werden ein Neubauverbot für Kernkraftwerke erlassen sowie Teile der Atomgesetznovelle von 1998 aufgehoben.

► VI. Sicherung der Beschäftigung

Durch Weiterentwicklung einer umweltverträglichen und im europäischen Markt wettbewerbsfähigen Energieversorgung sollen der Energiestandort Deutschland gestärkt und in Kraftwerken und im Energiedienstleistungsbereich wettbewerbsfähige Arbeitsplätze gesichert werden.

► VII. Monitoring

Eine Monitoring-Gruppe aus hochrangigen Vertretern der beteiligten Unternehmen und der Bundesregierung soll die Umsetzung der Vereinbarung begleiten.

Anlage 3

Energiedialog 2000

Der gemeinsam von Bundeswirtschaftsminister Dr. Werner Müller und Dr. Rolf-E. Breuer, Kuratoriumsvorsitzender des Forums für Zukunftsenergien, mit Parteien, Ländern, Gewerkschaften, Wissenschaft, Umweltverbänden und Industrie durchgeführte »Energiedialog 2000« hat in seinem Abschlussdokument vom 5. Juni 1999 »Leitlinien der Energiepolitik« insbesondere festgestellt:

► 1. Die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sind gleichrangig.

► 2. Nachhaltigkeit der Energieversorgung wird verwirklicht, wenn ökonomische, ökologische und soziale Aspekte gleichermaßen beachtet werden.

► 3. Eine deutliche Veränderung des Energiemixes ist notwendig. Sie ist allerdings nur schrittweise möglich und erfordert Zeit.

► 4. Der Markt sorgt für effiziente Versorgungs- und Dienstleistungsstrukturen. Wenn allerdings Marktergebnisse nicht den energie-, wirtschafts- und umweltpolitischen Zielen entsprechen, ist eine regu-

lierende Funktion der Politik erforderlich. Wenn Lösungen der Wirtschaft staatlich gesetzte Kriterien erfüllen, sind staatliche Regelungen entbehrlich.

► 5. Es ist langfristiges Ziel, subventionsfreie Versorgungsstrukturen zu erreichen.

► 6. Eine zukunftsfähige Energieversorgung in Deutschland ist von großer wirtschaftlicher, gesellschaftlicher und damit politischer Bedeutung. Sie sollte deshalb von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen werden.

Anlage 4

Ausgestaltung der Ökosteuer

Die ökologische Steuerreform ist mit dem zum 1. April 1999 in Kraft getretenen Gesetz sowie dem seit dem 1. Januar 2000 geltenden Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform von 2000 bis 2003 verwirklicht worden. Aus dem Aufkommen der Ökosteuer – im Jahr 1999 waren es ca. 8,5 Mrd. DM* (4,3 Mrd. €), im Jahr 2003 wird mit ca. 35 Mrd. DM (17,9 Mrd. €) gerechnet – werden die Rentenversicherungsbeiträge um knapp 2 Prozentpunkte gesenkt.

Das gesamte produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft werden nur mit einem einheitlichen, ermäßigten Steuersatz von 20 % belastet. Bei Nettobelastungen, die sich aus dem Unterschied

zwischen Belastung aus der Ökosteuer und der Entlastung aus der Senkung der Rentenversicherungsbeiträge ergeben, gibt es einen Ausgleichsmechanismus mit einem tragbaren Selbstbehalt von 20 %.

Mit der am 1. April 1999 in Kraft getretenen 1. Stufe der ökologischen Steuerreform erfolgte eine Anhebung der Mineralölsteuer bei Kraftstoffen um 6 Pf (3,1 Cent)/l (von 98 Pf (50 Cent)/l auf 104 Pf (53,2 Cent)/l), bei Heizöl um 4 Pf (2 Cent)/l (von 8 Pf (4,1 Cent)/l auf 12 Pf (6,1 Cent)/l), bei Erdgas um 0,32 Pf (0,16 Cent)/kWh (von 0,36 Pf (0,18 Cent)/kWh auf 0,68 Pf (0,35 Cent)/kWh) und die Einführung einer Stromsteuer von 2 Pf (1 Cent)/kWh.

Das seit dem 1. Januar 2000 geltende Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform sieht von 2000 bis 2003 eine jährliche Erhöhung der Steuersätze für Kraftstoffe um 6 Pf (3,1 Cent)/l und die Erhöhung der Stromsteuer um 0,5 Pf (0,26 Cent)/kWh pro Jahr vor. Das Gesetz nimmt besonders auf die Belange der Industrie Rücksicht, in dem die Steuersätze für Heizstoffe, Heizöl und Erdgas nicht erhöht wurden und die Ermäßigung für das produzierende Gewerbe fortgeführt wird.

*Datenblatt zur nationalen Ökosteuer
siehe nächste Seite*

* Der Wert unterscheidet sich von der Vorausrechnung für 1999 im Datenblatt, da die Ökosteuer erst am 1. April 1999 in Kraft trat.

Ökosteuer

Nationale Ökosteuer 1999 – 2003 (Datenblatt)

Öko-Steuersätze – Gesamtssteuersätze

Jahr	Senkung der Rentenversicherungsbeiträge	Benzin ^{**} Pfl		Diesel ^{**} Pfl		Holzöl ^{**} Pfl		Erdgas ^{**} Pfl/Wh		Strom ^{**} Pfl/Wh	
		Öko-St.	gesamt	Öko-St.	gesamt	Öko-St.	gesamt	Öko-St.	gesamt	Öko-St.	gesamt
1999	0,8 %	5	104	6	60	4	12	0,32	0,68	2,0	2,0
2000	1,1 %	12	110	12	74	4	12	0,32	0,68	2,5	2,5
2001	1,5 %	18	116	18	80	4	12	0,32	0,68	3,0	3,0
2002	1,8 %	24	122	24	86	4	12	0,32	0,68	3,5	3,5
2003	1,9 %	30	128	30	92	4	12	0,32	0,68	4,0	4,0

Sonderbesteuernde Öko-Steuer 2003

Bereich	Benzin		Diesel		Holzöl		Erdgas		Strom	
	Begünstigung in %	Steuersatz Pfl	Begünstigung in %	Steuersatz Pfl	Begünstigung in %	Steuersatz Pfl	Begünstigung in %	Steuersatz Pfl/Wh	Begünstigung in %	Steuersatz Pfl/Wh
Prod. Gewerbe	–	–	–	–	50	0,5	50	0,004	50	0,5
Landwirtschaft	–	–	–	–	50	0,5	50	0,004	50	0,5
Stromerzeugung	–	–	–	–	100	0,0	100	0,000	100	0,0
Schienenverkehr	–	–	–	–	–	–	–	–	50	2,0
ÖPNV ^{***}	50	18	50	18	–	–	–	–	50	2,0

Steuererlöse in Mio. DM (Rechnung BMW) (ohne Mehrwertsteuer)

Jahr	Gesamt	Benzin	Diesel	Holzöl	Erdgas	Strom
1999	95 04,0	1 82 9,0	1 414,0	1 038,0	569,4	4 229,6
2000	1 83 75,8	4 97 7,4	3 741,6	1 384,0	1 324,5	7 049,3
2001	24 087,6	7 316,1	5 597,8	1 384,0	1 324,5	8 485,2
2002	29 786,3	9 754,8	7 434,0	1 384,0	1 324,5	9 888,0
2003	36 490,1	12 192,5	9 310,2	1 384,0	1 324,5	11 278,9

