

Energiewende 2020:

Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft

E i n e S t u d i e

des Öko-Instituts

von Felix Chr. Matthes und Martin Cames

Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung

**Energiepolitische Veranstaltungen der Heinrich-Böll-Stiftung
im 2. Halbjahr 2000**

„Strommarkt ohne Grenzen - Anfang oder Ende der Energie-Wende in Europa?“

Tagung am 16. September 2000

Ort: Saarbrücken

Kontakt: Thomas Brück, Heinrich-Böll-Stiftung Saar, Tel. 0681-58 35 60, Fax 0681-58 35 36, boell.stiftung@t-online.de

„Nachhaltigkeit und Liberalisierung - Wohin steuert der EU-Strommarkt?“

Tagung am 21. Oktober 2000, 10-17.30 h

Ort: Karlsruhe, Haus der Wirtschaft

Kontakt: Gerhard Pitz, Heinrich-Böll-Stiftung Baden-Württemberg
Tel. 0711-26339414, Fax 0711-26339419, pitz@boell-ba-wue.de

„Sustainable European Energy Policy - Vorstellung und Diskussion eines Policy Paper des Öko-Instituts“

Termin: voraussichtlich 18.10.2000

Ort: Brüssel

Kontakt: Inge Nalbach, Heinrich-Böll-Stiftung Brüssel, Tel. ++32-2-743 41 01, Fax ++32-2-743 41 09, nalbach@boell.de

„Arbeit an der Energiewende - Energiewende macht Arbeit“

Seminar am 18. November 2000

Ort: Würzburg

Kontakt: Gerd Rudel, Petra-Kelly-Stiftung, Tel. 0951-202558, Fax 0951-2081155, pk-nordbayern@bnv-bamberg.de

Studien & Berichte der Heinrich-Böll-Stiftung:

Energiewende 2020: Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft

Eine Studie des Öko-Instituts von Felix Chr. Matthes und Martin Cames

Im Auftrag und herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung

Diese Studie erscheint im Juli 2000 als Sonderausgabe der Reihe „Studien und Berichte der Heinrich-Böll-Stiftung“ in einer Auflage von 2500 Exemplaren sowie als Beilage des taz-Journals „Energiewende“.

1. Auflage, Juli 2000

© bei der Heinrich-Böll-Stiftung

Alle Rechte vorbehalten

Gestaltung: push:bayer, Berlin

Druck: Henke, Brühl

Kontakt:

Heinrich-Böll-Stiftung, Hackesche Höfe, Rosenthaler Str. 40/41, 10178 Berlin, Tel. 030-285340, Fax: 030-28534109, E-mail: info@boell.de

Dr. Felix Chr. Matthes und Dipl.-Volkswirt Martin Cames, Öko-Institut Büro Berlin, Novalisstr. 10, 10115 Berlin, Tel.: 030-28048680, Fax: 030-28048688, E-mail: matt-hes@oeko.de

Inhalt

Vorwort

1	Einleitung	9
2	Herausforderungen, Rahmenbedingungen und Ziele	10
2.1	Zentrale Herausforderungen	10
2.1.1	Ökologischer Problemdruck	10
2.1.2	Liberalisierung der Energiemärkte.....	13
2.2	Ziele für die energiewirtschaftliche Entwicklung	17
2.2.1	Versorgungssicherheit	17
2.2.2	Preiswürdigkeit.....	19
2.2.3	Umweltverträglichkeit	20
2.3	Schlussfolgerungen	23
3	Zentrale Strategien einer umweltorientierten Energiepolitik	24
3.1	Strategieelement 1: Anwendungseffizienz erhöhen.....	24
3.2	Strategieelement 2: Stromerzeugung effizienter strukturieren	28
3.3	Strategieelement 3: Mobilität umweltfreundlich umgestalten.....	30
3.4	Strategieelement 4: Erneuerbare Energien weiter fördern	32
3.5	Strategieelement 5: Innovationen anregen, fördern und beobachten	35
3.6	Strategieelement 6: Internationalisierung offensiv aufnehmen.....	36
4	Zentrale Instrumente	37
4.1	Übergreifende Instrumente	37
4.2	Sektorspezifische Instrumente	41
4.2.1	Energieeinsparung	41
4.2.2	Erzeugungssektor.....	43
4.2.3	Verkehr	44
4.2.4	Erneuerbare Energien.....	45
5	Exkurs: Die zukünftige Rolle von Stromimporten	46
6	Szenarien	52
6.1	Einführung	52
6.2	Ökonomische und demographische Rahmendaten.....	55
6.3	Entwicklung der Energiepreise in der Referenzentwicklung	56
6.4	Referenzszenario	58
6.4.1	Endenergieverbrauch.....	58
6.4.2	Strom- und Fernwärmeerzeugung.....	59
6.4.3	Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen.....	62
6.5	Energiewende: Die Einstiegsszenarien	65
6.5.1	Endenergieverbrauch.....	65
6.5.2	Strom- und Fernwärmeerzeugung.....	69
6.6	Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen.....	73
7	Fazit	79
8	Quellen	81
9	Anhang	87

Tabellen

Tabelle 1	Bruttostromerzeugung, Stromimportsaldo und Bruttostromaufkommen im Referenzszenario, 1995-2020.....	48
Tabelle 2	Gesamte Bruttostromerzeugung im Referenzszenario, 1995-2020.....	59
Tabelle 3	Gesamte Bruttostromerzeugung im Szenario Politik, 1995/2020.....	69
Tabelle 4	Gesamte Bruttostromerzeugung im Szenario Potential, 1995/2020.....	71
Tabelle A-1	Rahmendaten für die Szenarien, 1995-2020.....	86
Tabelle A-2	Endenergieverbrauch im Referenzszenario, 1995-2020.....	87
Tabelle A-3	Endenergieverbrauch im Szenario Politik, 1995-2020.....	88
Tabelle A-4	Endenergieverbrauch im Szenario Potential, 1995-2020.....	89
Tabelle A-5	Kraftwerkssektor im Referenzszenario, 1995-2020.....	90
Tabelle A-6	Kraftwerkssektor im Szenario Politik, 1995-2020.....	91
Tabelle A-7	Kraftwerkssektor im Szenario Potential, 1995-2020.....	92
Tabelle A-8	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario, 1995-2020.....	93
Tabelle A-9	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Szenario Politik, 1995-2020.....	93
Tabelle A-10	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Szenario Potential, 1995-2020.....	94

Abbildungen

Abbildung 1	Stromtausch mit dem Ausland, 1991-1999.....	47
Abbildung 2	Altersstruktur des französischen Kernkraftwerksparks, Stand 2000.....	49
Abbildung 3	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario, 1995/2020.....	61
Abbildung 4	Komponenten der CO ₂ -Emissionsentwicklung im Referenzszenario, 1995/2020.....	63
Abbildung 5	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Szenarien Politik und Potential, 1990/2020.....	68
Abbildung 6	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Szenario Politik, 1995/2020.....	73
Abbildung 7	Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Szenario Potential, 1995/2020.....	74
Abbildung 8	Komponenten der CO ₂ -Emissionsentwicklung im den Szenarien Politik und Potential, 1995-2020.....	75
Abbildung 9	Zusätzliche CO ₂ -Minderungsbeiträge nach Sektoren in den Szenarien Politik und Potential, 1990/2020.....	76
Abbildung 10	Zusätzliche CO ₂ -Minderungsbeiträge einzelner Maßnahmenbereiche in den Szenarien Politik und Potential, 1990/2020.....	77

Vorwort

Die Abwicklung der Atomenergie ist beschlossen – wenn auch nicht so rasch, wie sich das Bündnis 90/Die Grünen und die Antiatombewegung erhofft hatten.

Jetzt ist der Weg frei für eine nachhaltige Energiepolitik jenseits der Atomenergie. Wie aber buchstabieren sich Energiewende und Klimaschutz unter den Bedingungen liberalisierter Energiemärkte?

Im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung hat das Öko-Institut einen gründlichen Blick auf die Energiezukunft Deutschlands geworfen. Aufbauend auf den Studien verschiedener Institute werden Strategien für den Einstieg in eine neue Energiewirtschaft entwickelt und zu zwei Szenarien bis zum Jahr 2020 verdichtet, die mit einem Status-quo-Szenario verglichen werden.

Die Ergebnisse sind ermutigend. Ausgehend von den energiepolitischen Weichenstellungen, die von der rot-grünen Koalition bereits getroffen wurden oder vorbereitet werden (Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Koppelung, verbesserter Wärmeschutz für Gebäude, Anreize für Energiesparen via Ökosteuer), werden Wege aufgezeigt, wie die Bundesrepublik ihre klimapolitischen Verpflichtungen einlösen und gleichzeitig eine wettbewerbsfähige Energieversorgung sicherstellen kann. Dabei kommt es entscheidend auf die Steigerung der Energieeffizienz, die weitere Förderung der regenerativen Energien sowie die zukunftsfähige Umgestaltung des Verkehrssektors an.

Die entsprechenden Potentiale sind groß und das Spektrum ertragreicher politischer Maßnahmen vielfältig. Die konsequente Ausrichtung von Energiepolitik an klimapolitischen Erfordernissen kann und muss gerade unter den Bedingungen liberalisierter Energiemärkte dazu führen, dass von der Energiedienstleistungswirtschaft - einem völlig neuen Wirtschaftsbereich - kräftige Impulse für Umweltschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Innovation ausgehen.

Wir hoffen, mit dieser Studie einen Beitrag zu einer zukunftsorientierten Energiepolitik unter den neuen Rahmenbedingungen zu leisten.

Unser Dank geht an die Autoren, die dieses Projekt mit großem Einsatz realisiert haben, sowie an die Mitglieder des Projektbeirats, die mit fachlichem und politischem Rat die Studie begleitet haben.

Berlin, im Juli 2000

Ralf Fücks

Vorstand der Heinrich-Böll-Stiftung

Jörg Haas

Ökologiereferent

1 Einleitung

Seit Jahren gibt es für den Atomausstieg eine große Mehrheit. Mit der Vereinbarung vom 14. Juni 2000 hat der Ausstieg auch einen Fahrplan. Der verlebenden Betriebszeit deutscher Kernkraftwerke wurde eine Grenze gesetzt, über die – auch mit guten Gründen – durchaus gestritten werden kann. Weitgehend unabhängig von diesen Auseinandersetzungen erzwingt die Vorlage des Ausstiegsfahrplans aber auch Pfadentscheidungen für den *Einstieg* in eine risikominimierte Energiezukunft, nuklearfrei und anderen ökologischen Anforderungen genügend, genau wie der Ausstieg mit klaren Konturen bei Mengenzielen und Fristen. Und Mehrheiten für diesen Einstieg müssen auch gewonnen und erhalten werden.

Wann und womit beginnt aber der Einstieg, oder hat er schon begonnen? Zunächst scheint dies eher eine Frage ausschließlich akademischer Natur zu sein. Die Antwort erscheint zunächst simpel, bleibt im Detail aber erheblich komplizierter. Das Besondere an den Pfadentscheidungen für den Einstieg ist einerseits – und damit unterscheiden sie sich durchaus vom energie- und auch umweltpolitischen "Business As Usual" –, dass sie ohne das Ausstiegsvorhaben wahrscheinlich nicht oder nicht so getroffen worden wären. Dies bedeutet auf der anderen Seite nicht, dass bereits ergriffene Maßnahmen nicht zum Einstiegsprogramm gehören können. Der Unterschied betrifft die anzulegenden Maßstäbe, diese werden im Kontext des Ausstiegs sicher erheblich strenger. Spätestens wenn größere Kernkraftwerkskapazitäten außer Betrieb genommen werden, muss demonstriert werden können, dass energiewirtschaftliche Alternativen in der Realität auch tragfähig sind und kein Druck entsteht, bei anderen – und nicht nur ökologischen – Zielen Abstriche vorzunehmen.

Der Kernenergie-Ausstieg und die Entwicklung praktischer, an Nachhaltigkeit orientierter Alternativen vollziehen sich parallel zu einer der einschneidendsten Veränderungen in einem besonders relevanten Teil der Energiewirtschaft: der Ablösung des Monopols durch wettbewerbliche Strukturen in der Strom- und Gasversorgung. Diese Situation muss keineswegs zwangsläufig das gesamte energiepolitische Strategiegerüst oder das entsprechende politische Instrumentarium entwerten, kann aber auch neue Strategien und Instrumente unausweichlich werden lassen. In jedem Falle erfordert sie jedoch eine Neubestimmung von Energiepolitik, deren traditioneller Zielkanon aus Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und Umweltverträglichkeit neu hinterfragt werden muss.

Die hier vorgelegte Studie unternimmt den Versuch, Rahmenbedingungen, Strategien und Instrumente zu sichten, sich aber nicht nur auf einzelne Elemente des Systems zu beziehen und letztlich deren Beiträge zur Zielerreichung einzuordnen. Gerade für letzteren Punkt sind quantifizierende Aussagen unausweichlich. Im Rahmen der für diese Arbeit verfügbaren Ressourcen standen weniger grundlegende Neuerarbeitungen, als die Analyse und Synthese der vielfältig vorhandenen Materialien im Vordergrund, gegebenenfalls auch ihre Beleuchtung aus neuen Blickwinkeln.

Letztlich stellen sich die Analysen nicht das Ziel, eine normativ geprägte *Zielvision* auszuarbeiten, hierzu liegen Arbeiten in ausreichendem Maße vor und haben sich auch die

Grundlagen wenig geändert. Im Vordergrund steht dagegen die Suche nach *Handlungskorridoren*, die den Weg vom heute existierenden Energiesystem zu einer zukünftig nachhaltigen Energiewirtschaft markieren können. Dabei kommt es eher darauf an, Zusammenhänge transparent zu machen, Spannungsfelder zu beschreiben und Handlungsspielräume abzuschätzen, als eine mehr oder weniger punktgenaue Zielerreichung zu prognostizieren.

Insbesondere unter der Maßgabe zunehmend unsicherer Rahmenbedingungen sind alle Abschätzungen zu zukünftigen Entwicklungen noch spekulativer als bisher. Dies gilt nicht nur, aber vor allem für die kurzfristige Perspektive, die durch eine Vielzahl von Übergangsprozessen (Einstieg in den Wettbewerb, Einstieg in den Atomausstieg, Einstieg in eine zunehmend globalisierte Wirtschaft etc.) charakterisiert ist. Dieser Situation wurde versucht dadurch zu entsprechen, dass erstens auf eine sehr breite Materialbasis zurückgegriffen wurde. Zweitens sind die – oft widersprüchlichen – Einschätzungen einer ganzen Reihe von Kollegen und Energiemarktakteuren in viele Überlegungen eingeflossen. Allen sind wir zu Dank verpflichtet, die Verantwortung für die Ergebnisse liegt natürlich wie üblich in vollem Umfang bei den Verfassern.

2 Herausforderungen, Rahmenbedingungen und Ziele

Die Entwicklung der Energiewirtschaft und die Ansprüche an die deutsche Energiepolitik werden in den nächsten Jahren vor allem durch zwei große Herausforderungen geprägt sein. *Erstens* betrifft dies den unvermindert starken – wenn auch hinsichtlich des Problemfeldes sich zunehmend verschiebenden – ökologischen Problemdruck, *zweitens* ergeben sich mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte für einen wichtigen Teil der Energiewirtschaft deutlich veränderte Rahmenbedingungen.

Ausgehend von diesen zentralen Herausforderungen können und müssen zunächst energiepolitische Ziele neu bestimmt werden. Vor dem Hintergrund dieser Ziele können Strategien identifiziert bzw. überprüft werden und entsprechende Instrumente für politisches Handeln entwickelt werden.

2.1 Zentrale Herausforderungen

2.1.1 Ökologischer Problemdruck

Der Energiesektor (als Gesamtheit von Energieanwendung bei den Endverbrauchern und Energiebereitstellung durch die Versorgungsunternehmen) bildet traditionell einen wichtigen Verursacherbereich *ökologischer Probleme*. Diese sind äußerst vielfältiger Natur, wobei jedoch drei Bereichen eine besondere Bedeutung zukommt.

Am längsten stehen im Fokus der ökologischen Diskussion die klassischen Luftbelastungen sowie die damit verbundene Versauerung von Böden und Gewässern. Die Schäden für Gesundheit und Ökosysteme sind diesbezüglich vor allem auf die *klassischen Luft-*

schadstoffe Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x) und Staub zurückzuführen. Obwohl sich in Deutschland die Emissionen dieser Stoffe in den letzten Jahren erheblich vermindert haben, bildet vor allem die Problematik der Bodenversauerung auch in Deutschland weiterhin ein aktuelles und drängendes Problem.¹ Eine neue Bedeutung hat die Diskussion um die klassischen Schadstoffemissionen durch die wachsenden Belastungen durch bodennahes Ozon erhalten, das erhebliche gesundheitliche und ökologische Schäden verursacht. Bei der Bildung bodennahen Ozons spielen die Emissionen verschiedener Schadstoffe eine wichtige Rolle, dazu gehören vor allem NO_x und Kohlenwasserstoffe.

Die größte und wohl bisher tiefgreifendste ökologische Herausforderung der Gegenwart besteht ohne Zweifel in der menschlich verursachten (anthropogenen) Erwärmung der Erdatmosphäre und ihrer Folgen. Durch die zunehmenden Emissionen von *Treibhausgasen* haben sich seit Beginn der Industrialisierung die Konzentrationen dieser Gase in der Atmosphäre erheblich vergrößert. Die wichtigsten Treibhausgase sind nach derzeitigem Kenntnisstand vor allem Wasserdampf, Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Lachgas (N₂O), stratosphärisches Ozon, perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW²), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW³) sowie Schwefelhexafluorid (SF₆), wobei Wasserdampf beim natürlichen Treibhauseffekt eine dominierende, beim anthropogenen Treibhauseffekt jedoch nur eine untergeordnete Rolle spielt.⁴

Sowohl Rechnungen mit komplexen Klimamodellen als auch statistische Auswertungen meteorologischer Daten haben in den vergangenen Jahren die Gewissheit darüber vergrößert, dass die anthropogenen Treibhausgasemissionen die in dieser Periode beobachtete Erhöhung der globalen Mitteltemperaturen ausreichend erklären.⁵ Eine ungebrochene Erhöhung der Treibhausgaskonzentrationen würde mit hoher Wahrscheinlichkeit zu tiefgreifenden Folgen in ganz unterschiedlichen Bereichen führen (signifikante Veränderung von Niederschlagsmengen, Meeresspiegelanstieg, Verschiebung von Vegetationszonen, zunehmende Häufigkeit von Naturkatastrophen etc.). Eine zukünftige Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen – die angesichts der langen Lebensdauer wichtiger Klimagase nur durch eine starke Verminderung der entsprechenden *Emissionen* erzielt werden kann – würde dabei keineswegs zu einer Umkehr der Klimaerwärmung füh-

¹ Zur Diskussion vgl. hierzu Matthes u.a. (1998) sowie Enquete-Kommission Mensch und Umwelt (1998). Wichtige Indizien für den weiterhin bestehenden Handlungsdruck auf diesem Problemfeld bilden einerseits das 1999 ausgehandelte Göteborg-Protokoll zur Genfer Konvention, in dem sich die Teilnehmerstaaten zu weiteren Senkungen u.a. der SO₂- und NO_x-Emissionen verpflichtet haben, andererseits aber auch entsprechende Arbeiten zu einer EU-Versauerungsstrategie.

² Oft wird hier synonym die englische Abkürzung PFC gebraucht.

³ Oft wird hier synonym die englische Abkürzung HFC gebraucht.

⁴ Der *natürliche* Treibhauseffekt, überwiegend durch den Wasserdampfgehalt der Erdatmosphäre (60 %) und natürliche Kohlendioxidemissionen (ca. 20 %) verursacht, bildet eine der grundlegenden Voraussetzung für Leben auf der Erde. Wenn im folgenden das Klimaproblem oder der Treibhauseffekt diskutiert werden, bezieht sich dies stets auf die zusätzliche Erwärmung der Erdatmosphäre durch die aus menschlicher Tätigkeit resultierende Konzentrationserhöhung klimawirksamer Gase. Zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen im Detail vgl. IPCC (1996).

⁵ Vgl. hierzu IPCC (1996) sowie Schönwiese u.a. (2000).

ren, sondern allenfalls zu einer Begrenzung auf ein nach heutigem Wissen noch tolerierbares Maß.

Die dritte große ökologische Herausforderung für die Energiewirtschaft bilden die *Risiken der Kernenergienutzung*. Im Vordergrund steht hier vor allem das Risiko von Reaktorunfällen, die zur Freisetzung großer Mengen von Radioaktivität führen. In der Folge eines solchen Unfalls entstehen gesundheitliche, ökologische und wirtschaftliche Schäden in riesigen Ausmaßen. Dieser Schadensumfang bildet – selbst bei möglicherweise geringer Eintrittswahrscheinlichkeit – das zentrale Argument gegen die Kernenergienutzung. So ergeben Modellrechnungen für einen hypothetischen Unfall im Kernkraftwerk Biblis volkswirtschaftliche Gesamtkosten von 4.070 bis 10.700 Milliarden DM (Mrd. DM), wobei die große Spannbreite vor allem durch die Bewertungsansätze für den Verlust von Menschenleben entsteht (Ewers/Rennings 1991+1994).⁶ Die bisher entstandenen Kosten der realen Reaktorkatastrophe von Tschernobyl belasteten die Staatshaushalte der vor allem betroffenen Staaten Ukraine und Weißrussland – bei äußerst schlechtem Versorgungsniveau – in den neunziger Jahren um 5 bis 7 bzw. um bis zu 20 Prozent!

Neben der Unfallgefahr mit hohem Schadensumfang besteht ein wesentliches Risiko der Kernenergienutzung vor allem durch die laufende Erzeugung radioaktiver Abfälle, die zumindest teilweise über historische Zeiträume sicher gelagert werden müssen. So erzeugen die derzeit 19 laufenden Kernkraftwerke in Deutschland jährlich abgebrannte Brennelemente (diese bilden den Großteil der hochradioaktiven Abfälle) im Umfang von ca. 440 t Schwermetall sowie 1.500 m³ schwach- und niedrigaktiver Abfälle, die vollständig erfasst und über lange Zeiträume sicher gelagert werden müssen. Bei hochradioaktivem Abfall ist derzeit weder ein funktionsfähiges Endlager verfügbar, noch sind alle damit in Verbindung stehenden Fragen zufriedenstellend geklärt. Über die Folgen großer Atomunfälle und das ungelöste Abfallproblem hinaus entstehen im gesamten Kernbrennstoffzyklus (Urangewinnung, Kraftwerksbetrieb, Aufarbeitung etc.) laufend und teilweise erhebliche radioaktive Belastungen von Mensch und Umwelt.

Im *öffentlichen Bewusstsein* sind vor allem die Klimaerwärmung und die Kernenergie als herausragende Problembereiche stark verankert, wobei auch die Frage konventioneller Luftbelastungen – wenn auch mit deutlich abnehmender Tendenz – noch eine Rolle spielt. So zeigen Umfragen ein durchgängig hohes Problembewusstsein hinsichtlich des Gefährdungspotentials von Klimaveränderungen und Kernkrafttrisiken. Vor allem aber hat sich der Anteil derjenigen, die der Kernenergie im zukünftigen Energiesystem keine Rolle mehr zubilligen, im Laufe der letzten zwanzig Jahre deutlich vergrößert und liegt inzwischen bei etwa 80 %.⁷

Die zentrale Herausforderung für die Energiewirtschaft aus der ökologischen Perspektive bildet damit die Entwicklung einer Strategie der Risikominimierung, in der die Erwär-

⁶ Zur Einordnung: In vergleichbaren Preisen entspricht der obere Schätzwert mehr als dem Dreifachen des Bruttoinlandsprodukts von Deutschland.

⁷ Zu Details vergleiche ZAES (1995), Güllner (1999) und Jung (1999).

mung der Erdatmosphäre in tolerierbaren Grenzen gehalten und gleichzeitig auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet wird.

2.1.2 Liberalisierung der Energiemärkte

Die deutsche Energieversorgungswirtschaft war bis in die späten 90er Jahre durch eine klare Differenzierung in drei Gruppen geprägt:

1. Im Grundsatz marktwirtschaftlich strukturiert ist vor allem die Versorgung mit Mineralöl. Der internationale wie auch der deutsche Mineralölmarkt sind dabei geprägt durch das Anbieterkartell der OPEC, das etwa 80 % der weltweiten Rohölreserven und in den späten 90er Jahren ca. 40 % der Weltölproduktion – darunter die mit weitem Abstand billigsten Förderstätten – kontrolliert und durch Fördermengenab-sprachen die Erdölpreise weitgehend vorgibt.
2. Durch Beihilfen und sektoralen Zwang zur Kohlenutzung war ab 1950 die deutsche *Steinkohlenwirtschaft* geprägt. Die Förderung deutscher Steinkohle wurde und wird mit erheblichem Mitteleinsatz auf Weltmarktpreisniveau subventioniert. Bis Anfang der 90er Jahre existierten darüber hinaus weitgehende Beschränkungen bei der Errichtung von – vor allem mit der Kohleverstromung konkurrierenden – Öl- und Gas-kraftwerken.⁸
3. Durch Gebietsmonopole und Demarkationsabsprachen geprägt war in Deutschland vor allem die leitungsgebundene Energieversorgung, d.h. vor allem die *Strom- und Gasversorgung*. Strom- und Gasverbraucher waren damit an definierte Versorger gebunden, leichte Ansätze von Wettbewerb herrschten allenfalls durch den seit Mitte der 80er Jahre durch die Kartellbehörden erzwungenen "Wettbewerb um Versorgungsgebiete".⁹ Komplementär zur strom- und gaswirtschaftlichen Monopolwirt-schaft war diese der staatlichen Energie- und Energiepreisaufsicht unterworfen.

Mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1935¹⁰ begann in Deutschland eine Phase, in der die Strom- und Gasversorgungsunternehmen – garantiert durch Ge-bietsmonopole und eine letztlich kaum effektive staatliche Aufsicht oder Regulierung – erhebliche Gewinne erzielen konnten, unabhängig davon, wie bedarfsorientiert oder effi-zient ihre Investitions- und Geschäftsstrategien waren. Die garantierten Gewinne auf jede Investition führten zu erheblichen Überkapazitäten, erleichterten eine Vielzahl auch ö-kologisch fragwürdiger Projekte und wirkten letztlich kostentreibend. Ordnungspolitisch äußerst bedenklich war schließlich die Diversifizierung der Energieversorgungsunter-

⁸ Im Detail vgl. hierzu Horn (1977), Abelshäuser (1984), Parker (1994) und Matthes (2000b).

⁹ Die 1980 verabschiedete vierte Kartellrechtsnovelle beschränkte die Laufzeit der die Gebietsmono-pole begründenden Konzessionsverträge auf maximal 20 Jahre. Zwischen 1980 und 1995 mussten damit alle Kommunen in den alten und ab 1990 auch alle Gemeinden in den neuen Bundesländern neue Konzessionsverträge abschließen und konnten sich zwischen der Versorgung durch einen Fremdversorger oder ein eigenes Stadtwerk entscheiden. Zum Überblick vgl. Zängl (1989) und Matthes (2000b).

¹⁰ Zu Details vgl. Kehrberg (1997).

nehmen in andere Branchen (Abfallwirtschaft, Telekommunikation), bei der sich die Versorger mit ihren garantierten Gewinnen aus dem Energiegeschäft besondere Vorteile sichern konnten.

Gleichzeitig erleichterte die Monopolstruktur eine ganze Reihe durchaus vorbildhafter Maßnahmen, wie z.B. die international beispiellosen – mit der durchgängigen Einführung von Rauchgasreinigungsanlagen in Neu- und Altkraftwerken erzielten – Senkungen der klassischen Schadstoffemissionen im Kraftwerkssektor, die ohne die gewinngarantierenden Rahmenbedingungen der Monopolwirtschaft wohl nur schwer durchsetzbar gewesen wären.

Schließlich existierten – beginnend in den 80er Jahren – Bemühungen, um eine Regulierung der staatlichen Aufsicht über die Monopolunternehmen, mit denen vor allem die Stromversorgungsunternehmen zur Erschließung von Energiesparpotentialen gezwungen werden sollten. Trotz punktuell eindrucksvoller Erfolge vor allem in den USA (und ansatzweise auch in Deutschland) erreichten jedoch diese Bemühungen bis Ende der 90er Jahre keinen signifikanten Umfang.¹¹

Nachdem Reformversuche zur Einführung wettbewerblicher Strukturen in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft seit Kriegsende mehrfach vor allem am Widerstand der sich auf die "Besonderheitenlehre"¹² stützenden Energieversorgungsunternehmen gescheitert waren, kamen erst 1998 für die Stromwirtschaft und ab 2000 für die Gaswirtschaft grundlegende Änderungen des Ordnungsrahmens zustande. Die Einführung von Wettbewerb in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft ist dabei vor allem auf den wachsenden Druck der europäischen Ebene zurückzuführen, der im Verlaufe schwieriger Verhandlungsprozesse Positionsänderungen wichtiger Akteure auch in Deutschland bewirkte und 1996 die Verabschiedung der Richtlinie zur Schaffung eines Binnenmarktes für Elektrizität und 1998 einer entsprechenden Richtlinie für Gas ermöglichte.¹³ Auf der Grundlage dieser Richtlinien waren die EU-Mitgliedsstaaten gezwungen, die Märkte für Strom und Gas (zumindest teilweise) zu öffnen und wettbewerbliche Strukturen einzuführen.¹⁴

In Deutschland wurde die Marktöffnung 1998 für Elektrizität und 2000 für Erdgas vollzogen. Im Kern besteht diese in der Abschaffung der kartellrechtlichen Ausnahmen für die entsprechenden Gebietsmonopole und der Berechtigung für alle Anbieter, die Übertragungs- und Verteilungsnetze zu benutzen. Im Unterschied zu vielen anderen Mit-

¹¹ Vgl. hierzu Leprich (1994), Öko-Institut/WI (1995) sowie Jurewitz (2000).

¹² Dieser Ansatz beruhte vor allem auf drei Argumentationssträngen: Erstens seien die Monopole angesichts der hohen Kapitalintensität und einer Verstetigung des Strombedarfs über eine Durchmischung der Versorgungsgebiete *volkswirtschaftlich vorteilhaft*. Zweitens sei die *Versorgungssicherheit* wegen der fehlenden Speicherbarkeit von Strom nur durch Monopole zu gewährleisten. Drittens sei die Energiewirtschaft mit der *Umsetzung politischer Ziele* (Anschluss- und Versorgungspflicht, Kohleabnahme, Umweltschutz etc.) beauftragt. Zur kompakten Darstellung vgl. VDEW (1989).

¹³ Richtlinie 96/92/EG vom 19.12.1996 bzw. Richtlinie 98/30/EG vom 21.7.1998.

¹⁴ Zum Gesamtprozess vgl. beispielsweise Eising (2000).

gliedsstaaten der EU weist die Energiemarktliberalisierung in Deutschland jedoch einige Besonderheiten auf:

- Die Märkte wurden *sofort* und *vollständig* geöffnet.
- Die Rahmenbedingungen für die Nutzung fremder Netze werden *nicht gesetzlich geregelt*, sondern erfolgen auf der Grundlage privatrechtlicher Vereinbarungen zwischen den Verbänden der Wirtschaft (Verbändevereinbarungen); auf die Schaffung einer besonderen Regulierungsbehörde (wie z.B. im Bereich der Telekommunikation) wurde verzichtet.
- Regelungen für die Übergangsphase wurden zunächst *nicht* vorgesehen, die einzige schwerwiegende Ausnahme bildet hierbei die Einschränkung des Wettbewerbs im Bereich der ostdeutschen Braunkohleverstromung.

Erfahrungen zu den Folgen der Liberalisierung liegen bisher nur bezüglich des Strombereichs vor, wobei sich einige klare Trends herausstellen.

Ein *umfassender Preiswettbewerb* hat sich äußerst schnell entwickelt und erstreckt sich – anders als zunächst erwartet – bereits zwei Jahre nach Marktöffnung auf *alle* Kundengruppen. So haben sich nicht nur für Großverbraucher, sondern bis hin zu den Haushaltskunden die Preise teilweise drastisch verringert. Für Sondervertragskunden haben sich die Strompreise in den alten Bundesländern um 30 % und in den neuen Bundesländern um ca. 20 % verringert, wobei in Einzelfällen noch deutlich höhere Preissenkungen bekannt geworden sind. Für Haushaltskunden betragen die Preissenkungen – bereinigt um die zwischenzeitlich eingeführte Stromsteuer – durchschnittlich etwa 20 %.¹⁵ Die Wettbewerbssituation zeigt bisher alle Merkmale eines Verdrängungswettbewerbs, bei dem der Zugewinn an Marktanteilen an erster Stelle steht. Entsprechend haben die meisten Stromversorgungsunternehmen trotz vergleichsweise radikaler Kostensenkungsprogramme bei ihren Betriebsergebnissen starke Einbrüche hinnehmen müssen. Verschärft wird der Verdrängungswettbewerb vor allem durch die massiven Überkapazitäten im deutschen und europäischen Strommarkt und die freie Verfügbarkeit der kernkraftwerksbetreibenden Unternehmen über die Rückstellungsfonds, die sich auf ein Gesamtvolumen von ca. 70 Mrd. DM belaufen.¹⁶ Die bisher zu beobachtenden Kraftwerkschließungen betreffen vor allem kleinere Unternehmen (Stadtwerke, industrielle Eigenzeuger) und hier vor allem Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Die *Unternehmensstrukturen und -ausrichtungen* befinden sich in einem starken Veränderungsprozess. Eine ganze Reihe von Unternehmenszusammenschlüssen sind vollzogen und angekündigt, wobei sich diese auf alle Ebenen der Stromwirtschaft beziehen. Neben den vielbeachteten Fusionen von VEBA und VIAG sowie RWE und VEW erfolgten und erfolgen Zusammenschlüsse auch auf der Ebene der Regionalversorger und Stadtwerke. Die in der Vergangenheit vollzogene Diversifizierung der Stromversorger in andere Sparten wird weitgehend rückgängig gemacht; die entsprechenden Unternehmensteile

¹⁵ Vgl. hierzu Erber/Horn (2000).

¹⁶ Vgl. zu diesem Themenkomplex Öko-Institut (1998a).

(z.B. im Bereich der Telekommunikation) werden ausgegliedert und verkauft. Insgesamt ist der Neuausrichtungsprozess in der Strombranche durch eine Konzentration auf das Energiegeschäft sowie die Erringung einer stärkeren Marktmacht gekennzeichnet. Neben die etablierten Stromversorger sind im Prozess der Liberalisierung jedoch auch eine ganze Reihe neuer Marktteilnehmer getreten. Das Spektrum dieser neuen Akteure reicht von reinen Stromhändlern bis zu ökologischen Stromanbietern. Die Eintrittshürden sind jedoch bisher hoch geblieben, die in höchstem Maße ungleichen Ausgangsbedingungen führen weiterhin zu erheblichen Verzerrungen.

Das Marktrisiko hat das *Entscheidungskalkül* der Energieversorgungsunternehmen deutlich verändert. Während das betriebsnotwendige Kapital in der Monopolzeit mit ca. 6 % verzinst wurde, liegen die z.B. von der RWE AG veröffentlichten Verzinsungsanforderungen für das eingesetzte Kapital im Energiebereich bei nunmehr 16 %!¹⁷ Damit sinkt der Anreiz für kapitalintensive Investitionen – wie z.B. Kohle- oder Kernkraftwerke – erheblich; bevorzugt werden unter solchen Rahmenbedingungen vor allem Investitionen mit niedrigen Kapital- und dafür höheren Betriebskosten. Investitionen im Kraftwerksbereich werden damit – sofern sie überhaupt erfolgen – vor allem in Richtung effizienter Gaskraftwerke gelenkt.¹⁸

Vor allem im Bereich der Haushaltskunden hat sich eine *Produktdifferenzierung* vollzogen. Strom wird dabei nicht als homogenes Gut vermarktet, sondern es wird versucht, entsprechende Kundengruppen über Zusatzmerkmale anzusprechen. Insgesamt haben sich vor allem drei Produktgruppen herausgebildet. Eine erste Gruppe bilden *Billigstromangebote* für ausschließlich auf den Preis orientierte Kunden. Zweitens gehört dazu *Regionalstrom*, der vor allem mit der Erhaltung von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung in der jeweiligen Region beworben wird. Als dritte Produktgruppe haben sich nahezu bei allen Anbietern *Grünstromprodukte* etabliert, die sich an der ökologischen Qualität der angebotenen Elektrizität (erneuerbare Energiequellen, Kraft-Wärme-Kopplung) ausrichten.

Neben der Marktöffnung bei den leitungsgebundenen Energien ist besonders die *Steinkohlenwirtschaft* von Liberalisierungstendenzen betroffen. Insbesondere die restriktive Beihilfepolitik der Europäischen Union erzwingt einen zunehmenden Abbau der Subventionen für die Steinkohleförderung in Deutschland.

Nachdem im sogenannten Kohlekompromiss vom 13. März 1997 eine Senkung der Steinkohlensubventionen von ca. 9 Mrd. DM auf unter 6 Mrd. DM bis zum Jahr 2005 vereinbart wurde, ist bis zu diesem Zeitpunkt ein Abbau der deutschen Kohleförderung auf ein Niveau von jährlich 25 Mio. t zu erwarten. Vor allem mit der Neuaushandlung des zum 23. Juli 2002 auslaufenden EGKS-Vertrags und dem damit zu schaffenden neuen Kohle-Beihilferecht der EU sowie den entsprechend auszugestaltenden nationalen Anschlussregelungen für den Zeitraum ab 2005 stehen entscheidende Weichenstellungen für die Weiterführung bzw. das Niveau der deutschen Steinkohleförderung an, die bis heute weitgehend offen sind. Sicher scheint bisher allein, dass die Steinkohleförderung in

¹⁷ RWE Agenda 1999/1, S. 12.

¹⁸ Zur vergleichenden Analyse siehe z.B. Öko-Institut (1998b).

Deutschland auch zukünftig weiter sinken wird, erste Schätzungen beziffern das Förderniveau in Deutschland für das Jahr 2020 auf nur noch 10 Mio. t.

Mit der wohl unwiderruflichen Einführung wettbewerblicher Strukturen für alle Zweige der Energiewirtschaft und den daraus resultierenden Konsequenzen ergibt sich die Notwendigkeit völlig neuer Überlegungen zu den Ansatzpunkten, den Instrumentarien, aber auch den Restriktionen energiepolitischen Agierens. Mit dem Abschied von der "Besonderheitenlehre" für die leitungsgebundene Energiewirtschaft¹⁹, die das Monopolsystem begründete, verstärkt sich der Trend, Energiewirtschaft als einen "normalen" Wirtschaftszweig zu betrachten. Damit wird eine weitgehende Neudefinition zumindest von Teilen der Energiepolitik unausweichlich.

2.2 Ziele für die energiewirtschaftliche Entwicklung

Den Rahmen für Energiewirtschaft und Energiepolitik bildet traditionell ein Zielkanon, der aus drei verschiedenen Säulen besteht: Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und Umweltverträglichkeit.

Insbesondere vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen und den daraus resultierenden – teilweise – *neuen* Rahmenbedingungen stellt sich die Notwendigkeit, diese drei Ziele neu zu diskutieren und für die zukünftigen Erfordernisse auszurichten.

2.2.1 Versorgungssicherheit

Das Ziel Versorgungssicherheit bezieht sich in der energiewirtschaftlichen Diskussion auf zwei verschiedene Dimensionen:

- Versorgungssicherheit im Sinne der technisch-organisatorischen Zuverlässigkeit des infrastrukturellen Systems der Energieversorgung sowie
- Versorgungssicherheit im Sinne einer geringen Störanfälligkeit des Energieversorgungssystems in Bezug auf Energieträgerimporte.

Angesichts der gut ausgebauten Infrastrukturen für Energietransport und -verteilung in Deutschland, die im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger auch durch in der Monopolzeit entstandene Überkapazitäten geprägt sind, ist auf absehbare Zeit mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im infrastrukturellen Sinne kaum zu rechnen. Eine potentielle Gefährdung könnte sich mittel- und langfristig allenfalls dann ergeben, wenn im Zuge eines anhaltend hohen Wettbewerbsdrucks im Bereich der Netze Erneuerungsinvestitionen unterbleiben oder zu lange hinausgeschoben werden sollten. Zum heutigen Zeitpunkt ist eine solche Befürchtung jedoch höchst spekulativer Natur.

Im Vergleich dazu wesentlich bedeutsamer sind potentielle Störungen der Energielieferungen durch politische oder anderweitige Interventionen außerhalb der eigenen Landesgrenzen. Vordergründig ist hier eine Zunahme der entsprechenden Gefährdungen zu ver-

¹⁹ Kompakt zusammengefasst in VDEW (1989).

zeichnen, ist doch der Anteil importierter Energieträger am gesamten deutschen Primärenergieverbrauch in den letzten Jahren durchgängig angestiegen. Grundsätzlich können zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in diesem Bereich drei Strategien verfolgt werden.

Erstens können kurzfristige Lieferschwierigkeiten oder -ausfälle durch eine entsprechende *Bevorratungspolitik* abgesichert werden. Diesbezügliche Maßnahmen sind in Deutschland – teilweise im Rahmen internationaler Vereinbarungen – ergriffen worden, so dass in dieser Hinsicht zukünftig keine wesentlichen Probleme zu erwarten sind.

Zweitens können die Energieträgerbezüge *diversifiziert* werden, wobei deutlich zwischen den Gefährdungspotentialen verschiedener Herkunftsregionen unterschieden werden muss. So können in Bezug auf Energieträgerimporte aus heutigen oder künftigen EU-Mitgliedsländern bzw. anderen OECD-Staaten kaum als problematisch angesehen werden. Anders gestaltet sich die Situation hinsichtlich der umfangreichen Gaslieferungen aus Russland, wobei angesichts der trotz aller Probleme engen politischen und wirtschaftlichen Verflechtung zwischen Russland und Westeuropa und vor dem Hintergrund der bisher gemachten Erfahrungen eine Gefährdung der Versorgungssicherheit überaus hypothetischen Charakter trägt. Problematisch erscheint allenfalls eine zukünftige Re-Konzentration der Ölförderung im Nahen Osten.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass das Risikopotential durch Importabhängigkeiten bei näherer Analyse deutlich geringer ist, als dies eine aggregierte Betrachtung zunächst erwarten lässt. Angesichts der herausragenden wirtschaftlichen Bedeutung der Energieträgerexporte für die Lieferländer, den zunehmenden internationalen Vernetzungen in allen wirtschaftlichen und politischen Bereichen, aber auch der Erfahrungen in den erheblich konfliktbeladenen politischen Konstellationen der Vergangenheit (kalter Krieg etc.) muss ernsthaft bezweifelt werden, ob im Bereich der Energieversorgung eine Gefährdung durch die Importabhängigkeit besteht, die deutlich höher ist als in anderen Bereichen der Wirtschaft (elektronische Bauelemente, andere Rohstoffe und Produkte). Schließlich stellt sich die Frage, inwieweit Vorgaben hinsichtlich einer Diversifizierung der Energieträgerbezüge unter den Rahmenbedingungen einer durchgängig liberalisierten Energiewirtschaft und eines zunehmend durch Freihandelsprinzipien abgesicherten internationalen Handels (EU, WTO etc.) überhaupt noch instrumentierbar wären. Allenfalls kann darauf gebaut werden, dass Diversifizierungsgesichtspunkte in der Unternehmenspolitik der Energieversorger auch unter den Bedingungen eines verschärften Wettbewerbs weiterhin eine gewisse Rolle spielen werden.

Drittens können Importrisiken für die Energiewirtschaft durch eine verstärkte Nutzung *einheimischer* Energieressourcen eingedämmt werden. Traditionell wird darunter vor allem die Nutzung einheimischer Brennstoffe – in Deutschland vor allem der Kohle – verstanden, nachdem die Vorkommen anderer fossiler Brennstoffe (v.a. Erdgas) zwar heute eine keineswegs vernachlässigbare, zukünftig jedoch eine abnehmende Rolle spielen werden. In einem umfassenderen Sinne und unter Berücksichtigung der umweltpolitischen Ziele muss diese eingeschränkte Perspektive vor allem auf die Ressourcen *Ener-*

gieeinsparung und erneuerbare Energiequellen erweitert werden.²⁰ Eine weitere Facette bilden schließlich andere *einheimisch gebundene* Energiequellen, wie zum Beispiel die an örtliche Wärmepotentiale gebundene Kraft-Wärme-Kopplung.

Das Ziel Versorgungssicherheit wird unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zukünftig wohl eine deutlich geringere Rolle als in der Vergangenheit spielen bzw. durch neue Ansätze erweitert werden müssen.

2.2.2 Preiswürdigkeit

Die Forderungen nach niedrigen Energiepreisen bildet ein durchgängiges Element der energiepolitischen Debatte. Der hohe Stellenwert von Energiepreisen in dieser Diskussion spiegelt sich jedoch – abgesehen allenfalls vom Bereich der sehr energieintensiven Industrien – weder in den Anteilen der Energiekosten an den Gesamtkosten der Wirtschaft noch in der langfristigen Entwicklung der Energiekosten im Vergleich zu anderen Indikatoren (Kaufkraft, Wirtschaftsentwicklung etc.) wider.²¹

Gleichzeitig zeigt vor allem die Entwicklung nach den Energiepreiskrisen der 70er Jahre, welche hohe Bedeutung Kostenentwicklungen für die Bemühungen zur Energieeinsparung haben können. Für die zukünftige Bedeutung der Energiepreise sind diesbezüglich vor allem zwei Trends zu unterscheiden.

1. Für diejenigen Bereiche der Wirtschaft, die durch einen hohen Globalisierungsgrad der Produktion gekennzeichnet sind, werden technologische Standards im unmittelbaren Produktionsbereich, d.h. auch die entsprechenden Energieverbrauchsstandards, zunehmend weniger durch nationale Energiepreisniveaus geprägt. Bei solcher Art gegebenen technologischen Standards können hohe *Energiepreise* eines Landes durchaus ein entscheidender Standortfaktor werden.
2. Für alle anderen Wirtschaftsbereiche sowie den Energiekonsum im privaten Bereich sind letztlich nicht die Energiepreise entscheidend, sondern die *Kosten der Energiedienstleistung*. Hier können hohe Energiepreisniveaus, ergänzt durch eine entsprechende Energiespar-Infrastruktur, erhebliche Innovationswirkungen entfalten, ohne dass sich eine Verschärfung der Kostensituation ergibt.

Mit der Liberalisierung der gesamten Energiewirtschaft sind Mechanismen geschaffen worden, die einen nachhaltigen Druck auf die Energiepreise erzeugen. Von daher bildet die Preiswürdigkeit heute das wesentliche Element des energiepolitischen Zielkatalogs. Bei einer z.B. aus ökologischen Gründen notwendig werdenden Neuausrichtung wird sich dieses Ziel jedoch zukünftig weniger an den Energiepreisen, sondern an den Kosten der Energiedienstleistung ausrichten müssen, wobei die unterschiedlichen Freiheitsgrade

²⁰ Hinsichtlich der langfristigen Entwicklung muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass zukünftig auch bei erneuerbaren Energiequellen Importe eine erhebliche Rolle spielen können (solare Wasserstoffwirtschaft, Solarstrom- und Wasserkraftstromimporte etc.).

²¹ Vgl. dazu beispielsweise DIW (1997).

v.a. der Wirtschaft, auf höhere Energiepreinsniveaus mit einer Verringerung des Energieverbrauchs zu reagieren, durchaus berücksichtigt werden müssen.

2.2.3 Umweltverträglichkeit

Aus den drei grundlegenden Problemfeldern klassische Luftschadstoffe, Treibhausgase und Kernkraftrisiken müssen für die energiewirtschaftliche Entwicklung Ziele abgeleitet werden. Den Maßstab bildet dabei vor allem die Orientierung an Nachhaltigkeitszielen.

Hinsichtlich der *klassischen Schadstoffemissionen* ergibt sich aus Analysen zur Bodenversauerung, dass die Emissionen für SO₂ und NO_x kurz- bis mittelfristig auf ein Niveau abgesenkt werden müssten, das um mehr als 90 bzw. mehr als 80 Prozent unter den Ausgangswerten von 1990 liegt.²² Die Emissionen beider Schadstoffe haben sich in den letzten beiden Jahrzehnten in Deutschland erheblich vermindert. Seit 1990 sind die Emissionen von SO₂ von 1990 bis 1997 um über 70 % auf ca. 1,5 Mio. t und die von NO_x um fast ein Drittel auf 1,9 Mio. t gesunken.²³ Vor allem bei NO_x, aber auch bei SO₂ sind damit noch erhebliche Anstrengungen zur weiteren Emissionsminderung notwendig. Die Schwerpunkte sind dabei unterschiedlich: Während bei Schwefeldioxid der Stromwirtschaft mit einem Anteil von über 60 % die Rolle des größten Verursacherbereichs zukommt, spielt bei den Stickoxiden der Straßenverkehr mit einem Anteil von knapp 50 % eine herausragende Rolle. Auch zukünftig ist in beiden Bereichen mit deutlichen Emissionsminderungen zu rechnen, die sich zum Teil aus Strukturveränderungen (Entwicklung der Energienachfrage, Energieträgerstrukturen), vor allem aber aus verbesserten Filtertechnologien ergeben werden. Eine solche Strategie wird sich damit weniger auf energiepolitische als auf umweltpolitische Weichenstellungen im engeren Sinne ausrichten müssen.

Für die zukünftige Entwicklung der *Treibhausgasemissionen* steht vor allem das Ziel einer Begrenzung der Klimaerwärmung auf ein noch tolerables Maß im Vordergrund. Weiterhin muss der Situation Rechnung getragen werden, dass die überwiegende Menge der Emissionen heute von den Industriestaaten verursacht wird und vor allem den Entwicklungsländern ein an Bevölkerungs- und nachholendem Wirtschaftswachstum orientierter Korridor für Emissionssteigerungen zugestanden werden muss. Die entsprechenden Modellrechnungen zeigen, dass unter diesen Rahmenbedingungen die Treibhausgasemissionen der Industriestaaten bis zum Jahr 2050 um bis zu 80 % unter das Niveau von 1990 zurückgeführt werden müssen, wenn den Entwicklungsländern bis zu diesem Zeitpunkt noch etwa eine Verdoppelung der Emissionen zugestanden werden soll. In Bezug auf die jeweilige Bevölkerung bedeutet dies, dass die spezifischen Emissionen der Indust-

²² Vgl. dazu Matthes u.a. (1998).

²³ Datenangaben nach UBA (1999). Detaillierte Emissionsinventare für die klassischen Luftschadstoffe liegen bisher nur bis 1997 vor. Die nachfolgend referierten Emissionsdaten beinhalten jeweils auch die Emissionen aus den in Deutschland vertankten Treibstoffmengen für den internationalen Luftverkehr.

rieländer insgesamt noch etwa um den Faktor zwei über dem der Entwicklungsländer liegen würden.²⁴

Aus diesen übergeordneten Zielen hat die Bundesregierung auf der Grundlage von Vorarbeiten der beiden Klima-Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages²⁵ bezüglich der CO₂-Emissionen ein Minderungsziel von 25 % für den Zeitraum 1990 bis 2005 formuliert und mehrfach bestätigt.

Im internationalen Bereich kommt vor allem den Minderungsverpflichtungen aus dem Kioto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention eine besondere Bedeutung zu.²⁶ Die Teilnehmerstaaten dieses Protokolls sagen hier bis zur ersten Verpflichtungsperiode (2008/12) Emissionsminderungen oder -begrenzungen zu. Im Rahmen der internen Verteilung der von der EU insgesamt eingegangenen Verpflichtung von 8 % ergibt sich für Deutschland eine völkerrechtlich verbindliche Verpflichtung zur Emissionsminderung von 21 % bis zur Periode 2008-2012 (Basisjahr 1990), die die Treibhausgase CO₂, CH₄, N₂O, FKW, H-FKW und SF₆ umfasst.²⁷ Nachdem im Kioto-Protokoll auch die Möglichkeit geschaffen wurde, Emissionsminderungen über die sogenannten Flexiblen Mechanismen auch außerhalb der jeweiligen Landesgrenzen zu erbringen, Deutschland sich im Verhandlungsprozess jedoch für eine starke Nutzungsbegrenzung dieser Mechanismen eingesetzt hat, ergibt sich hinsichtlich des nationalen Minderungsziels eine implizite Rahmensetzung. Bei einem Gesamtminderungsziel von 21 % müssten nach dem im Rahmen der deutschen EU-Präsidentschaft eingebrachten Modell mindestens 16,5 % im eigenen Lande erfüllt werden.²⁸

Für Emissionsminderungen über den Zeitraum 2008-2012 hinaus existieren derzeit keine verbindlich formulierten Ziele. In der wissenschaftlichen und politischen Diskussion werden derzeit jedoch Zielvorgaben von 30 bis 40 Prozent für den Zeitraum 1990 bis 2020 diskutiert (DIW/STE/ISI/Öko-Institut 1999).

Von 1990-1997 sanken die gesamten Treibhausgasemissionen um ca. 13,5 % auf 1.046 Mio. t CO₂-Äquivalent. Für CO₂ liegen die Daten bereits bis 1999 vor, hier ergibt sich im Vergleich zu 1990 eine Minderung von etwa 15 %.²⁹

²⁴ Zu diesen Szenarienüberlegungen vgl. Nakicenovic u.a. (1998b), IPCC (2000) sowie Riahi/Roehrl (2000).

²⁵ Enquete-Kommission Klima (1990+1995).

²⁶ Zu den Details und Problemen des Kioto-Protokolls vgl. Oberthür/Ott (1999).

²⁷ Das Basisjahr ist für die EU und Deutschland 1990. Völkerrechtlich verbindlich wird das Ziel jedoch erst im Fall des Inkrafttretens des Kioto-Protokolls nach Ratifizierung durch eine ausreichende Zahl von Staaten.

²⁸ Emissionsminderungen jenseits der Landesgrenzen sollen auf maximal 5 % des Durchschnitts aus Basisjahremissionen und dem mittleren Verpflichtungsziel für die Jahre 2008 bis 2012 oder aber 50 % der Differenz zwischen dem höchsten Emissionsniveau zwischen 1994 und 2002 und dem mittleren Verpflichtungsziel beschränkt werden (EU-Council 1999). Für Deutschland ergibt sich auf der Grundlage dieses Modells ein Höchstwert von etwa 4,5 % der Emissionen des Ausgangsjahres.

²⁹ Die Datenauswertung erfolgt auf der Grundlage von UBA (2000) und Ziesing (2000).

Unter den vom Kioto-Protokoll erfassten Treibhausgasen kommt in Deutschland vor allem CO₂ eine herausgehobene Rolle zu, repräsentiert es doch über 85 % des gesamten Treibhauspotentials.³⁰ Die CO₂-Emissionen stammen dabei ganz überwiegend (mehr als 95 %) aus der Verbrennung fossiler Energierohstoffe, nur ein äußerst geringer Teil entsteht aus industriellen Nicht-Verbrennungsprozessen (Zementherstellung etc.).³¹ Da eine maßgebliche Minderung der CO₂-Emissionen nach allgemeiner Auffassung nur über die Veränderung des Einsatzes fossiler Energieträger, d.h. durch eine Verminderung des Energieverbrauchs und den Übergang zu emissionsarmen (v.a. Erdgas) bzw. emissionsfreien Energieträgern (v.a. erneuerbare Energien) erreichbar ist, muss das umweltpolitische Ziel Klimaschutz vor allem über *energiepolitische* Strategien und Instrumente verfolgt werden.

Das Risiko der *Kernenergienutzung* in seinen verschiedenen Dimensionen kann nur durch einen *Ausstieg* aus dieser Technologie abgebaut werden. Mit der Vereinbarung zwischen Bundesregierung und den größten Kernkraftwerksbetreibern vom 14. Juni 2000 ist ein Rahmen für das Auslaufen der bestehenden deutschen Kernkraftwerke abgesteckt worden, der gleichzeitig mit dem Verbot der Errichtung neuer Kernkraftwerke in einer Novelle des Atomgesetzes rechtlich verbindlich gemacht werden soll. In welchem Maß das damit festgelegte vorzeitige Auslaufen der existierenden Kernkraftwerke die Risiken der Kernkraftnutzung adäquat reflektiert, kann und soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden. Das Verhältnis von Chancen und Risiken der vorgenommenen politischen Abwägungsprozesse ist ausgesprochen schwer objektivierbar und wird sich abschließend wohl ohnehin erst im Rückblick bewerten lassen.

Sofern bei einem erheblich kurzfristigeren Atomausstieg Maßnahmen zur Energiebedarfsdeckung (Investitionen in Ersatzkraftwerke, Nach- oder Umrüstung von KWK-Anlagen) bzw. Emissionsminderung (Energieeinsparung, Energieträgerwechsel) vorgezogen werden, müssen die dabei gegebenenfalls unvermeidlichen Mehremissionen im nachfolgenden Zeitraum mindestens ausgeglichen werden. Im Extremfall eines Atomausstiegs im Jahr 2005³², einem kurzfristigen Ersatz durch den vorgezogenen Bau von (überwiegend) Erdgaskraftwerken sowie der Vorgabe eines Ausgleichs der kumulierten Emissionen bis zum Jahr 2020 ergäbe sich eine Erhöhung der Emissionsminderungsziele nach 2005 um jeweils etwa 3 Prozentpunkte, bei einer längeren Ausgleichsperiode bis zum Jahr 2030 um jeweils knapp 2 Prozentpunkte.

Aus Sicht der Nachhaltigkeitsdiskussion bilden die aus der Klimaschutzproblematik resultierenden Minderungsziele für Treibhausgasemissionen die *stärkste Restriktion* für die

³⁰ Die jeweiligen Anteile an dem mit spezifischen Treibhauspotentialen ermittelten gesamten Treibhausgaspotential betragen Ende der neunziger Jahre etwa 7 % für CH₄, 6 % für N₂O sowie nur 0,3 % für H-FKW, 0,1 % für FKW und 0,5 % für SF₆.

³¹ Die im internationalen Raum üblicherweise ausgeklammerten Emissionen aus für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen werden in dieser Arbeit mit einbezogen, sie bilden jedoch an den gesamten Treibhausgasemissionen nur einen Anteil von etwa 1,3 %.

³² Dies entspricht etwa der Greenpeace-Position, die als Vorgabe für die Untersuchung von Hohmeyer u.a. (2000) dient.

energiewirtschaftliche Entwicklung. Diese Restriktion ist so erheblich, dass selbst die begrenzte Verfügbarkeit von erschöpflichen Brennstoffressourcen in diesem Kontext nur eine untergeordnete Bedeutung zukommt. Systematische Analysen der Verfügbarkeit von Reserven und Ressourcen für fossile Brennstoffe zeigen überaus deutlich, dass selbst die heute bekannten sowie technisch und wirtschaftlich förderbaren fossilen Energierohstoffe unter Klimagesichtspunkten nur noch zum kleineren Teil genutzt (d.h. verbrannt) werden dürfen.³³

2.3 Schlussfolgerungen

Mit der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung hat die Energiewirtschaft ihren besonderen Status in der Gesamtwirtschaft weitgehend verloren. Die Einführung von Wettbewerb lässt unter den traditionellen energiepolitischen Zielen vor allem die Orientierung an möglichst niedrigen Preisen erheblich an Bedeutung gewinnen. Unterstellt man, dass die Rahmensetzungen und Regulierungen für andere Wirtschaftsbereiche (Kartellrecht etc.) prinzipiell auch für eine ausschließlich an niedrigen Energiepreisen ausgerichtete Energieversorgung hinreichend sind, so ergeben sich als Begründung für eine zukünftige Energiepolitik vor allem *umweltpolitische Zielsetzungen*. Insbesondere aus den Herausforderungen der Klimaschutzpolitik resultieren – zumal mit der Rahmenbedingung des Verzichts auf die Kernenergie – Notwendigkeiten für zusätzliche politische Interventionen. Die Liberalisierung der Energiewirtschaft wird dadurch in zunehmendem Maße durch komplementäre politische Maßnahmen ergänzt werden müssen, der Rückzug aus der unmittelbaren energiepolitischen Regulierung erzwingt ein zunehmendes Maß an umweltpolitisch ausgerichteter Intervention.

Andere Aspekte wie Versorgungssicherheit haben zwar ihre Bedeutung nicht völlig verloren, werden aber zukünftig einen deutlich geringeren Stellenwert haben als bisher bzw. unter der Rahmenbedingung liberalisierter Energiemärkte nur noch begrenzt instrumentierbar sein. Hinzuweisen bleibt diesbezüglich auch auf einerseits nicht unerhebliche Schnittmengen zwischen Versorgungssicherheit und Umweltschutz (Energieeinsparung, erneuerbare Energiequellen), andererseits aber auch auf potentielle Konfliktfelder (Einsatz einheimischer Kohle, zunehmende Rolle von Erdgas im Primärenergiemix).

Wichtige Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung der umweltpolitisch orientierten Energiepolitik bilden die Einpassung in die wettbewerblichen Strukturen der Energiewirtschaft sowie die Kompetenzgrenzen zwischen nationaler und europäischer Politik. Eine Vielzahl von Maßnahmen – jedoch bei weitem nicht alle – sind zukünftig nur mit einem koordinierten Vorgehen im Rahmen der EU möglich, wobei vor allem der Produktpolitik (Energiesparstandards etc.) und den äußerst sensiblen Beihilfeinstrumenten eine besondere Rolle zukommt. Gleichzeitig heißt dies aber auch, dass der entsprechen-

³³ Zu einer überblicksartigen Auswertung vorliegender Arbeiten vgl. Matthes (1999).

den Ausgestaltung bzw. Änderung von Rahmenbedingungen auf EU-Ebene eine wachsende Bedeutung zukommen.³⁴

Insbesondere die gewachsene Bedeutung der Verbraucher im Energiesektor stellt eine zentrale Herausforderung für die Ausgestaltung einer neuen Energiepolitik dar. Der Balanceakt wird hier vor allem darin bestehen, echte Verbraucherentscheidungen zu ermöglichen und zu befördern, gleichzeitig den Verweis auf die Verantwortung der Energiekunden nicht als Begründung für den Verzicht auf eine langfristig angelegte und an Umweltzielen ausgerichtete Energiepolitik misszuverstehen.

Neben den vor allem umweltpolitisch motivierten Zielen für eine Neuausrichtung von Energiepolitik werden auch zukünftig eine Reihe von primär nicht umwelt- oder energiepolitischen Zielen eine wichtige Rolle spielen. So wie letztlich energie- und umweltpolitische Maßnahmen auch hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Effekte zu prüfen sind, bilden übergeordnete wirtschaftspolitische Zielsetzungen wie die Schaffung von Wertschöpfung im Lande, die Diversifizierung der technologischen Basis oder die Bewahrung einer vielfältigen und damit innovationsfähigen Akteursstruktur wichtige Kriterien bei der Ausgestaltung einer zukünftig wesentlich enger als bisher verflochtenen Umwelt- und Energiepolitik.

3 Zentrale Strategien einer umweltorientierten Energiepolitik

Die Überlegungen zu den wichtigsten Strategieelementen für eine insbesondere an Klimaschutzzielen ausgerichteten Energiepolitik können auf eine Vielzahl von sowohl übergreifenden als auch sektor- und problemspezifischen Vorarbeiten zurückgreifen.

Eine Auswertung dieser Arbeiten ergibt zunächst, dass sich vor dem Hintergrund der mittel- und langfristigen Ziele kein zentraler Handlungsbereich ergibt, über den *allein* ein Großteil der gesetzten ökologischen Ziele erreicht werden kann. Für die Zielannäherung bedarf es deshalb breit gefächerter und gleichberechtigter Ansätze.

Unter den verschiedenen Handlungsfeldern kristallisieren sich jedoch eindeutig einige Bereiche heraus, die in *besonders hohem Maße* zur Zielerreichung beitragen können. Vor diesem Hintergrund können fünf Strategieelemente identifiziert werden, die Schlüsselbeiträge zu einer zukunftsfähigen Entwicklung des Energiesystems in Deutschland leisten können und müssen.

3.1 Strategieelement 1: Anwendungseffizienz erhöhen

Insbesondere in den letzten 15 Jahren sind im Bereich der Energieeffizienz erhebliche Erfolge erreicht worden, wenn diese auch teilweise durch die gegenläufigen Wachstumsprozesse sowohl in der Wirtschaft als auch im Konsum (Wohnflächenwachstum, Freizeitverkehr etc.) wieder kompensiert wurden.

³⁴ Hierzu hat die Heinrich-Böll-Stiftung das Öko-Institut mit einer weiteren Studie beauftragt, die im Oktober 2000 vorgestellt werden soll.

Analysen von technischen und wirtschaftlichen Potentialen der Energieeffizienz zeigen durchgängig, dass eine weitere und forcierte Verbesserung der Energieeffizienz in allen Bereichen möglich und notwendig ist.³⁵ Hinsichtlich der strategischen Entwicklung von Politik und Maßnahmen ist es – an dieser Stelle zunächst ohne Berücksichtigung des Verkehrs – sinnvoll, die drei verschiedenen Bereiche Gebäudesektor, Stromeinsparung und "heterogene Sparpotentiale" zu unterscheiden.

Eine herausgehobene Rolle bei der Energieeinsparung bildet der *Gebäudesektor*, der vor allem im Bereich der privaten Haushalte, aber auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen den größten Teil des Energieverbrauchs ausmacht. Die strategische Bedeutung dieses Sektors ergibt sich neben dieser Tatsache vor allem aus der Langlebigkeit des Gebäudebestandes. Die Qualität der heute errichteten Gebäude – selbst unter Berücksichtigung zukünftiger Sanierungsmöglichkeiten – wird deren Energieverbrauch für einen Zeitraum von 50 bis 100 Jahren maßgeblich prägen.

So sind heute nur ca. 20 % der Wohnflächen hinsichtlich ihres Wärmeverbrauchs durch die erhöhten Wärmeschutzvorschriften der ab 1984 in Kraft getretenen Wärmeschutzverordnungen (erste Verschärfung 1995, die nächste im Jahr 2000) geprägt, mit denen gegenüber den bis dahin errichteten Gebäuden bereits erhebliche Effizienzerhöhungen erreicht werden konnten:

- die erste Wärmeschutzverordnung von 1984 verringerte den mittleren Heizenergiebedarf gegenüber dem Bestand (220-250 kWh/m²) um etwa 30 %³⁶,
- die zweite Wärmeschutzverordnung von 1995 erzielte demgegenüber nochmals eine Effizienzerhöhung von etwa 30 % auf 100 kWh/m²,
- die angekündigte Energiesparverordnung wird nochmals eine Verminderung des spezifischen Heizenergiebedarfs für Neubauten von etwa 30 % auf weniger als 70 kWh/m² bewirken.

Auch darüber hinaus sind noch weitere Verbesserung der energetischen Qualität zum Passiv-, Nullheizenergie- oder zum energieautarken Haus möglich, die erzielbaren Energieeinsparungen werden aber vor dem Hintergrund der oben gezeigten Entwicklung erstens ständig geringer und müssen zweitens hinsichtlich ihrer Gesamtenergiebilanz (unter Berücksichtigung des für die Baumaterialien etc. benötigten Energieaufwandes) sorgfältig bewertet werden.

Im Hinblick auf Energie- und Klimaschutzziele für den Zeithorizont 2005, 2010 oder 2020 kann eine weitere Verbesserung der energetischen Qualität des Neubaus nur relativ geringe Emissionsminderungen beitragen, da der entsprechende Flächenzuwachs mit ca. 1 % im Jahr vergleichsweise gering ist und die spezifischen Einsparungen im Vergleich

³⁵ Vgl. hierzu insbesondere die in den Arbeiten der beiden Klima-Enquete-Kommissionen des deutschen Bundestags erarbeiteten systematischen Potentialübersichten (Enquete-Kommission Klima 1990+1995) sowie weitere ähnlich ausgerichtete Untersuchungen, zum Beispiel des IKARUS-Projektes des BMBF. Zu Einzelaspekten siehe auch Ostertag u.a. (2000).

³⁶ Die Zahlenbeispiele beziehen sich jeweils auf Einfamilienhäuser. Reihen- oder Mehrfamilienhäuser haben einen teilweise erheblich geringeren Heizenergieverbrauch.

zu den heute existierenden Standards begrenzt bleiben. Völlig anders stellt sich die Situation jedoch dar, wenn Zielhorizonte bis zum Jahr 2050 oder darüber hinaus betrachtet werden. Aufgrund dieser Langzeitwirkung sind die aktuellen, aber auch noch weitere Vorgaben zur Erhöhungen der energetischen Qualität von Neubauten dringend erforderlich. Schließlich ist im Neubaubereich auf weitreichende strukturelle Effekte hinzuweisen. Eine Fortsetzung des bisher ungebrochenen Trends zum Ein- und Zweifamilienhaus birgt auch – neben allen Problemen der Zersiedelung – die besondere Gefahr von Kompensationseffekten.³⁷ Wohnungen in solchen Gebäuden sind in aller Regel besonders groß und tragen so erheblich zur Flächenausweitung und damit zusätzlichem Energiebedarf bei, der einen Teil der Effizienzgewinne kompensiert.

Der vor 1984 errichtete *Gebäudebestand* erfasst ca. 80 % aller Wohnflächen, repräsentiert aber gleichzeitig etwa 95 % des gesamten Heizenergieverbrauchs. Der Sanierungsprozess in diesem Bestand ist erstens langwierig und erreicht zweitens in aller Regel nicht die optimal erzielbaren Energieeinsparungen. Ohne weitere politische Maßnahmen werden jährlich etwa 1 bis 1,2 % des Gebäudebestandes von Energiesparmaßnahmen erreicht, die jedoch in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle zu weniger als 50 % der technisch und wirtschaftlich erzielbaren Energieeinsparungen führen. Ohne eine deutliche Erhöhung derjenigen Sanierungen, bei denen nicht nur Erhaltungs- und Verschönerungsmaßnahmen, sondern gleichzeitig auch möglichst weitgehende Verbesserungen des energetischen Standards der Gebäude (Dämmung von Fassaden, Dach und Kellerdecke, Wärmeschutzfenster etc.) vorgenommen werden, können erhebliche Emissionsminderungspotentiale für die Dauer der Sanierungszyklen (30 bis 40 Jahre) nicht mehr kostengünstig erschlossen werden.

Neben der direkten Energieeinsparung durch bessere energetische Standards der Gebäude selbst sowie der Heizungsanlagen kann über den Wechsel zu effizienteren und umweltfreundlicheren Energieträgern (Erdgas, Fern- oder Nahwärme, Regenerative) ein erhebliches Emissionsminderungspotential erschlossen werden. Vor allem für die kurz- und mittelfristigen Minderungsziele kann diese Strategie eine wichtige Rolle spielen, sind doch die Erneuerungszyklen von Heizungsanlagen mit 15 bis 20 Jahren deutlich kürzer als für die Gebäudehülle. Gleichzeitig heißt dies aber, dass die erschließbaren Potentiale im Zeitverlauf deutlich geringer werden.

Während die Verbesserung des energetischen Standards im Neubaubereich nur zu moderaten – und im Vergleich zu anderen komforterhöhenden Maßnahmen tolerablen – Kostensteigerungen führt³⁸, steht vor allem die Finanzierung von durchgreifenden Energiesparmaßnahmen im Gebäudebestand vor erheblich größeren Problemen: Im Mietwohnungsbau besteht das Nutzer-Investor-Dilemma (der Investor trägt die Kosten und kann die beim Mieter entstehenden Einsparungen nur teilweise zurückerlangen), bei selbstgenutztem Wohneigentum treten eine ganze Reihe anders gearteter Hemmnisse auf. Zudem

³⁷ In der umwelt- und energiepolitischen Diskussion werden diese Effekte auch als *Rebound*-Effekte bezeichnet.

³⁸ Im Vergleich zur Energiesparverordnung von 2000 kann eine nochmalige Halbierung des spezifischen Energieverbrauchs mit baulichen Mehrkosten von ca. 5 % erzielt werden.

entstehen durch die sehr heterogenen technischen Parameter des Wohnungsbestandes, aber auch hinsichtlich der Eigentümer- und Akteursstrukturen erhebliche *Transaktionskosten*, die abgebaut werden müssen.

Die Potentiale, Probleme und strategischen Ansatzpunkte für den Bereich der Wohngebäude gelten schließlich in hohem Maße auch für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie (in abgeschwächtem Umfang, vor allem hinsichtlich der Langlebigkeit von Gebäuden) auch für die Industrie.

Neben dem Gebäudesektor bildet die *Stromeinsparung* ein zweites großes und strategisch wohl wichtigstes Handlungsfeld der Energieeinsparung. Erstens ergibt sich diese Situation durch den hohen Primärenergieaufwand sowie die hohe CO₂-Intensität bei der Stromerzeugung, die sich in der herausgehobenen Stellung des Stromerzeugungssektors bezüglich der Gesamtemissionen festmachen lässt. Zweitens wird sich die emissionsseitige Situation im Stromerzeugungssektor vor dem Hintergrund des Auslaufens der Atomenergie verschärfen, wenn diese Stromerzeugungskapazitäten ausschließlich durch fossile Kraftwerke ersetzt werden. Drittens hat sich der steigende Trend beim Stromverbrauch in den letzten Jahren zwar abgeschwächt, ist aber bisher ungebrochen.

Die Stromanwendungen bilden einen ausgesprochen heterogenen Bereich, in dem eine Vielzahl von Anwendungen und eine Vielzahl von Geräten vorzufinden sind. Zudem lässt sich in den letzten Jahren ein neuer Trend identifizieren. Während die Großgeräte (Waschmaschinen, Kühl- und Gefrieraggregate, Trockner) erhebliche Effizienzgewinne erzielt haben, hat die Zahl der Kleinanwendungen, darunter auch eine Vielzahl von "verborgenen" Anwendungen (Standbyschaltungen, Pumpenantriebe, Telekommunikations- und Informationsgeräte), in erheblichem Maße zugenommen und die Einsparungen kompensiert. Darüber hinaus haben insbesondere in der Industrie eine ganze Reihe Stromanwendungen andere Technologien abgelöst.³⁹

Die Vielfalt der Anwendungen, gleichzeitig aber auch die hohe Typisierbarkeit einer ganzen Reihe von Geräten bilden den Rahmen und die strategischen Ansatzpunkte für zusätzliche Stromeinsparungen. Entsprechende Maßnahmen setzten traditionell im Bereich der Kunden an und versuchen vor allem über verbesserte Transparenz (Beratung, Prädikatisierung und Kennzeichnung) aber auch Anreize (z.B. Prämien) die Marktdurchdringung effizienter Geräte zu verbessern. Zukünftig wird sich die Frage stellen, ob diese Ansatzpunkte angesichts der hohen Systemintegration vieler Geräte (z.B. sind elektrische Motoren oder elektronische Elemente oft integrale und letztlich nicht separierbare Systembestandteile) in Richtung der Hersteller verschoben werden müssen.

Neben der Stromeinsparung durch sparsamere Geräte und Anwendungen verbleibt ein nicht unerhebliches Potential für die *Substitution* von Stromanwendungen, vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung. Einen wichtigen Bereich nehmen hier die Stromheizungen ein, deren Anteil am gesamten Stromverbrauch 1997 immerhin fast 5 % ausmachte.

³⁹ Als markantestes Beispiel ist hier wohl die Elektrostahlproduktion zu nennen.

Es verbleibt, insbesondere in der Industrie sowie im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ein erhebliches, aber oft sehr *heterogenes Potential für Energieeinsparungen*. Hier werden – wie in den beiden anderen genannten Schwerpunktbereichen auch – wirtschaftliche Rahmenbedingungen (Preise, Steuern), aber auch Kostensenkungen bei den Einspartechnologien sowie die Überwindung von Transaktionshemmnissen eine herausragende Rolle spielen, wobei die Ansatzpunkte bei kleinen und mittleren Unternehmen einerseits und der Industrie andererseits teilweise deutlich unterschiedlich sind. Insbesondere in den wertschöpfenden Bereichen kommt in diesem Zusammenhang Produktinnovationen eine wachsende Bedeutung zu, bei denen Energieeinsparungen nur *eine unter mehreren* verbesserten Gebrauchseigenschaften (Lebensdauer, Bedienungs- und Wartungsaufwand, Sicherheit etc.) sind.

3.2 Strategieelement 2: Stromerzeugung effizienter strukturieren

Der Strom- und Fernwärmesektor bildet in Bezug auf die CO₂-Emissionen den mit Abstand größten Verursacherbereich. Diese Emissionen sind natürlich einerseits durch die Nachfrage nach Strom- und Fernwärme determiniert, andererseits aber auch wesentlich bestimmt durch die verwendeten Strom- und Fernwärmeerzeugungstechnologien bzw. die verwendeten Brennstoffe. Die strategische Rolle des Sektors für eine zukunftsfähige Entwicklung des Energiesystems wird sich mit dem Auslaufen der Stromerzeugung aus Kernenergie zukünftig noch vergrößern. Eine weitere Besonderheit der Strom- und Fernwärmeerzeugung bilden die vergleichsweise geringen Transaktionskosten für die Potentialerschließung.

Grundsätzlich sind für diesen Sektor – neben der hier zunächst nicht weiter betrachteten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und der Energieeinsparung – zwei wesentliche Strategien relevant: die Erhöhung der Umwandlungseffizienz in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Übergang zu weniger CO₂-intensiven Brennstoffen, vor allem zum Erdgas.

Aufgrund der durch die Strommarktliberalisierung grundlegend veränderten Entscheidungskalküle bei den Investoren (bevorzugt werden in Zeiten hoher wettbewerbsbedingter Unsicherheiten vor allem Investitionen mit niedrigen Investitionskosten und eher kleine bis mittlere Kapazitäten) wird insbesondere die Erdgasverstromung zukünftig erheblich an Bedeutung gewinnen.⁴⁰ Wenngleich die Stromproduktion in modernen Erdgaskraftwerken bereits erhebliche Effizienzgewinne gegenüber neuen Kohlekraftwerken zeigt (die Wirkungsgraddifferenzen betragen hier bis zu 15 Prozentpunkte, was einer um ein Drittel verbesserten Brennstoffausnutzung entspricht), so ist die Effizienzerhöhung beim Übergang zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme noch wesentlich größer. Ein systematischer Vergleich zeigt hier nochmals Effizienz- und Emissionsvorteile von 10 bis 20 %.⁴¹ Internationale Vergleiche zeigen weiterhin, dass – auch unter

⁴⁰ Vgl. Öko-Institut (1998b).

⁴¹ Vgl. zu den Details solcher Systemvergleiche DIW/Öko-Institut (2000).

Berücksichtigung unterschiedlicher infrastruktureller Ausgangsbedingungen – die Potentiale für eine Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erheblich sind.⁴²

In beiden Fällen – sowohl der Kondensationsstromerzeugung als auch der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit Erdgas – kommt dem besonders effizienten Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) eine herausragende Bedeutung zu.

Im Rahmen einer integrierten Strategie (Stromeinsparung und effizientere Strombereitstellung) wird in der eher mittelfristigen Perspektive (Zeithorizont 2005 bis 2015) weniger der stärkere Einsatz von Erdgas-Kondensationskraftwerken, sondern vor allem die Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis eine bedeutende Rolle spielen müssen. In der längerfristigen Perspektive mit weitergehenden Emissionsminderungszielen wird die Bedeutung des Zubaus von KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe tendenziell ab- und die der Biomasse-KWK zunehmen. Erdgasbasierte Kraft-Wärme-Kopplung ist damit eine der wichtigsten Brückentechnologien für ein zukünftig deutlich stärker auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem.

Bezüglich Kraft-Wärme-Kopplung sind drei verschiedene Bereiche zu unterscheiden, die verschiedene Strukturen aufweisen und unterschiedlichen Rahmenbedingungen unterliegen. Ein Großteil der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt heute und zukünftig im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung sowie der Industrie. Die mittelfristige Entwicklung erscheint dabei für die industrielle KWK deutlich besser absehbar als für die öffentliche Fernwärmewirtschaft, die auf der Wärmeseite mit erheblichen Infrastrukturkosten belastet ist. Nach einer Übergangsphase in der Strommarktliberalisierung wird für industrielle Verbraucher mit hohem Wärmebedarf der Anreiz wieder erheblich steigen, standortnahe KWK-Anlagen zu errichten oder durch unabhängige Betreiber errichten zu lassen. In der öffentlichen Fernwärmewirtschaft wird sich die zukünftige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung vor allem an der Frage entscheiden, inwieweit sich die im Zuge der Liberalisierung zu beobachtende Segmentierung der Geschäftsfelder (Energieerzeugung, Netzbetrieb und Absatz) vor allem im Bereich der Stadtwerke fortsetzen wird. Möglicherweise wird auch im Bereich der Fernwärmewirtschaft, wie in der Industrie, die Rolle von neuen Investoren (Independent Power Producer – IPP) oder auf die Stromerzeugung spezialisierten Energieversorgern stark vergrößern. Für eine auf die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung ausgerichtete Strategie wird es notwendig sein, solchen neuen Akteuren eine besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Die Zukunft der Kraft-Wärme-Kopplung in der öffentlichen Fernwärmeversorgung wird sich relativ kurzfristig entscheiden, da ihre Entwicklung vor allem von der Erhaltung der Wärmebedarfspotentiale abhängt. Sollte es in der Übergangsphase der Strommarktliberalisierung wegen der damit verbundenen wirtschaftlichen Probleme bei den die Fernwärmenetze speisenden Heizkraftwerke (HKW) dazu kommen, dass diese Anlagen abgeschaltet und die großen Fernwärmenetze aufgegeben werden, wären in der Konsequenz erhebliche Bedarfspotentiale für die zukünftige KWK-Stromerzeugung unwiederbringlich verloren.

⁴² Vgl. hierzu die detaillierteren Darstellungen zu Dänemark, Finnland, den Niederlanden und Österreich bei Mez u.a. (1999).

Neben der industriellen und der öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung hat sich vor allem in den letzten Jahren die dezentrale *Objektversorgung* sowie die *Nahwärmeversorgung* mit KWK in erheblichem Maße entwickelt. Zukünftig können sich hier ebenfalls wichtige Anwendungsfelder eröffnen, vor allem wenn neue Erzeugungstechnologien (wie z.B. die Brennstoffzelle) oder neue Technologien für die Nahwärmeverteilung einen Durchbruch erreichen. Schließlich bildet die dezentrale KWK eine "Auffanglösung" für die Fälle, in denen die öffentliche Fernwärmeversorgung nicht zu halten sein sollte, wenn auch Systemvergleiche zeigen, dass solche Ersatzlösungen mit den heute verwendeten Technologien die ökologischen Entlastungseffekte größerer und sehr effizienter Neubau-HKW vielfach nicht erreichen. Wenn es zukünftig gelingt, ganz neue dezentrale Systeme verfügbar zu machen (z.B. Brennstoffzellen mit Mikroturbinen), könnte jedoch durchaus eine ökologische Gleichwertigkeit entstehen.

Neben den ökologischen Aspekten spielt die Kraft-Wärme-Kopplung auch im Kontext der Versorgungssicherheit sowie hinsichtlich der einheimischen Wertschöpfung eine besondere Rolle, gehört sie doch wegen der Abhängigkeit von lokalen Wärmepotentialen zu den *einheimisch gebundenen* Erzeugungstechnologien.

Die zunehmende Bedeutung von Erdgas in der Verstromung verursacht – auch schon im Referenzfall – zunächst einen deutlichen Schub im Erdgasbedarf, wobei Preissteigerungseffekte trotz Wettbewerb auf dem Gasmarkt und Verfügbarkeit großer Reserven sowie eine erhöhte Importabhängigkeit nicht ausgeschlossen werden können. Im Sinne einer Gesamtoptimierung muss die Strategie einer Ausweitung der Gasverstromung unbedingt mit einer Einsparstrategie bei anderen Gasanwendungen, vor allem im Raumheizungssektor kombiniert werden.

Selbst unter der Voraussetzung, dass es gelingt, die Effizienz von Kohlekraftwerken durch neue Technologien erheblich zu verbessern⁴³, wird unter der Maßgabe ambitionierter Klimaschutzziele die Kohleverstromung nur noch eine sehr untergeordnete Rolle spielen können. Die diesbezüglichen Freiheitsgrade hängen in starkem Maße davon ab, inwieweit Emissionsminderungen in anderen Bereichen erzielt werden können.

3.3 Strategieelement 3: Mobilität umweltfreundlich umgestalten

Die zukunftsfähige Umgestaltung des Verkehrssektors bringt ohne Zweifel die größten Herausforderungen mit sich. Eine der besonderen Schwierigkeiten ist dabei, dass aufgrund des auch in Zukunft starken Verkehrswachstums reine Effizienzverbesserungsstrategien an ihre Grenzen stoßen. Zudem lösen derartige Strategien viele der mit dem Verkehr und seiner Infrastruktur verbundenen Probleme nicht.⁴⁴ Weiterhin ist es in den letzten Jahren in nahezu allen anderen Bereichen gelungen, die Energieverbrauchs- und

⁴³ Eine neue Qualität der Effizienzverbesserung wird hier vor allem von dem GuD-Prozess mit vorgeschalteter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC) erwartet. Hier sind jedoch noch eine ganze Reihe wichtiger technischer Probleme zu lösen und schließlich stellt sich die kommerzielle Situation dieser Technologie in den letzten Jahren unverändert schlecht dar.

⁴⁴ Diese sind nicht nur ökologischer Art – aber auch diesbezüglich: Flächenversiegelung, Lärm etc.

Emissionstrends umzukehren, einzig im Verkehrsbereich steigen Energieverbrauch und Emissionen bisher ungebrochen, wobei vor allem der Straßen- und der Flugverkehr zentrale Problembereiche darstellen.

Eine Strategie für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Mobilitätssystems wird daher zwei wesentliche Ziele verfolgen müssen⁴⁵:

- die grundsätzliche Veränderung der Mobilitätsbeiträge der verschiedenen Verkehrsmittel, einschließlich der Verkehrsvermeidung sowie
- eine Effizienzverbesserung der einzelnen Verkehrstechnologien.

Eine Veränderung der Mobilitätsstrukturen wird vor allem darauf abzielen müssen, Verkehr auf umweltfreundlichere Verkehrsmittel zu verlagern (Veränderung des *Modal Split*) sowie die Verkehrs- und Transportbedürfnisse zu verringern (Verkehrsvermeidung). Dies betrifft sowohl den Personen-, als auch den Güterverkehr. Eine wesentliche Voraussetzung für eine erfolgreiche Erhöhung des Anteils umweltfreundlicherer Verkehrsmittel (das schließt auch die nichtmotorisierten Verkehrsarten ein) am Gesamtverkehr ist, dass neben einem Ausgleich der ökonomischen Rahmenbedingungen die erheblichen Flexibilitätsvorteile des Straßen- und auch des Flugverkehrs durch Komfort-, Zuverlässigkeits- und ggf. auch durch Geschwindigkeitsvorteile des öffentlichen Verkehrs bzw. des Schienen- und Schiffsverkehrs ausgeglichen werden können.

Die Angleichung der ökonomischen Rahmenbedingungen zwischen öffentlichem Verkehr sowie dem Straßen- und Flugverkehr⁴⁶ bildet eine erste Voraussetzung für die Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen zwischen den Verkehrsmitteln und damit für eine Verlagerung hin zu umweltfreundlicheren Verkehrsträgern. Die wettbewerbliche Gleichstellung der Verkehrsmittel ist unter anderem wichtig, um die für den Straßengüterverkehr und Luftverkehr auch zukünftig vorausgesagten hohen Wachstumsraten abzuschwächen. Ein zweites wesentliches Element für die Stärkung des öffentlichen Verkehrs ist die Vernetzung der verschiedenen Verkehrsträger zu einem integrierten und intermodalen System, bei dem jedes Verkehrsmittel seinen Stärken und Vorteilen entsprechend eingesetzt wird. Mobilitätsmanagement und das Management von Schnittstellen (Bahnhöfe, Haltestellen, Güterverladestationen etc.) werden dabei ebenso an Bedeutung gewinnen wie neue Verkehrsdienstleistungen (Car-Sharing etc.). Im Mittelpunkt dieses Systems darf weniger die Geschwindigkeit einzelner Verkehrsmittel auf bestimmten Strecken stehen, als vielmehr eine optimale Gesamtreisezeit für die Beförderung von Tür zu Tür einschließlich aller Zeitaufwendungen für Umsteigevorgänge, die Besorgung von Fahrkarten etc. Dabei müssen vor allem auch die Transaktionshemmnisse bei der Nutzung des öffentlichen Verkehrs (Informationsverständlichkeit, Tarifsysteme etc.) entscheidend abge-

⁴⁵ Vgl. zum Beispiel DIW/STE/ISI/Öko-Institut (1997), TAB (1998), Enquete-Kommission Mobilität NRW (2000).

⁴⁶ Trassenkosten der Bahn, keine verursachergerechte Anrechnung der Wegekosten des Kfz-Verkehrs, Mehrwertsteuerbefreiung des grenzüberschreitenden internationalen Flugverkehrs sowie Mineralölsteuerbefreiung der gewerblichen Luftfahrt, höhere Kilometerpauschale für Pkw als für ÖPNV und Fahrrad bei den steuerlich abzugsfähigen Werbungskosten etc.

baut werden. Entsprechend flexible und bedarfsorientierte Strukturen können auch für den Schienengüterverkehr geschaffen werden.

Die genannten Prozesse sind langfristiger Natur und bedürfen teilweise erheblicher Vorlaufzeiten, können aber zukünftig ein großes Emissionsminderungspotential erschließen.

Eine besondere Herausforderung für die Entwicklung des öffentlichen Personenverkehrs bildet die *Liberalisierung* dieses Bereiches. Die Verpflichtung zur europaweiten Ausschreibung von öffentlichen Verkehrsdienstleistungen kann einerseits dazu beitragen, Effizienzpotentiale zu erschließen und den öffentlichen Personenverkehr ökonomisch attraktiver zu machen, andererseits erfordert die Entwicklung und Erhaltung eines integrierten Systems unter diesen Rahmenbedingungen erhöhte Koordinationsanstrengungen.

Auch planerischer Instrumente zur Förderung verkehrssparsamer und damit verkehrsvermeidender Raumstrukturen ("Stadt der kurzen Wege") sind als Bausteine einer zukunftsfähigen Mobilitätspolitik von Bedeutung und können einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Allerdings ist mit spürbaren und damit quantifizierbaren Auswirkungen dieser Maßnahmen bis 2020 nicht zu rechnen. Zudem findet räumliche Planung dort ihre Grenzen, wo sie gegen verkehrsinduzierende ökonomische Rahmenbedingungen agieren muss (Kilometerpauschale, Eigenheimförderung usw.).

Eine Erhöhung der *Energieeffizienz* bildet dessen ungeachtet den Schwerpunkt in einer zukunftsfähigen Mobilitätsstrategie. Aus technischer Sicht existieren eine Vielzahl von Optionen für alle Fahrzeugtypen, um erhebliche Verbrauchsminderungen und weitgehende Umweltentlastungen zu erzielen. Die Palette reicht hier von wesentlich effizienteren Verbrennungsmotoren und dem *Downsizing* der Fahrzeuge über Gasmotoren bis zu Brennstoffzellenantrieben sowie zum Einsatz erneuerbarer Energien im Kraftfahrzeugbereich sowie von konsequenter Leichtbauweise bis zur Bremsenergienutzung bei Schienenfahrzeugen.⁴⁷ Darüber hinaus können durch Optimierung der Verkehrsabläufe (zum Beispiel City-Logistik, Vermeidung von Leerfahrten) weitere Effizienzgewinne erschlossen werden.⁴⁸

3.4 Strategieelement 4: Erneuerbare Energien weiter fördern

Ohne jeden Zweifel können und müssen die erneuerbaren Energiequellen im zukünftigen Energiesystem eine herausragende Rolle spielen. Das Gesamtpotential wird heute primärenergieseitig mit ca. 8.500 PJ angegeben (dies entspricht etwa 60 % des aktuellen

⁴⁷ Vgl. hierzu beispielsweise Öko-Institut (1998c).

⁴⁸ Verkehrstelematik zur Optimierung der Verkehrsabläufe kann zwar dazu beitragen, den Ausstoß von CO₂ zu reduzieren, doch ist der positive Effekt von Telematiksystemen (z.B. Parkleitsystemen, satellitengesteuerten Navigationssystemen etc.), wie eine neuere Untersuchung zeigt, deutlich geringer als erhofft. Lediglich Telematiksysteme, mit denen automatisch Straßenbenutzungsgebühren erhoben werden, entlasten die Umwelt deutlich (Prognos u.a. 2000).

Primärenergieverbrauchs, stromseitig mit etwa 525 TWh (95 % der heutigen Stromerzeugung) sowie wärmeseitig mit 3.600 PJ (70 % des heutigen Bedarfs).⁴⁹

Das wesentliche Hemmnis für die Erschließung dieser Potentiale ist dabei vor allem ökonomischer Art. Gemeinsam ist den meisten erneuerbaren Energietechnologien – mit Ausnahme der Stromerzeugung aus Wasserkraft –, dass sie ohne Flankierung im heutigen Energiemarkt nicht bestehen könnten. Eine Fortsetzung und Verstärkung der Förderung erneuerbarer Energien bleibt daher aus zwei Gründen notwendig:

- erneuerbare Energiequellen können bereits heute zur Umweltentlastung beitragen und erhöhen den Anteil einheimischer Energieversorgung (energie- bzw. umweltpolitische Zielsetzung),
- eine technologische Weiterentwicklung und letztlich die Erzielung von Kostendegressionseffekten wird nur über einen organischen Prozess aus Forschung und Anwendung vorangetrieben werden, der eine Nutzungsausweitung schon heute rechtfertigt, auch wenn die Umwelteffekte im Vergleich zu anderen Bereichen eher gering sind (innovationspolitische Zielsetzung).⁵⁰

Die Anwendung erneuerbarer Energiequellen wird sich nicht auf eine einzige Nutzungsform konzentrieren können, sondern aus einem Mix verschiedener erneuerbarer Energiequellen und unterschiedlicher Technologien bestehen. Insbesondere das schwankende Dargebot einiger wichtiger Energieformen (Wind und Solarenergie) führt zu Nutzungsgrenzen oder zur Notwendigkeit einer großräumigen Integration dieser Angebotsformen, mit der lokale bzw. regionale Schwankungen ausgeglichen werden können.

In der Perspektive bis zum Jahr 2050 zeigen die vorliegenden Studien⁵¹ vor allem fünf wesentliche Gruppen der erneuerbaren Energienutzung, die Mitte des 21. Jahrhunderts jeweils Primärenergieanteile im Bereich von 15 % abdecken könnten⁵²:

Die *Wasserkraft* ist in Deutschland die einzige heute im freien Wettbewerb bestandskräftige Stromerzeugungstechnologie für erneuerbare Energiequellen. So erfolgt der größte Teil der regenerativen Stromproduktion in Wasserkraftanlagen, deren Ausbaupotential jedoch begrenzt ist. Der Ausbau wird sich hier zukünftig vor allem auf die Kapazitätsausweitung vorhandener Großanlagen sowie auf die Nutzbarmachung von Kleinwasserkraftanlagen konzentrieren müssen.

Die *Windenergienutzung* in Deutschland kann noch erheblich ausgeweitet werden. Um den Landschaftsverbrauch auf ein Mindestmaß einzuschränken, aber auch um nicht auf

⁴⁹ Vgl. hierzu DLR u.a. (2000), Nitsch u.a. (1997) sowie Kaltschmitt/Wiese (1993).

⁵⁰ Gut illustriert wird dieser Prozess durch die sogenannten Innovationskurven. Diese zeigen die Senkung der spezifischen Kosten jeweils in Abhängigkeit von einer verdoppelten installierten Leistung. Die allermeisten Regenerativtechnologien befinden sich hier noch im "steilen" Bereich, d.h. mit jeder Verdopplung der installierten Leistung sinken die spezifischen Kosten um ca. 10-20 % (Nitsch 1998).

⁵¹ Vgl. hierzu beispielsweise Nitsch u.a. (1997).

⁵² Für die Beiträge von Wasserkraft, Geothermie und photovoltaischer Stromerzeugung markiert dieser Wert eher den oberen Rand und für Biomasse und die Thermosolarnutzung eher einen Mittelwert.

die nur noch wenig attraktiven Standorte abgedrängt zu werden, werden in den kommenden Jahren vor allem zwei Strategien zusätzlich an Bedeutung gewinnen. *Erstens* die Errichtung von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee und *zweitens* der Ersatz von Altanlagen mit niedriger Leistung an günstigen Standorten mit Neuanlagen deutlich höherer Kapazität.⁵³ Vor allem im Bereich der Offshore-Windparks sind zukünftig die größten Zuwächse der Windstromerzeugung zu erwarten.

Der Nutzung von *Bioenergien* wird in Zukunft eine erhebliche Bedeutung zukommen. Eine der wesentlichen Voraussetzungen, dass die Biomassenutzung nicht nur im Wärmebereich, sondern auch in der Verstromung eine Rolle spielen kann, wird vor allem die Entwicklung von robusten Technologien zur Biomassevergasung sein, so dass Biogase mit den hocheffizienten Technologien der Erdgasverstromung nutzbar werden. Eine interessante Variante für den Übergangszeitraum stellt auch die Zufeuerung von Biomasse in Verbrennungsanlagen für fossile Brennstoffe dar.

Die *solare Wärmeerzeugung* wird vor allem im Bereich der Warmwassererzeugung, aber auch im Bereich der solargestützten Nahwärmesysteme eine zunehmende Bedeutung erlangen können, wobei vor allem der Entwicklung von geeigneten Speichersystemen eine wichtige Rolle zukommen wird.

Die *photovoltaische Stromerzeugung* (PV) wird unter den Bedingungen Deutschlands und vor dem Hintergrund der heutigen technologischen Erfahrungen bis auf weiteres die teuerste erneuerbare Energiequelle, gleichzeitig aber auch die mit dem größten Energieangebot sein. In sonnenreicheren Regionen der Erde können darüber hinaus auch andere solare Stromerzeugungstechnologien (Parabolrinnenkraftwerke etc.) eine erhebliche Bedeutung gewinnen.

Mit *geothermischen Anlagen* lässt sich in einer ganzen Reihe von Regionen Deutschlands entweder durch die Nutzung relativ oberflächennaher Heißwasservorkommen oder aber mit Tiefensonden nutzbare Energie vor allem für Heizzwecke gewinnen.

Wie ein Mix dieser Technologien in der mittleren und langfristigen Perspektive aussehen wird, ist jedoch aufgrund vieler technischer und wirtschaftlicher Fragen noch weitgehend offen. Vorstellbar ist sowohl ein sehr stark dezentralisiertes Modell als auch ein eher zentralisiertes System, in dem weitere Optionen, z.B. mit dem *Import* großer Mengen regenerativ erzeugten Wasserstoffs oder großer Strommengen aus dem Sonnengürtel der Erde (Südeuropa, Afrika) eine große Rolle spielen können.

Auch wenn zu erwarten ist, dass einige Technologien in den nächsten Jahren mit erheblicher Flankierung deutlich marktnäher werden könnten, bleibt eine langfristige Förderung oder Flankierung notwendig, wenn die erneuerbaren Energien einen zunehmenden Beitrag zur Umweltentlastung beitragen sollen und die Marktpreise weiterhin die externen Kosten nicht oder nur unzureichend reflektieren. Letztlich bilden so die zur Zielerreichung aus den anderen Bereichen verbleibenden "Lücken" sowie die Größenordnung der

⁵³ Die durchschnittliche Leistung der von der Industrie angebotenen und jeweils neu installierten Windenergieanlagen hat sich in den neunziger Jahren etwa verfünffacht und liegt heute bei ca. 1 MW.

erwarteten Innovationseffekte den Rahmen für notwendigen Förderumfang oder die Intensität der anderweitigen Flankierung.

3.5 Strategieelement 5: Innovationen anregen, fördern und beobachten

Vor dem Hintergrund der Notwendigkeit, das Energiesystem in den nächsten 50 Jahren grundlegend umzugestalten, kommt der Förderung von Innovationen eine zentrale Bedeutung zu.

Zunächst betrifft dies Innovationen *technischer* Natur. In der Vergangenheit haben sich bei vielen Technologien Innovationen ergeben, die zunächst als ausgeschöpft angesehene Effizienzpotentiale nochmals deutlich erweitert haben. Sehr gut illustriert wird dies durch die Entwicklung von Kraftwerkstechnologien, im Bereich der erneuerbaren Technologien aber auch bei vielen industriellen Prozessen. Solche Innovationsprozesse sind – wie auf anderen Gebieten auch – sicher nur in Grenzen steuerbar. Es wird aber entscheidend darauf ankommen, entsprechende Anreize zu setzen und vor allem die Entwicklungen auch auf scheinbar weit entfernten Gebieten systematisch hinsichtlich ihrer Verwertbarkeit für die Erhöhung der Energieeffizienz und Minderung von Umweltbelastungen zu analysieren. Eine solche *systematische* Suche nach potentiellen "Wildcards" für die Entwicklung des Energiesystems wird zu den zentralen Aufgaben der zukünftigen Innovationspolitik gehören. Auf folgenden Gebieten erscheinen die Entwicklungen für das Energiesystem besonders wichtig:

- Aus der *Materialforschung* sind in der Vergangenheit vielfältige Impulse für innovative Technologien hervorgegangen. Auch zukünftig werden hier wichtige Entwicklungen erwartet. Dazu gehören Verbesserungen der Basismaterialien und Prozesse für PV-Anlagen, neue Varianten für Energiespeicher und verlustarme Stromfortleitung, neue Materialien für Hochtemperaturprozesse in der Industrie, Möglichkeiten zum kompletten Ersatz thermischer Behandlungsverfahren durch andere Technologien und vieles andere mehr.
- Neue *Simulationsverfahren* können erheblich zur Entwicklung effizienter Technologien beitragen, wobei die Spannbreite der Anwendungsmöglichkeiten von der Eliminierung von "Sicherheitszuschlägen" in der Konstruktion bis zur Entwicklung völlig neuer Anlagen, Geräte oder Produkte reicht.
- In diesem Zusammenhang werden auch die *Informationstechnologien* eine zunehmende Rolle spielen. Diese Anwendungen können von Fernüberwachungen für völlig neue Anwendungsgruppen über zeitnahe Betriebsoptimierungen bis hin zur Handhabbarkeit selbst kompliziertester Betriebs- und Optimierungsprozesse für tägliche Anwendungen reichen.

Die Förderung von und die gezielte Suche nach Innovationen ist jedoch nicht nur in Bezug auf technische Entwicklungen sinnvoll und notwendig, sondern auch hinsichtlich *sozialer* Strukturen und Prozesse.

In den sehr heterogenen Energieverbrauchsbereichen, zum Beispiel der Industrie, können *neue Beteiligungsmodelle* eine Vielzahl von gehemmten Effizienzpotentialen erschließen helfen. Ähnlich wie beim Qualitätsmanagement oder bei der Produktoptimierung können durch kontinuierliche Verbesserungsprozesse energetische oder ökologische Schwachstellen systematisch aufgespürt und beseitigt werden. Gleiches gilt im öffentlichen Sektor, beispielsweise im Bereich von Planungsprozessen, bei neuen Zugängen zum Energiesparmarketing oder bei der Erschließung verhaltensbedingter Sparpotentiale.⁵⁴

Ein wesentlicher Weg für den Erfolg von Energieeffizienzstrategien in unserer hochgradig arbeitsteiligen Gesellschaft wird die *Etablierung eines Energiedienstleistungsmarktes*, also die Entstehung eines auf die Erschließung von Energieeffizienzpotentialen fokussierten Wirtschaftszweiges sein. Eine besondere Rolle werden entsprechend spezialisierte Angebote spielen müssen, wenn die Kosten von Energiesparmassnahmen deutlich gesenkt werden sollen. Vor allem in den letzten Jahren haben sich eine ganze Reihe diesbezüglich interessanter Ansätze entwickelt (Energiesparcontracting), deren Weiterführung und Ausweitung jedoch vor einer Vielzahl von administrativen und rechtlichen Hemmnissen sowie erheblichen Informations- und Transaktionsproblemen steht. Die Entwicklung von politischen Instrumenten zur Erhöhung der Energieeffizienz muss aus strategischer Sicht immer auch zur Förderung und Weiterentwicklung des Energiedienstleistungsmarktes beitragen.

3.6 Strategieelement 6: Internationalisierung offensiv aufnehmen

Die zunehmenden internationalen Verflechtungen führen dazu, dass die nationalen Handlungsspielräume – zumal in der Europäischen Union – deutlich mehr durch internationale Entwicklungen bestimmt werden. In der energiepolitischen Diskussion Deutschlands wird diese Situation bisher vor allem als Handlungsrestriktion wahrgenommen und thematisiert. Der empirische Beleg zeigt in der Tat, dass die Umsetzung einer Vielzahl von energie- oder umweltpolitischen Instrumenten durch die Europäisierung oder Internationalisierung eingeschränkt oder verlangsamt wird.

Die zunehmenden Verflechtungen bergen jedoch auch Chancen. Wenn energiepolitische Strategien klar definiert sind und so schnell wie offensiv in die Prozesse eingebracht werden, so ergeben sich an vielen Stellen auch Gestaltungsräume, die erstens die Übertragung von Modellen und Erfahrungen in andere Staaten und Gesellschaften stark erleichtern können (derzeit erfolgt diese Politikdiffusion vor allem aus dem angelsächsischen Raum), und damit zweitens die Bedingungen für eigenes Agieren verbessern.

Erhebliche Potentiale für solche Aktivitäten ergeben sich vor allem im Rahmen der Europäischen Union (u.a. auch im Erweiterungsprozess) als auch in der Entwicklungszusammenarbeit. Eine große Rolle wird dabei zukünftig auch den flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls zukommen, die unter anderem die Anrechnung von Emissionsminde-

⁵⁴ Zu Details vgl. hier Wanke (1996), Brennecke u.a. (1998), Radgen/Ostertag (1999) sowie ISI/Öko-Institut (1999).

rungen im Ausland auf Projektbasis erlauben (*Joint Implementation* und *Clean Development Mechanism*). Neben dem primären Effekt solcher Projekte, der Erlangung von anrechenbaren Emissionsminderungen, werden entsprechend ausgerichtete Projekte auch eine erhebliche *Ausstrahlung* entfalten können. Dazu gehören einerseits Demonstrationseffekte, aber auch der Einfluss auf den Aufbau von Handlungskapazitäten (Wissensvermittlung, Fortbildung, Abbau administrativer Hemmnisse etc.). Um die potentiellen kontraproduktiven Effekte (Export von Kernkraftwerken, Zementierung der Kohlenutzung etc.) der flexiblen Mechanismen möglichst weitgehend zu vermeiden, ist jedoch eine klare Fokussierung dieser Instrumente auf Energiesparprojekte bzw. Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen notwendig.

Gerade nachdem die Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland international eine beträchtliche Aufmerksamkeit erregt hat, bedarf es einer offensiven Außenvertretung auch hinsichtlich der nichtnuklearen Klimaschutzstrategien.

4 Zentrale Instrumente

Für die Umsetzung der verschiedenen Strategien bedarf es im Regelfall nicht einzelner Instrumente, sondern ganzer Instrumentenbündel, mit denen unterschiedliche Hemmnisse abgebaut bzw. entsprechende Anreize gesetzt werden können. So wird beispielsweise eine verbesserte Informationsverfügbarkeit oder der Abbau anderer Transaktionshemmnisse oft die Wirkung ökonomischer Anreizinstrumente erheblich verstärken oder diese überhaupt erst ermöglichen.

Entscheidungen für oder gegen bestimmte Instrumente sind weiterhin keineswegs zwingend, sie ergeben sich aus dem Zusammenspiel von Faktoren, bei denen neben objektivierbaren Kriterien (Wirksamkeit, wirtschaftliche Effizienz, Verteilungseffekte etc.) gesellschaftliche Megatrends (Liberalisierung) oder auch situative Konstellationen eine große Rolle spielen können.

Das Ziel der hier vorliegenden Arbeit ist es nicht, die ausführliche Diskussion von verschiedenen Instrumenten in allen grundsätzlichen, rechtlichen oder institutionellen Facetten zu führen. Im folgenden soll ausschließlich versucht werden, auf eine Auswahl zentraler Instrumente hinzuweisen, die für die Umsetzung der skizzierten Strategien eine wichtige Rolle spielen. Dabei werden die Überlegungen an einigen Stellen auch Alternativen behandeln.

Die Diskussion um Instrumente des Klimaschutzes läuft oft Gefahr, entweder allein die übergreifenden Instrumente zu fokussieren oder die Überlegungen zu sehr auf die sektorspezifischen Instrumente auszurichten. Im folgenden wird deswegen auch versucht, stets auf die entsprechenden Wechselwirkungen hinzuweisen.

4.1 Übergreifende Instrumente

Die *ökologische Steuerreform* ist ein zentrales Element der bisherigen und auch der zukünftigen Klima- und Energiepolitik. Ihre Einführungsphase überlagerte sich jedoch mit

einer Periode umfassender Preisturbulenzen, die die Identifikation ihrer Lenkungswirkung erheblich erschweren. Die sehr ambitionierten Steuersätze für *Elektrizität* sind im Preisverfall der Liberalisierungsphase zwar nicht vollständig "untergegangen", ihre Sichtbarkeit und damit ihre Signalwirkung blieb damit jedoch erheblich eingeschränkt. Die nächsten Stufen der Ökosteuer werden jedoch angesichts der in überschaubarer Zeit erreichten Talsohle bei den Strompreisen mit hoher Wahrscheinlichkeit Anreizwirkungen setzen. Im Gegensatz dazu sind die vergleichsweise moderaten Steuersätze auf *Kraftstoffe* durch die kartellbedingten Preissteigerungen auf den Weltölmärkten in der öffentlichen Wahrnehmung erheblich überbewertet worden. Eine zentrale Weichenstellung für die Wirksamkeit der Ökosteuer für den Verkehrssektor wird hier vor allem darin bestehen, inwieweit sie dazu beitragen kann, die Kraftstoffpreise mittelfristig deutlich über der Marke von 2 DM/l zu halten.

Die größte Wirkung der ökologischen Steuerreform hat sich bisher wahrscheinlich für die *Kraft-Wärme-Kopplung* eingestellt, wo vor allem kleine und mittlere Anlagen erhebliche Steuervorteile erzielen können.⁵⁵ Dies hat vor allem im Bereich der Blockheizkraftwerke (BHKW) dazu beigetragen, dass der aus dem liberalisierungsbedingten Preisverfall resultierende Problemdruck abgebaut werden konnte.

Die dynamische Weiterentwicklung der ökologischen Steuerreform steht vor allem vor den folgenden Herausforderungen:

- das Auslaufen der EU-Beihilfe-Genehmigungen für die pauschalen Steuersenkungen im verarbeitenden Gewerbe bzw. die ausgewählten anderen Verbrauchsbereichen erzwingt relativ kurzfristig eine Fortentwicklung der Ökosteuer,
- die fehlende Dynamik einer *stetigen* Steuererhöhung für Heizöl und -gas ist vor allem bezüglich des wichtigen Raumheizungssektors sehr problematisch,
- die Beschränkung der Kraftwerksbrennstoff-Besteuerung auf den besonders klimafreundlichen Energieträger Erdgas kann angesichts der anstehenden Erneuerungsinvestitionen im Kraftwerkssektor zu klimapolitischen Fehlsteuerungen führen.

Während die beiden letztgenannten Problembereiche wohl vor allem politischer Natur sind und keine wesentlichen instrumententechnischen Hemmnisse existieren, weisen die möglichen Alternativvarianten zur pauschalen Steuerbefreiung durchaus interessante Querverbindungen zu anderen Handlungsfeldern auf:

1. Die pauschale Steuerbefreiung wird nur auf die besonders *kostensensiblen Prozessenergien* beschränkt. Für die anderen, oft sehr heterogenen Stromanwendungen in der Industrie würden sich damit die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Einsparung deutlich verbessern.

⁵⁵ KWK-Anlagen mit einer Mindestausnutzung des eingesetzten Erdgases von 70 % erhalten einen Nachlass bei der Brennstoffsteuer, Anlagen unterhalb einer sogenannten Bagatellgrenze werden von der Stromsteuer befreit. Diese Steuervorteile können sich zu Kostenvorteilen von mehreren Pfennigen je Kilowattstunde Strom aufsummieren.

2. Die Steuerbefreiung wird abhängig gemacht vom Nachweis für besondere *Energiesparbemühungen* bzw. die Schaffung kontinuierlich wirksamer *Energie-Managementsysteme*. Auch hier können für den unübersichtlichen Bereich der industriellen Energieeinsparung zusätzliche Anreize gesetzt werden, vor allem aber hätte die notwendige Standardisierung von Energie-Managementsystemen eine erhebliche Ausstrahlungswirkung.
3. Die Steuerbefreiung wird an *unternehmensspezifische Minderungsverpflichtungen* geknüpft, die jedoch zwischen den verschiedenen Unternehmen *handelbar* wären. In diesem Bereich könnte sich eine erhebliche Eigendynamik entwickeln, wenn Unternehmen systematische Entdeckungsprozesse einleiten, um die Attraktivität eigener Energiesparbemühungen mit Angeboten zum "Einkauf" der Energieeinsparung oder Emissionsminderung wirklich vergleichen zu können.

Vor allem die Verbindungen zu den flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls lassen die dritte Variante als eine hochinteressante Option erscheinen.

Die offensive Prüfung des Instruments *Emissionsbegrenzung mit Emissionshandel* gehört zu den weiteren instrumentellen Herausforderungen im Bereich der übergreifenden Instrumente. Diesbezüglich sind noch eine Vielzahl von Ausgestaltungsfragen offen, aus Praktikabilitätsgründen wird dieses Instrument seine unbestreitbaren Vorteile zunächst nur für große Energieverbraucher bzw. Emissionsverursacher entwickeln können. In der langfristigen Perspektive wird sich eine intensive Beschäftigung mit Emissionshandelsystemen vor allem aus sehr pragmatischen Gründen ergeben: Auf internationaler Ebene (Klimarahmenkonvention, EU) werden zur Zeit intensive Bemühungen zur Einführung eines entsprechenden Instrumentariums wirksam, gleichzeitig entwickeln vor allem multinationale Unternehmen eigene Aktivitäten, die im Interesse einer dynamischen Fortführung von Klimapolitik unter schwierigen Rahmenbedingungen unbedingt aufgegriffen werden sollten. Schließlich spricht für die intensive Prüfung dieses Instruments, dass vor allem bezüglich des wichtigen Emissionsbereichs Stromerzeugung nach der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft kaum alternative Möglichkeiten zur Beeinflussung von Investitionsentscheidungen existieren. Für die Stromwirtschaft als einen der Bereiche, der neben der Großindustrie zweifelsohne in ein Emissionshandelssystem einbezogen würde, könnten sich hier entscheidende Anreize zur Investition in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Erdgaskraftwerke ergeben.

Nicht als politische Instrumente im engeren Sinne, sondern als übergeordneter Rahmen und Antrieb für den politischen Prozess kann sich die Einigung auf eine Auswahl von wenigen *Sektorzielen* als überaus nützlich erweisen. Beispiele für solch übergeordnete Ziele wären beispielsweise

- die Formulierung einer Zielmarke für die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität, beispielsweise auf einen Durchschnitt von 3 % pro Jahr für die nächste Dekade,
- die Festlegung von Zielen für einzelne Subsektoren (Verdopplung des Beitrags der erneuerbaren Energiequellen etc.).

Die Ausarbeitung solcher Zielvorgaben könnte beispielsweise auch in die Ausarbeitung einer nationalen *Nachhaltigkeitsstrategie* eingebettet werden.

Natürlich stellt sich auch die Frage, ob es vor dem Hintergrund übergreifender Instrumente wie z.B. der Einführung von Emissionsobergrenzen bei gleichzeitiger Möglichkeit zum Emissionshandel überhaupt eine *Rechtfertigung für sektor- oder technologiespezifische Instrumente* geben kann.

Die Sinnfälligkeit bzw. sogar die Notwendigkeit für solche Instrumente ergibt sich vor allem aus zweierlei Gründen.

Erstens haben sektorspezifische Instrumente in aller Regel mehrdimensionale Ziele. Allein aus Gründen des kurzfristigen Klimaschutzes ist sicher die umfassende Förderung heute noch sehr marktferner erneuerbarer Energiequellen kaum zu rechtfertigen. Erst wenn auch berücksichtigt wird, dass mit einer solchen Förderung technologische Innovationen vorangetrieben werden, mit denen zukünftig Kostenersparnisse realisiert werden können, entsteht ein vollständiges Bild solcher Fördermaßnahmen.

Zweitens sind die individuellen Entscheidungsfenster der jeweiligen Akteure für eine ganze Reihe von Maßnahmenfeldern sehr kurz. Eine Entscheidung über den realisierten Wärmedämmstandard bei heute zu sanierenden Gebäuden definiert die aus der Nutzung dieses Gebäudes resultierenden Treibhausgasemissionen für den Zeitraum der nächsten 40 Jahre. Unterstellt man, dass in diesem Zeithorizont durchaus einschneidende Emissionsminderungen erzielt werden müssen, aber auch etwaige Emissionshandelsmärkte über solche Zeiträume praktisch keine Knappheitssignale aussenden dürften, so besteht die Gefahr, dass zukünftig kurzfristig und außerhalb der normalen Sanierungszyklen entsprechend teure Emissionsminderungen umgesetzt werden müssen.

In jedem Fall sollten jedoch sektorspezifische Instrumente so konzipiert werden, dass sie anschlussfähig zu den neuen flexiblen Instrumentarien bleiben.

In Bezug auf die Europäische Union sind eine Vielzahl von Initiativen sinnvoll und notwendig. Im Bereich der übergreifenden Instrumente wird in absehbarer Zukunft die Diskussion um die Schaffung von problemadäquaten *Beihilferegelungen* ein zentrales Element bilden, um klimaschutzorientierte Fördermaßnahmen über eine kurzfristige Perspektive hinaus etablieren zu können.

Hinsichtlich der Impulse in den internationalen Raum gehört schließlich die gezielte Entwicklung einer *Umweltaußenpolitik* zu den entscheidenden übergreifenden Ansätzen. Eine solche Initiative müsste neben dem eher traditionellen Ansatz der Exportförderung vor allem den gezielten Aufbau von Handlungskapazitäten in anderen Staaten bzw. im internationalen Raum adressieren. Damit verbunden werden könnte auch ein spezielles Anreizprogramm für die offensive und zielgerichtete Nutzung der flexiblen Kioto-Mechanismen. Mit einer solchen Initiative könnte auch dem Problem begegnet werden, dass angesichts der fehlenden nationalen Anreizstrukturen in Deutschland die praktischen

Erfahrungen und damit aber auch ein Gutteil der Definitionsmacht über die Ausgestaltung und Weiterentwicklung solcher Instrumente verloren zu gehen drohen.⁵⁶

Zu den übergreifenden Instrumenten gehört auch die *Forschungsförderung*. Hierzu soll an dieser Stelle nur darauf hingewiesen werden, dass die Prüfung von Forschungsplanungen und -ergebnissen auf ihre Relevanz für Energieeinsparung und Emissionsminderung zu den obligatorischen Punkten jedes Projektes erklärt werden sollten.

4.2 Sektorspezifische Instrumente

4.2.1 Energieeinsparung

Die instrumentellen Möglichkeiten im Bereich der effizienten Energienutzung sind so vielfältig wie die Einsparmöglichkeiten, daher soll an dieser Stelle eine Beschränkung auf die zentralen und interessantesten Instrumente erfolgen.

Die umfassendere Erschließung von Energiesparpotentialen im *Gebäudebestand* wird sich vor allem auf zwei Parameter richten. *Erstens* werden bei nur etwa der Hälfte der jährlich anstehenden Sanierungen (ca. 2,5 % des Wohnflächenbestandes) überhaupt wärmetechnische Maßnahmen vorgenommen und *zweitens* bleiben diese oft unter dem technischen und wirtschaftlichen Optimum. Vor allem wegen rechtlicher Schranken ist eine umfassende Beförderung der Altbausanierung nur über Zuschüsse möglich. Aus den genannten Gründen wird ein solches Programm ein erhebliches Volumen aufweisen müssen und auf eine möglichst umfassende Sanierung abzielen, also ggf. bauteilspezifisch strukturiert sein. Vorschläge für das Design eines solchen Programms liegen von verschiedenen Seiten vor, der Umfang der notwendigen Fördermittel wird mit etwa 4 Mrd. DM jährlich veranschlagt.⁵⁷

Für die *neuerrichteten Gebäude* ist etwa 5 Jahre nach Verabschiedung der aktuellen Energiesparverordnung eine nochmalige Verschärfung der Anforderung um etwa weitere 30 % sinnvoll. Bis dahin wird aus der Vielzahl von Demonstrationsbauten nach Niedrig- und Passivhausstandard eine ausreichend verallgemeinerungsfähige Erfahrungsbasis vorliegen, die eine nochmalige Verbesserung der allgemeinen Standards praktikabel werden lässt.

Ein wesentlicher Schlüssel für die Einhaltung wärmetechnischer Standards nach Sanierungen, aber auch im Neubau ist die laufende Kontrolle des *realen* Energieverbrauchs. Neben einer verstärkten – jedoch notwendigerweise stets begrenzten – Kontrolle durch die Verwaltung auf Einhaltung der jeweiligen Standards müssen *dezentrale Steuerungsmechanismen* deutlich stärker aktiviert werden. Eine entscheidende Rolle dafür, dass der wärmetechnische Standard z.B. bei Miet- oder Kaufentscheidungen angemessen berücksichtigt wird und entsprechende Anreize gesetzt werden, spielt die durchgängige Verfüg-

⁵⁶ Vorbild für eine solche Initiative könnte beispielsweise das niederländische ERUPT-Programm sein, das für das erste Jahr mit 50 Mio. Euro ausgestattet ist (Senter Internationaal 2000).

⁵⁷ Vgl. hierzu beispielsweise Ebel u.a. (1996) sowie Hake u.a. (1999).

barkeit von *Energiepässen*, die nach einem transparenten und einheitlichen Verfahren erstellt werden. Hier bleibt noch zu prüfen, inwieweit die durchgängige Verpflichtung zur Erstellung solcher Pässe rechtlich möglich ist, zumindest sollte aber jegliche Fördermittelvergabe an die Erstellung und Nutzung eines solchen Informationsinstruments gekoppelt werden. Im Endzustand müssen für Wohnungen und Gebäude Güteklassen definiert werden, die z.B. auch mietvertraglich fixiert werden können. Vor allem die Kommunen können solche Vorhaben in erheblichem Maße befördern.

Im Bereich der gut typisierbaren *elektrischen Massenwendungen* (Haushaltsgeräte, Bürotechnik, Motoren etc.) sind vor allem Bemühungen auf der Produzentenseite vielversprechend. Da rechtliche Vorgaben sich vor allem aus EU-Sicht als problematisch erweisen können, liegt hier zunächst eine Orientierung auf *freiwillige Vereinbarungen* mit Herstellern und Importeuren nahe, die darauf abzielt, nur Geräte mit einem bestimmten Mindeststandard auf den Markt zu bringen. Gegenstand einer solchen Vereinbarung könnten z.B. Standby-Einrichtungen, elektrische Motoren, Haushaltsgeräte oder vergleichbare Anwendungen sein.

Auf der Konsumentenseite stehen – neben den übergreifenden preisbeeinflussenden Maßnahmen – zunächst eine Vielzahl von Informationsinstrumenten zur Verfügung. Eine zentrale Rolle spielen dabei die gesetzlichen Regelungen zur *Energieverbrauchs-Kennzeichnung*, die vor allem in kürzeren Abständen aktualisiert und immer wieder angepasst werden müssen.

Einen neuen institutionellen Ansatz für Energiespar- und vor allem Stromsparerpolitik kann die Einrichtung eines *nationalen Energie-Effizienz-Fonds* bilden, der nach britischem, dänischem oder kalifornischem Beispiel zielgerichtete Aktivitäten initiieren und bündeln kann.⁵⁸ Schwerpunkte eines solchen Fonds wären die Durchführung von Energiesparkampagnen informationeller Art oder zielgerichtete Maßnahmen zur Markttransformation und Technologieentwicklung, die Beobachtung und Analyse aktueller Marktentwicklungen sowie die Schaffung einer "Dachmarke" für Energieeffizienz. Als Ausstattung für einen solchen Fonds wird ein Volumen von zunächst 150 Mio. DM jährlich diskutiert.

Hinsichtlich der sehr heterogenen Energiesparpotentiale vor allem in der Industrie ist eine weitere Förderung der *Energieberatung* unerlässlich, die vor allem für den Bereich der kleinen und mittleren Unternehmen eine hohe Priorität hat.

Auch in diesem Zusammenhang muss ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung eines Energiesparmarktes gerichtet werden. Die Vielzahl von Ansätzen im Bereich *Drittfinanzierung und Contracting* kann gezielt gefördert und weiterentwickelt werden.⁵⁹ Ansatzpunkte liegen neben dem allgemeinen Abbau von Transaktionskosten und administrativen Hemmnissen durchaus auch im steuerlichen Bereich. Hier könnten Änderungen weniger Vorschriften, aber auch einheitliche Rechtsstandards die Entwicklung neuer Dienstleistungen bis hin zu Angeboten wie Fassadencontracting oder Wärmedämmlea-

⁵⁸ Zum Rahmen und den Arbeitsfeldern eines solchen Energie-Effizienz-Fonds vgl. ESSH (1999a) und Öko-Institut (1999b).

⁵⁹ Vgl. hierzu beispielsweise Öko-Institut/BEA/EUMBP (2000).

sing erheblich befördern, auch, indem solche Dienstleistungen sich zunehmend als "berechenbare Produkte" entwickeln.

Mit der Motivation, "Energiedienstleistung" als transparentes Produkt zielgerichtet zu etablieren, sollten in allen Förderprogrammen bestimmte Anteile grundsätzlich über *Ausschreibungsverfahren* vergeben werden, in denen die jeweils attraktivsten Angebote den Zuschlag erhalten.⁶⁰

Als eine unter vielen weiteren flankierenden Maßnahmen kommen *Bildungs- und Motivationsmaßnahmen* für die unterschiedlichen Akteure eine außerordentlich wichtige Rolle zu, wobei vor allem die Vermittlerakteure (Architekten, Planer, Handwerker etc.) im Mittelpunkt stehen sollten. Die in einigen Bundesländern sehr erfolgreich umgesetzten Impulsprogramme für diesen Bereich können auch auf Bundesebene – mit modifizierter Ausrichtung – eine ganze Reihe wichtiger Anstöße geben, um eine flächendeckende *Energiespar-Infrastruktur* auf- und auszubauen.

4.2.2 Erzeugungssektor

Im Bereich der Stromerzeugung sind aus strategischer Sicht neben den übergreifenden Instrumenten (z.B. Emissionshandel für Großindustrie und Stromwirtschaft) vor allem drei spezifische Ansätze von Bedeutung.

Für die Absicherung und Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung als zentrale Strategie im Strom- und Fernwärmesektor werden in jüngster Zeit eine Reihe unterschiedlicher Instrumente diskutiert.⁶¹ Insgesamt scheint sich ein *Pflichtanteilsmodell für Kraft-Wärme-Kopplung* mit der Möglichkeit, entsprechende KWK-Zertifikate zu handeln, als sehr geeignetes Förderinstrument herauszustellen.⁶² Die rechtlichen und institutionellen Analysen für ein solches Modell sind relativ weit fortgeschritten und würden die schnelle Implementierung eines solchen Systems ermöglichen, so dass die Emissionsreduktionsbeiträge der Kraft-Wärme-Kopplung noch für das nationale CO₂-Minderungsziel wirksam werden könnten.

Eine wesentliche Rahmenbedingung für ein solches System wäre auch die *steuerliche Gleichstellung* aller Stromerzeugungstechnologien im fossilen Bereich. Trotz der aus rechtlicher Sicht nicht unerheblichen Probleme werden Möglichkeiten gefunden werden

⁶⁰ Zur Bedeutung der in solchen Verfahren gemachten Erfahrungen für die Marktentwicklung im Bereich der öffentlichen Einrichtungen vgl. SenStadt/BEA (2000).

⁶¹ Vgl. WI (2000) und EWI (2000).

⁶² Die Grundidee eines solchen Modells besteht darin, dass jeder Stromhändler verpflichtet wird, in seinem Angebot einen rechnerischen Mindestanteil von KWK-Strom nachzuweisen. Praktisch umgesetzt wird dies, indem die Erzeuger von KWK-Strom entsprechend ihrer Stromproduktion Zertifikate erhalten und diese frei gehandelt werden. Die Stromhändler weisen über den Erwerb der Zertifikate ihren Pflichtanteil nach, die KW-Erzeuger erschließen sich über den Verkauf der Zertifikate eine zusätzliche Einnahmequelle. Zu Details solcher oder ähnlicher Modelle vgl. Traube/Riedel (1998) sowie Apfelstedt (1999).

müssen, wie die Ungleichbehandlung von Erdgas im Vergleich mit Kohle oder Kernenergie aufgehoben oder kompensiert werden kann.

Im Bereich der Kundentransparenz kann schließlich einer allgemeinen *Deklarationspflicht* für die Herkunft von Strom eine wichtige Rolle zukommen. Ähnlich wie bei der aktuellen Diskussion um die Zertifizierung von Grünem Strom⁶³ könnten verpflichtende Angaben zur Zusammensetzung des jeweils angebotenen Strommixes die Rolle der Stromkunden als Akteure entscheidend stärken. Entsprechende Aktivitäten werden auch seitens der EU vorangetrieben und befördert.

4.2.3 Verkehr

Verkehrsvermeidung als erstes Element einer klimaschutzorientierten Strategie ist vor allem mit der Umkehr der bisher ungebrochenen Zersiedelungstrends verbunden. In der langfristigen Perspektive kommt hier vor allem *planerischen Instrumenten* wie Flächennutzungsplänen und damit vor allem den Kommunen eine erhebliche Bedeutung zu. Gleichzeitig müssen aber auch kontraproduktive Anreizsysteme wie beispielsweise die *Kilometerpauschale* eliminiert werden, wie dies beispielsweise durch eine Umwandlung in eine *Entfernungspauschale* ermöglicht werden kann. Eine ähnliche Neuausrichtung ist auch im Bereich des Straßengüterverkehrs möglich, hier wird vor allem die Einführung einer *leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe* diskutiert.

Im Bereich der planerischen Instrumente kommt auch dem *Bundesverkehrswegeplan* eine zentrale Bedeutung zu, bildet dieser doch die Grundlage für die Entwicklung der verkehrlichen Infrastruktur und damit über die zukünftigen Verkehrsströme. Eine Neuausrichtung des Bundesverkehrswegeplans muss ökologische Kriterien als entscheidende Rahmenbedingungen für den Infrastrukturausbau definieren.

Eine entscheidende Voraussetzung für eine nachhaltige Veränderung des *Modal Splits*⁶⁴ bilden Maßnahmenbündel zur Erhöhung der Attraktivität des öffentlichen Nahverkehrs. Hier bietet die *Liberalisierung* sowohl erhebliche Chancen zur kostengünstigeren und kundenorientierten Neuausrichtung des öffentlichen Verkehrs, ist jedoch gleichzeitig auch mit nicht unerheblichen Problemen verbunden, vor allem hinsichtlich der Entwicklung eines integrierten öffentlichen Verkehrssystems. Vorerst sollten vor allem die Voraussetzungen geschaffen werden, entsprechende Trends zeitnah zu beobachten und ein Frühwarnsystem für die schnelle und koordinierende Intervention einzurichten. Neben einer offensiven Weiterführung von Regionalisierung und Liberalisierung im öffentlichen Verkehr müssen die notwendigen *Investitionen* für die Bahninfrastruktur abgesichert werden, im Gegenzug muss aber auch ein *effektives Regulierungssystem* geschaffen werden, mit dem diese Infrastruktur auch praktisch von neuen Akteuren genutzt werden kann.

⁶³ Vgl. Öko-Institut (1999a).

⁶⁴ Verhältnis der Anteile der verschiedenen Verkehrsträger (Bahn, Bus, Pkw etc.).

Die Erhöhung der Energieeffizienz im Fahrzeugsektor bleibt schließlich das zentrale Element einer klimaschutzorientierten Verkehrsstrategie. Angesichts der komplizierten Problemlage sind hier zwei komplementäre instrumentelle Ansätze sinnvoll. Einerseits müssen die *Kraftstoffpreise* über die Ökosteuer auf einem Niveau stabilisiert werden, das die Investitionen in energiesparende Fahrzeuge befördert. Die Höhe dieses Niveaus ist im wissenschaftlichen wie im politischen Bereich umstritten, wird aber in jedem Falle deutlich über der Grenze von 2 DM/l liegen. Hier ist erstens ein langsamer Annäherungsprozess sinnvoll und gleichzeitig wohl auch alternativlos. Komplementär kann auf Seite der Fahrzeugproduzenten angesetzt werden. Möglich sind hier beispielsweise Vereinbarungen über die *freiwillige Begrenzung der CO₂-Emissionen oder des Energieverbrauchs* der Fahrzeugflotte. Entsprechende Initiativen sind vor allem auf der europäischen Ebene angesiedelt. Eine weitere Handlungsmöglichkeit ergibt sich schließlich auch durch die Umstellung der *Kraftfahrzeugsteuer* auf eine emissionsbezogene Bemessungsgrundlage.

Kurzfristige Emissionsminderungen können schließlich durch die Einführung von *Tempolimits* auf Autobahnen und Bundesstraßen erzielt werden.

Notwendig sind weiterhin Maßnahmen bezüglich des Flugverkehrs, dazu gehören neben der Abschaffung der *Steuerbefreiung für Kerosin* und einer Vielzahl anderer Subventionstatbestände auch die Einführung einer *emissionsbezogenen Flugverkehrsabgabe*. Auf der nationalen Ebene steht die Instrumentierung entsprechender Maßnahmen jedoch vor erheblichen Problemen rechtlicher wie auch politischer Art.

4.2.4 Erneuerbare Energien

Hinsichtlich der erneuerbaren Energien existiert eine disparate Situation für strom- und wärmeorientierte Systeme.

Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen existieren mit dem *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG) starke Anreizmechanismen, die insbesondere die Windenergienutzung, aber auch die Verstromung von Biomasse und die photovoltaische Stromerzeugung erheblich befördern werden. Angesichts der Auseinandersetzungen um dieses Instrument, u.a. auch seitens der EU, wird es darauf ankommen, den *materiellen Gehalt* dieses Gesetzes langfristig zu sichern. Falls die derzeitige rechtliche Ausgestaltung nicht bestandskräftig sein sollte, könnten Alternativen vor allem über *Zertifikatsmodelle* mit entsprechend anspruchsvollen Zielvorgaben geschaffen werden.⁶⁵

Die weitere Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung ist jedoch nicht nur von den durch das EEG geschaffenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Insbesondere hinsichtlich der zukünftig erheblich an Bedeutung gewinnenden Offshore-Windkraftnutzung bleiben eine Vielzahl *planerischer und anderer Hemmnisse* zu beseitigen. Hier entwickelt sich vor allem auf Ebene der Bundesländer ein wichtiger Hand-

⁶⁵ Vgl. zur diesbezüglichen Diskussion ESSH (1999a), Drillisch (1999) sowie DLR u.a. (1999). Zur internationalen Diskussion siehe ECR/Öko-Institut/SPRU (1999).

lungsbedarf. Gleiches gilt für die Eingrenzung von Nutzungskonflikten im Naturschutzbereich (Ausweisung von Vorrang- und Ausschlussgebieten etc.).

Hinsichtlich der Förderung wärmeorientierter Systeme der regenerativen Energien werden unterschiedliche instrumentelle Ansätze diskutiert. Neben einer Fortführung von *Investitionszuschüssen* werden *Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten* für große Thermosolaranlagen sowie eine ganze Reihe anderer, v.a. flankierender Maßnahmen betrachtet.⁶⁶

Kurzfristig verfügbar und rechtlich sowie institutionell vergleichsweise unproblematisch ist vor allem das Instrument der *Investitionszuschüsse*. Ein sinnvolles und zielführendes Volumen für ein solches Programm wird auf 200 bis 500 Mio. DM pro Jahr beziffert. Wie in der Vergangenheit sollten in diesem Zusammenhang auch die Bundesländer und Kommunen mit eigenen Förderprogrammen spezielle und ergänzende Schwerpunkte setzen.

Innovativ hinsichtlich der Kostensenkungspotentiale, aber auch mit Blick auf die Entwicklung des Energiedienstleistungsmarktes erscheint die Förderung von *Solarcontracting*. Spezialisierte Unternehmen finanzieren, errichten und betreiben in einem solchen Modell Solaranlagen und refinanzieren diese über den Wärmeverkauf. Insbesondere Kostensenkungen beim Großeinkauf von Anlagen, aber auch die Entlastung von Hauseigentümern von den nicht unaufwendigen Wartungsarbeiten bei thermischen Solaranlagen können die Marktdurchdringung in allen Anlagenklassen erheblich verbessern. Die Förderprogramme für thermische Anwendungen erneuerbarer Energien sollten dementsprechend so ausgestaltet werden, dass besondere Anreize für die Nutzung entsprechender Modelle geschaffen werden. Auch sollte vor diesem Hintergrund zumindest ein Teil der staatlichen Fördermittel im Wege von *Wettbewerben oder Ausschreibung* vergeben werden.

5 Exkurs: Die zukünftige Rolle von Stromimporten

Politische Strategien und Instrumente zur ökologischen Umgestaltung der Energiewirtschaft müssen – vor allem, bei weitem aber nicht nur vor dem Hintergrund der Liberalisierung – auch erhebliche Unsicherheiten in Betracht ziehen. Einen der bedeutsamsten Diskussionspunkte in dieser Hinsicht bildet die Frage der Stromimporte. Während die Ex- und Importe von und nach Deutschland in der Vergangenheit zumindest im Saldo nur eine äußerst geringe Rolle spielten, ergeben sich mit der Liberalisierung im allgemeinen, vor allem aber vor dem Hintergrund des vorzeitigen Auslaufens der Kernenergie sowie dem erheblichen Erneuerungsbedarf im (west-) deutschen Kraftwerkspark ab 2010 durchaus Potentiale für eine zukünftig größere Rolle von Stromimporten, die möglicherweise aus ökologischen Gründen bedenklich sein könnten.

Obwohl die Stromimporte nach Deutschland in den vergangenen zehn Jahren insgesamt nur eine geringe Rolle spielten bzw. sogar Strom exportiert wurde, sind die Salden der

⁶⁶ Vgl. dazu im Detail DLR u.a. (1999).

Lastflüsse⁶⁷ zu den verschiedenen Staaten keineswegs ausgeglichen. Wie Abbildung 1 verdeutlicht, ergeben sich im Zeitverlauf relativ stabile Export-Import-Muster. Während Frankreich, Skandinavien und Tschechien durchgängig einen Lieferüberschuss erzielen konnten, wird Strom aus Deutschland vor allem in die Niederlande sowie Luxemburg, die Schweiz und auch nach Polen geliefert.

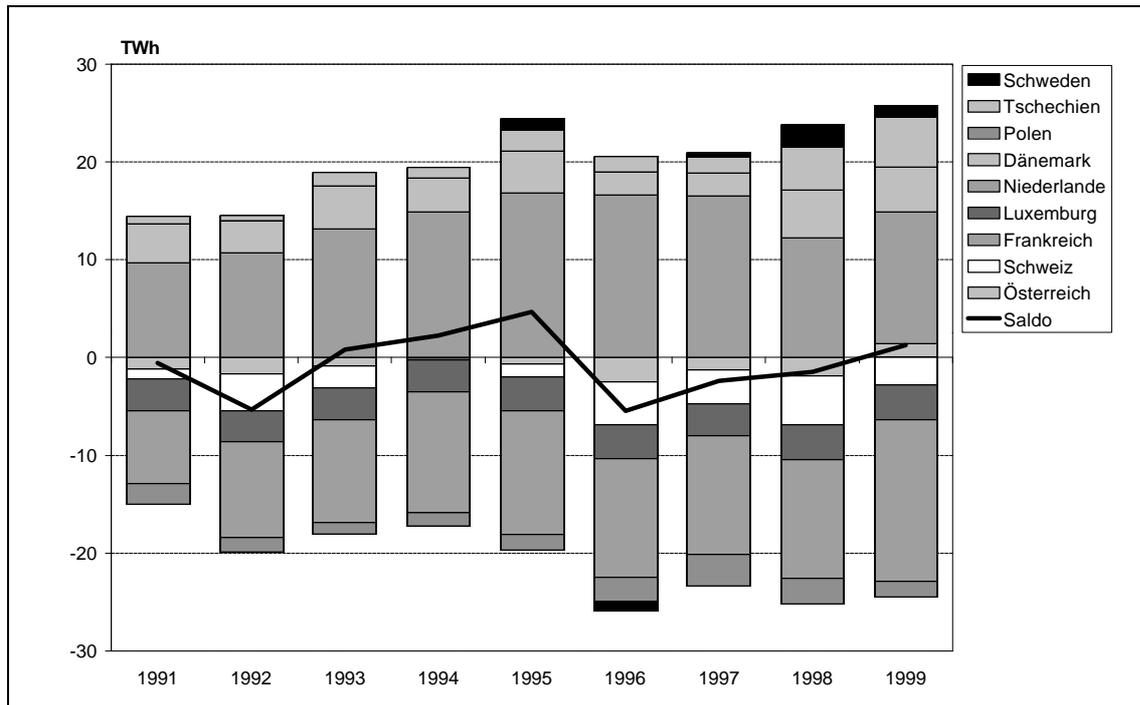
Für die Analyse zukünftiger Stromimportpotentiale müssen vor allem drei Fragen behandelt werden:

- In welchen Lieferregionen stehen für welche Zeiträume Überkapazitäten für nennenswerte Stromexporte (ggf. auch in welchem Lastbereich⁶⁸) zur Verfügung?
- Können diese Überkapazitäten unter Berücksichtigung der Übertragungskosten nach Deutschland zu konkurrenzfähigen Preisen (im Mittel 3 bis 5 Pf/kWh) angeboten werden?
- Welche technischen Restriktionen gibt es für die Lieferung großer Strommengen nach Deutschland?

⁶⁷ Die Statistik gibt nur Informationen über die physischen Lastflüsse, nicht aber über die wirklichen Lieferbeziehungen. Sofern Strom von Österreich über die Grenze nach Deutschland geliefert wird, muss es sich nicht notwendigerweise um in Österreich erzeugte Strommengen handeln, es kann sich dabei durchaus auch um in Osteuropa kontrahierte Strommengen handeln. Aus dem Herkunftsland der grenzüberschreitenden Lieferungen können jedoch gleichwohl Hinweise auf die Lieferregion abgeleitet werden.

⁶⁸ Eine detaillierte Analyse der Stromein- und -ausfuhren muss zwischen den verschiedenen Lastbereichen (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) sowie kurzfristigen Spotmarktlieferungen und langfristigen Lieferkontrakten unterscheiden. Vereinfachend unterstellen die hier gemachten Ausführungen – wenn nicht anders erwähnt – langlaufende Lieferverträge für das gesamte Lastband.

Abbildung 1 Stromaustausch mit dem Ausland, 1991-1999



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (bis 1996), UCTE (ab 1997)

Die als Grundlage für das Referenzszenario (vgl. Kapitel 6.4) herangezogene Arbeit von Prognos/EWI (1999) errechnet die Importpotentiale mit einem Modell für den europäischen Kraftwerkspark, in dem versucht wird, vor allem die ökonomische Situation der Stromerzeugung in den verschiedenen Ländern abzubilden. Im Ergebnis führen diese Modellrechnungen zwar zu einer Erhöhung der Stromimporte, ihr Anteil am gesamten Stromaufkommen bleibt jedoch mit nur 2 % vergleichsweise gering (Tabelle 1). Der Stromimport von knapp 13 TWh (Terrawatt-Stunden) entspricht dabei in Abhängigkeit von der Lastcharakteristik einer durchschnittlichen Kraftwerksleistung zwischen 2.000 und 2.500 MW.

Tabelle 1 Bruttostromerzeugung, Stromimportsaldo und Bruttostromaufkommen im Referenzszenario, 1995-2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
	- TWh -					
Bruttostromerzeugung	534,9	552,5	567,6	587,4	595,0	599,0
Strom-Importsaldo	4,8	1,3	10,5	10,8	12,3	12,7
Bruttostromaufkommen	539,7	553,8	578,1	598,2	607,3	611,7
Anmerkung: * vorläufige Daten						

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft, UCTE, Prognos/EWI (1999), Berechnungen des Öko-Instituts

Als Lieferregionen für *zusätzliche* Stromexporte nach Deutschland kommen vor allem Frankreich, Skandinavien, die mittel- und osteuropäischen Staaten sowie Russland und die Ukraine in Betracht.

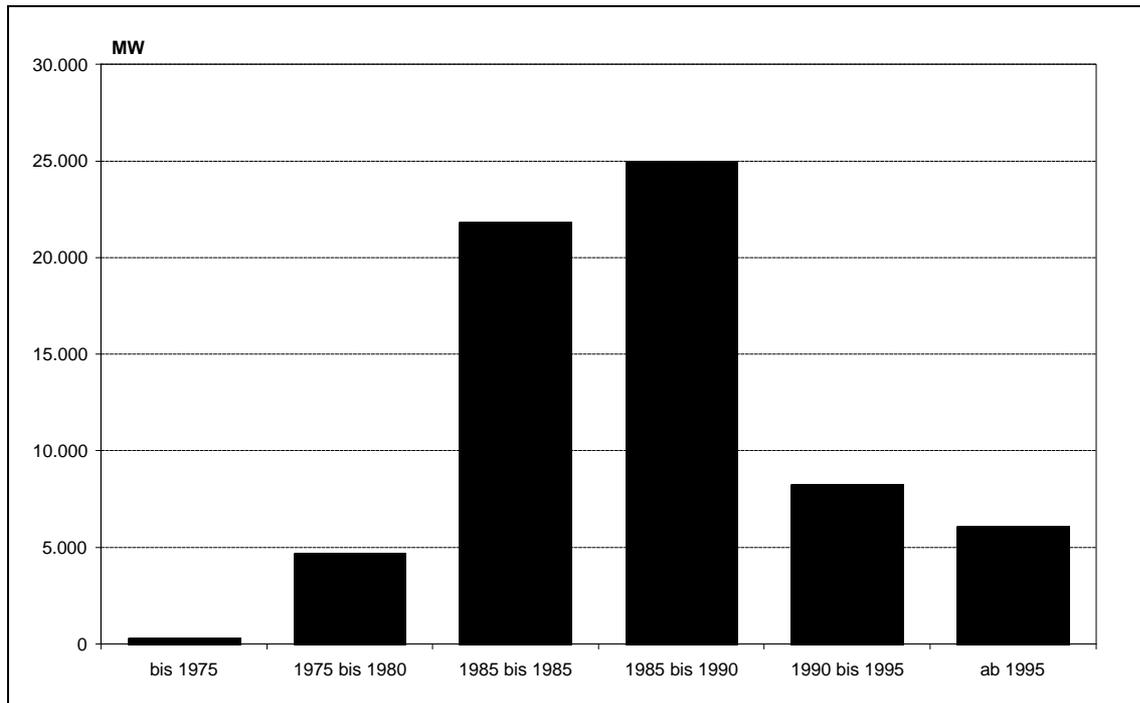
Frankreich ist bereits heute einer der größten Stromexporteure in Europa. Die überwiegend aus Kernkraftwerken stammenden Exportmengen fließen vor allem nach Italien, Großbritannien sowie Deutschland und bewegten sich im Zeitraum 1997-1999 im Bereich von 14 bis 16 TWh für jedes der genannten Länder. Kleinere Mengen von jeweils 5 bis 7 TWh wurden nach Belgien, in die Schweiz sowie nach Spanien geliefert.

Neben den bereits durch Exporte gebundenen Kraftwerkskapazitäten verfügt Frankreich noch über weitere freie Kapazitäten im Kernkraftwerksbereich, die je nach Berechnungsansatz auf Werte von ca. 7.000 bis 13.000 MW beziffert werden können. Eine wirtschaftliche Attraktivität für Stromexporte aus Frankreich ergibt sich vor allem durch die besonders vorteilhaften Rahmenbedingungen für die Atomstromerzeugung im existierenden französischen Kraftwerkspark.⁶⁹ Im Rahmen der europäischen Strom- und Gasmarktliberalisierung ist jedoch zumindest mittelfristig davon auszugehen, dass deutliche Kostenvorteile für Neubaukraftwerke in Frankreich angesichts der Übertragungskosten nach Deutschland kaum noch auftreten dürften. Der bisher relativ ungebrochen steigende Strombedarf in Frankreich wird zukünftig jedoch die freien Kapazitäten im existierenden Kraftwerkspark deutlich absinken lassen. Weiterhin lässt sich auch aus der Altersstruktur des französischen Kernkraftwerksparks (Abbildung 2) spätestens ab 2015 ein zunehmender Ersatzbedarf für diejenigen Kraftwerke ableiten, die das Ende ihrer Betriebszeit erreichen. Beide Trends lassen darauf schließen, dass die potentiellen Exportkapazitäten für Lieferungen über das gesamte Lastband mittel- und langfristig erheblich sinken werden.⁷⁰ Im Gegenzug könnten sich mittelfristig die freien Exportkapazitäten wieder erhöhen, wenn andere große Abnehmer französischen Stroms (Italien, Großbritannien) ihre Importe signifikant reduzieren sollten.

⁶⁹ Vergleiche diesbezüglich zum Beispiel EWI (1997).

⁷⁰ Für zeitlich oder hinsichtlich der Lastcharakteristik eingeschränkte Lieferung muss dies nicht notwendigerweise gelten.

Abbildung 2 Altersstruktur des französischen Kernkraftwerksparks, Stand 2000



Quelle: Internationale Atomenergie-Organisation

Die technischen Möglichkeiten der Stromübertragung von Frankreich nach Deutschland sind derzeit durch das vorhandene Leitungsnetz und die bereits erfolgenden Exporte begrenzt. Die bisher existierenden und noch nicht ausgelasteten Übertragungskapazitäten bewegen sich derzeit im Bereich von 2.500 MW und könnten durch Stromlieferungen über die Schweiz eventuell auf bis zu 6.000 MW ausgebaut werden (UCTE 1999). Ob angesichts der zeitlichen Entwicklung der für Exporte verfügbaren Kraftwerkskapazitäten eine *Erweiterung* der Übertragungskapazitäten wirtschaftlich attraktiv wäre, muss bezweifelt werden.

In *Skandinavien* verfügt vor allem Norwegen über nennenswerte Überkapazitäten in großen Wasserkraftwerken, die zumindest in wasserwirtschaftlichen Normaljahren ohne jeden Zweifel zu sehr geringen Preisen auf den Markt gebracht werden können und auch heute schon angeboten werden. Vor allem durch die Begrenzungen der Übertragungsinfrastruktur werden zusätzliche – und umweltpolitisch durchaus auch wünschenswerte – Wasserkraft-Stromimporte aus Skandinavien auf einen Wert von unter 1.000 MW beschränkt bleiben.

Unter den *mittel- und osteuropäischen* Staaten kommen vor allem Tschechien und die Slowakei als zusätzliche Stromexporteure in Betracht.⁷¹ Beide Staaten verfügen über erhebliche Überkapazitäten in sicherheitstechnisch oder anderweitig ökologisch bedenklichen Kraftwerken, die zu vergleichsweise geringen Preisen lieferfähig sind. Angesichts

⁷¹ Zu detaillierteren Ausführungen zu Stromlieferungen aus Osteuropa vergleiche Matthes (2000a).

der gut entwickelten Übertragungs-Infrastruktur nach Deutschland und dem in der wirtschaftlichen Anpassungsphase teilweise deutlich gesunkenen einheimischen Strombedarf kann hier zukünftig eine Ausweitung der Stromlieferungen erwartet werden. Hinsichtlich der mittelfristigen Perspektive muss jedoch in Betracht gezogen werden, dass durch den angestrebten EU-Beitritt beider Länder *erstens* erhebliche umwelttechnische Nachrüstungsinvestitionen im konventionellen Kraftwerkspark notwendig bzw. bereits vollzogen werden, die die wirtschaftliche Attraktivität von Exporten einschränken dürften. *Zweitens* hat die Slowakei im Rahmen des EU-Beitritts für 2006 und 2008 die Schließung zweier Hochrisikoreaktoren zugesagt, was die verfügbare Kraftwerksleistung um mehr als 800 MW verringern wird. *Drittens* müssen beide Staaten im Rahmen der EU ihre Strommärkte liberalisieren und werden damit zumindest für etwaige Neubauvorhaben keine wesentlichen Kostenvorteile mehr erzielen bzw. Quersubventionen für Stromexporte vornehmen können. Das realisierbare Exportpotential von Tschechien und der Slowakei dürfte sich mittelfristig in einer Größenordnung von 2.000 bis 3.000 MW bewegen.

Sowohl *Russland* als auch die *Ukraine* verfügen sowohl mittel- als auch langfristig über umfangreiche Überkapazitäten, die prinzipiell Stromexporte ermöglichen, darunter eine ganze Reihe von Atom- und Kohlekraftwerken mit niedrigen sicherheits- und umwelttechnischen Standards. Stromlieferungen aus diesen Ländern stehen jedoch vor dem besonderen Problem, dass die Kraftwerksparks beider Länder in einem Verbundsystem betrieben werden, das direkte Stromlieferungen in das westeuropäische Verbundnetz nicht zulässt. Für Stromexporte nach Westeuropa müssen entweder Teile des Landesnetzes aus dem nationalen Verbund ausgekoppelt und direkt an das westeuropäische Verbundnetz angeschlossen werden oder spezielle Übertragungseinrichtungen⁷² gebaut werden. Beide Wege werden derzeit verfolgt. Ein Teil des ukrainischen Verbundsystems (die sogenannte Lwower Insel) hat bereits einen Aufnahmeantrag für das westeuropäische Verbundsystem UCTE gestellt. Weiterhin haben Bayernwerk, RWE und die österreichische Verbundgesellschaft angekündigt, entsprechende Übertragungsanlagen (mit einer Leistung von 1.200 MW) zum osteuropäischen Verbundsystem zu installieren. Diese Bemühungen werden jedoch mittelfristig allenfalls eine Übertragung von ca. 3.000 MW ermöglichen. Alle weiteren Stromexporte würden die Installation aufwendiger und kostenintensiver Übertragungsanlagen⁷³ notwendig machen, die bis auf weiteres ökonomisch kaum attraktiv erscheinen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass eine Reihe von Staaten über kurz-, mittel- und langfristige Lieferkapazitäten verfügen. Die wirtschaftliche Attraktivität dieser Kapazitäten für den deutschen Markt erscheint zumindest teilweise plausibel, was aber zunächst noch nicht zwingend zu Importen führen muss, da auch eine ganze Reihe anderer Kriterien (Zuverlässigkeit etc.) erfüllt werden müssen. Prinzipiell könnten bis zu 10 % des deutschen Strombedarfs auch durch Importe gedeckt werden, die mit der Aus-

⁷² Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- (HGÜ-) Kurzkupplungen.

⁷³ Zur näheren Beschreibung und weiteren Literaturverweisen zu diesem Projekt mit dem Namen "Baltischer Ring" vergleiche Matthes (2000a).

nahme norwegischen Wasserkraftstroms aus sicherheits- und umwelttechnisch bedenklichen Stromerzeugungsanlagen stammen können. Zumindest bisher sind jedoch keinerlei Indizien erkennbar, die eine Erhöhung der Stromimporte deutlich über die im Referenzszenario dargestellte Menge hinaus erkennen lassen.

Auf der Grundlage des bisherigen Wissensstandes können somit zwar erhöhte Stromimporte nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, sie werden jedoch keinesfalls eine Dimension erreichen, in der sie Klimaschutz und Atomausstiegspolitik in Deutschland konterkarieren würden.

Die Beeinflussung von Stromimporten ist hinsichtlich der verfügbaren politischen Instrumente kompliziert. Innerhalb der EU, und dies betrifft auch die zukünftigen Mitglieder bzw. die Beitrittskandidaten, ist eine solche Beeinflussung ausgeschlossen. Inwieweit Einschränkungen von Stromimporten aus Russland oder der Ukraine möglich wären, bedarf noch intensiver handelsrechtlicher Prüfungen und wäre auch politisch von erheblicher Brisanz. Möglich ist jedoch die Einführung einer *Deklarationspflicht* für die Herkunft bzw. die Zusammensetzung von Stromangeboten, mit denen Stromimporte ggf. über entsprechende Verbraucherpräferenzen unattraktiv gemacht werden könnten.

6 Szenarien

6.1 Einführung

Für die Analyse unterschiedlicher Pfade der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung bietet sich die Szenarientechnik an. Szenarien sind in diesem Zusammenhang konsistente Wenn-Dann-Aussagen, bei denen die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen in Abhängigkeit von den gewählten Prämissen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen kann. Grundlage bildet ein *Referenzszenario*, in dem – auf Basis der für die Zukunft unterstellten demographischen, sozialen und wirtschaftlichen Trends – die Entwicklungen der Vergangenheit in einer Weise fortgeschrieben werden, die sowohl die autonome Entwicklung der Energie- und Umwelteffizienz als auch die beschlossenen und unmittelbar absehbaren politischen Rahmensetzungen berücksichtigt ("Business As Usual"). Das Referenzszenario entspricht damit einer Prognose unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen. Die Basis für die Entwicklung des Referenzszenarios bildet die Arbeit von Prognos/EWI (1999), die mit anderen aktuellen Energieprognosen⁷⁴ abgeglichen und vor dem Hintergrund aktueller energiepolitischer Entwicklungen (Vereinbarung zum Atomausstieg) leicht modifiziert wurde. Das Referenzszenario reflektiert diejenigen Maßnahmen, die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung von Prognos/EWI (1999) absehbar waren, also im wesentlichen den energiepolitischen Diskussionsstand von 1998/99. Während einige aktuelle energiepolitische Maßnahmen (z.B. die bereits relativ lange diskutierte Energieeinsparverordnung oder eine Variante der ökologischen Steuerreform) darin bereits berücksichtigt wurden, sind andere aktuelle Entwicklungen (z.B. das Erneuerbare Energien Gesetz oder das Ziel der KWK-Verdoppelung) noch

⁷⁴ Z.B. Esso (2000) und MWV (2000).

nicht eingeflossen. Schließlich wurden bei Prognos/EWI (1999) einige Fortentwicklungen von Instrumenten unterstellt, die durchaus auch noch ambitionierter ausgestaltet werden können (Fortführung der ökologischen Steuerreform nach 2005).

Auf der Grundlage des Referenzszenarios wurden *Alternativentwicklungen* untersucht, die sich unter der Maßgabe anderer Prämissen hinsichtlich der energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen einstellen können. Solche Alternativszenarien zur Referenzentwicklung sind in der Vergangenheit vielfach erarbeitet worden, wobei die Palette der methodischen Ansätze, der Grundannahmen und folgerichtig auch der Ergebnisse weit variiert. Vor dem Hintergrund der für diese Arbeit verfügbaren Ressourcen, aber auch um die Vielfalt (und Unübersichtlichkeit) der bereits vorliegenden Arbeiten nicht noch um eine weitere Facette zu ergänzen, wird im folgenden der methodische Ansatz eines *Syntheszenarios* verfolgt. Mit diesem Ansatz werden über eine Auswertung der vorhandenen Arbeiten wesentliche Gemeinsamkeiten und Bandbreiten identifiziert und systematisiert.

In einer ersten Analyse können die vorliegenden Arbeiten grundsätzlich in zwei Gruppen unterteilt werden:

- Die *Systemszszenarien* bezeichnen solche Szenarienentwicklungen, in denen die denkbare zukünftige Entwicklung des Energiesystems allein auf der Grundlage technischer und/oder wirtschaftlicher Parameter analysiert werden. Die Palette der Arbeiten reicht hier von reinen Technikszenarien bis zu ökonomischen Optimierungsmodellen verschiedenster Art.⁷⁵
- Die *strategie- und politikorientierten Szenarien* analysieren zwar ebenfalls die technischen und wirtschaftlichen Potentiale für das zukünftige Energiesystem, stellen aber die dazu notwendigen Strategien und politischen Instrumente in den Mittelpunkt der Analyse. Den Hintergrund dieser Vorgehensweise bildet die Erkenntnis, dass nicht jede Entwicklung, die technisch-ökonomisch möglich erscheint, durch politische Einflussnahme auch ohne weiteres induziert oder beeinflusst werden kann.⁷⁶

Auch wenn beide Szenarienvarianten gelegentlich nicht konsequent voneinander zu trennen sind, spiegelt sich diese Unterscheidung auch in der Auswahl und Charakterisierung der im folgenden entwickelten Alternativszenarien wider:

- Das Szenario *Politik* beschreibt diejenige Entwicklung, die auf der Grundlage heute geplanter und diskutierter politischer Strategien und Instrumente als möglich erscheint, was im Vergleich zum Referenzszenario zu in Niveau und Struktur deutlich veränderten Ergebnissen führen kann.
- Das Szenario *Potential* stellt Entwicklungen dar, die sich vor dem Hintergrund derjenigen technischen Entwicklungspotentiale ergeben, die – unter Maßgabe der vorgege-

⁷⁵ Berücksichtigt wurden hierbei: Öko-Institut (1996), FEES (2000), Hohmeyer u.a. (2000).

⁷⁶ Berücksichtigt wurden hierbei: Altner u.a. (1995+1998), DIW/STE/ISI/Öko-Institut (1997+1999), WI/Öko-Institut (2000) sowie DIW u.a. (2000) und DLR u.a. (1999).

benen Ziele – aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient umgesetzt werden können, deren instrumentelle Umsetzbarkeit jedoch nicht eingehend beschrieben bzw. geprüft ist.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die technischen Maßnahmen im Rahmen der normalen Lebenszyklen der jeweiligen Anlagen oder Geräte vollzogen werden. Diese Vorgabe resultiert aus der Erkenntnis, dass ein deutlich vorzeitiger Ersatz von Anlagen – soweit nicht sicherheitstechnisch oder anderweitig notwendig begründet – in aller Regel zu deutlichen Kostensteigerungen führt.⁷⁷ Für die verschiedenen Handlungsfelder und Maßnahmen ergeben sich damit Entscheidungsfenster: Sanierungsmaßnahmen im Gebäudesektor erfolgen im Regelfall nur alle 30 bis 40 Jahre, die Lebensdauer von Kraftwerken bewegt sich zwischen 25 und 40 Jahren, Heizungsanlagen, Kraftfahrzeuge oder Haushaltsgroßgeräte werden alle 12 bis 15 Jahre ausgetauscht. Werden die sich hieraus ergebenden Zeitfenster der jeweiligen Akteure nicht genutzt, so werden Maßnahmen zur Emissionsminderung unmöglich gemacht oder stark verteuert; die politische Durchsetzungsfähigkeit nimmt in jedem Falle stark ab.

Eine Kostenbewertung der Szenarien wird schließlich *nicht* vorgenommen. Die methodischen Ansätze bzw. der Bezugsrahmen für Kostenangaben und konsequenterweise auch die Ergebnisse in den für die hier vorgenommene Synthese genutzten Arbeiten sind so unterschiedlich, dass sich auf dieser Grundlage eine Kostenanalyse für die hier dargestellten Szenarien verbietet.⁷⁸

Für die Entwicklung der Szenarien werden zunächst vier Endverbrauchssektoren betrachtet, aus denen sich der *Endenergiebedarf* (Brennstoffe, Fernwärme, Elektrizität, erneuerbare Energieträger) ergibt:

- Der Sektor Haushalte umfasst den gesamten Endenergieverbrauch der privaten Haushalte mit Ausnahme der Kraftfahrzeuge.
- Der Sektor Industrie umfasst das verarbeitende Gewerbe, die Gewinnung von Steinen und Erden sowie den nicht Energierohstoffe betreffenden Bergbau.
- Der Sektor Verkehr umfasst den Energieverbrauch des gesamten Verkehrs auf Straße und Schiene, des Luftverkehrs sowie der Küsten- und Binnenschifffahrt.
- Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD) wird aus der statistischen "Restgröße" gebildet, in welchem der Endenergieverbrauch aus dem Dienstleistungssektor, dem Handwerk, der Kleinindustrie, der Landwirtschaft, des Militärs etc. zusammengefasst wird.

⁷⁷ Am deutlichsten illustriert wird dies durch die Untersuchung von RWI/ifo (1998), in der die Minderungsvorgabe für die CO₂-Emissionen kurzfristig u.a. allein durch Maßnahmen im Gebäudebereich und bei der Kraft-Wärme-Kopplung untersucht wird. Durch die damit notwendig werdenden Investitionen außerhalb der normalen Ersatz- und Sanierungszyklen entstehen umfangreiche Mehrkosten.

⁷⁸ Die kumulierten Kosten bei gleichem CO₂-Minderungsziel und sehr ähnlichem methodischen Ansatz unterscheiden sich beispielsweise in den Modell-Vergleichsrechnungen des FEES (1999, S. 52) bis um den Faktor 7.

Hinsichtlich der *Bereitstellung von Energie* wird nur der Bereich der Strom- und Fernwärmeversorgung detailliert betrachtet. Der emissionsrelevante Energieverbrauch in anderen Umwandlungsanlagen (Raffinerien, Bergwerke, Brikettfabriken etc.) wird im Rahmen dieser Studie pauschal berücksichtigt, was sich angesichts eines Verbrauchsbeitrages von unter 10 % des gesamten Energieverbrauchs als unproblematisch darstellt.

6.2 Ökonomische und demographische Rahmendaten

Der Entwicklung des Energieverbrauchs wird wesentlich bestimmt durch eine Reihe demographischer, ökonomischer und anderer Aktivitätsdaten, die für alle hier betrachteten Szenarien als gegeben angenommen und – mit Ausnahme der Beiträge der verschiedenen Verkehrsträger im Bereich Verkehr – nicht variiert werden.⁷⁹

Zwischen 1950 und 1975 stieg die *Bevölkerung* der Bundesrepublik kontinuierlich um insgesamt 15 % an und verharrte dann auf diesem Niveau bis 1989. Bedingt durch die deutsche Vereinigung vergrößerte sich die Bevölkerungszahl 1990 um gut 20 %, bis zum Ende der 90er Jahre insbesondere durch Zuwanderung nochmals um rund 2 Mio. Menschen (+2 %). Dieser Trend dürfte bis etwa 2005 anhalten, so dass die Bevölkerungszahl bis dahin auf 82,7 Mio. anwächst. Bedingt durch demographische Faktoren (Anstieg des Durchschnittsalters, "Sterbeüberschuss") geht sie danach wieder leicht zurück und liegt 2020 nur noch geringfügig über dem Niveau von 1990.

Zwischen 1950 und 1990 stieg das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) in der Bundesrepublik um durchschnittlich 4,5 %, wobei das BIP-Wachstum in den ersten Jahren dieser Phase deutlich höher lag als am Ende dieser Periode.⁸⁰ Während das BIP zwischen 1950 und 1960 um durchschnittlich 8,9 % pro Jahr anstieg, ging die durchschnittliche Wachstumsrate im Zeitraum 1980 bis 1990 auf 2,2 % pro Jahr zurück. In der ersten Hälfte der 90er Jahre stieg das BIP in Deutschland – nunmehr für den Gebietsstand der Bundesrepublik nach dem 3. Oktober 1990 und vor allem bedingt durch den Einigungsboom – durchschnittlich um 3,6 % pro Jahr. Von 1995 bis 2000 lag das mittlere BIP-Wachstum dann allerdings nur noch bei rund 2 % pro Jahr. Für die Zukunft wird erwartet, dass das BIP von 2000 bis 2010 zunächst weiter um etwa 2 % pro Jahr wächst. Für den Zeitraum 2010 bis 2020 wird in den Szenarien ein etwas geringerer durchschnittlicher Anstieg des realen Bruttoinlandsprodukts von 1,7 % pro Jahr angenommen.

Bedingt durch demographische und ökonomische Faktoren (durchschnittlich kleinere Haushalte, größerer Wohnflächenbedarf pro Person induziert durch Einkommensanstieg etc.) steigt der Bedarf an *Wohnflächen* in Deutschland zwischen 1995 und 2020 insgesamt um gut ein Drittel an. Dabei fällt der Wohnflächenausbau bei den Ein- und Zweifamilienhäusern etwas stärker aus (+40 %) als bei Mehrfamilienhäusern (+29 %). Der Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern am gesamten Wohnflächenbestand vergrößert sich

⁷⁹ Alle hier beschriebenen Rahmendaten sind in Tabelle A-1 zusammengestellt.

⁸⁰ Betrachtet wird im folgenden das reale BIP in Preisen des Jahres 1991, d.h. ohne Berücksichtigung inflationsbedingter Preiseffekte.

damit auf fast 60%. Für den Zubau an Wohnflächen wird gegenwärtig davon ausgegangen, dass der Bestand um jährlich etwa 44 Mio. m² wächst. Bis zum Jahr 2020 dürfte dieser Zuwachs von Wohnflächen auf rund 40 Mio. m² pro Jahr zurückgehen. 1% des jeweiligen Bestands kommen also jährlich durch Neubau hinzu – anders ausgedrückt: Ein Anteil von 20% des Wohnflächenbestands im Jahre 2020 wird nach dem Jahr 2000 neu gebaut. Die Wohnflächenausstattung je Einwohner nimmt damit von ca. 37 m² im Jahr 1995 bis 2010 auf 45 m² und bis zum Jahr 2020 auf 51 m² zu.

Die *Verkehrsleistung* im Personenverkehr vergrößert sich zwischen 1995 und 2020 um rund 230 Milliarden Personenkilometer (Mrd. Pkm). Dies entspricht einem Anstieg um 25%. Im Güterverkehr erhöht sich die Verkehrsleistung um rund 255 Milliarden Tonnenkilometer (tkm), entsprechend einem starken Wachstum um mehr als 60%. Der Bestand an Pkw und Kombifahrzeugen erhöht sich zwischen 1995 und 2020 um rund 8 Mio. Fahrzeuge (+20%). Da gleichzeitig die durchschnittliche jährliche Fahrleistung je Fahrzeug leicht zurückgeht, steigt die Personenverkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr (Pkw, Kombi, Zweiräder) nur unterproportional an. Der insgesamt etwas stärkere Anstieg der Personenverkehrsleistung wird insbesondere durch hohe Wachstumsraten im Flugverkehr hervorgerufen.

6.3 Entwicklung der Energiepreise in der Referenzentwicklung

Die Preise der einzelnen Energieträger werden einerseits durch die Entwicklung auf der Angebotsseite (Ressourcenverfügbarkeit, Förderkosten, Transportpreis etc.) und andererseits durch Entwicklungen auf der Nachfrageseite (Energieträgersubstitution, Energieeinsparung) determiniert. Im Hinblick auf die angebotsseitigen Entwicklungen liegen den bei Prognos/EWI (1999) unterstellten Preisentwicklungen Annahmen zugrunde, die wie folgt charakterisiert werden können.

Die Prognose des *Rohölpreises* ist immer mit hohen Unsicherheiten behaftet, da der Rohölpreis traditionell – und vor allem kurzfristig – sehr stark schwankt. Trotz der gegenwärtig hohen Weltmarktpreise geht die Prognose von Prognos/EWI (1999) davon aus, dass das durchschnittliche Preisniveau bis 2010 in realen Preisen relativ gering bleibt (17 Dollar je Barrel – \$/bbl) und danach bis 2020 nur gering auf 21 \$/bbl ansteigt. Dies unterstellt, dass seitens der OPEC kein nachhaltiges Interesse an zu hohen Rohölpreisen besteht, da diese lediglich neue Investitionen in Explorationen außerhalb der OPEC induzieren und damit mittelfristig den Weltmarktanteil der OPEC, d.h. auch die Marktmacht des Kartells, deutlich senken würden. Seitens der Ressourcenverfügbarkeit sind für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 keine Engpässe zu erwarten.

Der Preis für *Erdgas* orientiert sich historisch betrachtet am Ölpreis (Anlegbarkeitsprinzip), da Gas vor allem im Raumwärmemarkt mit Öl konkurriert. In jüngerer Zeit und zukünftig gewinnt Gas jedoch vor allem auch im Kraftwerkmarkt an Bedeutung.⁸¹ Ob

⁸¹ Vgl. hierzu den Überblick bei Heinrich (1999).

damit die Bindung an den Ölpreis seitens der Erdgasförderer durchgängig aufrecht erhalten werden kann, bleibt derzeit offen.

Der Weltmarkt für *Steinkohle* ist seit der zweiten Hälfte der 90er Jahre ein Käufermarkt. Die weltweiten Produktionskapazitäten waren in den letzten Jahren zum Teil nur zu drei Vierteln ausgenutzt. Unter Berücksichtigung der im Vergleich zu Öl und Gas sehr großen Reserven bei Kohle wird deshalb für den Zeitraum bis 2020 von real konstanten Weltmarktpreisen für Kohle in der Größenordnung von 40 bis 42 \$/t Steinkohleeinheiten (SKE) ausgegangen.

Die Preisentwicklungen für Primärenergieträger am Weltmarkt sind wesentliche Determinanten der inländischen Verbrauchspreise für Endenergieträger. Darüber hinaus sind natürlich nachfrageseitige sowie fiskalische Aspekte zu berücksichtigen. Für die einzelnen Endenergieträger werden dabei folgende Preisentwicklungen unterstellt.

Der *Heizölpreis* (leicht/schwer) dürfte 2020 ohne Berücksichtigung der Ökosteuer etwa 25 % über dem Niveau von 1998 liegen. Prognos/EWI (1999) gehen davon aus, dass die Mineralölsteuer im Rahmen der ökologischen Steuerreform zukünftig alle fünf Jahre um etwa 3 Pfennige je Liter angehoben wird und für das verarbeitende Gewerbe jedoch auch zukünftig ein verminderter Steuersatz Anwendung findet. So dürfte der Ölpreis einschließlich Ökosteuer im Jahr 2020 für die Industrie etwa 40 % und für die anderen Anwender um rund 65 % über dem Niveau von 1998 liegen.

Der Preis für *Kraftstoffe* (Benzin/Diesel) ohne Ökosteuer steigt bis 2020 um etwa 10 bis 15 Prozent. Unter Berücksichtigung der von Prognos/EWI (1999) unterstellten Steuererhöhungen von 10 Pf/l im Fünfjahreszeitraum 2005/10 bzw. 15 Pf/l für 2010/15 und 2015/20 steigt der Preis für Kraftstoffe bis 2020 um etwa 55 bis 75 Prozent.

Bedingt durch die Liberalisierung geht der *Erdgaspreis* ohne Ökosteuern sowohl für industrielle Anwendungen als auch im Raumwärmemarkt bis 2005 zunächst um etwa 5 bis 10 Prozent zurück. Danach steigt er dann wieder leicht an und liegt 2020 real etwa 10 % über dem Niveau von 1998. Durch die von Prognos/EWI (1999) unterstellte Anhebung der Gassteuer um 0,3 Pf/kWh je Fünfjahresperiode werden die liberalisierungsbedingten Preissenkungen im Raumwärmemarkt vollständig kompensiert. 2020 liegt der Gaspreis für Wärmeanwendungen fast 40 % über dem Niveau von 1998. Da für die Industrie wiederum ein reduzierter Steuersatz angenommen wird, liegt der reale Gaspreis 2005 tatsächlich leicht unter dem Wert von 1998. Bis 2020 steigt er jedoch wieder an und liegt 2020 fast 20 % über dem 1998er-Niveau. Kraftwerksgas wird schon seit Mitte der 90er Jahre zu Wettbewerbspreisen angeboten. Liberalisierungsbedingte Preissenkungen sind deshalb für dieses Marktsegment nur in geringerem Umfang zu erwarten. So dürfte der reale Preis im Jahr 2020 allenfalls um 25 % über dem Niveau von 1998 liegen.

Die Ökosteuer wird bisher bei *Kohle* nicht erhoben, die in relevanten Mengen nur noch in der Industrie und in der Stromerzeugung eingesetzt wird. Die Preisentwicklung wird deshalb nahezu ausschließlich durch den Weltmarktpreis für Importkohle bestimmt. Deshalb dürfte der Kohlepreis im Jahr 2020 – sofern keine Ökosteuerbelastung erfolgt – lediglich etwa 5 bis 10 % über dem 1998er-Niveau liegen.

Der Markt für *Elektrizität* ist gegenwärtig geprägt durch die zu Zeiten der Monopolwirtschaft in Deutschland und Europa insgesamt aufgebauten Überkapazitäten.⁸² Diese Situation dürfte bis mindestens 2005/10 anhalten. Es wird allgemein davon ausgegangen, dass ab 2005 das Preisniveau auch bei den Strompreisen wieder leicht ansteigen könnte. Ohne Berücksichtigung der Ökosteuer dürfte der reale Strompreis für die Industrie (je nach Spannungsebene) bis 2005 um 25 bis 40 Prozent unter dem Niveau von 1998 liegen, steigt danach aber wieder leicht an, liegt 2020 aber immer noch etwa 20 bis 25 Prozent unter dem Niveau von 1998. Bei Annahme eines Ökosteuerwachstums ab 2005 von ca. 1 Pf/kWh in jeweils fünf Jahren und unter Berücksichtigung eines verminderten Steuersatzes für das verarbeitende Gewerbe dürfte der reale Industriestrompreis im Jahr 2020 etwa 15 bis 20 Prozent unter dem Niveau von 1998 liegen. Der Strompreis für Haushaltskunden sinkt bis 2005 ebenfalls um gut 30%, steigt danach aber wieder leicht an und liegt 2020 ohne Berücksichtigung von Ökosteuern immer noch um gut 25% unter dem Preis von 1998. Durch die von Prognos/EWI (1999) angenommene Ökosteuer wird diese Entwicklung teilweise kompensiert: Bis 2005 sinkt der reale Strompreis einschließlich Ökosteuer um immerhin noch gut 15%, steigt dann aber wieder an und liegt 2020 immerhin noch fast 5% unter dem durchschnittlichen Preisniveau von 1998.

6.4 Referenzszenario

6.4.1 Endenergieverbrauch

Der gesamte Endenergieverbrauch lag 1995 insgesamt bei 9.343 Petajoule (PJ) und erreichte – nach den bisher vorliegenden Berechnungen und leichten Steigerungen in den Zwischenjahren – 1999 wieder relativ genau dieses Verbrauchsniveau. Im Referenzszenario wird unterstellt, dass er bis zum Jahre 2005 um rund 4% auf 9.750 PJ ansteigt, dort dann zunächst bis zum Jahre 2010 verharrt und danach fast wieder auf das Niveau von 1995/99 zurückgeht.⁸³

Die Anteile am gesamten Endenergieverbrauch lagen für die Sektoren Haushalte, Industrie und Verkehr etwa in der gleichen Größenordnung (27-28%), im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wurden lediglich 17% der gesamten Endenergie verbraucht. Fast die Hälfte (46%) des gesamten Endenergieverbrauchs entfallen im Jahre 1995 auf Mineralölprodukte (insbesondere Heizöl, Kraftstoffe). Der Anteil von Gas liegt bei 24% und der von Strom bei 18%. Kohle (7%), Fernwärme (4%) und übrige Energieträger (insbesondere erneuerbare Energiequellen, 1%) sind bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch nur von geringer Bedeutung.

Im Referenzszenario bleibt die *sektorale Struktur* des Endenergieverbrauchs nahezu unverändert, die Anteilsveränderungen betragen bis zum Jahr 2020 maximal einen Prozent-

⁸² Je nach Abgrenzung liegen die Angaben hier bei 10.000 bis 20.000 MW in Deutschland und 30.000 bis 50.000 in Europa.

⁸³ Die hier beschriebenen Endenergieverbrauchsdaten sind in Tabelle A-2 zusammengestellt.

punkt. Anders dagegen verhält sich die Entwicklung für die verschiedenen *Energieträger*.

Der *Stromverbrauch* nimmt in allen Sektoren bis zum Jahr 2020 ungebrochen und relativ stetig zu, allein für den Bereich der privaten Haushalte wird ab 2010 ein leichter Rückgang prognostiziert.

Im Bereich der *Mineralölprodukte* ist bis zum Jahr 2010 eine Steigerung und in den Nachfolgejahren ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Der teilweise erheblich nachlassende Verbrauch im Bereich der stationären Anlagen wird dabei bis zum Jahr 2010 fast vollständig durch den Zuwachs des Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor überkompensiert, erst die Trendumkehr beim Verbrauch von Benzin und Diesel ab 2010 führt auch beim gesamten Mineralölverbrauch zu einer sinkenden Entwicklung.

Der *Erdgasbedarf* wird vor allem durch den zunehmenden Verbrauch in den privaten Haushalten und in der Industrie in die Höhe getrieben, wobei das Verbrauchsniveau für die Haushalte 2010 seinen Höhepunkt erreicht und ab dann, bedingt durch das Wirksamwerden von Energieeinsparungen, leicht zurückgeht.

Für den *Fernwärmebedarf* wird insgesamt ein leichter Rückgang prognostiziert, der sich in allen Sektoren etwa gleich vollzieht.

Der Einsatz von *Kohle* halbiert sich etwa bis zum Jahr 2010, was vor allem aus der nahezu vollständigen Verdrängung im Raumwärmesektor resultiert, so dass Kohle im Jahr 2020 praktisch nur noch in den großen Feuerungsanlagen der Industrie eingesetzt wird.

Erneuerbare Energien im Endenergiebereich (Sonnenkollektoren, Brennholz, andere Biomassenutzung etc.) verdoppeln bis zum Jahr 2020 ihren Anteil, wobei dieser Anstieg sich vor allem im Bereich der privaten Haushalte sowie dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen vollzieht.

Im Gegensatz zu Prognos/EWI (1999) gehen die Prognosen von Esso (2000) und MWV (2000) für den Zeitraum von 1995 bis 2020 bzw. 2015 von einem Rückgang des Endenergieverbrauchs um immerhin 6% aus. Dies ist vor allem auf abweichende Annahmen beim Kraftstoffverbrauch im Sektor Verkehr zurückzuführen. Bedingt durch die deutliche Verbesserung des spezifischen Verbrauchs der Kraftfahrzeuge geht der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bei Esso und MWV um rund 13% zurück, während Prognos/EWI annehmen, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 noch rund 2% über dem Verbrauch von 1995 liegt.

6.4.2 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Neben dem Energiebedarf der Endverbrauchssektoren bildet die Strom- und Fernwärmeerzeugung einen zweiten großen Energieverbrauchsblock. Dieser Bereich umfasst neben der Energiewirtschaft im engeren Sinne – d.h. den Strom- und Fernwärmeversorgungsunternehmen – auch unabhängige Strom- und Wärmeproduzenten, beispielsweise in der Industrie oder im Dienstleistungssektor.

Die Tabelle 2 verdeutlicht die aktuelle Stromerzeugungsstruktur sowie die Entwicklung im Referenzfall. Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken bildete 1999 mit ca. 31 % die größte Einzelquelle, gefolgt von Stein- und Braunkohle. Erdgaskraftwerke trugen nur etwa 10 % bei, zeigen aber für die letzten Jahre die deutlichsten Steigerungsraten im Bereich der fossilen Kraftwerke.⁸⁴ In der absehbaren Entwicklung ergeben sich für die verschiedenen Kraftwerkstypen sehr unterschiedliche Trends.

Die Stromerzeugung in *Kernkraftwerken* wird (v.a. ausstiegsbedingt) bis 2010 leicht, danach aber mit großen Schritten zurückgehen. Bis zum Jahr 2005 wurde die Abschaltung von ca. 3.000 MW Kernkraftwerksleistung angenommen, im Jahr 2020 verbleibt eine Leistung von nur noch 4.000 MW. Insgesamt entspricht dieser Auslaufpfad einer mittleren Lebensdauer der Kernkraftwerke von 32 Jahren.⁸⁵

Tabelle 2 Gesamte Bruttostromerzeugung im Referenzszenario, 1995-2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
	- TWh -					
Bruttostromerzeugung insgesamt	535	553	568	587	595	599
Steinkohle	147	144	133	140	144	182
Braunkohle	143	135	148	144	161	165
Heizöl	8	5	4	3	3	3
Erdgas	41	54	65	115	123	141
Kernenergie	154	170	160	121	94	32
Wasser	24	24	26	27	27	28
Wind	2	8	13	17	21	24
Photovoltaik	0	0	0	0	0	1
sonstige	16	14	20	21	22	23
<i>dav. Müll und Biomasse</i>	6	7	10	12	13	15
nachrichtlich: Kraft-Wärme-Kopplung	72	75	81	83	89	93
Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt						

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Statistik der Kohlenwirtschaft, Prognos/EWI (1999), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Der Anteil von Strom aus *Stein- und Braunkohlekraftwerken* verharrt auf hohem Niveau und zeigt sogar noch leichte Steigerungsraten. Hintergrund dieser Entwicklung ist die Annahme, dass alte Kohlekraftwerke stets durch Neubauten mit etwa gleicher Leistung ersetzt werden. Mit dem Auslaufen der Kernenergienutzung übernehmen Kohlekraftwerke nach Prognos/EWI (1999) die Grundlastdeckung. Aus der damit einhergehenden höheren Jahresauslastung ergibt sich schließlich die absolut steigende Stromproduktion dieser Kraftwerke.

Die ansteigende Entwicklung der *Erdgasverstromung* setzt sich fort, so dass bis zum Jahr 2020 die Stromproduktion in Erdgaskraftwerken mehr als verdreifacht werden

⁸⁴ Der komplette Datensatz zur Strom- und Fernwärmeproduktion ist in Tabelle A-5 zusammengestellt.

⁸⁵ Vor allem an dieser Stelle unterscheiden sich die Annahmen für das Referenzszenario von den bei Prognos/EWI (1999) und Esso (2000) unterstellten Entwicklungen, denen eine mittlere Laufzeit von 35 bzw. 36 Jahren zugrunde liegt.

kann. Hier gewinnt auch – bereits im Referenzfall – die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme erheblich an Bedeutung. Am Ende des betrachteten Zeitraums wird ein Drittel des Stroms aus Erdgas in den Heizkraftwerken der öffentlichen und privaten Versorgung produziert.

Die Erzeugung von Strom aus *erneuerbaren Energiequellen und Abfällen*⁸⁶ erscheint mit einer Steigerung von 7 auf 11 % zunächst gering. Berücksichtigt man jedoch, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren sich heute vor allem auf die Wasserkraft konzentriert und die Ausbaupotentiale hier begrenzt sind, so ergibt sich für die verbleibenden erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen bereits im Referenzszenario eine nicht unerhebliche Kapazitätsausweitung.

Die Rolle der *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK) nimmt zwar absolut zu, der Anteil an der gesamten Strombedarfsdeckung erhöht sich jedoch bis zum Jahr 2020 nur um zwei Prozentpunkte auf 15,5 %.⁸⁷ Die verbesserten Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung durch die mit der Gasmarktliberalisierung einhergehende Verfügbarkeit preiswerter Brennstoffe sowie die im Bereich der KWK deutlich spürbaren Effekte der ökologischen Steuerreform werden über das erhöhte Risiko eines Agierens auf zwei verschiedenen Wettbewerbsmärkten sowie den ruinösen Strompreiswettbewerb in der Liberalisierungsphase in erheblichem Ausmaß überkompensiert. Im KWK-Sektor selbst ergeben sich jedoch erhebliche Verschiebungen. Während im Ausgangsjahr die KWK-Stromerzeugung etwa je zur Hälfte in kohle- und erdgasgefeuerten Anlagen erfolgt, wird sie ab 2010 maßgeblich durch den Brennstoff Erdgas dominiert.

Gegenläufig zum Trend der Stromerzeugung entwickelt sich der *Brennstoffbedarf*. Während die Bruttostromerzeugung von 1995 bis 2020 um etwa 11 % ausgeweitet wird, verringert sich der Energieeinsatz in den Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen um 17 %, was vor allem durch die verbesserten Nutzungsgrade des Kraftwerksparks, teilweise aber auch auf das methodische Verfahren bei der Bewertung von Strom aus Kernkraftwerken und erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen ist.⁸⁸

⁸⁶ Die Zusammenfassung von Abfällen und Biomasse musste vor dem Hintergrund statistischer Abgrenzungsprobleme vorgenommen werden.

⁸⁷ Im Bereich der KWK wurde ebenfalls eine Modifikation der Prognose von Prognos/EWI (1999) vorgenommen, die hier eine deutlich ambitioniertere Entwicklung annehmen, in der die Stromerzeugung aus KWK bis 2020 um etwa 50 % ausgeweitet wird. Ohne politisch flankierende Maßnahmen erscheint dies nach heutigem Kenntnisstand als eher unrealistisch.

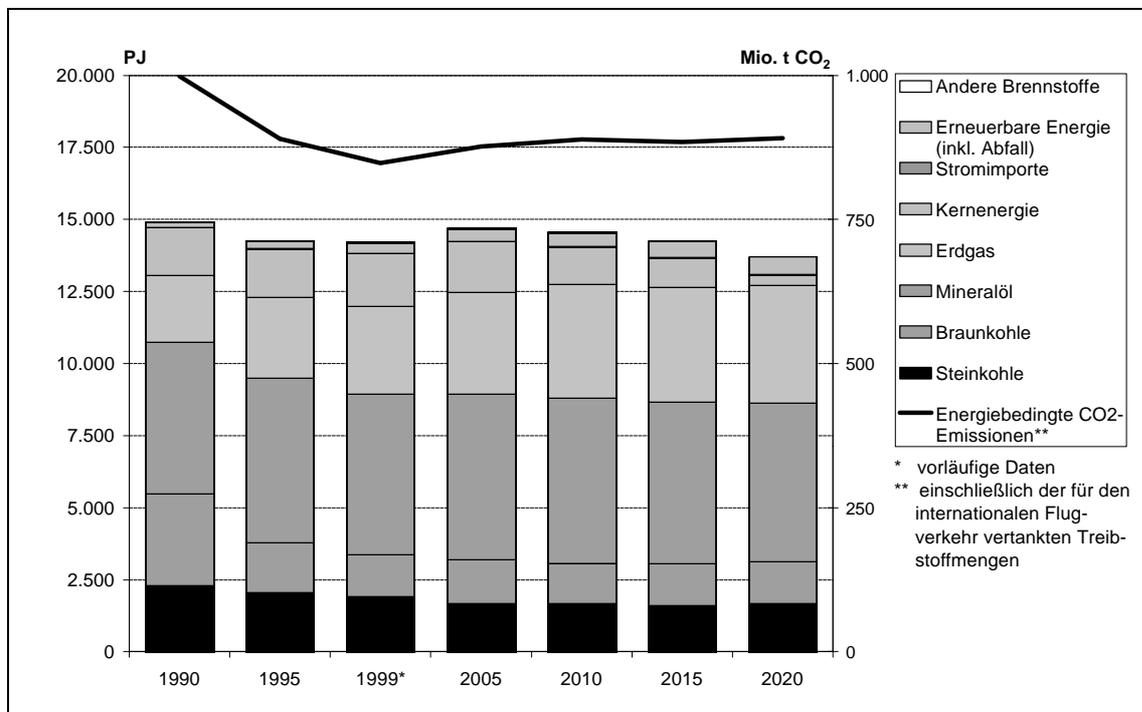
⁸⁸ Strom aus Kernkraftwerken wird nach den Konventionen der hier verwendeten Wirkungsgradmethode mit einem Wirkungsgrad von 33 %, die Stromerzeugung aus Wasser- und Windkraft mit dem Äquivalentwert von elektrischem Strom bewertet. Der Übergang von Stromerzeugung aus Kernenergie zu fossilen Energieträgern (der Wirkungsgrad neuer Anlagen beträgt mehr als 40 %) oder zu erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (Äquivalentwert entspricht Wirkungsgrad von 100 %) führt rechnerisch somit zu einer besonders hohen Steigerung der ermittelten Umwandlungseffizienz.

6.4.3 Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen

Aus dem Brennstoffeinsatz in den Endenergiesektoren und dem Energieeinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Fernwärmeerzeugung, Raffinerien etc.) ergibt sich der gesamte inländische Primärenergieeinsatz.⁸⁹

Nachdem sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre nahezu stabilisiert hat, ist im Referenzfall bis zum Jahr 2005 mit einer leichten Erhöhung des Energieverbrauchs zu rechnen, der danach in ein stetes Sinken übergeht. Im Jahr 2020 liegt das Verbrauchsniveau um etwa 5 % unter dem Wert von 1995. Diese uneinheitliche Gesamtentwicklung ist das Ergebnis gegenläufiger Trends.

Abbildung 3 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Referenzszenario, 1995/2020



Quellen: AG Energiebilanzen, Prognos/EWI (1999), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Verbrauchserhöhend wirkt erstens vor allem der Zuwachs an Mineralöl, der in der Periode 2005/10 seinen Höhepunkt erreicht und vor allem aus dem Zuwachs des Verkehrssektors resultiert. Zweitens ergeben sich kräftige Wachstumsimpulse für den Energieverbrauch aus dem stetigen Anstieg des Erdgaseinsatzes in nahezu allen Bereichen, vor allem aber im Stromerzeugungssektor. Der Erdgasverbrauch steigt von 1999 bis 2010 um fast 30 % und bis 2020 um etwa 40 %. In den Endverbrauchsbereichen nimmt der Erdgasverbrauch (bei hohem Ausgangsniveau) nochmals um 25 % zu, im Kraftwerks-

⁸⁹ Die einzelnen Primärenergieverbrauchs- und Emissionsdaten enthält die Tabelle A-8 im Anhang.

sektor – ausgehend von einem vergleichsweise niedrigen Erzeugungsanteil – verdoppelt sich der Verbrauch.

Verbrauchssenkend wirkt vor allem der Rückgang des Bedarfs an Stein- und Braunkohle, der in den Endverbrauchssektoren besonders stark ausgeprägt ist, sich jedoch auch im Bereich der Strom- und Fernwärmeproduktion vollzieht. Der Anteil der erneuerbaren Energie bleibt vergleichsweise gering, verdoppelt sich aber von 1999 bis 2020. Getragen wird der Zuwachs vor allem durch die Ausweitung der Windstromerzeugung und insbesondere der Biomassenutzung bzw. der anderen erneuerbaren Energien. Die Rolle von Stromimporten für den gesamten Primärenergieverbrauch bleibt gering, von einem Anteil von 0,02 % im Jahre 1999 ist hier eine Steigerung auf 0,15 % zu verzeichnen, der sich in der Periode 2010/20 zudem stabilisiert.

Zwischen 1990 und 1995 sind die *energiebedingten CO₂-Emissionen* in Deutschland von rund 1 Mrd. t CO₂ um 11 % auf 890 Mio. t CO₂ zurückgegangen, was nicht zuletzt auf die Stilllegung bzw. Modernisierung vieler Unternehmensstandorte mit geringer Energieeffizienz in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist.⁹⁰ Allerdings sind die CO₂-Emissionen in den alten Bundesländern in diesem Zeitraum kaum gestiegen, obwohl die Produktion vielfach zur Deckung der Nachfrage in den neuen Bundesländern deutlich ausgeweitet wurde.

Seit 1995 fällt der Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen geringer aus. Von 1995 bis 1998 haben sie sich um weitere 43 Mio. t CO₂ reduziert. Im Referenzszenario ist bis zum Jahre 2005 mit einem leichten Wiederanstieg zu rechnen, der sich ab 2010 auf einem Wert von etwa 11 % unter dem Ausgangsniveau von 1990 stabilisiert. Auch wenn berücksichtigt wird, dass die hier betrachteten Emissionen nur die energiebedingten CO₂-Emissionen erfassen und damit die seit 1990 stärkeren Emissionsminderungen bei nicht-energiebedingtem CO₂ sowie den anderen Treibhausgasen die *gesamte Treibhausgasbilanz* noch leicht verbessern dürften, werden das Klimaschutzziel der Bundesregierung (-25 % CO₂ bis zum Jahr 2005) sowie das Minderungsziel gemäß Kioto-Protokolls (-21 % im Zeitraum 2008/12 für 6 Treibhausgase) klar verfehlt.

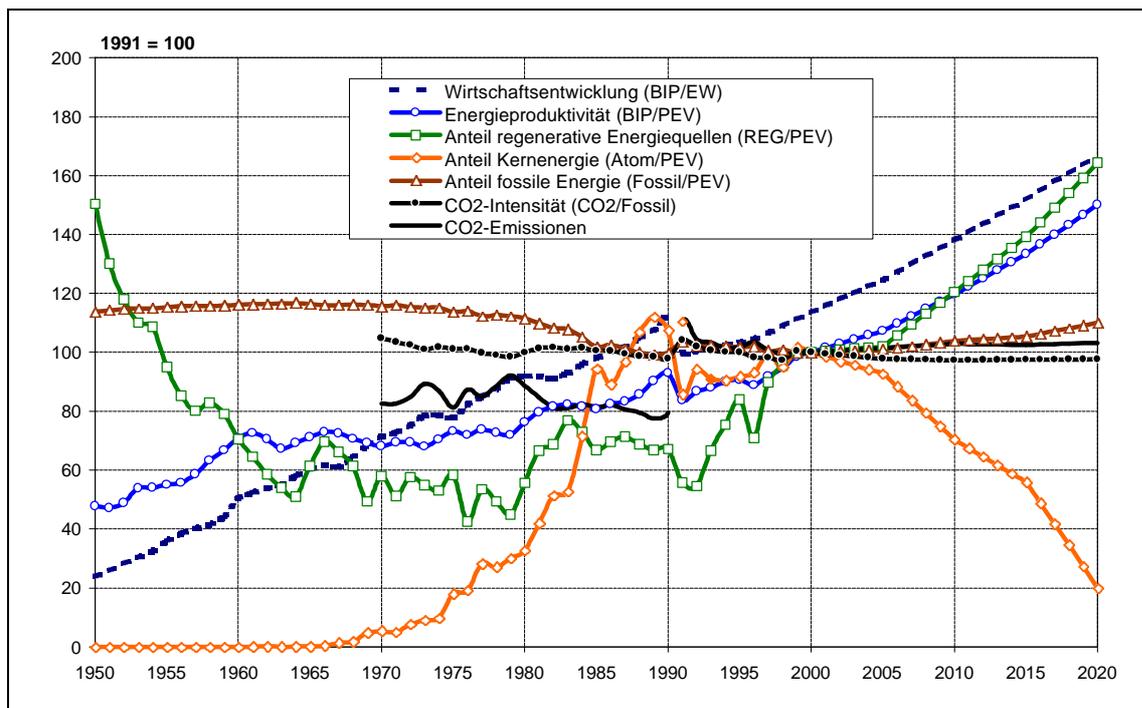
Fast die Hälfte (42 %) der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland wurden Ende der 90er Jahre durch den sogenannten Umwandlungssektor (Strom- und Fernwärmeerzeugung, Bergwerke, Raffinerien etc.) hervorgerufen, wobei allein die Strom- und Fernwärmeerzeugung einen Anteil von 39 % verursachten. Den größten Verursacheranteil in den Endenergiesektoren bildet der Verkehr (20 %), gefolgt von den privaten Haushalten (16 %). Die Industrie sowie der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen tragen mit 13 bzw. 7 Prozent zu den Gesamtemissionen bei.

Diese Verursacherstruktur verändert sich im Referenzszenario bis zum Jahr 2020 nicht wesentlich, in der Tendenz jedoch sehr deutlich. Während die Anteile von Industrie so-

⁹⁰ In dieser Studie werden die Emissionen aus den für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen in die Betrachtungen *einbezogen*. Im internationalen Raum, z.B. im Rahmen der Berichterstattung zur Klimarahmenkonvention werden diese Emissionen in den nationalen Summen dagegen nicht berücksichtigt.

wie Handel, Gewerbe und Dienstleistungen nahezu unverändert bleiben, geht der Emissionsbeitrag der privaten Haushalte um etwa 2 Prozentpunkte zurück. Steigende Tendenzen mit jeweils 2 Prozentpunkten zeigen die Anteile des Verkehrs sowie des Umwandlungssektors.

Abbildung 4 Komponenten der CO₂-Emissionsentwicklung im Referenzszenario, 1995/2020



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Komponentenzerlegung zeigt die wesentlichen Ursachen für die beschriebene Entwicklung der CO₂-Emissionen (Abbildung 4). Da die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (PEV/BIP) nur ausreicht, um die Wachstumseffekte aus der wirtschaftlichen Entwicklung (BIP/EW) zu kompensieren, ergibt sich die Entwicklung der CO₂-Emissionen vor allem aus der Veränderung der Energieträgerstrukturen. Zwar nimmt der Anteil erneuerbarer Energien deutlich zu (REG/PEV), das Auslaufen der Kernenergie (Atom/PEV) führt jedoch im Referenzszenario zu einem leichten Anstieg des Anteils der fossilen Primärenergieträger (Fossil/PEV). Da die CO₂-Intensität des fossilen Energieträgereinsatzes (CO₂/Fossil) sich angesichts des weiterhin hohen Kohleanteils nur marginal verändert, können die CO₂-Emissionen allenfalls stabilisiert werden.

Der Vergleich für die langfristige Entwicklung der einzelnen Komponenten zeigt, dass sich im Referenzszenario der Trend der letzten 20 Jahre für alle Komponenten – mit Ausnahme der Kernenergie und der erneuerbaren Energien sowie bei Ausklammerung der einigungsbedingten Turbulenzen – mit ungefähr gleicher Dynamik fortsetzt.

6.5 Energiewende: Die Einstiegsszenarien

6.5.1 Endenergieverbrauch

Da die instrumentellen Ansätze zur Beeinflussung des Endenergieverbrauchs in den verschiedenen Verbrauchssektoren sich teilweise voneinander unterscheiden, wird im folgenden die sektorale Entwicklung jeweils gesondert skizziert.⁹¹

6.5.1.1 *Private Haushalte*

Mit den bisher diskutierten Instrumenten kann der Endenergieverbrauch im Bereich der privaten Haushalte bis zum Jahr 2020 um mindesten 20 % gesenkt werden (Szenario *Politik*). Die sektorspezifischen Schlüsselinstrumente für diesen Bereich bilden vor allem ein Zuschussprogramm für die umfassende Altbausanierung, die schnelle Verabschiedung der Energiesparverordnung und deren Verschärfung spätestens im Zeitraum 2005/10 sowie die Durchführung einer vor allem auf die Stromeinsparung und -substitution ausgerichteten Energiekampagne.

Trotzdem bleiben noch weitere Energiesparpotentiale unerschlossen, deren Nutzung den Endenergiebedarf im Vergleich mit dem Referenzszenario um bis zu 35 % verringern könnte (Szenario *Potential*).

In beiden Szenarien ergeben sich deutliche Verschiebungen in der Energieträgerstruktur. Der Verbrauch von Heizöl geht in jedem Fall deutlich zurück. Der zunehmende Anteil von Erdgas an der Raumheizung führt im Szenario *Politik* noch zu einer Ausweitung des Erdgaseinsatzes bis zur Periode 2005/10, der erst danach wieder auf das Niveau von 1995 zurückgeführt werden kann. Eine noch deutlich verstärkte Energieeinsparung im Gebäudebestand im Szenario *Potential* könnte den Gaseinsatz bereits bis zum Jahr 2005 stabilisieren und danach erheblich unter die Ausgangswerte zurückgeführt werden. Für den Fernwärmeeinsatz wird davon ausgegangen, dass der Absatz stabilisiert und eventuell auch noch etwas ausgebaut werden kann.

Deutliche Unterschiede ergeben sich hinsichtlich des Stromverbrauchs. Durch die vergleichsweise schwierige politische Instrumentierung der Stromeinsparung steigt der Strombedarf im Szenario *Politik* noch bis 2005/10 und kann erst danach etwa wieder auf das Niveau von 1995 zurückgeführt werden. Dass das – allerdings nur schwer erschließbare – Stromspar- und -substitutionspotential noch deutlich größer ist, zeigt das Szenario *Potential*, in dem die Stromnachfrage bis 2020 um mehr als 50 % reduziert werden kann.

Eine erhebliche Rolle kommt im Haushaltssektor den erneuerbaren Energien zu. Gelingt es, durch Förderprogramme o.ä. Instrumente, das Wachstum der erneuerbaren Energien im Bereich der privaten Haushalte über einen Zeitraum von 20 Jahren in der Größenordnung von 4 bis 5 % zu stabilisieren, so könnten im Szenario *Politik* im Jahr 2020 ca. 15 % des entsprechenden Endenergieverbrauchs durch unerschöpfliche Energiequellen abgedeckt werden. Im Vordergrund stehen dabei vor allem die thermische Nutzung der

⁹¹ Die Daten für alle Sektoren sind im Anhang (Tabelle A-3 und Tabelle A-4) zusammengestellt.

Solarenergie für die Warmwasserbereitung sowie die Einbindung erneuerbarer Energien (v.a. Biomasse, aber durchaus auch Solarwärme) in Nahwärmesysteme. Bis zum Jahr 2020 würde sich die Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Haushaltssektor um mehr als das Dreifache vergrößern. Das Szenario *Potential* zeigt darüber hinaus, dass durchaus auch eine Ausweitung um mehr als den Faktor 5 vorstellbar erscheint, dies entspräche einer langjährigen Wachstumsrate von etwa 7 %.

6.5.1.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Da rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen für Raumwärme verwendet wird, ist auch für diesen Sektor – ähnlich wie bei den Haushalten – die wärmetechnische Sanierung des Gebäudebestands von besonderer Bedeutung. Weitere 15 % des Endenergieverbrauchs werden für Antriebe und Kraftprozesse sowie jeweils 10 % für Beleuchtung und die Bereitstellung von Warmwasser verwendet. Die für den Haushaltssektor diskutierten Instrumente sowie Maßnahmen zur Förderung des Energiesparcontractings etc. können damit – wenn auch mit anderer Gewichtung – auch im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen erhebliche Energieeinsparungen bewirken. Im Szenario *Politik* liegt der Endenergieverbrauch des Jahres 2020 entsprechend um über 20% niedriger als in der Referenzentwicklung, im Szenario *Potential* kann ein vergleichbares Potential noch einmal *zusätzlich* erschlossen werden.

Die Veränderung der Energieträgerstruktur verläuft in den Szenarien *Politik* und *Potential* uneinheitlich. Der Verbrauch von Öl und Gas geht durchweg erheblich zurück, der Anteil von Fernwärme kann in etwa stabilisiert werden. Der Strombedarf wird im Szenario *Politik* leicht gesenkt, wobei die im Szenario *Potential* berücksichtigten Einsparmöglichkeiten bis zum Jahr 2020 nur zu etwa 20 % ausgeschöpft werden können.

Die Nutzung erneuerbarer Energien kann auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung erheblich ausgeweitet werden, im Szenario *Politik* wird von einer Verdreifachung und im Szenario *Potential* von einer Verfünffachung ihres Beitrages ausgegangen.

6.5.1.3 Industrie

Im Jahr 2020 liegt der Endenergieverbrauch im Szenario *Politik* um 8 und im Szenario *Potential* um 18 Prozent unter der Referenzentwicklung, das entspricht einem Verbrauchsniveau von 7 bzw. 17 Prozent unter dem Wert von 1995. Verglichen mit den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen fallen die Einsparungen des Industriesektors in beiden Szenarien deutlich geringer aus. Dies ist erklärbar durch die strukturwandelbedingt abnehmende Bedeutung des Industriesektors, die sehr heterogene Struktur des Sektors, aber auch durch die Tatsache, dass die autonome und durch politische Einflussnahme (Selbstverpflichtung etc.) induzierte Effizienzverbesserung in der Vergangenheit durchaus höher war als in den zuvor genannten Sektoren. Gleichwohl bestehen erhebliche Reduktionspotentiale, die durch geeignete Instrumente erschlossen werden können. Den Ansatzpunkt dafür bildet ein ganzes Maßnahmenbündel, dass von einer Stabilisierung der preislichen Rahmenbedingungen über eine verstärkte Förderung,

die dynamische Weiterentwicklung der Selbstverpflichtungen bis hin zu einer gezielten Förderung sowohl technologischer als auch partizipativer Innovationen reicht.

Einen ersten Ansatzpunkt bildet in beiden Szenarien die Wärmeeinsparung, die zu einem – unterschiedlich stark ausgeprägten – Rückgang des Heizölbedarfs führt und den Erdgasverbrauch auf einem Niveau von etwa 10 % über dem Wert von 1995 stabilisiert. Kohle wird in beiden Szenarien nur noch eine sehr untergeordnete Rolle spielen, aufgrund der spezifischen Anwendungsfelder im Bereich der Industrie wird der verbleibende Anteil jedoch erheblich größer ausfallen als in den anderen Sektoren.

Ein zentrales Handlungsfeld bildet die industrielle Stromeinsparung. Die zunehmende Zahl von stromspezifischen Anwendungen führt dazu, dass der Stromverbrauch im Bereich der Industrie im Szenario *Politik* zwar unter die Werte des Referenzszenarios gedrückt werden kann, was im Vergleich zu 1995 aber immer noch einer Ausweitung von etwa 15 % entspricht. Nur mit der Erschließung zusätzlicher Stromsparmöglichkeiten im Szenario *Potential* gelingt es, den Strombedarf etwa auf dem Niveau des Jahres 1995 zu stabilisieren.

Eine Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien im Industriebereich ist politisch relativ schwer zu instrumentieren. Aus diesem Grunde wurde im Szenario *Politik* gegenüber dem Referenzszenario keine Nutzungsausweitung unterstellt. Prinzipiell erschließbar dürften jedoch auch hier nicht unerhebliche Potentiale (v.a. im Biomassebereich) sein, was durch die Ausweitung der Nutzung um den Faktor 2,5 im Szenario *Potential* illustriert werden soll.

6.5.1.4 Verkehr

Die Ansatzpunkte für eine Verringerung des Endenergiebedarfs im Verkehr unterscheiden sich erheblich von den anderen Sektoren. Eine wichtige Rolle spielt dabei die Veränderung des *Modal Splits* weg von den vergleichsweise energieintensiven individuellen Verkehrsträgern (Pkw/Kombi, Zweirad, Lkw) zu öffentlichen Verkehrsträgern (Busse und Bahnen), die bezogen auf den Personen- bzw. Tonnenkilometer deutlich weniger Energie verbrauchen. Viele der kurzen Wege (unter 3 km) können weiterhin durch entsprechende Anreize auch nichtmotorisiert, d.h. zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurückgelegt werden. Andererseits kann vor allem auch durch Maßnahmen zur Verbesserung der Fahrzeugeffizienz der Endenergieverbrauch deutlich reduziert werden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei einer Betriebsdauer der Fahrzeuge von 12 bis 15 Jahren im motorisierten Individualverkehr und bis zu 30 Jahren bei anderen Fahrzeugen die Durchdringung des Bestands mit effizienteren Fahrzeugen einerseits erhebliche Zeiträume in Anspruch nimmt, andererseits aber auch *frühzeitig eingeleitet* werden muss.

Abgesehen von Strom für den Schienenverkehr basiert der gesamte Endenergieverbrauch im Verkehrssektor auf Mineralölprodukten. Der beschriebene Ausbau von Anreizen zur Nutzung des öffentlichen Personen- und Güterverkehrs sowie die gezielten Maßnahmen zur Steigerung der Fahrzeugeffizienz führt im Szenario *Politik* zu einer Endenergiebedarfsentwicklung, die zwar bis zur Periode 2005/10 noch eine steigende Tendenz auf-

weist, danach aber bis zum Jahr 2020 um ca. 20 % unter das Niveau von 1995 zurückgeführt werden kann.⁹² Der steigende Anteil des Schienenverkehrs wird dagegen – bei allerdings niedrigem Ausgangsniveau und auch unter Annahme erheblicher Anstrengung zur Effizienzerhöhung öffentlicher Verkehrsmittel – zu einem Stromverbrauchszuwachs von knapp 50 % bis zum Jahr 2020 führen.

Im Szenario *Potential* wird davon ausgegangen, dass die beschriebenen Trends nochmals verstärkt werden können und damit der Kraftstoffverbrauch um bis zu 30 % unter das Niveau von 1995 zurückgeführt werden kann. Auf der anderen Seite ergibt sich dabei eine Ausweitung des Strombedarfs um knapp 80 %.

Gegen Ende des Betrachtungszeitraums ist die Durchdringung des Fahrzeugbestandes mit Erdgasfahrzeugen (Nutzfahrzeuge, Pkw) so weit fortgeschritten, dass in beiden Szenarien immerhin rund 1 % des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor auf Erdgas entfällt. Der Einsatz von Biodiesel wird sich zwar in beiden Szenarien erheblich ausweiten, bleibt aber bis zum Jahr 2020 in der Gesamtstruktur des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor nur von untergeordneter Bedeutung.

6.5.1.5 Endenergieverbrauch insgesamt

Im Jahr 2020 liegt der Endenergieverbrauch aller Verbrauchsbereiche zusammen im Szenario *Politik* um 16% und im Szenario *Potential* um 28% unter dem Niveau des Jahres 1995.

Die Veränderung der Energieträgerstruktur ist wiederum im Muster ähnlich, in der Ausprägung jedoch deutlicher als in der Referenzentwicklung. Der Anteil von Gas steigt stärker an, während der Anteil von Öl erheblich zurückgeht. Der Anstieg des Stromanteils fällt etwas schwächer und der Rückgang des Kohleanteils etwas stärker als im Referenzfall aus.

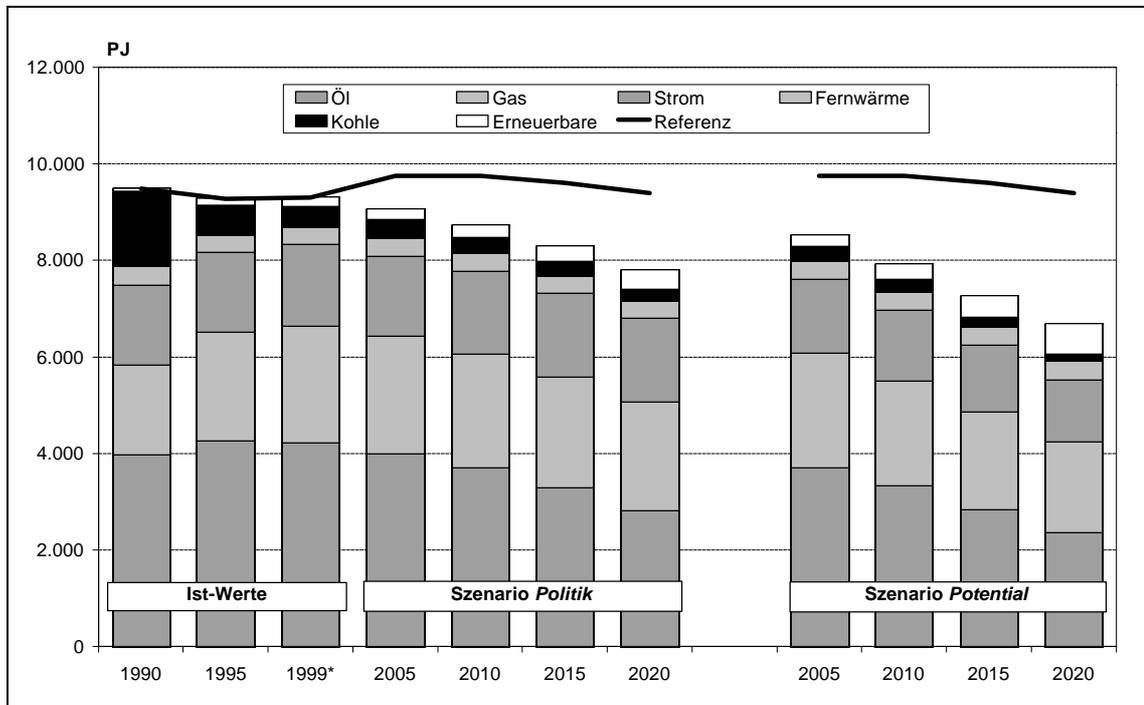
In der absoluten Entwicklung nimmt der Verbrauch von Kohle und Mineralöl in beiden Szenarien ab. Der Erdgaseinsatz steigt zunächst an und kann im Szenario *Politik* auf dem Ausgangsniveau von 1995 stabilisiert sowie im Szenario *Potential* bis zum Jahr 2020 auf einen um 17 % geringeren Wert zurückgeführt werden. Der Absatz von Fernwärme bleibt etwa gleich bzw. kann im Szenario *Potential* sogar noch leicht ausgebaut werden.

Gravierendere Unterschiede gibt es im Bereich des Stromverbrauchs. Mit den im Szenario *Politik* unterstellten Instrumenten gelingt es nur, den Strombedarf auf etwa dem Niveau des Jahres 1999 zu stabilisieren. Eine konsequentere Erschließung der Stromsparmöglichkeiten könnte dagegen den Strombedarf im Vergleich zu 1999 um etwa ein Viertel verringern. Hinsichtlich des Beitrags der erneuerbaren Energiequellen (die hier aus Gründen der statistischen Abgrenzung auch einen – geringen – Teil industrieller Abfälle

⁹² Die hinsichtlich der erwarteten Fahrzeugeffizienzentwicklung als eher optimistisch anzusehende aktuelle Absatzprognose des MWV (2000) geht bis zum Jahr 2015 ohne zusätzliche politische Maßnahmen von einem Rückgang um ca. 10 % aus.

beinhalten) ergibt das Szenario *Politik* für den Zeitraum 1995/2020 eine Verdreifachung und das Szenario *Potential* eine Steigerung um etwa den Faktor 5,3.

Abbildung 5 Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Szenarien *Politik* und *Potential*, 1990/2020



Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

6.5.2 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Der Stromerzeugungssektor in den beiden Szenarien *Politik* und *Potential* wird zunächst durch die veränderte Nachfrage geprägt.⁹³ Die Stabilisierung des Bruttostromverbrauchs im Szenario *Politik* bzw. die Senkung des Verbrauchs auf ein Niveau von 23 % unter dem Wert von 1995 im Szenario *Potential* führen zu einem deutlich geringeren Bedarf an Kraftwerkskapazität. Trotz des Umstands, dass durch die Stromsparmaßnahmen, aber auch durch einen größeren Anteil regenerativer Stromerzeugung (s.u.) der Leistungsbedarf deutlich weniger zurückgeht als der Verbrauch an elektrischer Arbeit, sinkt die benötigte Kraftwerkskapazität von etwa 120.000 MW (1995) bis zum Jahr 2020 auf ca. 110.000 (Szenario *Politik*) bzw. 100.000 MW (Szenario *Potential*).

Die Optionen zur Neugestaltung des Kraftwerksparks ergeben sich – der beschriebenen Szenariophilosophie folgend – vor allem aus der Altersstruktur des existierenden Kraftwerksparks. Ein großer Teil der Braun- und Steinkohlenkraftwerke (in den alten Bun-

⁹³ Die detaillierten Daten zum Kraftwerkssektor sind im Anhang (Tabelle A-6 und Tabelle A-7) zusammengestellt.

desländern) wurde im Zeitraum 1955 bis 1974 errichtet und muss – nach einer Betriebsdauer von 30 bis 40 Jahren – ersetzt werden. Ab 2005/10 werden damit schrittweise umfangreiche Ersatzinvestitionen für Kapazitäten mit einer Leistung von zunächst mindestens 25.000 MW notwendig.

Tabelle 3 Gesamte Bruttostromerzeugung im Szenario Politik, 1995/2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
	- TWh -					
Bruttostromerzeugung insgesamt	535	553	529	540	537	531
Steinkohle	147	144	107	104	95	92
Braunkohle	143	135	135	124	122	115
Heizöl	8	5	3	3	3	3
Erdgas	41	54	60	115	138	193
Kernenergie	154	170	160	121	94	32
Wasser	24	24	26	28	29	29
Wind	2	8	17	26	34	42
Photovoltaik	0	0	0	1	1	2
sonstige	16	14	20	19	22	23
dav. Müll und Biomasse	6	7	10	11	13	15
nachrichtlich: Kraft-Wärme-Kopplung	72	75	97	137	148	161
Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt						

Quelle: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Im Szenario *Politik* wird für den Bereich der *fossilen Kraftwerke* davon ausgegangen, dass starke Anreize dafür geschaffen werden können, bei den notwendigen Neubauprojekten einen erheblichen Teil als Gaskraftwerke (überwiegend als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgeführt) zu realisieren (Tabelle 3). Die installierte Leistung in Kohlekraftwerken ginge damit von 1995 bis 2020 um ca. 20.000 MW zurück, die Kapazität der Erdgaskraftwerke würde um ca. 18.000 MW ausgeweitet. Trotz des erheblichen Rückgangs verbliebe im Bereich der Kohlekraftwerke ein Bestand von jeweils etwa 16.000 MW für Braunkohle (mit einem Schwerpunkt in den neuen Bundesländern⁹⁴) und für Steinkohle (überwiegend in den alten Bundesländern). Dies bedeutet, dass einerseits alle begonnenen Braunkohlekraftwerksprojekte im Lausitzer und im Rheinischen Braunkohlenrevier noch umgesetzt, andererseits in gewissem Umfang noch Ersatzbauten möglich werden.

Angesichts der nicht unerheblichen wirtschaftlichen Attraktivität hocheffizienter Gaskraftwerke⁹⁵ nach der ersten Phase des Strommarktwettbewerbs – der vor allem durch den Abbau von Überkapazitäten geprägt ist – dürften nur geringe zusätzliche Anreize (z.B. im Bereich der Erdgasbesteuerung) notwendig werden, um eine solche Entwicklung anzustoßen.

⁹⁴ Vgl. hierzu Matthes (2000b).

⁹⁵ Vergleiche hierzu Öko-Institut (1998).

Der Stromerzeugungsmix in einer solchen Variante würde sich in einem Zeitraum von 20 Jahren erheblich, jedoch keineswegs bruchartig verändern. Trotz weiterhin hoher Auslastung der Kohlekraftwerke im Grundlastbereich verringert sich der Anteil von Steinkohlestrom im Zeitraum 1999 bis 2010 bedeutend, geht aber dann nur noch leicht sinkend auf 17 % zurück. Die Braunkohleverstromung verringert sich leicht um 5 Prozentpunkte, was vor allem auf die anhaltend große Bedeutung des sehr neuen Kraftwerksparks auf Braunkohlebasis in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist. Die Erdgasverstromung verdoppelt sich bis zum Jahr 2010 und steigt bis 2020 nochmals um zwei Drittel an; insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraums tritt sie an Stelle der auslaufenden Kernenergienutzung.

Die Stromerzeugung aus *Kraft-Wärme-Kopplung* gewinnt vor dem Hintergrund des unterstellten Zertifikatsmodells erheblich an Bedeutung und verdoppelt sich bis zum Jahr 2010, wobei sich der Zuwachs gegenüber dem Referenzszenario ausschließlich durch gas- und – in geringerem Umfang – durch biomassegefeuerte Anlagen ergibt. Auch nach 2010 setzt sich diese Dynamik fort, so dass sich im Jahr 2020 ein Stromerzeugungsanteil der KWK von etwa 30 % ergibt. Der Zubau von Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt neben einer Erneuerung der zur Fernwärmeversorgung betriebenen öffentlichen Heizkraftwerke vor allem im industriellen Bereich sowie in der Nahwärme- und Objektversorgung. Im Unterschied zur Fernwärmeversorgung ist hier eine Ausweitung des Fernwärmemarktes mit seiner (kapitalintensiven) Infrastruktur nicht notwendig, da die Anlagen in großer räumlicher Nähe zum Ort des entsprechenden Wärmebedarfs errichtet werden können.

Eine deutlich stärkere Rolle bekommen im Szenario *Politik* die *erneuerbaren Energiequellen*, wobei vor allem die Windkraftnutzung noch stärker ausgebaut wird, so dass sich für den Zeitraum 1999/2020 eine Vervierfachung von Leistung und Stromerzeugung ergibt. Auch für die Biomassenutzung im Strom- und Fernwärmesektor sowie die photovoltaische Stromerzeugung werden im Vergleich zum Referenzszenario nochmals erhebliche Steigerungen erreicht. Durch diese Steigerungen ergibt sich für das Jahr 2010 ein Stromerzeugungsanteil von 12 %, der sich bis 2020 auf etwa 17 % erhöht.

Der notwendige Einsatz fossiler Brennstoffe für die Strom- und Fernwärmeerzeugung liegt im Szenario *Politik* im Jahr 2020 um etwa 10 % unter dem Niveau des Jahres 1995, der Verbrauch von Steinkohle für die Stromerzeugung beträgt im Jahr 2020 etwa 25 Mio. t, der Braunkohleeinsatz etwa 100 Mio. t.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Altersstruktur des Kraftwerksparks sind im Erneuerungsprozess jedoch noch ambitioniertere Ziele vorstellbar, die im Szenario *Potential* verdeutlicht werden (Tabelle 4). Hier wird davon ausgegangen, dass der Erneuerungsprozess ab 2005/2010 sehr schnell abläuft und abgängige Kohlekraftwerke konsequent durch Kraftwerke mit anderer Brennstoffbasis ersetzt werden. Die damit einhergehende Entwicklung stellt sich zunächst für die Steinkohleverstromung wesentlich einschneidender dar als im Braunkohlebereich. Im Jahr 2020 wäre so von der 1999 verfügbaren Leistung (ca. 33.000 MW) nur noch ein Restbestand von etwa 8.000 MW in Betrieb. Angesichts des relativ hohen Bestands von Neubaukraftwerken auf Braunkohlebasis in den neuen Ländern wird davon ausgegangen, dass die Kapazitäten in Deutschland insge-

samt bis zum Jahr 2010 einerseits und im Zeitraum 2010/20 andererseits nur um jeweils etwa 4.000 MW zurückgehen, woraus für das Jahr 2020 ein Bestand von ca. 10.000 MW resultiert. Unterstellt wird dabei jedoch auch, dass die nachgerüsteten Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern nicht wesentlich über das Jahr 2015 hinaus betrieben werden können und vor allem keine zusätzliche Kohle im rheinischen Revier (Garzweiler II) gefördert und verbrannt wird.

Tabelle 4 Gesamte Bruttostromerzeugung im Szenario Potential, 1995/2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
	- TWh -					
Bruttostromerzeugung insgesamt	535	553	494	475	447	416
Steinkohle	147	144	79	62	35	38
Braunkohle	143	135	122	88	85	61
Heizöl	8	5	3	3	3	3
Erdgas	41	54	67	119	134	164
Kernenergie	154	170	160	121	94	32
Wasser	24	24	26	28	29	29
Wind	2	8	17	28	37	46
Photovoltaik	0	0	0	1	1	2
sonstige	16	14	20	26	30	41
dav. Müll und Biomasse	6	7	10	17	21	33
nachrichtlich: Kraft-Wärme-Kopplung	72	75	97	141	156	181
Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt						

Quelle: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Statistik der Kohlenwirtschaft, Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

Beide Trends führen auch bei den Stromerzeugungsanteilen – bei deren Bewertung allerdings der erheblich verminderte Strombedarf berücksichtigt werden muss – zu sehr weit auseinanderliegenden Ergebnissen. Während die Steinkohleverstromung im Jahr 2020 nur noch einen Anteil von 9 % erreicht, erzielt die Braunkohle einen Beitrag von 15 % an der gesamten Stromerzeugung.

Angesichts des geringeren Strombedarfs erreicht im Szenario *Potential* der Ausbau der Erdgasverstromung nicht das Niveau der anderen Szenarien. Im Vergleich zu 1999 ergibt sich bis 2010 fast eine Verdopplung und bis zum Jahr 2020 etwa eine Verdreifachung. Daraus resultiert für das Jahr 2010 ein Erdgasanteil von 25 % am gesamten Stromaufkommen, der bis 2020 auf fast 40 % zunimmt.

Der Ausbau der Erdgasverstromung erfolgt nahezu vollständig im Bereich der *Kraft-Wärme-Kopplung*. Der KWK-Anteil steigt nach 2010 sowohl absolut als auch relativ und beträgt im Jahr 2020 folgerichtig über 40 %. Kohlebasierte KWK-Systeme leisten zur gesamten KWK-Stromerzeugung nur noch einen geringen Beitrag: Von der gesamten installierten KWK-Leistung in Höhe von 45.000 MW werden nur noch etwa 2.400 MW auf Basis von Stein- oder Braunkohle betrieben.

Die erheblichen Stromeinsparungen, aber auch der massive Übergang zu Stromerzeugungstechnologien mit hoher Effizienz sowie die steigende Rolle erneuerbarer Energieträger führen zu einem starken Rückgang des Bedarfs an fossilen Brennstoffen für die

Strom- und Fernwärmeerzeugung. Im Jahr 2020 liegt dieser um mehr als ein Drittel unter dem Niveau des Jahres 1995, wobei Erdgas klar dominiert, aber auch die Braunkohle – bedingt vor allem durch das geringe Alter der in den neuen Bundesländern von 1995 bis 2000 neu in Betrieb gegangenen Anlagen – noch eine erhebliche Rolle spielt.

Die Rolle der *erneuerbaren Energien* ist vor allem für die Periode nach 2010 von erheblicher Dynamik geprägt. Wiederum basierend auf erheblichen Zuwächsen von Windkraft und Biomassenutzung ergibt sich für das Jahr 2010 ein Marktanteil von ca. 16 und für das Jahr 2020 ein Anteil von 26 %. Besonders herauszuheben ist die erhebliche Stromerzeugungskapazität von mit Biomasse betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die im Jahr 2020 eine installierte Leistung von über 9.000 MW erreicht und die in zunehmendem Maße zur Mittel- und Grundlastversorgung beiträgt. Die solare Stromerzeugung steigt zwar bis zum Jahr 2020 auf 2 TWh an, ihr relativer Stromerzeugungsanteil bleibt aber dennoch im hier betrachteten Zeitraum gering.

6.6 Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen

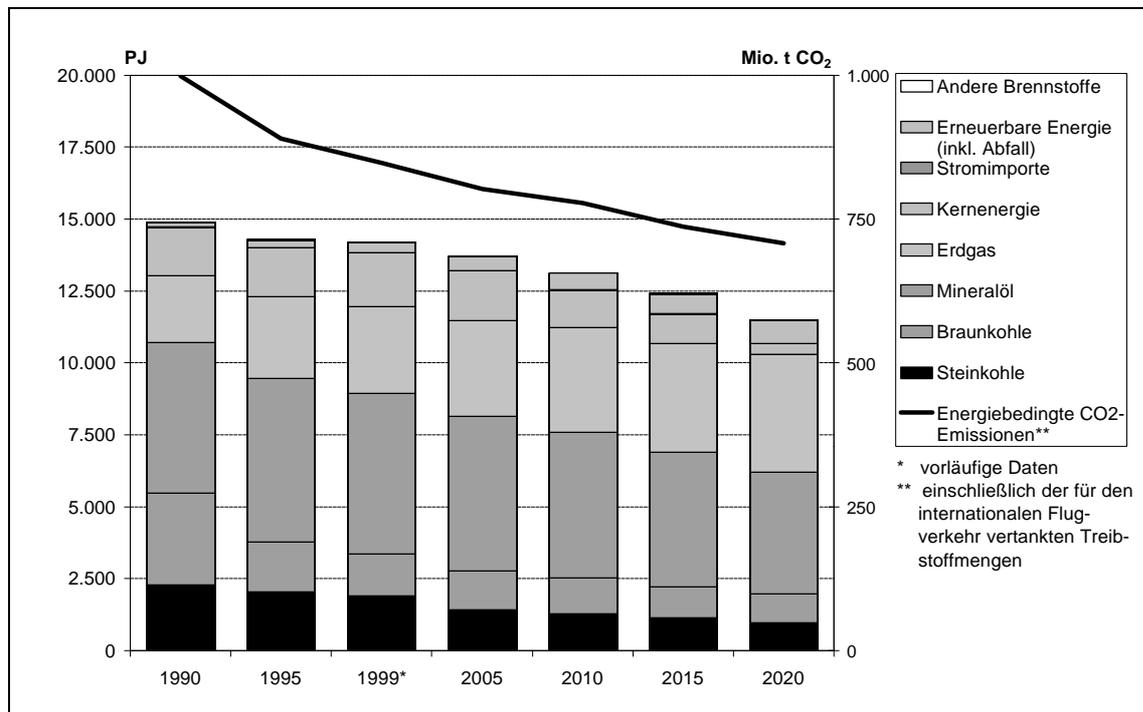
Die effizientere Energienutzung und der Energieträgerwechsel bewirken in beiden Szenarien eine signifikante Änderung des Primärenergieverbrauchs hinsichtlich Niveau und Struktur sowie eine deutliche Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen.⁹⁶

Im Szenario *Politik* folgt auf das stagnierende *Primärenergie*-Verbrauchsniveau in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre ab dem Jahr 2005 eine stetige Verbrauchsminderung, die im Jahr 2010 eine Größenordnung von –8 % und im Jahr 2020 von –19 % erreicht (Abbildung 6). Die Deckungsbeiträge von Stein- und Braunkohle nehmen sowohl absolut als auch anteilig ab, wobei die Minderungen des Steinkohlebedarfs deutlich höher sind als die der Braunkohle. Insgesamt verringert sich der Anteil von Steinkohle am gesamten Primärenergieverbrauch von 1999 bis 2020 um vier und der von Braunkohle um etwa einen Prozentpunkt. Dominierende Primärenergieträger im Szenario *Politik* bleiben bis zum Jahr 2020 Erdöl und Erdgas, die Anteile von 37 bzw. 38 Prozent erreichen. Bedingt durch den starken Zuwachs erreicht Erdgasverbrauch im deutschen Primärenergiemix erstmals eine dem Mineralöl vergleichbare Rolle. Aufgrund der Energiesparmaßnahmen in den Endverbrauchssektoren (vor allem bei der Gebäudeheizung) bleibt das absolute Zusatzwachstum von Erdgas jedoch auf 44 % begrenzt und liegt damit nur um etwa 9 Prozentpunkte über dem des Referenzszenarios. Der Anteil erneuerbarer Energieträger verdreifacht sich und erreicht damit im Jahr 2020 etwa 7 %.

Die *energiebedingten CO₂-Emissionen* sinken von 1990 bis 2005 um 20 %, bis zum Jahr 2010 um 22 % sowie bis zum Jahr 2020 um 29 %. Während damit das Kioto-Ziel eingehalten werden kann, müssten für die Erreichung des nationalen Ziels bis zum Jahr 2005 noch zusätzliche und vor allem kurzfristige Zusatzanstrengungen unternommen werden, um weitere Emissionsminderungspotentiale zu erschließen (vgl. dazu das Szenario Potential).

⁹⁶ Die Daten im einzelnen sind im Anhang (Tabelle A-9 und Tabelle A-10) dargestellt.

Abbildung 6 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Szenario Politik, 1995/2020

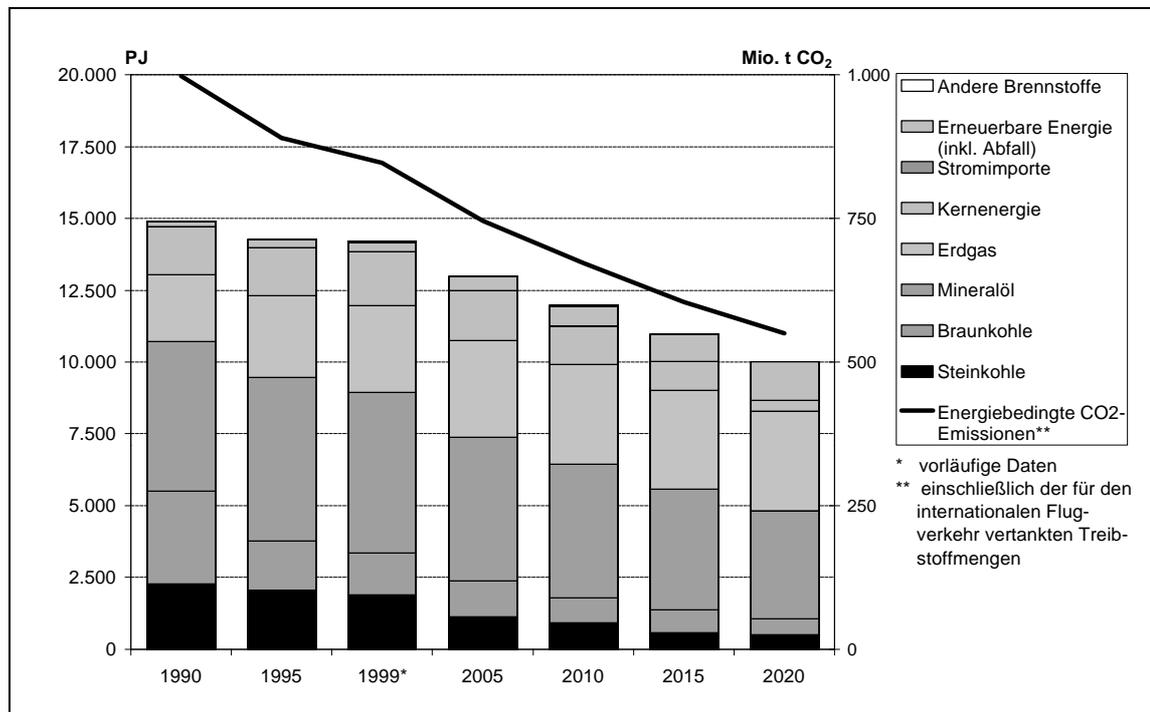


Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Eine deutlich andere Situation ergibt sich für das Szenario *Potential* (Abbildung 7). Zunächst gelingt es, den *Primärenergieverbrauch* bis zum Jahr 2010 um 17 und bis zum Jahr 2020 um über 30 Prozent zu reduzieren. Aufgrund der schwierigen Situation im Verkehrssektor (die erzielten Einsparungen sind hier deutlich geringer als im für den Gasbedarf sehr wichtigen Raumheizungsbereich) entwickelt sich Mineralöl, wenn auch auf erheblich geringerem Niveau, mit einem Anteil von 39 % im Jahr 2020 wiederum zum wichtigsten Primärenergieträger. Der Anteil von Steinkohle geht auf 5 % und der von Braunkohle auf 8 % zurück, Erdgas deckt etwas mehr als ein Drittel des Primärenergieverbrauchs. Im Zusammenspiel von niedrigerem Verbrauch und erhöhter Nutzung erneuerbarer Energieträger erreichen diese einen Deckungsanteil von 11 %.

In absoluten Werten ergibt sich für den Zeitraum von 1999 bis 2020 ein Wachstum nur noch für Erdgas und die erneuerbaren Energieträger. Die erheblichen Energieeinsparungen im Gebäudebereich wie auch bei Stromanwendungen kompensieren den durch die Verstromung entstehenden Mehrbedarf an Erdgas. Bis zum Jahr 2010 weitet sich der Erdgaseinsatz gegenüber 1999 nur noch um 16 % aus und kann in den nachfolgenden Jahren auf diesem Niveau stabilisiert werden.

Abbildung 7 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Szenario Potential, 1995/2020

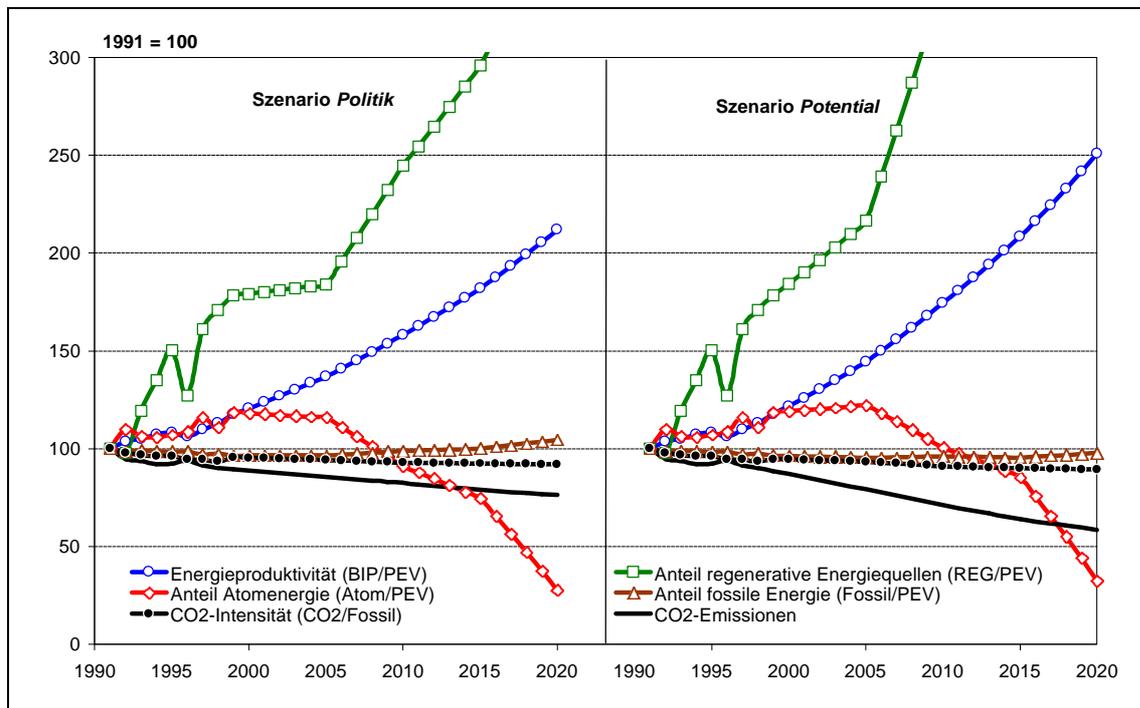


Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Die energiebedingten CO₂-Emissionen vermindern sich von 1990 bis 2005 um 25 %, bis zum Jahr 2010 um 33 % sowie bis zum Jahr 2020 um 45 %. Mit dieser Entwicklung, die die Energiespar- und Energieträgersubstitutionspotentiale im Rahmen der natürlichen Sanierungs- und Ersatzzyklen weitgehend ausschöpfen dürfte, könnten also sowohl das nationale Klimaschutzziel erreicht, als auch die anderen Zielmarken deutlich unterboten werden.

Die in Abbildung 8 gezeigte Komponentenerlegung verdeutlicht noch einmal die wesentlichen Unterschiede der beiden Szenarien wie auch die zum Referenzszenario. Einen zentralen Unterschied bildet zunächst die signifikante Erhöhung der Energieproduktivität (BIP/PEV), die sich im Vergleich des Szenarios *Politik* mit dem Referenzszenario um etwa 50 % erhöht und im Szenario *Potential* nochmals um etwa 15 Prozentpunkte zunimmt. Der Anteil erneuerbarer Energieträger weist die höchsten Zuwachsraten auf und sorgt zusammen mit dem verringerten Energiebedarf im Szenario *Potential* für ein absolutes Absinken des Anteils fossiler Energien am gesamten Primärenergieverbrauch. Bemerkenswert ist weiterhin, dass die CO₂-Intensität der fossilen Energieträger sich insgesamt nur wenig verändert, die starke Minderung der CO₂-Emissionen also keineswegs vorrangig auf den Ersatz von Kohle oder Mineralöl durch Erdgas zurückzuführen ist: Während die CO₂-Intensität im Referenzszenario von 1991 bis 2020 um 6 Prozentpunkte abnimmt, verstärkt sie sich im Szenario *Politik* nur um 2 und im Szenario *Potential* um 3 weitere Prozentpunkte.

Abbildung 8 Komponenten der CO₂-Emissionsentwicklung im den Szenarien Politik und Potential, 1995-2020



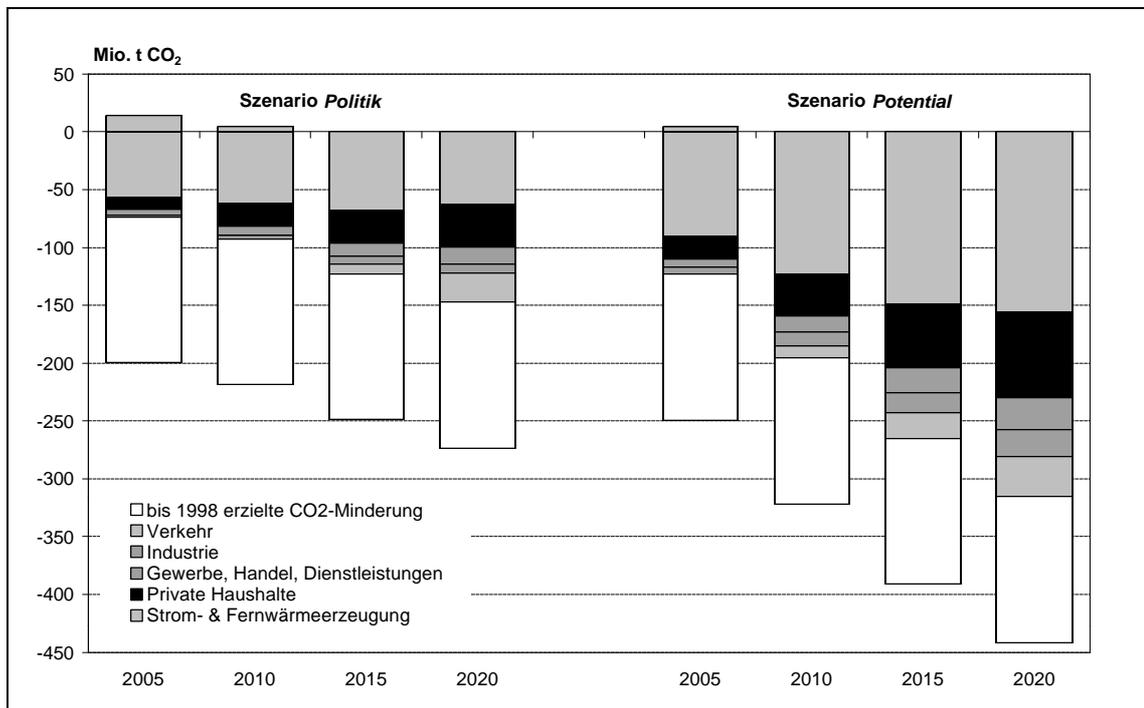
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Eine weitere Analyse verdeutlicht die Beiträge der *einzelnen Sektoren* zur Minderung der CO₂-Emissionen.

Zwischen 1990 und 1998 sanken die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland um insgesamt gut 125 Mio. t. Den größten Anteil trug hierzu der Umwandlungssektor mit über 70 Mio. t CO₂ bei. Der Beitrag der Industrie lag bei gut 52 Mio. t, im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wurden die CO₂-Emissionen immerhin noch um fast 30 Mio. t reduziert. Bei den privaten Haushalten sind die CO₂-Emissionen dagegen um ca. 8 Mio. t und im Verkehrsbereich sogar um ca. 20 Mio. t gestiegen.

Trotz des in der Vergangenheit bereits hohen Beitrags des Umwandlungsbereichs zur CO₂-Minderung ist das Potential hier bei weitem nicht ausgeschöpft. Sowohl im Szenario *Politik* als auch im Szenario *Potential* bildet der Umwandlungssektor den wichtigsten Block für weitere Emissionsminderungen (wobei auch die Stromeinsparungen diesem Sektor zugerechnet werden). Der zweitgrößte Block für die CO₂-Einsparung ergibt sich vor allem hinsichtlich der privaten Haushalte, es folgen der Verkehrssektor sowie der Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie die Industrie (Abbildung 9). Zwar unterscheiden sich in beiden Szenarien die absoluten Volumina der jeweiligen Minderungspotentiale, im Verhältnis verhalten sie sich jedoch in etwa proportional.

Abbildung 9 Zusätzliche CO₂-Minderungsbeiträge nach Sektoren in den Szenarien Politik und Potential, 1990/2020



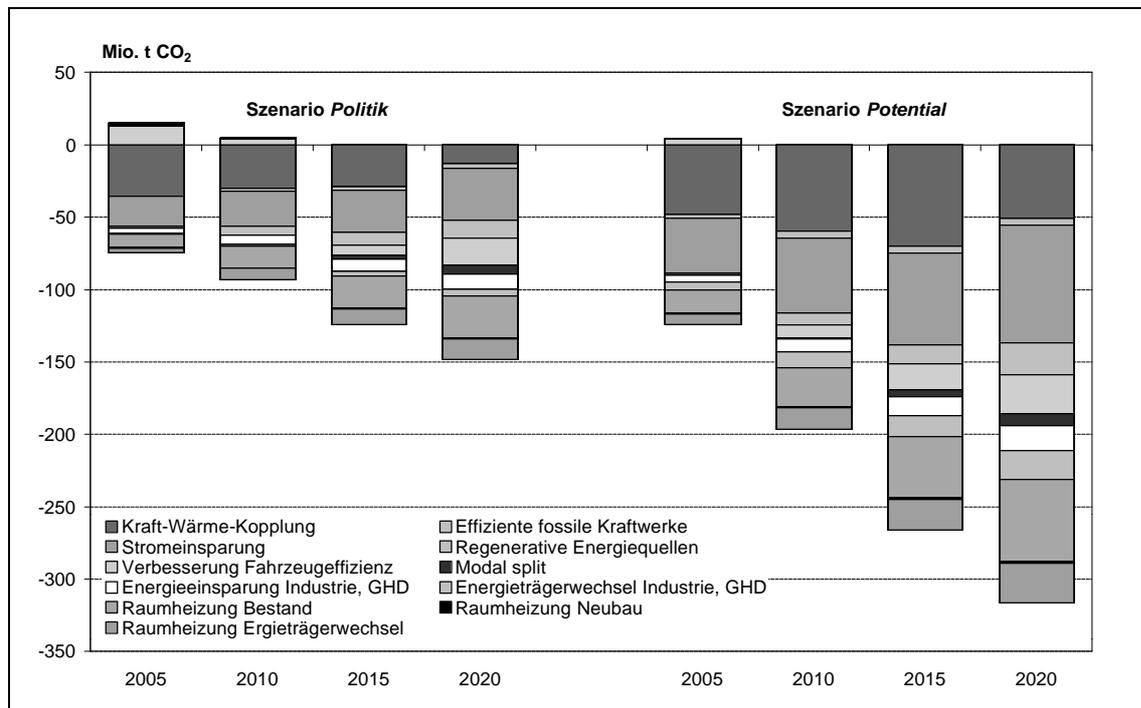
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 10 zeigt die Minderungsbeiträge nach Maßnahmenbereichen. Diese Übersicht verdeutlicht, dass kurz- und mittelfristig vor allem die *Kraft-Wärme-Kopplung* mit Zielbeiträgen von deutlich über 20 Mio. t CO₂ eine wichtige Rolle für die CO₂-Minderung spielen wird.⁹⁷ Eine ähnlich herausragende Stellung kommt den Beiträgen von *Stromeinsparung* (in allen Sektoren) sowie der Energieeinsparung im *Gebäudebestand* (v.a. im Bereich der privaten Haushalte sowie in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) zu, die sich jeweils in der Größenordnung von mehr als 15 Mio. t CO₂ bewegen. Kurzfristig wird weiterhin die Erhöhung der Energieeffizienz im *Neubau* nur eine geringe Rolle spielen, wobei darauf hingewiesen werden muss, dass die anstehende Verschärfung der Wärmeschutzvorschriften für den Neubau bereits weitgehend im Referenzszenario antizipiert wurde und ihr Zielbeitrag von 5 bis 10 Mio. t CO₂ allein im Neubaubereich⁹⁸ in der Übersicht nicht mehr aufgeführt wird. In der Langfristperspektive bildet das frühzeitige Ergreifen von Maßnahmen im Neubaubereich wie auch die Stärkung der erneuerbaren Energien jedoch eine Grundvoraussetzung jeder effektiven CO₂-Minderungspolitik.

⁹⁷ Im Zeitverlauf, d.h. vor allem nach 2015 verringert sich die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung jedoch, da sie ab dann gegen einen zunehmend effizienteren Kraftwerkspark "konkurriert".

⁹⁸ Die anstehende Energiesparverordnung erfasst auch einen Teil des Gebäudebestandes sowie vor allem die Heizanlagen.

Abbildung 10 Zusätzliche CO₂-Minderungsbeiträge einzelner Maßnahmenbereiche in den Szenarien Politik und Potential, 1990/2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Übersicht verdeutlicht auch, dass der Energieträgerwechsel in den Endverbrauchssektoren zwar eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielt, die Energieeinsparung jedoch durchweg die größeren Zielerreichungsbeiträge erbringt. In der mittelfristigen Perspektive kommt schließlich vor allem der Emissionsminderung im Verkehrssektor eine wachsende Bedeutung zu, wobei die *Effizienzerhöhung der Fahrzeuge* zwar überwiegt, Änderungen des *Modal Splits* die Minderungsbeiträge im Verkehrssektor jedoch um bis zu 20 % erhöhen können.

Für die Erreichung der gesetzten CO₂-Minderungsziele bzw. die Schließung der noch verbleibenden Lücken müssen letztlich *alle* Sektoren und Handlungsfelder bearbeitet werden. Hinsichtlich der Zielerreichungsbeiträge lassen sich jedoch auch Prioritäten für die *kurz- und mittelfristige Perspektive* zusammenfassen:

1. Erhöhung des Anteils der *Kraft-Wärme-Kopplung*, wobei eine Verdoppelung bis zum Jahr 2010 und die Gewährleistung einer weiteren, ähnlich dynamischen Entwicklung ein zentrales Element bildet,
2. Einleitung umfassender Maßnahmen zur energietechnischen *Sanierung des Gebäudebestandes* im Bereich der privaten Haushalte, aber auch im Dienstleistungs- und Gewerbebereich,
3. Verstärkung der Anstrengungen zur *Stromeinsparung* in allen Endverbrauchssektoren, wobei sowohl die hoch typisierbaren Potentiale als auch die sehr heterogenen Einsparmöglichkeiten in Industrie und Gewerbe adressiert werden sollten.

Zu den aus der *langfristigen Perspektive* besonders wichtigen Handlungsfeldern, die ein frühzeitiges und stetiges Agieren erfordern, gehören vor allem:

1. die Durchsetzung hoher und regelmäßig aktualisierter wärmetechnischer Standards für Neubauten in allen Sektoren,
2. eine stetige Erhöhung der Effizienz der Fahrzeugflotte, eine langfristige Verkehrsvermeidung sowie die deutliche Veränderung des *Modal Splits*,
3. die Einführung der erneuerbaren Energiequellen sowohl im Strom-, als auch im Wärmebereich.

Zumindest ein Teil der entsprechenden politischen Instrumentarien steht rein technisch kurzfristig zur Verfügung, die Suche nach weiteren instrumentellen Ansätzen und deren Prüfung sollte systematisch vorangetrieben werden.

7 Fazit

Nicht nur der Ausstieg aus der Kernkraftnutzung, sondern auch der damit endgültig markierte Einstieg in eine nachhaltige Energiewirtschaft bildet eine Herausforderung für die zukünftige Energiepolitik. Hervorzuheben ist dabei, dass sich Energiepolitik im Zeichen zunehmenden Wettbewerbs in der Energiewirtschaft und der damit grundlegend veränderten Entscheidungskalküle der Marktteilnehmer in wachsendem Maße ökologisch legitimieren und ausrichten muss. Im Vergleich mit den anderen beiden traditionellen Säulen der Energiepolitik, Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit, hat allein die Umweltverträglichkeit keinen *politischen* Bedeutungsverlust hinnehmen müssen. Ohne eine wesentlich stärkere Verflechtung von Energie- und Umweltpolitik wird es erstens nicht möglich sein, den zukünftig vor allem ökologisch geprägten Herausforderungen adäquat zu begegnen. Zweitens wird eine Energiepolitik ohne verstärkten ökologischen Anspruch schnell und massiv an Bedeutung verlieren.

Der Klimaschutz markiert nicht die einzigen, aber die wohl einschneidendsten Anforderungen an eine neu ausgerichtete Energie- und Umweltpolitik. Sowohl die nationalen als auch die internationalen Ziele zur Minderung der Treibhausgase sind für Deutschland durchweg *anspruchsvoller, keineswegs aber illusionärer* Natur. Vor allem die Erreichung des nationalen Minderungsziels für das Jahr 2005 würde jedoch eine Reihe sehr kurzfristiger und sehr ambitionierter zusätzlicher Maßnahmen erfordern. Sowohl die Analysen zu den Potentialen als auch die Betrachtung der wichtigsten Strategien und Instrumente zeigen, dass eine Erfüllung der Ziele vor allem *langfristig angelegte* Strategien erfordert.

Vor allem aus der volkswirtschaftlichen Perspektive klaffen die Rahmenbedingungen für die besonders emissionsrelevanten Bereiche der Energiewirtschaft weit auseinander.

Einerseits konzentrieren sich erhebliche Emissionsanteile auf die vergleichsweise wenigen Anlagen (und Akteure) der Stromwirtschaft, deren Kapitalstock eine besonders lange Lebensdauer hat. So werden im Bereich der Kraftwerksinvestitionen in den nächsten 5-15 Jahren Entscheidungen getroffen, die bis weit in die Zeit hineinreichen, in der nach

heutigem Wissensstand massive Emissionsminderungen notwendig werden. Von diesen Entscheidungen wird somit die Erreichbarkeit langfristiger Emissionsminderungsziele in erheblichem Maße vorgeprägt.

Andererseits sind eine Vielzahl von – teilweise relativ geringen, in der Summe jedoch gewichtigen – Emissionsminderungspotentialen vor allem im Bereich der Energieeinsparung erschließbar. Die Erreichbarkeit dieser nach Volumen, Zeithorizonten und Akteursbezug sehr heterogenen Potentiale und der entsprechenden Akteure mit höchst unterschiedlichen Interessenstrukturen stellt hohe Anforderung an die politischen Instrumentarien. Insbesondere für die Energiespar- oder Energiedienstleistungswirtschaft als neuen und zukünftig unerlässlichen Teil der Gesamtwirtschaft müssen langfristig Infrastrukturen aufgebaut werden. Zeitliche Versäumnisse können – und dies zeigt die aktuelle Situation überaus deutlich – nicht ohne weiteres kompensiert werden.

Aus den Szenarienanalysen lassen sich robuste Schwerpunkte eines integrierten Handlungsprogramms ableiten. Hinsichtlich der *kurz- und mittelfristigen* Aktivitäten bilden vor allem

- die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung,
- die umfassende Modernisierung des Gebäudebestandes sowie
- die auf Stromsparpotentiale ausgerichteten Maßnahmen

unverzichtbare Bestandteile eines wirksamen und zielführenden Handlungsprogramms.

Vor allem *langfristig* von Bedeutung sind

- die Potentialerschließung für die regenerativen Energien,
- die Qualitätserhöhungen beim Gebäudeneubau sowie
- die Neuausrichtung des Verkehrssystems,

wobei die Nutzung dieser langfristigen Optionen die Einleitung erster Schritte zu einem sehr frühen Zeitpunkt zwingend erfordert.

Zwischen diesen beiden Extremen liegen eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Möglichkeiten der Emissionsminderung, deren Erschließung vor allem von der Entwicklung pragmatischer und angepasster Instrumente abhängig ist.

Hinsichtlich der politischen Instrumentierungsoptionen für die skizzierten Strategieelemente gibt es im Prinzip weite Entscheidungsspielräume, die vor dem Hintergrund von Liberalisierung und Europäisierung der Rahmenbedingungen ständig neu ausgetestet werden müssen. In der Tendenz steigen die Erfolgsaussichten und die Nachhaltigkeit der politischen Instrumente jedoch wahrscheinlich in dem Maße, in dem sie die Impulse des sich zunehmend an wettbewerblichen Mechanismen ausrichtenden energiewirtschaftlichen Umfeldes *offensiv* aufnehmen.

Ein wesentlicher Schlüssel für den Erfolg des Einstiegs in die neue Energiewirtschaft wird schließlich darin liegen, die Energiedienstleistungswirtschaft als wettbewerbsfähige

gen, profitablen und strukturell passfähigen Bestandteil der Gesamtwirtschaft zu etablieren.

8 Quellen

Abelshausen, W. 1984: Der Ruhrkohlenbergbau seit 1945. München.

Altner, G. u.a. 1995: Zukünftige Energiepolitik. Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen. Bonn.

Altner, G. u.a. 1998: Zukünftige Energiepolitik. Phase II: Handlungsprogramm. Hannover.

Apfelstedt, G. 1999: Quotenregelung: Mindestanteilskaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard. Fernwärme-International 1999/6.

Brennecke V.M.; Krug, S.; Winkler, C.M. 1998: Effektives Umweltmanagement. Arbeitsprogramm für den betrieblichen Entwicklungsprozeß. Berlin, Heidelberg.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 1997: Energiepreise als Standortfaktor für die deutsche Wirtschaft. Berlin.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) u.a. 2000: Energiewirtschaftliche Voraussetzungen und energiepolitische Handlungsmöglichkeiten für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland. Wissenschaftliche Begleitung des Energiedialogs. Berlin.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)/Öko-Institut 2000: Zur ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzexpertise im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000, Berlin.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)/STE (Forschungszentrum Jülich Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung)/ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung)/Öko-Institut 1997: Politikszenerarien für den Klimaschutz. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Bd. 5, Jülich.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)/STE (Forschungszentrum Jülich Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung)/ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung)/Öko-Institut 1999: Politikszenerarien für den Klimaschutz. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Bd. 20, Jülich.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) u.a. 1999: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin.

Drillisch, J. 1999: Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung. München.

- Ebel, W. u.a. 1996: Der zukünftige Heizwärmebedarf der Haushalte. Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt.
- ECR (Energieonderzoek Centrum Nederland)/Öko-Institut/SPRU (Science and Technology Policy Research) 1999: The Implications of Tradable Green Certificates for the Deployment of Renewable Electricity. Mid-Term Report. Petten.
- Eising, R. 2000: Begrenzte Rationalität und regulatives Lernen in der EG: die Liberalisierung der Elektrizitätsversorgung. Politische Vierteljahresschrift 41 (2000) H. 2, S. 251-278.
- Enquete-Kommission Klima (Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre") 1990: Schutz der Erde. Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Bonn.
- Enquete-Kommission Klima (Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre") 1995: Mehr Zukunft für die Erde. Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz. Bonn.
- Enquete-Kommission Mensch und Umwelt (Enquete-Kommission des 13. Deutschen Bundestages "Schutz des Menschen und der Umwelt") 1998: Konzept Nachhaltigkeit. Vom Leitbild zur Umsetzung. Bonn.
- Enquete-Kommission Mobilität NRW (Enquete-Kommission "Zukunft der Mobilität" des Landtags Nordrhein-Westfalen): Die Zukunft der Mobilität in Nordrhein-Westfalen. Problemanalysen – Perspektiven – landespolitische Handlungsansätze. Drucksache 12/4839, Düsseldorf.
- Erber G.; Horn, M. 2000: Deregulierung führt zu deutlichen Preissenkungen für Telephondienstleistungen und Strom. DIW-Wochenbericht 25/2000.
- ESSH (Energienstiftung Schleswig-Holstein) 1999a: Energieeffizienz im liberalisierten Markt: Ein Energie-Effizienz-Fonds für Deutschland. Kiel.
- ESSH (Energienstiftung Schleswig-Holstein) 1999b: Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland. Kiel.
- Esso 2000: Zukunft sichern – Energie sparen. Esso Energieprognose. Hamburg.
- EU-Council 1999: Community Strategy on Climate. Conclusions 2178th Council Meeting. Brussels, 17 May 1999.
- Ewers, H.-J.; Rennings, K. 1991: Die volkswirtschaftlichen Kosten eines Super-GAUS' in *Biblis. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht*, 4/1991, S. 379-396.
- Ewers, H.-J.; Rennings, K. 1994: Economics of Nuclear Risks – A German Study. In: Hohmeyer/Ottinger: *Social Costs of Energy – Present Status and Future Trends. Proceedings of an international Conference, Racine, Wisconsin, September 8-11, 1992*, Berlin.
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln) 1997: Untersuchung der Strompreisunterschiede zwischen Deutschland und Frankreich. Köln.

- EWI (Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln) 2000: Charakterisierung und Bewertung verschiedener Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Köln.
- FEES (Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland) 2000: Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Heidelberg.
- Güllner, M. (forsa - Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH) 1999: Das Marktpotential und die Zielgruppe für "Öko-Strom". ASEW-Seminar "Top oder Flop? Ökostrom aus Sicht der Stadtwerke", Heidelberg, 27./28. April 1999.
- Hake, J.-Fr.; Kleemann, M.; Kolb, G. 1999: Klimaschutz durch energetische Sanierung von Gebäuden. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt Bd. 21, Jülich.
- Heinrich, A. 1999: The European natural gas market in the next decades – An overview. In: Vierteljahresheft zur Wirtschaftsforschung 1999/4, S. 526-542.
- Hohmeyer, O.; Menges, R.; Schweiger, A. 2000: Arbeitplatzeffekte einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg. Flensburg.
- Horn, M. 1977: Die Energiepolitik der Bundesregierung von 1958 bis 1972. Berlin.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 1996: Climate Change 1995. The Science of Climate Change. Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2000: IPCC Special Report on Emission Scenarios. Cambridge.
- ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung)/Öko-Institut 1999: Klimaschutz durch Minderung von Treibhausgasemissionen durch klimagerechtes Verhalten. Karlsruhe, Darmstadt, Berlin.
- Jung, M. (Institut für praxisorientierte Sozialforschung) 1999: Image der deutschen Stromversorger. VDEW-Monitor 1998. Präsentation für den VDEW-Sonderausschuß Öffentlichkeitsarbeit, Frankfurt a.M., 11. Februar 1999.
- Jurewitz, J.L. 2000: Utility-Sponsored Energy Efficiency Programs and the Impacts of Electric Industry Restructuring: Experience in California and the U.S. Conference New Directions in National and International Energy and Climate Change Policies. Germany, Japan, US Energy Experts Annual Network Meeting, June 17-20, 2000 in Berlin.
- Kaltschmitt, M.; Wiese, M. 1993: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin, Heidelberg u.a.
- Kehrberg, J.O.C. 1997: Die Entwicklung des Elektrizitätsrechts in Deutschland. Der Weg zum Energiewirtschaftsgesetz 1935. Frankfurt a.M.
- Leprih, U. 1994: Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Freiburg.

- Matthes, F. Chr., Herold, A., Sommer, K., Streck, C. 1998: Bodenbelastungen durch Luftschadstoffe. Perspektiven eines umweltpolitischen Handlungsfeldes. Berlin, Heidelberg u.a.
- Matthes, F. Chr. 1999: Anmerkungen zu den langfristigen Nutzungsgrenzen fossiler Brennstoffe. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 1999/4, S. 600-613.
- Matthes, F. Chr. 2000a: Führen Stromexporte aus Osteuropa die Bemühungen um Klimaschutz und Atomausstieg ad absurdum? Berlin.
- Matthes, F. Chr. 2000b: Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Ein Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland. Berlin.
- Mez, L.; Piening, A.; Traube, K. 1999: Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcier- ten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen? Edition der Hans-Böckler-Stiftung 22, Düsseldorf.
- MWV (Mineralölwirtschaftsverband) 2000: Mehr Verkehr mit weniger Energie. MWV- Prognose 2015 für die Bundesrepublik Deutschland. Hamburg.
- Nakicenovic, N.; Grübler, A.; McDonald, A. 1998: Global Energy Perspectives. Cam- bridge.
- Nitsch, J. u.a. 1997: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Stuttgart, Freiburg.
- Nitsch, J. 1998: Probleme der Langfristkostenschätzung. Beispiel Regenerative Energien. Workshop "Energiesparen – Klimaschutz, der sich rechnet", Rotenburg an der Ful- da, 8.-9. Oktober 1998.
- Oberthür, S., Ott, H. E. 1999: The Kyoto Protocol. International Climate Policy for the 21st Century. Berlin, Heidelberg u.a.
- Öko-Institut 1996: Das Energiewende-Szenario 2020. Ausstieg aus der Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung. Darmstadt, Freiburg, Berlin.
- Öko-Institut 1998a: Energiewirtschaftliche Bewertung der Rückstellungen für die Ent- sorgung der deutschen Kernkraftwerke. Freiburg.
- Öko-Institut 1998b: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern. Freiburg.
- Öko-Institut 1998c: Hauptgewinn Zukunft – Neue Arbeitsplätze durch umweltverträgli- chen Verkehr. Freiburg.
- Öko-Institut 1999a: Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für "Grünen Strom". Darmstadt, Freiburg, Berlin.
- Öko-Institut 1999b: Deutschland braucht einen Energie-Effizienz-Trust. Freiburg.
- Öko-Institut/BEA (Berliner Energieagentur)/EUMBP (Energie- und Managementbera- tung Pöschk) 2000: Energiespar-Contracting als Beitrag zu Klimaschutz und Kosten- senkung. Berlin.

- Öko-Institut/WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) 1995: Least Cost-Planning Fallstudie Hannover. Hannover.
- Ostertag, K. u.a. 2000: Energiesparen – Klimaschutz, der sich rechnet. Ökonomische Argumente in der Klimapolitik. Heidelberg.
- Parker, M. 1994: The Politics of Coal's Decline. The Industry in Western Europe. London.
- Prognos AG/Benz Consult GmbH/TÜV Automotive GmbH/IBV W. Hülser AG 2000: Umweltwirkungen von Verkehrsinformations- und -leitsystemen im Straßenverkehr. Basel, Karlsruhe, Herzogenrath, Zürich.
- Prognos/EWI (Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln 1999: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel
- Radgen, P.; Ostertag, K. 1999: Erfolgreiche Fallbeispiele für die Umsetzung von REN-Maßnahmen: Anspruch und Wirklichkeit. In: VDI Berichte Nr. 1462, S. 137-154, Düsseldorf.
- Riahi, K.; Roehrl, R.A. 2000: Energy Technology Strategies for Carbon Dioxide Mitigation and Sustainable Development. Laxenburg.
- RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung)/ifo (ifo-Institut für Wirtschaftsforschung) 1998: Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien. Essen, München.
- Schönwiese, C.-D.; Griese, J.; Staeger, T. 2000: Statistische Analysen zur Früherkennung globaler und regionaler Klimaänderungen auf Grund des anthropogenen Treibhauseffektes. Frankfurt a.M.
- SenStadt (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung Berlin)/BEA (Berliner Energieagentur) 2000: Energiespar-Contracting. Die Energiesparpartnerschaft. Ein Berliner Erfolgsmodell. Berlin.
- Senter Internationaal 2000: Emission Reduction Unit Procurement Tender. The Hague.
- TAB (Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages) 1998: Entwicklung und Analyse von Optionen zur Entlastung des Verkehrsnetzes und zur Verlagerung von Straßenverkehr auf umweltfreundlichere Verkehrsträger. Drucksache 13/11447, Bonn.
- Traube, K.; Riedel, M. 1998: Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung. Zeitschrift für neues Energierecht 1998/2.
- UBA (Umweltbundesamt) 1999: Luftschadstoffinventare 1990-1997. Berlin.
- UBA (Umweltbundesamt) 2000: Treibhausgasinventare 1990-1998. Berlin.

- VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) 1989: Stellungnahme der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V. zu Fragen einer Deregulierung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft. *Recht der Energiewirtschaft* 50 (1989) Nr. 5, S. 114-126.
- Wanke, A. 1996: Energieeinsparung durch betriebliche Energiekonzepte. In Mez/Jänicke (Hrsg.): *Sektorale Umweltpolitik*, S. 57-83, Berlin.
- WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) 2000: Kurzexpertise zur Wirksamkeit verschiedener Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Wuppertal.
- WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie)/Öko-Institut 2000: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht. Wuppertal, Freiburg.
- ZAES (Zentralarchiv für Empirische Sozialforschung an der Universität zu Köln) 1995: *International Social Survey Programme (ISSP). Environment*. Köln.
- Zängl, W. 1989: *Deutschlands Strom. Die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute*. Frankfurt/Main; New York.
- Ziesing, H.-J. 2000: CO₂-Emissionen im Jahre 1999: Rückgang nicht überschätzen. *DIW-Wochenbericht* 06/2000.

9 Anhang

Tabelle A-1 Rahmendaten für die Szenarien, 1995-2020

	Einheit	1995	2005	2010	2015	2020
Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung						
Bevölkerung	Mio.	81,6	82,6	82,4	81,7	80,7
Bruttoinlandsprodukt (konstante Preise von 1991)	Mrd. DM	3.023	3.669	4.059	4.428	4.798
Wohnflächen (einschl. Nichtwohngebäude)						
Ein- & Zweifamilienhäuser	Mio. m ²	1.727	2.016	2.155	2.294	2.425
Mehrfamilienhäuser	Mio. m ²	1.266	1.435	1.504	1.571	1.636
Wohnflächen (einschl. Nichtwohngebäude)						
Ein- & Zweifamilienhäuser	1995 = 100	100	115	122	129	136
Mehrfamilienhäuser	1995 = 100	100	113	119	124	129
Veränderung der Wohnflächen						
Wohnflächenzugang	Mio. m ²		41,9	41,2	40,5	39,5
Wohnflächenabgang	Mio. m ²		-2,3	-1,4	-1,2	-0,6
Wohnflächenausstattung	m ² /EW	37,4	42,6	45,3	48,2	51,3
Verkehrsleistung						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	909	1.034	1.093	1.125	1.138
Güterverkehr	Mrd. tkm	414	531	585	629	670
Personenverkehr	1995 = 100	100	114	120	124	125
Güterverkehr	1995 = 100	100	128	141	152	162
Fahrzeugbestand						
PKW und Kombi	Mio. Stk.	40	46	47	48	48
PKW und Kombi	1995 = 100	100	113	118	119	120

Quellen: Statistisches Bundesamt, Prognos/EWI (1999)

Tabelle A-2 Endenergieverbrauch im Referenzszenario, 1995-2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
				- PJ -		
Endenergieverbrauch insgesamt	9.273	9.294	9.747	9.750	9.604	9.393
Öl	4.261	4.226	4.418	4.351	4.200	4.006
Gas	2.260	2.418	2.546	2.585	2.586	2.574
Strom	1.647	1.706	1.796	1.868	1.913	1.940
Fernwärme	366	337	361	358	353	346
Kohle	624	434	433	386	340	300
übrige	114	173	194	202	213	229
Private Haushalte	2.652	2.726	2.914	2.881	2.819	2.738
Öl	900	846	917	875	833	788
Gas	923	1.047	1.128	1.140	1.128	1.102
Strom	457	476	490	497	495	485
Fernwärme	170	165	170	167	163	158
Kohle	106	34	35	25	17	13
übrige	97	158	171	175	181	190
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.533	1.439	1.535	1.539	1.522	1.496
Kohlen	38	4	7	4	2	1
Kraftstoffe	103	110	133	130	127	126
Heizöl	407	322	352	333	311	287
Flüssiggas	9	6	7	6	6	5
Andere Gase	399	418	427	426	416	402
Erneuerbare	6	3	6	8	10	13
Strom	445	462	482	509	530	543
Fernwärme	126	114	122	122	121	119
Industrie	2.474	2.359	2.483	2.509	2.510	2.508
Steinkohle	399	319	330	301	271	241
Braunkohle	82	76	61	56	50	45
Mineralöle	296	229	269	268	262	254
Gase	929	947	983	1.010	1.029	1.047
Müll, Biomasse, sonst.erneuerb. Energ.	12	12	13	13	13	13
Strom	686	718	758	792	816	838
Fernwärme	70	59	69	69	69	69
Verkehr	2.614	2.770	2.819	2.822	2.757	2.655
Mineralöl	2.556	2.720	2.747	2.744	2.667	2.550
Benzin	1.301	1.301	1.310	1.257	1.155	1.036
Diesel	1.020	1.137	1.130	1.149	1.155	1.150
Sonstige	234	281	307	338	357	364
Gas	0	0	1	3	7	17
Strom	59	50	66	70	72	74
Kohle	0	0	0	0	0	0
Biomasse (biodiesel)	0	0	4	6	8	10
Sonstige Energieträger	0	0	0	0	1	3
Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt						

Quellen: AG Energiebilanzen, Prognos/EWI (1999), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-3 Endenergieverbrauch im Szenario Politik, 1995-2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
	- PJ -					
Endenergieverbrauch insgesamt	9.273	9.294	9.061	8.739	8.285	7.787
Öl	4.261	4.226	4.012	3.711	3.289	2.826
Gas	2.260	2.418	2.411	2.344	2.291	2.238
Strom	1.647	1.706	1.679	1.726	1.736	1.730
Fernwärme	366	337	365	368	369	370
Kohle	624	434	377	329	286	248
Erneuerbare	114	173	217	260	313	375
Private Haushalte	2.652	2.726	2.665	2.496	2.327	2.158
Öl	900	846	729	608	486	365
Gas	923	1.047	1.064	998	926	850
Strom	457	476	478	472	462	445
Fernwärme	170	165	170	167	163	158
Kohle	106	34	32	22	13	9
Erneuerbare	97	158	192	231	277	332
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.533	1.439	1.339	1.303	1.250	1.190
Kohlen	38	4	6	3	1	1
Kraftstoffe	103	110	116	110	104	100
Heizöl	407	322	282	282	236	184
Flüssiggas	9	6	6	5	5	4
Erdgas	399	418	373	326	324	323
Erneuerbare	6	3	7	11	14	18
Strom	445	462	423	433	428	418
Fernwärme	126	114	126	132	137	143
Industrie	2.474	2.359	2.315	2.339	2.321	2.298
Steinkohle	399	319	285	257	229	201
Braunkohle	82	76	53	48	43	38
Mineralöle	296	229	220	197	174	151
Gase	929	947	968	1.012	1.029	1.044
Müll, Biomasse, sonstige erneuerbare Energie	12	12	13	13	13	13
Strom	686	718	707	743	764	783
Fernwärme	70	59	69	69	69	69
Verkehr	2.614	2.770	2.742	2.601	2.386	2.140
Mineralöl	2.556	2.720	2.666	2.514	2.289	2.026
Benzin	1.301	1.301	1.271	1.152	991	823
Diesel	1.020	1.137	1.097	1.053	991	914
Sonstige	234	281	298	310	306	289
Gas	0	0	1	3	7	17
Strom	59	50	71	78	81	84
Kohle	0	0	0	0	0	0
Biomasse (Biodiesel)	0	0	4	6	8	10
Sonstige Energieträger	0	0	0	0	1	2
Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt						

Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-4 Endenergieverbrauch im Szenario Potential, 1995-2020

	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
				- PJ -		
Endenergieverbrauch insgesamt	9.273	9.294	8.518	7.913	7.257	6.673
Öl	4.261	4.226	3.700	3.330	2.849	2.362
Gas	2.260	2.418	2.390	2.184	2.017	1.876
Strom	1.647	1.706	1.513	1.453	1.376	1.290
Fernwärme	366	337	370	376	382	388
Kohle	624	434	325	261	203	150
Erneuerbare	114	173	220	309	429	607
Private Haushalte	2.652	2.726	2.398	2.187	1.957	1.777
Öl	900	846	686	604	440	277
Gas	923	1.047	968	829	715	603
Strom	457	476	354	297	240	185
Fernwärme	170	165	174	177	179	182
Kohle	106	34	23	12	5	2
Erneuerbare	97	158	192	269	377	527
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.533	1.439	1.264	1.128	985	867
Kohlen	38	4	6	3	1	1
Kraftstoffe	103	110	121	113	104	98
Heizöl	407	322	238	210	153	85
Flüssiggas	9	6	6	5	4	3
Erdgas	399	418	373	297	248	223
Erneuerbare	6	3	7	9	12	29
Strom	445	462	398	377	350	315
Fernwärme	126	114	115	114	113	111
Industrie	2.474	2.359	2.277	2.217	2.134	2.048
Steinkohle	399	319	241	201	160	120
Braunkohle	82	76	55	46	37	28
Mineralöle	296	229	155	129	104	78
Gase	929	947	1.035	1.036	1.024	1.013
Müll, Biomasse, sonstige erneuerbare Energie	12	12	15	20	25	30
Strom	686	718	695	700	694	684
Fernwärme	70	59	80	85	90	94
Verkehr	2.614	2.770	2.579	2.380	2.181	1.982
Mineralöl	2.556	2.720	2.499	2.274	2.049	1.823
Benzin	1.301	1.301	1.162	1.022	881	741
Diesel	1.020	1.137	1.058	979	901	822
Sonstige	234	281	279	273	267	260
Gas	0	0	9	17	26	34
Strom	59	50	66	79	92	105
Kohle	0	0	0	0	0	0
Biomasse (Biodiesel)	0	0	6	10	15	20
Sonstige Energieträger	0	0	0	0	0	0
Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt						

Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-5 Kraftwerkssektor im Referenzszenario, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Bruttokraftwerksleistung	GW	123		113	114	117	119
Wasser	GW	9		11	11	11	11
Laufwasser	GW	5		5	5	5	5
Pumpspeicher	GW	5		6	6	6	6
Atom	GW	24		21	16	12	4
Steinkohle	GW	34		29	28	26	31
Braunkohle	GW	24		21	20	22	23
Ergas	GW	19		19	26	28	32
Heizöl	GW	10		2	1	1	1
Andere Brennstoffe	GW	3		4	4	4	5
Wind	GW	1		6	8	10	12
Photovoltaik	GW	0		0	0	0	1
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	18		20	21	22	23
Steinkohle	GW	7		5	5	4	4
Braunkohle	GW	2		2	2	2	2
Ergas	GW	7		9	10	12	14
Andere Brennstoffe	GW	3		4	4	4	4
Brennstoffeinsatz	PJ	5.575	5.700	5.409	5.285	5.081	4.698
Steinkohlen	PJ	1.507	1.456	1.231	1.266	1.231	1.379
Braunkohlen	PJ	1.544	1.362	1.368	1.314	1.379	1.371
Mineralöl	PJ	88	62	65	63	60	59
Erdgas	PJ	557	739	616	915	955	1.072
Andere Brennstoffe	PJ	92	104	236	247	255	270
Wasserkraft	PJ	98	97	100	103	105	107
Wind, Photovoltaik	PJ	7	30	45	62	76	91
Kernkraft	PJ	1.682	1.850	1.748	1.316	1.020	350
Bruttostromerzeugung	TWh	535	556	568	587	595	599
Wasser	TWh	24	24	26	27	27	28
Laufwasser	TWh	19	19	21	22	22	23
Pumpspeicher	TWh	5	5	5	5	5	5
Atom	TWh	154	170	160	121	94	32
Steinkohle	TWh	147	144	133	140	144	182
Braunkohle	TWh	143	135	148	144	161	165
Ergas	TWh	41	57	65	115	123	141
Heizöl	TWh	8	5	4	3	3	3
Andere Brennstoffe	TWh	16	13	20	21	22	23
Wind	TWh	2	9	13	17	21	24
Photovoltaik	TWh	0	0	0	0	0	1
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	72	77	81	83	89	93
Steinkohle	TWh	26	24	22	20	17	15
Braunkohle	TWh	8	7	7	7	6	6
Ergas	TWh	27	30	36	40	48	54
Andere Brennstoffe	TWh	12	16	16	17	17	18

Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Prognos/EWI (1999), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-6 Kraftwerkssektor im Szenario Politik, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Bruttokraftwerksleistung	GW	123		109	110	111	112
Wasser	GW	9		11	11	11	12
Laufwasser	GW	5		5	5	6	6
Pumpspeicher	GW	5		6	6	6	6
Atom	GW	24		21	16	12	4
Steinkohle	GW	34		24	21	17	16
Braunkohle	GW	24		21	18	17	16
Ergas	GW	19		18	26	29	37
Heizöl	GW	10		2	1	1	1
Andere Brennstoffe	GW	3		4	4	4	5
Wind	GW	1		9	13	17	21
Photovoltaik	GW	0		0	1	1	2
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	18		24	34	37	40
Steinkohle	GW	7		5	4	3	2
Braunkohle	GW	2		2	1	1	0
Ergas	GW	7		13	25	29	34
Andere Brennstoffe	GW	3		4	4	4	4
Brennstoffeinsatz	PJ	5.575	5.700	5.041	4.791	4.492	4.020
Steinkohlen	PJ	1.507	1.456	1.013	943	817	698
Braunkohlen	PJ	1.544	1.362	1.253	1.128	1.032	945
Mineralöl	PJ	88	62	62	60	57	56
Erdgas	PJ	557	739	565	911	1.073	1.430
Andere Brennstoffe	PJ	92	104	236	230	255	270
Wasserkraft	PJ	98	97	100	108	109	111
Wind, Photovoltaik	PJ	7	30	64	95	127	160
Kernkraft	PJ	1.682	1.850	1.748	1.316	1.020	350
Bruttostromerzeugung	TWh	535	556	529	540	537	531
Wasser	TWh	24	24	26	28	29	29
Laufwasser	TWh	19	19	21	23	23	24
Pumpspeicher	TWh	5	5	5	5	5	5
Atom	TWh	154	170	160	121	94	32
Steinkohle	TWh	147	144	107	104	95	92
Braunkohle	TWh	143	135	135	124	122	115
Ergas	TWh	41	57	60	115	138	193
Heizöl	TWh	8	5	3	3	3	3
Andere Brennstoffe	TWh	16	13	20	19	22	23
Wind	TWh	2	9	17	26	34	42
Photovoltaik	TWh	0	0	0	1	1	2
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	72	77	97	137	148	161
Steinkohle	TWh	26	24	22	16	12	8
Braunkohle	TWh	8	7	7	5	2	2
Ergas	TWh	27	30	52	100	116	134
Andere Brennstoffe	TWh	12	16	16	17	17	18

Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-7 Kraftwerkssektor im Szenario Potential, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Bruttokraftwerksleistung	GW	123		105	103	102	101
Wasser	GW	9		11	11	11	12
Laufwasser	GW	5		5	5	6	6
Pumpspeicher	GW	5		6	6	6	6
Atom	GW	24		21	16	12	4
Steinkohle	GW	34		22	15	8	8
Braunkohle	GW	24		19	15	14	10
Ergas	GW	19		18	25	30	34
Heizöl	GW	10		2	1	1	1
Andere Brennstoffe	GW	3		4	5	6	8
Wind	GW	1		9	14	18	22
Photovoltaik	GW	0		0	1	1	2
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	GW	18		24	35	39	45
Steinkohle	GW	7		5	4	3	2
Braunkohle	GW	2		2	1	1	0
Ergas	GW	7		13	25	29	34
Andere Brennstoffe	GW	3		4	5	6	9
Brennstoffeinsatz	PJ	5.575	5.700	4.732	4.227	3.779	3.224
Steinkohlen	PJ	1.507	1.456	767	591	331	306
Braunkohlen	PJ	1.544	1.362	1.131	803	720	506
Mineralöl	PJ	88	62	62	66	69	83
Erdgas	PJ	557	739	624	930	1.040	1.207
Andere Brennstoffe	PJ	92	104	236	310	351	487
Wasserkraft	PJ	98	97	100	108	109	111
Wind, Photovoltaik	PJ	7	30	64	103	138	173
Kernkraft	PJ	1.682	1.850	1.748	1.316	1.020	350
Bruttostromerzeugung	TWh	535	556	494	475	447	416
Wasser	TWh	24	24	26	28	29	29
Laufwasser	TWh	19	19	21	23	23	24
Pumpspeicher	TWh	5	5	5	5	5	5
Atom	TWh	154	170	160	121	94	32
Steinkohle	TWh	147	144	79	62	35	38
Braunkohle	TWh	143	135	122	88	85	61
Ergas	TWh	41	57	67	119	134	164
Heizöl	TWh	8	5	3	3	3	3
Andere Brennstoffe	TWh	16	13	20	26	30	41
Wind	TWh	2	9	17	28	37	46
Photovoltaik	TWh	0	0	0	1	1	2
davon in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh	72	77	97	141	156	181
Steinkohle	TWh	26	24	22	16	12	8
Braunkohle	TWh	8	7	7	5	2	2
Ergas	TWh	27	30	52	100	116	134
Andere Brennstoffe	TWh	12	16	16	21	25	37

Anmerkung: * vorläufige Daten, zum Teil geschätzt

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-8 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Referenzszenario, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Primärenergieverbrauch	PJ	14.270	14.200	14.668	14.545	14.239	13.708
Steinkohlen	PJ	2.060	1.905	1.705	1.688	1.604	1.703
Braunkohlen	PJ	1.735	1.468	1.489	1.414	1.461	1.442
Mineralöl	PJ	5.689	5.586	5.765	5.734	5.628	5.490
Erdgas	PJ	2.828	3.028	3.536	3.906	3.972	4.099
Wasserkraft	PJ	82	85	100	103	105	107
Wind, Photovoltaik	PJ	2	30	45	62	76	91
Andere Erneuerbare und sonstige Brennstoffe	PJ	174	241	267	312	355	407
Strom	PJ	18	5	13	14	19	20
Kernkraft	PJ	1.682	1.852	1.748	1.316	1.020	350
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂	890	847	876	888	885	892
darunter:							
Private Haushalte	Mio. t CO ₂	129	124	140	137	134	129
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mio. t CO ₂	68	56	64	62	59	57
Industrie	Mio. t CO ₂	127	109	119	118	116	113
Verkehr**	Mio. t CO ₂	186	198	209	210	207	199
Strom- und FW-Erzeugung	Mio. t CO ₂	350	327	312	329	337	361

Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt; ** einschließlich der für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen

Quellen: AG Energiebilanzen, Umweltbundesamt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Prognos/EWI (1999), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-9 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Szenario Politik, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Primärenergieverbrauch	PJ	14.270	14.200	13.691	13.116	12.409	11.506
Steinkohlen	PJ	2.060	1.905	1.445	1.322	1.148	981
Braunkohlen	PJ	1.735	1.468	1.360	1.213	1.099	1.000
Mineralöl	PJ	5.689	5.586	5.332	5.055	4.662	4.239
Erdgas	PJ	2.828	3.028	3.339	3.640	3.771	4.095
Wasserkraft	PJ	82	85	100	108	109	111
Wind, Photovoltaik	PJ	2	30	64	95	127	160
Andere Erneuerbare und sonstige Brennstoffe	PJ	174	241	293	360	463	562
Strom	PJ	18	5	10	9	12	11
Kernkraft	PJ	1.682	1.852	1.748	1.316	1.020	350
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂	890	847	802	778	737	708
darunter:							
Private Haushalte	Mio. t CO ₂	129	124	123	110	97	84
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mio. t CO ₂	68	56	54	51	48	44
Industrie	Mio. t CO ₂	127	109	110	109	106	104
Verkehr**	Mio. t CO ₂	186	198	205	196	182	166
Strom- und FW-Erzeugung	Mio. t CO ₂	350	327	277	280	271	277

Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt; ** einschließlich der für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen

Quellen: AG Energiebilanzen, Umweltbundesamt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Tabelle A-10 Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen im Szenario Potential, 1995-2020

	Einheit	1995	1999*	2005	2010	2015	2020
Primärenergieverbrauch	PJ	14.270	14.200	12.981	11.958	10.975	9.974
Steinkohlen	PJ	2.060	1.905	1.158	919	599	516
Braunkohlen	PJ	1.735	1.468	1.229	873	770	540
Mineralöl	PJ	5.689	5.586	5.003	4.658	4.208	3.775
Erdgas	PJ	2.828	3.028	3.373	3.487	3.444	3.484
Wasserkraft	PJ	82	85	100	108	109	111
Wind, Photovoltaik	PJ	2	30	64	103	138	173
Andere Erneuerbare und sonstige Brennstoffe	PJ	174	241	299	492	681	1.021
Strom	PJ	18	5	9	7	9	7
Kernkraft	PJ	1.682	1.852	1.748	1.316	1.020	350
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂	890	847	746	673	605	549
darunter:							
Private Haushalte	Mio. t CO ₂	129	124	115	100	82	63
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mio. t CO ₂	68	56	52	45	37	30
Industrie	Mio. t CO ₂	127	109	106	101	96	90
Verkehr**	Mio. t CO ₂	186	198	196	182	169	156
Strom- und FW-Erzeugung	Mio. t CO ₂	350	327	245	214	189	179

Anmerkung: * vorläufige Daten, teilweise geschätzt; ** einschließlich der für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen

Quellen: AG Energiebilanzen, Umweltbundesamt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts