

Der Open-Access-Publikationsserver der ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
The Open Access Publication Server of the ZBW – Leibniz Information Centre for Economics

Bräuninger, Michael; Schröer, Sebastian; Schulze, Sven; Vöpel, Henning;
Zierahn, Ulrich

Research Report

Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche

HWWI Policy Paper, No. 1-3

Provided in cooperation with:

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)

Suggested citation: Bräuninger, Michael; Schröer, Sebastian; Schulze, Sven; Vöpel, Henning;
Zierahn, Ulrich (2007) : Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche, HWWI Policy Paper, No. 1-3, <http://hdl.handle.net/10419/47686>

Nutzungsbedingungen:

Die ZBW räumt Ihnen als Nutzerin/Nutzer das unentgeltliche, räumlich unbeschränkte und zeitlich auf die Dauer des Schutzrechts beschränkte einfache Recht ein, das ausgewählte Werk im Rahmen der unter

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen> nachzulesenden vollständigen Nutzungsbedingungen zu vervielfältigen, mit denen die Nutzerin/der Nutzer sich durch die erste Nutzung einverstanden erklärt.

Terms of use:

The ZBW grants you, the user, the non-exclusive right to use the selected work free of charge, territorially unrestricted and within the time limit of the term of the property rights according to the terms specified at

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen>
By the first use of the selected work the user agrees and declares to comply with these terms of use.



Hamburgisches
WeltWirtschafts
Institut

Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche

Michael Bräuninger, Sebastian Schröder, Sven Schulze,
Henning Vöpel, Ulrich Zierahn

HWWI Policy

Paper 1-3
des

HWWI-Kompetenzbereiches
Wirtschaftliche Trends

Michael Bräuninger
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 31 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
braeuninger@hwwi.org

Sebastian Schröer
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 73 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
schroer@hwwi.org

Sven Schulze
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 39 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
schulze@hwwi.org

Henning Vöpel
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 34 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
voepel@hwwi.org

Ulrich Zierahn
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 39 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
zierahn@hwwi.org

HWWI Policy Paper
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76
info@hwwi.org | www.hwwi.org
ISSN 1862-4960

Redaktionsleitung:
Thomas Straubhaar (Vorsitz)
Michael Bräuninger

© Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) | August 2007
Alle Rechte vorbehalten. Jede Verwertung des Werkes oder seiner Teile
ist ohne Zustimmung des HWWI nicht gestattet. Das gilt insbesondere
für Vervielfältigungen, Mikroverfilmung, Einspeicherung und Verarbei-
tung in elektronischen Systemen.

Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche

Studie im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), fertig gestellt am 20.07.2007. Der in einer früheren Fassung von uns verschuldete Fehler in Abbildung 4.2 ist in der hier vorliegenden Fassung per 14.01.2008 korrigiert worden.

Verfasser:

Michael Bräuninger, Sebastian Schröder, Sven Schulze, Henning Vöpel, Ulrich Zierahn

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)

Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 – 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 – 76

info@hwwi.org | www.hwwi.org

Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche

1	Einleitung	4
2	Volkswirtschaftliche Bedeutung der Erdgasbranche	6
2.1	Investitionen	6
2.2	Beschäftigung	10
2.3	Regionalwirtschaftliche Bedeutung	14
3	Standortfaktor Energieversorgung	17
3.1	Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit	17
3.2	Determinanten der Gaspreisentwicklung	19
4	Energie- und klimapolitische Perspektiven	23
4.1	Klimapolitische Rahmenbedingungen	23
4.2	Wärme	26
4.3	Strom	30
4.4	Verkehr	35
4.5	Biogas	38
5	Schlussfolgerungen	40
6	Quellenverzeichnis	41
6.1	Literaturverzeichnis	41
6.2	Datennachweise	43
6.2.1	Statistische Veröffentlichungen	43
6.2.2	Online-Datenbanken, Datenreihen, statistische Einzelinformationen	44
6.3	Verzeichnis der Abbildungen	45
6.4	Verzeichnis der Tabellen	46

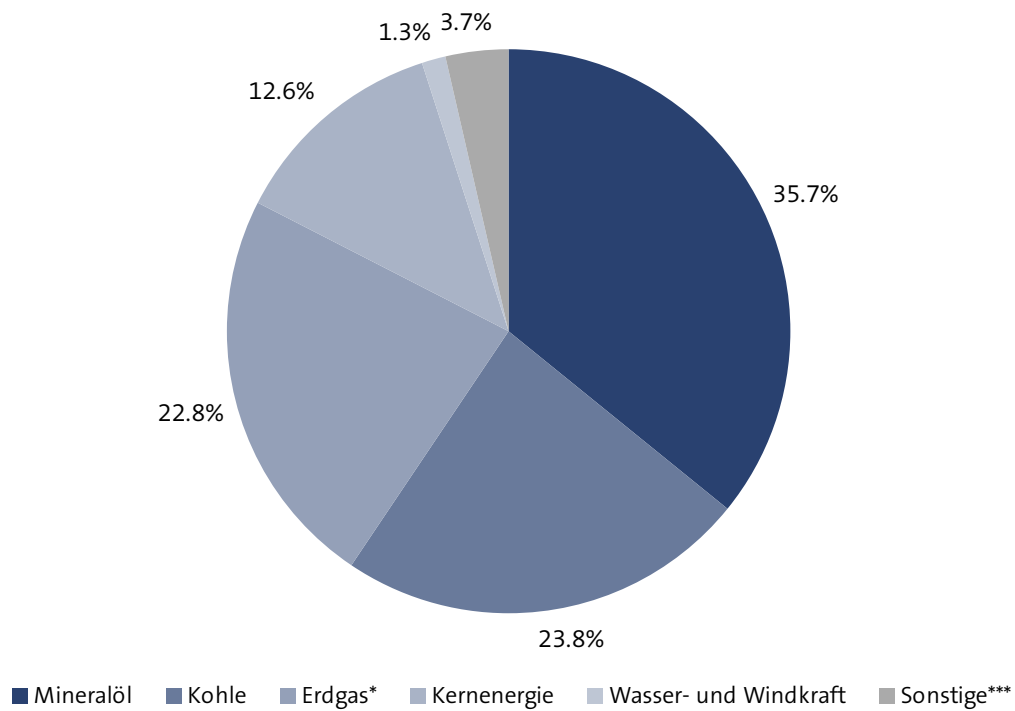
1 Einleitung

In Anbetracht der derzeitigen energie- und klimapolitischen Diskussion ist für die Zukunft mit gravierenden Umwälzungen im Energiesektor zu rechnen. Dabei gibt es im Wesentlichen zwei politische Zielsetzungen: Zum Einen gilt es, die klimapolitischen Ziele bei der Reduktion der CO₂-Emissionen zu erfüllen, zum Anderen muss weiterhin eine zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung gewährleistet werden. Dies wird in Zukunft vermehrt Investitionen in die Erhöhung der Energieeffizienz, aber auch Verschiebungen zwischen den Energieträgern im Hinblick auf einen optimalen Energiemix bedeuten. Insbesondere in den Energiebereichen Wärme, Strom und Verkehr, in denen ein Großteil der Energie verwendet wird, werden sich Verschiebungen zwischen den Primärenergieträgern ergeben.

Vor dem Hintergrund der sich ändernden Bedeutung der Primärenergieträger sollen in dieser Studie die Chancen, die sich durch die vermehrte Verwendung von Erdgas ergeben, herausgearbeitet werden. Darüber hinaus werden die volkswirtschaftliche Bedeutung der Erdgaswirtschaft und insbesondere ihr Beitrag zu Investitionen und Beschäftigung untersucht. Dabei werden auch die regionalwirtschaftlichen Effekte berücksichtigt, die gerade in strukturschwachen Regionen von der Erdgaswirtschaft ausgehen. Des Weiteren stellt die Energieversorgung einen wichtigen Standortfaktor dar. Diesbezüglich ist die Frage zu diskutieren, welchen Beitrag die Erdgaswirtschaft in Zukunft zu einer kostengünstigen und sicheren Versorgung mit Energie leisten kann. Diese Frage wird unter verschiedenen energie- und klimapolitischen Szenarien diskutiert, da der politische Entscheidungsprozess derzeit als noch offen anzusehen ist. Die schon heute große Bedeutung von Erdgas in der Energieversorgung und die derzeit diskutierten Zukunftsoptionen in der Energie- und der Klimapolitik geben Anlass zu der Frage, welche energiewirtschaftliche und klimapolitische Funktion Erdgas in Zukunft haben wird und welches diesbezüglich die Aufgaben der Erdgaswirtschaft sein werden.

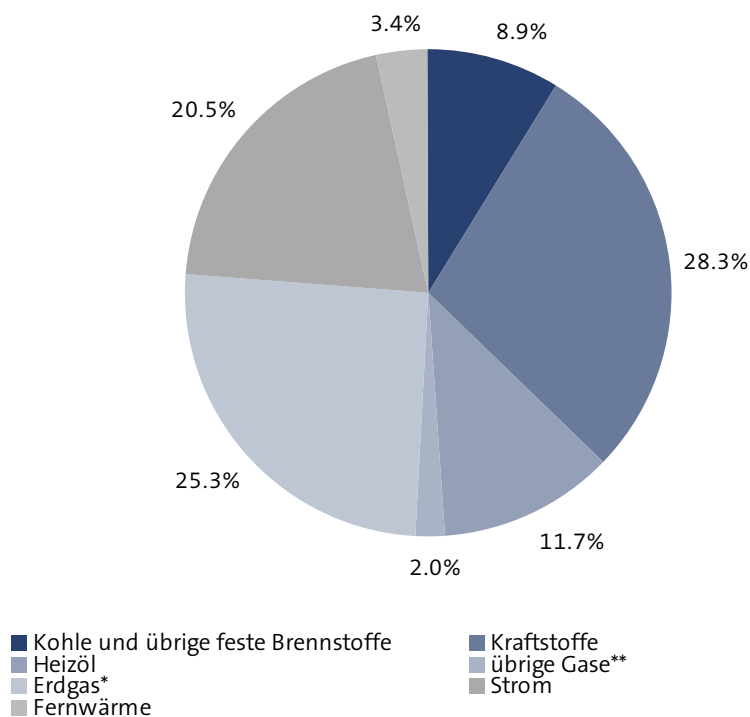
Der energiewirtschaftliche Status quo in Deutschland stellt sich wie folgt dar. Der Primärenergiebedarf in Deutschland wird derzeit zu 22,8 % durch Erdgas gedeckt. Am Endenergieverbrauch hat Erdgas einen Anteil von 25,3 % (vgl. Abbildung 1.1 und Abbildung 1.2). Damit ist Erdgas der zweitwichtigste Energieträger. Entsprechend hat die Erdgaswirtschaft eine zentrale Bedeutung für die Energieversorgung von Industrie und privaten Haushalten und somit eine wichtige volkswirtschaftliche Funktion.

Abbildung 1.1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2006



Quelle: AG Energiebilanzen

Abbildung 1.2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005



Quelle: AG Energiebilanzen

* zu sehr geringen Anteilen Erdölgas und Grubengas

** Flüssiggas, Raffineriegas, Kokeriegas und Gichtgas

*** u.a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase** sowie Außenhandelsaldo Strom

2 Volkswirtschaftliche Bedeutung der Erdgasbranche

Im Folgenden wird die gesamtwirtschaftliche Relevanz der Erdgaswirtschaft herausgearbeitet. Dazu werden Investitionen und Beschäftigungseffekte analysiert, sowie die regionalwirtschaftliche Bedeutung betrachtet. Dabei wird die Datenanalyse durch eine quantitative Abschätzung von indirekten Effekten ergänzt.

2.1 Investitionen

Investitionen bilden nach dem privaten und dem staatlichen Konsum den dritten wichtigen Bestandteil der Verwendungsseite des Bruttoinlandsproduktes. Sie stellen mithin eine zentrale Nachfragekomponente dar. Ferner bestimmen sie langfristig den Kapitalstock, die Produktionsmöglichkeiten und damit das Wachstum der deutschen Volkswirtschaft. Die Betrachtung der Investitionstätigkeit eines Wirtschaftszweiges bzw. einer einzelnen Branche gibt folglich Aufschluss darüber, inwieweit diese kurzfristig zur gesamtwirtschaftlichen Nachfrage und langfristig zum Wirtschaftswachstum beiträgt. Der vorliegende Abschnitt geht diesem Aspekt für die deutsche Erdgaswirtschaft nach.

Vorab sollen einige Daten zur Bruttowertschöpfung das gesamtwirtschaftliche Gewicht der Erdgasbranche verdeutlichen. Die Bruttowertschöpfung gibt den auf einer Produktionsstufe geschaffenen Wert als Differenz zwischen dem Produktionswert und dem Wert der Vorleistungen wieder. Im Jahre 2004 lag der Anteil der Erdgasbranche an der Bruttowertschöpfung der Gesamtwirtschaft bei 0,27 % und an derjenigen des Energiesektors bei etwa 14 %. Während die Bruttowertschöpfung pro sozialversicherungspflichtig Beschäftigtem in 2004 in der Gesamtwirtschaft bei etwa 75.000 Euro lag, war dieses Maß der Arbeitsproduktivität mit etwa 235.000 Euro in der Gaswirtschaft dreimal höher.¹

Investitionen in der Erdgasbranche sind notwendig, um eine kontinuierliche Erdgasversorgung der anderen Wirtschaftsbereiche sicherzustellen. Im Jahre 2005 lag der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch bei 22,8 % und derjenige am Endenergieverbrauch bei 25,3 %. Der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch der Industrie lag dabei bei 32,3 %, derjenige in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei 34,8 % und derjenige in den privaten Haushalten bei 38,9 %.²

Investitionen in der Erdgaswirtschaft verfolgen nicht zuletzt deshalb als vorrangiges Ziel die Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Für Versorgungssicherheit sorgen neben dem später noch näher zu betrachtenden Leitungsnetz zum einen die 44 unterirdischen Erdgas-

¹ Eigene Berechnungen auf der Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes (VGR der Länder, Beschäftigtenstatistik) und von Eurostat (Unternehmensstatistiken Gasversorgung). Die gesamtwirtschaftliche Arbeitsproduktivität pro Erwerbstätigem lag im Jahre 2004 bei 56.800 Euro und in 2006 bei 59.000 Euro.

² Vgl. AG Energiebilanzen (2006).

speicher in Deutschland, die eine Aufnahmekapazität von 19,1 Mrd. m³ Arbeitsgas haben. Weltweit verfügten zum 31.12.05 nur die USA, Russland und die Ukraine über ein höheres Speichervolumen.³ Zum anderen erfolgt eine Diversifizierung hinsichtlich der Lieferländer und der Lieferanten, um Abhängigkeiten auszuschließen. Im Jahr 2006 stammten 15 % des Erdgasaufkommens aus inländischer Förderung, 35 % aus Russland, 27 % aus Norwegen, 19 % aus den Niederlanden und 4 % aus sonstigen Ländern.⁴ Die Lieferverträge für Erdgas sind zumeist langfristig und relativ flexibel ausgestaltet, um einerseits stabile und von politischen Entwicklungen unabhängige Geschäftsbeziehungen sicherzustellen, die Investitionsrisiken vermindern, und um andererseits auf Sondersituationen schnell reagieren zu können.

Ein abgeleitetes Ziel gaswirtschaftlicher Investitionen ist die Erhöhung der Energieeffizienz. Eine qualitative Verbesserung des Leitungsnetzes mindert die Transportverluste. Der Einsatz neuer Verdichtertechnologien verringert deren Energieverbrauch bei gleichzeitig verbesserter Transportleistung der Gasnetze. Nur über einen regelmäßigen Ausbau und ständige technische Anpassung kann eine funktionstüchtige Gasinfrastruktur gewährleistet werden. Weitere Effizienzgewinne entstehen durch den energiebezogenen Anlagenbau, durch die Bauwirtschaft im Rahmen von Gebäudesanierungen und Neubauten und durch private und gewerbliche Verbraucher und deren energiesparendes Verhalten.

Im Folgenden soll die Investitionstätigkeit der deutschen Erdgaswirtschaft detaillierter beleuchtet werden. Betrachtet werden hierbei nur die Bruttoanlageinvestitionen, da sie den weit überwiegenden Teil der Bruttoinvestitionen ausmachen. Allgemein setzen sich die Bruttoanlageinvestitionen aus den Ausrüstungs-, den Bau- und den sonstigen Anlageinvestitionen zusammen.⁵

Abbildung 2.1 zeigt die nach ihrer Art differenzierten Bruttoanlageinvestitionen der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland (GVU) zwischen 1975 und 2004. Zwischen 1975 und 1980 war ein Anstieg der jährlichen Investitionen von ca. 1,0 auf 1,7 Mrd. Euro zu verzeichnen. In den Folgejahren bis 1989 schwankten die Investitionen um diesen Wert. Im Zuge der deutschen Wiedervereinigung waren besonders hohe Investitionen notwendig. Dies spiegelt sich in Werten zwischen 2,1 Mrd. Euro in 1990 und 4,5 Mrd. Euro in 1992 wider, wobei erst nach dem Jahr 2000 eine Rückkehr zu Investitionen in Höhe von ca. 1,6 Mrd. Euro erfolgte.

Im Durchschnitt der Jahre 1975-2004 lagen die jährlichen Investitionen insgesamt bei 2,1 Mrd. Euro. Dabei wurden für Aufschlussbohrungen durchschnittlich 102 Mio. Euro (4,8 %), für das Rohrnetz 1,5 Mrd. (72,9 %), für die Erzeugung 78 Mio. (3,7 %), für die Speicherung

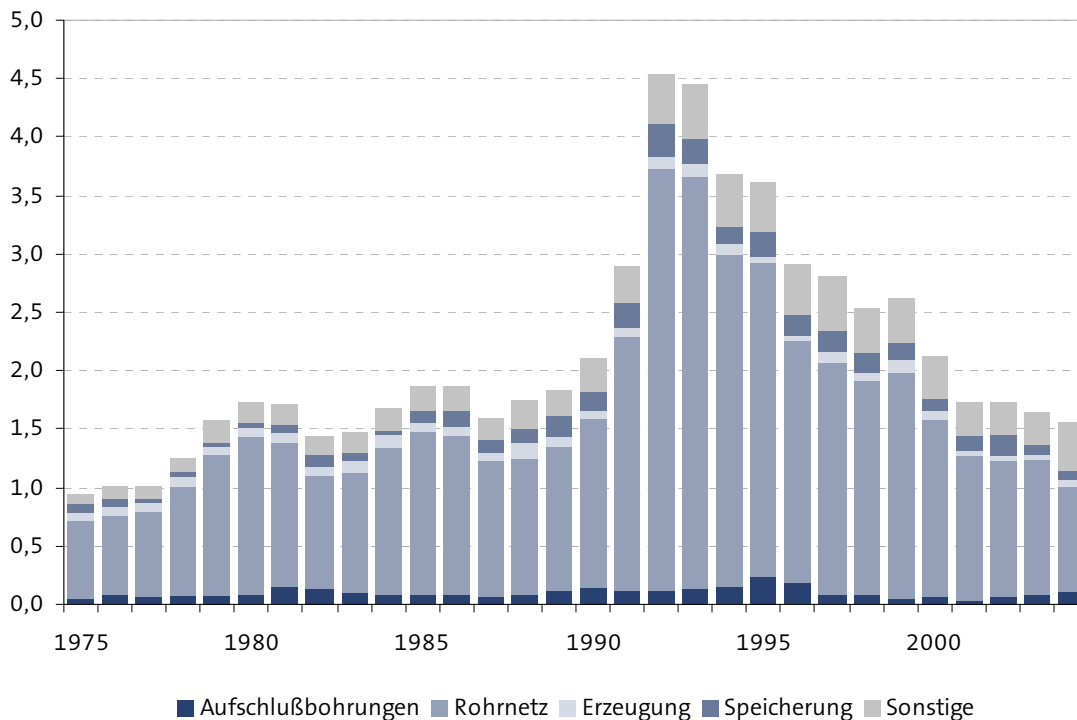
³ Vgl. LBEG (2006), S. 42-46.

⁴ Angaben des BGW (2007).

⁵ Vgl. Stobbe (1993) oder die Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Reihe „81000 Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes“. Die Nettoinvestitionen sind die Bruttoinvestitionen abzüglich der Abschreibungen.

125 Mio. (5,9 %) und für Sonstiges 270 Mio. Euro (12,7 %) aufgewendet. Sofern die Jahre, in denen das Gasnetz in Ostdeutschland aufgebaut wurde (1991-1998), herausgerechnet werden, wurden jährlich durchschnittlich 1,5 Mrd. Euro investiert. Der mit knapp 1,1 Mrd. Euro (70,9 %) größte Teil davon floss in das Rohrnetz.

Abbildung 2.1: Bruttoanlageinvestitionen der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland in Mrd. Euro

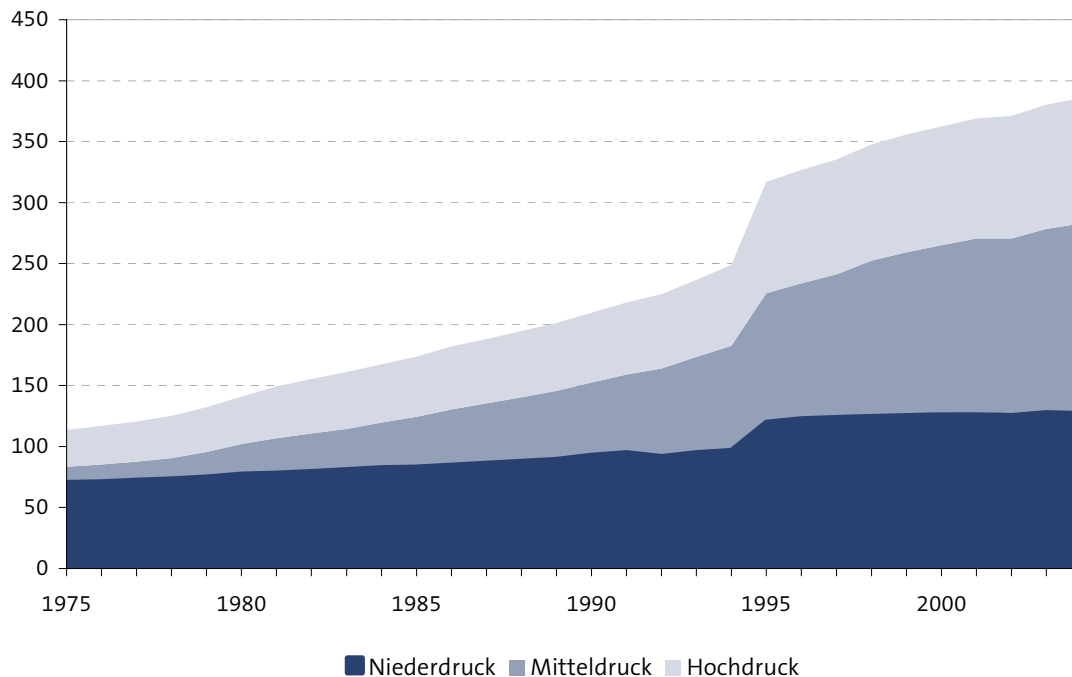


Quelle: BGW-Gasstatistik, div. Jahrgänge.

Im langfristigen Durchschnitt haben die Investitionen in den Erhalt und den Ausbau des Gasnetzes den größten Anteil an den gesamten Bruttoinvestitionen. Dies findet seinen Niederschlag in der Entwicklung der Länge des Gasrohrnetzes in Deutschland, vgl. Abbildung 2.2. Seit 1975 wurde das Gasnetz kontinuierlich ausgeweitet; dabei wurde das Leitungsnetz im Durchschnitt bis 2004 jährlich um 4,4 % auf inzwischen 386.000 km verlängert. Ende 2006 betrug die Netzlänge rund 400.000 km. Zwischen 1990 bis 2004 erfolgte eine Verlängerung des Netzes um 84 %. Dies ist u. a. auf die besonderen Aufbaunotwendigkeiten in Ostdeutschland zurückzuführen, welche die Modernisierung und den Ausbau der Leitungen, die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas und den Anschluss an das westdeutsche Erdgasnetz umfassten. Dabei wurde zwischen 1992 und 1996 die Länge des Leitungsnetzes auf fast 60.000 km verdoppelt.⁶

⁶ Der „Sprung“ von 1994 zu 1995 (siehe Abbildung 2.2) erklärt sich damit, dass 1995 das ostdeutsche Rohrnetz erstmals in der Statistik erfasst worden ist.

Abbildung 2.2: Länge des Rohrnetzes der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland von 1975 bis 2004 in 1.000 km

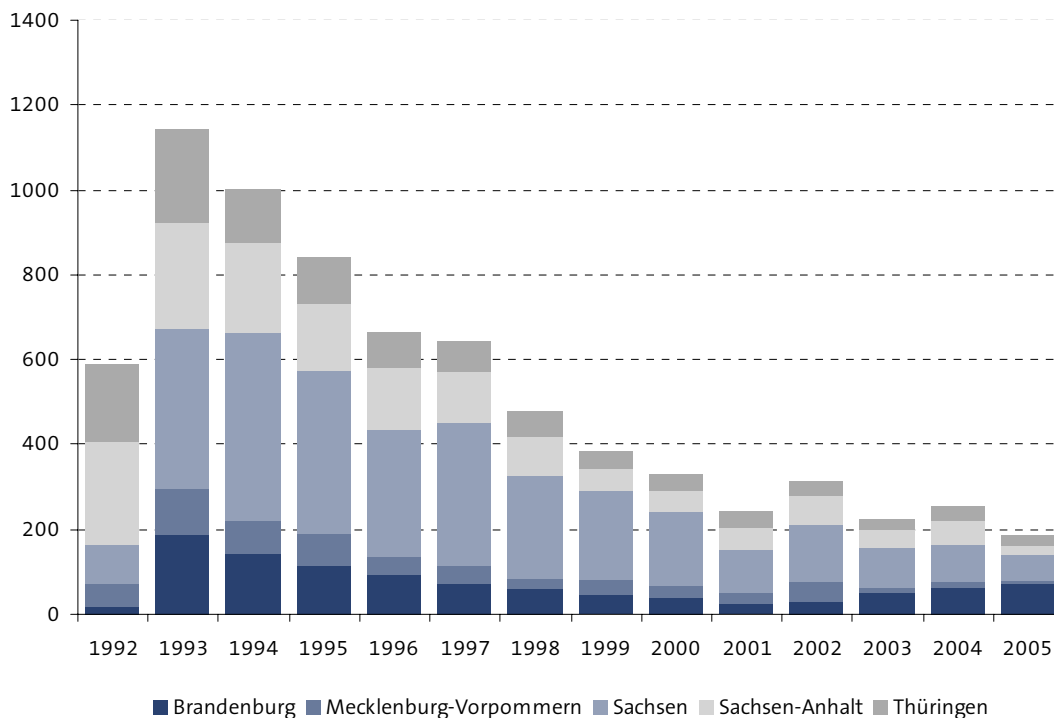


Quelle: BGW-Gasstatistik, div. Jahrgänge.

Zwei Aspekte sind im Zusammenhang mit Netzinvestitionen hervorzuheben. Erstens erhalten diese nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern führen zu einem weiteren stetigen Ausbau des Netzes; die Infrastruktur passt sich dabei der steigenden Nachfrage nach Erdgas an. Zweitens sind die Investitionen in das Gasnetz weitgehend konjunkturunabhängig; dadurch leisten sie indirekt einen Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Stabilisierung.

Auf die besonderen Aufbau- und Anpassungslasten im Rahmen der deutschen Wiedervereinigung wurde bereits verwiesen. Diese führten zu umfangreichen Investitionen, die sich auch in den regionalen Daten zeigen. So zeigt Abbildung 2.3, dass die Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen (OVU) sowie die Ferngas- und Erdgasfördergesellschaften in Ostdeutschland bis zu über einer Mrd. Euro pro Jahr investierten. Kumuliert wurden zwischen 1992 und 2005 Bruttoanlageinvestitionen von gut 7,2 Mrd. Euro getätigt. Erst seit 2001 haben sich die Investitionen auf einem Niveau von ca. 200 Mio. Euro pro Jahr stabilisiert. Diese Summe setzt Impulse insbesondere für die regionale Wirtschaft.

Abbildung 2.3: Investitionen der Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen sowie der Ferngas- und Erdgasfördergesellschaften in Ostdeutschland von 1992 bis 2005 in Mio. Euro, nach Bundesländern



Quelle: BGW-Gasstatistik, div. Jahrgänge

2.2 Beschäftigung

Bei der Betrachtung der Beschäftigung im Erdgassektor und in angrenzenden Sektoren ist es sinnvoll, eine Unterscheidung in vier Beschäftigungskategorien vorzunehmen. Diese vier Kategorien sind die direkte, die angrenzende, die induzierte und die indirekte Beschäftigung:

1. Direkte Beschäftigung

Unter der direkten Beschäftigung ist die Zahl derjenigen Personen zu verstehen, die in der Erdgaswirtschaft selbst tätig sind und als solche auch in den offiziellen Statistiken erfasst werden.

2. Angrenzende Beschäftigung

Unter der angrenzenden Beschäftigung soll diejenige verstanden werden, die nicht zum Kernbereich der Erdgaswirtschaft gehört, die sich jedoch unmittelbar aus dessen Tätigkeit ergibt. Insbesondere fallen hierunter Arbeitnehmer in den Stadtwerken und bei ähnlichen Dienstleistern. Diese erbringen zumindest in einem Teil ihrer Arbeitszeit erdgasbezogene Verrichtungen.

3. Induzierte Beschäftigung

Die induzierte Beschäftigung gibt an, wie viele Arbeitsplätze außerhalb der Gaswirtschaft dadurch geschaffen werden, dass den Erwerbstätigen in der Gaswirtschaft Einkommen zufließen, welche sie teilweise für Konsumausgaben nutzen. Damit wird in anderen Wirtschaftszweigen die Produktion angeregt und Beschäftigung sowie wiederum Einkommen geschaffen. Es ergibt sich ein multiplikativer Prozess, in dessen Verlauf jedoch die ursprüngliche Einkommenswirkung von Stufe zu Stufe kleiner wird. Die induzierte Beschäftigung kann mit Hilfe des Keynesianischen Einkommensmultiplikators ermittelt werden.

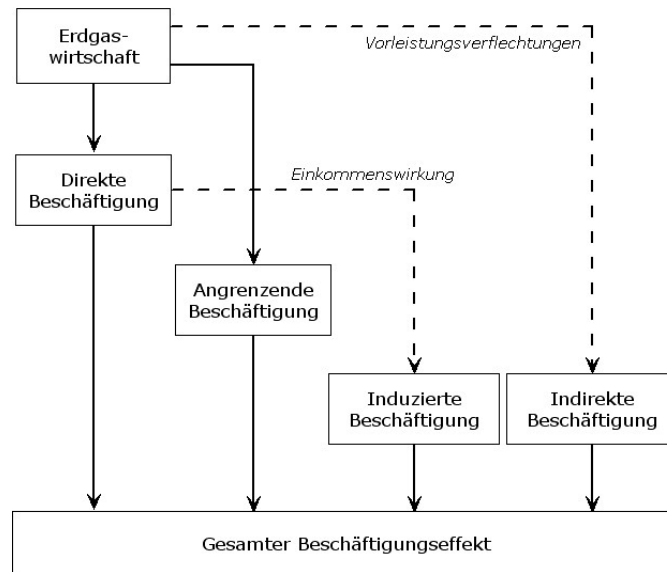
4. Indirekte Beschäftigung

Unter der indirekten Beschäftigung wird schließlich diejenige verstanden, die aus den Vorleistungsverflechtungen der Erdgasbranche entsteht. Bei den Vorleistungen handelt es sich entweder um Ausgaben für den laufenden Betrieb der Unternehmen der Erdgaswirtschaft oder um deren Bruttoinvestitionen. Die vorleistenden Betriebe sind dabei jedoch selbst wieder mit anderen Unternehmen entweder derselben oder anderer Sektoren verflochten, d.h. auch sie beziehen zur Erstellung ihrer Leistungen Vorleistungen von anderen Unternehmen. Diese Verflechtungen der Erdgaswirtschaft mit anderen Unternehmen und Sektoren einerseits und andererseits der anderen Unternehmen und Sektoren untereinander können mit Hilfe der Input-Output-Analyse quantifiziert und in Beschäftigungseffekte umgerechnet werden.

Die folgende Grafik veranschaulicht die genannten Zusammenhänge.

Die Analyse der 4 Beschäftigungskategorien erfolgt für den Zeitraum von 1991-2004. Für die direkte Beschäftigung wurden Daten des Bundeswirtschaftsministeriums bzw. des Statistischen Bundesamtes verwendet. Der BGW erfasst die Beschäftigung in der Erdgasbranche als Summe aus der direkten und der angrenzenden Beschäftigung. Zur Kalkulation der induzierten Beschäftigung wurden jeweils für die Jahre 1991-2004 aus der Spar- bzw. Konsumquote, aus der Abgabenquote und aus der Importquote die Einkommensmultiplikatoren berechnet. Auf der Grundlage der Einkommen der direkt in der Erdgasbranche beschäftigten Mitarbeiter lassen sich dann die Einkommenswirkungen ihres Konsums, die angestoßene Bruttowertschöpfung und über die Arbeitsproduktivität die Beschäftigungseffekte errechnen.

Abbildung 2.4: Stilisierte Darstellung der Beschäftigungseffekte durch die Erdgaswirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung

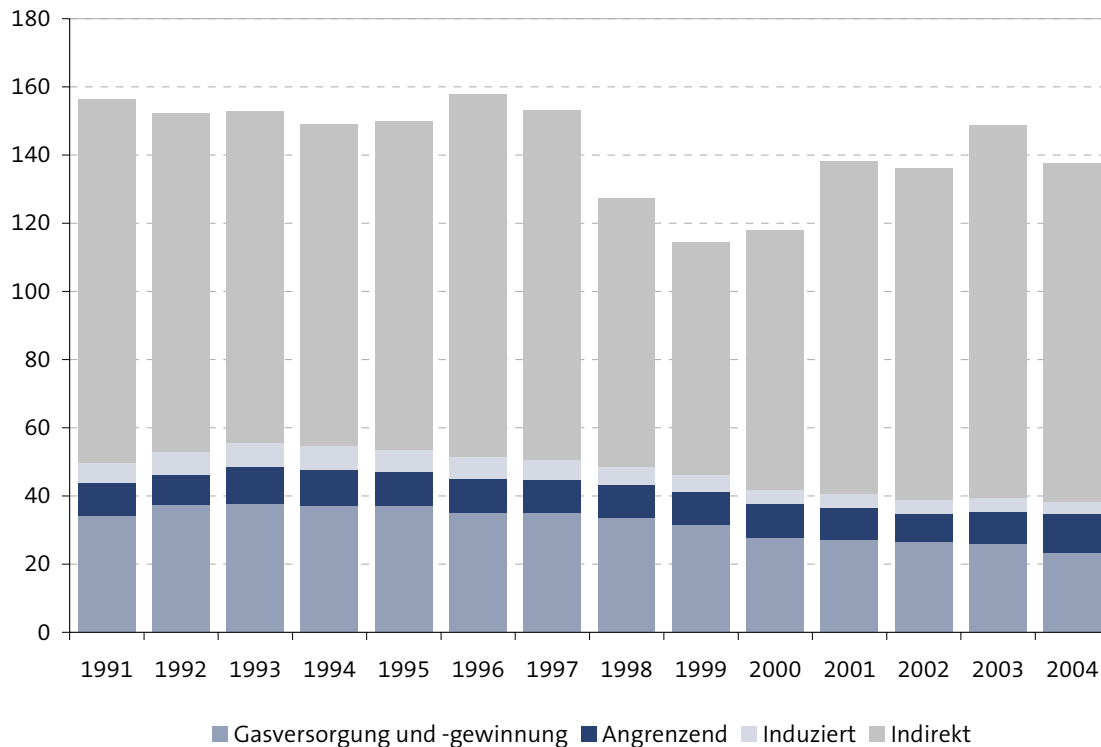
Die indirekte Beschäftigung wurde schließlich mittels einer Input-Output-Analyse bestimmt. Die Vorleistungsverflechtungen finden sich in der Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes wieder. Auf der Grundlage der Bruttowertschöpfung der Gaswirtschaft wurde mit Hilfe dieser Tabelle die durch Vorleistungen ausgelöste Bruttowertschöpfung in anderen Branchen und Sektoren berechnet und schließlich in den Beschäftigungseffekt umgewandelt.⁷

Die Ergebnisse werden zusammenfassend in Abbildung 2.5 dargestellt.

Abbildung 2.5 zeigt, dass von der Erdgaswirtschaft im Betrachtungszeitraum insgesamt etwa zwischen 115.000 (1999) und 158.000 (1996) Arbeitsplätze abhingen. Die Kernbeschäftigung ging in der Gasversorgung und –gewinnung bis zum Jahre 2004 auf etwa 23.000 Personen zurück. Die angrenzende Beschäftigung schwankte zwischen 8.200 (2002) und 11.400 (2004) Personen. Die einkommensinduzierte Beschäftigung erreichte ihren Höchstwert mit 7.100 Personen in 1993 und lag 2004 mit 3.700 auf ihrem niedrigsten Niveau.

⁷ Eine Studie der Prognos AG (2005b) verwendet im Hinblick auf die induzierte und auf die indirekte Beschäftigung der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft dieselbe Methodik.

Abbildung 2.5: Beschäftigte in der Gasversorgung, in angrenzenden Bereichen, sowie induzierte und indirekte Beschäftigung von 1991 bis 2004 in Tausend



Quellen: BMWi und BGW-Gasstatistik, div. Jahrgänge, sowie eigene Berechnungen auf der Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes, des Bundesministeriums der Finanzen und von Eurostat

Die indirekte Beschäftigung schließlich lag zwischen 68.000 (1999) und 109.000 (2003) Personen. Bedenkt man die Sondersituation nach der deutschen Wiedervereinigung und die strukturellen Veränderungen der Erdgasbranche, so kann man am ehesten das Jahr 2004 als repräsentativ für die Beschäftigungseffekte der Erdgasbranche ansehen. Demnach sind in der Erdgaswirtschaft etwa 35.000 Personen beschäftigt, davon als direkte Beschäftigung über 23.000 und als angrenzende Beschäftigung gut 11.000 Personen. Die induzierte Beschäftigung liegt bei 4.000 Personen und die indirekte – also die durch Vorleistungsverflechtungen ausgelöste Beschäftigung – beträgt etwa 100.000 Personen. Zwischen 1998 und 2000 ist es zu einem vorübergehenden Absinken der indirekten Beschäftigung gekommen. Die Ursache hierfür liegt in der in diesen Jahren niedrigeren Bruttowertschöpfung der Erdgaswirtschaft; von der Bruttowertschöpfung wird über die inländischen Vorleistungen auf die Höhe der indirekten Beschäftigung geschlossen. Derzeit ist die Erdgaswirtschaft in der Summe aller Effekte schätzungsweise für die Beschäftigung von etwa 139.000 Personen verantwortlich.⁸

⁸ In der Erdgaswirtschaft wurde 2004 ungefähr eine Bruttolohn- und Gehaltssumme von 840 Mio. Euro an die direkt Beschäftigten ausgezahlt. Unter konservativen Annahmen ergibt sich für die Bruttolohn- und Gehaltssum-

2.3 Regionalwirtschaftliche Bedeutung

Die im vorherigen Abschnitt betrachteten Effekte von Vorleistungsverflechtungen und Multiplikatorwirkungen entfalten sich auch auf der regionalen Ebene. Dies soll hier exemplarisch an Daten und Erwägungen zur regionalwirtschaftlichen Relevanz der Erdgaswirtschaft dargestellt werden. Wesentlich sind dabei zum einen die Effekte auf die Einnahmen der Gebietskörperschaften und zum anderen die regionalen Beschäftigungseffekte.

Mit drei verschiedenen Steuer- bzw. Abgabenarten trägt die Erdgaswirtschaft wesentlich zu den Einnahmen des Bundes, der Länder und der Kommunen bei.⁹ Die Erdgassteuer (oder genauer die Energiesteuer auf Erdgas bzw. die ehemalige Mineralölsteuer auf Erdgas) erbrachte dem Bund in 2006 eine Einnahme in Höhe von etwa 3 Mrd. Euro. Dies entsprach einem Anteil von 3,5 % an den Einnahmen aus Bundessteuern und einem Anteil von 1,35 % an den Steuereinnahmen des Bundes.¹⁰

Darüber hinaus wird von einigen Bundesländern auf die Gewinnung von Erdöl und Erdgas eine Förderabgabe erhoben. Die Länder bestimmen die Höhe des Abgabensatzes und sind gleichzeitig Nutznießer der Einnahmen. Die folgende Tabelle stellt die Einnahmen der beiden wichtigsten erdgasfördernden Bundesländer aus der Förderabgabe gemäß den Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) zusammen.¹¹

Tabelle 2.1: Einnahmen aus der Förderabgabe in Niedersachsen und Schleswig-Holstein 2004-2006 in Mio. Euro

	2004	2005	2006
Niedersachsen	406,9	543,8	909,2
Schleswig-Holstein	8,0	10,4	18,7

Quelle: WEG

Für Kommunen bzw. Gemeinden entstehen Einnahmen aus der Konzessionsabgabe, die von regionalen Versorgungsunternehmen und Stadtwerken für die Einräumung des Wegerechtes abzuführen ist. Die Summe der kommunalen Einnahmen (inkl. Stadtstaaten) aus den Konzessionsabgaben der regionalen Gas- und Stromversorger betrug im Jahre 2006 etwa

me aus der angrenzenden, der induzierten und der indirekten Beschäftigung ein Wert von etwa 4,19 Mrd. Euro. Die Summe beider Werte beträgt 5,03 Mrd. Euro.

⁹ Die Geschäftstätigkeit der Unternehmen der Gaswirtschaft löst zudem nennenswerte Umsatzsteuereinnahmen beim Bund aus. Der Anteil der Umsätze der Gasversorgung an den Umsätzen der Energie- und Wasserwirtschaft lag 2005 laut Eurostat bei etwa 24,8 %. Die umsatzsteuerpflichtigen Lieferungen und Leistungen des gesamten Sektors lagen gemäß Umsatzsteuerstatistik in 2005 bei 185,1 Mrd. Euro, so dass davon rechnerisch 45,8 Mrd. Euro auf die Gasversorgung entfielen. Daraus resultieren schätzungsweise 6,3 Mrd. Euro an Umsatzsteuer.

¹⁰ Eigene Berechnungen.

¹¹ Vgl. die Angaben des WEG auf der Internetseite www.erdoel-erdgas.de unter der Rubrik Statistik-Förderabgaben, Abruf am 20.04.07.

4,6 Mrd. Euro.¹² In Teilen sind die Stadtwerke im Besitz der Kommunen. Entsprechend fließen den Kommunen auch Anteile an den Gewinnen als Einnahme zu.

Die durch die Erdgasbranche generierten Steuereinnahmen sind zum einen aus grundsätzlichen fiskalischen Überlegungen heraus von Bedeutung. Die Lage der öffentlichen Haushalte ist weiterhin kritisch, so dass regelmäßige Einnahmen aus der Energiesteuer auf Erdgas, aus der Förderabgabe und aus der Konzessionsabgabe zu deren Konsolidierung und zur Aufrechterhaltung der Handlungsfähigkeit der öffentlichen Hand beitragen. Zum anderen ist unter dem regionalwirtschaftlichen Gesichtspunkt der hohe Mittelzufluss an die Länder und Kommunen bedeutsam, da die Wahrnehmung hoheitlicher infrastruktureller Aufgaben stark von der Verfügbarkeit der notwendigen Geldmittel abhängt.

Darüber hinaus erfüllen die vornehmlich lokalen Unternehmen der Erdgaswirtschaft noch weitere strukturpolitische und infrastrukturelle Aufgaben. So ermöglicht das dicht ausgebaute Gasnetz Unternehmensansiedlungen und die Ausweitung von Wohnungsbauten unter relativ geringen zusätzlichen Erschließungskosten. Dabei wird der Netzausbau selbst oft hauptsächlich von regional ansässigen Unternehmen durchgeführt und kann zudem mit positiven externen Effekten verbunden sein, wenn beispielsweise parallel zu Gasleitungen in einem Arbeitsgang Kommunikationskabel verlegt werden. Nicht zuletzt fungieren die betreffenden Unternehmen als regional zum Teil bedeutende Arbeitgeber (vgl. Box).¹³

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 2

Die Erdgasbranche sichert eine kostengünstige Energieversorgung von Haushalten und Unternehmen in Deutschland. Daraus folgt eine hohe volkswirtschaftliche Bedeutung. Diese spiegelt sich in folgenden Punkten wider:

- Jährlich werden ca. 1,5 Milliarden Euro in das Erdgasnetz und dessen Modernisierung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und der wirtschaftlichen Effizienz getätigt.
- Im Zuge der deutschen Wiedervereinigung wurden für die Versorgung Ostdeutschlands in der Spitze bis zu 4,5 Milliarden Euro für Infrastrukturmaßnahmen investiert.
- In der Erdgasbranche sind derzeit ca. 139.000 Beschäftigte (Vollzeitäquivalente) tätig.
- Die Stadtwerke sind insbesondere für strukturschwache Regionen eine wichtige wirtschaftliche Stütze und generieren Steuereinnahmen für Städte und Gemeinden.

¹² Vgl. Bundesministerium der Finanzen (2003), S. 13. Angaben über das spezifische Aufkommen durch die Unternehmen der Erdgaswirtschaft liegen nicht vor.

¹³ Die Relevanz der Erdgaswirtschaft für den gesamten ostdeutschen Arbeitsmarkt wird in einer Studie des Leipziger Instituts für Energetik und Umwelt (2006) untersucht. Die dortigen Resultate zeigen, dass die ostdeutsche Gaswirtschaft einen beachtenswerten (regionalen) Wirtschaftsfaktor darstellt.

Konkrete regionale Beschäftigungseffekte

Die Stadtwerke Neustrelitz sind im strukturschwachen Kreis Mecklenburg-Strelitz tätig. Die Arbeitslosenquote des Kreises lag im März 2007 bei 22,4 %; insgesamt waren 9.808 Personen arbeitslos gemeldet.¹⁴ Die Stadtwerke Neustrelitz haben 109 Mitarbeiter, wovon sechs Auszubildende sind. Zwischen den Jahren 2000 und 2005 wurden Investitionen von jährlich rund einer Viertelmillion Euro in der Erdgaswirtschaft getätigt. In einer regionalen Input-Output-Analysen für die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung ermittelte das Pestel-Institut einen Faktor von etwa Zwei für die regionalen Beschäftigungswirkungen der Mitarbeiterinkommen und der Vorleistungsverflechtungen.¹⁵ Übertragen auf die Stadtwerke Neustrelitz hieße das: Von jedem direkt Beschäftigten hängen zwei weitere Arbeitsplätze in der Region ab. Dies wären 222 weitere Arbeitsplätze, die indirekt über Investitionen und Vorleistungen sowie einkommensinduziert gesichert werden.

In Niedersachsen werden über 90 % der jährlichen inländischen Erdgasfördermenge und 33 % der jährlichen inländischen Erdölfördermenge zu Tage gebracht. Dies ist mit nennenswerten Arbeitsplatzeffekten verbunden: Im Jahre 2005 waren im Erdöl- und Erdgasbergbau in Niedersachsen 3.300 Personen – und damit über die Hälfte aller Personen dieses Wirtschaftsbereiches in Deutschland – beschäftigt. Der Großteil dieser Beschäftigung entfiel dabei mit 2.300 Personen auf die eher strukturschwachen Gebiete im Elbe-Weser- und im Weser-Ems-Raum. Die Fördergebiete gelten als möglicher Ausgangspunkt für die Bildung innovativer und Beschäftigung schaffender energiewirtschaftlicher Cluster in Nordwestdeutschland. Begünstigt wird dies durch die guten natürlichen Standortbedingungen, durch die Tatsache, dass in der Region teilweise bereits große Energieversorgungsunternehmen angesiedelt sind und schließlich dadurch, dass vorhandene Hochschulen und Forschungseinrichtungen den Technologietransfer erleichtern.¹⁶

¹⁴ Die Arbeitsmarktdaten entstammen der Arbeitslosenstatistik nach Gemeinden der Bundesagentur für Arbeit.

¹⁵ Vgl. Dortmunder Energie- und Wasserversorgung (2005), S. 13. Der gesamtwirtschaftliche Faktor liegt mit ungefähr Drei (vgl. Abbildung 2.5) etwas höher. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass in der betrachteten Region ein Teil der Vorleistungsverflechtungen über die Grenzen der Region hinausreichen und deshalb ihr nicht zugerechnet werden können.

¹⁶ Vgl. BAW (2005), S. 35-41.

3 Standortfaktor Energieversorgung

Die Energieversorgung der Wirtschaft ist ein wesentlicher Standortfaktor im internationalen Wettbewerb. Da Unternehmen kurzfristig an ihren jeweiligen Standort gebunden sind, ist besonders für energieintensive Branchen gerade die Versorgungssicherheit von großer Bedeutung. Darüber hinaus steht die Verwendung von Energie in der Wertschöpfungskette vieler Produktionsprozesse sehr weit vorne, so dass unmittelbar und mittelbar als Vorleistung ein großer Teil der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung von ihr abhängt. Die Sicherstellung der Energieversorgung stellt insoweit einen wichtigen Beitrag für den Erhalt der Infrastruktur und die Attraktivität eines Wirtschaftsstandorts dar.

3.1 Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit

Für die Standortentscheidung von Unternehmen stellt neben den Energiekosten die Versorgungssicherheit ein entscheidendes Kriterium dar; diese hängt maßgeblich von den energiepolitischen Rahmenbedingungen ab. Insbesondere die energieintensiven Branchen sind daher von den Entscheidungen der nationalen und europäischen Energiepolitik betroffen. Die energieintensiven Branchen sind es zugleich, die maßgeblich zur Bruttowertschöpfung in Deutschland beitragen (vgl. Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1: Endenergieverbrauch und Bruttowertschöpfung der Branchen 2005

Produktionsbereiche	Endenergieverbrauch insgesamt			Gasverbrauch		
	Anteil am Energieverbrauch	Anteil an der BWS*	Energieintensität	Anteil am Energieverbrauch	Anteil an der BWS*	Gasintensität
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	0,7 %	1,1 %	6,47	0,6 %	1,1 %	0,67
Bergbau	1,0 %	0,2 %	43,58	1,0 %	0,2 %	5,57
Bekleidungs- und Lebensmittelindustrie	1,5 %	2,2 %	6,47	5,0 %	2,2 %	2,67
Holz-, Papier-, Verlag- und Druckindustrie	1,6 %	1,8 %	8,50	4,4 %	1,8 %	2,81
Chemische Industrie	42,1 %	3,5 %	113,10	20,2 %	3,5 %	6,71
Metallindustrie	7,3 %	12,5 %	5,58	17,1 %	12,5 %	1,61
sonstiges verarbeitendes Gewerbe	0,2 %	0,6 %	4,00	0,5 %	0,6 %	1,05
Energie- und Wasserversorgung	31,4 %	1,8 %	168,87	32,7 %	1,8 %	21,77
Baugewerbe	1,3 %	4,2 %	2,98	0,6 %	4,2 %	0,16
Handel, Instandhaltung und Reparatur, Gasgewerbe	2,6 %	13,3 %	1,86	4,9 %	13,3 %	0,43
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	4,9 %	5,4 %	8,80	1,1 %	5,4 %	0,25
Kredit- und Versicherungsgewerbe	0,3 %	4,5 %	0,71	0,8 %	4,5 %	0,21
Grundstücks- und Wohnungswesen, Vermietung sowie sonstige nicht genannte	1,3 %	26,1 %	0,48	1,3 %	26,1 %	0,06
Öffentliche Verwaltung, Erziehung, Gesundheitswesen, Entsorgung, Kultur und sonstige Dienstleistungen	3,6 %	22,8 %	1,50	9,8 %	22,8 %	0,51

* Bruttowertschöpfung

Quelle: eigene Berechnungen, Statistisches Bundesamt

Es wird deutlich, dass insbesondere die Industrie, und hier besonders die Chemische Industrie und die Metallindustrie sowie die Energie- und Wasserversorgung, einen erheblichen Anteil am Energie- und auch am Gasverbrauch haben. Diese Industriebereiche tragen nicht

unerheblich zur deutschen Bruttowertschöpfung bei. Dabei sind sie häufig das erste Glied in Wertschöpfungsketten. In Tabelle 3.1 sind jedoch nur die direkten Energieintensitäten dargestellt. Aufgrund sektoraler Verflechtungen können die weniger energieintensiven Branchen über energieintensive Vorleistungen dennoch stark von der Energieversorgung abhängig sein und insoweit ebenfalls von energiepolitisch bedingten Wettbewerbsnachteilen betroffen sein. Darüber hinaus können sich aus den Standortverlagerungen der energieintensiven Branchen erhebliche indirekte Folgen ergeben. Mit der Abwanderung der energieintensiven Unternehmen werden die inländischen Wertschöpfungsketten unterbrochen und damit auch der Wissens- und Technologietransfer, der häufig eine räumliche Nähe zur Voraussetzung hat. Insofern kann die Abwanderung der energieintensiven Unternehmen langfristig zu weiteren Standortverlagerungen und einer allmählichen Erosion des Wirtschaftsstandortes führen. Dies hätte direkte negative Folgen für Produktion und Beschäftigung in Deutschland.

Aus diesen Gründen stellt die Energieversorgung einen zentralen internationalen Standort- und Wettbewerbsfaktor dar. Energie- und klimapolitische Ziele sollten deshalb standortverträglich aufeinander abgestimmt werden. Ebenso wenig, wie nationaler Klimaschutz einen spürbaren globalen Effekt hat, ist nationale Energiepolitik auf binnenwirtschaftliche Effekte beschränkt. Es gilt daher, die Klimaschutzziele international zu koordinieren und in multilateralen Abkommen festzuschreiben sowie die nationale Energiepolitik standortverträglich zu gestalten, um einseitige Wettbewerbsnachteile zu vermeiden. Diskutiert man vor diesem Hintergrund verschiedene energie- und klimapolitische Szenarien, wie etwa den Ausstieg aus der Kernenergie oder die zunehmende Ersetzung fossiler durch regenerative Energien, dann sind diese mit Folgen für die Energiepreise und die Versorgungssicherheit verbunden, die eine Volkswirtschaft in deren Wettbewerbsfähigkeit einseitig treffen, sofern die entsprechenden Maßnahmen nicht im Gleichschritt mit anderen Ländern erfolgen.

Je nach Szenario ergeben sich dabei unterschiedliche Folgen für die Energiepreise und die Versorgungssicherheit. Damit sind volkswirtschaftliche Kosten verbunden. Es sind jedoch nicht allein die direkten Kosteneffekte zu bewerten, sondern es kommen dynamische Effekte in Form langfristiger Ausweich- und Anpassungsreaktionen der Unternehmen hinzu. Sind Unternehmen in der kurzen Frist noch an bestimmte Standorte und Produktionstechnologien gebunden, so sind in der langen Frist die Ausweich- und Anpassungsmöglichkeiten der Unternehmen sehr viel höher und es kann durch Standortverlagerungen zu einer länder- und branchenübergreifenden Reallokation der Ressourcen kommen. Werden alternative energie- und klimapolitische Szenarien im Hinblick auf ihre volkswirtschaftlichen Kosten diskutiert, dann sind es vor allem diese langfristigen Standort- und Wettbewerbseffekte, die für eine ökonomische Bewertung dieser Szenarien maßgeblich sind. Diese Effekte sind jedoch schwer zu quantifizieren. Schon ein marginaler Verlust an Wettbewerbsfähigkeit kann bei starker Wettbewerbsintensität den „Grenzanbieter“ erheblich treffen.

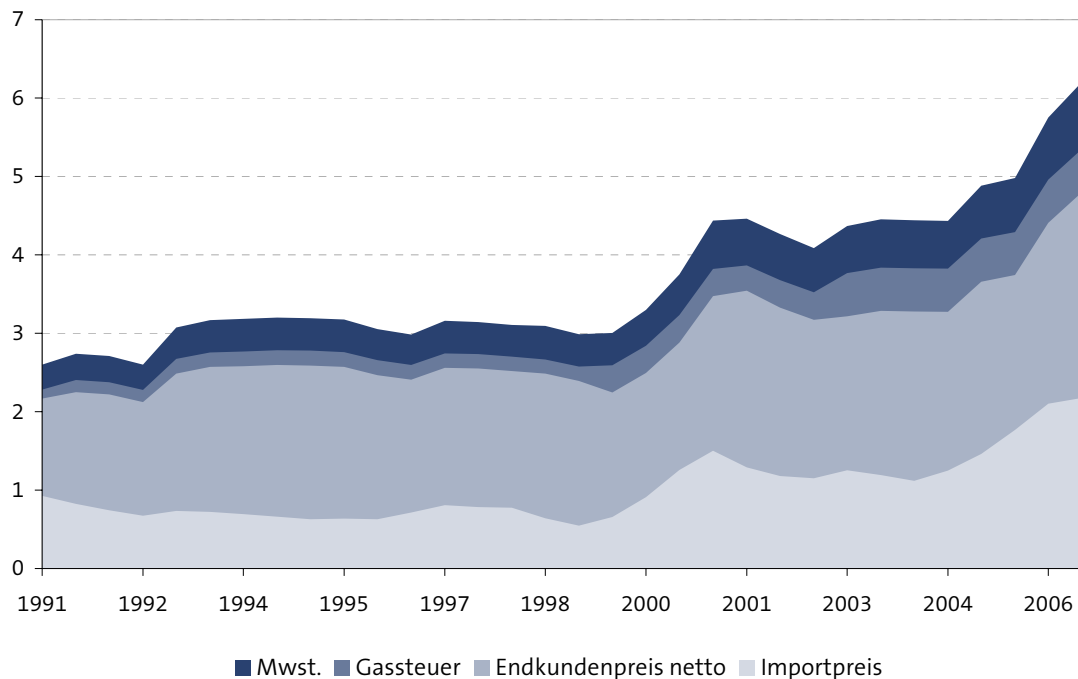
Es stellt sich daher die Frage, wie unter alternativen energie- und klimapolitischen Szenarien, wie dem Ausstieg aus der Kernenergie oder der zunehmenden Ersetzung fossiler durch regenerative Energien, der optimale, d. h. ökonomisch effiziente Energiemix aussieht. Dies ist jener, der unter Einhaltung der CO₂-Ziele die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten nach sich zieht. Erdgas kann dabei zukünftig insofern eine wichtige Rolle spielen, als es zum einen gegenüber anderen fossilen Energieträgern einen günstigeren CO₂-Gehalt aufweist (vgl. Abbildung 4.1) und insoweit einen stärkeren Beitrag zur Reduzierung der Emissionen leisten kann, zum anderen gegenüber regenerativen Energien geringere Energiekosten bei gleichzeitig höherer Versorgungssicherheit bietet. Einseitig auf regenerative Energien zu setzen, würde die Energiekosten stark erhöhen und die Versorgungssicherheit reduzieren. Um dies zu vermeiden, ist auch zukünftig ein bedeutender Anteil des gesamten Energiebedarfs durch fossile Energieträger zu decken. Um gleichzeitig auch die CO₂-Ziele zu erreichen, muss in einem zukünftigen Energiemix der Anteil von Erdgas insgesamt steigen. Erdgas kann aufgrund der kombinierten Eigenschaften, eine kostengünstige Energieversorgung zu gewährleisten und gleichzeitig relativ umweltverträglich zu sein, eine „Brückentechnologie“ für die Zukunft darstellen.

3.2 Determinanten der Gaspreisentwicklung

Die Energiekosten stellen einen weiteren Wettbewerbsfaktor für Unternehmen dar. Der Preis von Gas ist bestimmt durch Rohstoffkosten, die Kosten von Transport und Verteilung sowie durch Steuern und Abgaben. Die inflationsbereinigten Preise sind zwischen 1970 und Anfang dieses Jahrzehnts weitgehend konstant geblieben. Lediglich als Folge der Ölkrise und der Nachwirkungen Ende der 70er bis Mitte der 80er Jahre war es zu deutlichen Preisanstiegen gekommen, die sich aber bis zum Beginn der 90er Jahre wieder abbauten. Erst in den letzten Jahren kam es, wie in Abbildung 3.1 sichtbar, wieder zu einem deutlichen Anstieg. So ist der Verbraucherpreisindex für Erdgas vom Jahr 2000 bis Mai 2007 um 61,3 % und gegenüber dem Jahresdurchschnitt 2006 um 57,8 % gestiegen. Dem steht ein Anstieg des Einfuhrpreises von Erdgas bis Mai 2007 um 85,6 % und gegenüber dem Jahresdurchschnitt 2006 von 109,9 % entgegen.¹⁷ Insofern die Gaspreise durch Bewegungen auf den Rohstoffmärkten bestimmt werden, wirken diese neutral auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit, da alle Volkswirtschaften mehr oder weniger gleichmäßig von diesen Veränderungen betroffen sind.

¹⁷ Vgl. Statistisches Bundesamt (Mai 2007), Fachserie 17, Reihe 7, Nr. 0452 sowie Reihe 8.1, Nr. 11102.

Abbildung 3.1: Komponenten der Gaspreisentwicklung in Cent je Kilowattstunde von 1991 bis 2006 für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 23.250 kWh



Quelle: Eurostat, BAFA

Was die nationale Preiskomponente betrifft, so ist in Zukunft mit geringeren Durchleitungsgebühren zu rechnen, da im Zuge der schrittweisen Erweiterung der Kompetenzen der Bundesnetzagentur die lokalen Netze zunehmend reguliert werden. In Teilen von Deutschland sind die Regulierungen bereits umgesetzt worden. Es ist davon auszugehen, dass die verstärkte Netzregulierung zukünftig den freien Marktzugang von neuen Anbietern erleichtert und somit ein stärkerer Wettbewerb auf den lokalen Märkten in ganz Deutschland herrschen wird. Somit sollte von dieser Seite keine Preissteigernde Wirkung auf den Gaspreis entstehen. Die längerfristige Entwicklung der Gaspreise wird daher zukünftig v. a. durch die Rohstoffkosten und die Kosten für den Ferntransport bis in die regionalen Netze bestimmt.

Darüber hinaus spielen einige Marktbesonderheiten eine wesentliche Rolle für die Preisbestimmung. So wird der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases importiert, und zwar zumeist über Pipelines.¹⁸ Nach dem mit hohen Fixkosten verbundenen Bau der Pipelines befinden sich die Produzenten und die Importeure in der Situation eines bilateralen Monopols. Deshalb ist es notwendig, die Entwicklung der Erdgaspreise – vor dem Ausbau der Leitung – langfristig festzulegen. Aktuell sind die Verträge dergestalt, dass der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist. Deshalb folgt der Gaspreis mit zeitlicher Verzögerung dem Ölpreis. Diese Koppelung ist sinnvoll, solange es keinen eigenen Spotmarkt für Erdgas gibt.

¹⁸ Im Jahr 2005 importierte Deutschland mehr Erdgas über Pipelines als insgesamt verbraucht wurde.

Zudem war die Erreichbarkeit der Verbrauchermärkte bisher durch die von den Pipelines bestimmte wirtschaftliche Reichweite beschränkt. Erst in der jüngeren Vergangenheit ist die Verflüssigung und der Transport mittels Erdgastankern als LNG (Liquified Natural Gas) wirtschaftlich konkurrenzfähig geworden. Aktuell geht Jensen (2004, S.7) davon aus, dass der Erdgastransport durch Pipelines nur bis zu einer Distanz von 3.000 km, maximal 4.500 km wirtschaftlich ist. Da LNG in der Vergangenheit wesentlich kostspieliger und damit zu Pipelinegas, wo verfügbar, nicht konkurrenzfähig war, haben sich abhängig von Förderstelle und Verbrauchermarkt regional (kontinental) unabhängige Märkte mit deutlichen Preisunterschieden gebildet. So kostete Gas im Jahr 2005 in den USA knapp 40 % mehr als in Europa. In Großbritannien lag der Preis ca. 6,5 % über dem kontinentaleuropäischen. Den hohen Investitionskosten für Infrastruktur entsprechend ist das Erdgasgeschäft vorwiegend durch langfristige Lieferverträge zu festen Konditionen gekennzeichnet. Langfristig scheint auch ein grundsätzlicher Zusammenhang zwischen Gaspreis und regional über Pipelines erreichbaren Reserven plausibel. So liegt die statische Reichweite in Nordamerika mit knapp zehn Jahren deutlich unter dem europäischen Niveau. Für Europa und Deutschland sind wegen der relativen geographischen Nähe insbesondere die großen Erdgasreserven in Russland, vor allem in der kaspischen Region, bedeutsam, die einen Anteil von fast 75 % an den gesamten europäischen und eurasischen Reserven haben und kostengünstig über Pipelines erreicht werden können. Im Gegensatz dazu liegt Spanien außerhalb der wirtschaftlichen Reichweite der russischen Erdgasvorräte, so dass der LNG-Import hier schon in der Vergangenheit begonnen hat. Mit weiteren Kostensenkungen im LNG-Bereich könnte der LNG-Import zukünftig auch in Deutschland zu gegenüber russischem Pipelinegas konkurrenzfähigen Preisen erfolgen und eine besonders günstige Versorgungssituation in Deutschland schaffen. Die momentan noch sehr stark durch unterschiedliche regionale Gegebenheiten geprägten Gasmärkte könnten, wie auch in Neumann (2007) beschrieben, unter dem zunehmenden Einfluss von LNG mehr zu einem globalen Markt, ähnlich dem Rohölmarkt, mit einheitlicheren Preisen hin tendieren, wo regionale Preisunterschiede primär durch unterschiedlich hohe Transportkosten geprägt wären. Mit diesem Trend hin zu einem globalen Gasmarkt werden die Gaspreise in Deutschland zukünftig stärker durch das internationale Marktgeschehen beeinflusst. Insgesamt führt diese Entwicklung zu mehr Wettbewerb und damit zu geringeren Preisen.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 3

Die Energieversorgung zählt zu den zentralen Standortfaktoren insbesondere für energieintensiv produzierende Unternehmen. Energiepreise und Versorgungssicherheit sind demzufolge maßgeblich für deren Wettbewerbsfähigkeit. Für die Erdgasbranche in Deutschland ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Die energieintensiven Branchen sind zugleich diejenigen, die einen hohen Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung leisten. Diese sind zu einem großen Teil auch auf Erdgas angewiesen. Entsprechend kommt der Erdgasbranche eine wichtige volkswirtschaftliche Funktion bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu.
- Die Investitionen der Erdgasbranche in die Erweiterung und Modernisierung des Erdgasnetzes sorgen für Versorgungssicherheit und steigende Effizienz.
- Die Erhöhungen des Erdgaspreises in den letzten Jahren sind im Wesentlichen Folge des gestiegenen Importpreises. Dieser wird auf internationalen Märkten determiniert und trifft mehr oder weniger alle Volkswirtschaften gleichmäßig.

4 Energie- und klimapolitische Perspektiven

Energie- und Klimapolitik sind in der öffentlichen und wirtschaftspolitischen Diskussion immer weniger von einander zu trennen. Dabei stehen sich energie- und klimapolitische Zielsetzungen gegenüber, die in einer ökonomisch und ökologisch sinnvollen Weise in Übereinstimmung gebracht werden müssen. Diese Ziele umfassen einerseits Versorgungssicherheit von Haushalten und Industrie mit Energie sowie andererseits Einsparziele bei den CO₂-Emissionen. Bis zu einem gewissen Grad unterliegen energie- und umweltpolitische Aufgaben dabei einem Zielkonflikt. Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz unterstützen zwar beide Ziele, jenseits unausgeschöpfter Effizienzpotenziale stellt sich jedoch die Frage, durch welchen Energiemix die klimapolitischen Ziele, die verbindlich vereinbart und daher als politisches Datum anzusehen sind, ökonomisch und energiewirtschaftlich effizient erfüllt werden können. Diese Diskussion ist insbesondere unter dem Aspekt zu führen, welche langfristigen volkswirtschaftlichen Kosten (Vermeidungs- und Folgekosten) durch den Klimawandel entstehen, unter welchen Szenarien diese Kosten minimiert werden und welchen Beitrag die verschiedenen Energieträger hierzu leisten können.

4.1 Klimapolitische Rahmenbedingungen

Im jüngsten Report des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) der Vereinten Nationen wird festgestellt, dass ohne massive Gegenmaßnahmen der Klimawandel kaum noch zu verhindern ist und dieser gravierende Folgen für die gesamte Welt haben würde.¹⁹ Zunehmende Überschwemmungen, Dürreperioden und Wirbelstürme würden nicht nur direkte Kosten verursachen, sondern auch weltweite Migrationsströme infolge von Wasserknappheit und Hungersnöten auslösen. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch der Stern-Report, der rechtzeitiges und entschiedenes Handeln anmahnt, da die Vermeidungskosten des Klimawandels deutlich geringer wären als dessen Folgekosten.²⁰ Eine Erwärmung von durchschnittlich 3 °C hätte bereits massive Folgen; bei Projektion der derzeitigen Emissionen würde es in knapp 100 Jahren jedoch schon zu einer globalen Erwärmung von 4 bis 6 °C kommen.

Als Handlungsoptionen können grundsätzlich Maßnahmen zur Begrenzung des Klimawandels ergriffen werden oder aber es sind Anpassungen an die Folgen des Klimawandels nötig. Doch neben den klimapolitischen Zielen gilt es, auch die Versorgungssicherheit mit Energie zu gewährleisten. Sowohl die Energieversorgung als auch der Klimaschutz erfordern Nachhaltigkeit. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen und gleichzeitig energiepolitisch Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist ein optimaler Energiemix notwendig. Die maßgebli-

¹⁹ IPCC (2007).

²⁰ Vgl. Stern (2007).

chen Kriterien für den optimalen Energiemix sind – gemäß den angestrebten Zielen – der CO₂-Gehalt der verschiedenen Energieträger, deren spezifische Energieeffizienz und Effizienzpotenziale sowie die geologische und technologische Verfügbarkeit von Energie. Schließlich sollten die klima- und energiepolitischen Ziele zu den geringst möglichen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden. So müssen etwa den CO₂-Vermeidungskosten, die bei der Umstellung des Energiemixes entstehen, die dadurch vermiedenen Folgekosten des Klimawandels gegenüber gestellt werden. Die globalen Kosten des Klimawandels werden bei Fortschreibung der Emissionen bis zum Jahr 2050 auf bis zu 2 Billionen US-Dollar pro Jahr geschätzt.²¹ Allein auf Deutschland entfielen davon ca. 137 Mrd. US-Dollar. Im Jahr 2002 hat das „Jahrhunderthochwasser“ in Deutschland allein einen Versicherungsschaden in Höhe von 9,2 Mrd. Euro verursacht.²² Die Eintrittswahrscheinlichkeiten solcher Naturkatastrophen werden infolge des Klimawandels deutlich ansteigen und mit ihnen auch die volkswirtschaftlichen Kosten. Ein weiterer Anstieg der Oberflächentemperatur um ein Grad Celsius würde diesen Schätzungen zufolge in einem Zeitraum von 50 Jahren Schäden bis zu 214 Billionen US-Dollar verursachen. Die Vermeidungskosten, also Aufwendungen für Investitionen und Maßnahmen gegen den Klimawandel, würden sich laut Angaben des IPCC bis zum Jahr 2050 auf 305 Mrd. bis zu einer Billion US-Dollar belaufen; dies wäre mindestens eine Halbierung der Kosten, die bei „ungebremstem“ Eintritt des Klimawandels entstünden. Dies würde nach derzeitigem Stand bedeuten, dass Deutschland heute ca. ein Prozent des BIP aufwenden müsste, um in Zukunft eine Reduzierung des BIP um 5 % infolge von Klimaschäden zu vermeiden.

Im Kyoto-Protokoll der UN Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) von 1997 wurde ein durchschnittliches Absenken der CO₂-Emissionen um 5 % bis 2012 bezogen auf den Stand von 1990 vereinbart. Die EU hatte sich verpflichtet, die Emission von Treibhausgasen um 8 % zu senken.²³ Verbindliche Vereinbarungen für die Zeit nach 2012 existieren derzeit noch nicht. Im März 2007 hat der EU-Rat jedoch sein eigenes Ziel aus dem Kyoto-Protokoll von 1997 einseitig revidiert; so wollen die EU-Staaten bis 2020 gemeinschaftlich die Emissionen um mindestens 20 % gegenüber dem Stand von 1990 reduzieren und sogar um bis zu 30 %, falls sich die übrigen Industrieländer in einem Nachfolgeabkommen ab 2012 zu vergleichbaren Zielen verpflichten. Gleichzeitig wurde beschlossen, den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 20 % zu erhöhen. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll 27 % betragen. Darüber hinaus soll

²¹ Vgl. Kemfert (2002), DIW (2004).

²² Vgl. Münchner Rück (2002).

²³ Das EU-Ziel von 8 % wurde auf die Mitgliedsländer umgelegt; so hat Deutschland sich zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen um 21 % gegenüber dem Stand von 1990 bis 2012 verpflichtet.

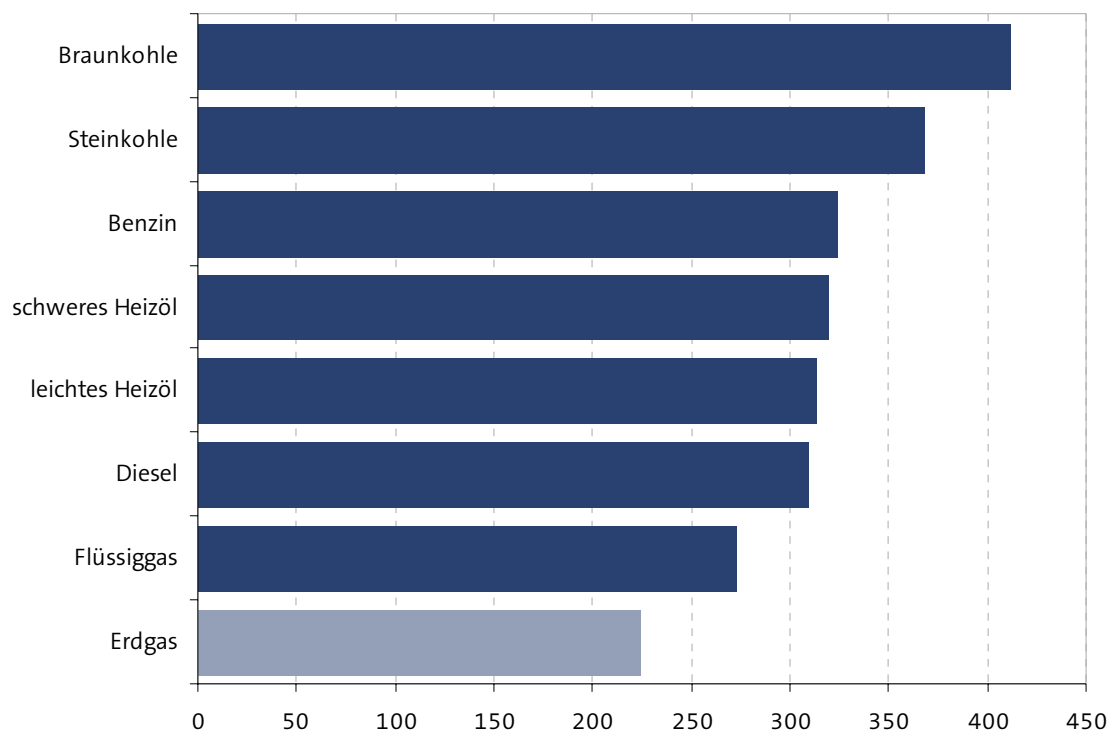
durch Erhöhung der Energieeffizienz um 20 % der Energieverbrauch gegenüber dem „Business-as-usual“-Fall gesenkt werden.²⁴

Um eine ökonomisch effiziente und ökologisch wirksame Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erreichen, sind grundsätzlich drei Schritte erforderlich:

1. Die vorhandenen Potenziale bei der Energieeffizienz müssen ausgeschöpft werden.
2. Es muss in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr ein jeweils optimaler Energiemix gefunden werden.
3. Gemäß Grenzvermeidungskosten müssen in den genannten Bereichen Einsparungen im Verbrauch erreicht werden (marktbasierte Mechanismen, um die volkswirtschaftlichen Kosten bei gegebenen Emissionszielen zu minimieren).

Sind in einem ersten Schritt die Potenziale zur Erhöhung der Energieeffizienz ausgeschöpft worden, muss in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr der optimale Energiemix unter dem Trade-off zwischen CO₂-Reduktion und Versorgungssicherheit bestimmt werden.

Abbildung 4.1: CO₂-Gehalt fossiler Energieträger in g CO₂/kWh (2007)

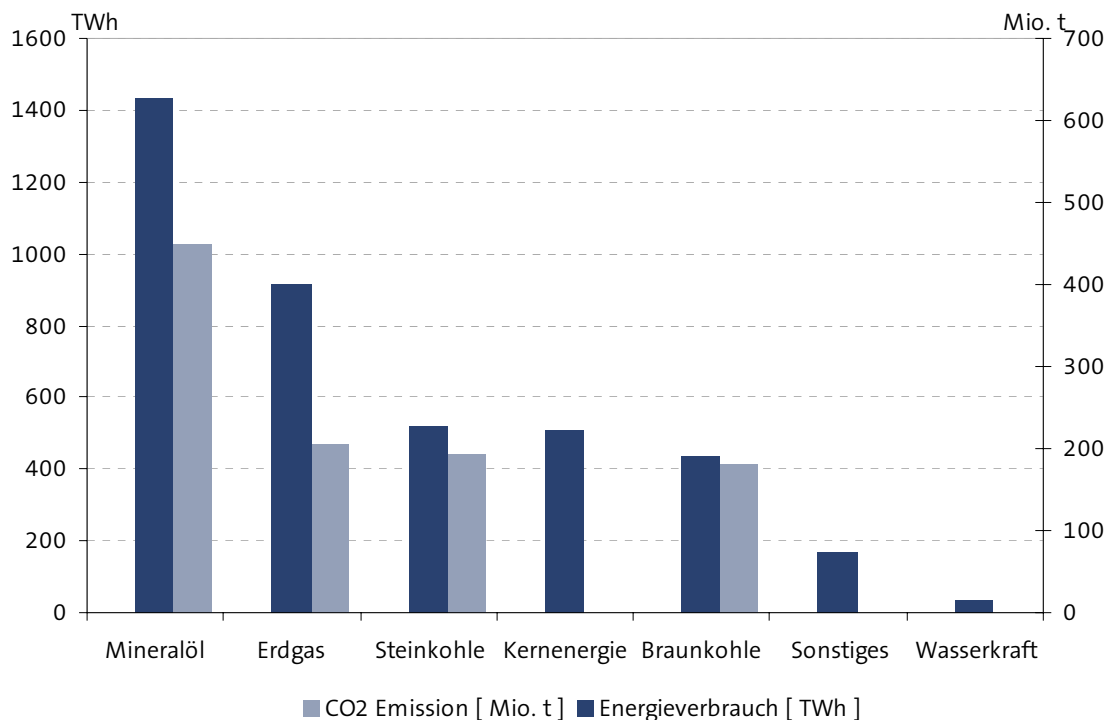


Quellen: Fritsche (Öko-Institut e.V.), 2007 sowie <http://www.leistung-die-verbindet.de/141.php>
<http://www.energie.ch/et/umwandlung/verbrennung/index.htm> (April 2007)

²⁴ Council of the EU, Presidency Conclusions, 7224/07. Zu konkreten energiepolitischen Handlungsoptionen siehe BMU (2007), Regierungserklärung von Sigmar Gabriel am 26.04.07 vor dem Deutschen Bundestag.

Der CO₂-Gehalt der verschiedenen Primärenergieträger spielt dabei für den jeweils optimalen Energiemix eine zentrale Rolle. Es zeigt sich, dass Erdgas unter den fossilen Energieträgern den geringsten CO₂-Gehalt aufweist und insoweit unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit und wettbewerbsfähiger Energiepreise ein umweltverträgliches Substitut zu anderen fossilen Energieträgern darstellt (vgl. Abbildung 4.1). Insgesamt ergeben sich für die Energieträger dabei folgende Anteile am Primärenergieverbrauch und an den CO₂-Emissionen:

Abbildung 4.2: Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen nach Energieträgern 2006



Quellen: eigene Berechnungen, Fritsche (Öko-Institut e.V.), 2007, <http://www.leistung-die-verbindet.de/141.php>, <http://www.energie.ch/et/umwandlung/verbrennung/index.htm>, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

In den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr gibt es jedoch jeweils technische Besonderheiten, wie etwa unterschiedliche Substitutionsmöglichkeiten oder Wirkungsgrade der Energieträger, die jeweils einen spezifischen Energiemix erfordern, welcher Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit in effizienter Weise verbindet.

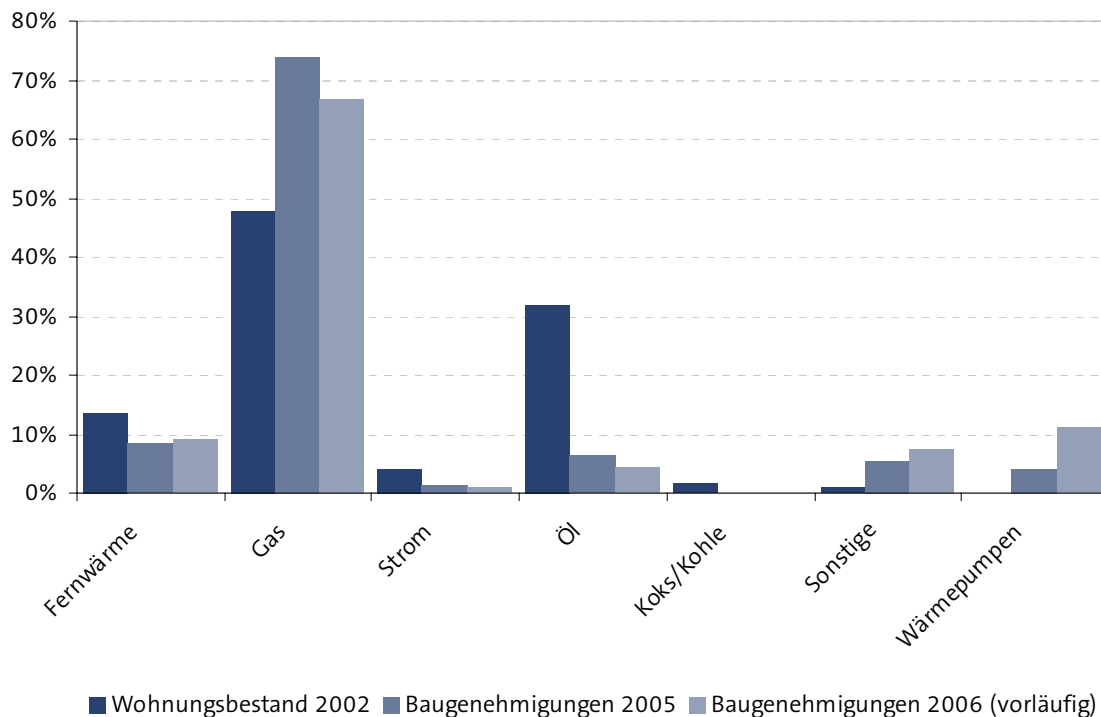
4.2 Wärme

Mit einem Anteil von 77 % am Energieverbrauch im Haushaltsbereich (2004) ist die Erzeugung von Raumwärme der hauptsächliche Anwendungsbereich, gefolgt von Warmwasser mit 11 %. Im Wesentlichen wird die Raumwärme durch Erdgas²⁵ (46 % in 2002), Öl (32 %)

²⁵ Sowie zu geringen Anteilen Erdölgas und Grubengas.

und Fernwärme (14 %) bereitgestellt. Strom (4 %), Kohle (2 %) sowie übrige Gase (2 %) und sonstige Energieträger²⁶ (1 %) sind kaum von Bedeutung.

Abbildung 4.3: Heizart nach Energieträgern im Wohnungsbestand und für Baugenehmigungen



Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 4.3 zeigt den Anteil der Heizungsarten am Wohnungsbestand bzw. an den Baugenehmigungen. Der hohe Anteil der Gasheizungen an den Baugenehmigungen von 74,0 % in 2005 und 66,9 % in 2006 (vorläufig) lässt eine weiter steigende Bedeutung von Gas als Heizträger erwarten. Dieser Zuwachs an Gasheizungen geht zu Lasten von Ölheizungen, welche zwar im Bestand mit 31,9 % (2002) an zweiter Stelle stehen, jedoch bei den Baugenehmigungen lediglich 6,4 % (2005) bzw. 4,3 % (2006) aller Heizungen stellen. Der Anteil sonstiger Heizarten – vor allem von Holzpalletsheizungen - am Wohnungsbestand ist zwar bisher noch gering, jedoch spielen diese in den Baugenehmigungen mit 4,2 % (2005) bzw. 7,5 % (2006) bereits eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Darüber hinaus zeigt sich eine besondere Bedeutung von Wärmepumpen, die in 2005 bereits 5,4 % und in 2006 schon 11,2 % ausmachen. Die Bedeutung der Wärmepumpen für den CO₂-Ausstoß hängen dabei wesentlich vom zukünftigen Strommix ab, so dass diese bei einer günstigen Entwicklung einen besseren CO₂-Ausstoß aufweisen könnten als mit Gas betriebene Brennstoffzellen²⁷. Die Effekte der Verschiebung der Heizungsarten sind jedoch lediglich langfristig spürbar, da der

²⁶ Unter anderem Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll.

²⁷ Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum - Institut für Thermodynamik (2002).

Anteil der Baugenehmigungen an dem Wohnungsbestand lediglich 0,6 % beträgt (2005) und es somit lange dauert, bis sich die Heizstruktur der Wohnungen angepasst hat. Daher werden sich auch in Zukunft die Anteile der Energieträger am Energieverbrauch der Haushalte für die Erzeugung von Raumwärme nur langsam verschieben. Das bedeutet jedoch auch, dass Energiepolitik langfristig angelegt sein sollte.

Diese Verschiebung zwischen den Heizungsarten wirkt sich ebenso auf den zukünftigen Energieverbrauch für Raumwärme aus, wie der Trend zu kleineren Haushaltsgrößen (bezogen auf die Personenzahl), die steigende Wohnfläche pro Haushalt und die im Trend steigende Energieeffizienz²⁸; dieses resultiert in einem geringeren Energieverbrauch pro Quadratmeter. Der Trend zu kleineren Haushaltsgrößen spiegelt sich in einer Zunahme der 1- und 2-Personen-Haushalte um 6,5 % bzw. 11,3 % bis 2020 gegenüber 2005 wider, während 3- und 4-Personen Haushalte um 6 % bzw. 14,1 % zurück gehen. Die durchschnittliche Wohnfläche insgesamt ist zudem von 1995 bis 2004 um 6,9 % gestiegen, bei 2-Personen-Haushalten sogar um 9,8 %. (Zum Vergleich: Das Umweltbundesamt geht davon aus, dass die Wohnfläche je Haushalt bis 2050 von heute 38,5 m² auf 58,6 m² zunehmen wird, was einer jährlichen Steigerung von ca. 0,9 % pro Jahr entspricht. In dieser Studie dagegen wird von einer Sättigung ausgegangen, so dass die jährliche Steigerung im Durchschnitt lediglich 0,2 % beträgt.)²⁹ Diese Effekte führen tendenziell zu einem steigenden Energieverbrauch. Dem steht die steigende Energieeffizienz gegenüber – so wird beispielsweise der Energieverbrauch zum Heizen eines Quadratmeters mit Gas in dem Zeitraum von 2004 bis 2020 trendmäßig um voraussichtlich ca. 0,5 % pro Jahr zurückgehen.

Diese Entwicklungen werden in der Prognose berücksichtigt. Grundlage der Prognose ist der Energieverbrauch für Raumwärme pro m² je Haushalt, aufgegliedert nach Energieträgern. Dieser wurde auf Basis der (bisherigen) Haushaltszahlen gemäß der Raumordnungsprognose³⁰, der Entwicklung der Anteile der Haushalte nach Heizart³¹ und des Energieverbrauchs der privaten Haushalte nach Energieträgern sowie der durchschnittlichen Wohnfläche³² ermittelt und für die Zukunft geschätzt. Zusammen mit den Daten über die durchschnittliche

²⁸ Um die Effizienz von Energieträgern weiter zu verbessern, stehen laut Umweltbundesamt (www.bmu.de) im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogrammes im Zeitraum von 2006 bis 2009 jährlich Mittel von rund 1,4 Milliarden Euro zur Verfügung, was eine Vervielfachung der Mittel gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Besonderes Einsparpotential erwartet das Umweltbundesamt (www.bmu.de) dabei in der Raumwärme – etwa durch bessere Dämmung und effizientere Heizungsanlagen. So wird davon ausgegangen, dass sich etwa der Energiebedarf bei Altbauten in Einzelfällen um bis zu 90 % und im Durchschnitt um 50 % verringern lässt. In dieser Prognose werden allerdings deutlich moderatere Werte verwendet – schon allein da der Neu- und Umbau viel Zeit in Anspruch nimmt.

²⁹ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum - Institut für Thermodynamik (2002).

³⁰ Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Hrsg.) (2006)

³¹ Auf Basis von Mikrozensusdaten über den Wohnungsbestand und Neubau des Statistischen Bundesamtes

³² Beides Statistisches Bundesamt (2006)

Wohnfläche und deren Trend, den zukünftigen Haushaltszahlen³³ sowie dem Trend der Anteile der Heizarten ergibt sich somit aus dem geschätzten zukünftigen Energieverbrauch pro m² der prognostizierte Verbrauch für Raumwärme, aufgegliedert nach Haushaltsgrößen und Energieträgern.

Im Ergebnis der Prognose wird der Energiebedarf in den nächsten Jahren tendenziell sinken, allerdings mit starken Verschiebungen zwischen den Energieträgern. So ging der Anteil von Mineralöl von rund 37,9 % in 1995 bis 2004 bereits auf 29,3 % zurück und wird bis 2020 auf rund 20 % sinken. Dieser Rückgang wird durch die zunehmende Bedeutung von Erdgas kompensiert. Der Anteil von Erdgas lag 2004 bei bereits 46 % (gegenüber 39,5 % in 1995) und wird bis 2020 auf etwa 56 % steigen. Strom sowie Kohle bleiben weiterhin unbedeutend, während auch der Anteil von Fernwärme mit ca. 7 % in 2020 sich praktisch nicht verändert.

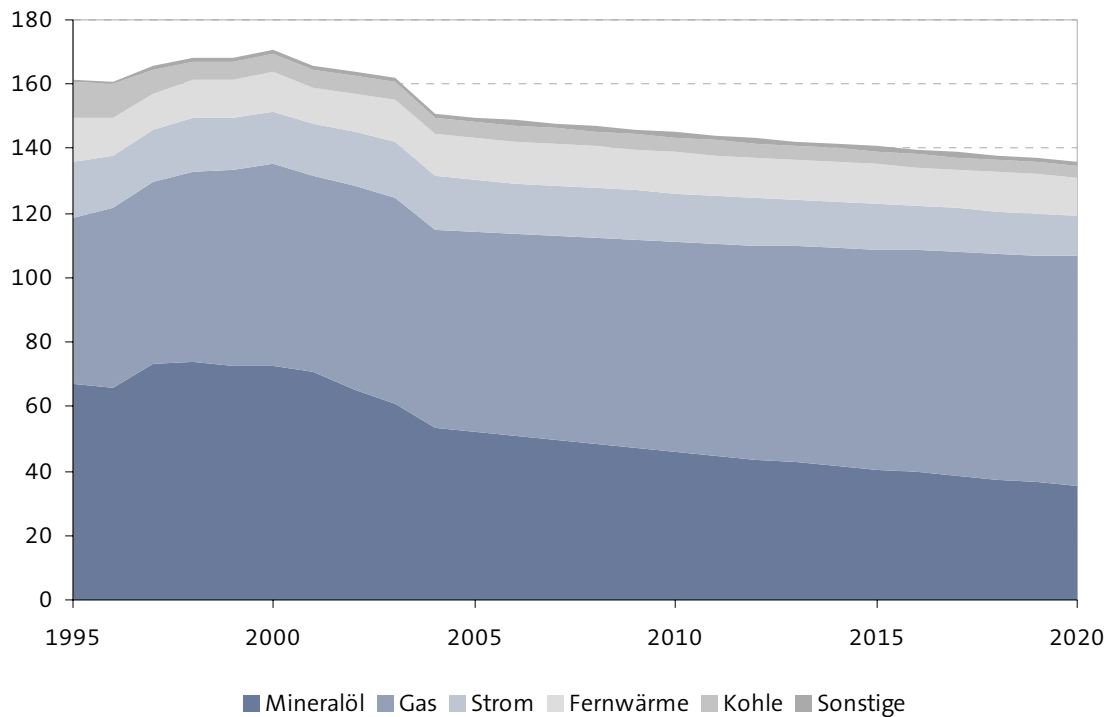
Der Rückgang des Energieverbrauchs spiegelt sich im CO₂-Ausstoß wider, welcher somit ebenfalls bis 2020 zurückgehen wird. Dabei unterstützt der Trend zu mehr Gas (Gas nimmt im Verbrauch als einziger Energieträger absolut zu) den Rückgang im CO₂-Ausstoß. Dieser Anstieg wird jedoch durch die steigende Effizienz von Gas im Wärmebereich kompensiert, wenn auch nicht gänzlich aufgefangen.

Der gesamte CO₂-Ausstoß wird im Zeitraum von 2005 bis 2020 um etwa 0,6 % pro Jahr zurückgehen, jedoch durch die Verschiebungen zwischen den Energieträgern mit großen Unterschieden zwischen den Energieträgern: So wird beispielsweise der CO₂-Ausstoß durch Mineralöl in diesem Zeitraum um etwa 2,6 % pro Jahr zurückgehen, während der Rückgang bei Fernwärme etwa 0,8 % beträgt.

Abbildung 4.4 zeigt die Entwicklung des CO₂-Ausstoßes für die Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltsbereich, aufgegliedert nach Energieträgern. Hier wird nochmals der starke Rückgang von ca. 0,6 % pro Jahr deutlich. Der CO₂-Ausstoß wurde dabei durch den CO₂-Gehalt der Energieträger ermittelt, wobei für Strom das Szenario „Status Quo“ des folgenden Abschnitts unterstellt wurde und für Fernwärme Daten zum CO₂-Gehalt des Instituts Wohnen und Umwelt.

³³ Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Hrsg.) (2006)

Abbildung 4.4: CO₂-Ausstoß der Haushalte für Raumwärme nach Energieträgern von 1995 bis 2020 in Mio. Tonnen*



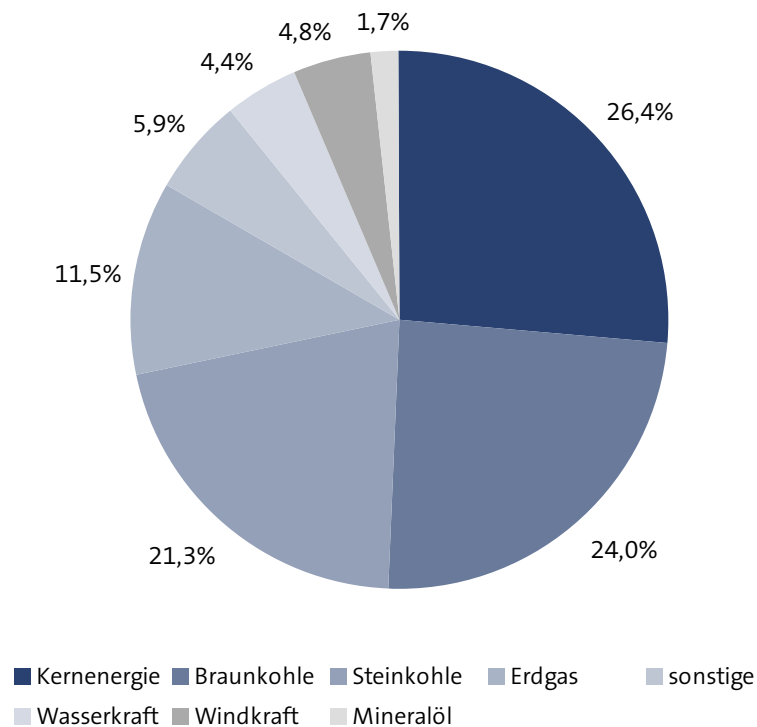
Quelle: eigene Berechnungen, Statistisches Bundesamt, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Umweltbundesamt, Verband der Elektrizitätswirtschaft, Institut Wohnen und Umwelt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. *Ab 2004 Prognosewerte

4.3 Strom

Stromerzeugung mit Erdgas

Gegenwärtig hat Erdgas in Deutschland einen Anteil von 11,5 % am erzeugten Strom und ist damit nach der Kernenergie, Braun- und Steinkohle der wichtigste Primärenergieträger für die Stromerzeugung. Obwohl Erdgas im ausschließlich stromerzeugenden Kraftwerkseinsatz momentan Kostennachteile gegenüber den übrigen fossilen Energieträgern und der Kernkraft hat, eignen sich Gasturbinenkraftwerke aufgrund ihrer Schnellstarteigenschaften insbesondere für die Bedarfsdeckung im Spitzenlastbereich. Abbildung 4.5 stellt den Anteil der Primärenergieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2006 dar.

Abbildung 4.5: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2006



Quelle: AG Energiebilanzen

Die ehrgeizigen Klimaschutzziele einerseits und die Sicherstellung wettbewerbsfähiger Energiepreise andererseits deuten darauf hin, dass sich der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung mittelfristig ausweiten wird: Neben dem Ausbau des Anteils regenerativer Energiequellen werden große Anstrengungen für effizienzsteigernde Maßnahmen unternommen. Beispielsweise wird es zu einer massiven Zunahme der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) kommen bei gleichzeitiger Reduzierung ausschließlich stromerzeugender und mit fossilen Brennstoffen betriebener Kraftwerke. Weiterhin wird sich die Stromerzeugung dezentralisieren, einerseits zur Verringerung der Transport- und Verteilungsverluste und andererseits, um den Anforderungen der zunehmend wettbewerblich organisierten Strommärkte Rechnung zu tragen.

Bei diesen Entwicklungen kommt Erdgas eine große Bedeutung zu. Erdgas ist deutlich kohlenstoffärmer als Kohle und hat auch im Bereich der übrigen Emissionen klare Vorteile. Darüber hinaus eignen sich Erdgaskraftwerke auch aufgrund ihrer geringen Fixkosten besonders für den dezentralen Einsatz. Gasbefeuerte KWK-Anlagen sowie Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerke, die Schnellstarteigenschaften und geringe CO₂-Emissionen vereinen, leisten daher einen kostengünstigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele und wettbewerbsfähiger Energiepreise. Die momentanen Nachteile von Erdgas im Kraftwerkseinsatz durch die vergleichsweise hohen variablen Kosten werden durch die hohen Wirkungsgrade moderner Anlagen kompensiert, so dass die Klimaschutzziele bis zur vollständigen Substitu-

tion durch regenerative Energiequellen mit Erdgas effizient erreicht werden können. Um Anreize für Investitionen in Effizienzsteigerungen zu setzen, werden seit 2002 KWK-Anlagen durch das KWK-Gesetz aber auch GuD-Kraftwerke bei entsprechendem Wirkungsgrad und Verfügbarkeit des Kraftwerks steuerlich gefördert.

Annahmen und Szenarien der Prognose

Inwiefern sich die Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung in Zukunft entwickeln wird, hängt wesentlich von solchen politischen Entscheidungen ab. In dieser Studie werden daher vier Szenarien miteinander verglichen, um die Folgen politischer Entscheidungen für den Energieverbrauch zur Stromerzeugung und den resultierenden CO₂-Ausstoß aufzuzeigen. Das erste Szenario – Status Quo – dient dabei als Referenz und unterstellt, dass die Aufteilung der Energieträger in der Stromerzeugung von 2005 gleich bleibt (dadurch wird der bisherige Trend der Abkehr von im Vergleich weniger effizienten Kohlekraftwerken ausgeschaltet, welcher sich tendenziell dämpfend auf den Verbrauch auswirkt³⁴). Im Szenario Ausstieg aus der Kernenergie wird dagegen untersucht, wie sich eine Abkehr von der Kernkraft bis 2020 auswirken würde, sofern die durch den Wegfall der Kernkraftwerke zu ersetzende Energie auf die übrigen Energieträger gemäß deren Gewichtung verteilt würde. Des Weiteren werden in einem dritten Szenario die Auswirkungen einer Abkehr von Kohlekraftwerken zugunsten von Gaskraftwerken ermittelt. In einem letzten Szenario wird schließlich untersucht, wie sich der Energieverbrauch sowie der CO₂-Ausstoß ändern, sofern das anvisierte Ziel von 20 % erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bis 2020 erreicht würde. Dies geschieht alles vor dem Hintergrund eines steigenden Stromverbrauchs, der in dem Zeitraum von 2005 bis 2020 um jährlich knapp ein Prozent zunehmen wird, nachdem er von 1995 bis 2005 um ca. 1,5 % pro Jahr gestiegen ist.³⁵

Auf der Basis des Stromverbrauchs wird in den Szenarien jeweils der zur Stromerzeugung nötige Energieverbrauch unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kraftwerke sowie der Netzverluste³⁶ ermittelt. Dazu werden die Anteile der Energieträger³⁷ sowie deren Effizienz³⁸ in der Stromerzeugung jeweils im Zeitablauf betrachtet (insbesondere die Gaskraftwerke steigern hier durch den Einsatz von modernen GuD-Kraftwerken ihre Effizienz) wobei jedoch aufgrund der unzureichenden Datenlage eine Zuteilung des Energieaufwandes der KWK-Anlagen auf Strom und Fernwärme nicht möglich ist. Der Einfachheit halber wird daher der gesamte Energieverbrauch der KWK-Anlagen Strom zugeschrieben. Daraus wird

³⁴ Diese Annahme wurde getroffen, da der zukünftige Energiemix wesentlich von politischen Entscheidungen abhängt und daher der Trend der letzten Jahre keine sichere Grundlage für eine Prognose darstellt.

³⁵ Diese Daten stammen aus separaten Prognosen über den Energieverbrauch der Haushalte, der Industrie, des Sektors „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ und des Verkehrs.

³⁶ Auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes.

³⁷ Auf Basis von Daten des Verbands der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V.

³⁸ Beruht auf Berechnungen des Umweltbundesamtes.

schließlich anhand des CO₂-Gehaltes der Energieträger³⁹ der CO₂-Ausstoß geschätzt. Ziel dieser Szenarienanalyse ist es, die Wirkungen von Veränderungen in den Rahmenbedingungen aufzuzeigen. Die Wirkung des im Trend steigenden Stromverbrauchs auf den Energieverbrauch zur Stromerzeugung und den resultierenden CO₂-Ausstoß wird dabei durch die steigende Energieeffizienz zum Teil aufgefangen.

Ergebnisse und Fazit

Tabelle 4.1 zeigt die wesentlichen Ergebnisse der vier Szenarien im Vergleich zu den Daten von 2006.

In dem Szenario „Ausstieg aus der Kernenergie“ wird Kernkraft ab 2007 bis 2020 schrittweise durch die verbleibenden Energieträger (gemäß deren vorheriger Gewichtung) ersetzt. Es ergibt sich so zunächst ein geringerer Energiebedarf zur Stromerzeugung gegenüber dem Status Quo Szenario: So wird der gesamte Energieverbrauch von 2005 bis 2020 um jährlich ca. 0,3 % steigen, während er im Status Quo Szenario um ca. 0,9 % steigt. Das liegt jedoch vor allem an der vergleichsweise geringen Effizienz von Kernkraftwerken⁴⁰. Für den CO₂-Ausstoß ergibt sich dagegen beim Ausstieg aus der Kernenergie im gleichen Zeitraum eine Steigerung von jährlich ca. 2,8 % auf 437,7 Mio. Tonnen gegenüber 0,9 % im Referenzszenario, was vor allem am steigenden Anteil der Kohlekraftwerke von 45,3 % in 2006 auf 61,5 % in 2020 liegt. Der Anteil von Erdgas-Kraftwerken an der Stromproduktion wird dabei voraussichtlich um jährlich 2,1 % auf 15,7 % in 2020 steigen, um den Wegfall von Strom aus Kernenergie zu kompensieren. Der Anteil von Erdgas an dem CO₂-Ausstoß bleibt mit ca. 12 % in 2020 gegenüber 2006 annähernd konstant; der Anteil von Kohle am CO₂-Ausstoß steigt mit einem Anteil von 80,7 % in 2020 gegenüber 80,1 % in 2006 nur leicht.

Das Szenario „Ausstieg aus Kohle“ dagegen unterstellt, dass die Kohlekraftwerke ab 2007 bis 2020 durch Gaskraftwerke ersetzt werden, während die übrigen Kraftwerke ihren Anteil an der Stromproduktion behalten. Dabei wurde die Effizienz von Gas aus dem bisherigen Verlauf geschätzt – tatsächlich aber müsste die Effizienz von Gas noch stärker zunehmen, da vorwiegend GuD-Kraftwerke mit einer hohen Effizienz als Ersatz zu den Kernkraftwerken gebaut würden.

³⁹ Dabei werden nur die direkten Emissionen betrachtet, indirekte Emissionen durch vorgelagerte Erzeugungsstufen (Brennstoffgewinnung, -transport) werden nicht betrachtet. Somit entstehen beispielsweise durch Kernkraft keinerlei Emissionen. Die Werte beruhen auf Daten des Umweltbundesamtes.

⁴⁰ Diese wurde wie in den Energiebilanzen der AG-Energiebilanzen mit 33 % angenommen.

Tabelle 4.1: Ergebnisse der Prognose im Überblick

	2006		2020		
		Status Quo	Ausstieg aus der Kernenergie	Ausstieg aus Kohle	20% Erneuerbare Energien
Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung					
Öl	1,7%	1,7%	2,2%	1,7%	1,6%
Gas	11,6%	11,6%	15,7%	56,9%	10,9%
Kohle	45,3%	45,3%	61,5%	0,0%	42,7%
Kernkraft	26,3%	26,3%	0,0%	26,3%	24,8%
Wasserkraft/Windkraft	9,2%	9,2%	12,5%	9,2%	11,6%
Übrige Energieträger	6,0%	6,0%	8,1%	6,0%	8,4%
Anteile der Energieträger am Energieverbrauch zur Stromerzeugung					
Öl	1,6%	1,6%	2,3%	1,7%	1,5%
Gas	11,3%	10,7%	15,8%	54,9%	10,3%
Kohle	46,0%	46,1%	68,0%	0,0%	44,3%
Kernkraft	31,7%	32,2%	0,0%	33,6%	30,9%
Wasserkraft/Windkraft	3,6%	3,7%	5,5%	3,9%	4,8%
Übrige Energieträger	5,8%	5,7%	8,4%	6,0%	8,2%
CO ₂ -Ausstoß der Energieträger zur Stromerzeugung (Mio. Tonnen)					
Öl	7,6	8,4	11,4	8,4	7,9
Gas	36,8	39,0	52,9	191,7	36,7
Kohle	233,2	260,3	353,4	0,0	245,5
Übrige Energieträger	13,3	14,7	20,0	14,7	20,7
Insgesamt	290,9	322,4	437,7	214,8	310,8

* - Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll u.ä.

Quelle: eigene Berechnungen, Statistisches Bundesamt, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Umweltbundesamt, Verband der Elektrizitätswirtschaft, Institut Wohnen und Umwelt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Unter diesen Voraussetzungen würde es zu einer jährlichen Steigerung des Energieverbrauchs zur Stromerzeugung von ca. 0,6 % von 2005 bis 2020 kommen (gegenüber 0,9 % im Referenzszenario). Dabei würde sich der CO₂-Ausstoß um jährlich ca. 1,9 % verringern (gegenüber einer Zunahme von 0,8 % im Referenzszenario). Hier kommt zum Tragen, dass Gaskraftwerke (insbesondere durch moderne GuD-Kraftwerke) einen höheren Wirkungsgrad besitzen und so weniger fossile Energieträger verbrannt werden und dass Gas einen geringeren CO₂-Gehalt besitzt. Dieser hohe Rückgang von CO₂ trotz des steigenden Stromverbrauchs ergibt sich jedoch auch daraus, dass hier unterstellt wird dass *alle* Kohlekraftwerke ersetzt werden, während in dem Szenario mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 20 % an der Stromproduktion Kohlekraftwerke etwa 42,7 % (in 2020) der Stromproduktion ausmachen. Dieses Szenario verdeutlicht aber, dass Gas als Brückentechnologie dazu geeignet ist in einer Übergangsphase andere fossile Energieträger in der Stromproduktion (teilweise) zu ersetzen und dadurch gleichzeitig den CO₂-Ausstoß zu senken.

Im letzten Szenario wird unterstellt, dass die erneuerbaren Energieträger in der Stromproduktion bis 2020 einen Anteil von 20 % erreichen. Dabei wird unterstellt, dass der noch fehlende Teil ab 2007 schrittweise jeweils zu 50 % von Wasser-/Windkraftwerken und den sons-

tigen erneuerbaren Energieträgern erbracht wird. Um dies zu erreichen müsste der Anteil von Wasser- und Windkraftanlagen an der Stromproduktion von 2005 bis 2020 jährlich um 1,9 % (auf 11,6 % in 2020 gegenüber 9,2 % in 2006) und der Anteil der sonstigen erneuerbaren Energien um jährlich 3,3 % (auf 8,4 % gegenüber 6 % in 2006) steigen, während der Anteil von Gaskraftwerken um ca. 0,3 % pro Jahr zurückgehen würde. Der Energieverbrauch zur Stromerzeugung würde dabei um etwa 0,8 % zunehmen. In diesem Szenario würde der CO₂-Ausstoß von 2005 bis 2020 jährlich um ca. 0,5 % auf 310,8 Mio. Tonnen) steigen, gegenüber ca. 0,8 % (322,4 Mio. Tonnen) im Referenzszenario. Dies liegt unter anderem daran, dass bei den sonstigen erneuerbaren Energien auch Müll mit einfließt, bei dessen Verbrennung CO₂ entsteht.⁴¹ Zudem wird in diesem Szenario unterstellt, dass auch gegenüber Kohlekraftwerken CO₂-ärmere Kraftwerke eingesetzt werden. Zusammen mit dem steigenden Strombedarf führt dies schließlich zu einem, wenn auch nur schwach, steigenden CO₂-Ausstoß – auch wenn die mit erneuerbaren Energien produzierenden Kraftwerke einen wesentlich geringeren CO₂-Ausstoß besitzen als die übrigen Kraftwerke (Kernkraftwerke ausgenommen). Beim Vergleich dieses Szenarios mit dem Szenario „Ausstieg aus Kohle“ sollte daher beachtet werden, dass in letzterem Kohle völlig ersetzt wurde, während hier alle Kraftwerke zum Teil durch solche ersetzt werden, die mit erneuerbaren Energieträgern produzieren.

Vor dem Hintergrund des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie bleibt festzuhalten, dass Gaskraftwerke eine sowohl effiziente als auch vergleichsweise CO₂-arme Brückentechnologie darstellen, um die Kernkraft zu ersetzen, bis erneuerbare Energieträger weit genug ausgebaut wurden. Soll tatsächlich die Kernkraft bis 2020 abgeschafft werden, so muss deren Anteil von 26,3 % in 2006 ersetzt werden – dies ist allein durch erneuerbare Energieträger in diesem Zeitraum unrealistisch und würde zudem die Energiekosten wie auch die Versorgungssicherheit negativ beeinflussen (vgl. Kapitel 31.). Wird dagegen vermehrt Kohle als Ersatz eingesetzt, so würde dies zu einem starken Zuwachs des CO₂-Ausstoßes führen. Gas stellt somit – insbesondere durch die GuD-Technologie – eine Alternative dar. Der in Kapitel 3.2 beschriebene Trend zu einem vermehrten internationalen Wettbewerb auf den Gasmärkten und die daraus resultierenden geringeren Gaspreise erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit der derzeit noch mit hohen variablen Kosten verbundenen Gaskraftwerke zusätzlich zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit durch Effizienzgewinne.

4.4 Verkehr

Im Verkehrssektor werden gegenwärtig fast ausschließlich Mineralölprodukte (Ottokraftstoffe, Dieselmotorkraftstoffe und Flugbenzin) als Energieträger verwendet. Dies führt einerseits zu

⁴¹ Dabei wurde ein Anteil des Mülls an den sonstigen Energieträgern von 50 % unterstellt.

einer starken Abhängigkeit von den erdölexportierenden Ländern und andererseits zu hohen Umweltbelastungen. So sind ca. 28 % aller Treibhausgasemissionen auf den Energieverbrauch im gesamten Verkehrssektor zurückzuführen. Die Kommission der europäischen Union hat 2001 in ihrem Grünbuch (2001a) geschätzt, dass sich im Verkehrssektor die CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2010 um 50 % auf 1,1 Billionen Tonnen steigern werden, sollten keine gegenteiligen Maßnahmen ergriffen werden. Aus ökologischer Sicht wurde daher geschlussfolgert, dass sowohl die Verwendung alternativer Kraftstoffe als auch die Energieeffizienz der Verkehrsträger erhöht werden müssen. Ersteres würde gleichzeitig auch die Erdölabhängigkeit senken. Hierbei sei insbesondere der Straßenverkehr zu beachten, da dieser für 84 % der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen verantwortlich ist.⁴² Als erste Maßnahme hat die Kommission festgelegt, dass bis 2020 der Anteil alternativer Kraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch insgesamt 20 % und der von Erdgas 10 % betragen soll.⁴³

Eine wesentliche Reduzierung von Treibhausgasemissionen durch die Einführung vollständig neuer Antriebsarten ist auf absehbare Zeit technisch und auch aus Kostengesichtspunkten unwahrscheinlich.⁴⁴ Die momentan als langfristige Lösung der Klimaschutzvorgaben diskutierte Brennstoffzellentechnologie kann in der Gesamtbilanz auch nur dann klimafreundlich sein, wenn der benötigte Wasserstoff durch erneuerbare Energieträger erzeugt wird, was ebenso auf absehbare Zeit unwahrscheinlich ist. Auch die Entwicklung von synthetischen und Biokraftstoffen allein kann eine klimaneutrale Energieversorgung im Verkehrssektor nicht sicherstellen. Daher werden auch in absehbarer Zukunft Otto- und Dieselmotoren in Verbindung mit Mineralölkraftstoffen die vorherrschende Technologie sein. Eine nachhaltige Energieversorgung im Verkehrssektor kann demnach nur durch eine Reihe von Einzelmaßnahmen erreicht werden, bis eine hinreichend effiziente regenerative Primärenergiegewinnung zur Verfügung steht. Erdgas hat im Rahmen dieser Maßnahmen eine wichtige Bedeutung.

Der große Vorteil von Erdgas als Kraftstoff gegenüber den Mineralölprodukten liegt in der deutlich geringeren Emission von CO₂. Ein weiterer Vorteil gegenüber Benzin und Diesel ist die nahezu vollständige Vermeidung des Ausstoßes weiterer Schadstoffe wie Schwefeldioxid-, Ruß- und anderen Partikelemissionen. Daher mindert Erdgas nicht nur die Treibhausgasemissionen, sondern leistet auch einen großen Beitrag zur Erhöhung der lokalen Luftqualität.

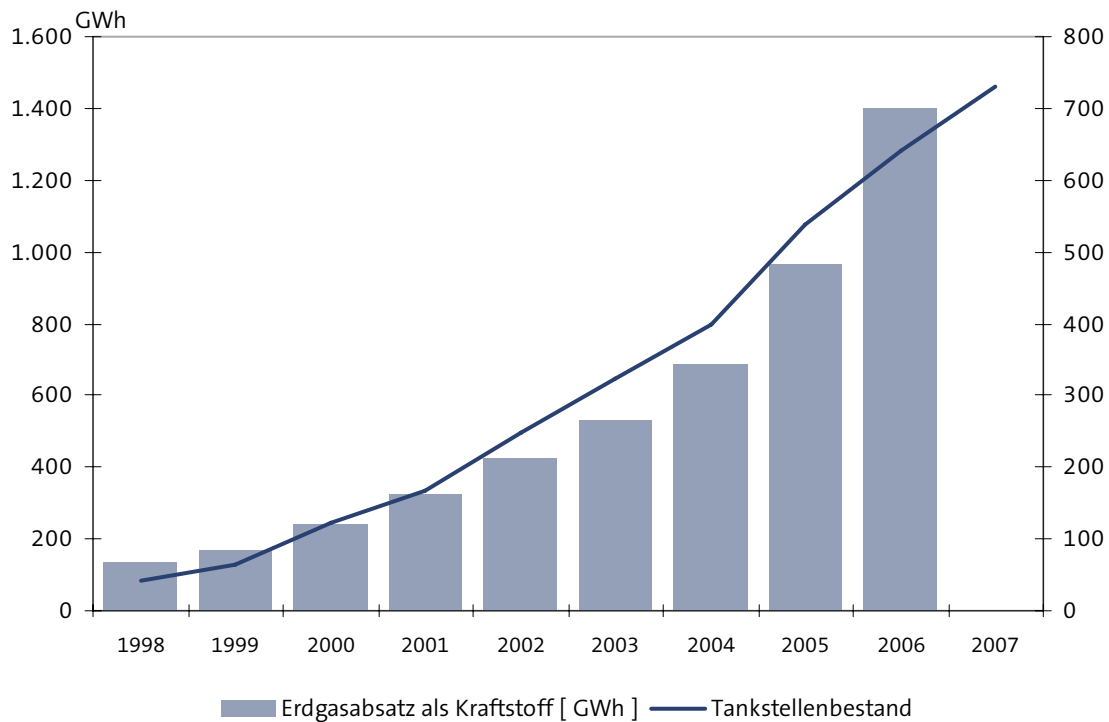
⁴² Vgl. Europäische Kommission (2001b).

⁴³ Vgl. Europäische Kommission (2001a).

⁴⁴ Vgl. hierzu und insbesondere zur Rolle von Erdgas in einer nachhaltigen Energieversorgung Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2003).

Der Anteil von erdgasbetriebenen Fahrzeugen in Deutschland ist gegenwärtig zwar immer noch gering, hat sich in den vergangenen Jahren jedoch rasant entwickelt (vgl. Abbildung 4.6).

Abbildung 4.6: Erdgasabsatz und Tankstellenbestand von 1998 bis 2007*



* Für das Jahr 2007 ist noch kein Wert für den Erdgasabsatz als Kraftstoff verfügbar.

Quelle: Statistisches Bundesamt, BGW

Zudem hat sich auch das Angebot an Erdgasfahrzeugen erhöht. Die EU strebt bis zum Jahr 2020 einen Erdgasanteil von 10 % am gesamten Kraftstoffverbrauch an. Um dieses Ziel zu erreichen, unterstützt die Politik die Verbreitung von Erdgasfahrzeugen durch Steuervergünstigungen, die bis zum Jahr 2018 gelten. Darüber hinaus ist die Höhe des Fahrzeugbestandes wesentlich von der Dichte des Erdgastankstellennetzes abhängig. Die Errichtung von Erdgastankstellen ist umgekehrt nur bei einer entsprechenden Anzahl an Fahrzeugen profitabel. Es sind vorausgehende Investitionen in ein flächendeckendes Netz von Tankstellen notwendig, um die Kaufentscheidung zugunsten von Erdgasfahrzeugen zu beeinflussen. Ab einem kritischen Bestand an Tankstellen und Fahrzeugen sind dann die Möglichkeiten für ein überproportionales Wachstum gegeben. Nach Angaben der „erdgas mobil GmbH“ ist geplant, noch im Jahr 2007 in Städten alle fünf Kilometer, in Mischgebieten alle zehn bis 15 Kilometer und in ländlichen Gebieten alle 20 bis 25 Kilometer eine Erdgastankstelle zu er-

richten, um damit ca. eine Million Fahrzeuge versorgen zu können.⁴⁵ Im Rahmen der Einzelmaßnahmen stellt Erdgas demnach eine vielversprechende Brückentechnologie dar, um die gesteckten Klimaschutzziele im Verkehrssektor kostengünstig zu realisieren.

4.5 Biogas

Derzeit wird Biogas zumeist in kleinen dezentralen Kraftwerken zur Stromerzeugung genutzt. Dabei betrug die Jahresproduktion im Jahr 2005 3,2 Milliarden Kilowattstunden Strom; dies entspricht knapp einem Prozent der gesamten Stromerzeugung. Darüber hinaus wird die Abwärme zu einem erheblichen Teil zur Wärmeversorgung genutzt. Gegenüber anderen regenerativen Energien wie Windkraft und Photovoltaik hat Biogas den Vorteil, dass es kontinuierlich zur Verfügung steht und gespeichert werden kann. Insofern kann Biogas auch für die Grund- und Spitzenlast der Stromerzeugung verwendet werden. Biogas kann in einem erheblichen Umfang zur CO₂-Vermeidung beitragen, da die Pflanzen während ihres Wachstums CO₂ aufnehmen. Grundsätzlich können sowohl Energiepflanzen (nachwachsenden Rohstoffe) als auch Ernterückstände und pflanzliche Reststoffe (z.B. Stroh, Grasabschnitt und Biomüll) zur Erzeugung von Biogas genutzt werden. Die Verwendung von Abfällen und Reststoffen hat den wesentlichen Vorteil, dass für ihre Erstellung und Einsammlung kein zusätzliches CO₂ durch Düngung oder Einsammlung und Transport entsteht. Darüber hinaus kann durch die Umsetzung von Gülle und Stallmist eine zusätzliche Methanemission vermieden werden, welche bei anderen Verwendungen entstünde. Da Methan sehr viel klimaschädlicher als CO₂ ist, bedeutet dies ein wesentliches zusätzliches Klimaschutzpotential.⁴⁶

Das Potential zur Erzeugung von Biogas wird durch die nutzbare Fläche und deren Ertrag bestimmt. Bei Energiepflanzen besteht eine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, die das Potential für Bioenergie einschränkt. Bei Reststoffen ist dies nur sehr bedingt der Fall. Insgesamt besteht ein erhebliches zusätzliches Potential für die Erzeugung von Biogas. Derzeit ist dieses Potential zu weniger als 10 % ausgelastet. Somit kann die Produktion von Biogas ausgeweitet werden. Auf der Verwendungsseite entsteht zusätzliche Nachfrage, da es zukünftig möglich sein wird, Biogas so aufzubereiten, dass es direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden kann und somit ein Substitut für Erdgas darstellt. Damit kann Biogas die Versorgungssicherheit im Bereich der Energierohstoffe weiter verbessern und auch zur Stabilisierung der Preise beitragen. Nach Schätzungen des Fachverbands Bioenergie könnten unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen bis 2020 etwa 17 % der deutschen Stromerzeugung durch Biogas bereitgestellt werden.⁴⁷

⁴⁵ www.erdgasfahrzeuge.de

⁴⁶ Vgl. die Daten finden sich in Fachverband Biogas (2006).

⁴⁷ Die Prognose stammt vom Wuppertal Institut (2005).

Biogas kann nicht nur zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet werden. Es ist auch möglich, aufbereitetes Biogas in Erdgasfahrzeugen einzusetzen. Darüber hinaus kann Biogas mithilfe der GTL-Technologie (Gas to Liquid) auch in flüssigen Kraftstoff umgewandelt werden.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 4

Energiepolitik ist immer weniger von Klimapolitik zu trennen. Sowohl der Klimaschutz als auch die Energieversorgung bedürfen Nachhaltigkeit. Erdgas kann dabei aufgrund folgender „Eigenschaften“ eine Art „Brückentechnologie“ in die Zukunft und in der Zukunft sein:

- Erdgas weist unter allen fossilen Energieträgern den niedrigsten CO₂-Faktor auf.
- Gleichzeitig gewährleistet Erdgas gegenüber regenerierbaren Energien bei absehbarer technologischer Entwicklung noch für lange Zeit eine höhere Versorgungssicherheit bei geringeren Energiekosten.
- Gemäß Simulationsrechnungen kann bei einem vollständigen Ersatz von Kohle durch Erdgas der CO₂-Ausstoß um jährlich fast 2% gesenkt werden.
- Erdgas kann aufgrund seiner „Eigenschaften“, CO₂-arm zu sein und gleichzeitig hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, Klimaschutzziele und Energieversorgung zu geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten miteinander in Einklang bringen.

5 Schlussfolgerungen

Derzeit hat Erdgas eine erhebliche Bedeutung für die Versorgung mit Wärme; auch bei der Stromerzeugung ist Erdgas bedeutsam. Insofern trägt es wesentlich zur Sicherheit der Energieversorgung zu günstigen Preisen bei. Zentrales Ziel der Energie- und Klimapolitik ist es, den CO₂-Ausstoß zu verringern und gleichzeitig die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Dabei ergeben sich durch den Ausstieg aus der Kernenergie in den nächsten Jahrzehnten zusätzliche Anforderungen an neue Kraftwerke. Für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft ist es notwendig, die Kosten für Energie weiterhin so gering wie möglich zu halten. Da Erdgas im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern besonders CO₂-arm ist, wird ihm beim Übergang zu regenerativen Energien eine besondere Bedeutung zukommen.

In verschiedenen Szenarien wurde gezeigt, dass der CO₂-Ausstoß durch den vermehrten Einsatz von Erdgas erheblich verringert werden kann. Im Bereich der Wärmeversorgung wird der Anteil von Erdgas von 46 % auf 56 % steigen. Durch die Änderung des Energiemix und die Effizienzsteigerung kann der CO₂-Ausstoß für Raumwärme bis 2020 um 8,3 % gesenkt werden. Für die Stromerzeugung wurden alternative Szenarien berechnet. Sofern der derzeitige Energiemix beibehalten würde, käme es zu einer jährlichen Steigerung des CO₂-Ausstoßes um 0,8 %. Im Vergleich dazu kann der CO₂-Ausstoß jährlich um 1,9 % gesenkt werden, wenn Kohle komplett durch Gas ersetzt würde.

Um ihrer wesentlichen energiepolitischen Aufgabe gerecht zu werden, führt die Erdgasbranche erhebliche Investitionen in die Infrastruktur der Netze und Speicher aus. Diese Investitionen betreffen sowohl den Erhalt und den Ausbau der Netzlänge als auch Investitionen in die Effizienz und in die Versorgungssicherheit über Erdgasspeicher. Zukünftig werden auch die Investitionen in Anlagen für Erdgas bedeutsam. Darüber hinaus wird Erdgas auch als Treibstoff im Verkehrssektor an Bedeutung gewinnen. Auch hier sind Investitionen in das Tankstellennetz notwendig, um weiter steigende Absatzzahlen bei Erdgasfahrzeugen zu ermöglichen.

Zur Durchführung ihrer Aufgaben beschäftigt die Erdgasbranche etwa 35.000 Personen. Darüber hinaus ist die Beschäftigung von etwa 100.000 Personen über Vorleistungsverflechtungen und Multiplikatorprozesse von der Erdgasbranche abhängig. In vielen Regionen sind die Stadtwerke wichtiger Arbeitgeber und übernehmen als solche struktur- und sozialpolitische Aufgaben.

6 Quellenverzeichnis

6.1 Literaturverzeichnis

Abel, Andrew B., Ben S. Bernanke (2005), *Macroeconomics*, 5. ed., Pearson Addison Wesley, Boston u.a.

BAW Institut für regionale Wirtschaftsforschung GmbH (2005), „europaregion-nordwest.de“, Konzeptstudie im Auftrag der nordwestdeutschen IHK, Bremen.

Bleses, Peter, Bernd Meyer, Carsten Stahmer (2000), *Input-Outputrechnung: Instrumente zur Politik-Beratung*, Wiesbaden.

Bundesministerium der Finanzen (2003) – *Die Förderung des Umweltschutzes im deutschen Abgabenrecht*, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007), *Regierungserklärung von Sigmar Gabriel am 26.04.07 vor dem Deutschen Bundestag*.

Council of the EU (2007), *Presidency Conclusions*, 7224/07.

Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (2005), *Geschäftsbericht 2004*, Dortmund.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2004), *DIW-Wochenbericht 42/04*, Berlin.

Europäische Kommission (2001a), *Grünbuch: Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit*, Brüssel.

Europäische Kommission (2001b), *Weißbuch: Die europäische Verkehrspolitik bis 2010: Weichenstellungen für die Zukunft*, Brüssel.

Fachverband Biogas (2006), *Biogas – das Multitalent für die Energiewende*, Freising.

Fritsche, Uwe R. (2007), *Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten*, Öko-Institut, Darmstadt.

Institut für Energetik und Umwelt (2006), *Wirtschaftsfaktor ostdeutsche Gaswirtschaft*, Leipzig.

IPCC (2007), *Fourth Assessment Report of the IPCC on Climate Change, Part I – The Physical Science Basis*, Genf.

Karl, Hans-Dieter, Peter Rammner, Günter Britschkat (1993), *Gesamtwirtschaftliche sowie energiewirtschaftliche und umweltpolitische Bedeutung der deutschen Gaswirtschaft*, in: ifo-Schnelldienst 34/93, S. 25-33.

- Kemfert, Claudia (2002), An Integrated Assessment Model of Economy-Energy-Climate – The Model WIAGEM, in: Integrated Assessment 4/2002, S. 281-99.
- Jensen, James T. (2004), The development of a Global LNG Market: Is it likely? If so, when?, Oxford Institute for Energy Studies, Alden Press, Oxford.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2006), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005, Hannover.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2007), Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2007, Hannover.
- Neumann, Anne (2007), Transatlantic Natural Gas Price Convergence – Is LNG Doing its Job?, DIW Berlin, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-20, Berlin.
- Maier, Gunther, Franz Tödting (1996), Regional- und Stadtökonomik 2, Springer-Verlag, Wien u.a.
- Münchner Rück (2002), Jahresrückblick Naturkatastrophen 2002, München.
- Prognos AG (2005), Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, Berlin.
- Schoer, Karl, Sarka Buyny, Christine Flachmann, Helmut Mayer (2006), Die Nutzung von Umweltressourcen durch die Konsumaktivitäten der privaten Haushalte - Ergebnisse der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen 1995 - 2004, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Stern, Nicholas (2007), Stern Review: The Economics of Climate Change, 2006 Review, Cambridge.
- Stobbe, Alfred (1993), Volkswirtschaftliches Rechnungswesen, 7. Auflage, Springer-Verlag, Berlin u.a.
- Statistisches Bundesamt (2006), Energie in Deutschland, Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2007), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung: Wichtige Zusammenhänge im Überblick, Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (Mai 2007), Fachserie 17, Reihe 7 (Verbraucherpreisindizes für Deutschland) und Reihe 8.1 (Preisindizes für die Einfuhr), Wiesbaden.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum - Institut für Thermodynamik (2002), Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, UFOPLAN FKZ 20097104, Wuppertal und Stuttgart.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2003), Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung, Wuppertal.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2005), Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen, Wuppertal.

6.2 Datennachweise

6.2.1 Statistische Veröffentlichungen

Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Hrsg.) (2006), Raumordnungsprognose 2020/2050, CD-ROM, Bonn.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006), Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland 2005: Bergwirtschaft und Statistik, 57. Jahrgang, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007a), Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007b), Ausgewählte Statistiken zur Entwicklung des deutschen Erdgasmarktes, Berlin.

Bundesministerium der Finanzen (2007), Datensammlung zur Steuerpolitik: Ausgabe 2006, Berlin.

Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), BGW-Gasstatistik, 110.-126. Jahrgang, Berlin.

Institut Wohnen und Umwelt (2007), Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen, Darmstadt.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2005), Der Bergbau im Bezirk des Landesbergamts Clausthal-Zellerfeld 2005 - Statistischer Jahresbericht, Hannover.

Statistisches Bundesamt (2006), Die Nutzung von Umweltressourcen durch die Konsumaktivitäten der privaten Haushalte, Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2007), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Input-Output-Rechnung nach 12 Gütergruppen/Produktionsbereichen, Wiesbaden.

Umweltbundesamt (2007), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix, Dessau.

6.2.2 Online-Datenbanken, Datenreihen, statistische Einzelinformationen

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (www.ag-energiebilanzen.de)

- Energiebilanzen
- Auswertungstabellen
- Sondertabellen
- Zeitreihen

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (www.bafa.de)

- Monatliche Erdgasbilanz und Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991
- Ausgewählte Statistiken zur Entwicklung des deutschen Gasmarktes: Monatliche Bilanz 1998 – 2006, Einfuhr seit 1960

Bundesministerium der Finanzen (www.bundesfinanzministerium.de)

- Steuereinnahmen im Bundesgebiet 2005 und 2006
- Entwicklung der Steuer- und Abgabenquote

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (www.bmu.de)

- "Energieeffizienz Kurzinfo",
<http://www.bmu.de/energieeffizienz/kurzinfo/doc/37891.php>, Abruf am 10.4.2007.
- "Energieeffizienz Gebäude",
<http://www.bmu.de/energieeffizienz/gebaeude/doc/37946.php>, Abruf am 10.4.2007.

Energy Advice (www.energy-advice.co.uk)

Eurostat (epp.eurostat.ec.europa.eu)

- Online-Datenbank zum Thema Umwelt und Energie
- Unternehmensstatistiken Gasversorgung

Leistung die verbindet (www.leistung-die-verbindet.de/141.php)

- Schadstoffvergleich fossiler Brennstoffe, Abruf am 20. April 2007.

Schweizerisches Energieportal (www.energie.ch/et/umwandlung/verbrennung/index.htm)

- Verbrennungswerte fossiler Energieträger, Abruf am 20. April 2007.

Stadtwerke Neustrelitz, www.stadtwerke-neustrelitz.de.

Statistisches Bundesamt (www.destatis.de)

- VGR des Bundes

- VGR der Länder
- Lange Reihen
- Beschäftigtenstatistik
- Umsatzsteuerstatistik
- Mikrozensus Zusatzerhebung 2002 (Wohnungsbestand)
- Bautätigkeit und Wohnungen 2005 , 31.10.2006 (Fachserie 5 Reihe 1)

Trägerkreis Erdgasfahrzeuge, www.erdgasfahrzeuge.de.

Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V. (www.strom.de)

- Daten zur Bruttostromerzeugung nach Energieträgern.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, www.erdoel-erdgas.de.

6.3 Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1.1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2006	5
Abbildung 1.2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005	5
Abbildung 2.1: Bruttoanlageinvestitionen der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland in Mrd. Euro.....	8
Abbildung 2.2: Länge des Rohrnetzes der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland von 1975 bis 2004 in 1.000 km	9
Abbildung 2.3: Investitionen der Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen sowie der Ferngas- und Erdgasfördergesellschaften in Ostdeutschland von 1992 bis 2005 in Mio. Euro, nach Bundesländern	10
Abbildung 2.4: Stilisierte Darstellung der Beschäftigungseffekte durch die Erdgaswirtschaft	12
Abbildung 2.5: Beschäftigte in der Gasversorgung, in angrenzenden Bereichen, sowie induzierte und indirekte Beschäftigung von 1991 bis 2004 in Tausend	13
Abbildung 3.1: Komponenten der Gaspreisentwicklung in Cent je Kilowattstunde von 1991 bis 2006 für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 23.250 kWh.....	20
Abbildung 4.1: CO ₂ -Gehalt fossiler Energieträger 2007	25
Abbildung 4.2: Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern 2006....	26
Abbildung 4.3: Heizart nach Energieträgern im Wohnungsbestand und für Baugenehmigungen	27

Abbildung 4.4: CO ₂ -Ausstoß der Haushalte für Raumwärme nach Energieträgern von 1995 bis 2020 in Mio. Tonnen*	30
Abbildung 4.5: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2006.....	31
Abbildung 4.6: Erdgasabsatz und Tankstellenbestand von 1998 bis 2007*	37

6.4 Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1: Einnahmen aus der Förderabgabe in Niedersachsen und Schleswig-Holstein 2004-2006 in Mio. Euro	14
Tabelle 3.1: Endenergieverbrauch und Bruttowertschöpfung der Branchen 2005.....	17
Tabelle 4.1: Ergebnisse der Prognose im Überblick	34

HWWI Policy Papers

der HWWI-Kompetenzbereiche „Wirtschaftliche Trends“ sowie
„Hamburg und regionale Entwicklungen“

2. Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Preise, Wachstum und Wettbewerbsfähigkeit

Michael Bräuninger, Jörg Hinze, Norbert Kriedel, Henning Vöpel
Hamburg, April 2007

1. Demographische Entwicklung: Problem oder Phantom?

Sebastian Schröder, Thomas Straubhaar
Hamburg, November 2006

Das **Hamburgische WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)** ist ein gemeinnütziger, unabhängiger Think Tank mit den zentralen Aufgaben:

- die Wirtschaftswissenschaften in Forschung und Lehre zu fördern,
- eigene, qualitativ hochwertige Forschung in Wirtschafts- und Sozialwissenschaften zu betreiben,
- sowie die Wissenschaft, Politik, Wirtschaft und die interessierte Öffentlichkeit über ökonomische Entwicklungen unabhängig und kompetent zu beraten und zu informieren.

Das HWWI betreibt interdisziplinäre Forschung in den folgenden Kompetenzbereichen: Wirtschaftliche Trends, Hamburg und regionale Entwicklungen, Weltwirtschaft sowie Migration Research Group.

Gesellschafter des im Jahr 2005 gegründeten Instituts sind die Universität Hamburg und die Handelskammer Hamburg.

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)

Neuer Jungfernstieg 21 | 20354 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 76

infowww.hwwi.org