Be- und Entlastungen in Mio. DM (Rechnung BMW)^{****}

Bereich	Steuer		Entlastung		Spitzensteuern		Saldo	
	1. Stufe	5. Stufe	1. Stufe	5. Stufe	1. Stufe	5. Stufe	1. Stufe	5. Stufe
Land- und Forstwirtschaft	2 70,1	1 001,0	38,4	57,5	–	–	234,7	903,5
Energieversorgung, Bergbau	– 58,5	86,1	158,4	479,4	1,9	26,6	– 236,7	– 419,9
Grundstoffe und Produktionsgüter	5 88,9	1 245,0	379,5	1 024,2	177,2	279,6	43,1	41,2
Investitionsgüter	3 33,5	749,6	503,6	2 525,9	–	–	– 600,1	– 1 776,3
Verbrauchsgüter	2 51,7	525,6	281,4	761,4	6,9	5,9	– 38,6	– 240,7
Nahrungs- und Genussgüter	1 75,7	451,9	1 78,1	319,6	2,5	3,6	16,1	109,7
Bau	1 70,3	608,3	470,8	1 296,3	–	–	– 300,6	– 459,0
Prod. Gewerbe mages	14 72,4	3 962,5	2 340,8	6 406,8	2 084	30,7	– 1 077,8	– 2 700,0
Handel, Verkehr	1 867,7	6 059,3	1 153,4	3 171,6	–	–	708,3	2 883,7
Dienstleistungen	784,5	1 507,9	1 220,6	3 960,6	–	–	436,3	– 1 452,7
Staat	1 072,6	1 978,5	1 684,9	4 639,1	–	–	612,3	– 2 720,6
Zwischensumme	54 62,3	14 849,2	6 438,1	17 619,6	2 084	30,7	– 1 028,4	– 3 146,3
private Haushalte	7 737,8	20 819,2	6 166,6	17 487,8	–	–	1 571,0	3 331,4
Summe	13 198,9	35 468,4	12 991,9	35 167,8	2 084	31,7	– 2,4	– 14,7

* Gültig für einen Schwefelgehalt ab 01.11.2011 > 80 mg/kg; ab 01.01.2012 > 10 mg/kg.

** Für Nichtschweizerherzeugnisse, die vor dem 01.08.2002 in den Verkehr gebracht wurden, ist der Öko-Steuerersatz von 10 % anwendig.

*** Die Begünstigung für Kraftstoffe gilt erst ab 01.01.2002, bezogen auf die gesamte Öko-Steuer und ex 40 %.

**** BMW Abwärtswirtschaftlicher Institut für Wirtschaftsforschung.

Nach dem 01.01.2002 werden die Öko-Steuerersatz von 20,00 DM/lt Holzöl und an der Spitze Erdgas befreit. KWK- und BtG-Anlagen sind unter bestimmten Voraussetzungen vom Holzöl der Abwärtssteuer befreit.

Anlage 5

Vergleich der Energiekostenbelastung für einen Durchschnittshaushalt (einzelwirtschaftliche Betrachtung)

Ein Durchschnittshaushalt¹ musste im Jahr 2000 ca. 2.020 € (3.950 DM) für die Deckung seines Energiebedarfs (Strom, Kraftstoffe, Wärme) ausgeben. In diesem Betrag sind ca. 1.023 € (2.000 DM) Steuern enthalten. Im Jahr 2020 würde dieser Haushalt – je nach unterstellten Entwicklungsverläufen und Rahmenbedingungen² – folgende Aufwendungen haben:

	direkte Energiekosten € (DM) im Jahr 2020	davon Steuern und Abgaben € (DM) im Jahr 2020	Anteil von Steuern und Abgaben an den Energiekosten in %
Fall 1: Der Haushalt unter den Politikbedingungen des Szenarios I	1.801 (3.523)	1.236 (2.418)	69
Fall 2: Der Haushalt unter den Politikbedingungen des Szenarios II – verschärfte CO ₂ -Reduktion – (ohne Durchführung von Einsparmaßnahmen)	3.418 (6.685)	2.837 (5.548)	83
Fall 3: Der Haushalt unter den Politikbedingungen des Szenarios II – verschärfte CO ₂ -Reduktion – (nach Vornahme von Einsparmaßnahmen)	2.500 (4.889) <u>+ 822* (1.607)</u> 3.322 (6.496)	2.123 (4.152)	85

*zusätzliche Belastung durch Kosten von Einsparmaßnahmen im Jahr 2020

¹ Wohnungsgröße 100 m² in einem kleinen Mehrfamilienhaus mit einem Heizenergiebedarf von 115 kWh/m² pro Jahr, Ölbeheizt; Stromverbrauch 3.000 kWh pro Jahr; Fahrleistung 13.000 km pro Jahr bei einem Durchschnittsverbrauch von 8,6 l/100 km (2000) bzw. 5,5 l/100 km (2020, Fall 1) bzw. 4 l/100 km (2020, Fall 2 und 3).

² Fall 1 bezieht sich auf die Annahmen des Szenarios I, das u. a. eine Fortführung der Ökosteuer auch über 2003 hinaus unterstellt. Fall 2 und 3 beziehen sich auf das Szenario II; hier sind beispielhaft – zusätzlich zur fortgeführten Ökosteuer – Zuschläge auf die Energiepreise in Form einer CO₂-Abgabe unterstellt worden.

Anlage 6

Ersatz der Kernenergie

► 1. Ausgangslage

Die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 (*siehe Anlage 2, Seite 93*) regelt die Restnutzung der Kernkraftwerke in Deutschland. In den letzten Jahren wurden 160–170 TWh pro Jahr Strom in der Grundlast auf Basis von Kernenergie produziert, d. h. etwa ein Drittel der deutschen Stromproduktion insgesamt und gut 50 % der Grundlastenerzeugung. Dadurch werden mehr als 100 Mio. t CO₂ pro Jahr bei der Stromerzeugung vermieden, wie im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung dargelegt. Nach der Ausstiegsvereinbarung werden im Verlauf von etwas mehr als zwei Jahrzehnten alle Kernkraftwerke ihren Betrieb einstellen. Dieser Zeitraum lässt genügend Spielraum für Entscheidungen über den Bedarf an Ersatzkapazitäten, so dass bruchartige Entwicklungen in der Struktur der Stromerzeugung als Folge des Kernenergieausstiegs nicht zu erwarten sind.

Beim Ersatz der CO₂-freien Kernenergie durch fossile Energieträger entstehen zwangsläufig zusätzliche CO₂-Emissionen sowie Emissionen von weiteren klimarelevanten Spurengasen (im Wesentlichen Methan). Modellrechnungen, in denen die Substitution der möglichen Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke durch inländische Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger (unter CO₂-Aspekten günstigstes Szenario: GuD-Anlagen auf Erdgasbasis; unter CO₂-Aspekten ungünstigstes Szenario:

Braunkohle) unterstellt wird, ergeben jährliche CO₂-Zusatzemissionen in Höhe von 3–7 Mio. t bis zum Jahr 2005, 7–17 Mio. t von 2006 bis 2010, 33–74 Mio. t von 2011 bis 2020 und bis zu 40 Mio. t nach 2020.

► 2. Kurzfristige Entwicklung des Ersatzbedarfs

Nach der Ausstiegsvereinbarung besteht die Möglichkeit, Strommengen zwischen den Kernkraftwerken zu übertragen. Ohne Berücksichtigung dieser Flexibilitäten gehen bis 2005 Kernkraftwerke mit einer Stromerzeugung von rund 8 TWh pro Jahr (das entspricht etwa der Jahresproduktion eines konventionellen, in der Grundlast eingesetzten 1.000-MW-Kraftwerks) vom Netz.

Zwischen 2006 und 2010 betrifft dies Kernkraftwerke mit einer Stromerzeugung von insgesamt rund 19 TWh pro Jahr. Von 2011 bis 2020 beläuft sich die schrittweise zu ersetzende Strommenge auf insgesamt rund 87 TWh pro Jahr. Die nach 2020 noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke mit rund 46 TWh pro Jahr gehen spätestens im Jahr 2025 vom Netz.

Auf den deutschen und den europäischen Strommärkten bestehen beachtliche Überkapazitäten. Allein in Deutschland beliefen sich die Überkapazitäten nach Expertenschätzungen im Jahr 2000 auf rund 10.000 MW.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass die in Deutschland bestehenden Überkapazitäten trotz der Stilllegung von einzelnen Kernkraftwerken sowie von konventionellen Wärmekraftwerken bis 2010 im Wesentlichen fortbestehen werden. Auch im europäischen Maßstab ist mittelfristig weiterhin mit Überkapazitäten und daraus resultierenden Exportbemühungen – u. a. nach Deutschland – zu rechnen.

Ungeachtet dieser Situation planen einige Unternehmen derzeit den Bau größerer Kraftwerke.

Durch staatliche Maßnahmen im Rahmen der Klimaschutzpolitik ist außerdem ein weiterer Zubau an Kapazitäten zu erwarten: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll bis 2010 verdoppelt und die KWK-Stromerzeugung substantiell erhöht werden. Ziel ist es, eine Einsparung von 23 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 durch die verstärkte Nutzung der KWK zu erreichen. Hierzu ist die KWK-Stromerzeugung um mindestens 50 TWh pro Jahr zu steigern. Wird bei einem KWK-Zubau auch Kohle als Energieträger berücksichtigt, werden sich auch die Strommengen erheblich erhöhen (bis in die Größenordnung von weit über 100 TWh pro Jahr). In jedem Fall würde ein solcher Zubau den bis 2010 erwarteten Abbau von Kernenergieleistung bei weitem übersteigen. Als Folge ist eine vorzeitige Stilllegung weiterer konventioneller Kondensationskraftwerke wahrscheinlich. Im Wärmemarkt verdrängt ein verstärkter

Ausbau der KWK-Stromerzeugung zudem die anderen dort im Wettbewerb stehenden Energieträger, insbesondere Gas und Heizöl.

Insgesamt werden diese Maßnahmen nicht ohne Auswirkungen auf die Struktur der deutschen Stromwirtschaft bleiben. Mit den Kernkraftwerken geht Grundlasterzeugung vom Netz, während der KWK-Zubau und Biomassekraftwerke vor allem in der Mittellast wirksam werden.

► 3. Ersatz der Kernenergieleistung ab dem Jahr 2010

Ein substantieller Ersatzbedarf ist sowohl im Hinblick auf die Kernkraftwerke als auch die konventionellen Kraftwerke erst nach dem Jahr 2010 zu erwarten. Im marktwirtschaftlich organisierten Energiesektor liegt die Entscheidung, ob, wann und in welchem Umfang Ersatzinvestitionen für wegfallende Kernkraftwerke getätigt werden, allein bei den Unternehmen.

Deren Entscheidung wird insbesondere von den dann geltenden und zu erwartenden Rahmenbedingungen beeinflusst werden. Für die Kraftwerksbetreiber dürfte hierbei

insbesondere die weitere Entwicklung des Strombinnenmarktes von wesentlicher Bedeutung sein.

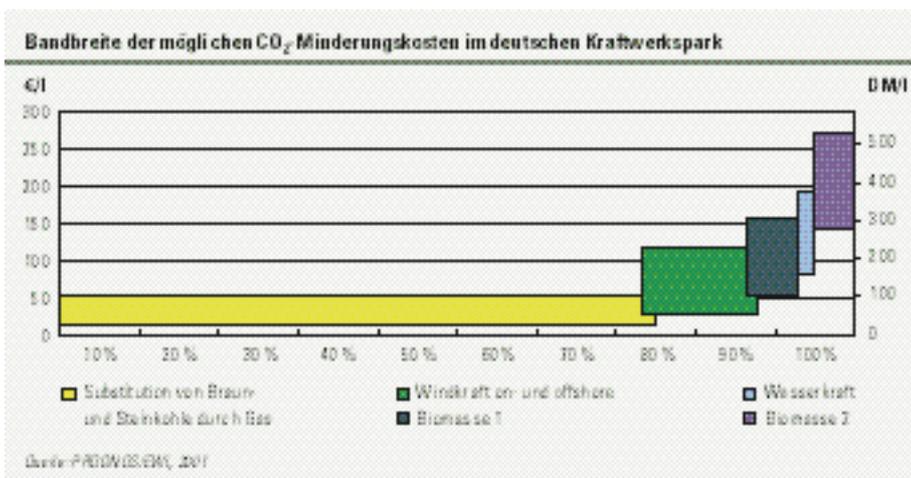
In 2010 dürfte der Binnenmarkt für Strom voll funktionsfähig sein. Für die Mitgliedstaaten werden dann viel stärker als heute homogene Rahmenbedingungen gelten. Die Voraussetzungen für eine deutliche Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels in der EU werden mit der Errichtung eines europäischen Tarifsystems sowie eines effizienten Engpassmanagements verbunden mit einem Ausbau von Interkonnektorenkapazitäten geschaffen sein. Auch ist davon auszugehen, dass sich das Marktgebiet infolge der EU-Osterweiterung stark vergrößert haben wird.

Mit der dynamischen Entwicklung des Strombinnenmarktes und verstärktem Importwettbewerb wird die Wettbewerbsintensität in der Stromerzeugung im Inland weiter zunehmen und entsprechenden Preisdruck ausüben. Die deutschen Kraftwerksbetreiber stehen somit vor der Aufgabe, sich einerseits in einem hoch wettbewerbsintensiven inländischen Strommarkt zu behaupten

und sich andererseits im Strombinnenmarkt zu positionieren. Im Hinblick darauf darf es keine Stromtransporte zum Nulltarif geben. Vielmehr müssen Stromkosten den Verursachern angelastet werden. Eine Diskriminierung der verbrauchsnahe Erzeugung darf es nicht geben.

Für die Entscheidung, ob die nach 2010 stillzulegende Kernenergieleistung durch Investitionen im Inland oder durch Stromimporte ersetzt wird, sind von den Unternehmen letztlich eine Vielzahl derzeit nicht zu quantifizierender Faktoren (z. B. Brennstoffkosten, Entwicklung neuer Technologien) zu berücksichtigen. Hierbei ist davon auszugehen, dass deutsche Stromversorgungsunternehmen künftig verstärkt auch an Standorten im gesamten EU-Raum Strom erzeugen werden. Der dauerhafte Erhalt einer wettbewerbsfähigen Stromproduktion am Standort Deutschland wird vor allem davon abhängen, ob innerhalb der EU vergleichbare Wettbewerbsbedingungen (z. B. Umweltstandards, Steuern) geschaffen und nationale Sonderlasten für die inländische Stromerzeugung vermieden werden können.

Anlage 7



Anlage 8

Flexible Instrumente des Kioto-Protokolls

Das Kioto-Protokoll von 1997 eröffnet den Vertragsparteien die Möglichkeit, ihre Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen möglichst kosteneffizient zu erfüllen, indem sie zusätzlich zu den im eigenen Land verfolgten Anstrengungen zur Emissionsreduktion drei so genannte flexible Mechanismen nutzen. Dabei handelt es sich um den Emissionshandel, Projekte zur gemeinsamen Umsetzung und den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung.

- ▶ **Emissionshandel (Emission Trading – ET):** Vertragsparteien, die ihre eigenen Emissionen stärker als vereinbart reduziert haben, können die nicht selbst benötigten Emissionsreduktionseinheiten an andere

Vertragsparteien verkaufen, die sich diese Einheiten als Beitrag zur Erfüllung ihrer Emissionsreduktionsverpflichtungen anrechnen lassen können. Der Emissionshandel ist den Vertragsparteien vorbehalten, die verbindliche Verpflichtungen zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen übernommen haben, also den Industriestaaten und den Staaten im wirtschaftlichen Übergang.

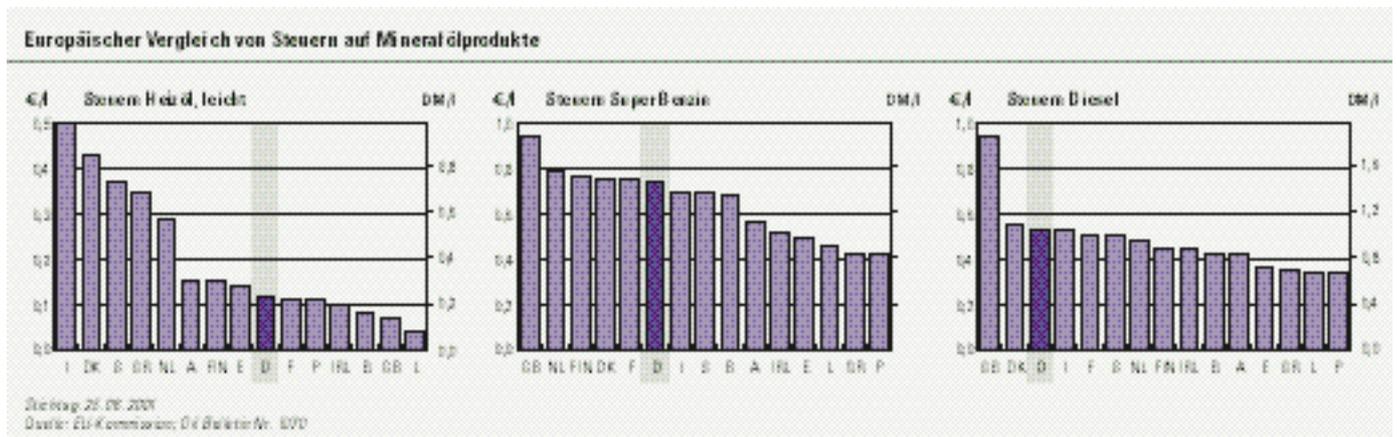
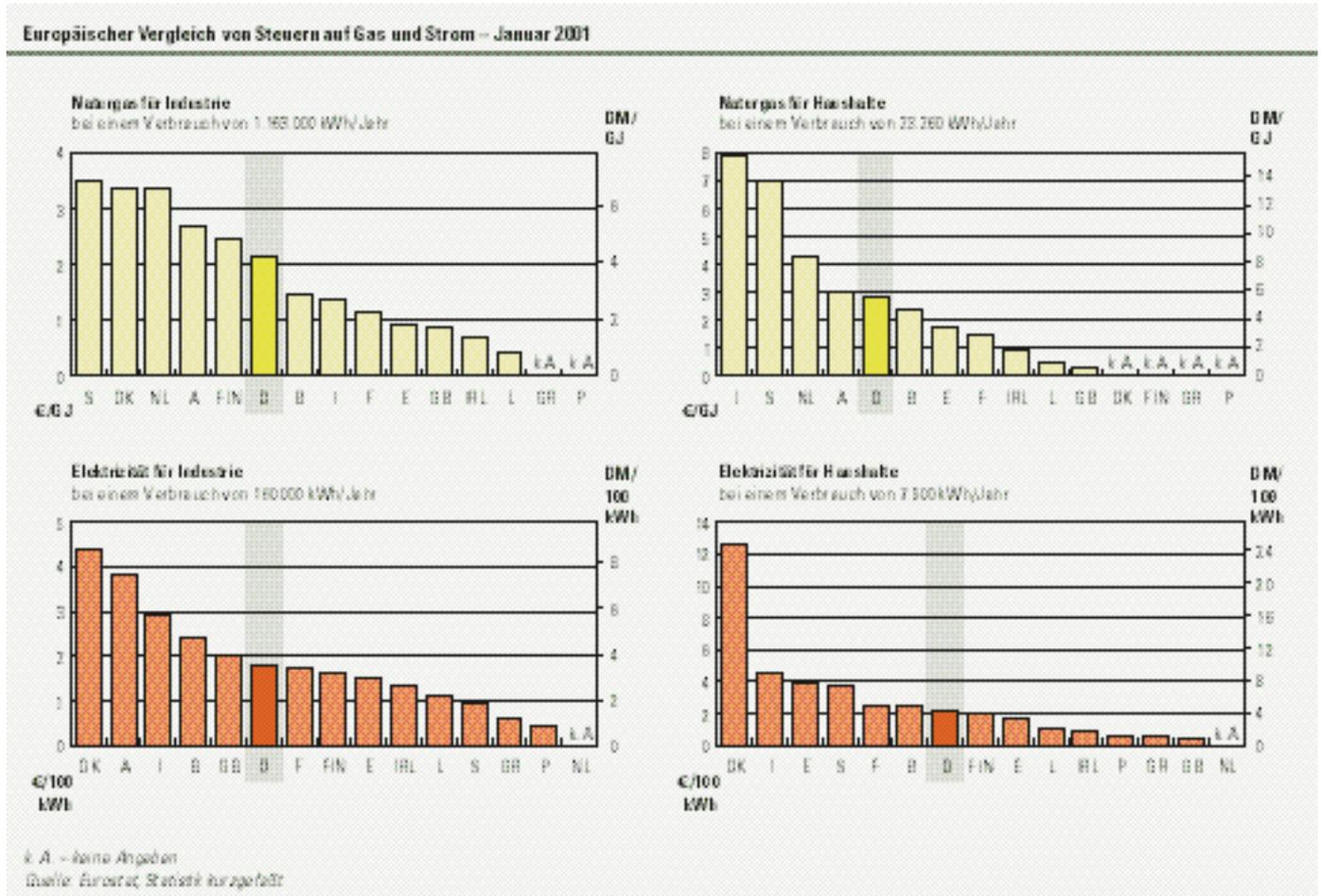
- ▶ **Projekte zur gemeinsamen Umsetzung (Joint Implementation – JI):** Industriestaaten und Staaten im wirtschaftlichen Übergang können gemeinsame Klimaschutzprojekte durchführen und sich die aus diesen Projekten ergebenden Emissionsreduktionen anteilig auf ihren

Emissionsreduktionskonten gutschreiben lassen.

- ▶ **Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism – CDM):** Industriestaaten und Staaten im wirtschaftlichen Übergang können Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern durchführen und sich die aus diesen Projekten ergebenden zertifizierten Emissionsreduktionen als Beitrag zur Erfüllung eines Teils ihrer quantifizierten Emissionsbegrenzungs- und -reduktionsverpflichtungen anrechnen lassen. CDM-Projekte können grundsätzlich bereits seit Anfang 2000 durchgeführt werden.

Anlage 9

Energiesteuern im europäischen Vergleich



Anlage 10

**Stromimport- und -exportpotenziale/
Technische Möglichkeiten für Strom-
importe/-exporte**

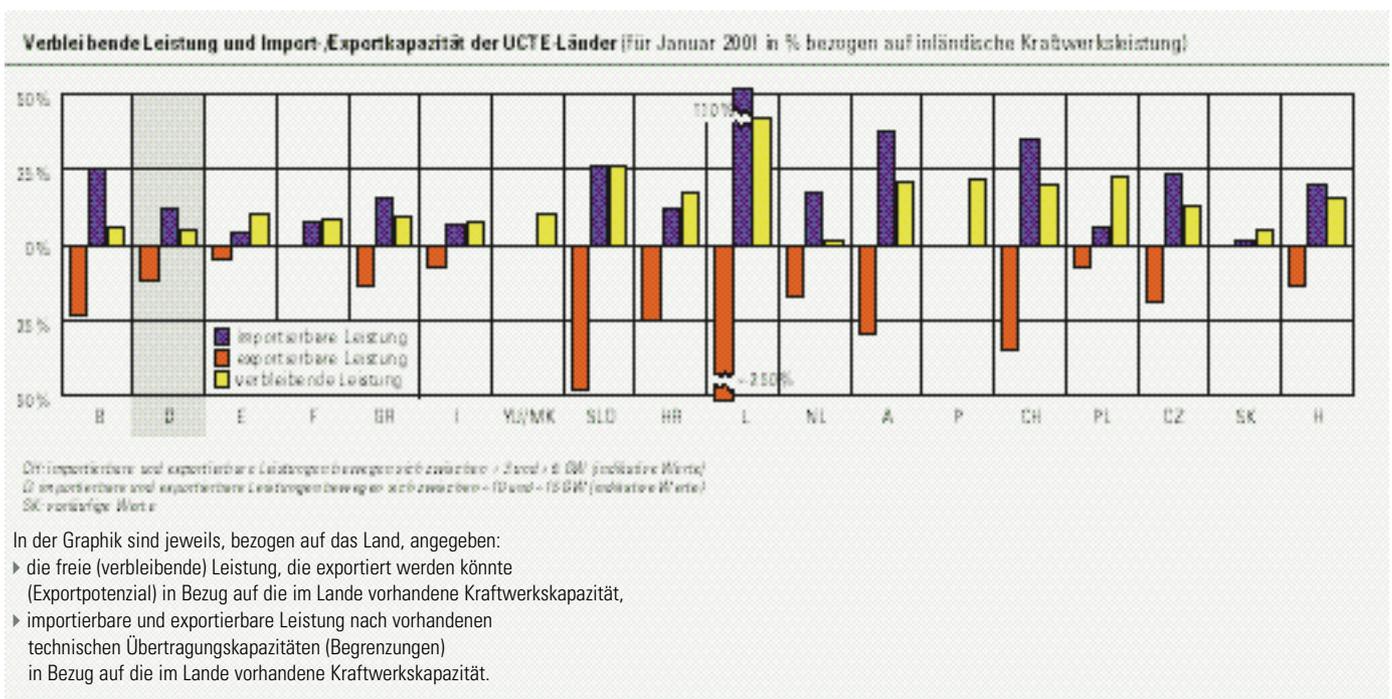
- ▶ 1. Die deutsche Höchstspannungsebene ist mit ca. 60 Leitungssystemen an die europäischen Verbundnetze angeschlossen. Die gesamte verfügbare Übertragungskapazität der Verbundkuppelstellen vom benachbarten Ausland nach Deutschland und aus Deutschland zum benachbarten Ausland liegt nach Angaben der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (NTC-Werte ETSO) zwischen 10 und 15 GW. Bezogen auf die deutsche Netto-Kraftwerkskapazität ergibt sich ein Anteil von bis zu 13 %, bezogen auf die Höchstlast von bis zu 18 %.
- ▶ 2. Die deutschen Verbundnetze sind im Synchronbetrieb mit den Netzen der UCTE

(Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie), einschließlich der assoziierten Mitglieder Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn, verbunden. Netzengpässe sind besonders in Richtung Dänemark, Niederlande sowie Tschechien/Polen zu verzeichnen. Nach Nordeuropa bestehen Verbindungen über Gleichstromseekabel. Synchronverbindungen zwischen Westeuropa und Russland/Ukraine bestehen derzeit nicht, so dass für absehbare Zeiträume nur beschränkte technische Möglichkeiten für Stromaustausch bestehen werden.

- ▶ 3. Von der DVG (Deutsche Verbundgesellschaft) wurden Untersuchungen zur Leistungsbilanz (Gegenüberstellung von Höchstlast und vorhandenen Kraftwerks-

kapazitäten) der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland bis zum Jahre 2003 durchgeführt. Die ermittelte freie Leistung, die auch für Stromexporte genutzt werden kann, beträgt danach:
Winter 2001: 15,9 GW
Winter 2002: 14,3 GW
Winter 2003: 19,3 GW
Daten für einen längeren Zeitraum liegen bisher nicht vor.

- ▶ 4. Für die UCTE-Länder, einschließlich der assoziierten Mitglieder, gibt die DVG die im folgenden Schaubild dargestellten, auf die jeweilige Kraftwerksleistung bezogenen Werte für die verbleibende Leistung und die Stromimport-/exportkapazität an.



1. Begriffliche Erläuterungen

► **Bruttoinlandsprodukt (BIP)**

Derjenige Teil der wirtschaftlichen Leistung einer Volkswirtschaft, der innerhalb der Landesgrenzen erbracht wird. Das Bruttoinlandsprodukt ist als Bezugsgröße für Vorgänge im inländischen Energiebereich besser geeignet als das Bruttonationaleinkommen (früher: Bruttosozialprodukt), das zusätzliche reine Zahlungsvorgänge beinhaltet, die keinen Einfluss auf den inländischen Energieeinsatz haben.

► **CO₂-Abgabe (CO₂-Steuer)**

Preisbeeinflussendes wirtschaftspolitisches Instrument, mit dessen Hilfe sowohl eine Absenkung des Energieverbrauchs als auch Substitutionsvorgänge hin zu CO₂-armen und CO₂-freien Brenn- und Kraftstoffen ausgelöst werden. In Szenario II wurde in einzelnen Berechnungen die Einführung einer CO₂-Abgabe unterstellt, um die Durchführung von Einsparinvestitionen anzuregen oder um Anhaltspunkte für die Kostenrelationen von CO₂-Minderungsstrategien zu erhalten.

► **Endenergie**

Unmittelbar gebrauchsfähige Energieform, in vielen Fällen aus der Umwandlung von Primärenergie entstanden wie Heizöl, Benzin, Diesel, Strom, Fernwärme, Briketts u. a.

► **Endenergieverbrauch (EEV)**

Vorletzte Stufe der Darstellung des Energieflusses vom Aufkommen bis zur

Verwendung von Energieträgern. Der EEV umfasst den energetisch genutzten Teil des Energieangebots im Inland nach der Umwandlung, der unmittelbar der Erzeugung von Nutzenergie dient. Der EEV wird nach bestimmten Verbrauchergruppen aufgeschlüsselt:

- Industrie;
- Verkehr;
- private Haushalte;
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

► **Energieintensität**

Kennziffer, die den Einsatz von Energie in Relation zur wirtschaftlichen Leistung oder einer anderen Bezugsgröße in Beziehung setzt, oftmals das Verhältnis von Primärenergieverbrauch (PEV) zum Bruttoinlandsprodukt (BIP). Diese Kennziffer wird ebenso wie ihr Kehrwert (Energieproduktivität = BIP/PEV) als Indikator der Energieeffizienz betrachtet. Dabei sollte die Energieintensität einen sinkenden Entwicklungsverlauf zeigen, d. h., die für eine Einheit BIP einzusetzende Menge an Energie sollte im Zeitablauf abnehmen, während die Energieproduktivität gleichzeitig zunimmt; d. h., mit einer Einheit Energie wird ein größeres BIP geschaffen.

► **Energiemärkte**

Neben einer Aufteilung des Energieverbrauchs nach Sektoren (vgl. Endenergieverbrauch) kommt für eine analytische Betrachtung auch eine Differenzierung nach Märkten in Betracht. Diese lassen

sich z. B. nach Verwendungszwecken, Regionen oder Marktbedingungen abgrenzen. Im Rahmen des Energieberichts sind folgende Märkte betrachtet worden: Strommarkt (Energieeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung), Wärmemarkt (Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren Haushalte und GHD – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Prozessenergie (Endenergieverbrauch im Industriesektor), Mobilität (Endenergieverbrauch im Verkehrssektor).

► **Energiepreise, -kosten**

Um Angaben über Energiepreise und -kosten über einen längerfristigen Zeitraum vergleichbar zu machen, werden diese in realen Größen angegeben, d. h., den Angaben liegt ein konstanter Wertmaßstab zugrunde. Im Gegensatz dazu sind Angaben in Nominalgrößen von Geldwertänderungen (z. B. Inflation) beeinflusst. Im Rahmen des Energieberichts sind grundsätzlich alle Preis- und Kostenangaben in realen Werten ausgedrückt. Bei einzelnen Ausnahmen wird der Nominalcharakter der Angaben deutlich gekennzeichnet.

► **Energieprognose**

Die Aufgabe einer Energieprognose liegt darin, die zukünftige wahrscheinliche Entwicklung des Energiemarktes unter Berücksichtigung der derzeit erkennbaren Einflussfaktoren aufzuzeigen.

Begriffserläuterungen

► **Energieszenario**

Entwurf eines Zukunftsbildes für den Energiemarkt, der auf einer systematischen Zusammenstellung von zusammenhängenden Annahmen über die Einflussfaktoren aufbaut. Szenarien können auch ohne expliziten Realitätsgehalt entwickelt werden.

► **Erneuerbare Energien**

Ein Sammelbegriff für die natürlichen Energievorkommen, die entweder auf permanent vorhandene oder auf sich in überschaubaren Zeiträumen von wenigen Generationen regenerierende bzw. nachbildende Energieströme zurückzuführen sind. Dazu gehören: Solarenergie, Umgebungswärme, Windenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse und geothermische Energie.

► **(Grenz-)Vermeidungskosten**

Die einzelnen Strategien und Maßnahmen zur Reduzierung von CO₂-Emissionen sind mit unterschiedlichen Kosten verbunden. So lässt sich z. B. eine Tonne CO₂ durch eine Substitution eines kohlenstoffreichen durch einen kohlenstoffärmeren Energieträger oftmals mit relativ geringem Aufwand einsparen. Wenn dagegen umfangreiche Investitionen durchgeführt werden müssen, um z. B. den Wärmebedarf eines Altbaus abzusenken, ergeben sich relativ hohe Kosten bezogen auf die CO₂-Vermeidung. Eine rationale Auswahl unter allen Möglichkeiten macht es erforderlich, dass zunächst alle sinnvollen Maßnahmen nach Maßgabe ihrer Kosten-

höhe auf einer (Grenz-)Kostenkurve geordnet werden. Eine gesamtwirtschaftlich optimale CO₂-Reduktion ließe sich dann erreichen, wenn die CO₂-Grenzvermeidungskosten in allen Verbrauchssektoren die gleiche Höhe aufwiesen. In einer solchen Situation ließen sich die Kosten der CO₂-Vermeidung durch eine Verlagerung der Einsparungen von einem Verbrauchssektor zu einem anderen nicht weiter senken. Das theoretische Konstrukt identischer Grenzvermeidungskosten in allen Verbrauchsbereichen stößt in der Modelltechnik jedoch auf erhebliche Schwierigkeiten (Berücksichtigung des internationalen Wettbewerbs, Informationsmängel, Marktbesonderheiten). Deshalb sind in den Berechnungen der Gutachter zum Szenario II die CO₂-Vermeidungskosten nur innerhalb der Verbrauchssektoren bzw. innerhalb der jeweiligen Märkte optimiert.

► **Kohlendioxid (CO₂)**

Kohlendioxid ist ein Produkt des Kohlenstoffs. Es entsteht bei vielen natürlichen Prozessen, wird aber auch bei der Verbrennung fossiler Energieträger frei. CO₂ ist ein natürlicher Bestandteil der Atmosphäre mit einem Anteil von 0,035 Prozent. Zusammen mit anderen Treibhausgasen verhindert es, dass zu viel Wärme in den Weltraum zurückstrahlt, und sorgt somit für die zum Leben notwendigen Temperaturen auf der Erde. Allerdings hat die CO₂-Konzentration durch menschliche Aktivitäten zugenommen. Als Folge wird eine

globale Erwärmung des Klimas befürchtet, so dass eine weltweite Reduzierung des CO₂-Ausstoßes das wichtigste Ziel des Klimaschutzes geworden ist.

► **Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten**

Bei den Kostenberechnungen der Gutachter zum Szenario II sind die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten (DGK) ermittelt worden. Mit diesem Begriff werden die Nettokosten bezeichnet, die die CO₂-Reduktionsmaßnahmen für die Gesamtwirtschaft verursachen. Dazu zählen die Ausgaben für Investitionen in energiesparende Geräte und Anlagen, vermindert um die Kosten der eingesparten Energie. Alle Kosten und Preise werden dabei ohne Steuern/Abgaben bzw. Subventionen bewertet, da diese gesamtwirtschaftlich zunächst nur eine Umverteilung bewirken (zwischen Verbrauchern und Staat). So wird deutlich, welcher Aufwand gesamtwirtschaftlich insgesamt erforderlich ist, um die CO₂-Emissionen im angestrebten Umfang zu reduzieren. Die DGK werden als Jahreskosten berechnet, d. h., die Investitionskosten werden gleichmäßig auf die Nutzungsjahre der Investitionsgüter verteilt und um die ersparten Aufwendungen für Energie (ohne Steuern) vermindert. Die berechneten Werte gelten nur für die jeweiligen Stichjahre (2010 bzw. 2020). Die Kosten in den vorhergehenden oder nachfolgenden Jahren sind nicht ermittelt worden, dürften aber im Umfeld der Ergebnisse des nächstliegenden ausgewiesenen Jahres liegen. Die DGK umfassen

allerdings nicht die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten. Hierzu zählen u. a. die Kosten von Anpassungsfriktionen an die Reduktionsstrategie (Arbeitsplatzverluste, Produktivitätseinbußen etc.). In den DGK ebenfalls nicht enthalten sind externe Kosten oder Erträge der CO₂-Reduktion, z. B. in Form entstehender oder verringerter Umweltschäden.

► Einzelwirtschaftliche Kosten

Will man die tatsächliche Belastung der Verbraucher durch eine Maßnahme darstellen, dann müssen die auf den Energieträgern liegenden Steuern/Abgaben bzw. Subventionen Berücksichtigung finden. Insoweit kann es insbesondere in den Fällen, in denen hohe Steuerbelastungen existieren (z. B. beim Kraftstoffeinsatz im Verkehrsbereich), zu erheblichen Differenzen zwischen einer gesamtwirtschaftlichen und einer einzelwirtschaftlichen Bewertung kommen.

Bei der konkreten Bestimmung der einzelwirtschaftlichen Kosten ist zunächst eine Festlegung des konkreten energie- und umweltpolitischen Instruments erforderlich.

Je nach Ausgestaltung der Maßnahme (ordnungsrechtliche, preis- oder mengenbestimmende Maßnahme, freiwillige Vereinbarung) kann die konkrete Belastung des Verbrauchers unterschiedlich ausfallen. Die im Energiebericht in einigen Fällen aufgeführten einzelwirtschaftlichen Zusatzkosten haben deshalb nur Beispielcharakter und sind auf der Basis einer unterstellten CO₂-Abgabe errechnet, die sich an den jeweiligen Grenzkosten der angestrebten CO₂-Vermeidung orientiert.

► Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Simultane Erzeugung von Strom und Nutzwärme in Kraftwerken. Dabei kann die Brennstoffausnutzung – gegenüber einer getrennten Erzeugung – auf über 80 % erhöht werden.

► Nichtenergetischer Verbrauch

Einzelne Energieträger (z. B. Stein- und Braunkohlen, Rohbenzin und andere Mineralölprodukte, Erdgas) werden nicht nur zur Energieerzeugung, sondern auch als Rohstoff für chemische Prozesse und Produkte oder zum Straßenbau verwendet (Kunststoffe, Bitumen, Teer, Schmierstoffe).

► Nutzenergie

Letztes Glied in der Energieumwandlungskette. Nutzenergie steht nach der letzten Umsetzung in den Geräten/Anlagen der Verbraucher unmittelbar zur Deckung eines Energiebedarfs zur Verfügung (Raumwärme, Licht, Kraft u. a.).

► Passivhaus

In einem so genannten Passivhaus ist der Wärmebedarf so weit verringert (auf weniger als 15 kWh/m² pro Jahr), dass die Energiebeiträge aus der eingestrahnten Sonnenenergie, der Eigenwärme der Personen im Haus sowie der Wärmeabgabe von Geräten – in Verbindung mit einer hocheffizienten Wärmerückgewinnung durch ein Lüftungssystem – ausreichen, um ein Gebäude warm zu halten.

► (Peta)Joule (PJ)

Seit 1978 ist Joule (J) die internationale Maßeinheit für Energie. Hiervon abgeleitet findet für die Energie- bzw. Wärmemenge pro Zeiteinheit das Watt Verwendung. Andere gebräuchliche Maßeinheiten sind

die Steinkohleneinheit (SKE) und die Rohöleinheit (RÖE oder oe). Um sehr große Zahlenwerte zu vermeiden, ist es bei der Verwendung von Joule oder Watt zweckmäßig, dezimale Vielfache zu verwenden (Kilo, Mega, Giga, Tera, Peta, Exa). Zur Darstellung des Energieverbrauchs in Deutschland wird üblicherweise auf die Einheit Petajoule zurückgegriffen.

► Primärenergie

Energie, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurde (Rohöl, Steinkohle, Braunkohle, Uran, Holz, solare Strahlung, Wind- und Wasserkraft etc.).

► Primärenergieverbrauch (PEV)

Erste Stufe der Energieflussdarstellung. Der PEV bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge. Sie ergibt sich als Summe aus der Gewinnung im Inland, den Bestandsveränderungen sowie dem Außenhandelsaldo abzüglich der Hochseebunkerungen.

► Quellenangaben

Die im Energiebericht dargestellten Daten zu vergleichbaren Tatbeständen stammen je nach Kontext teilweise aus unterschiedlichen Quellen. Dabei können wegen abweichender methodischer Berechnungsverfahren und Emissionsfaktoren sowie unterschiedlicher Betrachtungsjahre z. B. bei den CO₂-Emissionen differierende Werte auftreten.

► Reserven

Reserven von Energieträgern sind eindeutig identifizierbare Vorräte, die sich unter heutigen oder in naher Zukunft zu erwartenden Bedingungen technisch

Begriffserläuterungen

und wirtschaftlich abbauen lassen. Es handelt sich demnach um geologische Vorräte, die sicher nachgewiesen sind.

► **Ressourcen**

Ressourcen sind Vorräte, die über Reserven hinausreichen. Sie sind nachgewiesen bzw. wahrscheinlich, aber technisch und/oder wirtschaftlich zur Zeit nicht gewinnbar. Zu den Ressourcen gehören ferner noch nicht nachgewiesene, geologisch aber mögliche Lagerstätten.

► **Stromerzeugung**

Die in einer bestimmten Zeitspanne erzeugte elektrische Arbeit. Die Bruttostromerzeugung ist die an den Generator-

klemmen gemessene elektrische Arbeit; die Nettoerzeugung (nutzbare Erzeugung) ist die um den Kraftwerkseigenverbrauch verminderte Bruttoerzeugung.

► **Wirkungsgrad**

Das Verhältnis von abgegebener und aufgenommener Leistung oder Energiemenge bei der Energieumwandlung. So gibt beispielsweise der Wirkungsgrad eines Sonnenkollektors an, welcher Anteil der Sonnenenergie, die auf den Kollektor auftrifft, in nutzbare Wärme umgesetzt wird. Bei der Stromerzeugung konnte der Wirkungsgrad von Dampfkraftwerken, der 1950 bei ca. 20 % lag, in der Vergangenheit immer weiter angehoben werden.

Heute liegen die durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrade bei Steinkohlenkraftwerken bei 37 %, bei Braunkohlenkraftwerken bei 34 %. Moderne Technologien erreichen zur Zeit Wirkungsgrade von 46 % (Steinkohle) bzw. 43 % (Braunkohle). Bis 2020 lassen sich diese Wirkungsgrade voraussichtlich auf bis zu 55 % (Steinkohle) bzw. über 50 % (Braunkohle) steigern. Moderne Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) auf Erdgasbasis verfügen heute schon über Wirkungsgrade von knapp 60 %. Auch hier sind weitere Steigerungen bis auf 65 % zu erwarten.

2. Einheiten und Umrechnungsfaktoren

	Einheit		Umrechnungsbeziehungen
Arbeit (Joule)	J	1 kJ = 10 ³ J	1 kJ = 0,000278 kWh = 0,2388 kcal = 0,000034 kg SKE = 0,000024 kg RÖE
Leistung (Watt)	W	1 kW = 10 ³ W 1 MW = 10 ⁶ W 1 GW = 10 ⁹ W	1 kWh = 860 kcal = 3.600 kJ = 3,6 MJ = 0,123 kg SKE = 0,086 kg RÖE
Wärme (Kalorie)	cal		1 kcal = 4,186 kJ = 0,001163 kWh
Steinkohleeinheit	SKE		1 kg SKE = 7000 kcal = 8,14 kWh = 29.308 kJ = 0,7 kg RÖE
Rohöleeinheit	RÖE		1 kg RÖE = 41.868 kJ = 11,63 kWh = 1,428 kg SKE
Euro	€		1 € = 1,95583 DM

3. Vorsätze und Vorsatzzeichen

Vorsatz	Zeichen	Multiplikator	Bezeichnung
Kilo	k	10 ³	Tausend
Mega	M	10 ⁶	Million
Giga	G	10 ⁹	Milliarde
Tera	T	10 ¹²	Billion
Peta	P	10 ¹⁵	Billarde
Exa	E	10 ¹⁸	Trillion

4. Länderkennzeichnungen

A Österreich	I Italien
B Belgien	IRL Irland
CH Schweiz	J Japan
CZ Tschechien	L Luxemburg
D Deutschland	MK Mazedonien
DK Dänemark	N Norwegen
E Spanien	NL Niederlande
EU Europäische Union	P Portugal
EU-15 Europäische Union mit den (derzeit) 15 Mitgliedstaaten	PL Polen
F Frankreich	RUS Russische Föderation
FIN Finnland	S Schweden
GB Großbritannien	SK Slowakei
GR Griechenland	SLO Slowenien
GUS Gemeinschaft unabhängiger Staaten	USA Vereinigte Staaten von Amerika
H Ungarn	YU Jugoslawien
HR Kroatien	

5. Abkürzungsverzeichnis

ACEA	Association des Constructeurs Européens d'Automobiles (Verband der Europäischen Automobilhersteller)	GATT	General Agreement on Tariffs and Trade (Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	GED	Gemeinschaft Energielabel Deutschland
ARE	Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungs-Unternehmen	GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden	GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie	HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG
BEI	Bremer Energieinstitut	IEA	Internationale Energie-Agentur
Bewag	Bewag AG	IEP	Internationales Energie-Programm
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
BGW	Bundesverband der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft	IMA	Interministerieller Arbeitskreis
BHKW	Blockheizkraftwerk	IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien
BINE	Bürger-Information Neue Energietechniken	JI	Joint Implementation (Projekte zur gemeinsamen Umsetzung)
BIP	Bruttoinlandsprodukt	KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
BMW	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BSP	Bruttosozialprodukt	LAUBAG	Lausitzer Braunkohle AG
BvS	Bundesanstalt für vereinigungsbedingte Sonderaufgaben	LKW	Lastkraftwagen
CDM	Clean Development Mechanism (Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung)	MIBRAG	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
DBU	Deutsche Bundesstiftung Umwelt	NE-Metalle	Nichteisen-Metalle
DGK	Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten	NTC	Net Transport Capacity (Netto-Übertragungskapazität)
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin	OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
DtA	Deutsche Ausgleichsbank	PEV	Primärenergieverbrauch
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft	PKW	Personenkraftwagen
E.ON	E.ON AG	PROGNOS	PROGNOS AG, Basel
ECCP	European Climate Change Program (Europäisches Klimaschutzprogramm)	PV	Photovoltaik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	RAG	RAG AG
EEV	Endenergieverbrauch	RWE	RWE AG
EGKS	Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl	RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen
EnEV	Energieeinsparverordnung	UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
ERP	European Recovery Program (Europäisches Wiederaufbauprogramm)	VdV	Verband der deutschen Verbundwirtschaft
ET	Emission Trading (Emissionshandel)	VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
ETSO	European Transmission System Operators (Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber)	VES	Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie
EuGH	Europäischer Gerichtshof	VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union	VKU	Verband Kommunaler Unternehmen
EVU	Energieversorgungsunternehmen	VV Gas	Verbändevereinbarung Gas
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln	VV Strom	Verbändevereinbarung Strom
GATS	General Agreement on Trade in Services (Allgemeines Übereinkommen über den Handel mit Dienstleistungen)	WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
		ZIP	Zukunfts-Investitions-Programm
		ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

Grafiken- und Tabellenverzeichnis

Seite 15	Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern und Märkten (2000)	Seite 88	Rohölimporte Deutschlands 2000 nach Herkunftsländern
Seite 40	Szenarienergebnisse für den Energiemarkt insgesamt	Seite 89	Betriebswirtschaftliches Ergebnis der Mineralölindustrie für Verarbeitung und Vertrieb vor Steuern
Seite 41	Wichtigste Ergebnisse der Gutachten auf einen Blick	Seite 89	Tankstellenmargen – Margen des Handels im Tankstellengeschäft für Ottokraftstoff
Seite 45	Szenarienergebnisse für Teilmarkt Strom- und Fernwärmeerzeugung	Seite 90 ff.	Politiken und Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen seit Herbst 1998 (Auszug aus dem nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000)
Seite 47	Szenarienergebnisse für Teilmarkt Wärme – Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen		¹ Die Nummerierung stammt aus dem Originaldokument.
Seite 48	Szenarienergebnisse für Teilmarkt Prozessenergie – Industrie	Seite 95	Nationale Ökosteuer 1999 – 2003 (Datenblatt)
Seite 50	Szenarienergebnisse für Teilmarkt Mobilität – Verkehr	Seite 96	Vergleich der Energiekostenbelastung für einen Durchschnittshaushalt in 2020 (einzelwirtschaftliche Betrachtung)
Seite 72	Energieaufkommen und -verwendung in Deutschland 1999	Seite 99	Bandbreite der möglichen CO ₂ -Minderungskosten im deutschen Kraftwerkspark
Seite 73	Primärenergieverbrauch in Deutschland (2000)	Seite 100	Europäischer Vergleich von Steuern auf Gas und Strom
Seite 74	Bruttostromerzeugung in Deutschland (2000)	Seite 100	Europäischer Vergleich von Steuern auf Mineralölprodukte
Seite 79	Endverbraucherpreise für Euro Super und Diesel in EU-Mitgliedstaaten	Seite 101	Verbleibende Leistung und Import-/Exportkapazität der UCTE-Länder
Seite 81	Kennzahlen zur Einordnung des deutschen Energiemarktes in der EU 1999	Seite 106	Einheiten und Umrechnungsfaktoren
Seite 82	Energieverbrauchskennziffern im EU-Vergleich – 1999	Seite 106	Vorsätze und Vorsatzzeichen
Seite 83	CO ₂ -Emissionskennziffern im internationalen Vergleich 1998	Seite 106	Länderkennzeichnungen
Seite 85	Öffnung des Gas- und Strommarktes in der EU in 2000	Seite 107	Abkürzungsverzeichnis
Seite 86	Gasimporte Deutschlands 2000 nach Herkunftsländern		
Seite 86	Strom- und Gaspreise in der EU – Januar 2001		
Seite 87	Steinkohlenimporte Deutschlands 2000 nach Herkunftsländern		

Bildnachweis

Titelcomposing:

Reineke/Bundesbildstelle Berlin, Nigel Young/Foster and Partners,
John Foxx Images, Silberbach/Bewag, MEV-Verlag (3),
Nikolaus Fürcho, Bienert/Bundesbildstelle/Bonn, Digital Stock

Seite 7	Elke Selzle	Seite 37	Reineke, Engelbert/Bundesbildstelle Berlin
Seite 7	Stefan Müller (Seitenkopf)	Seite 38/39	MEV-Verlag
Seite 8/9	Reineke/Bundesbildstelle Berlin	Seite 42	RAG Aktiengesellschaft (oben)
Seite 10	Martin Joppen	Seite 42	MEV-Verlag (unten)
Seite 11	Nikolaus Fürcho	Seite 46	Stutterheim/Bundesbildstelle Bonn
Seite 12	PhotoDisc	Seite 49	John Foxx Images
Seite 13	John Foxx Images	Seite 51	Stutterheim/Bundesbildstelle Berlin
Seite 14/15	John Foxx Images	Seite 52/53	Architect: Foster and Partners, Photo: Nigel Young
Seite 17	Statoil/Ruhrigas AG	Seite 54	Jo Goertz/Ruhrigas AG
Seite 18/19	Bienert/Bundesbildstelle/Bonn	Seite 57	John Foxx Images
Seite 22/23	Nikolaus Fürcho	Seite 58/59	Silberbach/Bewag
Seite 25	Jörg Küster	Seite 60	Siemens-Pressebild
Seite 29	pro solar Energietechnik GmbH	Seite 61	DaimlerChrysler
Seite 31	Ruhrigas AG	Seite 62	MEV-Verlag
Seite 32	Schambeck/Bundesbildstelle Bonn	Seite 65	Reineke, Engelbert/Bundesbildstelle Berlin
Seite 33	Preiß/Bewag	Seite 66	Digital Stock
Seite 34	Christian Suttermann/Bundesbildstelle	Seite 67	RAG Aktiengesellschaft
Seite 35	Faßbender/Bundesbildstelle Bonn	Seite 68	Schulten/Bundebildstelle Bonn
Seite 36	Schambeck/Bundesbildstelle Bonn	Seite 69	Julia Fassbender/Bundesbildstelle Berlin
		Seite 70	Siemens-Pressebild
		Seite 71	Schambeck/Bundesbildstelle Bonn
		Seite 81	Ruhrigas AG
		Seite 85	MEV-Verlag
		Seite 89	Digital Stock

Bestellcoupon

An das
**Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie**
Referat Öffentlichkeitsarbeit

11019 Berlin

Bestelladresse:
Postfach 30 02 65
53182 Bonn

Bestellungen per Fax:
02 28 · 42 23-462

Bestellmöglichkeiten im Internet:
www.bmwi.de

Name, Vorname

Straße, Hausnummer

PLZ, Ort

Telefonnummer für eventuelle Rückfragen

Abweichende Versandanschrift

Folgende Veröffentlichungen können Sie kostenlos bestellen:

- Energiedaten 2000 (Broschüre)
- Jetzt erneuerbare Energien nutzen (Broschüre)
- Energiesparberatung vor Ort (Faltblatt)
- Neue Technologien (Broschüre)
- Wirtschaftsbericht des BMWi 2001
- Wirtschaftliche Förderung – Hilfen für Investitionen und Innovationen
- Innovationsförderung – Hilfen für Forschung und Entwicklung
- Energieforschung (Broschüre)

Infoletter »Energie mit Zukunft«

- Ausgabe Nr. 1/00
- Ausgabe Nr. 2/00
- Ausgabe Nr. 3/00
- Ausgabe Nr. 4/00
- Ausgabe Nr. 1/01

Gewünschte Publikation(en) bitte ankreuzen.

Bitte wenden, denn Ihre Meinung ist uns wichtig.

Ihre Meinung ist uns wichtig!

An das
**Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie**
Referat Öffentlichkeitsarbeit

oder senden per Fax:
0 18 88 · 615 52 08

11019 Berlin

1. Wie gefällt Ihnen die Broschüre
»Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung« des BMWi?

2. Wie beurteilen Sie folgende Teilaspekte?

	sehr gut	gut	weniger gut	gar nicht
Informationsgehalt				
Gestaltung				
Übersichtlichkeit				

3. Das würde ich anders wünschen:

4. Noch ein paar Fragen zu Ihrer Person:

Ich bin/Wir sind:

- Schüler, Studierender
- Lehrer, Dozent
- Bildungseinrichtung
- Kammer, Verband, Arbeitsgemeinschaft
- Unternehmer
- Berater
- Sonstige

Vielen Dank



Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie kostenlos herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Europa-, Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen. Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Schrift dem Empfänger zugegangen ist, darf sie auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Bundesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte.