

**Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen
Kohlendioxid-Reduktionsmöglichkeiten durch eine
verstärkte Nutzung kohlenstoffarmer Energieträger
in der Bundesrepublik Deutschland**

Studie A.3.2

U. Fahl, A. Voß

**Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE)
Universität Stuttgart
Stuttgart**

Inhaltsverzeichnis

- 0. Zusammenfassung
- 1. Einleitung
- 2. Sofortmaßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase
 - 2.1 Sofortmaßnahmen bei der Stromerzeugung
 - 2.2 Sofortmaßnahmen bei der Fernwärmeerzeugung
 - 2.3 Sofortmaßnahmen im Industriesektor
 - 2.4 Zusammenfassende Bewertung der Sofortmaßnahmen
- 3. Maßnahmen bei der Stromerzeugung in der nahen Zukunft
 - 3.1 Technisches Potential
 - 3.2 Spezifische Minderungskosten
 - 3.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential
- 4. Maßnahmen bei der Fernwärmeerzeugung in der nahen Zukunft
 - 4.1 Technisches Potential
 - 4.1.1 Heizwerke
 - 4.1.2 Heizkraftwerke
 - 4.2 Spezifische Minderungskosten
 - 4.2.1 Heizwerke
 - 4.2.2 Heizkraftwerke
 - 4.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential
- 5. Maßnahmen beim Haushaltssektor in der nahen Zukunft
 - 5.1 Technisches Potential
 - 5.1.1 Raumwärmeversorgung
 - 5.1.2 Warmwasserversorgung
 - 5.2 Spezifische Minderungskosten
 - 5.2.1 Raumwärmeversorgung
 - 5.2.2 Warmwasserversorgung
 - 5.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

- 6. Maßnahmen beim Kleinverbrauchssektor in der nahen Zukunft
 - 6.1 Technisches Potential
 - 6.2 Spezifische Minderungskosten
 - 6.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

- 7. Maßnahmen beim Industriesektor in der nahen Zukunft
 - 7.1 Technisches Potential
 - 7.1.1 Heizwerke
 - 7.1.2 Heizkraftwerke
 - 7.2 Spezifische Minderungskosten
 - 7.2.1 Heizwerke
 - 7.2.2 Heizkraftwerke
 - 7.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

- 8. Maßnahmen beim Verkehrssektor in der nahen Zukunft
 - 8.1 Substitution von Vergaser- und Dieselmotoren untereinander
 - 8.2 Substitution von Vergaser- und Dieselmotoren durch Flüssiggas

- 9. Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase in der fernen Zukunft
 - 9.1 Maßnahmen beim Haushaltssektor in der fernen Zukunft
 - 9.2 Maßnahmen beim Verkehrssektor in der fernen Zukunft

- 10. Schlußfolgerungen

Literaturverzeichnis

Tabellenanhang

0. Zusammenfassung

Bezogen auf denselben Energieinhalt verhalten sich die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle, schwerem Heizöl, leichtem Heizöl/Diesel/Erdöl, Benzin und Erdgas wie 120:100:84:78:76:59 /Fritsche, 1989/ wegen des unterschiedlichen H/C-Verhältnisses der fossilen Brennstoffe. Da die bei der Verbrennung freigesetzten CO₂-Emissionen für die verschiedenen fossilen Energieträger unterschiedlich sind, besteht folglich die Möglichkeit, durch eine Substitution unter den fossilen Energieträgern die Gesamtemission an CO₂ zu verändern. Hieraus wurde eine Rangordnung der Substitution formuliert, die entsprechend den spezifischen CO₂-Emissionen Braunkohle - Steinkohle - Mineralöle - Gas lautet.

Ein Vergleich der spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Brennstoffe für die verschiedenen Schadstoffgruppen zeigt, daß mit einer Substitution der fossilen Brennstoffe untereinander in der oben angegebenen Reihenfolge auch ein Minderungseffekt bei den Schadstoffen Kohlenmonoxid (CO), Nichtmethankohlenwasserstoffe (NMVOC), Stickoxid (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂) bewirkt wird. Die einzige Ausnahme betrifft die SO₂-Emissionen bei einer Substitution von Braunkohle durch Steinkohle bzw. durch schweres Heizöl, die in diesem Fall zunehmen /Fritsche, 1989/. Deshalb sind bei einer Strategie der Braunkohlesubstitution durch Steinkohle bzw. schweres Heizöl die Auswirkungen auf die SO₂-Emissionen besonders kritisch zu untersuchen. Am günstigsten schneidet bei dem angestellten Vergleich der spezifischen Emissionen der Schadstoffe CO, NMVOC, NO_x und SO₂, wie schon bei den spezifischen CO₂-Emissionen, das Erdgas ab. Somit werden bei einer Strategie eines verstärkten Erdgaseinsatzes in fast allen Fällen gleichzeitig auch die Emissionen der Schadstoffe CO, NMVOC, NO_x und SO₂ vermindert. Da es derzeit noch stark widersprüchliche Aussagen zur Klimawirksamkeit des CH₄ und keine verlässlichen Angaben über die CH₄-Emissionen der gesamten Energiekette der verschiedenen fossilen Energieträger gibt /Selzer, 1989/, wird die Untersuchung auf die Betrachtung der CO₂-Emissionen eingeschränkt.

Gemäß der Strukturierung der Energieversorgungs- und -verbrauchsbereiche in der Bundesrepublik Deutschland wurden die Potentiale der CO₂-Minderung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander getrennt nach den folgenden Sektoren betrachtet:

- Stromerzeugung
- Fernwärmeerzeugung
- Haushaltssektor

- Kleinverbrauchssektor
- Industriesektor
- Verkehrssektor.

In jedem einzelnen Sektor wurde weiter nach Verwendungszwecken unterschieden und die Maßnahmen wurden zu drei unterschiedlichen Zeitpunkten betrachtet:

- Sofortmaßnahmen,
- Maßnahmen in der nahen Zukunft (2005),
- Maßnahmen in der fernen Zukunft (2050).

Durch Maßnahmen, die ohne bauliche Veränderungen an den Anlagen zur CO₂-Minderung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander ergriffen werden können (Sofortmaßnahmen), können in der Bundesrepublik Deutschland die CO₂-Emissionen um 54 Mio. t CO₂ bzw. um 7,1 % vermindert werden. Der größte Anteil erbringt hierbei die verstärkte Auslastung von bestehenden Gaskraftwerken. Nur ein Teil dieser Sofortmaßnahmen weist jedoch negative spezifische Minderungskosten auf, so daß die Umsetzung der Maßnahmen noch der Förderung bedürfte. Obwohl von Seiten des Transport- und Leitungsnetzes noch gewisse Möglichkeiten bestehen, ist eine sofortige volle Ausschöpfung der Potentiale nicht möglich.

Um die Möglichkeiten der Substitution fossiler Energieträger untereinander hinsichtlich ihrer Potentiale zur Minderung der klimarelevanten Spurengase vergleichen und bewerten zu können, ist für die Maßnahmen der nahen Zukunft die Vorgabe eines Referenzfalles notwendig. Zur Beurteilung der einzelnen Maßnahmen der nahen Zukunft wurde das Referenzszenario mit Kernenergie von /PROGNOS, 1987/ als Vergleichsmaßstab herangezogen. Bei der Angabe der Potentiale ist im folgenden der Anteil vermerkt, der daraus resultiert, daß Anlagen ersetzt werden, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben. In Klammern sind die gesamten technischen Potentiale angegeben.

Bei der Stromerzeugung könnten in der **nahen Zukunft (2005)** durch eine Umstrukturierung des fossilen Kraftwerkssystems folgende technischen CO₂-Minderungspotentiale erreicht werden:

- 14,7 (24,1) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle,
- 75,7 (132,6) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl,
- 81,7 (143,6) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl,
- 106,6 (190,0) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Es handelt sich hierbei jedoch nicht um additive sondern um alternative Minderungspotentiale der CO₂-Emissionen. Im Fall der verstärkten Gasnutzung würden rund 30 bzw.

61 % der gesamten Stromerzeugung in Gaskraftwerken erfolgen.

Bei der Fernwärmeerzeugung ergibt sich für die sich im Jahr 2005 in Betrieb befindlichen Heizwerke und Heizkraftwerke ein (alternatives) technisches Emissionsminderungspotential von

- 0,10 (0,16) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle,
- 1,00 (2,04) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl,
- 1,37 (2,84) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl,
- 2,86 (6,12) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Im letzten Fall würden auf Gasbasis ca. 28 bzw. 94 % der gesamten Fernwärme des Jahres 2005 erzeugt werden.

Rein technisch gesehen ergibt sich ein CO₂-Minderungspotential im Haushaltssektor durch die einzelnen Maßnahmen der Substitution fossiler Energieträger untereinander bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung von

- 1,54 (1,92) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl,
- 14,09 (17,62) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Hier würden bei der Erdgasausweitung etwa 71 bzw. 78 % des gesamten Nutzenergiebedarfs an Raumwärme und Warmwasser der Haushalte mit Gas gedeckt werden.

Für die Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors geht der Referenzfall schon davon aus, daß keine weitere Nutzung von Kohleprodukten im Jahr 2005 in diesem Bereich stattfindet. So ergibt sich ein gesamtes technisches Potential der Minderung von CO₂-Emissionen beim Kleinverbrauchssektor durch die Substitution von Mineralölen durch Gas sowie die Ersetzung von Gas-Einzel- durch Gas-Zentralanlagen von 4,8 (6,01) Mio. t CO₂. Hierbei würde das Gas zu rund 59 bzw. 61 % zur Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors beitragen.

Im Industriesektor ergibt sich für die im Jahr 2005 betriebenen Heizwerke und Heizkraftwerke ein technisches CO₂-Minderungspotential in Höhe von

- 0,21 (0,43) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle,
- 4,40 (8,35) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl,
- 6,42 (12,02) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl,
- 20,07 (33,69) Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Dabei gilt es noch einmal festzuhalten, daß es sich hierbei nicht um additive, sondern um alternative Substitutionspotentiale handelt.

Für den Verkehrssektor ergibt sich nach den Annahmen des Referenzfalles kein Emissionsminderungspotential durch eine Substitution zwischen Diesel- und Benzinfahrzeugen. Beide Systeme weisen spezifische, auf die Fahrleistung je PKW bezogene CO₂-Emissionen in Höhe von rund 17,5 kg CO₂ je 100 km im Jahr 2005 auf. Werden dagegen Diesel- und Benzinfahrzeuge durch Flüssiggas-PKW ersetzt, so ergibt sich ein technisches CO₂-Minderungspotential von 1,98 Mio. t CO₂. Dabei müßten die Flüssiggas-PKW einen Anteil von 20 % an der gesamten PKW-Fahrleistung erbringen.

Insgesamt ergibt sich aufsummiert über die sechs Verursachergruppen ein technisches CO₂-Minderungspotential gegenüber dem Referenzfall von entweder

- 15,0 bzw. 24,7 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle,
- 81,1 bzw. 143,0 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl,
- 91,1 bzw. 160,5 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl,
- 153,4 bzw. 256,3 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Für den letzten Fall "Verstärkte Nutzung von Gas nach Erreichen der technischen Lebensdauer" ist in Tabelle 0.1 die Struktur des Energieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren aufgetragen. Die vergleichbare Tabelle für das Jahr 2005 im Referenzfall nach /PROGNOS, 1987/ ist die Tabelle A.3 und für das Basisjahr 1987 die Tabelle A.1. In der Tabelle 0.1 ist auch die Struktur der CO₂-Emissionen für diese Strategie einer verstärkten Gasnutzung angegeben. In der Abbildung 0.1 sind diese CO₂-Emissionen denjenigen des Referenzfalles und den Werten des Basisjahres 1987 gegenübergestellt (Fall "begrenzte technische Minderung"). Es ergibt sich ein Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzfall von 19 % und gegenüber dem Basisjahr von 15 %. Des weiteren ist in Abbildung 0.1 auch die CO₂-Minderung bei einem maximalen Gaseinsatz aufgetragen, wobei eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 32 % gegenüber dem Referenzfall und um 29 % gegenüber dem Basisjahr resultiert (Fall "maximale technische Minderung").

Im Fall der begrenzten technischen Minderung steigt der Gasverbrauch gegenüber den Werten des Referenzfalles um 115 % auf rund 4,53 EJ/a im Jahr 2005 an. Hier stellt sich die Frage, ob eine solche verstärkte Gasnachfrage der Bundesrepublik Deutschland nicht zu einer Preisrückkopplung auf den Weltenergiemärkten führen würde. Über die Preisbildungsmechanismen auf den Weltenergiemärkten liegen jedoch derzeit keine gesicherten Erkenntnisse vor. So verbleibt hier nur die Möglichkeit, die Abhängigkeit der Erdgasproduktionskosten von der geförderten Erdgasmenge als Indikator für die möglichen Tendenzen zu untersuchen.

Tabelle 0.1

**Struktur des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen nach Energieträgern
und Verbrauchergruppen bei einem verstärkten Gaseinsatz im Jahr 2005**

Energieverbrauch 2005 in PJ	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	1092,2	300,4	46,4	0,0	20,3	82,7	1293,1	2835,0
Fernwärmeerzeugung	60,9	3,0	19,4	0,0	6,8	23,2	175,8	289,2
Haushalte	5,4	4,3	34,8	0,0	131,9	0,0	1049,1	1225,5
Kleinverbraucher	0,0	0,0	3,2	58,8	121,4	3,9	427,1	614,4
Industrie	202,1	33,1	3,4	1,4	54,6	148,3	1137,5	1580,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	743,0	647,3	0,0	183,8	1574,0
Nichtbetrachteter Rest	159,7	3,1	0,0	0,1	19,0	52,7	261,3	495,9
Summe	1520,3	343,9	107,2	803,3	1001,3	310,8	4527,7	8614,4

CO ₂ -Emissionen 2005 in Mio. t	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	101,6	33,7	3,5	0,0	1,5	6,5	71,1	217,7
Fernwärmeerzeugung	5,7	0,3	1,6	0,0	0,5	1,8	9,7	19,5
Haushalte	0,5	0,4	0,0	0,0	9,6	0,0	57,7	68,3
Kleinverbraucher	0,0	0,0	0,0	4,2	8,9	0,3	23,5	36,8
Industrie	18,8	3,3	0,0	0,1	4,0	11,6	62,6	100,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	52,8	47,2	0,0	11,9	111,9
Nichtbetrachteter Rest	14,8	0,4	0,0	0,0	1,4	4,1	14,4	35,1
Summe	141,4	38,1	5,1	57,1	73,1	24,3	250,9	589,8

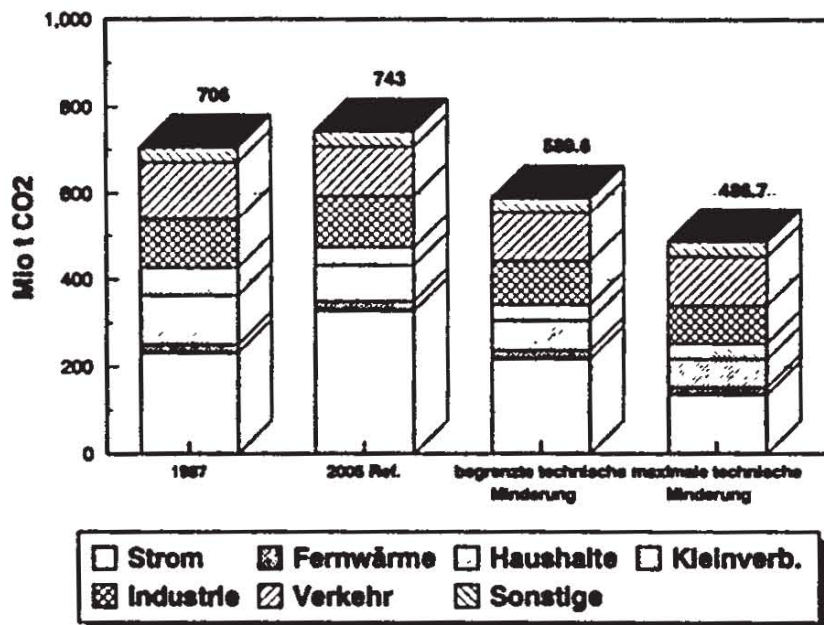


Abb. 0.1: CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 für verschiedene Fälle in Mio. t CO₂

Die Ergebnisse des Studienschwerpunktes A.3.1 zeigen, daß technisch ein Gasimportvolumen von jährlich 6 EJ zu Kosten (nicht Preisen) von ca. 5 DM je GJ für das Jahr 2005 unter der Voraussetzung optimaler und zeitgerechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung machbar ist /Rogner, 1989/. Die gegenwärtigen Importpreise für die Bundesrepublik Deutschland liegen zum Vergleich bei 6,9 DM je GJ. Im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.1 konnte jedoch der Effekt einer weltweiten Intensivierung des Gaseinsatzes, woraus Importkostensteigerungen für die Bundesrepublik Deutschland resultieren könnten, und der Effekt einer verringerten Nachfrage nach den anderen fossilen Brennstoffe auf deren Preise nicht mitbetrachtet werden, so daß der angegebene Wert nur einen Anhaltspunkt für eine mögliche Entwicklung liefert.

Nur ein begrenzter Teil des gesamten technischen Emissionsminderungspotentials des Jahres 2005 ist dabei auch mit negativen spezifischen Minderungskosten zu erschließen. Eine Übersicht über die Kosten, Effektivitäten und Effizienzen aller 506 untersuchten Maßnahmen der Substitution der fossilen Energieträger untereinander in den Sektoren Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Haushaltssektor, Kleinverbrauchssektor, Industriesektor und Verkehrssektor gibt Tabelle A.21. Es resultiert eine Bandbreite der spezifischen Minderungskosten zwischen - 2500 DM je t CO₂ und + 2700 DM je t CO₂. Es zeigt sich, daß nur insgesamt 200 Maßnahmen negative spezifische Minderungskosten aufweisen, wobei der Großteil dieser Maßnahmen mittels der Substitution von Steinkohle und Braunkohle durch schweres Heizöl zu erreichen ist. Auch eine Reihe der Maßnahmen einer Substitution durch Gas ist durch eine hohe Effizienz gekennzeichnet, jedoch ist der mengenmäßig größere Minderungspotential mit Mehrkosten verbunden.

Für eine genauere Aussage müßte eine systemare Gesamtbetrachtung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da hier nur die Systemgrenze "fossile Energieträger" betrachtet wurde, jedoch auch in anderen Bereichen alternative Maßnahmen (der rationellen Energieanwendung, der verstärkten Nutzung der regenerativen Energieträger oder der Kernenergie) existieren, die die hier abgeleiteten Potentiale verändern könnten. Ebenso sollten die Forschungen, die zu einem besseren Verständnis der Preisbildungsmechanismen auf den Weltenergiemärkten führen, intensiviert werden, da der Vergleich der spezifischen Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen erheblich von der Entwicklung der Energieträgerpreise beeinflusst wird. Eine Veränderung der Energiepreisdifferenzen zuungunsten des Erdgases (aufgrund einer weltweiten Intensivierung des Gaseinsatzes) würde die CO₂-Minderungskosten der Erdgasnutzung weiter erhöhen. Selbst die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Energieträgerpreisdifferenzen müßten schon eine erhebliche Veränderung zugunsten des Erdgaspreises erfahren, damit eine Substitu-

tion von Braunkohle, Importkohle oder schwerem Heizöl durch Erdgas zu negativen spezifischen Minderungskosten durchführbar ist.

Hemmnisse, die einer Umsetzung der Maßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten (wirtschaftliche Minderungsmöglichkeiten) entgegenstehen, sind der Jahrhundertvertrag zur Kohleverstromung, die Richtlinien der Internationalen Energieagentur und der Europäischen Gemeinschaft bezüglich der Gasnutzung im Kraftwerkssektor, das nur knapp verfügbare Kapital für die Umrüstung bestehender Anlagen und die notwendige Infrastruktur (Rohrnetz) für die Ausweitung des Gaseinsatzes. Des weiteren würde eine gemeinsame Einsatzplanung der EVU die Möglichkeiten der Minderung der CO₂-Emissionen erhöhen.

Für die ferne Zukunft (2050) existiert gegenwärtig kein Referenzszenario, das als Meßlatte für die Substitution fossiler Energieträger untereinander und die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen fungieren könnte. Es kann jedoch untersucht werden, welche CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2050 noch emittiert werden, wenn alleine der Verkehrssektor noch auf eine Nutzung der fossilen Brennstoffe angewiesen ist, bei den sonstigen Verbrauchergruppen somit eine CO₂-freie Energieversorgung möglich ist, und wenn dabei der gesamte Straßenverkehr mit CNG-Fahrzeugen abgewickelt wird. Damit würden noch 11 % der gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland des Basisjahres 1987 emittiert werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch, daß auch für den Verkehrssektor eine CO₂-freie Deckung des Fahrleistungsbedarfs (z. B. durch Wasserstoff- oder Elektrofahrzeuge) möglich wäre.

Abschließend gilt es für die Untersuchung der Maßnahmen der Minderung klimarelevanter Spurengase durch eine Substitution fossiler Energieträger untereinander noch einmal festzuhalten, daß die Substitution fossiler Energieträger untereinander im Hinblick auf die Möglichkeiten der Minderung klimarelevanter Spurengase alleine keine langfristig tragfähige Lösung darstellt. Die hier untersuchten Maßnahmen könnten jedoch einen wesentlichen Beitrag für die Eingrenzung negativer Klimaveränderungen in der Übergangsphase hin zu einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung liefern, wobei besonders der verstärkte Erdgaseinsatz hervorzuheben ist.

1. Einleitung

Die bei der Verbrennung freigesetzten CO₂-Emissionen sind für die verschiedenen fossilen Energieträger unterschiedlich. Bezogen auf denselben Energieinhalt verhalten sich die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle, schwerem Heizöl, leichtem Heizöl/Diesel/Erdöl, Benzin und Erdgas nach /Fritsche, 1989/ wie 120:100:84:78:76:59 wegen des unterschiedlichen H/C-Verhältnisses der fossilen Brennstoffe. Die Angaben zeigen, daß die Möglichkeit besteht, durch eine Substitution unter den fossilen Energieträgern die Gesamtemission an CO₂ zu verändern.

Aus dieser Überlegung heraus wurde auch in der Aufgabenstellung die Blickrichtung der Untersuchung dahingehend formuliert, daß die Substitutionsmöglichkeiten

- von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas,
- von Steinkohle durch Mineralöle und Gas,
- von Mineralölen durch Gas

analysiert werden sollten.

Rein rechnerisch hätten somit in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987

898,66 PJ/a Braunkohle und Braunkohleprodukte,

2012,40 PJ/a Steinkohle,

403,07 PJ/a schweres Heizöl,

2284,67 PJ/a leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl und

1284,15 PJ/a Benzin

durch Erdgas ersetzt werden können (vgl. Tabelle A.1) /Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 1988/. Unter der Annahme derselben Wirkungsgrade für die Gassysteme würde dies einem Gasverbrauch von 6882,95 PJ/a entsprechen. Nicht berücksichtigt ist hierbei, daß aufgrund der fehlenden Infrastruktur (Rohrnetz usw.) und der begrenzten Verfügbarkeit von Erdgas eine solche vollständige Deckung des fossilen Brennstoffbedarfs mit Gas nicht möglich gewesen wäre /Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988/.

Unter der Annahme von spezifischen CO₂-Emissionen /Fritsche, 1989/ in Höhe von

110 kg CO₂ je GJ für Braunkohle und Braunkohleprodukte,

93 kg CO₂ je GJ für Steinkohle,

78 kg CO₂ je GJ für schweres Heizöl,

73 kg CO₂ je GJ für leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl und

71 kg CO₂ je GJ für Benzin

resultieren aus den obigen Brennstoffverbräuchen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 die folgenden CO₂-Emissionen (vgl. Tabelle A.2):

99,2 Mio. t CO₂/a aus Braunkohle und Braunkohleprodukte,

187,5 Mio. t CO₂/a aus Steinkohle,

31,4 Mio. t CO₂/a aus schwerem Heizöl,

166,8 Mio. t CO₂/a aus leichtem Heizöl/Diesel/Erdöl und

91,2 Mio. t CO₂/a aus Benzin.

Insgesamt ergeben sich aus dem Verbrauch der Brennstoffe Braunkohle, Steinkohle, schweres Heizöl, leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl und Benzin in der Bundesrepublik Deutschland CO₂-Emissionen in Höhe von 576 Mio. t CO₂/a im Jahr 1987. Dies entspricht rund 82 % der gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 von 706 Mio. t CO₂/a (vgl. Tabelle A.2).

Unter der Annahme, daß dieser Brennstoffverbrauch vollständig auf Gas umgestellt werden würde, würden bei CO₂-Emissionen /Fritsche, 1989/ von 55 kg CO₂ je GJ für Erdgas CO₂-Emissionen aus Erdgas in Höhe von 378,6 Mio. t CO₂/a resultieren. Damit würden sich die gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland von 706 Mio. t CO₂/a auf 509 Mio. t CO₂/a reduzieren, was einer Reduzierung der CO₂-Emissionen um 197 Mio. t CO₂/a bzw. um 27,9 % entspricht. Diese Rechnung kann und soll nur eine Vorstellung von der Größenordnung der durch fossile Energieträgersubstitution erreichbaren CO₂-Minderung vermitteln, ohne daß auf die Machbarkeit und Konsequenzen einer derartigen Umstellung auf den Energieträger Erdgas hier näher eingegangen werden soll.

Im Zusammenhang mit der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen jedoch auch noch andere klimarelevanten Spurengase, deren Entwicklung bei einer Substitution der fossilen Energieträger zu berücksichtigen ist. Als Grundlage für eine grobe Abschätzung sind in der Tabelle 1.1 die spezifischen Emissionsfaktoren in kg Schadstoff je TJ Energieeinsatz für die Schadstoffgruppen CO, NMVOC, NO_x und SO₂ getrennt für die Bereiche Haushalte, Kleinverbraucher, Industrie und Kraftwerke aufgeführt. Die Berechnung dieser durchschnittlichen Faktoren folgt aus der Multiplikation der nach Anwendungsbereichen differenzierten Emissionsfaktoren (neu) aus /Fritsche, 1989/ mit der Energieverwendungsstruktur des Jahres 1987 (vgl. Tabelle A.1).

Tabelle 1.1

**Emissionsfaktoren nach Anwendungsbereichen, neu
(direkte Emissionen in kg/TJ_{Input}) /Fritsche, 1989/**

Baushalte	CO	NM VOC	NO _x	SO ₂
Braunkohle	2359,4	118,0	100,0	110,0
Steinkohle	2949,2	73,6	50,0	450,0
Heizöl schwer	-	-	-	-
Heizöl leicht/Diesel	30,6	4,1	40,0	75,0
Erdgas	32,2	1,4	32,1	0,3
Kleinverbraucher	CO	NM VOC	NO _x	SO ₂
Braunkohle	624,8	12,5	150,0	165,0
Steinkohle	625,0	7,9	100,0	500,0
Heizöl schwer	115,7	6,2	135,8	493,0
Heizöl leicht/Diesel	48,5	2,6	40,0	75,0
Erdgas	49,9	0,9	22,2	0,5
Industrie	CO	NM VOC	NO _x	SO ₂
Braunkohle	50,0	6,0	142,0	120,3
Steinkohle	50,0	4,2	126,5	147,1
Heizöl schwer	10,7	2,8	135,8	352,2
Heizöl leicht/Diesel	11,0	1,8	70,0	75,0
Erdgas	13,5	0,8	57,2	0,3
Öffentliche Kraftwerke	CO	NM VOC	NO _x	SO ₂
Braunkohle	20,0	1,0	81,0	62,0
Steinkohle	20,0	1,0	67,8	95,4
Heizöl schwer	5,0	1,0	50,0	130,0
Heizöl leicht/Diesel	4,0	1,0	58,0	75,0
Erdgas	2,0	1,0	28,0	0,3

Ein Vergleich der Emissionsfaktoren der fossilen Brennstoffe aus der Tabelle 1.1 zeigt, daß eine Substitution der fossilen Brennstoffe untereinander in der zuvor angegebenen Reihenfolge auch einen Minderungseffekt bei den Schadstoffen CO, NMVOC, NO_x und SO₂ bewirkt. Die einzige Ausnahme sind die SO₂-Emissionen bei einer Substitution von Braunkohle durch Steinkohle bzw. schweres Heizöl, die in diesem Fall ansteigen. Deshalb sind bei einer Strategie der Substitution von Braunkohle durch Steinkohle bzw. schweres Heizöl die Auswirkungen auf die SO₂-Emissionen zu beachten, was jedoch im folgenden bei den einzelnen diskutierten Maßnahmen nur qualitativ erfolgen kann. Am günstigsten schneidet bei dem angestellten Vergleich der spezifischen Emissionen der Schadstoffe CO, NMVOC, NO_x und SO₂, wie schon bei den spezifischen CO₂-Emissionen, das Erdgas ab. Somit werden bei einer Strategie eines verstärkten Erdgaseinsatzes in fast allen Fällen gleichzeitig auch die Emissionen der Schadstoffe CO, NMVOC, NO_x und SO₂ vermindert.

Zusätzlich zu den Schadstoffen der Tabelle 1.1 ist auch das Methan (CH_4) zu beachten. Im Zusammenhang mit dem Abbau von Steinkohle, der Förderung von Erdöl und Erdgas sowie der Erdgasverteilung, aber auch bei der Verbrennung dieser Energieträger treten Emissionen von CH_4 auf, deren Höhe bisher nicht genau bekannt ist und deshalb im Rahmen des Studienkomplexes A.3.3 des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre näher untersucht wird /Selzer, 1989/. Danach ergeben sich für die Nutzung der fossilen Energieträger (gesamte Kette) CH_4 -Emissionen in Höhe von

- 0,02 kg CH_4 je GJ für Braunkohle,
- 0,52 kg CH_4 je GJ für Steinkohle,
- 0,05 kg CH_4 je GJ für Mineralölprodukte und
- 0,13 kg CH_4 je GJ für Erdgas,

wobei einzelne dieser Emissionsfaktoren auf groben, gegebenenfalls noch zu verbessernden Abschätzungen beruhen.

In dem Zwischenbericht der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre /Enquete-Kommission, 1988/ wird davon ausgegangen, daß CH_4 ein um den Faktor 32 größeres Treibhauspotential als CO_2 pro Molekül hat. Die Untersuchungen im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.3 des Studienprogrammes /Selzer, 1989/ führen zu einem Faktor der Klimawirksamkeit von CH_4 von rund 3,5 pro Molekül. Die um den Faktor 10 geringere Klimawirksamkeit von CH_4 ist jedoch noch nicht soweit abgesichert, daß sie für die folgenden Berechnungen zugrunde gelegt werden könnte. Ihr kommt jedoch eine gewisse Bedeutung für die Frage zu, inwieweit eine Substitution fossiler Energieträger zur Begrenzung des Treibhauseffektes beitragen kann. Auf die Auswirkungen der bestehenden Unsicherheit bezüglich der Klimawirksamkeit des CH_4 soll anhand einer überschlägigen Rechnung nachgegangen werden.

Werden die CH_4 -Emissionen mit dem Faktor 32 bzw. dem Faktor 3,5 auf CO_2 -Äquivalente umgerechnet, wobei noch das unterschiedliche Molekulargewicht von CO_2 (44 g pro mol) und CH_4 (16 g pro mol) zu berücksichtigen ist, so ergeben sich spezifische Emissionsfaktoren von

- 1,8 bzw. 0,2 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Braunkohle,
- 45,8 bzw. 5,0 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Steinkohle,
- 4,4 bzw. 0,5 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Mineralölprodukte und
- 11,4 bzw. 1,3 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Erdgas.

Werden zu diesen in CO_2 -Äquivalente umgerechneten CH_4 -Emissionen noch die bei der Verbrennung und in den vorgelagerten Stufen entstehenden CO_2 -Emissionen hinzugezählt,

so ergeben sich in der Summe spezifische CO₂- und CH₄-Emissionen bei einer Klimawirksamkeit pro Molekül von CH₄ mit dem Faktor 32 bzw. 3,5 in Höhe von

- 118,3 bzw. 116,7 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Braunkohle,
- 141,8 bzw. 101,0 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Steinkohle,
- 88,8 bzw. 84,9 kg CO₂ Äquivalent je GJ für schweres Heizöl,
- 84,3 bzw. 80,4 kg CO₂ Äquivalent je GJ für leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl,
- 82,3 bzw. 78,4 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Benzin und
- 69,4 bzw. 59,3 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Erdgas.

Hieraus resultiert, daß die zuvor genannte und im Pflichtenheft des Studienkomplexes A.3.2 formulierte Reihenfolge der Substitution fossiler Energieträger untereinander durch die Mitbetrachtung der CH₄-Emissionen sich nicht verändert. Allerdings würden bei einem Klimawirksamkeitsfaktor von 32 die äquivalenten CO₂- und CH₄-Emissionen der Steinkohle über denen der Braunkohle liegen.

Wie sich die veränderten spezifischen Emissionen auf das rein rechnerische Potential der Substitution der fossilen Energieträger untereinander auswirken, soll wieder an dem obigen Rechenbeispiel der Emissionen der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 demonstriert werden. Insgesamt ergeben sich CO₂- und CH₄-Emissionen in Höhe von

- 106,3 bzw. 104,9 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus Braunkohle,
- 285,4 bzw. 203,3 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus Steinkohle,
- 35,6 bzw. 34,2 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus schwerem Heizöl,
- 192,6 bzw. 183,7 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus leichtem Heizöl/Diesel/Erdöl
- 105,7 bzw. 100,7 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus Benzin,
- 158,4 bzw. 135,3 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus Erdgas und
- 5,8 bzw. 4,8 Mio. t CO₂ Äquivalent/a aus Holz, Müll usw. (ohne Deponien).

Damit resultieren aus dem Verbrauch der Brennstoffe Braunkohle, Steinkohle, schweres Heizöl, leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl und Benzin in der Bundesrepublik Deutschland CO₂- und CH₄-Emissionen in Höhe von 725,6 (Faktor 32) bzw. 626,8 (Faktor 3,5) Mio. t CO₂ Äquivalent im Jahr 1987. Dies entspricht 81,5 bzw. 81,7 % der gesamten energiebedingten CO₂- und CH₄-Emissionen von 889,8 bzw. 766,9 Mio. t CO₂ Äquivalent in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987.

Unter der Annahme, daß dieser Brennstoffverbrauch wieder vollständig auf Gas umgestellt werden würde, würden CO₂- und CH₄-Emissionen in Höhe von

- 477,7 bzw. 408,2 Mio. t CO₂ Äquivalent/a

aus Erdgas resultieren. Damit würden sich die gesamten CO₂- und CH₄-Emissionen in der

Bundesrepublik Deutschland von 889,8 bzw. 766,9 Mio. t CO₂-Äquivalent/a auf 641,9 bzw. 548,3 Mio. t CO₂-Äquivalent/a reduzieren, was einer Reduzierung der CO₂- und CH₄-Emissionen um 247,9 Mio. t CO₂-Äquivalent oder um 27,9 % bzw. um 218,6 Mio. t CO₂-Äquivalent oder um 28,5 % entspricht, gegenüber 27,9 % bei einer alleinigen Betrachtung der CO₂-Emissionen. Da es derzeit noch keine belastbaren Angaben zu den spezifischen CH₄-Emissionen und zu der Klimawirksamkeit der CH₄-Emissionen der verschiedenen fossilen Energieträger gibt, wird im folgenden die Betrachtung auf die CO₂-Emissionen beschränkt.

Um die Möglichkeiten der Substitution fossiler Energieträger untereinander hinsichtlich ihrer Potentiale zur Minderung der klimarelevanten Spurengase vergleichen und bewerten zu können, ist die Vorgabe eines Referenzfalles, der eine Projektion der Brennstoffverbräuche und der daraus resultierenden Emissionen bis zum Jahr 2005 bzw. zum Jahr 2050 darstellt, notwendig. Da das zur Zeit sich in Bearbeitung befindliche Gutachten der PROGNOSE AG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft für die Bearbeitung leider noch nicht zur Verfügung stand, wird zur Beurteilung der einzelnen Maßnahmen das Referenzszenario mit Kernenergie von /PROGNOS, 1987/ als Vergleichsmaßstab herangezogen. Eine Übertragung der im folgenden abgeleiteten Ergebnisse auf eine andere Referenzentwicklung ist jedoch beim Vorliegen einer entsprechend detaillierten Datenbasis leicht zu vollziehen. Damit eine Betrachtung auf einem niedrigeren Aggregationsniveau möglich wird, wurden die Angaben von /PROGNOS, 1987/ durch Plausibilitätsannahmen bzw. durch eine Übertragung der im Basisjahr 1987 bestehenden Strukturen ergänzt. Die zur Tabelle A.1 des Basisjahres 1987 vergleichbare Tabelle für das Stützjahr 2005 ist in Tabelle A.3 enthalten. Durch Multiplikation mit den gegebenen CO₂-Emissionsfaktoren ergibt sich eine entsprechende Extrapolation der CO₂-Emissionen nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (vgl. Tabelle A.4).

In Abbildung 1.1 sind die CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland der Jahre 1987 und 2005 nach Sektoren einander gegenübergestellt. Es kommt insbesondere bei der Stromerzeugung und beim Industriesektor noch zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen, während sich beim Haushalts-, Kleinverbrauchs- und Verkehrssektor rückläufige Tendenzen ergeben.

Nicht betrachtet werden dabei die CO₂-Emissionen des Nichtenergetischen Verbrauchs, des Eigenverbrauchs der Raffinerien und der Hochöfen sowie die bei der Reststoffverwertung (Müllverbrennung) anfallenden Emissionen, die im Jahr 1987 zusammen 5,6 %

der CO₂-Emissionen verursachten und im Jahr 2005 rund 5,4 % der CO₂-Emissionen ausmachen werden (diese Teile der CO₂-Emissionen sind in Abbildung 1.1 als nebengelagerte Blöcke dargestellt).

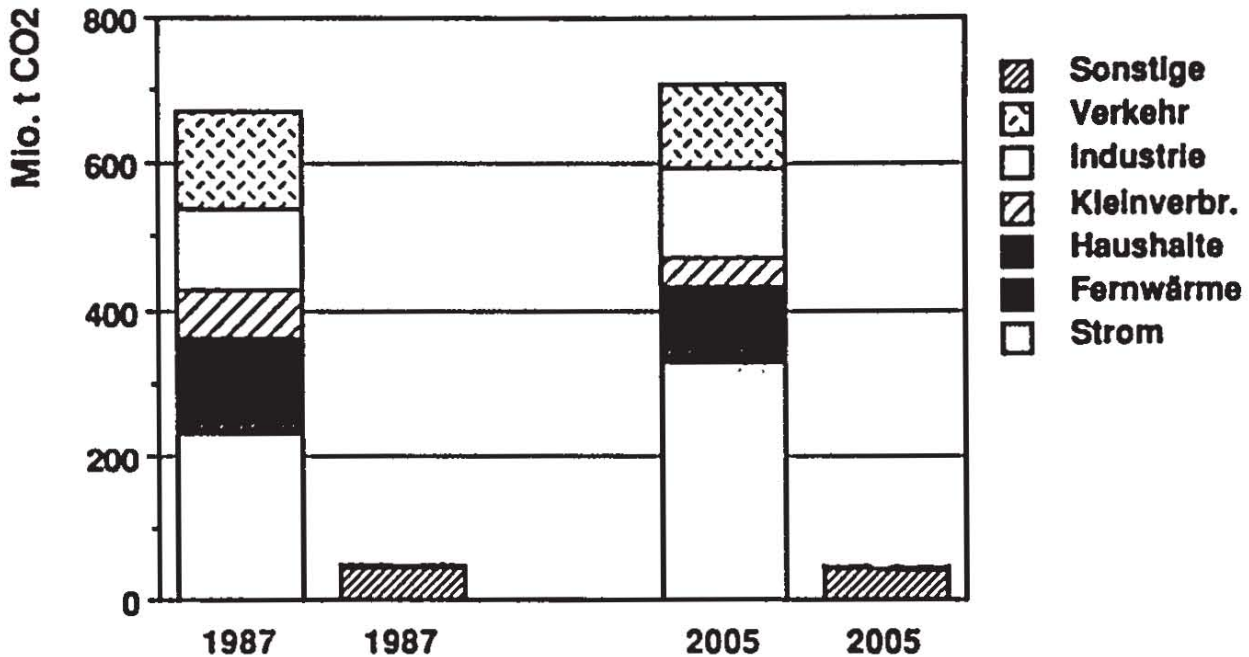


Abb. 1.1: CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Entsprechend der Strukturierung der Energieversorgungs- und -verbrauchsbereiche in Abbildung 1.1 werden im folgenden auch die Potentiale der Substitution fossiler Energieträger untereinander zur Minderung klimarelevanter Spurengase getrennt nach den folgenden Sektoren betrachtet:

- Stromerzeugung
- Fernwärmeerzeugung
- Haushaltssektor
- Kleinverbrauchssektor
- Industriesektor
- Verkehrssektor.

In allen diesen Sektoren werden die fossilen Energieträger heute schon stark genutzt, wobei von einer Vielzahl von Nutzungssystemen ausgegangen werden kann. Mögliche Beschränkungen, die den technischen Potentialen der einzelnen fossilen Energieträger aufzuerlegen wären, können somit im folgenden außer acht gelassen werden, lediglich bei dem leitungsgebundenen Energieträger Erdgas kann es aufgrund der notwendigen Infrastruktur zu leichten Einschränkungen kommen. Diese Problematik wird jedoch bei

der Bestimmung der technischen Potentiale und der spezifischen Minderungskosten in den einzelnen Sektoren noch einmal näher beleuchtet.

Zur Ermittlung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale der Substitution fossiler Energieträger untereinander zur Minderung klimarelevanter Spurengase sowie zur Bestimmung von spezifischen Minderungskosten sind eine Reihe von technischen und ökonomischen Rahmendaten für die verschiedenen Energienutzungstechnologien vorzugeben. Die wichtigsten Parameter der einzelnen Systeme sind in den Tabellen A.5 bis A.16 im Tabellenanhang aufgeführt.

Für den Bereich der Stromerzeugung werden aus der Vielzahl der heute verfügbaren Kraftwerkstypen und -varianten jeweils vier Anlagen als Referenzsysteme für die Grundlaststromerzeugung in der nahen und in der fernen Zukunft ausgewählt. Dies sind in der nahen Zukunft (vgl. Tabelle A.5):

- ein Steinkohlekraftwerk mit Trockenstaubfeuerung, konventionellem Wasser/Dampfkreislauf, Entschwefelungs- und DENOX-Anlage mit einer Leistung von 2*690 MW_{el},
- ein Braunkohlekraftwerk (Doppelblockanlage) mit Trockenstaubfeuerung, konventionellem Wasser-/Dampfkreislauf, Entschwefelungs- und DENOX-Anlage mit einer Leistung von 2*635 MW_{el},
- ein gasgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_{el},
- ein ölgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_{el}.

Daneben wird auch noch jeweils für die Brennstoffe Gas und Heizöl ein Anlagentyp zur Stromerzeugung in Spitzenlastzeiten betrachtet.

Für die ferne Zukunft werden weitere Entwicklungsmöglichkeiten (insbesondere bei den Kohlekraftwerken) mit in die Betrachtung aufgenommen, so daß die folgenden Referenzsysteme für die Stromerzeugung aus großen Kraftwerken ausgewählt wurden (vgl. Tabelle A.6):

- eine Steinkohlevergasung mit kombinierter Gas-Dampfturbinen-Schaltung (GuD-Kraftwerk) (Doppelblockanlage) mit einer Leistung von 2*690 MW_{el},
- ein Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit integrierter Braunkohlevergasung (Doppelblockanlage) mit einer Leistung von 2*830 MW_{el},
- ein gasgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_{el}.

- ein ölgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_e,

Die Angaben aus der Literatur /Brügel, 1987/, /ENERGIE SPEKTRUM, 1988/, /Ewers, u. a., 1989/, /Lezuo, u. a., 1989/, /Schmitt, 1988/ zur Charakterisierung der Referenzanlagen wurden, soweit dies möglich war, durch Angaben von Herstellern und Betreibern der verschiedenen Anlagentypen ergänzt und dem heutigen Kenntnisstand angepaßt.

Da die Möglichkeit der Substitution fossiler Energieträger untereinander in der Fernwärmewirtschaft und im Industriesektor auch Gegenstand der Untersuchung ist, wurden die folgenden Referenzanlagen ausgewählt und hinsichtlich ihrer technischen und ökonomischen Daten beschrieben (vgl. Kapitel 4 und Kapitel 7) /Brügel, 1987/, /PROGNOS, 1987/, /Winkens, 1984/:

- Heizkraftwerke mit < 10 MW_e Wärmeauskopplung (vgl. Tabelle A.7),
- Heizkraftwerke mit 10 bis 50 MW_e Wärmeauskopplung (vgl. Tabelle A.8),
- Heizkraftwerke mit 50 bis 200 MW_e Wärmeauskopplung (vgl. Tabelle A.9),
- Heizkraftwerke mit > 200 MW_e Wärmeauskopplung (vgl. Tabelle A.10),
- Heizwerke mit < 10 MW_e Wärmeleistung (vgl. Tabelle A.11),
- Heizwerke mit 10 bis 50 MW_e Wärmeleistung (vgl. Tabelle A.12),
- Heizwerke mit 50 bis 200 MW_e Wärmeleistung (vgl. Tabelle A.13),
- Heizwerke mit > 200 MW_e Wärmeleistung (vgl. Tabelle A.14).

Ein weiterer Bereich, für den die Möglichkeit der Substitution fossiler Energieträger zu untersuchen war, stellt der Raumwärmesektor der Haushalte dar. Die wichtigsten Rahmendaten für Systeme zur Raumwärmeversorgung der Haushalte auf fossiler Basis sind in Tabelle A.15 für Ein- und Zweifamilienhäuser und in Tabelle A.16 für Mehrfamilienhäuser einander gegenübergestellt /Schaefer, 1987/.

2. Sofortmaßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase

Unter Sofortmaßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase werden alle diejenigen Maßnahmen subsummiert, die ohne bauliche Veränderungen an den Anlagen zu einer CO₂-Minderung beitragen können. Solche Maßnahmen können folglich frühestens im Jahr 1990 einen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen liefern. Da jedoch für das Jahr 1990 die notwendigen statistischen Informationen zur Diskussion der Maßnahmen noch nicht vorhanden sind, wird bezüglich der Energieversorgungs- und der Energienachfragestruktur hierbei von den Rahmendaten des Basisjahres 1987 ausgegangen. Aufgrund dieser Vorgabe lassen sich zwei Strategien der Emissionsminderung herleiten. Zum einen kann bei Mischfeuerungen eine Substitution hin zu dem CO₂-ärmeren fossilen Brennstoff vorgenommen werden. Zum anderen kann bei einem gemeinsamen Versorgungssystem die Einsatzplanung der bestehenden Anlagen verändert werden. Die erste Strategie führt zu einer näheren Betrachtung der Sektoren Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung und dem Industriesektor, während die zweite Strategie lediglich für die öffentliche Elektrizitätsversorgung durchführbar erscheint.

Die Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher werden hier nicht näher betrachtet, da hier lediglich eine Substitution zwischen Steinkohle- und Braunkohlebriketts bei den Kohlefeuerungen stattfinden könnte. Diese Maßnahme hätte jedoch aufgrund der niedrigen CO₂-Emissionen der Braunkohle in diesen beiden Sektoren von insgesamt 4,54 Mio. t CO₂ im Jahr 1987 (vgl. Tabelle A.2) nur einen Einspareffekt von 0,19 Mio. t CO₂. Werden für die entstehenden Kosten die Differenzkosten der beiden Brennstoffe Steinkohle- und Braunkohlebriketts herangezogen, so würde eine Umsetzung der Verbrennung von Braunkohlebriketts auf Steinkohlebriketts bei den Haushalten und Kleinverbrauchern eine Kostenersparnis von - 32,7 Mio. DM erbringen. Die spezifischen Minderungskosten dieser Maßnahme ergeben sich somit zu -172,11 DM je t CO₂, was auf eine sehr gute Effizienz dieser Maßnahme schließen läßt. Eine Umsetzung dieser Maßnahme könnte jedoch nur über ein Verbrennungsverbot von Braunkohlebriketts erreicht werden.

Des weiteren wird im folgenden bei den Sofortmaßnahmen der Verkehrssektor aus der Betrachtung ausgeklammert, da in den Studienkomplexen A.1.4 und A.5.1 die hier zur Diskussion stehenden Maßnahmen näher beleuchtet und hinsichtlich ihres CO₂-Minderungspotentials verglichen werden sollen.

2.1 Sofortmaßnahmen bei der Stromerzeugung

Bei der Stromerzeugung wurden im Jahr 1987 insgesamt 2438 PJ an fossilen Brennstoffen eingesetzt. Hieraus resultieren CO₂-Emissionen von 232 Mio. t CO₂, was einem Anteil von 32,8 % an den gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 entspricht. In diesem Bereich sind als Sofortmaßnahmen zur Verringerung der CO₂-Emissionen die beiden oben andiskutierten Strategien möglich. Wird die verstärkte Nutzung von CO₂-ärmeren Energieträgern in Mischfeuerungen betrachtet, so gilt es zunächst festzuhalten, daß in der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 (Stand 31.12.87) insgesamt 10776,9 MW_e an Bruttoengpaßleistung von Steinkohle-/Heizöl-/Gas-Mischfeuerungen installiert sind /Bundesministerium für Wirtschaft, 1988/. Werden zusätzlich noch die entsprechenden Anlagen in der Industrie und bei der Deutschen Bundesbahn mit hinzugenommen, so sind in Steinkohle-Mischfeuerungen insgesamt im Jahr 1987 in der Bundesrepublik Deutschland 12890 MW_e installiert. Die Auslastung dieser Anlagen in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung betrug im Durchschnitt 3906 h im Jahr 1987 /VDEW, 1988/. Wird dieser Wert auch für die industrielle Stromerzeugung in Steinkohle-Mischfeuerungen angenommen, so wurden insgesamt in diesen Anlagen 50348 GWh Strom im Jahr 1987 erzeugt.

Der hierbei eingesetzte Brennstoff in Höhe von 460 PJ teilt sich zu 85 % auf die Steinkohle (391 PJ), zu 9 % auf das Erdgas (41 PJ) und zu 6 % auf Heizöl (28 PJ) auf. Damit wurden im Jahr 1987 rund 40,8 Mio. t CO₂ aus Mischfeuerungen emittiert. Ohne technische Veränderungen an den Anlagen könnte die statistisch gesehen mittlere Aufteilung der Brennstoffe von 85 % (Steinkohle) zu 15 % (Heizöl/Erdgas) auf ein Verhältnis von 50:50 variiert werden. Mittels dieser Maßnahme könnten die CO₂-Emissionen aus Mischfeuerungen auf 36,2 Mio. t CO₂ reduziert werden, was einer Minderung von 4,6 Mio. t CO₂ entspricht. Nicht betrachtet wird hier die auch denkbare Maßnahme, die gesamte Anlage nur noch mit Gas bzw. Heizöl betreiben zu lassen, da hiermit eine Leistungsreduktion einhergehen würde, was bei einem vorgegebenen Bedarfsprofil nicht ohne Zusatzmaßnahmen zu realisieren wäre.

Für die Bewertung der vorgestellten Maßnahme hinsichtlich der hierdurch entstehenden Kosten werden die Differenzkosten der eingesetzten Brennstoffe herangezogen, da sich sonst keine weiteren kostenrelevanten Veränderungen bei dieser Maßnahme ergeben. Mit den im Jahr 1987 vorliegenden Preiskonstellationen würden sich insgesamt durch diese Maßnahme Kosteneinsparungen von -441 Mio. DM beim Vergleich mit heimischer Steinkohle und Kostenerhöhungen von 654 Mio. DM beim Vergleich mit Importkohle

ergeben, wobei hier der letztgenannte Wert aufgrund der Abnahmeverpflichtungen des Jahrhundertvertrages und der dadurch notwendigen Einsparung von Importkohle der realistischere Wert wäre. Damit ergeben sich für diese Maßnahme spezifische Minderungskosten von -95,9 DM je t CO₂ bei der Betrachtung mit heimischer Kohle und von 142,1 DM je t CO₂ bei Importkohle.

Bei der indirekten Brennstoffsubstitution durch eine veränderte Auslastung der einzelnen Kraftwerkstypen müssen aufgrund der heute vorliegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen zunächst zwei Einschränkungen gemacht werden. So würde zum einen eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl eine Nachrüstung mit Rauchgasentschwefelungsanlagen bedingen, eine solche Maßnahme wurde jedoch als Sofortmaßnahme ausgeschlossen. Des weiteren könnte eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl nur zur Spitzenlastdeckung erfolgen, hier ist jedoch das CO₂-ärmere Erdgas der Konkurrenzenergieträger. Somit verbleiben noch als zu betrachtende Maßnahmen bei dieser Strategie 2 die Substitution von Braunkohle durch eine erhöhte Auslastung von Steinkohle- oder Erdgaskraftwerken und die Substitution von Steinkohle durch eine erhöhte Auslastung von Erdgaskraftwerken.

Das maximale technische Potential dieser Strategie ergibt sich, wenn die bestehenden Steinkohlekraftwerke (ohne Mischfeuerungen) mit einer installierten Leistung von 21084 MW_e bzw. die bestehenden Erdgaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 15667 MW_e in der Bundesrepublik Deutschland (Öffentliche Versorgung, Industrie und Deutsche Bundesbahn) /Bundesministerium für Wirtschaft, 1988/ bis hin zu einer Arbeitsausnutzung von 85,6 % (7500 Stunden pro Jahr) ausgelastet werden. Aus der Stromnachfragestruktur (Verlauf der Jahresdauerlinie) und aufgrund des sonstigen bestehenden Kraftwerksparks (Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke usw.) können die Steinkohle- und Erdgaskraftwerke jedoch nur bis zu einer Arbeitsausnutzung von maximal 5700 Stunden pro Jahr ausgelastet werden. Damit würden in den Steinkohlekraftwerken zusätzlich 29,4 TWh und in den Erdgaskraftwerken zusätzlich 68,2 TWh Strom erzeugt werden. Voraussetzung für eine solche Maßnahme wäre jedoch auch eine gemeinsame Kraftwerkseinsatzplanung der Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland.

Somit würde bei einer höheren Auslastung der Steinkohlekraftwerke die Nutzungsdauer der Braunkohlekraftwerke auf 3600 h/a zurückgehen. Dadurch ergeben sich Minderungen der CO₂-Emissionen von 7,9 Mio. t CO₂. Die entstehenden Kosten der Maßnahme werden durch die variablen Kosten der verschiedenen Anlagentypen bestimmt. Da ein Steinkoh-

lehmehreinsatz sowohl auf der Basis von heimischer Steinkohle als auch auf Importkohlebasis möglich ist, muß bei der Kostenbetrachtung zwischen den Preisen für heimische Steinkohle und den Importkohlepreisen differenziert werden. Insgesamt würden sich die Kosten bei der heimischen Steinkohle um rund 1682 Mio. DM erhöhen, demgegenüber würden bei der Importkohle Kostensenkungen von 144 Mio. DM resultieren. Damit weist diese Maßnahme spezifische Minderungskosten von 211,9 DM je t CO₂ bei der heimischen Steinkohle und von -18,1 DM je t CO₂ bei der Importkohle auf.

Bei einer höheren Auslastung der Erdgaskraftwerke bis zu 5700 h/a würde noch eine Restnutzungsdauer von 800 h/a für die Braunkohlekraftwerke resultieren. Es würden sich hieraus Minderungen der CO₂-Emissionen von 44,7 Mio. t CO₂ ergeben. Die entstehenden Kosten der Maßnahme werden wieder durch die variablen Kosten der Anlagentypen bestimmt, insgesamt würden sich die Kosten um rund 1921 Mio. DM erhöhen, wodurch diese Maßnahme eine Effizienz in Höhe von 42,97 DM je t CO₂ aufweist.

Wird die höhere Auslastung der Erdgaskraftwerke zur Substitution von in Steinkohlekraftwerken erzeugtem Strom untersucht, so ergibt sich aus der Kraftwerkspark- und aus der Stromnachfragestruktur eine maximal mögliche Auslastung der Erdgaskraftwerke von 4300 h/a. Die installierte Leistung an Steinkohlekraftwerken (ohne Mischfeuerung) würde dann noch mit 2100 h/a ausgenutzt werden. Hierdurch können insgesamt 17,8 Mio. t CO₂ eingespart werden. Da der dann substituierte Steinkohleinsatz (423 PJ) über den Einsatz von Importkohle für die Stromerzeugung (132,4 PJ im Jahr 1987) hinausgeht, lassen sich hier bei den Kosten zwei Varianten berechnen. Zum einen wird die gesamte Importkohle aus der Stromerzeugung verdrängt und zusätzlich wird der Restbetrag bei der heimischen Steinkohle substituiert (was jedoch eine Nichterfüllung des Jahrhundertvertrages bedeuten würde), zum anderen ist auch eine alleinige Substitution der heimischen Steinkohle denkbar, wofür jedoch die Aufgabe des Jahrhundertvertrages eine notwendige Voraussetzung wäre. Bei der ersten Variante (Importkohle und heimische Steinkohle) ergeben sich Minderkosten in Höhe von -446 Mio. DM, was eine Effizienz der Maßnahme von -25,03 DM je t CO₂ bedeutet. Bei der zweiten Variante (nur heimische Steinkohle) beträgt die Kostenminderung -1347 Mio. DM, woraus sich eine Effizienz der Maßnahme in Höhe von -75,56 DM je t CO₂ ergibt.

In der Tabelle 2.1 sind die Potentiale der Minderung klimarelevanter Spurengase durch Sofortmaßnahmen einander vergleichend gegenübergestellt.

Negative spezifische Minderungskosten weisen solche Maßnahmen auf, die die Stromerzeugung aus heimischer Steinkohle mit in den Vergleich einbeziehen sowie die Substitution von in Braunkohlekraftwerken erzeugten Strom durch eine höhere Auslastung der mit Importkohle gefeuerten Steinkohlekraftwerken. Den Maßnahmen bezüglich der heimischen Steinkohle steht jedoch als wesentliche Restriktion der Jahrhundertvertrag zur Verstromung der deutschen Steinkohle entgegen. Somit verbleiben als mögliche Alternativen noch Maßnahmen, die durch positive spezifische Minderungskosten gekennzeichnet sind. Mit den Ergebnissen der Tabelle 2.1 ist auch eine Vergleichsgrundlage für andere Sofortmaßnahmen bei der Stromerzeugung (z.B. höhere Auslastung der Kernkraftwerke) gegeben.

Tabelle 2.1

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategien
bei der Brennstoffsubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ST1	Misch-SK	Misch-Öl-G	-	-	-441	4,6	-95,87
ST1	Misch-IK	Misch-Öl-G	-	-	654	4,6	142,13
ST2	Steinkohle	Gas	-	-	-1347	17,8	-75,56
ST2	Import+SK	Gas	-	-	-446	17,8	-25,03
ST2	Braunkohle	Importkoh.	-	-	-144	7,9	-18,10
ST2	Braunkohle	Gas	-	-	1921	44,7	42,97
ST2	Braunkohle	Steinkohle	-	-	1682	7,9	211,89

2.2 Sofortmaßnahmen bei der Fernwärmeerzeugung

Bei der Fernwärmeerzeugung ist als Sofortmaßnahme zur Verringerung der CO₂-Emissionen nur die oben beschriebene Strategie 1 der Brennstoffsubstitution bei Mischfeuerungen möglich. Eine gemeinsame Einsatzplanung des gesamten Fernwärmesystems erscheint aufgrund der fehlenden Verbindungen der einzelnen Netze nicht denkbar.

Eine Umfrage unter den deutschen Fernwärmeunternehmen führte zu dem Ergebnis, daß insgesamt 4,4 % der in Heizwerken und in Heizkraftwerken installierten Wärmeengpaleistung in Höhe von 31752 MW_e in der heutigen Fernwärmewirtschaft /Kröhner, 1989/ sich auf eine Mischfeuerung von Steinkohle und Gas beziehen, die Mischfeuerungen von Steinkohle und Öl weisen einen Prozentsatz von 6,6 % auf und schließlich werden durch die Öl-Gas-Mischfeuerungen weitere 26,9 % der Engpaleistung bereitgestellt.

Mit diesen drei verschiedenen Mischfeuerungstypen wurden im Jahr 1987 in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt 73,3 PJ Fernwärme erzeugt. Dieser hier betrachtete Teil der Fernwärmeversorgung ist dabei mit CO₂-Emissionen in Höhe von 6,1 Mio. t CO₂ (34 % der CO₂-Emissionen der Fernwärmewirtschaft und 0,9 % der gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987) verbunden, ein im Vergleich zu der in Kapitel 2.1 behandelten Stromerzeugung sehr niedriger Wert. Damit kann nun das Potential der CO₂-Minderung der Sofortmaßnahme der Substitution der Energieträger Steinkohle durch Öl und Gas sowie von Öl durch Gas in Mischfeuerungen in der heutigen Fernwärmewirtschaft analysiert werden. Als maximal mögliche Verteilung der Brennstoffe bei den Anlagen wird wieder das Verhältnis von 50:50 angenommen.

Mittels dieser Maßnahme könnte bei den Steinkohle-Öl-Mischfeuerungen eine Minderung der CO₂-Emissionen um 0,11 Mio. t CO₂ erzielt werden. Für die Berechnung der mit dieser Maßnahme verbundenen Kosten werden nur die Differenzkosten der eingesetzten Brennstoffe betrachtet, es wird jedoch zwischen heimischer Steinkohle und Importkohle unterschieden. Insgesamt ergeben sich für diese Maßnahme Kostenminderungen um -30 Mio. DM bei der Betrachtung der heimischen Steinkohle und Kostenerhöhungen um 21 Mio. DM bei der Importkohle. Damit weisen diese beiden Alternativen spezifische Minderungskosten von -276,09 DM je t CO₂ (heimische Steinkohle) und von 143,26 DM je t CO₂ (Importkohle) auf.

Wird dieselbe Betrachtung bei den Steinkohle-Gas-Mischfeuerungen angestellt, so resultieren hierbei mögliche Minderungen der CO₂-Emissionen von 0,19 Mio. t CO₂. Auch hier müssen bei der Ermittlung der spezifischen Minderungskosten die unterschiedlichen Preise für heimische Steinkohle und für Importkohle berücksichtigt werden, so daß sich bei dieser Maßnahme die Kosten bei Betrachtung der heimischen Steinkohle um -10 Mio. DM verringern, während die Differenzkosten bei der Importkohle sich auf 25 Mio. DM belaufen. Als spezifische Minderungskosten der verstärkten Nutzung von Gas in Steinkohle-Gas-Mischfeuerungen ergeben sich -50,91 DM je t CO₂ bei der heimischen Steinkohle und 130,24 DM je t CO₂ bei der Importkohle.

Als dritte mögliche Sofortmaßnahme zur Minderung klimarelevanter Spurengase in der Fernwärmewirtschaft ist auch die verstärkte Nutzung von Gas in Öl-Gas-Mischfeuerungen denkbar. Hierdurch lassen sich 0,23 Mio. t CO₂ einsparen. Bei der Berechnung der spezifischen Minderungskosten ist lediglich eine Variante zu betrachten, so daß hier Mehrkosten in Höhe von 21 Mio. DM zu verzeichnen sind. Für diese Maßnahme ergeben sich spezifische Minderungskosten in Höhe von 91,96 DM je t CO₂.

Da die einzelnen betrachteten Maßnahmen unabhängig voneinander sind, kann für die Sofortmaßnahmen bei der Fernwärmeerzeugung ein technisches Potential der CO₂-Minderung von 0,53 Mio. t CO₂ angegeben werden (vgl. Tabelle 2.2). Dabei weisen die einzelnen Maßnahmen auch in etwa dieselben spezifischen Minderungskosten auf (bei Nichtbetrachtung der heimischen Steinkohle), so daß keine der andiskutierten Maßnahmen besonders hervorgehoben werden kann. Die Abweichungen zwischen den verschiedenen spezifischen Minderungskosten könnten bei einer leichten Veränderung der Energieträgerpreisrelationen aufgehoben werden oder es könnte sich hierdurch die Relation der Maßnahmen verändern.

Tabelle 2.2

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategien
bei der Brennstoffsubstitution in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FW1	Steink+Öl	Öl	-	-	- 30	0,11	-276,09
FW2	Steink+Gas	Gas	-	-	- 10	0,19	-50,91
FW3	Öl+Gas	Gas	-	-	21	0,23	91,96
FW2	Import+Gas	Gas	-	-	25	0,19	130,24
FW1	Import+Öl	Öl	-	-	21	0,11	143,26

2.3 Sofortmaßnahmen im Industriesektor

Bei der Betrachtung der Energieversorgungsstruktur in der Industrie ist zunächst zwischen der Eigenstromerzeugung und der Wärmeerzeugung zu differenzieren. Maßnahmen bei der industriellen Eigenstromerzeugung wurden schon in Kapitel 2.1 bei der Stromerzeugung mitbehandelt, so daß hier nur noch die Wärmeversorgung im Industriesektor zu betrachten ist.

Insgesamt werden rund 4,2 % der in der Industrie installierten Wärmeengpaßleistung durch Steinkohle-Öl-Mischfeuerungen und ca. 10,8 % der Engpaßleistung durch Steinkohle-Gas-Mischfeuerungen gedeckt. Mit dem Betrieb dieser Mischfeuerungen sind insgesamt CO₂-Emissionen in Höhe von 24 Mio. t CO₂ (21 % der durch den Endenergieverbrauch der Industrie entstehenden CO₂-Emissionen und 3,4 % der gesamten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987) verbunden. Dieser Anteil der CO₂-Emissionen in der Industrie kann wieder durch einen verstärkten Einsatz der CO₂-ärmeren fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas als Sofortmaßnahme vermindert werden.

Werden zunächst die Möglichkeiten der Minderung klimarelevanter Spurengase bei den Steinkohle-Öl-Mischfeuerungen untersucht, so können hierbei durch die veränderte Einsatzstruktur der beiden Energieträger Steinkohle und Öl die CO₂-Emissionen insgesamt um 0,4 Mio. t CO₂ vermindert werden. Bei der Berechnung der Kostendifferenz dieser Maßnahme ist die Unterscheidung der Preise für Importkohle und heimische Steinkohle relevant. Es ergeben sich CO₂-Minderungskosten von 75 Mio. DM bei der Betrachtung der Importkohle und es werden -106 Mio. DM bei der Betrachtung der heimischen Steinkohle eingespart. Somit lassen sich die spezifischen Minderungskosten dieser beiden Varianten zu 187,19 DM je t CO₂ bei der Importkohle und -267,41 DM je t CO₂ bei der heimischen Steinkohle ermitteln.

Als Ergebnis derselben Betrachtungsweise für die Steinkohle-Gas-Mischfeuerungen erhält man ein CO₂-Minderungspotential in Höhe von 2,6 Mio. t CO₂. Diese Emissionsminderung läßt sich, wenn der Importkohlepreis als Vergleichsmaßstab herangezogen wird, mit entstehenden Kosten von 350 Mio. DM erreichen, bei einem Vergleich mit der heimischen Steinkohle würde eine Kostenminderung in Höhe von -116 Mio. DM resultieren. Damit belaufen sich die spezifischen Minderungskosten dieser Maßnahme auf 134,50 DM je t CO₂ bei der Importkohle und bei der heimischen Steinkohle -44,44 DM je t CO₂.

In der Tabelle 2.3 sind die Ergebnisse für die beiden Sofortmaßnahmen im Industriesektor einander vergleichend gegenübergestellt. Da es sich hier um additive Maßnahmen zur CO₂-Minderung handelt, kann für die Maßnahmen ein Gesamtpotential der Emissionsminderung angegeben werden. Insgesamt könnten im Industriesektor durch Sofortmaßnahmen 3 Mio. t CO₂ vermieden werden. Dies sind 2,6 % der durch den Endenergieverbrauch im Industriesektor entstehenden CO₂-Emissionen und 0,4 % der gesamten CO₂-Emissionen des Jahres 1987 in der Bundesrepublik Deutschland (vgl. Tabelle A.2).

Tabelle 2.3

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategien
bei der Brennstoffsubstitution im Industriesektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
IN1	Steink+Öl	Öl	-	-	-106	0,40	-267,41
IN2	Steink+Gas	Gas	-	-	-116	2,60	-44,44
IN2	Import+Gas	Gas	-	-	350	2,60	134,50
IN1	Import+Öl	Öl	-	-	75	0,40	187,19

Da jedoch insbesondere im Industriesektor das Kostenargument eine entscheidende Rolle bei der Durchführung von Maßnahmen spielt, erscheint es bei einem Fortbestehen der gegenwärtigen Energiepreisrelationen nicht möglich, das technische Potential der CO₂-Minderung durch Sofortmaßnahmen im Industriesektor auch ausschöpfen zu können.

2.4 Zusammenfassende Bewertung der Sofortmaßnahmen

Wird das Augenmerk der Umweltpolitik auf solche Maßnahmen gerichtet, die eine möglichst sofortige Reduzierung der klimarelevanten Spurengase erzielen können, so sind bei der Stromerzeugung, bei der Fernwärmeerzeugung und im Industriesektor durch eine verstärkte Nutzung von CO₂-armen fossilen Energieträgern in Mischfeuerungen CO₂-Minderungen zu erreichen.

Da sich die dabei einzuleitenden Maßnahmen ergänzen, kann hier ein technisches Potential der Emissionsminderung angegeben werden, es beläuft sich aufsummiert über die drei Sektoren und die einzelnen Maßnahmen auf 9,1 Mio. t CO₂, was einer Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 (vgl. Tabelle A.2) um 1,3 % entspricht. Die hierbei einzuleitenden Maßnahmen sind in der Abbildung 2.1 nach ihrer Effizienz geordnet aufgetragen. Dabei ergeben sich die Unterschiede zwischen den beiden Kurven durch eine getrennte Betrachtung der heimischen Steinkohle und der Importkohle. Es zeigt sich, daß bei Betrachtung der Preise für heimische Steinkohle das gesamte technische Potential mit negativen spezifischen Minderungskosten verbunden ist, dagegen sind die spezifischen Minderungskosten bei der Importkohle immer positiv.

Eine zweite Möglichkeit, sofort eine Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erzielen, besteht in der verstärkten Auslastung von bestehenden Steinkohle- und Erdgaskraftwerken und einer entsprechenden Reduktion bei der Stromerzeugung in Braunkohle- bzw. in Steinkohlekraftwerken. Hier lassen sich rein technisch gesehen maximal (bei der Substitution von Braunkohle durch Erdgas) 44,7 Mio. t CO₂ einsparen, was eine Reduzierung der derzeitigen CO₂-Emissionen um rund 6 % bedeutet.

Alle Sofortmaßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase weisen jedoch, bei Nichtbetrachtung der heimischen Steinkohle, positive spezifische Minderungskosten auf. Da für die Umsetzung der Sofortmaßnahmen die Energiepreisdifferenz von entscheidender Bedeutung ist, müßte zur Reduktion der klimarelevanten Spurengase insbesondere der

Erdgaspreis im Vergleich zu den Preisen für Braunkohle, Importkohle und schwerem Heizöl verändert werden. Hier könnte eine Verdoppelung der Preise für Braunkohle und Importkohle und eine Anhebung der Preise für schweres Heizöl um 40 % den gewünschten Effekt erzielen. Für die praktische Umsetzung der oben diskutierten Maßnahmen ist insbesondere noch die Verfügbarkeit zusätzlicher Erdgasmengen zu klären, da eine volle Ausschöpfung des technischen Potentials einen Gasmehrverbrauch von ca. 760 PJ bzw. eine Erhöhung der Primärenergieverbrauchs an Gas in der Bundesrepublik Deutschland um 39 % mit sich bringen würde. Damit ist eine volle Ausschöpfung der Potentiale wahrscheinlich nicht möglich.

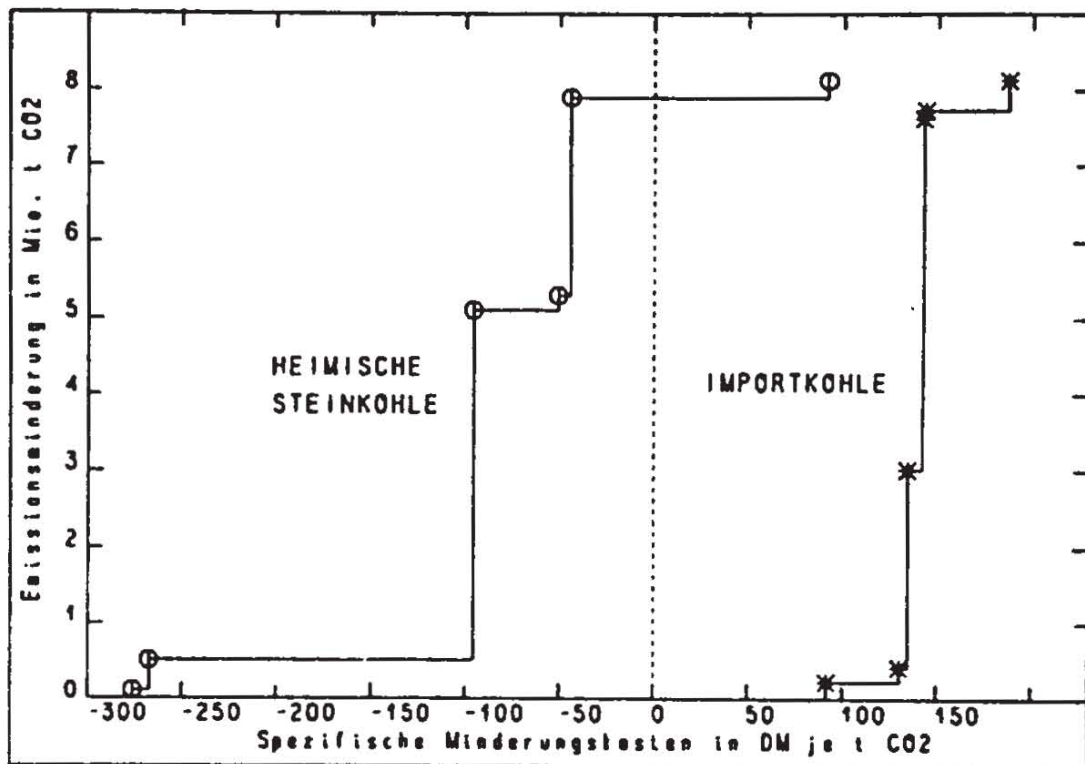


Abb. 2.1: Kosten-Potential-Funktionen für die Brennstoffsubstitution durch Sofortmaßnahmen bei Mischfeuerungen

3. Maßnahmen bei der Stromerzeugung in der nahen Zukunft

Bei der Stromerzeugung geht PROGNOSES im Referenzszenario mit Kernenergienutzung von einem Fortbestehen der heutigen Stromversorgungsstrukturen aus /PROGNOS, 1987/. Aufgrund einer steigenden Stromnachfrage kommt es gegenüber 1987 zu einem Leistungszubau, der sich auf die einzelnen Energieträger wie folgt aufteilt (vgl. Tabelle 3.1): Die installierte Leistung an Wasserkraft und Braunkohle bleibt konstant, der Leistungsanteil der Öl- und Gaskraftwerke geht weiter zurück und es erfolgt ein weiterer Zubau an Steinkohle- und an Kernkraftwerken.

Tabelle 3.1

Entwicklung der Bruttoengpaßleistung in der Bundesrepublik Deutschland in MW und in % /PROGNOS, 1987/

Energieträger	1987		2005	
	MW	%	MW	%
Wasserkraft	6744	6,7	6740	6,1
Kernenergie	19933	19,7	28764	25,9
Braunkohle	13517	13,4	13760	12,4
Steinkohle	33974	33,6	46040	41,5
Öl	10149	10,0	5254	4,7
Gas	15667	15,5	9400	8,5
Sonstige	1040	1,0	1040	0,9
Insgesamt	101024	100,0	110998	100,0

Die aus dieser Versorgungsstruktur resultierenden CO₂-Emissionen nach Energieträgern sind in Abbildung 3.1 den vergleichbaren Werten des Basisjahres 1987 gegenübergestellt. Der verstärkte Zubau von Steinkohlekraftwerken, aber auch eine Verschlechterung des Wirkungsgrades bei den Braunkohlekraftwerken (aufgrund der Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen bei den Altanlagen), führt zu einer deutlichen Steigerung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von 232 Mio. t CO₂ im Jahr 1987 auf 323 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 (vgl. Tabelle 3.2). Bei diesen Angaben ist jeweils die industrielle

Eigenstromerzeugung und die Stromerzeugung der Deutschen Bundesbahn mit enthalten. Damit steigt aber auch der spezifische CO₂-Emissionsfaktor für den Endenergieverbrauch an Strom von 176 kg CO₂ je GJ im Jahr 1987 /Fritsche, 1989/ auf 194 kg CO₂ je GJ im Jahr 2005 an.

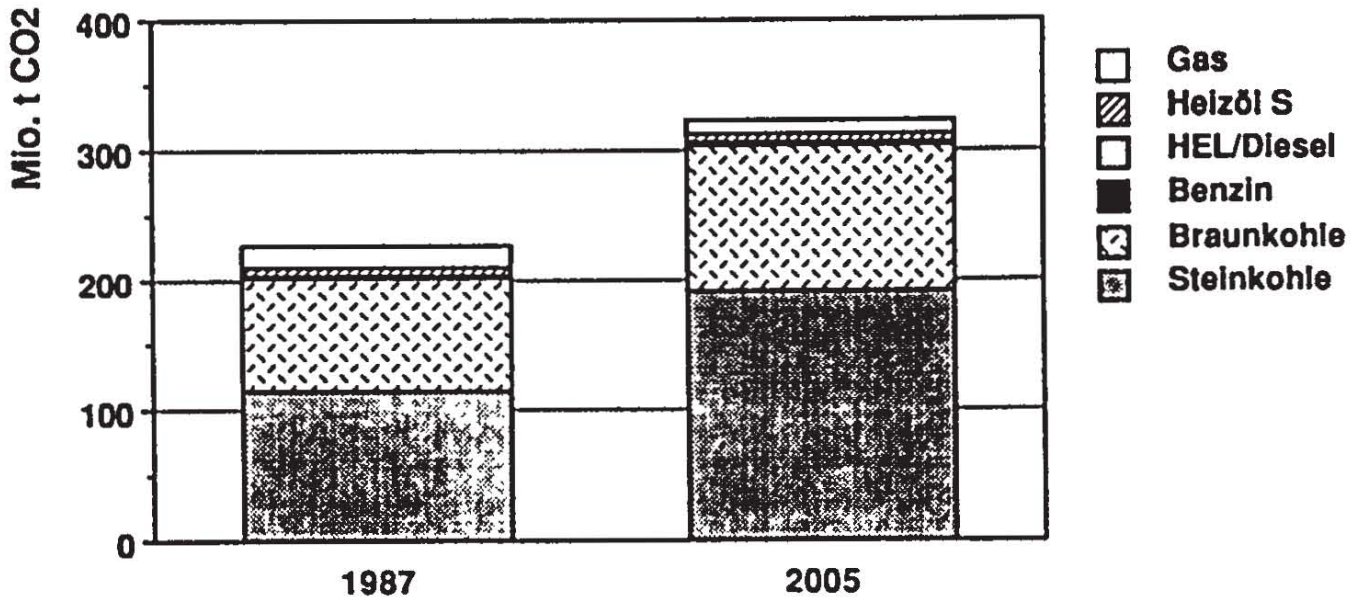


Abb. 3.1: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Tabelle 3.2

**Struktur der Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland
im Jahr 2005**

	Was- ser- kraft	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Gas	Öl	Inse- samt
Leistung in MW	6740	28764	13760	46040	9400	5254	109958
Vollbenutzungstunden in h/a	2900	6500	6700	4423	2000	1650	4818
Bruttostromerzeugung in TWh	19,5	187,0	92,2	203,6	18,8	8,7	529,8
Brutto-Wirkungsgrad in %	30,0	31,0	33,4	35,4	32,2	30,3	33,0
Brennstoffverbrauch in PJ	234,0	2171,6	993,7	2070,9	210,2	103,0	5783,4
CO ₂ -Emissionen in Mio. t CO ₂	-	-	111,3	192,6	11,6	7,9	323,4

Unter dieser Vorgabe sollen nun im folgenden die technischen und die wirtschaftlichen Potentiale der Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander ermittelt werden. Die grundlegenden technischen und ökonomischen Parameter für Referenzanlagen zur Stromerzeugung sind in Tabelle A.5 enthalten. Die Potentialbestimmung erfolgt gemäß den Vorgaben aus der Beschreibung

des Studienprogramms der Enquete-Kommission in der Rangordnung Braunkohle - Steinkohle - Mineralöle - Gas. An dieser Stelle erscheint jedoch noch einmal der Hinweis notwendig zu sein, daß diese Rangordnung durch die Betrachtung weiterer klimarelevanter Spurengase eine Änderung erfahren könnte.

Für die Ermittlung der Potentiale werden drei Strategien verfolgt. Zum einen kann der von PROGNOSE vorgegebene Kraftwerkspark durch eine Variation der Auslastung einzelner Kraftwerkstypen im Hinblick auf die CO₂-Minderung die Substitution fossiler Energieträger untereinander zur Folge haben (Strategie 1), zum anderen könnte von einer umweltpolitisch geprägten Kraftwerksausbauplanung und einer entsprechenden Ausrichtung bei dem Ersatz von Anlagen, die ihre Lebensdauer erreicht haben, ausgegangen werden (Strategie 2), wodurch sich die in Tabelle 3.1 ausgewiesene Aufteilung der installierten Leistung auf die einzelnen Energieträger verändern könnte. Bei dieser zweiten Strategie wird davon ausgegangen, daß die neu zu bauenden Anlagen die gleichen Auslastungen aufweisen werden wie die zu ersetzenden Anlagen. Schließlich werden bei der Strategie 3 auch all diejenigen Kraftwerke ersetzt, die im Referenzfall ihre Lebensdauer noch nicht erreicht haben, wobei jedoch bei der Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der Restwert dieser Anlagen miteinbezogen werden muß.

3.1 Technisches Potential

Zunächst wird im Rahmen der oben beschriebenen Strategie 1 das technische Potential ermittelt, das sich durch eine verstärkte Auslastung der sich im Jahr 2005 gemäß /PROGNOSE, 1987/ in Betrieb befindlichen Anlagen ergibt. Als maximale Auslastung der Anlagen wird eine Erhöhung der Arbeitsverfügbarkeit auf 85,6 % angenommen, was einer Jahresvollbenutzungszahl von 7500 h/a entspricht. Somit könnten zusätzlich zu den in Tabelle 3.2 enthaltenen Werten in Steinkohlekraftwerken 142 TWh/a Strom erzeugt werden, in den ölgefeuerten Anlagen wäre eine Bruttostrommehrerzeugung von 31 TWh/a möglich und in gasgefeuerten Kraftwerken könnte die Stromerzeugung um 52 TWh/a gesteigert werden. Zu berücksichtigen ist hierbei jedoch, daß aufgrund des Verlaufes der Jahresdauerlinie der Stromversorgung eine volle Ausschöpfung dieses Potentials der Strommehrerzeugung nicht in allen Fällen möglich ist.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Aufgrund des Verlaufes der Jahresdauerlinie wird bei der Betrachtung der höheren Auslastung der Steinkohlekraftwerke zur Substitution von in Braunkohlekraftwerken

erzeugtem Strom davon ausgegangen, daß bei den Steinkohlekraftwerken nur eine Erhöhung der Jahresvollbenutzungsstunden auf 6000 h/a möglich ist. Somit müssen in diesem Fall weiterhin 20 TWh/a in Braunkohlekraftwerken mit einer Auslastung von 1500 h/a erzeugt werden. Bei den Öl- und Gaskraftwerken spielen diese Überlegungen wegen der nur geringen installierten Leistungen keine Rolle. Es ergeben sich somit die folgenden technischen Potentiale bei der Strategie 1 zur Minderung der CO₂-Emissionen:

- 19,0 Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 8,6 Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 10,4 Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 30,6 Mio. t CO₂ bei Erdgas.

Obwohl bei den Gaskraftwerken nur eine geringere zusätzliche Stromerzeugung wie bei den Steinkohlekraftwerken erreicht werden kann, ist das technische Potential aufgrund der niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen bei einer Einzelbetrachtung der Maßnahmen am größten. Es ist jedoch auch eine Maßnahme denkbar, bei der zusätzlich zur maximalen Auslastung der Gaskraftwerke auch die Ölkraftwerke maximal ausgelastet und mit leichtem Heizöl betrieben werden sowie der dann noch zu substituierende Strom aus Braunkohlekraftwerken durch eine höhere Auslastung der Steinkohlekraftwerke ersetzt wird. Mit dieser Maßnahmenkombination könnten insgesamt 43,6 Mio. t CO₂ eingespart werden.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Die bei der Strategie 1 zusätzlich mögliche Stromerzeugung aus Öl- und Gaskraftwerken ergibt eine CO₂-Minderung von

- 0,6 Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 2,4 Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 17,1 Mio. t CO₂ bei Erdgas.

Auch hierbei ist wieder eine Maßnahmenkombination der höheren Auslastung von Öl- und Gaskraftwerken denkbar, die zusammen ein CO₂-Minderung von 19,5 Mio. t CO₂ erzielen könnte.

Substitution von Mineralölen durch Gas

Die bei der Strategie 1 zusätzlich mögliche Stromerzeugung aus Gaskraftwerken übersteigt die im Jahr 2005 erzeugte Menge an Strom in Ölkraftwerken. Es könnte folglich die gesamte Bruttostromerzeugung der Ölkraftwerke mittels einer höheren Auslastung der Gaskraftwerke ersetzt werden. Die Beschränkungen, die dieser Maßnahmen aufzuerlegen

sind, ergeben sich aus der Lastcharakteristik der Stromnachfrage, die eine Aufteilung der Stromerzeugung in unterschiedliche Lastbereiche notwendig macht. Die hieraus resultierende CO₂-Minderung beträgt 2,4 Mio. t CO₂, die sich zu 2,0 Mio. t CO₂ auf den Ersatz von schwerem Heizöl und zu 0,4 Mio. t CO₂ auf die Substitution von leichtem Heizöl aufteilt.

Da für alle zu betrachtenden fossilen Energieträger (Steinkohle, leichtes und schweres Heizöl sowie Erdgas) eine Nutzungstechnologie zur Stromerzeugung in dem Leistungs-niveau der zu substituierenden Kraftwerke zur Verfügung steht, besteht bei der Strategie 2 keine Beschränkung für einen Ersatz der Anlagen. Es ist auch davon auszugehen, daß alle Kraftwerksstandorte an ein Gasnetz angeschlossen sind bzw. werden können. Somit könnte der gesamte Bestand an fossilen Kraftwerken durch den Neubau anderer fossiler Kraftwerke ersetzt werden. Die daraus resultierenden technischen Potentiale der Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Energieträger werden für die einzelnen Maßnahmen aufsummiert für die Strategie 2 und 3 sowie in Klammern für die Strategie 2 (Ersatz der Anlagen, die die technische Lebensdauer erreicht haben) angegeben.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Da für die Planung und die Konzeption neuer Kraftwerke eine gewisse Vorlaufzeit notwendig ist, wird davon ausgegangen, daß die ersten neuen Anlagen im Jahr 1995/96 in Betrieb gehen könnten. Damit müßten in dem Zeitraum von 1995/96 bis zum Jahr 2005 rund 20 Steinkohlekraftwerke oder ca. 22 große Öl- bzw. Gaskraftwerke gebaut werden. Dies erscheint anhand der vorhandenen Industriekapazität durchführbar zu sein. Als technisches Potential der CO₂-Minderung ergeben sich somit bei dem vollständigen Ersatz der im Jahr 2005 bestehende Leistung der Braunkohlekraftwerke

- 24,1 (14,7) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 57,9 (40,4) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 61,3 (42,8) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 76,0 (53,4) Mio. t CO₂ bei Erdgas.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Bei der Substitution der gesamten installierten Leistung aus Steinkohlekraftwerken durch Öl- oder Gaskraftwerke müßten bis zum Jahr 2005 insgesamt 74 Öl- oder Gaskraftwerke zugebaut werden, was einer jährlichen Zubaurate von 6,5 Kraftwerken, beginnend mit

dem Jahr 1995, entspricht. Dies erscheint jedoch mit den in der kraftwerksbauenden Industrie zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten durchaus bereitgestellt werden zu können. Somit ergibt sich ein technisches Potential der CO₂-Minderung von

74,7 (35,3) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
82,2 (38,9) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
112,6 (53,2) Mio. t CO₂ bei Erdgas.

Substitution von Mineralölen durch Gas

Bei der Substitution der gesamten installierten Leistung aus Ölkraftwerken durch Gasturbinenanlagen müßten bis zum Jahr 2005 insgesamt 35 Gasturbinen zugebaut werden, was einer jährlichen Zubaurate von 2,7 Kraftwerken, beginnend mit dem Jahr 1993, entspricht. Dies erscheint aufgrund der vorhandenen Produktionskapazitäten keine Probleme zu bereiten. Insgesamt können mit dieser Strategie 2,5 Mio. t CO₂ gemindert werden, wobei sich 2,1 Mio. t CO₂-Minderung aus der Substitution von schwerem Heizöl ergeben und 0,4 Mio. t CO₂ durch den Ersatz von leichtem Heizöl. Dabei gilt es zu berücksichtigen, daß bis zum Jahr 2005 im Referenzfall von /PROGNOS, 1987/ kein Ersatz von Ölkraftwerken erfolgt, es wird lediglich Kapazität abgebaut.

Die bei den Strategien 2 und 3 ermittelten technischen Potentiale der einzelnen Maßnahmen für die einzelnen fossilen Energieträger sind nun nicht mehr miteinander verknüpfbar, sondern sie stellen Alternativen dar, die hinsichtlich ihrer Zielerreichung überprüft werden müssen. Zusammengefaßt ergibt sich als maximales technisches Potential der Minderung von CO₂-Emissionen bei einer völlig unabhängig verfolgten Strategie bezüglich eines Energieträgers in der Stromerzeugung eine CO₂-Minderung von

24,1 (14,7) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
132,6 (75,7) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
143,6 (81,7) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
190,9 (106,6) Mio. t CO₂ bei Erdgas.

Im letzten Fall würde die gesamte fossile Stromerzeugung in Gaskraftwerken (GuD-Anlagen und Gasturbinen) erfolgen.

3.2 Spezifische Minderungskosten

Bei der Strategie 1 wurde von dem von PROGNOS vorgegebenen Kraftwerkspark ausgegangen und lediglich die Auslastung der Kraftwerke variiert. Somit sind für den

Kostenvergleich der Maßnahmen nur die variablen Kosten im Jahr 2005 als Entscheidungskriterium relevant.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Es zeigt sich (vgl. Tabelle 3.3), daß alle Maßnahmen zur Substitution des in Braunkohlekraftwerken erzeugten Stroms höhere Kosten aufweisen als die Stromerzeugung mit Braunkohle. Es handelt sich hierbei durchweg um Maßnahmen, die positive Effizienzen (spezifische Minderungskosten) haben. Am günstigsten erweist sich dabei im Vergleich die Importkohle, d. h. eine vom Jahrhundertvertrag losgelöste Betrachtung der Stromerzeugung im Jahr 2005.

Die Kostendifferenz für die Maßnahmenkombination aus höherer Auslastung der Erdgas-, Heizöl- und Steinkohlekraftwerke liegt mit 8,6 Mrd. DM (bei heimischer Steinkohle) und 8,0 Mrd. DM (bei Importkohle) über den Werten der Tabelle 3.3, bei dieser Maßnahme wird jedoch mit einer Minderung von 43,6 Mio. t CO₂ auch ein erheblich höheres Potential erschlossen, so daß die Effizienzen mit 197 DM je t CO₂ (bei heimischer Steinkohle) bzw. 184 DM je t CO₂ in dem betrachteten Bereich der Tabelle 3.3 zu liegen kommen.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Bei einer verstärkten Auslastung der Öl- und Gaskraftwerke zur Substitution von in Steinkohlekraftwerken erzeugtem Strom ergeben sich bei Zugrundelegung von Importkohlepreisen stets positive spezifische Minderungskosten (vgl. Tabelle 3.4), wobei die Effizienzwerte auch noch sehr hoch ausfallen. Bei der Betrachtung der Preise für heimische Steinkohle weist demgegenüber nur die Substitution durch leichtes Heizöl positive spezifische Minderungskosten auf, die Substitution durch schweres Heizöl erweist sich als sehr effizient, während der verstärkte Gaseinsatz hier gerade an der Schwelle zwischen negativen und positiven spezifischen Minderungskosten anzusiedeln ist.

Substitution von Mineralölen durch Gas

Die Substitution der Stromerzeugung in Ölkraftwerken durch eine verstärkte Ausnutzung der Gaskraftwerke erweist sich sowohl für leichtes als auch für schweres Heizöl als effizient (vgl. Tabelle 3.5). Insbesondere ist hier der Ersatz von leichtem Heizöl durch

Gas hervorzuheben. Diese Maßnahme scheint auch nach den Entwicklungstendenzen in der jüngeren Vergangenheit in der Stromerzeugung durchsetzbar zu sein.

Tabelle 3.3

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategie 1
bei der Braunkohlesubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ST1	Braunkohle	Importkoh.	-	-	1000,0	18,981	52,68
ST1	Braunkohle	Gas	-	-	3759,5	30,620	122,78
ST1	Braunkohle	Heizöl S	-	-	2081,7	8,620	241,50
ST1	Braunkohle	Steinkohle	-	-	5282,5	18,981	278,30
ST1	Braunkohle	Heizöl L	-	-	4126,7	10,446	395,05

Tabelle 3.4

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategie 1
bei der Steinkohlesubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ST1	Importkoh.	Gas	-	-	3047,5	17,105	178,16
ST1	Importkoh.	Heizöl L	-	-	3703,5	2,411	1536,08
ST1	Importkoh.	Heizöl S	-	-	1658,5	0,585	2835,04
ST1	Steinkohle	Heizöl S	-	-	- 154,5	0,585	-264,10
ST1	Steinkohle	Gas	-	-	- 1,9	17,105	-0,11
ST1	Steinkohle	Heizöl L	-	-	1890,5	2,411	784,11

Tabelle 3.5

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategie 1
bei der Mineralölsubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ST1	Heizöl L	Gas	-	-	- 105,1	0,431	-243,85
ST1	Heizöl S	Gas	-	-	32,0	2,000	15,98

Hinsichtlich der Bewertung der Maßnahmen der Strategie 2 mit Kosten gilt es zunächst zu bedenken, daß im Jahr 2005 auch noch Kraftwerke in Betrieb sind, die noch nicht die technische Lebensdauer erreicht haben. Mittels der Informationen zur Altersstruktur der Kraftwerke für diesen Teil des Kraftwerkparcs, der noch nicht seine technische Lebensdauer erreicht hat, ist hier eine Restwertbetrachtung möglich /Rosek, 1981/. Diese Fälle

sind in den Tabellen 3.6 bis 3.8 als **Strategie 3 (ST3)** gekennzeichnet. Im Gegensatz zur Strategie 1 werden hier nicht nur die variablen Kosten betrachtet, sondern es wird eine Gesamtbetrachtung der Kosten einschließlich Investitionen und sonstige fixe Kosten durchgeführt.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Für die sich im Jahr 2005 noch in Betrieb befindlichen Braunkohlekraftwerke, die im PROGNOS-Referenzfall noch nicht ersetzt worden sind und somit mit ihrem Restwert bewertet werden müssen, ergibt sich eine durchschnittliche Restlebensdauer von 11 Jahren. Es zeigt sich (vgl. Tabelle 3.6), daß bei den beiden Varianten dieser Betrachtungsweise die Importkohlekraftwerke und die Kraftwerke, die mit schwerem Heizöl gefeuert werden, den Braunkohlekraftwerken bezüglich der Stromgestehungskosten noch am nächsten kommen, sie weisen jedoch auch positive Effizienzen auf. Die schlechteste Effizienz wird hier wieder bei Zugrundelegung der Preise für heimische Steinkohle erreicht. Des weiteren zeigt sich, daß ein frühzeitiger Ersatz der bestehenden Anlagen keinen signifikanten Einfluß auf die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs hat, hier ist das beschränkte Kapitalangebot der hemmende Faktor.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Für die sich im Jahr 2005 noch in Betrieb befindlichen Steinkohlekraftwerke, die im PROGNOS-Referenzfall noch nicht ersetzt worden sind, ergibt sich eine durchschnittliche Restlebensdauer von 16 Jahren. Es zeigt sich (vgl. Tabelle 3.7), daß bei den beiden Varianten dieser Betrachtungsweise bei dem Vergleich mit heimischer Steinkohle nur negative spezifische Minderungskosten auftreten, die wiederum für die mit schwerem Heizöl gefeuerten Anlagen am günstigsten sind. Die mit schwerem Heizöl gefeuerten Kraftwerke weisen auch im Vergleich mit Importkohle (ohne Restwertbetrachtung) negative spezifische Minderungskosten auf, die jedoch um eine Größenordnung niedriger liegen als beim Vergleich mit heimischer Steinkohle. Es zeigt sich auch bei diesem Fall, daß die niedrigeren spezifischen Minderungskosten der HS-Kraftwerke mit einem niedrigeren Potential zur CO₂-Minderung verbunden sind als die Gaskraftwerke (vgl. Tabelle 3.7). Hier könnte die zu erzielende Gesamtminderung der klimarelevanten Spurengase das Entscheidungskriterium für die eine oder die andere Maßnahme sein.

Substitution von Mineralölen durch Gas

Im PROGNOSE-Referenzfall werden bis zum Jahr 2005 keine ölgefeuerten Kraftwerke wieder durch Ölkraftwerke ersetzt, so daß sich die Betrachtung bei dieser Maßnahme auf die Restwertbetrachtung reduziert (ST3). Für die sich im Jahr 2005 noch in Betrieb befindlichen Ölkraftwerke läßt sich eine durchschnittliche Restlebensdauer von 7 Jahren ermitteln. Der Ersatz der Ölkraftwerke durch Gasturbinen ergibt sowohl für schweres als auch für leichtes Heizöl negative spezifische Minderungskosten (vgl. Tabelle 3.8), wobei insbesondere der Ersatz von leichtem Heizöl mit -330 DM je t CO₂ eine hohe Effizienz aufweist.

3.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

Aussagen zum wirtschaftlichen Potential und erst recht zum Erwartungspotential der verschiedenen Techniken sind auf dem hier vorliegenden Aggregationsniveau nur sehr pauschal möglich. Für genauere Aussagen würde es einer systemaren Gesamtbetrachtung und des Einsatzes von Energiemodellen bedürfen. Des weiteren werden hier nur Ausschnitte des gesamten Energieversorgungs- und -nachfragesystems betrachtet, die durch die Ergebnisse der anderen Studienschwerpunkte ergänzt werden müßten.

Die durchgeführte Analyse legt jedoch die Vermutung nahe, daß in der nahen Zukunft kein wirtschaftliches Potential für die Substitution der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken durch die Stromerzeugung in anderen fossilen Systemen besteht. Demgegenüber könnte ein Ersatz der mit heimischer Steinkohle gefeuerten Anlagen durchaus wirtschaftlich sein, hier ist jedoch der Jahrhundertvertrag (und seine eventuelle Verlängerung über das Jahr 1995 hinaus) als Restriktion zu beachten. Wird der Vergleich auf die Importkohle bezogen, so weisen hier die Ergebnisse für die mit schwerem Heizöl gefeuerten Anlagen durchaus auf eine wirtschaftliche Alternative hin. Als einzige wirtschaftliche Alternative, deren Umsetzung auch für die Zukunft zu erwarten ist, verbleibt jedoch nur die Substitution der Spitzenlaststromerzeugung in Heizölkraftwerken durch die Stromerzeugung in Gasturbinen.

Tabelle 3.6

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategien 2 und 3
bei der Braunkohlesubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
ST2	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	248,2	14,712	16,87
ST2	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	738,4	40,407	18,27
ST3	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	383,2	17,510	21,88
ST2	Braunkohle	Gas	nein	-	1218,8	53,377	22,83
ST3	Braunkohle	Gas	ja	-	588,6	22,697	25,93
ST3	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	261,5	9,388	27,85
ST2	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	3682,3	42,794	86,05
ST3	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	1656,1	18,544	89,31
ST2	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	3367,8	14,712	228,92
ST3	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	2252,1	9,388	239,89

Tabelle 3.7

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategien 2 und 3
bei der Steinkohlesubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
ST2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-63,6	35,300	-1,80
ST2	Importkoh.	Gas	nein	-	574,5	53,211	10,80
ST3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	446,7	39,392	11,34
ST3	Importkoh.	Gas	ja	-	1159,8	59,379	19,53
ST2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	4300,0	38,872	110,62
ST3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	5553,4	43,377	128,03
ST2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-5398,1	35,300	-152,92
ST3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-5506,2	39,392	-139,78
ST2	Steinkohle	Gas	nein	-	-4760,0	53,211	-89,46
ST3	Steinkohle	Gas	ja	-	-4793,1	59,379	-80,72
ST2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-1034,5	38,872	-26,61
ST3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-399,5	43,377	-9,21

Tabelle 3.8

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der Strategie 3
bei der Mineralölsubstitution in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
ST3	Heizöl L	Gas	ja	-	- 136,7	0,414	-330,19
ST3	Heizöl S	Gas	ja	-	- 16,0	2,103	7,61

Ein wichtiger Parameter, wenn nicht sogar der wichtigste, bei der Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen ist die Entwicklung der Energieträgerpreise. Deshalb soll im folgenden kurz untersucht werden, welchen Einfluß die Energieträgerpreisdifferenzen auf das abgeleitete Ergebnis bei der Substitution fossiler Energieträger untereinander bei der Stromerzeugung hat. Hierzu wird im folgenden die Höhe der Anhebung der Energieträgerpreise für die fossilen Brennstoffe Braunkohle, Importkohle, heimische Steinkohle, schweres Heizöl und leichtes Heizöl im Verhältnis zum Erdgaspreis bzw. die Absenkung des Erdgaspreises im Verhältnis zu den Preisen der anderen fossilen Brennstoffen analysiert, damit in der nahen Zukunft bei der Stromerzeugung eine Kostengleichheit zwischen der Stromerzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken und der Stromerzeugung in den anderen fossilen Kraftwerken resultiert.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten k eines Kraftwerks mit dem Brennstoff i ergeben sich aus der Gleichung 3.1 durch die Verknüpfung der spezifischen Kapitalwerte der Brennstoffpreise KB und der sonstigen Kosten KS mit der Auslastung h und dem Wirkungsgrad ETA des Kraftwerks:

$$(3.1) \quad k_i = \frac{KS_i}{h_i} + \frac{KB_i}{ETA_i}$$

[DM]
[DM]

[kW_{o1} * a]
[MWh_{cb}]

[1000 h]
[MWh_{o1}]

[a]
[MWh_{cb}]

Um die Kostengleichheit verschiedener Kraftwerkstypen i und j zu gewährleisten, muß die Bedingung der Gleichung 3.2 erfüllt werden, wobei für die Größen die Einheiten der Gleichung 3.1 gültig sind:

$$(3.2) \quad \frac{KS_i}{h_i} + \frac{KB_i}{ETA_i} = \frac{KS_j}{h_j} + \frac{KB_j}{ETA_j}$$

Die Auflösung der Gleichung 3.2 nach dem spezifischen Kapitalwert des Brennstoffpreises KB für den Energieträger i führt entsprechend zu dem Ergebnis der Gleichung 3.3:

$$(3.3) \quad KB_i = \left(\frac{KS_j}{h_j} - \frac{KS_i}{h_i} + \frac{KB_j}{ETA_j} \right) * ETA_i$$

Die Aufteilung des Brennstoffpreises KB_i in den tatsächlichen Brennstoffpreis KBT_i und einen über den Betrachtungszeitraum konstanten Zuschlag zum Brennstoffpreis TAX_i , sowie die Umformung der Gleichung 3.3 in eine Abhängigkeit des Zuschlags von der Auslastung der Anlagen ($h_i = h_j = h$) ergibt die Formel der Gleichung 3.4:

$$(3.4) \quad TAX_i = \left(KB_j * \frac{ETA_i}{ETA_j} - KBT_i \right) + \left[(KS_j - KS_i) * ETA_i \right] * \frac{1}{h}$$

Mit der Gleichung 3.4 kann nun bei vorliegenden Information über die Kraftwerkskosten KS und -wirkungsgrade ETA (vgl. Tabelle A.5) sowie einer Entwicklung der Energieträgerpreise der über den Betrachtungszeitraum konstante Zuschlag zu den Brennstoffpreisen der Energieträger i (Braunkohle, Importkohle, heimische Steinkohle, schweres Heizöl und leichtes Heizöl) ermittelt werden, damit die Stromerzeugung in dem Kraftwerk j (Gas) kostengleich ist. Hinzuweisen ist hier noch einmal darauf, daß es sich bei den Brennstoffpreisen KBT_i und KB_i um die spezifischen Kapitalwerte der Brennstoffpreise handelt, ermittelt über den gesamten Betrachtungszeitraum. Das Ergebnis der Berechnung der Gleichung 3.4 ist in Abbildung 3.2 für den vorliegenden Vergleich der Stromerzeugung in Braunkohle-, in Steinkohle- sowie in Ölkraftwerken gegenüber der Stromerzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken dargestellt.

Die Abbildung 3.2 zeigt, daß die Stromerzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken gegenüber der Stromerzeugung mit heimischer Steinkohle und mit leichtem Heizöl über die gesamte betrachtete Auslastungsbandbreite wirtschaftlich ist, was durch die negativen Zuschlagswerte zum Ausdruck kommt. Demgegenüber ist bei der Stromerzeugung in Braunkohle- und in Importkohlekraftwerken die Wirtschaftlichkeitsschwelle gegenüber Gas-GuD-Kraftwerken bei einer Auslastung von etwas mehr als 4000 Stunden pro Jahr anzusetzen. Hier wäre ein maximaler Zuschlag von ca. 2 DM je GJ (bei der Importkohle) bzw. 2,5 DM je GJ (bei der Braunkohle) notwendig, damit die Gas-GuD-Kraftwerke auch bei hohen Auslastungen (Grundlastbetrieb) wirtschaftlich arbeiten könnten. Dies würde bedeuten, daß die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Energieträgerpreise von Braunkohle und Importkohle fast eine Verdoppelung erfahren müßten. Die Stromerzeugung in Ölkraftwerken, die mit schwerem Heizöl befeuert werden, ist bei den in

Abbildung 3.2 betrachteten Auslastungen immer kostengünstiger als in Gas-GuD-Kraftwerken. Hieraus ergibt sich, daß für die gesamte Auslastungsbandbreite ein zusätzlicher Aufschlag auf die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Preise zwischen 0,5 und 1 DM je GJ auf den Preis für schweres Heizöl notwendig wäre, damit die Gas-GuD-Kraftwerke im Vergleich wirtschaftlich wären. Dies bedeutet, daß die für 1991 vorgesehene Mineralölsteuer auf schweres Heizöl in Höhe von 0,73 DM je GJ verdoppelt werden müßte.

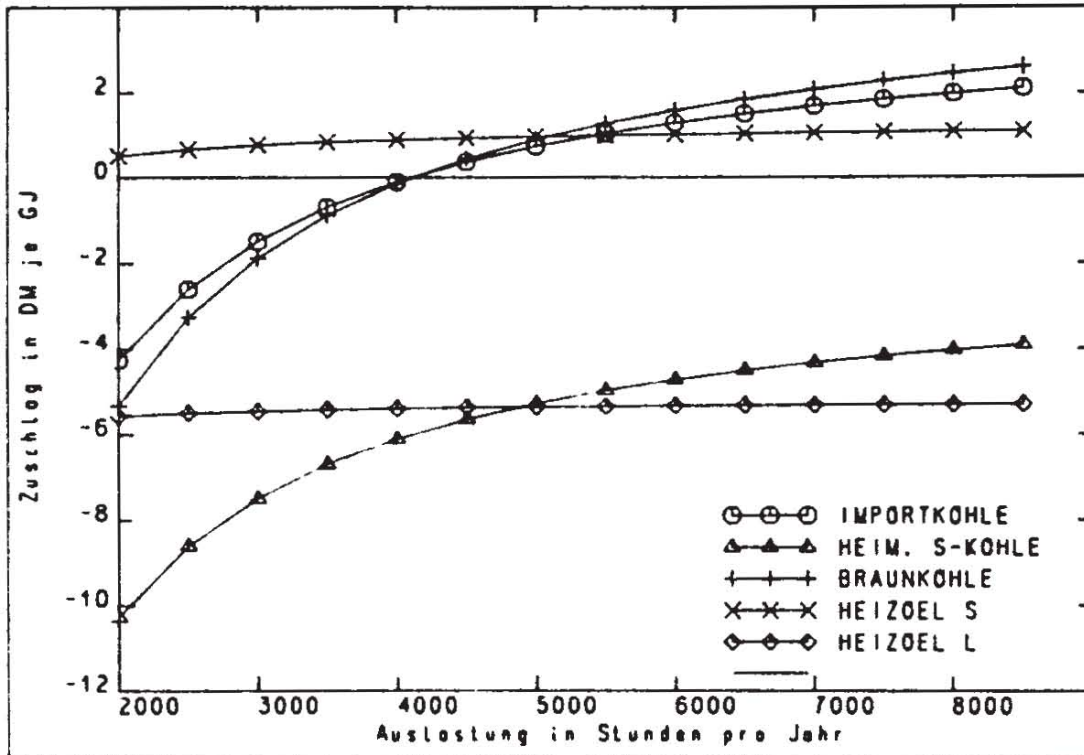


Abb. 3.2: Zuschlag zu den vorgegebenen Brennstoffpreisen zur kostengleichen Stromerzeugung von fossilen Kraftwerken mit Gas-GuD-Kraftwerken

Die Abbildung 3.2 zeigt auch, welche Zuschläge zum Beispiel bei einem Vergleich von Braunkohle mit leichtem oder mit schwerem Heizöl notwendig wären, da sich diese Werte aus der Subtraktion der entsprechenden Werte in der Abbildung 3.2 ergeben (vgl. Gleichung 3.4). So wäre zum Beispiel zur Kostengleichheit der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken und in mit schwerem Heizöl befeuerten Kraftwerken bei einer hohen Auslastung ein Zuschlag von rund 1,5 DM je GJ auf den Braunkohlepreis notwendig.

Des weiteren ist aus der Abbildung 3.2 zu ermitteln, daß ein Zuschlag auf die Energieträgerpreise entsprechend ihrer spezifischen CO₂-Emissionen nicht den gewünschten Effekt erreichen kann, da die Differenzen bei den spezifischen Stromgestehungskosten der unterschiedlichen fossilen Brennstoffe stark von der Auslastung abhängig sind.

4. Maßnahmen bei der Fernwärmeerzeugung in der nahen Zukunft

Bei der Fernwärmewirtschaft geht PROGNOSES im Referenzszenario mit Kernenergienutzung von einem moderaten Anstieg des Endenergieverbrauchs an Fernwärme in Höhe von 1,3 %/a aus /PROGNOS, 1987/. Erst für den in einem weiteren Szenario untersuchten Kernenergieausstieg werden die möglichen zusätzlichen Potentiale der Fernwärme in der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland untersucht. Um jedoch die Konsistenz mit den übrigen Studienkomplexen des Studienprogramms der Enquete-Kommission zu gewährleisten, wird im folgenden von der Entwicklung der Fernwärmewirtschaft im PROGNOSES-Referenzfall ausgegangen.

PROGNOS macht über die Angabe der Endenergieverbrauchs an Fernwärme hinaus keine Angaben zur Struktur der Fernwärmewirtschaft in der nahen Zukunft. Um jedoch die Entwicklung der aus der Fernwärmeversorgung resultierenden CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 abschätzen zu können, wurde von einer Fortentwicklung der im Jahr 1987 bestehenden Strukturen ausgegangen /Kröhner, 1989/. Damit ergibt sich der in Abbildung 4.1 dargestellte Vergleich der CO₂-Emissionen der Fernwärmewirtschaft im Basisjahr 1987 mit dem Stützjahr 2005.

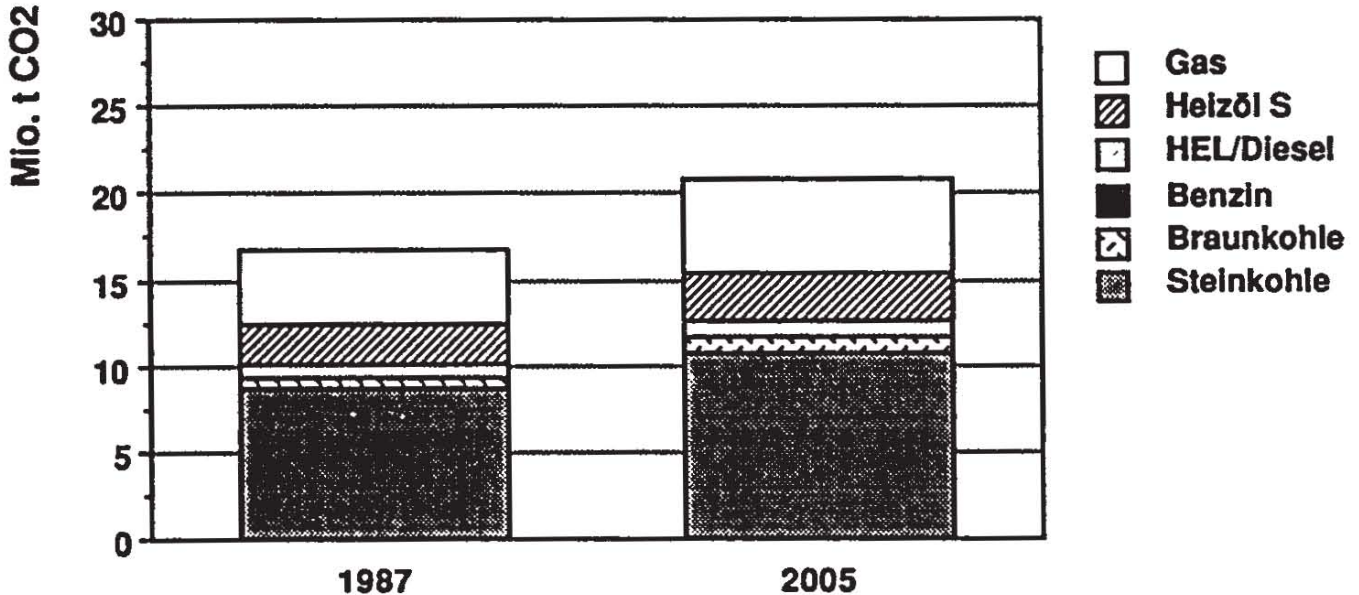


Abb. 4.1: CO₂-Emissionen der Fernwärmeerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Da es sich hierbei um eine tendenzielle Fortschreibung der heutigen Versorgungsstruktur handelt und da der Endenergieverbrauch an Fernwärme nach /PROGNOS, 1987/ um rund 25 % gegenüber 1987 ansteigt, kommt es auch zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen der Fernwärmeversorgung von ca. 18 Mio. t CO₂ im Jahr 1987 auf rund 22 Mio. t CO₂ bis ins Jahr 2005. Der Anteil der CO₂-Emissionen der Fernwärmewirtschaft an den gesamten, hier betrachteten CO₂-Emissionen (vgl. Abbildung 1.1) beträgt somit 3,2 % im Jahr 2005 gegenüber 2,7 % im Basisjahr. Die Fernwärmeversorgung emittiert damit aber im Jahr 2005 nur 6,8 % der CO₂-Emissionen der in Kapitel 3 behandelten Stromversorgung.

Unter diesen Rahmenbedingungen sollen nun die technischen und die wirtschaftlichen Potentiale der Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander in der Fernwärmeerzeugung ermittelt werden. Damit jedoch die Struktur der Fernwärmewirtschaft bei der Potentialbestimmung deutlicher hervorgeht, wurde auf der Basis einer Umfrage unter den Fernwärmeunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland eine weitere Disaggregation des Fernwärmesystems vorgenommen. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Tabelle A.17 dargestellt. Im folgenden wird für die Untersuchung zum einen zwischen der Fernwärmeversorgung aus Heizwerken und aus Heizkraftwerken differenziert, zum anderen erfolgt bei beiden Systemen eine Unterscheidung nach typischen Größenklassen der Erzeugersysteme:

- Klasse 1 : 2 bis 50 MW_{th} Wärmeleistung
- Klasse 2 : 50 bis 200 MW_{th} Wärmeleistung
- Klasse 3 : > 200 MW_{th} Wärmeleistung.

Die notwendigen technischen und ökonomischen Parameter zur Beschreibung der zu betrachtenden fossilen Systeme Braunkohle, Steinkohle, Mineralöle und Gas sind in den Tabellen A.8, A.9 und A.10 für die Heizkraftwerke und in den Tabellen A.12 und A.13 für die Heizwerke enthalten. Untersucht wird im folgenden dabei die vorgegebene Strategie einer Substitution der fossilen Energieträger in der Rangordnung Braunkohle - Steinkohle - Mineralöle - Gas. Generell wird dabei die Strategie verfolgt, daß bestehende Anlagen durch neue Anlagen mit einem CO₂-ärmeren fossilen Energieträger ersetzt werden. Hierbei wird die Beschränkung auferlegt, daß die in Tabelle A.17 ausgewiesene Struktur eine für das Jahr 2005 optimale Aufteilung auf die einzelnen Größenklassen darstellt, so daß nur eine Substitution zwischen Anlagen der gleichen Klasse stattfindet. Des weiteren werden auch nur Heizkraftwerke wieder durch Heizkraftwerke und Heizwerke wieder durch Heizwerke ersetzt, da die Problematik einer verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in den Bereich der rationellen Energieverwendung (vgl. Studien-

komplex A.1 des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre) einzuordnen ist und deshalb hier nicht näher betrachtet wird.

4.1 Technisches Potential

Für die Ermittlung des technischen Potentials der Substitution fossiler Energieträger untereinander in der Fernwärmewirtschaft besteht aufgrund der vorhandenen Anlagentechnik und der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten in der kraftwerksbauenden Industrie keine Beschränkung, die eine volle Ausschöpfung des Substitutionspotentials behindern würde. Des weiteren ist auch für den leitungsgebundenen Energieträger Erdgas aufgrund der Infrastruktur (Rohrnetz) keine Einschränkung für eine verstärkte Nutzung vorhanden, da bereits im Jahr 1987 rund 90 % der Fernwärmeunternehmen an das Gasnetz angeschlossen waren /Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988/ und somit für das Jahr 2005 von einer Anschlußquote von 100 % für die Fernwärmeversorgung ausgegangen werden kann. Da auch die Frage eines Ersatzes der bestehenden Anlagen vor Erreichen der Lebensdauer kein technisches sondern ein wirtschaftliches Problem darstellt, könnte bis zum Jahr 2005 die gesamte Fernversorgung auf einen neuen fossilen Energieträger umgestellt werden. Die technischen Potentiale der Substitution fossiler Energieträger untereinander werden im folgenden getrennt nach Heizwerken und Heizkraftwerken ermittelt, wobei jedoch jeweils in Klammern der Anteil des technischen Potentials angegeben wird, der aus der Substitution von Anlagen resultiert, die im Betrachtungszeitraum die technische Lebensdauer erreicht haben.

4.1.1 Heizwerke

Die Struktur der Fernwärmewirtschaft im Jahr 2005 des Referenzfalles zeigt, daß die Heizwerke, die überwiegend zur Wärmeerzeugung in Spitzenlastzeiten eingesetzt werden, in die beiden Größenklassen 2 bis 50 MW_e Wärmeleistung und 50 bis 200 MW_e Wärmeleistung eingeteilt werden können. Heizwerke der Größenklasse 3 (mehr als 200 MW_e Wärmeleistung) sind nicht in Betrieb (vgl. Tabelle A.17). Des weiteren ergibt sich, daß auch keine Heizwerke mit Braunkohle betrieben werden, so daß hier kein technisches Substitutionspotential hergeleitet werden kann. Der Vergleich der Heizwerke mit den Brennstoffen Steinkohle, schweres Heizöl, leichtes Heizöl und Gas kommt für die einzelnen Substitutionsmaßnahmen zu den folgenden technischen Potentialen bei den Heizwerken.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Es werden nur Heizwerke mit Steinkohle in der Größenklasse 1 betrieben, für die insgesamt das technische Potential der Substitution durch die anderen fossilen Energieträger

- 0,33 (0,13) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,42 (0,17) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,83 (0,33) Mio. t CO₂ bei Gas.

beträgt. Diese Maßnahmen sind hierbei als Alternativen zu verstehen, d. h. es kann hier keine Summation der Minderungspotentiale vorgenommen werden.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Da sowohl Heizwerke der Klasse 1 als auch der Klasse 2 mit schwerem Heizöl betrieben werden, ist eine Angabe des technischen CO₂-Minderungspotentials bei der Substitution von schwerem Heizöl notwendig. Es ergibt sich für die Größenklasse 1 eine technische Minderung von

- 0,08 (0,03) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,42 (0,17) Mio. t CO₂ bei Gas.

Entsprechend lassen sich für die Größenklasse 2 Substitutionspotentiale von

- 0,05 (0,02) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,26 (0,09) Mio. t CO₂ bei Gas

ermitteln. Aufsummiert über die beiden Größenklassen beträgt das (alternative) Substitutionspotential für schweres Heizöl bei den Heizwerken

- 0,13 (0,05) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,69 (0,26) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Leichtes Heizöl wird in den Heizwerken der Fernwärmeversorgung auch in den beiden unterschiedenen Größenklassen eingesetzt. Für die Substitution von leichtem Heizöl ist nur die Alternative Gas zu untersuchen, für die das technische CO₂-Minderungspotential getrennt nach den beiden Größenklassen

- 0,16 (0,07) Mio. t CO₂ in der Klasse 1 und
- 0,02 (0,01) Mio. t CO₂ in der Klasse 2

beträgt. Insgesamt können somit rein technisch bei den Heizwerken in der Fernwärme-

wirtschaft 0,18 bzw. 0,07 Mio. t CO₂ durch die Substitution von leichtem Heizöl durch Gas vermieden werden.

4.1.2 Heizkraftwerke

Bei der Betrachtung der in der Fernwärmewirtschaft sich in Betrieb befindlichen Heizkraftwerke muß eine Unterscheidung in alle der drei typischen Größenklassen erfolgen. Es zeigt sich auch (vgl. Tabelle A.17), daß Heizkraftwerke mit Braunkohle, wenn auch nur mit einem geringen Anteil, in der Fernwärmewirtschaft in Betrieb sind. Damit die technischen Emissionsminderungspotentiale nicht durch die Betrachtung einer Stromgutschrift bei den Heizkraftwerken, d. h. einer Emissionsbewertung des in Heizkraftwerken erzeugten Stroms, eine unnötige Erschwernis erfahren, wurde bei den Heizkraftwerken in den einzelnen Klassen von etwa gleichen Anlagen für die unterschiedlichen Brennstoffe ausgegangen, d. h. die Heizkraftwerke weisen in den einzelnen Klassen ungefähr die gleiche Stromkennziffer auf. Somit können die technischen Minderungspotentiale durch die Substitution von fossilen Energieträgern untereinander bei den Heizkraftwerken in der Fernwärmewirtschaft unabhängig von der Betrachtung des in den Anlagen gleichzeitig erzeugten Stroms ermittelt werden.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Die Braunkohle wird gemäß den Umfrageergebnissen unter den Fernwärmeunternehmen nur in der Größenklasse 1 betrieben, so daß die technischen Minderungspotentiale nur für diesen Anlagentyp abgeleitet werden müssen. Für die unterschiedlichen Brennstoffsubstitutionen ergeben sich die (alternativen) Emissionsminderungen von

- 0,16 (0,10) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 0,28 (0,18) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,33 (0,21) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,47 (0,30) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

In den Heizkraftwerken der Fernwärmeunternehmen wird die Steinkohle in allen drei typischen Größenklassen verwendet. Demgemäß werden die technischen Minderungspotentiale getrennt nach den einzelnen Klassen und nach den einzelnen Konkurrenzenergieträger ermittelt. Es ergibt sich eine Minderung von

0,15 (0,09) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 0,19 (0,12) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,37 (0,23) Mio. t CO₂ bei Gas

in der Größenklasse 1. Entsprechend lassen sich für die Größenklasse 2 Emissionsminderungen in Höhe von

0,98 (0,60) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 1,30 (0,80) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 2,48 (1,52) Mio. t CO₂ bei Gas

ermitteln. Schließlich beträgt das Potential der Minderung der CO₂-Emissionen bei Heizkraftwerken der Größenklasse 3 bei der Steinkohlesubstitution

0,31 (0,00) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 0,41 (0,00) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,78 (0,00) Mio. t CO₂ bei Gas.

Die gesamte mögliche Emissionsminderung beim Ersatz von Steinkohle in Heizkraftwerken in der Fernwärmewirtschaft ergibt sich zu

1,43 (0,69) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 1,90 (0,92) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 3,62 (1,75) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Schweres Heizöl wird ebenfalls in allen drei unterschiedenen Größenklassen der Heizkraftwerke der Fernwärmeunternehmen eingesetzt. Als Alternativen zum schweren Heizöl sind die CO₂-ärmeren fossilen Brennstoffe leichtes Heizöl und Gas zu betrachten, woraus sich für die Größenklasse 1 ein technisches CO₂-Minderungspotential von

0,01 (0,01) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,05 (0,04) Mio. t CO₂ bei Gas

ergibt. Die Betrachtung der Größenklasse 2 führt zu einer möglichen Minderung der CO₂-Emissionen von

0,02 (0,01) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,09 (0,06) Mio. t CO₂ bei Gas.

Schließlich lassen sich für die Größenklasse 3 der mit schwerem Heizöl betriebenen Heizkraftwerke in der Fernwärmewirtschaft Emissionsminderungen von

0,02 (0,00) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,11 (0,00) Mio. t CO₂ bei Gas

ermitteln. Damit beträgt das gesamte technische Potential bei der Substitution von schwerem Heizöl in der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2005

0,06 (0,02) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
0,25 (0,09) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

In den Heizkraftwerken der Fernwärmeversorgung wird leichtes Heizöl lediglich in den Größenklassen 1 und 2 verwendet. Das CO₂-Minderungspotential durch eine Substitution des leichten Heizöls durch Gas beträgt

0,01 (0,01) Mio. t CO₂ in der Klasse 1 und
0,07 (0,04) Mio. t CO₂ in der Klasse 2.

Somit könnten insgesamt 0,08 (0,05) Mio. t CO₂ bei der Fernwärmeerzeugung durch eine verstärkte Nutzung des CO₂-ärmeren Energieträgers Gas an der Stelle von leichtem Heizöl gemindert werden.

Zusammengefaßt ergibt sich für die sich in der Fernwärmeversorgung im Jahr 2005 in Betrieb befindlichen Heizwerke und Heizkraftwerke ein technisches Emissionsminderungspotential von

0,16 (0,10) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
2,04 (1,00) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
2,84 (1,37) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
6,12 (2,86) Mio. t CO₂ bei Gas.

Dabei gilt es noch einmal festzuhalten, daß es hierbei nicht um additive sondern um alternative Substitutionspotentiale handelt. In dem letzten Fall, bei dem die CO₂-Emissionen der Fernwärmeversorgung im Jahr 2005 um 27 % gemindert werden, würde die gesamte Fernwärmeerzeugung (mit Ausnahme der hier nicht betrachteten Energieträger Kernenergie und Müll) auf Gasbasis erfolgen.

4.2 Spezifische Minderungskosten

Die Ermittlung der bei den einzelnen Maßnahmen der Brennstoffsubstitution der fossilen Energieträger untereinander entstehenden Kosten erfolgt gemäß den von den Koordinatoren vorgegebenen Rahmenbedingungen und auf der Grundlage der in den Tabellen A.8 bis A.13 enthaltenen Parameter.

Für die Berechnung der Kostendifferenzen ist jedoch noch eine zweifache Unterscheidung notwendig. Zum einen werden alle Kostenangaben der Maßnahmen, die die Steinkohle betreffen, sowohl für die vorgegebene Entwicklung der Preise für Importkohle als auch

für heimische Steinkohle angegeben. Zweitens muß auch bei den Maßnahmen in der Fernwärmeerzeugung wieder eine Restwertbetrachtung erfolgen, da im Jahr 2005 noch alle Anlagen der Fernwärmewirtschaft in Betrieb sind, die nach dem Jahr 1970 zugebaut worden sind. Als Ergebnis der Umfrage unter den Fernwärmeunternehmen zeigt sich, daß bei den Heizwerken der Klasse 1 von den heute bestehenden Anlagen noch 73 % mit einer durchschnittlichen Restlebensdauer von ca. 8 Jahren, bei den Heizwerken der Klasse 2 noch 78 % der heutigen Anlagen mit einer durchschnittlichen Restlebensdauer von rund 3 Jahren, bei den Heizkraftwerken der Klasse 1 und 2 noch jeweils rund 47 % der Anlagen mit einer Restlebensdauer von jeweils rund 10 Jahren im Durchschnitt in Betrieb sind. Die Heizkraftwerke der Klasse 3 ($> 200 \text{ MW}_e$) wurden alle erst nach dem Jahr 1970 zugebaut, so daß diese Anlagen im Jahr 2005 noch in Betrieb sind, wobei sie eine Restlebensdauer von ungefähr 10 Jahren aufweisen. Somit sind die CO_2 -Minderungen, die Kostendifferenzen und die spezifischen Minderungskosten bei den einzelnen Maßnahmen aufgrund der Restwertbetrachtung /Rosek, 1981/ zweigeteilt. Es werden dabei für die einzelnen Maßnahmen jeweils die bei einer typischen Auslastung ermittelten Gesamtkosten verglichen.

4.2.1 Heizwerke

Die Beschreibung der ökonomischen Parameter für die beiden zu betrachtenden Klassen von Heizwerken befinden sich in den Tabellen A.12 und A.13. Eine Betrachtung von mit Braunkohle gefeuerten Heizwerken erfolgt nicht, da gemäß der ermittelten Struktur der Fernwärmeversorgung (vgl. Tabelle A.17) keine Heizwerke mit Braunkohle betrieben werden.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Die Ermittlung der Kostendifferenzen der Substitution von Heizwerken, die mit Steinkohle betrieben werden, durch Heizwerke anderer fossiler Brennstoffe ergibt, mit Ausnahme des Vergleichs von Importkohle mit leichtem Heizöl, jeweils negative Kostendifferenzen und negative spezifische Minderungskosten. Dabei weisen die mit schwerem Heizöl gefeuerten Heizwerke im Vergleich die niedrigsten Wärmegehungskosten und auch die höchste Effizienz auf (vgl. Tabelle 4.1).

Eine Variation der Steinkohlepreise zwischen den Preisen für Importkohle und für heimische Steinkohle verändert an der an der Effizienz der Maßnahmen gemessenen

Rangordnung nichts, lediglich führt der Vergleich mit heimischer Steinkohle zu niedrigeren spezifischen Minderungskosten.

Tabelle 4.1

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Steinkohlesubstitution in Heizwerken in der Fernwärmeerzeugung

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Ver-teil-kosten	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FH1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-11,1	0,130	-85,38
FH1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-13,9	0,195	-71,28
FH1	Importkoh.	Gas	nein	-	-6,0	0,331	-18,13
FH1	Importkoh.	Gas	ja	-	-6,3	0,495	-12,73
FH1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	37,1	0,169	219,53
FH1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	58,1	0,252	230,56
FH1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-57,5	0,130	-442,31
FH1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-83,3	0,195	-427,18
FH1	Steinkohle	Gas	nein	-	-52,4	0,331	-158,31
FH1	Steinkohle	Gas	ja	-	-75,7	0,495	-152,93
FH1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-9,3	0,169	-55,03
FH1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-11,3	0,252	-44,84

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Bei dem Vergleich von Heizwerken, die mit schwerem Heizöl betrieben werden, mit mit leichtem Heizöl und mit Erdgas befeuerten Heizwerken ergeben sich jeweils positive Kostendifferenzen und somit auch positive spezifische Minderungskosten (vgl. Tabelle 4.2), da die mit schwerem Heizöl betriebenen Heizwerke im Vergleich bei den typischen Auslastungen die niedrigsten Wärmegestehungskosten aufweisen.

Die Erdgasheizwerke sind jedoch nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle in diesem Bereich angelangt, so daß eine Veränderung der Energiepreise, die den bestimmenden Einfluß auf die Wärmegestehungskosten der Anlagen ausüben, zu einer Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen führen kann (vgl. hierzu Kapitel 7.3). Der Vergleich von mit schwerem Heizöl betriebenen Heizwerken mit leichtem Heizöl fällt immer zu Ungunsten des leichten Heizöls aus, da hier der Preisvorteil des schweren Heizöls fast voll zum Tragen kommt.

Tabelle 4.2

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution
von schwerem Heizöl in Heizwerken in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FH1	Heizöl S	Gas	nein	-	- 0,7	0,170	-4,12
FH1	Heizöl S	Gas	ja	-	1,0	0,254	3,94
FH1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	38,6	0,032	1206,25
FH1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	59,7	0,049	1218,37
FH2	Heizöl S	Gas	nein	-	2,3	0,094	24,47
FH2	Heizöl S	Gas	ja	-	4,2	0,168	25,00
FH2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	22,6	0,018	1255,56
FH2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	40,6	0,032	1268,75

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Werden die Substitutionsmaßnahmen von leichtem Heizöl durch Gas bei Heizwerken in der Fernwärmeversorgung verglichen, so ergeben sich hier durchweg negative spezifische Minderungskosten in der Größenordnung von -270 DM je t CO₂ (vgl. Tabelle 4.3). Diese Tendenz hin zu Erdgasheizwerken wird auch durch den verstärkten Zubau von Erdgasheizwerken in der jüngeren Vergangenheit bestätigt. So stieg der Anteil des Gases am Brennstoffeinsatz in den Heizwerken der Fernwärmeversorgung von 24 % im Jahr 1975 auf 41 % im Jahr 1987 an /Kröhner, 1989/. Das zu erzielende Minderungspotential mit 0,2 Mio. t CO₂ ist jedoch begrenzt.

Tabelle 4.3

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution
von leichtem Heizöl in Heizwerken in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FH1	Heizöl L	Gas	nein	-	- 18,3	0,066	-277,27
FH1	Heizöl L	Gas	ja	-	- 26,5	0,098	-270,41
FH2	Heizöl L	Gas	nein	-	- 1,9	0,007	-271,43
FH2	Heizöl L	Gas	ja	-	- 3,3	0,013	-253,85

4.2.2 Heizkraftwerke

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der in der Fernwärmeerzeugung möglichen Maßnahmen der Brennstoffsubstitution sind Anlagen aller drei Größenklassen

zu betrachten. Die ökonomischen Parameter zu den verschiedenen Heizkraftwerken sind in den Tabellen A.8 bis A.10 enthalten.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Die Substitution von mit Braunkohle gefeuerten Heizkraftwerken durch Heizkraftwerke, die mit anderen fossilen Brennstoffen betrieben werden, führt bei allen zu vergleichenden Brennstoffen zu einer Kostenerhöhung. Die daraus ermittelten Effizienzen der CO₂-Minderung bewegen sich für Gas, schweres Heizöl und Importkohle in der gleichen Größenordnung, während leichtes Heizöl und Steinkohle wesentlich höhere spezifische Minderungskosten aufweisen (vgl. Tabelle 4.4). Hier müßte eine stärkere Veränderung der Energieträgerpreisrelationen stattfinden, damit die Maßnahmen der Braunkohlesubstitution in Heizkraftwerken der Fernwärmeversorgung zu negativen spezifischen Minderungskosten führen.

Tabelle 4.4

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Braunkohlesubstitution in Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FK1	Braunkohle	Gas	nein	-	42,2	0,302	139,74
FK1	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	15,1	0,101	149,50
FK1	Braunkohle	Gas	ja	-	26,0	0,172	151,16
FK1	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	31,1	0,180	172,78
FK1	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	10,5	0,057	184,21
FK1	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	19,7	0,102	193,14
FK1	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	80,1	0,207	386,96
FK1	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	47,6	0,118	403,39
FK1	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	65,8	0,101	651,49
FK1	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	39,4	0,057	691,23

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

In der Tabelle 4.5 sind die Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der einzelnen Maßnahmen bei der Steinkohlesubstitution in Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung getrennt nach den unterschiedlichen Größenklassen und nach einer Betrachtung der Importkohle und der heimischen Kohle einander gegenübergestellt.

Tabelle 4.5

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Steinkohlesubstitution
in Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FK1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-81,0	0,092	-880,43
FK1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-35,7	0,053	-673,58
FK1	Importkoh.	Gas	nein	-	-102,6	0,234	-438,46
FK1	Importkoh.	Gas	ja	-	-48,0	0,134	-358,21
FK1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	-84,6	0,123	-208,94
FK1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	-60,0	0,070	-60,00
FK1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-139,9	0,092	-1520,65
FK1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-69,3	0,053	-1307,55
FK1	Steinkohle	Gas	nein	-	-161,5	0,234	-690,17
FK1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-84,6	0,123	-687,80
FK1	Steinkohle	Gas	ja	-	-81,6	0,134	-608,96
FK1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-37,8	0,070	-540,00
FK2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-179,9	0,598	-300,84
FK2	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-83,8	0,379	-221,11
FK2	Importkoh.	Gas	nein	-	-183,7	1,516	-121,17
FK2	Importkoh.	Gas	ja	-	-86,2	0,961	-89,70
FK2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	151,6	0,798	189,97
FK2	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	126,4	0,505	250,30
FK2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-529,6	0,598	-885,62
FK2	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-305,5	0,379	-806,07
FK2	Steinkohle	Gas	nein	-	-533,4	1,516	-351,85
FK2	Steinkohle	Gas	ja	-	-307,9	0,961	-320,40
FK2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-198,1	0,798	-248,25
FK2	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-95,3	0,505	-188,71
FK3	Importkoh.	Gas	ja	-	96,4	0,776	124,23
FK3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	59,7	0,306	195,10
FK3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	281,6	0,408	690,20
FK3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-157,3	0,306	-514,05
FK3	Steinkohle	Gas	ja	-	-120,6	0,776	-155,41
FK3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	64,6	0,408	158,33

Wird zunächst der Vergleich auf die heimische Steinkohle beschränkt, so ergeben sich, mit Ausnahme der Substitution durch leichtes Heizöl in der Größenklasse 3, jeweils negative spezifische Minderungskosten. Die Effizienz der Maßnahmen nimmt jedoch mit zunehmender Leistung der Anlagen ab. In jeder Leistungsklasse schneiden bei der Steinkohlesubstitution die mit schwerem Heizöl befeuerten Heizkraftwerke im Vergleich am günstigsten ab, gefolgt von den Gasheizkraftwerken und von den mit leichtem Heizöl betriebenen Heizkraftwerken.

Bei einem Vergleich mit der Importkohle sinken ebenfalls die Effizienzen der Maßnahmen mit zunehmender Leistung der Anlagen ab, in der Klasse 3 ergeben sich für alle Maßnahmen positive spezifische Minderungskosten, beim Vergleich mit leichtem Heizöl schon in der Klasse 2. Es ist jedoch auch bei der Importkohle zumindest ein Teilpotential mit negativen spezifischen Minderungskosten zu erschließen.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Werden Heizkraftwerke, die mit schwerem Heizöl betrieben werden, durch mit Gas gefeuerten Heizkraftwerke ersetzt, so zeigt sich, daß in allen drei Klassen Kostenersparnisse auftreten, die zu negativen spezifischen Minderungskosten führen. Diese Effizienzen der Maßnahmen sinken jedoch auch mit zunehmender Leistung der Heizkraftwerke ab (vgl. Tabelle 4.5).

Aufgrund der annähernd gleichen Kraftwerksstruktur von mit schwerem Heizöl und mit leichtem Heizöl betriebenen Heizkraftwerken, führt der Vergleich dieser Maßnahmen zu sehr schlechten Effizienzen, da sich hier der Preisvorteil des schweren Heizöls fast vollständig auswirkt.

Tabelle 4.6

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von schwerem Heizöl in Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FK1	Heizöl S	Gas	nein	-	- 19,6	0,035	-560,00
FK1	Heizöl S	Gas	ja	-	- 7,8	0,019	-410,54
FK1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	12,7	0,008	1587,50
FK1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	10,7	0,004	2675,00
FK2	Heizöl S	Gas	nein	-	- 18,9	0,055	-343,64
FK2	Heizöl S	Gas	ja	-	- 7,4	0,035	-211,43
FK2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	11,2	0,012	933,33
FK2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	11,7	0,007	1671,43
FK3	Heizöl S	Gas	ja	-	- 1,0	0,110	-9,09
FK3	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	50,7	0,024	2112,50

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Der Vergleich von leichtem Heizöl mit Gas führt für die beiden zu betrachtenden Größenklassen der Heizkraftwerke in der Fernwärmeerzeugung zu hohen negativen

Kostendifferenzen und somit auch zu einer guten Effizienz der Maßnahme. Dabei führt eine vorzeitige Außerbetriebnahme der mit leichtem Heizöl gefeuerten Heizkraftwerke der Klasse 2 auch noch zu negativen spezifischen Minderungskosten von rund -500 DM je t CO₂.

Tabelle 4.7

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von
leichtem Heizöl in Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FK1	Heizöl L	Gas	nein	-	- 7,5	0,007	-1071,43
FK1	Heizöl L	Gas	ja	-	- 3,5	0,004	-875,00
FK2	Heizöl L	Gas	nein	-	- 25,3	0,041	-617,07
FK2	Heizöl L	Gas	ja	-	- 12,9	0,026	-496,15

4.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

Aussagen zum wirtschaftlichen Potential und erst recht zum Erwartungspotential der verschiedenen Techniken in der Fernwärmeerzeugung sind auf dem hier zwar stark disaggregierten Niveau nur sehr pauschal möglich, da es gerade in der Fernwärmewirtschaft stark von den real existierenden Einsatzbedingungen der Anlagen abhängt, welcher Brennstoff eingesetzt wird. Für genauere Aussagen müßte auch eine systemare Gesamtbetrachtung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da die vorgegebene Struktur beibehalten wurde, die aber gerade durch Maßnahmen der rationellen Energieanwendung tangiert wird. Des weiteren müßte die Betrachtung auf alternative Systeme zur Wärmeerzeugung ausgedehnt werden.

Die durchgeführte Analyse legt jedoch die Vermutung nahe, daß in der nahen Zukunft kein wirtschaftliches Potential für die Substitution der Fernwärmeerzeugung in Braunkohleheizkraftwerken durch die Erzeugung in anderen fossilen Heizkraftwerken besteht. Demgegenüber könnte ein Ersatz der mit heimischer Steinkohle gefeuerten Heizwerken und Heizkraftwerken sowie der mit leichtem Heizöl betriebenen Anlagen durchaus wirtschaftlich sein. Dabei kann hier auch mit einer Umsetzung der Substitution von leichtem Heizöl durch Gas in der nahen Zukunft gerechnet werden.

5. Massnahmen beim Haushaltssektor in der nahen Zukunft

Im Haushaltssektor geht PROGNOSE im Referenzszenario mit Kernenergienutzung von einem ziemlich kontinuierlichen Rückgang der Endenergienachfrage um fast genau 1 %/a aus. Zwischen den Energieträgern zeigen sich dabei deutliche Strukturverschiebungen. Starke Anteilsverluste müssen die festen Brennstoffe und Öl hinnehmen, während Gas sein Verbrauchsniveau halten oder sogar leicht verbessern kann. Allerdings weist auch bei diesem Energieträger der Verbrauchstrend ab dem Jahr 2000 nach unten. Anteilsgewinne verzeichnen die hier nicht weiter zu betrachtenden Energieträger Fernwärme und Strom /PROGNOS, 1987/.

Für den in Abbildung 5.1 dargestellten Vergleich der CO₂-Emissionen nach Energieträgern des Haushaltssektors bedeutet dies, daß im Haushaltssektor die CO₂-Emissionen von 113 Mio. t CO₂ im Basisjahr 1987 um 27 % auf 82 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 für den Referenzfall absinken. Der wesentlichste Beitrag zu dieser Emissionsminderung liefert hierzu der Rückgang des Verbrauchs an leichtem Heizöl, wodurch alleine eine Minderung um 21 Mio. t CO₂ resultiert. Des weiteren halbieren sich die CO₂-Emissionen der Kohleprodukte von 8,9 Mio. t CO₂ im Basisjahr 1987 auf 4,6 Mio. t CO₂ im Stützjahr 2005.

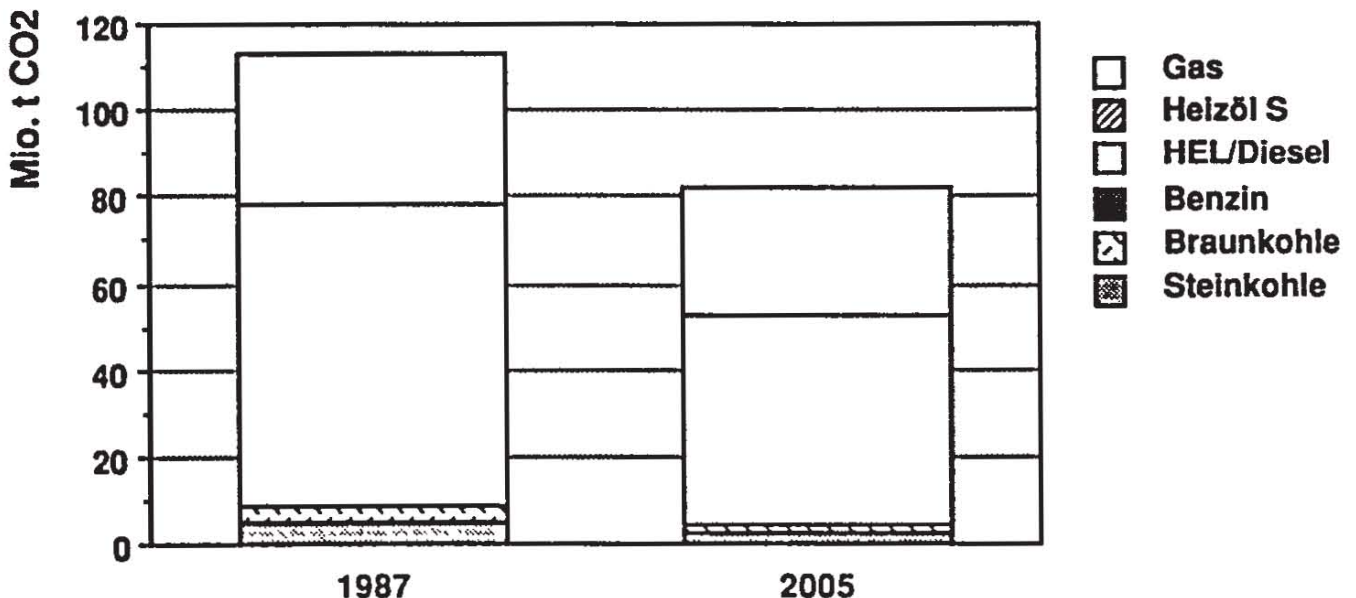


Abb. 5.1: CO₂-Emissionen des Haushaltssektors in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Aus der weiteren Betrachtung des Haushaltssektors wird der fossile Brennstoffverbrauch zur Deckung des Kochbedarfes ausgeklammert, da hier bis zum Jahr nur noch die Energieträger Strom, Gas und Holz eingesetzt werden sollen. Somit erfolgt eine Beschränkung auf die Maßnahmen zur Substitution fossiler Energieträger untereinander im Haushaltssektor auf die beiden Verwendungszwecke Raumwärme- und Warmwasserversorgung.

In der Tabelle A.18 ist eine detailliertere Struktur für diese beiden Verwendungszwecke im Jahr 2005 aufgetragen. Der Vergleich der Maßnahmen für verschiedene Systeme der Raumwärmeversorgung wird im folgenden für zwei fiktive Gebäude durchgeführt:

- Ein- und Zweifamilienhaus und
- Mehrfamilienhaus.

Der Vergleich verschiedener Systeme der Warmwasserbereitung wird für einen typischen "Drei-bis-Vier-Personen-Haushalt" in einem Ein- und Zweifamilienhaus erstellt.

Bei den einzelnen Maßnahmen wird zwischen den Kohleprodukten Steinkohle- und Braunkohlebriketts nicht differenziert, da diese Brennstoffe oft gemeinsam bei einer Anlage eingesetzt werden. Dadurch wird für die Betrachtung der Maßnahmen ein mit den Verbrauchsanteilen gewichteter Mittelwert der Brennstoffpreise und der spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren verwendet.

5.1 Technisches Potential

Für die Ermittlung des technischen Potentials der CO₂-Minderung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander beim Haushaltssektor besteht aufgrund der vorhandenen Anlagentechnik und der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten in der anlagenbauenden Industrie keine Beschränkung, die eine volle Ausschöpfung des Substitutionspotentials behindern würde. Es muß hier jedoch eine Einschränkung bezüglich einer verstärkten Nutzung des leitungsgebundenen Energieträgers Erdgas gemacht werden, da eine Anbindung aller Haushalte an die Gasversorgung rein technisch gesehen zwar möglich, jedoch aufgrund der vorhandenen Siedlungsstruktur nicht mit in das technische Potential der Minderung klimarelevanter Spurengase aufgenommen werden kann.

Im Jahr 1987 waren rund 34,3 % aller Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland an die Gasversorgung angeschlossen /Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988/. Eine Analyse der Verteilung der gasversorgten Gemeinden in der Bundes-

republik Deutschland im Jahr 1987 nach Gemeindegrößenklassen ergibt (vgl. Abbildung 5.2), daß fast alle Gemeinden mit mehr als 20000 Einwohnern (Gemeindegrößenklassen 6 bis 10 der Abbildung 5.2) bereits heute an die Gasversorgung angeschlossen sind. Da in diesen Gemeinden heute rund 60 % der gesamten Bevölkerung in der Bundesrepublik Deutschland leben /Statistisches Bundesamt, 1988/, kann von einem viel höheren technischen Anschlußpotential an die Gasversorgung im Jahr 2005 ausgegangen werden. Als Ergebnis der Analyse der Gasversorgung der Gemeinden nach Gemeindegrößenklassen wird für die Gasversorgung für das Jahr 2005 von einer technisch möglichen Anschlußquote von 77,5 % ausgegangen.

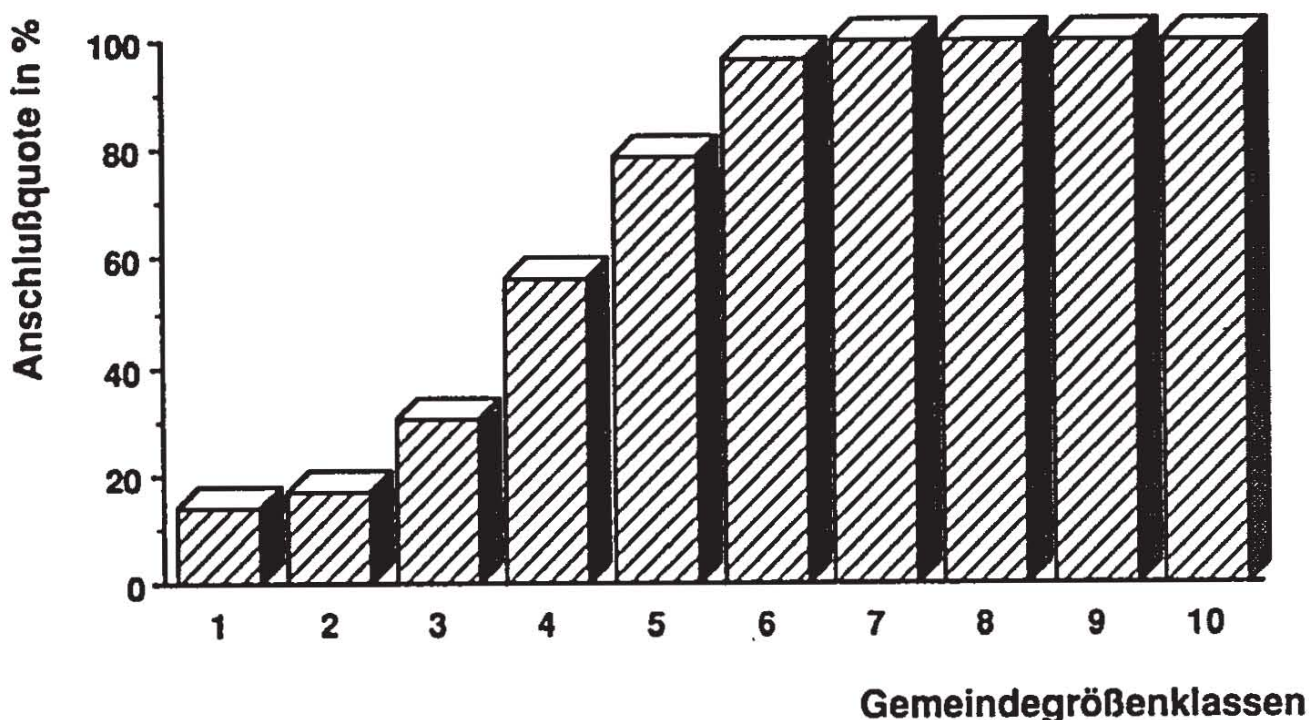


Abb. 5.2: Anteil der gasversorgten Gemeinden nach Gemeindegrößenklassen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987

Im Referenzfall ohne Kernenergienutzung geht /PROGNOS, 1987/ von einer Anschlußquote der Haushalte an die Gasversorgung von 36,9 % im Jahr 2005 aus. Als Resultat der Subtraktion dieses Anschlußwertes von der angenommenen Ausweitung der Gasversorgung der Haushalte auf 77,5 % verbleiben noch 40,6 % für die Substitution der fossilen Energieträger untereinander. Da die zu ersetzenden fossilen Energieträger Kohle und leichtes Heizöl zusammen noch 42,6 % aller Haushalte im Jahr 2005 im Referenzfall von /PROGNOS, 1987/ versorgen, können insgesamt durch einen verstärkten Gaseinsatz beim Haushaltssektor 95 % der fossilen Energieträger Kohle und leichtes Heizöl substituiert werden. Dies wird im folgenden als 95 %-Fall ausgewiesen.

Gegenüber der Analyse der technischen Nutzungsmöglichkeiten des Erdgases stellt die Frage nach der Substitution von bestehenden Anlagen vor Erreichen der Lebensdauer kein technisches sondern ein ökonomisches Problem dar, wodurch diese Frage im Kapitel 5.2 mit behandelt werden wird.

5.1.1 Raumwärmeversorgung

Aus der Struktur der Raumwärmeversorgung im Jahr 2005 im Referenzfall (vgl. Tabelle A.18) ergibt sich, daß die folgenden Heizungssysteme in den beiden fiktiven Gebäudetypen zu betrachten sind:

- Öl-Zentralheizung
- Gas-Zentralheizung
- Kohle-Zentralheizung
- Öl-Einzelheizung
- Gas-Einzelheizung
- Kohle-Einzelheizung.

Die beiden zugrundegelegten fiktiven Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhaus (EZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH)) können wie folgt näher beschrieben werden:

	EZFH	MFH
Zahl der Wohnungen pro Gebäude	1,5	8
Wohnfläche	150 m ²	600 m ²
Norm-Wärmebedarf	12 kW _n	36 kW _n
Nutzenergiebedarf	67,5 GJ/a	237,6 GJ/a
Jahresbenutzungsstunden	1563 h/a	1833 h/a

Die Tabellen A.15 und A.16 geben einen Überblick über die zugrundegelegten technischen und ökonomischen Parameter für die verschiedenen Raumheizungssysteme in den beiden Gebäudetypen. Dabei wird sowohl bei den Öl- als auch bei den Gas-Zentralheizungen zwischen konventionellen Systemen und Systemen mit Brennwertkesseln unterschieden, wobei sich die Systeme mit Brennwertkesseln durch einen höheren Anlagenutzungsgrad auszeichnen. Da sich aus dem in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Kostenvergleich von konventionellen Gas-Zentralheizungen mit Gas-Zentralbrennwertkessel auch ein Kostenvorteil für die Brennwertkessel im Jahr 2005 ergibt, werden im folgenden Gas-Zentralbrennwertkessel als das CO₂-ärmste Raumheizungssystem betrachtet. Bei der Öl-Zentralheizung weisen demgegenüber Öl-Zentralbrennwertkessel höhere Wärmegeste-

hungskosten auf als konventionelle Öl-Zentralheizungen (vgl. Kapitel 5.2.1), weshalb im folgenden bei einem Zubau von Öl-Zentralheizungen beide Alternativen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die entstehende Emissionsminderung und die resultierenden Kosten analysiert werden. Da die Zentralheizungssysteme aufgrund der höheren Gesamtnutzungsgrade immer eine höhere CO₂-Minderung aufweisen als Einzelheizungen beschränkt sich die Analyse auf die Substitution der verschiedenen Heizungssysteme der Tabelle A.18 durch Öl- und Gas-Zentralheizungen. Bei der Angabe der technischen Potentiale wird im folgenden in Klammern der Anteil an den technischen Potentialen angegeben, der aus der Substitution von Anlagen resultiert, die im Betrachtungszeitraum die technische Lebensdauer erreicht haben.

Substitution von Kohlen durch Mineralöle und Gas

Die beiden Kohleprodukte Steinkohle- und Braunkohlebriketts werden hier gemeinsam einer Substitution durch Öl- und Gas-Zentralheizungen unterzogen. Insgesamt werden im Jahr 2005 gemäß dem PROGNOSE-Referenzfall 4,6 Mio. t CO₂ aus Kohleheizungen emittiert. Daraus ergibt sich ein technisches Potential der Minderung klimarelevanter Spurengase bei der Raumwärmeversorgung in Ein- und Zweifamilienhäusern von

- 0,99 (0,79) Mio. t CO₂ bei konventionellen Öl-Zentralheizungen,
- 1,40 (1,12) Mio. t CO₂ bei Öl-Zentralbrennwertkesseln,
- 1,83 (1,46) Mio. t CO₂ bei Gas-Zentralbrennwertkesseln (95 %-Fall).

Die entsprechenden Potentiale bei der Substitution von Kohleheizungen durch Öl- und Gas-Zentralbrennwertkesseln bei den Mehrfamilienhäusern sind

- 0,42 (0,34) Mio. t CO₂ bei konventionellen Öl-Zentralheizungen,
- 0,52 (0,42) Mio. t CO₂ bei Öl-Zentralbrennwertkesseln,
- 0,66 (0,53) Mio. t CO₂ bei Gas-Zentralbrennwertkesseln (95 %-Fall).

Substitution von Mineralölen durch Gas

Bei der Substitution von leichtem Heizöl bei der Raumwärmeversorgung der privaten Haushalte gibt es ein sehr viel höheres Substitutionspotential als bei den Kohleheizungen. Insgesamt werden im Jahr 2005 noch 43 Mio. t CO₂ aus Ölheizungen im Haushaltssektor emittiert (vgl. Tabelle A.18). Hiervon könnten 0,06 (0,05) Mio. t CO₂ dadurch vermindert werden, daß die Öl-Einzelheizungen auf konventionelle Öl-Zentralheizungen umgestellt werden und 0,49 (0,40) Mio. t CO₂ bei einer Umstellung auf Öl-Zentralbrennwertkessel. Werden alle (95 %-Fall) Öl-Heizungssysteme (zentral und dezentral) durch Gas-Zentralbrennwertkessel ersetzt, so resultiert hieraus ein technisches Minderungspotential von

9,41 (7,53) Mio. t CO₂ in Ein- und Zweifamilienhäusern und
3,39 (2,71) Mio. t CO₂ in Mehrfamilienhäusern.

Zusätzlich könnten auch noch die Gas-Einzelheizungen durch Gas-Zentralbrennwertkessel substituiert werden, wodurch sich ein weiteres Emissionsminderungspotential von 0,24 (0,19) Mio. t CO₂ ergeben würde.

5.1.2 Warmwasserversorgung

Bei der Warmwasserversorgung im Haushaltssektor werden im PROGNOSE-Referenzfall im Jahr 2005 nur noch die drei Systeme

- zentrale Warmwasserversorgung mit Öl,
- zentrale Warmwasserversorgung mit Gas und
- dezentrale Warmwasserversorgung mit Gas

mit den hier zu betrachtenden fossilen Brennstoffen betrieben. Somit verbleiben hier als noch zu untersuchende Maßnahmen die Substitution der zentralen Warmwasserbereitung mit Öl durch eine zentrale bzw. dezentrale Warmwasserbereitung mit Gas und, da das dezentrale System den höheren Gesamtnutzungsgrad aufweist /Schäfer, 1987/, der Ersatz der zentralen Warmwasserbereitung mit Gas durch ein dezentrales System.

Aus der Tabelle A.18 ergibt sich für die drei zu betrachtenden Maßnahmen ein technisches CO₂-Minderungspotential von 1,67 (1,34) Mio. t CO₂ bei der Substitution der zentralen Warmwasserbereitung mit Öl durch eine zentrale Warmwasserbereitung mit Gas (95 %-Fall). Wird dieselbe Maßnahme mit einem dezentralen Gassystem durchgeführt, so resultiert eine Verminderung der CO₂-Emissionen um 1,86 (1,48) Mio. t CO₂. Zusätzlich könnten noch die zentralen Gassysteme auf dezentrale Anlagen umgestellt werden, wodurch sich 0,23 (0,19) Mio. t CO₂ vermeiden ließen. Insgesamt könnten somit bei der Warmwasserbereitung im Haushaltssektor von den im Jahr 2005 im Referenzfall emittierten 8,11 Mio. t CO₂ maximal 2,09 Mio. t CO₂ oder rund 26 % eingespart werden.

Zusammengefaßt ergibt sich rein technisch gesehen somit ein CO₂-Minderungspotential im Haushaltssektor durch die einzelnen Maßnahmen bei der Raumwärme- und bei der Warmwasserversorgung von

1,92 (1,57) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
17,62 (14,09) Mio. t CO₂ bei Gas.

Im letzten Fall würden die CO₂-Emissionen des Haushaltssektors gegenüber dem Jahr 2005 im Referenzfall um 21 % vermindert werden, gegenüber den CO₂-Emissionen im Jahr 1987 würden sich die Emissionen des Haushaltssektors bei dieser Variante um insge-

samt rund 48 Mio. t CO₂ und damit um 43 % vermindern.

5.2 Spezifische Minderungskosten

Zunächst gilt es für die Kostenberechnung zu untersuchen, welche Gasversorgungsmöglichkeiten überhaupt heute und in der Zukunft für die Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland existieren. Dabei kann, über die Ausführungen in Kapitel 5.1 hinaus, davon ausgegangen werden, daß der gegenwärtige Anteil des Erdgases von rund 61 % an den Umrüstungsmaßnahmen bei Hausheizungssystemen /Bundesverband der deutschen Gas und Wasserwirtschaft, 1989/ auch in der Zukunft aufrechterhalten werden kann.

Die zweite zu treffende Annahme bezieht sich auf die Substitutionsrate der alten durch die neuen Heizungs- und Warmwassersysteme. Hier können bei einer angenommenen Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren innerhalb eines Betrachtungszeitraums von 16 Jahren (1990 bis 2005) insgesamt $16/20 = 80\%$ aller Anlagen ersetzt werden.

Aus den beiden grundlegenden Annahmen folgt, daß bis zum Jahr 2005 bei insgesamt 61 % (Umrüstquote der Systeme) multipliziert mit 80 % (Substitutionsrate der alten Heizungssysteme), also bei 48,8 % der Anlagen eine Brennstoffsubstitution mit den Kosten der Referenzsysteme der Tabellen A.15 und A.16 durchgeführt werden könnte. Wird eine weitere Ausdehnung der Gasversorgung angenommen, so müssen erhöhte Anschlußkosten mit in die Betrachtung aufgenommen werden. Nach /FICHTNER, 1983/ kann als Anhaltswert eine Erhöhung der Anschlußkosten um 40 % angesetzt werden. Somit sind bei der Gassubstitution vier Fälle zu unterscheiden, die sich aus der Differenzierung nach der Substitutionshäufigkeit (Erreichen der Lebensdauer) und nach der Anschlußmöglichkeit ergeben:

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Restwertbetrachtung	nein	ja	nein	ja
höhere Anschlußkosten	nein	nein	ja	ja

5.2.1 Raumwärmeversorgung

Mit den in den Tabellen A.15 und A.16 enthaltenen Angaben ergeben sich für die Inbetriebnahme der Heizungssysteme in der nahen Zukunft gemäß den vorgegebenen Kostenrechnungsmodalitäten spezifische Wärmegestehungskosten bei den angenommenen Auslastungen von 1562,5 Stunden bei Ein- und Zweifamilienhäusern und von 1833,3 Stunden bei Mehrfamilienhäusern von

	EZFH	MFH
Öl-Z	234,273 DM/MWh _{Wärme}	182,260 DM/MWh _{Wärme}
Gas-Z	239,355 DM/MWh _{Wärme}	192,536 DM/MWh _{Wärme}
Kohle-Z	272,279 DM/MWh _{Wärme}	218,922 DM/MWh _{Wärme}
Öl-E	167,350 DM/MWh _{Wärme}	160,717 DM/MWh _{Wärme}
Gas-E	173,053 DM/MWh _{Wärme}	173,741 DM/MWh _{Wärme}
Kohle-E	201,682 DM/MWh _{Wärme}	200,372 DM/MWh _{Wärme}
Öl-Brennwert	237,537 DM/MWh _{Wärme}	183,128 DM/MWh _{Wärme}
Gas-Brennwert	225,911 DM/MWh _{Wärme}	182,079 DM/MWh _{Wärme}

Substitution von Kohlen durch Heizöl und Gas

Bei der Substitution von Kohle-Einzelheizungen und -Zentralheizungen bestehen drei Alternativen, die durch unterschiedliche Minderungspotentiale und durch unterschiedliche spezifische Wärmegegestehungskosten gekennzeichnet sind: konventionelle Öl-Zentralheizungen, Öl-Zentralbrennwertkessel und Gas-Zentralbrennwertkessel. Die Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der drei Maßnahmen zeigt Tabelle 5.1. Die Ergebnisse sind auch in Abbildung 5.3 als Kosten-Potential-Funktionen dargestellt.

Es zeigt sich, daß hierbei alle Maßnahmen in Mehrfamilienhäusern negative spezifische Minderungskosten aufweisen, bei den Ein- und Zweifamilienhäusern ist nur die Substitution von Kohle-Zentralheizungen mit Kosteneinsparungen verbunden, der Ersatz von Kohle-Einzelheizungen führt bei allen Maßnahmen zu Kostenerhöhungen. Obwohl die konventionellen Öl-Zentralheizungen nicht die niedrigsten spezifischen Wärmegegestehungskosten aufweisen, ist die Substitution von Kohle-Zentralheizungen durch konventionelle Öl-Zentralheizungen sowohl in Ein- und Zweifamilienhäusern als auch in Mehrfamilienhäusern die effizienteste Maßnahme zur Emissionsminderung.

Substitution von Heizöl durch Gas

Die Substitution von Ölheizungen durch Gas-Zentralbrennwertkessel führt nur in wenigen Fällen zu Kosteneinsparungen und damit zu negativen spezifischen Minderungskosten (vgl. Tabelle 5.2). Die Effizienz der Maßnahme ist sowohl in Ein- und Zweifamilienhäusern als auch in Mehrfamilienhäusern dann hoch, wenn Öl-Zentralheizungen ersetzt werden, die bereits ihre Lebensdauer erreicht haben.

Tabelle 5.1

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Kohlesubstitution
bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
EPH	Kohle-Z	Öl-Z	nein	-	-115,2	0,388	-296,91
EPH	Kohle-Z	Öl-Z	ja	-	-25,8	0,097	-265,98
EPH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-105,3	0,572	-184,09
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-85,9	0,495	-173,54
EPH	Kohle-Z	Öl-Z BW	ja	-	-23,4	0,143	-163,64
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-19,4	0,123	-157,72
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-42,0	0,276	-152,05
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-9,4	0,069	-136,71
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	34,4	0,444	77,48
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	nein	10,0	0,111	90,09
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	ja	23,7	0,247	96,11
EPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	ja	6,6	0,062	107,04
EPH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	83,5	0,544	153,49
EPH	Kohle-E	Öl-Z BW	ja	-	23,0	0,136	169,12
EPH	Kohle-E	Öl-Z	nein	-	75,9	0,402	188,81
EPH	Kohle-E	Öl-Z	ja	-	21,1	0,100	211,00
MPH	Kohle-Z	Öl-Z	nein	-	-32,4	0,134	-241,79
MPH	Kohle-Z	Öl-Z	ja	-	-7,7	0,033	-233,33
MPH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-31,6	0,171	-184,80
MPH	Kohle-Z	Öl-Z BW	ja	-	-7,5	0,043	-174,42
MPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-19,9	0,143	-139,16
MPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-10,4	0,079	-130,77
MPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-4,7	0,036	-130,56
MPH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-2,4	0,020	-121,74
MPH	Kohle-E	Öl-Z	nein	-	-19,3	0,203	-95,07
MPH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	-18,4	0,248	-74,19
MPH	Kohle-E	Öl-Z	ja	-	-3,5	0,051	-68,63
MPH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	nein	-11,9	0,198	-60,10
MPH	Kohle-E	Öl-Z BW	ja	-	-3,3	0,062	-53,23
MPH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	ja	-5,8	0,110	-53,17
MPH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	nein	-2,1	0,049	-42,86
MPH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	ja	-1,0	0,028	-37,50

Da jedoch die Höhe des Brennstoffpreises beim Vergleich der Alternativen eine entscheidende Rolle spielt, besteht hier die Möglichkeit durch eine Veränderung der Preisrelation zwischen leichtem Heizöl und Erdgas bei den Haushalten noch bei weiteren Maßnahmen zu höheren Effizienzen zu kommen. Auf diese Problematik wird im Kapitel 5.3 noch einmal näher eingegangen werden.

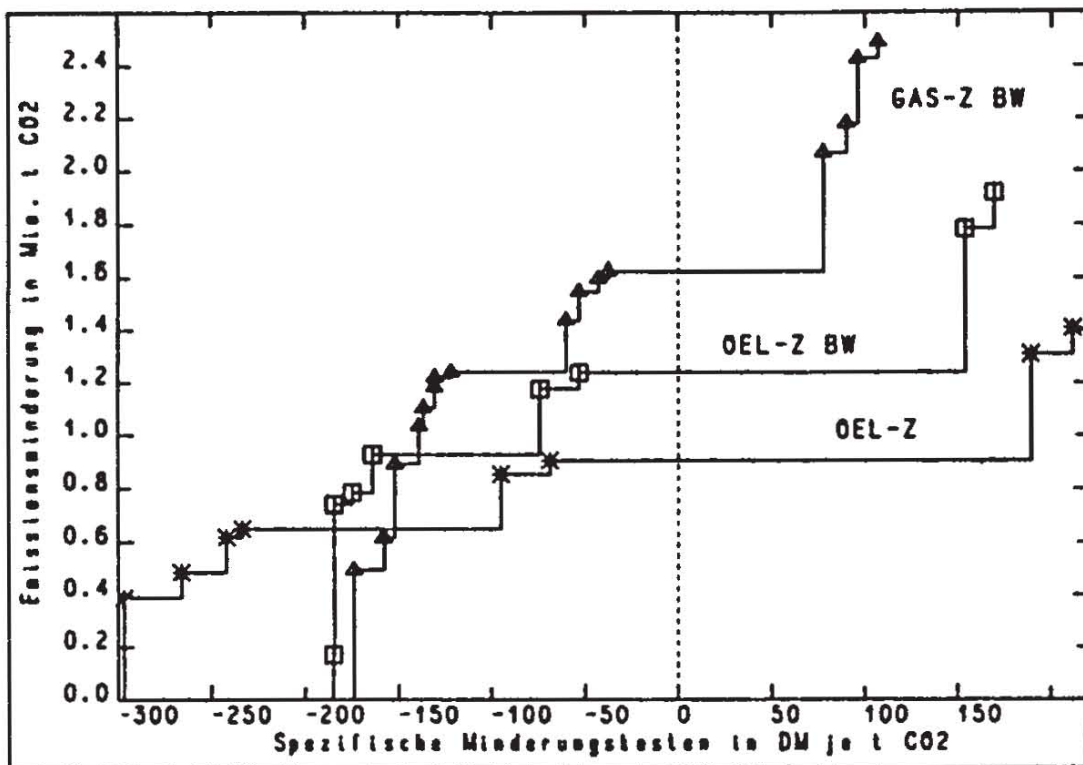


Abb. 5.3: Kosten-Potential-Funktionen für die Kohlesubstitution bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor

Um auch die Möglichkeit der Substitution von Gas-Einzelheizungen durch Gas-Zentralheizungen hinsichtlich ihrer Kosten und ihrer Effizienz bewerten zu können, sind in Tabelle 5.3 für diese Maßnahmen die entsprechenden Werte ausgewiesen. Hier zeigt es sich, daß diese Maßnahme nur in Mehrfamilienhäusern aufgrund der resultierenden Effizienz in den Bereich der Wirtschaftlichkeit gelangen kann, die spezifischen Minderungskosten bei den Ein- und Zweifamilienhäusern liegen hier bei ca. 900 DM je t CO₂.

Tabelle 5.2

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Heizölsubstitution
bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-385,8	4,425	-87,19
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-32,1	1,107	-29,00
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-68,0	2,466	-27,57
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	17,4	0,617	28,25
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	167,8	0,407	412,29
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	45,6	0,102	447,06
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	102,6	0,228	450,96
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	27,6	0,057	487,69
EFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	329,7	0,299	1102,68
EFH	Öl-E	Öl-Z BW	ja	-	88,1	0,074	1190,54
EFH	Öl-E	Öl-Z	nein	-	314,4	0,012	26200,00
EFH	Öl-E	Öl-Z	ja	-	84,3	0,002	42150,00
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-3,1	1,621	-1,91
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	18,5	0,904	20,44
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	13,9	0,405	34,32
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	12,4	0,226	54,83
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	17,6	0,119	147,90
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	10,9	0,066	164,47
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	5,7	0,029	196,55
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	3,4	0,017	205,26
MFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	30,4	0,097	313,40
MFH	Öl-E	Öl-Z BW	ja	-	9,5	0,024	395,83
MFH	Öl-E	Öl-Z	nein	-	29,2	0,040	730,00
MFH	Öl-E	Öl-Z	ja	-	9,2	0,010	920,00

Tabelle 5.3

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von
Gas-Einzelheizungen bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
EFH	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	67,2	0,077	872,73
EFH	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	17,8	0,019	936,84
MFH	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	13,9	0,112	124,11
MFH	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	5,2	0,028	185,71

In der Abbildung 5.4 sind alle Maßnahmen, die bei der Raumwärmeversorgung der Haushalte durch eine Substitution auf den CO₂-ärmeren Energieträger Erdgas möglich sind, nach ihrer Effizienz geordnet, dargestellt. Es zeigt sich, daß lediglich vier Maß-

nahmen negative spezifische Minderungskosten aufweisen, weitere vier Maßnahmen liegen nahe der Nullgrenze, während die restlichen acht Maßnahmen spezifische Minderungskosten von mehr als 100 DM je t CO₂ aufweisen.

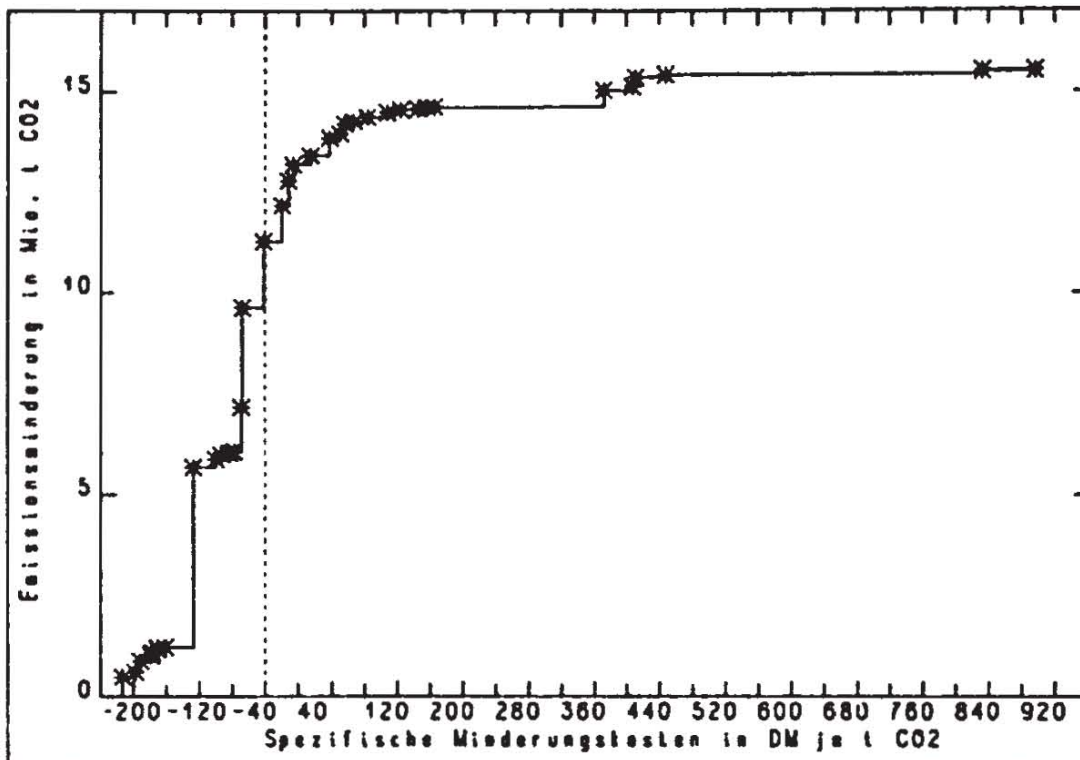


Abb. 5.4: Kosten-Potential-Funktionen für die Substitution durch Gas bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor

5.2.2 Warmwasserversorgung

Da bei der Warmwasserversorgung der Haushalte aufgrund der Vorgaben des Referenzfalles die Betrachtung auf die Energieträger Öl und Gas beschränkt bleibt, sind in der Tabelle 5.4 alle Maßnahmen aufgelistet, die bei der Warmwasserversorgung der Haushalte im Jahr 2005 durch eine Substitution der fossilen Energieträger untereinander möglich sind.

Es ergibt sich hierbei, daß die Maßnahmen, bei denen für den Energieträger Erdgas von der zentralen auf die dezentrale Nutzungstechnik umgestellt wird, die höchsten Effizienzen aufweisen. Des weiteren resultieren auch negative spezifische Minderungskosten für drei der vier betrachteten Fälle, wenn von der zentralen Warmwasserbereitung mit Öl auf eine dezentrale mit Gas umgestellt wird, während der vierte Teil dieser Maßnahme nicht weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt ist. Dagegen zeigt sich, daß eine

Umstellung von einer zentralen Warmwasserbereitung mit Öl auf eine zentrale Warmwasserbereitung mit Gas Mehrkosten verursacht, die zu hohen positiven spezifischen Minderungskosten bis zu 500 DM je t CO₂ führen.

Tabelle 5.4

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Brennstoffsubstitution
bei der Warmwasserversorgung im Haushaltssektor**

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
HHW	Gas-Z	Gas-E	nein	-	-471,0	0,187	-2518,72
HHW	Gas-Z	Gas-E	ja	-	-85,7	0,047	-1823,40
HHW	Öl-Z	Gas-E	nein	nein	-259,7	0,952	-272,80
HHW	Öl-Z	Gas-E	ja	nein	-38,3	0,240	-159,58
HHW	Öl-Z	Gas-E	nein	ja	-40,8	0,531	-76,85
HHW	Öl-Z	Gas-E	ja	ja	4,5	0,133	34,21
HHW	Öl-Z	Gas-Z	nein	nein	130,5	0,860	151,74
HHW	Öl-Z	Gas-Z	ja	nein	59,2	0,216	274,07
HHW	Öl-Z	Gas-Z	nein	ja	176,5	0,479	386,67
HHW	Öl-Z	Gas-Z	ja	ja	61,8	0,119	517,52

5.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

Aussagen zum wirtschaftlichen Potential und erst recht zum Erwartungspotential der verschiedenen Techniken zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung der privaten Haushalte sind auf dem hier angestellten Disaggregationsniveau nur sehr pauschal möglich, da es sich aufgrund der Systemgrenze "fossile Energieträger" nur um eine Teilbetrachtung des gesamten Systems handelt. Für genauere Aussagen müßte eine systemare Gesamtbetrachtung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da auch der vorgegebene Nutzenergiebedarf beibehalten wurde, der aber gerade durch Maßnahmen der rationellen Energieanwendung tangiert wird. Des weiteren müßte die Betrachtung auf alternative Systeme zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung der Haushalte ausgedehnt werden.

Die durchgeführte Analyse zeigt jedoch, daß durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander ein nicht unwesentlicher Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik möglich wäre. Eine hohe Effizienz weisen jedoch nur die Maßnahmen der Kohlesubstitution bei der Raumwärmeversorgung und die Umstellung der Warmwasserversorgung auf eine dezentrale Warmwasserbereitung mit Gas auf. Für diese beiden Maßnahmen kann in der nahen Zukunft auch eine starke Umsetzung erwartet

werden.

Für eine Verbesserung der Effizienz der Maßnahmen eines verstärkten Gaseinsatzes im Haushaltssektors stellt sich die Frage, inwieweit die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der unterschiedlichen Systeme von einer Veränderung der Energiepreisdifferenzen beeinflusst werden. Zur Klärung dieser Fragestellung wurde in Kapitel 3.1 eine Formel abgeleitet, die darüber Auskunft gibt, um welchen Zuschlag die Brennstoffpreise eines Energieträgers ansteigen müssen, damit eine kostengleiche Energieversorgung wie mit einem Gassystem möglich ist (Gleichung 3.4).

Durch die Übertragung der in der Gleichung 3.4 enthaltenen Größen auf die Raumwärmeversorgung der Haushalte kann nun hier der Fall untersucht werden, daß die Wärmeerzeugung in einer Öl-Einzelheizung kostengleich wie mit einem Gas-Zentralbrennwertkessel erfolgen soll. Dieser Fall wird hier gewählt, da dabei die größten Differenzen bei den spezifischen Wärmeerzeugungskosten resultieren (vgl. Kapitel 5.2.1). Die Analyse kann dabei unabhängig von der Auslastung der Wärmeerzeugungssysteme erfolgen, da für die beiden Systeme jeweils von Auslastungen in Höhe von 1562,5 Stunden pro Jahr bei Ein- und Zweifamilienhäusern und von 1833,3 Stunden pro Jahr bei Mehrfamilienhäusern ausgegangen werden kann.

Als Ergebnis der Analyse resultiert ein über den Betrachtungszeitraum konstanter Zuschlag auf die Preise für leichtes Heizöl von 16 DM je GJ (57 Pf/l) bei Ein- und Zweifamilienhäusern und von 7 DM je GJ (25 Pf/l) bei Mehrfamilienhäusern. Damit müßten sich die Preise für leichtes Heizöl gegenüber den im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Entwicklungen verdoppeln (EZFH) bzw. sie müßten um 50 % angehoben werden (MFH). Auch hier zeigt sich, daß eine pauschale Anhebung der Brennstoffpreise nicht sinnvoll erscheint, hier sollte eine Abstufung nach Anwendungsbereichen erfolgen.

6. Maßnahmen beim Kleinverbrauchssektor in der nahen Zukunft

Unter der Bezeichnung "Kleinverbraucher" sind sehr viele, äußerst heterogene Verbrauchergruppen zusammengefaßt, die lediglich eines gemeinsam haben: Sie gehören nicht zur Industrie, nicht zum Verkehr und nicht zu den privaten Haushalten. Für diesen inhomogenen Sektor geht PROGLOS im Referenzszenario mit Kernenergienutzung davon aus, daß der Endenergieverbrauch insgesamt praktisch stagniert. Ein Rückgang wird vor allem im Heizölbereich wirksam (besonders hohe Einsparungen im Raumwärmebedarf und Substitutionen). Durch Substitutionsgewinne macht sich so der einsparbedingte Rückgang im Gassektor kaum bemerkbar. Des weiteren werden nach dem Jahr 2000 die Kohleprodukte aus der Verwendung bei den Kleinverbrauchern herausgehen /PROGLOS, 1987/.

Für den in Abbildung 6.1 dargestellten Vergleich der CO₂-Emissionen nach Energieträgern des Kleinverbrauchssektors bedeutet dies, daß die CO₂-Emissionen von 64 Mio. t CO₂ im Basisjahr 1987 um 34 % auf 42 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 für den Referenzfall absinken. Den wesentlichsten Beitrag zu dieser Emissionsminderung trägt der Rückgang des Verbrauchs an leichtem Heizöl bei, woraus alleine ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 15,5 Mio. t CO₂ resultiert. Des weiteren kommt es durch die Verdrängung der Kohleprodukte aus der Verwendung im Kleinverbrauchssektor zu einem Rückgang um 4,1 Mio. t CO₂ gegenüber dem Basisjahr 1987.

Aus der weiteren Betrachtung wird der Einsatz der fossilen Energieträger zur Kraftbedarfsdeckung beim Kleinverbrauchssektor ausgeklammert, da es sich hierbei zum überwiegenden Teil um den Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff des Militärs und um den Einsatz von Dieselmotoren bei den Traktoren in der Landwirtschaft handelt. Maßnahmen, die zur Verringerung der daraus resultierenden CO₂-Emissionen beitragen könnten, sollten in den Studienschwerpunkten A.1.4 und A.5.1 des Studienprogramms der Enquete-Kommission behandelt werden.

Betrachtet wird im folgenden die Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors, die insgesamt CO₂-Emissionen in Höhe von 32,6 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 im Referenzfall verursacht. Zur näheren Beleuchtung von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase beim Kleinverbrauchssektor ist jedoch noch eine tiefere Detaillierung notwendig. Eine weitere Unterteilung nach Verbrauchssektoren (Landwirtschaft, Handel, Gewerbe, Staat usw.) unterbleibt, da hierzu keine Information aus /PROGLOS, 1987/ vorliegen. Deshalb erfolgt eine weitere Untergliederung der Wärmeversorgung der

Kleinverbraucher nach Anlagengrößenklassen (vgl. Tabelle A.19), die aufgrund einer Kesselstatistik für BadenWürttemberg und deren Übertragung auf die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland gewonnen werden konnte /Friedrich, u. a., 1989/.

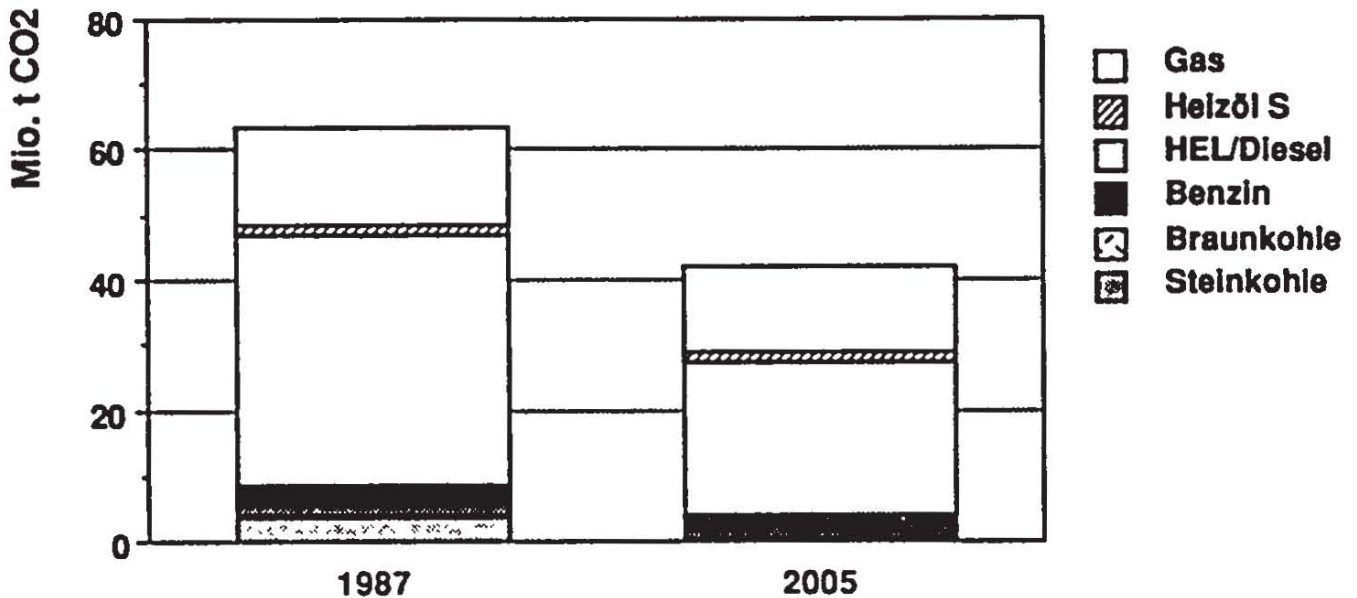


Abb. 6.1: CO₂-Emissionen des Kleinverbrauchssektors in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Nach dieser Systematisierung erfolgt eine Einteilung der Wärmeerzeugungssysteme beim Kleinverbrauchssektor nach insgesamt 6 typischen Größenklassen der Erzeugersysteme:

- Klasse 1 : 0 bis 20 kW_n Wärmeleistung
- Klasse 2 : 20 bis 50 kW_n Wärmeleistung
- Klasse 3 : 50 bis 100 kW_n Wärmeleistung
- Klasse 4 : 100 bis 500 kW_n Wärmeleistung
- Klasse 5 : 500 bis 1000 kW_n Wärmeleistung
- Klasse 6 : > 1000 kW_n Wärmeleistung

Die Aufteilung der Tabelle A.18 zeigt, daß alleine 38 % der Nutzenergienachfrage nach Wärme beim Kleinverbrauchssektor in Kesseln der Klasse von 100 bis 500 kW_n Wärmeleistung erzeugt werden. Die notwendigen technischen und ökonomischen Parameter der zu betrachtenden fossilen Systeme schweres Heizöl, leichtes Heizöl und Gas sind den Tabellen A.15 und A.16 sowie der Tabelle A.11 zu entnehmen.

6.1 Technisches Potential

Für die Ermittlung des technischen Potentials der CO₂-Minderung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander beim Kleinverbrauchssektor besteht aufgrund der vorhandenen Anlagentechnik und der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten in der anlagenbauenden Industrie keine Beschränkung, die eine volle Ausschöpfung des Substitutionspotentials behindern würde. Es muß hier jedoch wieder eine Einschränkung bezüglich einer verstärkten Nutzung des leitungsgebundenen Energieträgers Erdgas gemacht werden, da eine Anbindung aller Kleinverbraucher an die Gasversorgung rein technisch gesehen zwar möglich ist, jedoch aufgrund der vorhandenen Siedlungsstruktur nicht mit in das technische Potential der Minderung klimarelevanter Spurengase aufgenommen werden kann. Da auch die landwirtschaftlichen Betriebe dem Kleinverbrauchssektor zuzuordnen sind, wird für die Gasversorgung des Kleinverbrauchssektors für das Jahr 2005 von einem gegenüber dem Haushaltssektor (vgl. Kapitel 5.1) reduzierten Substitutionspotential der fossilen Energieträger leichtes und schweres Heizöl von 90 % ausgegangen. Demgegenüber stellt die Frage nach der Substitution von bestehenden Anlagen vor Erreichen der Lebensdauer kein technisches sondern ein ökonomisches Problem dar. Bei der Angabe der technischen Potentiale wird jedoch im folgenden in Klammern der Anteil an den technischen Potentialen angegeben, der aus der Substitution von Anlagen resultiert, die im Betrachtungszeitraum die technische Lebensdauer erreicht haben.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Schweres Heizöl wird beim Kleinverbrauchssektor nur in der Klasse über 1000 kW_n zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Die aus einer Substitution der Wärmeerzeugung mit schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl oder Gas resultierenden technisch möglichen CO₂-Minderungen belaufen sich auf

- 0,11 (0,09) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,49 (0,39) Mio. t CO₂ bei Gas (90 %-Fall).

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Im Jahr 2005 werden im Referenzfall noch 31 % der Wärmeerzeugung im Kleinverbrauchssektor auf der Basis von Systemen mit leichtem Heizöl erbracht. Eine Substitution dieser Anlagen durch Gasanlagen der entsprechenden Größenklasse ergibt ein technisches Potential der Minderung von CO₂-Emissionen in Höhe von (90 %-Fall)

0,24 (0,20) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 1,
 0,84 (0,75) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 2,
 0,78 (0,69) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 3,
 2,09 (1,86) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 4,
 0,31 (0,27) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 5 und
 0,96 (0,85) Mio. t CO₂ in der Größenklasse 6.

Damit können rein technisch gesehen beim Kleinverbrauchssektor in der Summe 5,22 (4,62) Mio. t CO₂ durch einen Ersatz von leichtem Heizöl durch Gas vermindert werden.

Substitution von Gas-Einzel- durch Gas-Zentralanlagen

Zur Verminderung der CO₂-Emissionen des Kleinverbrauchssektors ist es auch denkbar, die betriebenen Gas-Einzelanlagen auf die mit einem höheren Gesamtnutzungsgrad betriebenen Gas-Zentralanlagen umzustellen. Hierdurch könnte aufsummiert über die betrachteten Größenklassen eine Emissionsminderung in Höhe von 0,30 (0,24) Mio. t CO₂ zusätzlich erzielt werden.

Zusammengefaßt ergibt sich ein gesamtes technisches Potential der Minderung von CO₂-Emissionen beim Kleinverbrauchssektor durch die Substitution von Mineralölen durch Gas sowie die Ersetzung von Gas-Einzel- durch Gas-Zentralanlagen von 6,01 (5,25) Mio. t CO₂. Dies bedeutet, daß die gesamten CO₂-Emissionen des Kleinverbrauchssektors im Jahr 2005 von 42 Mio. t CO₂ auf 36 Mio. t CO₂ vermindert würden, was einer Einsparung von 14 % entspricht. Gegenüber dem Basisjahr 1987 sinken somit die CO₂-Emissionen von 64 Mio. t CO₂ um insgesamt 28 Mio. t CO₂ oder insgesamt 56 % ab.

6.2 Spezifische Minderungskosten

Zunächst gilt es für die Kostenberechnung auch hier zu untersuchen, welche Gasversorgungsmöglichkeiten überhaupt heute und in der Zukunft für den Kleinverbrauchssektor in der Bundesrepublik Deutschland existieren. Die Analyse der Wachstumsraten der Anschlußquoten in der jüngeren Vergangenheit bei den Kleinverbrauchern ergibt, daß durchschnittlich die Anzahl der mit Gas versorgten Kleinverbraucher um 1,5 %/a angewachsen ist /Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988/. Dies bedeutet, daß bei einer Fortschreibung dieser Wachstumsrate der Anteil der mit Gas versorgten Kleinverbraucher von heute ca. 31 % auf rund 41 % im Jahr 2005 anwachsen wird.

Die zweite zu treffende Annahme bezieht sich wieder auf die Substitutionsrate der alten durch die neuen Wärmeerzeugungssysteme. Hier können bei einer angenommenen Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren innerhalb eines Betrachtungszeitraums von 16 Jahren (1990 bis 2005) insgesamt $16/20 = 80\%$ aller Anlagen ersetzt werden.

Aus den beiden grundlegenden Annahmen folgt, daß bis zum Jahr 2005 bei insgesamt 41 % (Anschlußquote der Kleinverbraucher) multipliziert mit 80 % (Substitutionsrate der alten Heizungssysteme), also bei 32,8 % der Anlagen eine Brennstoffsubstitution mit den Kosten der Referenzsysteme der Tabellen A.15, A.16 und A.11 durchgeführt werden könnte. Wird eine weitere Ausdehnung der Gasversorgung angenommen, so müssen wieder entsprechend erhöhte Anschlußkosten mit in die Betrachtung aufgenommen werden.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Die Substitution von mit schwerem Heizöl betriebenen Anlagen durch Anlagen, die leichtes Heizöl oder die Erdgas einsetzen, führt für alle betrachteten Maßnahmen zu Mehrkosten und damit zu positiven spezifischen Minderungskosten. Dabei weisen jedoch die Maßnahmen, die eine Substitution von schwerem Heizöl durch Gas vorsehen, eine sehr viel bessere Effizienz auf als Maßnahmen, die den Ersatz von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl betrachten (vgl. Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von schwerem Heizöl bei der Wärmeversorgung im Kleinverbrauchssektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteiltkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
KV6	Heizöl S	Gas	nein	nein	5,6	0,178	31,46
KV6	Heizöl S	Gas	nein	ja	8,5	0,212	40,00
KV6	Heizöl S	Gas	ja	nein	2,2	0,044	40,00
KV6	Heizöl S	Gas	ja	ja	2,9	0,053	54,69
KV6	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	85,6	0,087	983,91
KV6	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	23,2	0,021	1104,76

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Die Substitution von leichtem Heizöl durch Gas führt nur in wenigen Fällen zu Kosten-

einsparungen und damit zu negativen spezifischen Minderungskosten (vgl. Tabelle 6.2). Die Effizienz der Maßnahme ist bei den kleineren Leistungen hoch, wenn Öl-Zentralheizungen ersetzt werden, und bei größeren Leistungen hoch, wenn Öl-Einzelanlagen ersetzt werden. In der Größenklasse 6 weisen die Maßnahmen generell negative spezifische Minderungskosten auf.

Es ist auch ersichtlich (vgl. Tabelle 6.2), daß die eventuellen Mehrkosten der Maßnahmen bei einer zugunsten des Gases veränderten Energieträgerpreisrelation beinahe oder auch ganz wegfallen können. Gerade dieser Bereich ist folglich sehr sensitiv in bezug auf Variationen der Energieträgerpreise. Bei einer leichten Anhebung des Preises für leichtes Heizöl könnten rund 90 % des gesamten technischen CO₂-Minderungspotentials dieser Maßnahmen erschlossen werden.

Substitution von Gas-Einzel- durch Gas-Zentralanlagen

Bei der zusätzlich betrachteten Maßnahme der Substitution von Gas-Einzel- durch Gas-Zentralsysteme kommt die Abhängigkeit der spezifischen Minderungskosten von der betrachteten Größenklasse der Wärmeerzeugung der Kleinverbraucher am stärksten zu tragen. Hier weisen die Maßnahmen ab der Größenklasse 3 eine hohe Effizienz auf (vgl. Tabelle 6.3), die auch die Erschließung des damit verbundenen CO₂-Minderungspotentials ermöglichen sollte.

6.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

Aussagen zum wirtschaftlichen Potential und erst recht zum Erwartungspotential der verschiedenen Techniken zur Wärmeversorgung der Kleinverbraucher führen auf dem hier angestellten Disaggregationsniveau zwar schon zu sehr sensitiven Ergebnissen, es wurde hier jedoch aufgrund der Systemgrenze "fossile Energieträger" nur eine Teilbetrachtung des gesamten Systems erstellt. Für genauere Aussagen müßte eine systemare Gesamtbeurteilung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da auch der vorgegebene Nutzenergiebedarf beibehalten wurde, der aber gerade durch Maßnahmen der rationellen Energieanwendung tangiert wird. Des weiteren müßte die Betrachtung auf alternative Systeme zur Wärmeversorgung der Kleinverbraucher ausgedehnt werden. Ein weiterer wichtiger Schritt bei der Beurteilung von Maßnahmen zur CO₂-Minderung wäre eine Disaggregation des Kleinverbrauchssektors nach einzelnen Subsektoren.

Tabelle 6.2

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von leichtem Heizöl bei der Wärmeversorgung im Kleinverbrauchssektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-4,6	0,066	-69,70
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-0,3	0,016	-18,75
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-1,3	0,080	-16,67
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	0,7	0,020	33,33
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	7,4	0,019	389,47
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	2,0	0,005	400,00
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	9,6	0,023	410,71
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	2,6	0,006	442,86
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	0,2	0,274	0,73
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	7,5	0,326	22,90
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	2,5	0,068	36,76
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	4,6	0,081	56,12
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	5,2	0,034	152,94
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	6,9	0,042	166,00
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	1,6	0,008	200,00
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	2,2	0,011	207,69
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-2,5	0,262	-9,54
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	3,6	0,312	11,44
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	1,5	0,066	22,73
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	3,4	0,078	43,62
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	2,1	0,021	100,00
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	2,9	0,026	112,90
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	0,7	0,005	140,00
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	1,0	0,007	150,00
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-1,8	0,680	-2,65
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	12,6	0,812	15,54
KV4	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	1,4	0,082	17,07
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	3,8	0,170	22,35
KV4	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	2,8	0,097	29,06
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	8,1	0,203	40,00
KV4	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	1,2	0,020	60,00
KV4	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	1,7	0,025	66,67
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	-2,4	0,010	-240,00
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	-2,8	0,012	-226,67
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	-0,5	0,003	-166,67
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-0,5	0,003	-150,00
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	2,4	0,102	23,53
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	0,9	0,026	34,62
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	4,5	0,122	36,73
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	1,4	0,030	47,22
KV6	Heizöl L	Gas	nein	nein	-70,9	0,348	-203,74
KV6	Heizöl L	Gas	nein	ja	-80,5	0,417	-193,03
KV6	Heizöl L	Gas	ja	nein	-16,2	0,087	-186,21
KV6	Heizöl L	Gas	ja	ja	-18,4	0,104	-176,80

Tabelle 6.3

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von Gas-Einzel-
durch Gas-Zentralanlagen bei der Wärmeversorgung im Kleinverbrauchssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
KV1	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	17,3	0,021	823,81
KV1	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	4,6	0,005	920,00
KV2	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	3,2	0,028	114,29
KV2	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	1,2	0,007	171,43
KV3	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	-1,6	0,047	-34,04
KV3	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	0,3	0,012	25,00
KV4	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	-30,5	0,126	-242,06
KV4	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	-5,7	0,032	-178,13
KV5	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	-13,6	0,016	-850,00
KV5	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	-3,2	0,004	-800,00

Die durchgeführte Analyse zeigt jedoch, daß durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander ein nicht unwesentlicher Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik möglich wäre. Eine hohe Effizienz weisen die Maßnahmen der Substitution von leichtem Heizöl bei kleinen Größenklassen und die Substitution von Einzelanlagen bei größeren Wärmeleistungen auf. Für diese beiden Teilkomplexe kann in der nahen Zukunft auch eine starke Umsetzung beim Kleinverbrauchssektor erwartet werden.

7. Maßnahmen beim Industriesektor in der nahen Zukunft

Bei der Betrachtung des fossilen Brennstoffeinsatzes in der Industrie ist zunächst zwischen der Stromerzeugung, der Wärmeerzeugung und der Kraftbedarfsdeckung zu differenzieren. Die industrielle Eigenstromerzeugung wurde schon in Kapitel 3 bei den Substitutionsmaßnahmen in der Stromerzeugung insgesamt betrachtet, so daß sie in den Ausführungen dieses Kapitels ausgeklammert bleibt. Des weiteren wird im folgenden nur der fossile Brennstoffeinsatz der einzelnen Industriesektoren verwendet, der sich aus der Abgrenzung der /Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 1988/ als Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ergibt.

Der Endenergieverbrauch an fossilen Brennstoffen in der Industrie steigt nach den Ergebnissen des Referenzfalles von PROGNOSES noch bis zum Jahr 2005 leicht an mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 0,3 %/a /PROGNOS, 1987/. Diese leichte Steigerung verteilt sich dabei fast gleichmäßig auf alle fossilen Brennstoffe, so daß sich auch die Verteilung der CO₂-Emissionen des Industriesektors auf die Brennstoffe zwischen dem Basisjahr 1987 und dem Jahr 2005 kaum verändert (vgl. Abbildung 7.1), es kommt lediglich auch zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen der Industrie um insgesamt 6 % zwischen 1987 und 2005.

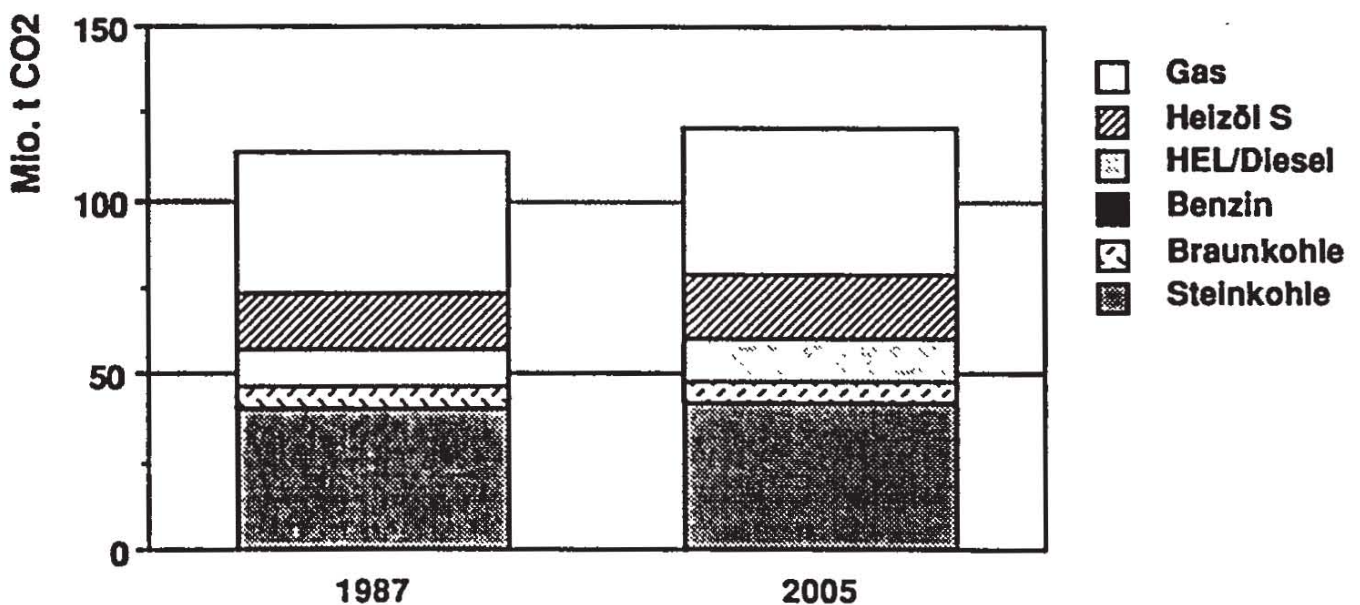


Abb. 7.1: CO₂-Emissionen im Industriesektor in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

Die bei der Kraftbedarfsdeckung im Referenzszenario mit Kernenergienutzung von PROGNOS anfallenden CO₂-Emissionen im Jahr 2005 betragen 0,76 Mio. t CO₂ oder nur 0,6 % der gesamten CO₂-Emissionen des Industriesektors (vgl. Tabelle A.4). Aufgrund dieses vernachlässigbar kleinen Anteils der fossilen Kraftbedarfsdeckung an den Gesamtemissionen werden hier nur die Substitutionsmaßnahmen der fossilen Brennstoffe untereinander bei der industriellen Wärmeerzeugung in der nahen Zukunft behandelt.

Unter diesen Rahmenbedingungen sollen nun die technischen und die wirtschaftlichen Potentiale der Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander in der Wärmeerzeugung im Industriesektor ermittelt werden. Damit jedoch die Struktur der Wärmeerzeugung in der Industrie zum Tragen kommt, wurde eine weitere Disaggregation der Wärmeversorgung des Industriesektors vorgenommen. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Tabelle A.20 dargestellt. Im folgenden wird für die Untersuchung zum einen zwischen der Wärmeversorgung aus Heizwerken und aus Heizkraftwerken differenziert, zum anderen erfolgt bei beiden Systemen eine Unterscheidung nach typischen Größenklassen der Erzeugersysteme:

Klasse 1 : 0 bis 10 MW_{th} Wärmeleistung

Klasse 2 : 10 bis 50 MW_{th} Wärmeleistung

Klasse 3 : 50 bis 200 MW_{th} Wärmeleistung

Klasse 4 : > 200 MW_{th} Wärmeleistung

Die notwendigen technischen und ökonomischen Parameter zur Beschreibung der zu betrachtenden fossilen Systeme Braunkohle, Steinkohle, Mineralöle und Gas sind in den Tabellen A.7, A.8, A.9 und A.10 für die Heizkraftwerke und in den Tabellen A.11, A.12, A.13 und A.14 für die Heizwerke enthalten. Des Weiteren wurde noch bei den Heizwerken aufgrund ihres weitaus bedeutenderen Anteils an der Wärmeerzeugung im Industriesektor von 92,5 % eine Unterteilung in verschiedene charakteristische Auslastungen mit in die Betrachtung aufgenommen:

Fall 1 : 0 bis 4000 Jahresbenutzungsstunden

Fall 2 : 4000 bis 6000 Jahresbenutzungsstunden

Fall 3 : > 6000 Jahresbenutzungsstunden

Nicht betrachtet wird dagegen eine weitere Disaggregation der Wärmeerzeugung nach unterschiedlichen Temperaturniveaus. Untersucht wird im folgenden dabei die vorgegebene Strategie einer Substitution der fossilen Energieträger in der Rangordnung Braunkohle - Steinkohle - Mineralöle - Gas. Generell wird dabei die Strategie verfolgt, daß die nach dem Referenzfall bestehenden Anlagen durch neue Anlagen mit einem

CO₂-ärmeren fossilen Energieträger ersetzt werden. Hierbei wird aber die Beschränkung auferlegt, daß die in Tabelle A.20 ausgewiesene Struktur eine für das Jahr 2005 optimale Aufteilung auf die einzelnen Größenklassen darstellt, so daß nur eine Substitution zwischen Anlagen der gleichen Klasse stattfindet. Des weiteren werden auch nur Heizkraftwerke wieder durch Heizkraftwerke und Heizwerke wieder durch Heizwerke ersetzt, da die Problematik einer verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie in den Bereich der rationellen Energieverwendung (vgl. Studienschwerpunkt A.1 des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages) einzuordnen ist und deshalb hier nicht näher betrachtet wird.

7.1 Technisches Potential

Für die Ermittlung des technischen Potentials der Substitution fossiler Energieträger untereinander im Industriesektor besteht aufgrund der vorhandenen Anlagentechnik und der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten in der anlagenbauenden Industrie keine Beschränkung, die eine volle Ausschöpfung des Substitutionspotentials behindern würde. Des weiteren ist auch für den leitungsgebundenen Energieträger Erdgas aufgrund der Infrastruktur (Rohrnetz) keine Einschränkung für eine verstärkte Nutzung vorhanden, da bereits im Jahr 1987 rund 70 % aller Industrieunternehmen an das Gasnetz angeschlossen waren /Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988/ und somit für das Jahr 2005 bei einer verstärkten Nutzung des Erdgases von einer Substitutionsquote der sonstigen fossilen Energieträger von 100 % für den Industriesektor ausgegangen werden kann.

Da auch die Frage eines Ersatzes der bestehenden Anlagen vor Erreichen der Lebensdauer kein technisches sondern ein wirtschaftliches Problem darstellt, könnte bis zum Jahr 2005 die Wärmeversorgung im Industriesektor vollständig auf einen neuen fossilen Energieträger umgestellt werden. Die technischen Potentiale der Substitution fossiler Energieträger untereinander werden im folgenden getrennt nach Heizwerken und Heizkraftwerken ermittelt. Dabei wird in Klammern jeweils der Anteil der technischen Potentiale angegeben, der daraus resultiert, daß Anlagen ersetzt werden, die die technische Lebensdauer erreicht haben.

7.1.1 Heizwerke

Die Struktur der Wärmeversorgung des Industriesektors im Jahr 2005 des Referenzfalles zeigt, daß keine Heizwerke mit Braunkohle in den Größenklassen 1 und 4 und ebenso

keine Heizwerke mit leichtem Heizöl in der Größenklasse 4 betrieben werden (vgl. Tabelle A.20), so daß hier kein technisches Substitutionspotential hergeleitet werden kann. Der Vergleich der Heizwerke der Industrie mit den Brennstoffen Braunkohle, Steinkohle, schweres Heizöl, leichtes Heizöl und Gas kommt für die einzelnen Substitutionsmaßnahmen zu den folgenden technischen Potentialen.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Es werden nur Heizwerke mit Braunkohle in den Größenklassen 2 und 3 betrieben, wobei für die Größenklasse 2 insgesamt das technische Potential der Substitution durch die anderen fossilen Energieträger

- 0,25 (0,12) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 0,82 (0,37) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,99 (0,45) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 1,72 (0,79) Mio. t CO₂ bei Gas

beträgt. Diese Maßnahmen sind hierbei als Alternativen zu verstehen, d. h. es kann hier keine Summation der CO₂-Minderungspotentiale vorgenommen werden. Die entsprechenden Minderungspotentiale in der Größenklasse 3 ergeben sich für die einzelnen Energieträger zu

- 0,06 (0,03) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 0,18 (0,08) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,22 (0,10) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,38 (0,18) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Für die industrielle Wärmeerzeugung werden mit Steinkohle betriebene Heizwerke in jeder der hier unterschiedenen 4 Größenklassen eingesetzt. Für die einzelnen Größenklassen ergeben sich die folgenden CO₂-Minderungspotentiale. In der Größenklasse 1 könnten insgesamt

- 1,71 (1,36) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 2,32 (1,86) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 5,06 (4,05) Mio. t CO₂ bei Gas

durch eine Substitution der Steinkohle vermindert werden. In der gleichen Größenordnung liegen auch die Minderungspotentiale der Klasse 2 mit

1,69 (0,77) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 2,19 (1,00) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 4,30 (1,96) Mio. t CO₂ bei Gas.

In der Klasse 3 könnten im Industriesektor bei der Wärmeerzeugung in mit Steinkohle betriebenen Heizwerken

0,64 (0,29) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 0,83 (0,38) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 1,63 (0,74) Mio. t CO₂ bei Gas

rein technisch gesehen eingespart werden. Schließlich ergeben sich für die Größenklasse 4 der industriellen Heizwerke CO₂-Minderungspotentiale von

0,57 (0,26) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
 0,74 (0,34) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 1,44 (0,66) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

In der industriellen Wärmeerzeugung mit Heizwerken wird im Referenzfall im Jahr 2005 das schwere Heizöl in allen 4 der hier unterschiedenen Größenklassen verwendet (vgl. Tabelle A.20). Als CO₂-ärmere fossile Energieträger stehen noch die Brennstoffe leichtes Heizöl und Gas zur Verfügung, für die in der Klasse 1 insgesamt sich ein Minderungspotential in Höhe von

0,29 (0,23) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 1,92 (1,54) Mio. t CO₂ bei Gas

ergibt. In der Klasse 2 können durch eine Umstellung der mit schwerem Heizöl betriebenen Heizwerke in der Industrie CO₂-Einsparungen von

0,42 (0,19) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 2,19 (1,00) Mio. t CO₂ bei Gas

erzielt werden. In der Größenklasse 3 der industriellen Heizwerke könnten die CO₂-Emissionen um

0,19 (0,09) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,98 (0,45) Mio. t CO₂ bei Gas

verringert werden. Die abschließende Betrachtung der Klasse 4 führt zu einem technischen Potential der CO₂-Minderung von

0,13 (0,06) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
 0,68 (0,31) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Die letzte Möglichkeit der Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution der fossilen Energieträger untereinander bei den Heizwerken im Industriesektor besteht darin, die Wärmeerzeugung von leichtem Heizöl auf Gas umzustellen. Getrennt nach den hier zu betrachtenden Größenklasse 1, 2 und 3 ergeben sich Emissionsminderungspotentiale in Höhe von

- 4,87 (4,41) Mio. t CO₂ in der Klasse 1,
- 0,90 (0,41) Mio. t CO₂ in der Klasse 2 und
- 0,39 (0,18) Mio. t CO₂ in der Klasse 3.

7.1.2 Heizkraftwerke

Damit die technischen Emissionsminderungspotentiale nicht durch die Betrachtung einer Stromgutschrift bei den Heizkraftwerken, d. h. einer Emissionsbewertung des in Heizkraftwerken erzeugten Stroms, eine unnötige Erschwernis erfahren, wurde bei den Heizkraftwerken in den einzelnen Klassen von etwa gleichen Anlagen für die unterschiedlichen Brennstoffe ausgegangen, d. h. die Heizkraftwerke weisen in den einzelnen Klassen ungefähr die gleiche Stromkennziffer auf. Somit können die technischen Minderungspotentiale durch die Substitution von fossilen Energieträgern untereinander bei den Heizkraftwerken im Industriesektor unabhängig von der Betrachtung des in den Anlagen gleichzeitig erzeugten Stroms, der in Kapitel 3 mitbehandelt wurde, ermittelt werden.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Die Braunkohle wird in den Heizkraftwerken im Industriesektor in allen unterschiedenen Größenklassen verwendet. Für die unterschiedlichen Brennstoffsubstitutionen ergeben sich die (alternativen) Emissionsminderungen, aufsummiert über die vier Größenklassen in Höhe von

- 0,12 (0,06) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,
- 0,40 (0,19) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,50 (0,23) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,83 (0,39) Mio. t CO₂ bei Gas.

Eine Beschreibung der Aufteilung auf die einzelnen Größenklassen erfolgt hier aufgrund der niedrigen Potentiale nicht, sie ist jedoch der Tabelle A.21 zu entnehmen.

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

In den Heizkraftwerken im Industriesektor wird die Steinkohle in allen vier typischen Größenklassen verwendet. Demgemäß werden die technischen Minderungspotentiale getrennt nach den einzelnen Klassen und nach den einzelnen Konkurrenzenergeträger ermittelt. Es ergibt sich eine Minderung von

- 0,04 (0,03) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,05 (0,04) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,09 (0,07) Mio. t CO₂ bei Gas

in der Größenklasse 1. Entsprechend lassen sich für die Größenklasse 2 Emissionsminderungen in Höhe von

- 0,12 (0,06) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,16 (0,07) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,31 (0,14) Mio. t CO₂ bei Gas

ermitteln. In der Größenklasse 3 könnten durch eine Umstellung von Steinkohle auf die anderen fossilen Energieträger CO₂-Minderungen von

- 0,18 (0,08) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 0,24 (0,11) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,45 (0,21) Mio. t CO₂ bei Gas

erzielt werden. Schließlich beträgt das Potential der Minderung der CO₂-Emissionen bei Heizkraftwerken der Größenklasse 4 bei der Substitution von Steinkohle

- 2,00 (0,91) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,
- 2,67 (1,22) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 5,07 (2,32) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Schweres Heizöl wird ebenfalls in allen vier unterschiedenen Größenklassen der Heizkraftwerke im Industriesektor eingesetzt. Als Alternativen zum schweren Heizöl sind die CO₂-ärmeren fossilen Brennstoffe leichtes Heizöl und Gas zu betrachten, woraus sich für die Größenklasse 1 der industriellen Heizkraftwerke ein technisches Potential der Minderung der CO₂-Emissionen in Höhe von

- 0,02 (0,01) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und
- 0,09 (0,07) Mio. t CO₂ bei Gas

ergibt. Die Betrachtung der Größenklasse 2 führt zu einer möglichen Minderung der CO₂-Emissionen von

0,03 (0,02) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und

0,16 (0,07) Mio. t CO₂ bei Gas.

In der Größenklasse 3 könnten durch die Umstellung von schwerem Heizöl auf leichtes Heizöl und Gas CO₂-Emissionen in Höhe von

0,02 (0,01) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und

0,13 (0,06) Mio. t CO₂ bei Gas

eingespart werden. Zusätzlich beträgt das technische Potential für die Größenklasse 4 der mit schwerem Heizöl betriebenen Heizkraftwerke in der Industrie

0,01 (0,01) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und

0,07 (0,03) Mio. t CO₂ bei Gas.

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

In den Heizkraftwerken der Industrie wird leichtes Heizöl lediglich in der Größenklasse 1 verwendet. Das CO₂-Minderungspotential durch eine Substitution des leichten Heizöls durch Gas beträgt 0,03 (0,03) Mio. t CO₂.

Zusammengefaßt ergibt sich für die im Industriesektor sich im Jahr 2005 in Betrieb befindlichen Heizwerke und Heizkraftwerke ein technisches Emissionsminderungspotential in Höhe von

0,43 (0,21) Mio. t CO₂ bei Steinkohle,

8,35 (4,40) Mio. t CO₂ bei schwerem Heizöl,

12,02 (6,42) Mio. t CO₂ bei leichtem Heizöl und

33,69 (20,07) Mio. t CO₂ bei Gas.

Dabei gilt es noch einmal festzuhalten, daß es sich hierbei nicht um additive sondern um alternative Substitutionspotentiale handelt. In dem letzten Fall, bei dem die CO₂-Emissionen im Industriesektor im Jahr 2005 um 26 % und gegenüber dem Jahr 1987 um 27 % gemindert werden, würde fast die gesamte Wärmeerzeugung im Industriesektor auf Gasbasis erfolgen.

7.2 Spezifische Minderungskosten

Die Ermittlung der bei den einzelnen Maßnahmen der Brennstoffsubstitution der fossilen Energieträger untereinander entstehenden Kosten erfolgt gemäß den von den Koordinatoren vorgegebenen Rahmenbedingungen und auf der Grundlage der in den

Tabellen A.7 bis A.14 enthaltenen Parameter.

Für die Berechnung der Kostendifferenzen ist jedoch noch eine zweifache Unterscheidung notwendig. Zum einen werden alle Kostenangaben der Maßnahmen, die die Steinkohle betreffen, sowohl für die vorgegebene Entwicklung der Preise für Importkohle als auch für heimische Steinkohle angegeben. Zweitens muß auch bei den Maßnahmen im Industriesektor wieder eine Restwertbetrachtung erfolgen. Damit sind die CO₂-Minderungen, die Kostendifferenzen und die spezifischen Minderungskosten bei den einzelnen Maßnahmen aufgrund der Restwertbetrachtung /Rosek, 1981/ wieder zweigeteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Lebensdauern der Anlagen in der Klasse 1 und in den sonstigen Klassen wird von einem Substitutionspotential, für das keine Restwertbetrachtung zu erfolgen hat, von 80 % in der Klasse 1 und von 46 % in den sonstigen Klassen ausgegangen.

7.2.1 Heizwerke

Die Beschreibung der ökonomischen Parameter für die vier zu betrachtenden Klassen von Heizwerken befinden sich in den Tabellen A.11 bis A.14. Damit eine genauere Bestimmung der spezifischen Minderungskosten der Substitutionsmaßnahmen bei den Heizwerken möglich ist, wurde zusätzlich zu der Betrachtung der Lebensdauer der Anlagen auch eine Variation über der Auslastung der Anlagen vorgenommen. Es wurde eine Aufteilung vorgenommen in

- Fall 1 : 0 bis 4000 Jahresbenutzungsstunden
- Fall 2 : 4000 bis 6000 Jahresbenutzungsstunden
- Fall 3 : > 6000 Jahresbenutzungsstunden

Damit gibt der erste Index in den Ergebnistabellen zu den Heizwerken in der Industrie den betrachteten Auslastungsfall und der zweite Index die betrachtete Leistungsklasse der Anlage an.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Die Ermittlung der Kostendifferenzen der Substitution in Heizwerken, die mit Braunkohle betrieben werden, durch Heizwerke anderer fossiler Brennstoffe ergibt jeweils positive spezifische Minderungskosten, d. h. es ist hier kein wirtschaftlicher Ersatz der Anlagen möglich (vgl. Tabelle 7.1). Dabei weisen die spezifischen Minderungskosten der Anlagen mit Importkohle, schwerem Heizöl und Gas die gleiche Größenordnung auf, bei leichtem Heizöl sind die spezifischen Minderungskosten etwa doppelt und bei heimischer Steinkohle etwa viermal so hoch, dabei gilt diese Aussage unabhängig davon, welche Leistungs-

klasse betrachtet wird. Deshalb ist in der Tabelle 7.1 auch nur die Substitution von Braunkohle gemittelt über die Größenklassen ausgewiesen, die Angaben für die detailliertere Struktur finden sich in Tabelle A.21. Eine Abhängigkeit von der Auslastung muß nicht betrachtet werden, da mit Braunkohle gefeuerte Heizwerke in der Industrie nur mit mehr als 6000 Jahresbenutzungsstunden betrieben werden.

Tabelle 7.1

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Braunkohlesubstitution
bei der Wärmeversorgung in Heizwerken im Industriesektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
I3j	Braunkohle	Gas	nein	-	140,1	0,961	145,79
I3j	Braunkohle	Gas	ja	-	169,5	1,142	148,42
I3j	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	80,7	0,456	176,97
I3j	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	98,9	0,543	182,14
I3j	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	37,7	0,141	267,38
I3j	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	47,8	0,168	284,52
I3j	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	203,4	0,552	368,48
I3j	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	244,6	0,656	372,87
I3j	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	154,2	0,141	1093,62
I3j	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	186,3	0,168	1108,93

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Der Vergleich der mit Steinkohle betriebenen Heizwerke mit Anlagen, die mit anderen fossilen Energieträgern befeuert werden, muß getrennt für Importkohlepreise und für Preise für heimische Steinkohle durchgeführt werden. Die Ergebnisse sind getrennt nach den hier differenzierten Auslastungsklassen in der Tabelle 7.2 dargestellt.

Werden zunächst die Importkohlepreise zugrunde gelegt, so zeigt sich daß eine Brennstoffsubstitution nur in wenigen Fällen mit negativen spezifischen Minderungskosten durchgeführt werden kann. Dies tritt nur jeweils bei der niedrigsten Auslastung bei einem Vergleich mit schwerem Heizöl auf. Bei derselben Maßnahme mit Gas sind die spezifischen Minderungskosten nicht weit von der Nullgrenze entfernt. Des weiteren zeigt sich, daß die Variation der Auslastung einen stärkeren Einfluß auf das Ergebnis des Vergleichs hat als die Variation der Anlagengröße. Diese generelle Aussage gilt auch die Preise für heimische Steinkohle. Deshalb sind in der Tabelle 7.2 auch nur die Ergebnisse der Substitution von Steinkohle in Abhängigkeit von der Auslastung ausgewiesen, die Angaben zu der detaillierteren Struktur finden sich in Tabelle A.21.

Tabelle 7.2

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Steinkohlesubstitution
bei der Wärmeversorgung in Heizwerken im Industriesektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
I1j	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-16,7	0,156	-107,05
I1j	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-15,3	0,186	-82,26
I1j	Importkoh.	Gas	nein	-	9,5	0,396	23,99
I1j	Importkoh.	Gas	ja	-	15,8	0,472	33,47
I1j	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	40,9	0,201	203,48
I1j	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	53,1	0,240	221,25
I2j	Importkoh.	Gas	nein	-	154,0	1,288	119,57
I2j	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	61,8	0,508	121,65
I2j	Importkoh.	Gas	ja	-	187,7	1,530	122,68
I2j	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	78,2	0,603	129,68
I2j	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	251,9	0,656	383,99
I2j	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	304,1	0,779	390,37
I3j	Importkoh.	Gas	ja	-	404,8	3,010	134,49
I3j	Importkoh.	Gas	nein	-	805,1	5,731	140,48
I3j	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	205,4	1,129	181,93
I3j	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	459,9	2,027	226,89
I3j	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	649,5	1,482	438,26
I3j	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	1303,8	2,714	480,40

I1j	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-72,3	0,156	-463,46
I1j	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-81,2	0,186	-436,56
I1j	Steinkohle	Gas	nein	-	-46,1	0,396	-116,41
I1j	Steinkohle	Gas	ja	-	-50,1	0,472	-106,14
I1j	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-14,7	0,201	-73,13
I1j	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-12,8	0,240	-53,33
I2j	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-118,4	0,508	-233,07
I2j	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-136,0	0,603	-225,54
I2j	Steinkohle	Gas	nein	-	-26,2	1,288	-20,34
I2j	Steinkohle	Gas	ja	-	-26,5	1,530	-17,32
I2j	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	71,7	0,656	109,30
I2j	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	89,9	0,779	115,40
I3j	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-223,6	1,129	-198,05
I3j	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-372,5	2,027	-183,77
I3j	Steinkohle	Gas	ja	-	-24,2	3,010	-8,04
I3j	Steinkohle	Gas	nein	-	-27,3	5,731	-4,76
I3j	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	220,5	1,482	148,79
I3j	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	471,4	2,714	173,69

Werden für den Vergleich Preise für heimische Steinkohle unterstellt, so führen die hier vorgestellten Substitutionsmaßnahmen in der Regel zu negativen spezifischen Minderungskosten, lediglich die Substitution durch leichtes Heizöl erscheint nicht so effizient. Auch hier kann, ebenso für die Importkohle, hinsichtlich der Effizienz der Maßnahmen eine Reihenfolge schweres Heizöl-Gas-leichtes Heizöl abgeleitet werden.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Der Vergleich der Maßnahmen zur Substitution von schwerem Heizöl in Heizwerken in der Industrie führt sowohl für leichtes Heizöl als auch für Gas zu positiven spezifischen Minderungskosten, jedoch auf einem unterschiedlich hohem Niveau. Die Effizienzen für Gas liegen unabhängig von der Auslastung und der Größe der Anlage bei rund 110 DM/t CO₂, während beim leichten Heizöl, ebenfalls wieder unabhängig von der Auslastung und der Größe, spezifische Minderungskosten von ca. 1350 DM/t CO₂ zu verzeichnen sind (vgl. Tabelle 7.3). Deshalb sind in der Tabelle 7.3 auch nur die über die Anlagengröße und über die Auslastungsklassen gemittelten Ergebnisse der Substitution von schwerem Heizöl dargestellt, eine detailliertere Struktur findet sich in Tabelle A.21.

Tabelle 7.3

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von schwerem Heizöl bei der Wärmeversorgung in Heizwerken im Industriesektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
Iij	Heizöl S	Gas	nein	-	336,5	3,294	102,16
Iij	Heizöl S	Gas	ja	-	280,7	2,471	113,60
Iij	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	601,3	0,453	1327,37
Iij	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	780,3	0,570	1368,95

Da für dieses Ergebnis insbesondere die Relation der Energieträgerpreise bedeutend ist, könnte eine Veränderung der Preisrelation zugunsten des Gases auch eine Verschiebung des Vorzeichens der spezifischen Minderungskosten von positiv zu negativ bedeuten. Auf die Sensitivität der Ergebnisse in Abhängigkeit von den Energieträgerpreisrelationen wird in Kapitel 7.3 noch näher eingegangen werden.

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Die Substitutionsmaßnahmen von leichtem Heizöl durch Gas in den Heizwerken der Industrie weisen durchweg eine relativ hohe Effizienz auf. Auch hier zeigt es sich wieder, daß die Variation der Anlagengröße zwar einen kleinen, aber keinen nennenswerten Einfluß auf das Ergebnis ausübt (vgl. Tabelle 7.4).

Tabelle 7.4

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von leichtem Heizöl bei der Wärmeversorgung in Heizwerken im Industriesektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Ver-teil-kosten	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
I11	Heizöl L	Gas	nein	-	- 362,2	4,413	-196,41
I11	Heizöl L	Gas	ja	-	- 85,7	0,461	-185,90
I12	Heizöl L	Gas	nein	-	- 66,9	0,413	-161,99
I12	Heizöl L	Gas	ja	-	- 76,4	0,490	-155,92
I13	Heizöl L	Gas	nein	-	- 28,5	0,178	-160,11
I13	Heizöl L	Gas	ja	-	- 32,9	0,211	-155,92

7.2.2 Heizkraftwerke

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der in der Industrie möglichen Maßnahmen der Brennstoffsubstitution sind Anlagen aller vier Größenklassen zu betrachten. Die ökonomischen Parameter zu den verschiedenen Heizkraftwerken sind in den Tabellen A.7 bis A.10 enthalten.

Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas

Die Substitution von mit Braunkohle gefeuerten Heizkraftwerken durch Heizkraftwerke, die mit anderen fossilen Brennstoffen betrieben werden, führt bei schwerem Heizöl in allen Größenklassen zu guten Effizienzen und ebenso für Gas in den Größenklassen 2, 3 und 4. Demgegenüber liegen die spezifischen Minderungskosten bei leichtem Heizöl und bei der Steinkohle zu hoch, damit von einer potentiellen Alternative gesprochen werden könnte. Lediglich in der Größenklasse 1 weist die Substitution durch Importkohle negative spezifischen Minderungskosten bei einem Ersatz der Anlagen nach Erreichen der Lebensdauer auf, jedoch ist hier das CO₂-Minderungspotential mit 0,003 Mio. t CO₂ sehr gering (vgl. Tabelle 7.5).

Substitution von Steinkohle durch Mineralöle und Gas

Für den Vergleich der Maßnahmen zur Steinkohlesubstitution in Heizkraftwerken der Industrie zur Wärmeerzeugung muß wieder zwischen Importkohle und heimischer Steinkohle differenziert werden.

Der Vergleich mit Heizkraftwerken, die heimische Steinkohle einsetzen, fällt in der Regel zugunsten der Konkurrenzenergieträger aus, lediglich in der Klasse 1 ergeben sich für

leichtes Heizöl und Gas noch positive Minderungskosten, schweres Heizöl weist dagegen für alle Klassen negative Minderungskosten auf. Eine Analyse der Variation der Anlagengröße zeigt, daß hier keine generelle Tendenz hinsichtlich der Effizienz der einzelnen Maßnahmen ersichtlich ist (vgl. Tabelle 7.6).

Werden Importkohlepreise der Betrachtung zugrunde gelegt, so ergibt sich, daß schweres Heizöl auch bei diesem Vergleich immer negative spezifische Minderungskosten aufweist, auch für Gas können, insbesondere in den Größenklassen 2 und 3, mit zunehmender Anlagengröße auch steigende Effizienzen ermittelt werden. Nur das leichte Heizöl hat im Vergleich mit Importkohle immer höhere Gesamtkosten, so daß hier stets positive spezifische Minderungskosten auftreten.

Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl und Gas

Eine Substitution von Heizkraftwerken in der Industrie, die mit schwerem Heizöl betrieben werden, durch ein solches, das leichtes Heizöl einsetzt, führt zu positiven spezifischen Minderungskosten von 1500 DM je t CO₂ und mehr, eine solche Maßnahme scheint nicht durchführungswert. Der Vergleich mit Gas zeigt demgegenüber eine deutliche Verbesserung, jedoch auch eine starke Abhängigkeit der Ergebnisse von der Größenklasse der Anlage. Während in der Klasse 2 und in der Klasse 3 recht gute Effizienzen für die Maßnahmen ermittelt werden konnten, sind in der Klasse 1 und, mit Abstrichen, auch in der Klasse 4 recht hohe spezifische Minderungskosten zu verzeichnen (vgl. Tabelle 7.7).

Tabelle 7.5

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Braunkohlesubstitution
bei der Wärmeversorgung in Heizkraftwerken im Industriesektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
IK1	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-16,1	0,011	-1463,64
IK1	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	-3,4	0,003	-1133,33
IK1	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	-0,7	0,003	-233,33
IK1	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	0,4	0,001	400,00
IK1	Braunkohle	Gas	nein	-	13,7	0,022	622,73
IK1	Braunkohle	Gas	ja	-	4,0	0,006	666,67
IK1	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	2,7	0,003	900,00
IK1	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	1,3	0,001	1300,00
IK1	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	18,9	0,013	1453,85
IK1	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	5,3	0,003	1766,66
IK2	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-4,6	0,020	-230,00
IK2	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	-2,7	0,024	-112,50
IK2	Braunkohle	Gas	nein	-	-4,2	0,042	-100,00
IK2	Braunkohle	Gas	ja	-	-2,2	0,049	-44,90
IK2	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	1,3	0,025	52,00
IK2	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	4,3	0,029	148,28
IK2	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	2,2	0,006	366,67
IK2	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	5,3	0,007	757,14
IK2	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	8,4	0,006	1400,00
IK2	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	12,8	0,007	1828,57
IK3	Braunkohle	Gas	nein	-	13,3	0,176	75,57
IK3	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	7,4	0,085	87,06
IK3	Braunkohle	Gas	ja	-	22,1	0,209	105,74
IK3	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	15,1	0,101	149,50
IK3	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	29,1	0,105	277,14
IK3	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	40,8	0,125	326,40
IK3	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	36,1	0,026	1388,46
IK3	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	49,2	0,031	1587,10
IK3	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	60,5	0,026	2326,92
IK3	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	78,2	0,031	2522,58
IK4	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-1,4	0,072	-19,44
IK4	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	3,2	0,086	37,21
IK4	Braunkohle	Gas	nein	-	7,4	0,149	49,66
IK4	Braunkohle	Gas	ja	-	13,7	0,177	77,40
IK4	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	21,8	0,089	244,94
IK4	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	30,8	0,106	290,57
IK4	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	29,0	0,022	1318,18
IK4	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	39,3	0,026	1511,54
IK4	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	54,0	0,022	2454,55
IK4	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	69,1	0,026	2657,69

Tabelle 7.6

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Steinkohlesubstitution
bei der Wärmeversorgung in Heizkraftwerken im Industriesektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
IK1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	- 25,3	0,027	-937,04
IK1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	- 5,3	0,007	-757,14
IK1	Importkoh.	Gas	nein	-	31,2	0,069	452,17
IK1	Importkoh.	Gas	ja	-	8,8	0,017	517,65
IK1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	44,6	0,036	1238,89
IK1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	12,1	0,009	1344,44
IK1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	- 37,5	0,027	-1388,89
IK1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	- 8,3	0,007	-1185,71
IK1	Steinkohle	Gas	nein	-	19,0	0,069	275,36
IK1	Steinkohle	Gas	ja	-	5,8	0,017	341,18
IK1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	32,4	0,036	900,00
IK1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	9,1	0,009	1011,11
IK2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	- 18,1	0,056	-323,21
IK2	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	- 12,9	0,067	-192,54
IK2	Importkoh.	Gas	nein	-	- 13,3	0,142	-93,66
IK2	Importkoh.	Gas	ja	-	- 7,1	0,169	-42,01
IK2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	5,7	0,074	77,03
IK2	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	15,5	0,089	174,16
IK2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	- 43,2	0,056	-771,43
IK2	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	- 42,8	0,067	-638,81
IK2	Steinkohle	Gas	nein	-	- 38,4	0,142	-270,42
IK2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	- 19,4	0,074	-262,16
IK2	Steinkohle	Gas	ja	-	- 37,0	0,169	-218,93
IK2	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	- 14,4	0,089	-161,80
IK3	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	- 49,4	0,082	-602,44
IK3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	- 45,9	0,097	-473,20
IK3	Importkoh.	Gas	nein	-	- 43,2	0,207	-208,70
IK3	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	- 20,4	0,109	-187,16
IK3	Importkoh.	Gas	ja	-	- 38,5	0,246	-156,50
IK3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	- 11,5	0,130	-88,46
IK3	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	- 83,1	0,082	-1013,41
IK3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	- 85,9	0,097	-885,57
IK3	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	- 54,1	0,109	-496,33
IK3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	- 51,5	0,130	-396,15
IK3	Steinkohle	Gas	nein	-	- 76,9	0,207	-371,50
IK3	Steinkohle	Gas	ja	-	- 78,5	0,246	-319,11
IK4	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	- 168,7	0,914	-184,57
IK4	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	- 119,7	1,086	-110,22
IK4	Importkoh.	Gas	nein	-	44,8	2,315	19,35
IK4	Importkoh.	Gas	ja	-	133,9	2,751	48,67
IK4	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	280,2	1,219	229,86
IK4	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	413,7	1,448	285,70
IK4	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	- 624,7	0,914	-683,48
IK4	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	- 661,4	1,086	-609,02
IK4	Steinkohle	Gas	nein	-	- 411,2	2,315	-177,62
IK4	Steinkohle	Gas	ja	-	- 407,8	2,751	-148,24
IK4	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	- 175,8	1,219	-144,22
IK4	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	- 128,0	1,448	-88,40

Tabelle 7.7

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von schwerem Heizöl bei der Wärmeversorgung in Heizkraftwerken im Industriesektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
IK1	Heizöl S	Gas	nein	-	182,6	0,068	2685,29
IK1	Heizöl S	Gas	ja	-	47,5	0,017	2794,12
IK1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	214,1	0,015	14273,33
IK1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	55,3	0,003	18433,33
IK2	Heizöl S	Gas	nein	-	- 15,7	0,071	-221,13
IK2	Heizöl S	Gas	ja	-	- 5,9	0,084	-70,24
IK2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	18,8	0,015	1253,33
IK2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	35,1	0,018	1950,00
IK3	Heizöl S	Gas	nein	-	- 4,0	0,059	-67,80
IK3	Heizöl S	Gas	ja	-	2,2	0,069	31,88
IK3	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	10,3	0,013	792,31
IK3	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	19,1	0,015	1273,33
IK4	Heizöl S	Gas	nein	-	3,1	0,030	103,33
IK4	Heizöl S	Gas	ja	-	5,3	0,036	147,22
IK4	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	9,0	0,007	1285,71
IK4	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	12,3	0,007	1757,14

Substitution von leichtem Heizöl durch Gas

Leichtes Heizöl wird in der Industrie in Heizkraftwerken nur in der Größenklasse 1 verwendet. Bei dieser Anlagengröße kann das Gas gut gegen das leichte Heizöl konkurrieren, so daß für diese Maßnahmen negative spezifische Minderungskosten in Höhe von rund -300 DM je t CO₂ ermittelt werden konnten (vgl. Tabelle 7.8).

Tabelle 7.8

Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Substitution von leichtem Heizöl bei der Wärmeversorgung in Heizkraftwerken im Industriesektor

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
IK1	Heizöl L	Gas	nein	-	- 7,8	0,026	-300,00
IK1	Heizöl L	Gas	ja	-	- 1,5	0,006	-250,00

7.3 Wirtschaftliches Potential und Erwartungspotential

Aussagen zum wirtschaftlichen Potential und erst recht zum Erwartungspotential der verschiedenen Techniken der Wärmeerzeugung im Industriesektor sind auf dem hier zwar disaggregierten, jedoch immer noch zu stark zusammengefaßten Niveau, nur sehr pauschal möglich, da es vor allem in der Industrie stark von den real existierenden Einsatzbedingungen der Anlagen abhängt, welcher Brennstoff eingesetzt wird. Für genauere Aussagen müßte auch eine systemare Gesamtbetrachtung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da die vorgegebene Energienachfragestruktur beibehalten wurde, die aber gerade durch Maßnahmen der rationellen Energieanwendung tangiert wird. Des weiteren müßte die Betrachtung auf alternative Systeme zur Wärmeerzeugung und auf einzelne Industriesektoren ausgedehnt werden.

Die durchgeführte Analyse legt jedoch die Vermutung nahe, daß in der nahen Zukunft der Gaseinsatz in der Industrie weiter zunehmen wird, so daß hier ein positiver Effekt für die CO₂-Emissionen zu erwarten ist. Eine bezüglich der Effizienz von Maßnahmen zur CO₂-Minderung beachtenswerte Alternative stellt der Einsatz von schwerem Heizöl in der Industrie dar, hier sollte jedoch die Entwicklung der SO₂-Emissionen beachtet werden (vgl. Kapitel 1).

Für eine Verbesserung der Effizienz der Maßnahmen einer verstärkten Substitution der fossilen Energieträger untereinander zugunsten der CO₂-ärmeren fossilen Energieträger stellt sich die Frage, inwieweit die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs, und damit auch der spezifischen Minderungskosten, von einer Veränderung der Energiepreisdifferenzen beeinflusst werden. Zur Klärung dieser Fragestellung wurde in Kapitel 3.1 eine Formel abgeleitet, die darüber Auskunft gibt, um welchen Zuschlag die Brennstoffpreise eines Energieträgers ansteigen müssen, damit eine kostengleiche Energieversorgung wie mit einem Gassystem möglich ist (Gleichung 3.4).

Diese Fragestellung soll hier nun für den Industriesektor exemplarisch anhand der Wärmeerzeugung in Heizwerken untersucht werden, die einen Anteil in Höhe von 92,5 % an der Wärmeerzeugung der Industrie im Jahr 2005 im Referenzfall von /PROGNOS, 1987/ ausmacht (vgl. Tabelle A.20). Aus den hier unterschiedenen vier Größenklassen der Heizwerke wird für die Analyse die Klasse mit einer Wärmeleistung von 10 bis 50 kW_e (Größenklasse 2) ausgewählt, da sich gezeigt hat (vgl. Kapitel 7.2.1), daß die Variation der Anlagengröße einen geringeren Einfluß auf das Ergebnis des Vergleichs hat als die Variation der Auslastung der Anlagen.

Mit der Übertragung der Gleichung 3.4 auf die Wärmeerzeugung in Heizwerken kann nun bei vorliegenden Informationen über die Kosten der Heizwerke und den Gesamtnutzungsgrad der Anlagen (vgl. Tabelle A.12) sowie einer Entwicklung der Energieträgerpreise der über den Betrachtungszeitraum konstante Zuschlag zu den Brennstoffpreisen der Energieträger Braunkohle, Importkohle, heimische Steinkohle, schweres Heizöl und leichtes Heizöl ermittelt werden, damit die Wärmeerzeugung in Heizwerken der Klasse 2 in der Industrie mit der Erzeugung in Gasheizwerken der selben Größenklasse kostengleich ist. Das Ergebnis der Berechnung ist für den vorliegenden Vergleich in Abbildung 7.2 dargestellt.

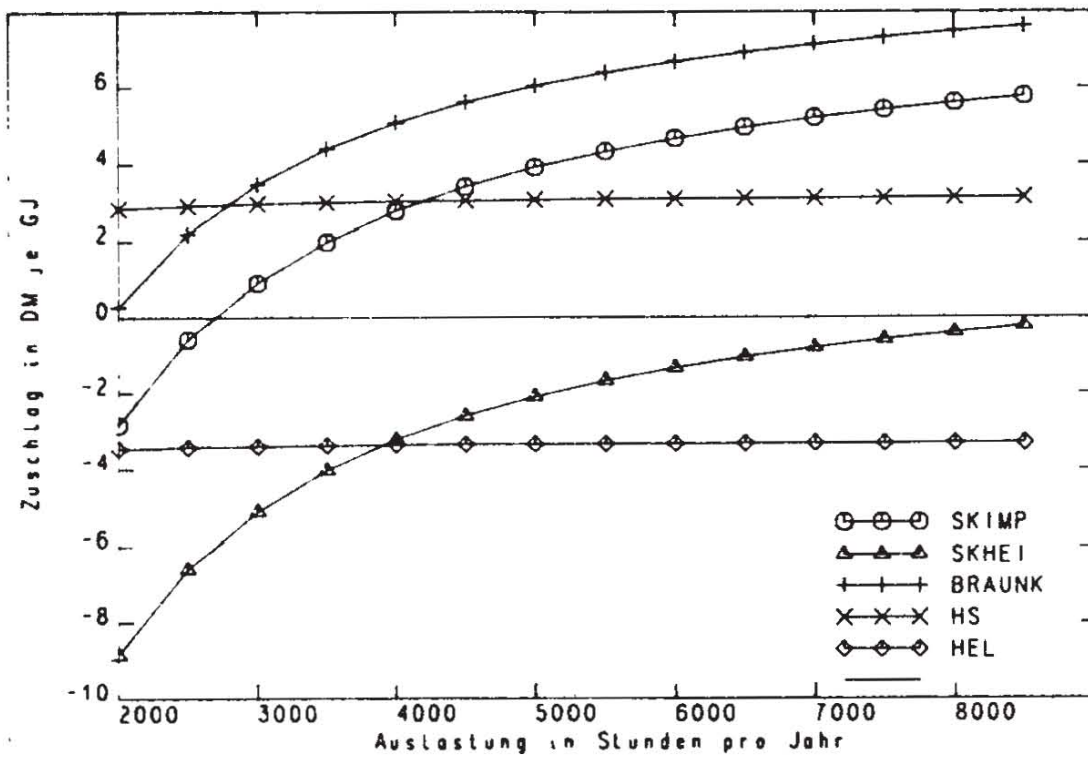


Abb. 7.2: Zuschlag zu den vorgegebenen Brennstoffpreisen zur kostengleichen Wärmeerzeugung von fossilen Heizwerken mit Gasheizwerken

Die Abbildung 7.2 zeigt, daß die Wärmeerzeugung in Gasheizwerken der Klasse 2 gegenüber der Wärmeerzeugung mit heimischer Steinkohle und mit leichtem Heizöl über die gesamte betrachtete Auslastungsbandbreite wirtschaftlich ist, was durch die negativen Zuschlagswerte zum Ausdruck kommt. Demgegenüber ist bei der Wärmeerzeugung in Braunkohleheizwerken die Wirtschaftlichkeitsschwelle gegenüber Gasheizwerken bei einer Auslastung unter 2000 Stunden pro Jahr und bei Importkohleheizwerken bei einer Auslastung von ca. 2700 Stunden pro Jahr anzusetzen. Hier wäre ein maximaler Zuschlag von rund 6 DM je GJ (bei der Importkohle) bzw. 7,5 DM je GJ (bei der Braunkohle)

notwendig, damit die Gasheizwerke auch bei hohen Auslastungen wirtschaftlich arbeiten könnten. Dies würde bedeuten, daß die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Energieträgerpreise von Braunkohle und Importkohle eine Verdreifachung erfahren müßten.

Die Wärmeerzeugung in Ölheizwerken, die mit schwerem Heizöl befeuert werden, ist bei den in der Abbildung 7.2 betrachteten Auslastungen immer kostengünstiger als in Gasheizwerken. Hieraus ergibt sich, daß für die gesamte Auslastungsbandbreite ein zusätzlicher Aufschlag auf die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Preise von 3 DM/GJ auf den Preis für schweres Heizöl notwendig wäre, damit die Gasheizwerke im Vergleich wirtschaftlich wären. Dies bedeutet, daß damit der Preis für schweres Heizöl um 50 % angehoben würde.

Die Abbildung 7.2 zeigt auch, welche Zuschläge zum Beispiel bei einem Vergleich von Braunkohle mit leichtem Heizöl oder mit schwerem Heizöl notwendig wären, da sich diese Werte aus der Subtraktion der entsprechenden Werte in der Abbildung 7.2 ergeben (vgl. Gleichung 3.4). So wäre etwa zur Kostengleichheit der Wärmeerzeugung in Braunkohleheizwerken und in mit schwerem Heizöl befeuerten Heizwerken der Klasse 2 bei einer hohen Auslastung ein Zuschlag von rund 4,5 DM je GJ auf den Preis von Braunkohle notwendig wäre.

8. Maßnahmen beim Verkehrssektor in der nahen Zukunft

Möglichkeiten zur Minderung klimarelevanter Spurengase im Verkehrssektor werden im Rahmen des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre in den Studienschwerpunkten A.1.4 und A.5.1 näher untersucht. Hierbei werden auch die Substitutionsmöglichkeiten der fossilen Energieträger untereinander behandelt (Benzin und Diesel untereinander in A.1.4 sowie Benzin und Diesel gegenüber Gas in A.5.1), so daß im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.2 eine Behandlung dieser Maßnahmen unterbleiben könnte. Im folgenden sollen jedoch kurz die Substitutionsmöglichkeiten im Verkehrssektor beschrieben werden, damit ein Gesamtbild der Maßnahmen bei den fossilen Energieträgern untereinander entsteht.

Insgesamt sinkt der fossile Energieverbrauch des Verkehrssektors im Referenzfall mit Kernenergienutzung von PROGROS zwischen 1987 und 2005 um 13 % ab, wobei der größte Teil dieses Effektes vom Straßenverkehr verursacht wird /PROGROS, 1987/. Dabei kommt es auch zu einer starken Anteilsverschiebung zwischen dem Dieselkraftstoff und dem Motorenbenzin zugunsten des Dieselkraftstoffes. Die Abbildung 8.1 stellt die aus dieser Entwicklung resultierenden CO₂-Emissionen der Jahre 1987 und 2005 einander gegenüber. Dabei sinken die gesamten CO₂-Emissionen des Verkehrssektors zwischen 1987 und 2005 analog zum fossilen Brennstoffverbrauch um insgesamt 13 % ab.

Der größte Teil der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors im Referenzfall im Jahr 2005 verursacht mit 87 % der Straßenverkehr (vgl. Tabelle 8.1). Da bei den Verkehrssystemen Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftverkehr derzeit keine Techniken für eine Substitution der eingesetzten fossilen Brennstoffe verfügbar sind, wird im folgenden nur der Straßenverkehr und hiervon auch nur der Individualverkehr näher betrachtet, der im Jahr 2005 im Referenzfall 62 % der gesamten CO₂-Emissionen des Verkehrssektors verursacht.

Für den Straßenpersonenverkehr soll für das Jahr 2005 untersucht werden, welche technischen und wirtschaftlichen Potentiale die Kraftstoffe Benzin, Diesel und Flüssiggas haben und welche spezifischen Minderungskosten bei Substitutionsmaßnahmen entstehen. Dies geschieht jedoch nur in einer überschlägigen Rechnung, für genauere Analysen sei noch einmal auf die Studienschwerpunkte A.1.4 und A.5.1 des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre verwiesen.

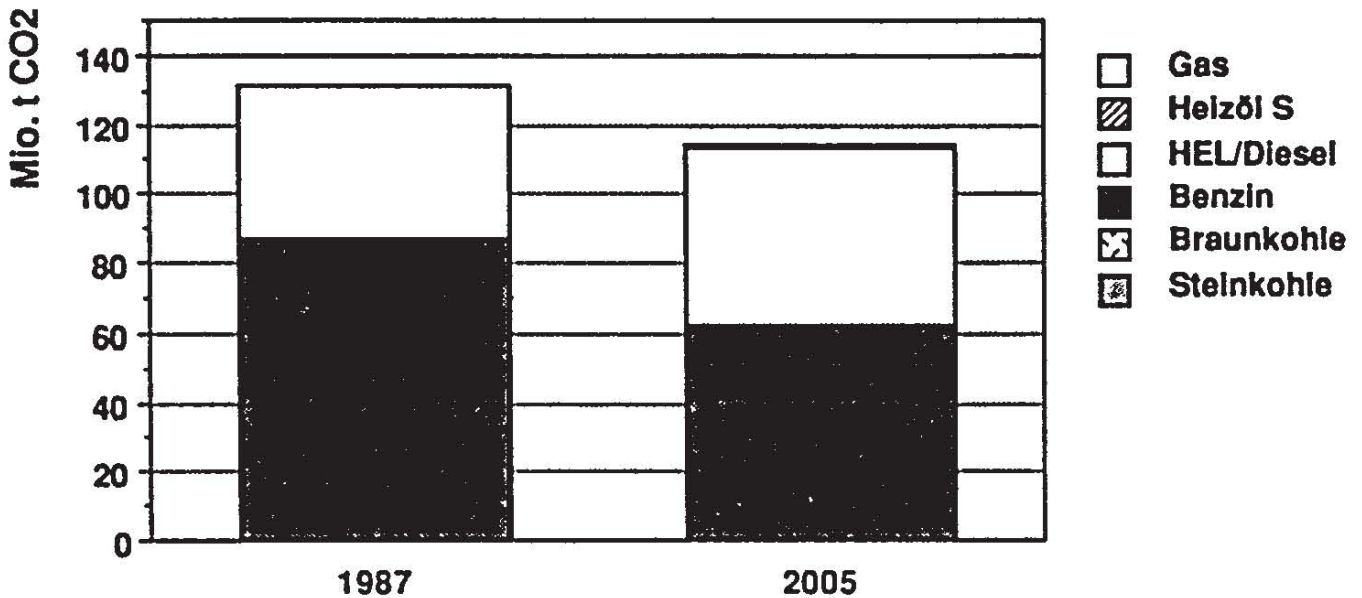


Abb. 8.1: CO₂-Emissionen des Verkehrssektors in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO₂

8.1 Substitution von Vergaser- und Dieselkraftstoff untereinander

PROGNOS geht im Referenzfall mit Kernenergienutzung von einem durchschnittlichen spezifischen Verbrauch der gesamten Flotte von 244,99 MJ/100 km (oder 7,5 Liter je 100 km) für Benzinfahrzeuge und von 240,94 MJ/100 km (oder 6,7 Liter je 100 km) für Dieselfahrzeuge im Jahr 2005 aus (vgl. Tabelle 8.1) /PROGNOS, 1987/. Werden diese spezifischen Verbrauchswerte mit spezifischen CO₂-Emissionen in Höhe von /Heitland, 1989/

73 kg CO₂ je GJ für Diesel und

71 kg CO₂ je GJ für Benzin

multipliziert, so ergeben sich spezifische, auf die Fahrleistung je Personenkraftwagen (PKW) bezogene CO₂-Emissionen in Höhe von

17,6 kg CO₂ je 100 km für Dieselfahrzeuge und

17,4 kg CO₂ je 100 km für Benzinfahrzeuge.

Die unter diesen Voraussetzungen ermittelten spezifischen CO₂-Emissionen je 100 km Fahrleistung lassen aufgrund der Unsicherheit bei der Entwicklung der spezifischen

Tabelle 8.1

Struktur des Verkehrssektors in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005

PKW/Kombi	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Bestand in 1000	24804,7	5845,0	10,3	500,0	31160,0
Fahrleistung pro PKW in km	10750	21330	10750	6000	12660
Spez. Verbrauch in MJ/100 km	244,985	240,940	232,736	108,000	242,932
Endenergieverbrauch in PJ	652,01	300,39	2,57	3,24	958,21
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	46,29	21,93	0,17	-	68,39
Zweiräder	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	23,56	-	-	-	23,56
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	1,67	-	-	-	1,67
Busse	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	0,09	41,25	-	-	41,34
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	0,01	3,00	-	-	3,01
Straßenpersonenverkehr insg.	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	675,66	341,64	2,57	3,24	1023,11
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	47,97	24,93	0,17	-	73,07
Straßengüterverkehr insges.	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	41,55	320,78	-	-	362,33
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	2,95	23,42	-	-	26,37
Straßenverkehr insgesamt	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	717,21	662,42	2,57	3,24	1385,44
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	50,92	48,35	0,17	-	99,44
Schienerverkehr insgesamt	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	-	15,33	0,18	43,41	58,92
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	-	1,12	0,01	-	1,13
Binnenschifffahrt insgesamt	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	-	29,97	-	-	29,97
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	-	2,19	-	-	2,19
Luftverkehr insgesamt	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	157,02	-	-	-	157,02
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	11,15	-	-	-	11,15
Verkehrssektor insgesamt	Benzin	Diesel	Flüssiggas	Strom	Insgesamt
Endenergieverbrauch in PJ	874,23	707,72	2,75	46,65	1631,35
CO ₂ -Emissionen in Mio. t	62,07	51,66	0,18	-	113,91

Verbräuche nur den Schluß zu, daß es unter den gemachten Annahmen kein Substitutionspotential zwischen Diesel- und Benzinfahrzeugen zur Minderung der CO₂-Emissionen gibt.

8.2 Substitution von Vergaser- und Dieselkraftstoff durch Flüssiggas

Flüssiggas-PKW sind zur Zeit die einzige wesentliche Konkurrenz zu Diesel- und Benzinfahrzeugen in der Bundesrepublik Deutschland. Deshalb wird diese Alternative für die nahe Zukunft als die wahrscheinlichste angesehen, um die beiden andere Systeme zu ersetzen. Weite Verbreitung weisen Flüssiggas-PKW heute in Europa vor allem in den Niederlanden auf, wo es aufgrund der hohen Raffineriekapazitäten auch ein entsprechend hohes Flüssiggasaufkommen gibt /OECD, 1986/.

Um zunächst das technische Potential dieses Systems zur Substitution von Diesel- und Benzinfahrzeugen abschätzen zu können, bedarf es einer Annahme zu der Entwicklung des spezifischen Verbrauchs von Flüssiggas-PKW. Heute weisen diese Systeme einen um 5 % geringeren spezifischen Energieverbrauch auf als Benzinfahrzeuge. Wird dieser Vorteil auch noch für das Jahr 2005 unterstellt, so bedeutet dies einen spezifischen Verbrauch der Flüssiggas-PKW von 232,74 MJ je 100 km (vgl. Tabelle 8.1). Die spezifischen CO₂-Emissionen für Flüssiggas betragen 65 kg CO₂ je GJ. Somit ergeben sich auf die Fahrleistung bezogene CO₂-Emissionen der Flüssiggas-PKW von 15,1 kg CO₂ je 100 km. Sie sind somit um 14 % geringer als bei Benzin- und Dieselfahrzeugen.

Für die Ableitung eines technischen Potentials ist es darüber hinaus erforderlich, die notwendige Infrastruktur für ein System zu untersuchen. Hier würde die weitere Verbreitung von Flüssiggas-PKW ein entsprechend ausgeweitetes Tankstellensystem erfordern. Da eine solche Maßnahme ein gewisse Zeit beansprucht, wird für das Jahr 2005 eine Ausweitung des Fahrleistungsanteils der Flüssiggas-PKW an der gesamten PKW-Fahrleistung von 0,03 % im Referenzfall /PROGNOS, 1987/ auf 20 % angenommen, wobei diese Anteilsgewinne jedoch nicht zu Lasten der Elektrofahrzeuge gehen sollen.

Aus diesen Abschätzungen resultiert, daß durch die Substitution von Diesel- und Benzinfahrzeugen durch Flüssiggas-PKW im Jahr 2005 insgesamt 10,69 PJ an Endenergie und insgesamt 1,98 Mio. t CO₂ eingespart werden können. Dies bedeutet eine Minderung der CO₂-Emissionen des Straßenpersonenverkehrs um 2,7 % und eine Reduzierung der CO₂-Emissionen des gesamten Verkehrssektors um 1,7 % im Jahr 2005.

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten wurde ebenfalls auf Werte aus der OECD-Studie zurückgegriffen /OECD, 1986/. Danach weisen Flüssiggas-PKW rund doppelt so hohe Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) auf wie Benzinfahrzeuge. Damit ergeben sich Mehrkosten für die Umsetzung des gesamten technischen Potentials von 46,2 Mio. DM pro Jahr, woraus sich spezifische Minderungskosten in Höhe von 23,33 DM je t CO₂ ermitteln lassen.

Bezüglich der zu erwartenden Umsetzung der Maßnahme kann angenommen werden, daß aufgrund der durch sehr großen Kostendifferenzen nicht das technische Potential dieser Maßnahme im Jahr 2005 ausgeschöpft wird, sondern daß eher der kleinere Anteil des PROGNOSE-Referenzfalles verwirklicht wird. Detailliertere Informationen zu diesem Themengebiet werden jedoch aus den Ergebnissen des Studienschwerpunktes A.5.1 /Heitland, 1989/ erwartet.

9. Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase in der fernen Zukunft

Für die Ermittlung von Substitutionspotentialen für die fossilen Energieträger untereinander in der fernen Zukunft (2050) wäre die notwendige Voraussetzung das Vorhandensein eines Referenzszenarios für die Energieversorgungs- und -nachfragestruktur in der Bundesrepublik Deutschland. Ein solches liegt jedoch gegenwärtig für diesen Zeithorizont für die Bundesrepublik Deutschland in dem benötigten Diasaggregationsgrad nicht vor. Deshalb werden im folgenden die Tendenzen der Minderungsmaßnahmen, die sich für die ferne Zukunft ableiten lassen, anhand des Referenzszenarios der nahen Zukunft aufgezeigt. Dies erscheint insofern sinnvoll, da es sich hier nur um die Ermittlung von Entwicklungstendenzen bei den spezifischen Minderungskosten handelt und nicht um die Abschätzung eines gesamten CO₂-Minderungspotentials.

Ausgangspunkt der Betrachtung soll wieder die Energieversorgungs- und -nachfragestruktur des Referenzfalles mit Kernenergienutzung von PROGNOSE für das Jahr 2005 /PROGNOSE, 1987/ und die im Rahmen dieser Arbeit ermittelte tiefere Systematisierung sein. Dabei gilt es drei Entwicklungen festzuhalten:

1. Die Energiepreise verändern sich.
2. Alle heute bestehenden Anlagen haben bis in die ferne Zukunft ihre Lebensdauer erreicht.
3. Das Substitutionspotential im Verkehrssektor vergrößert sich.

Die Auswirkungen der ersten beiden Punkte sollen hier am Beispiel der Raumwärmeversorgung der privaten Haushalte demonstriert werden, der Verkehrssektor wird ebenfalls einer genaueren Analyse unterzogen.

9.1 Maßnahmen beim Haushaltssektor in der fernen Zukunft

Aus der Einschränkung, daß die Struktur des Jahres 2005 auch im Jahr 2050 gültig sein soll, ergibt sich, daß sich bezüglich der technischen Potentiale bei den einzelnen fossilen Energieträgern keine Änderungen ergeben. Es können folglich auch im Jahr 2050 bei der Raumwärmeversorgung in Ein- und Zweifamilienhäusern durch die Substitution von Kohle

1,40 Mio. t CO₂ durch Öl-Zentralbrennwertkessel,

1,83 Mio. t CO₂ durch Gas-Zentralbrennwertkessel (95 %-Fall)

eingespart werden. Die entsprechenden technischen Potentiale der CO₂-Minderung bei der

Substitution von Kohleheizungen (zentral und dezentral) durch Öl- und Gas-Zentralbrennwertkessel sind bei der Betrachtung der Mehrfamilienhäuser

0,52 Mio. t CO₂ bei Öl-Zentralbrennwertkesseln,

0,66 Mio. t CO₂ bei Gas-Zentralbrennwertkesseln (95 %-Fall).

Bei der Substitution von leichtem Heizöl bei der Raumwärmeversorgung der privaten Haushalte gibt es ein sehr viel höheres Substitutionspotential als bei den Kohleheizungen. Es könnten 0,49 Mio. t CO₂ dadurch vermindert werden, daß die Öl-Einzelheizungen auf Öl-Zentralbrennwertkessel umgestellt werden. Werden alle (95 %) Öl-Heizungssysteme durch Gas-Zentralbrennwertkessel ersetzt, so ergibt sich ein technisches Minderungspotential von

9,41 Mio. t CO₂ in Ein- und Zweifamilienhäusern und

3,39 Mio. t CO₂ in Mehrfamilienhäusern.

Zusätzlich könnten auch noch die Gas-Einzelheizungen durch Gas-Zentralbrennwertkessel substituiert werden, wodurch sich ein weiteres Emissionsminderungspotential von 0,24 Mio. t CO₂ ergeben würde.

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten im Jahr 2050 gilt, daß dann keine der heute bestehenden Anlagen mehr in Betrieb ist, wodurch eine Restwertbetrachtung entfällt. Des weiteren kann davon ausgegangen werden, daß die zu erzielende Gasanschlußquote bis ins Jahr 2050 ohne höhere Anschlußkosten als bei den Referenzsystemen verbunden ist. Somit kann mit den in den Tabellen A.15 und A.16 enthaltenen Angaben und einer Annahme zur Entwicklung der Energieträgerpreise das technische Potential der CO₂-Minderung mit Kosten bewertet werden. Für die Entwicklung der Energieträgerpreise wird angenommen, daß sich nach dem Jahr 2010 keine Veränderungen mehr ergeben, so daß die vorgegebenen Energieträgerpreise des Jahres 2010 auch noch im Jahr 2050 und im Jahr 2070 (Außerbetriebnahme der Anlage) gelten. Damit lassen sich die spezifischen Wärmegestehungskosten bei den angenommenen Auslastungen von 1562,5 Stunden pro Jahr bei Ein- und Zweifamilienhäusern und von 1833,3 h/a bei Mehrfamilienhäusern bestimmen zu

	EZFH	MFH
Kohle-Z	281,089 DM/MWh _{Wärme}	226,609 DM/MWh _{Wärme}
Öl-E	179,412 DM/MWh _{Wärme}	172,778 DM/MWh _{Wärme}
Gas-E	186,585 DM/MWh _{Wärme}	187,274 DM/MWh _{Wärme}
Kohle-	209,687 DM/MWh _{Wärme}	208,376 DM/MWh _{Wärme}
Öl-Brennwert	247,550 DM/MWh _{Wärme}	193,175 DM/MWh _{Wärme}
Gas-Brennwert	238,042 DM/MWh _{Wärme}	193,126 DM/MWh _{Wärme}

Bei der Substitution von Kohle-Einzelheizungen und -Zentralheizungen bestehen zwei Alternativen, die durch unterschiedliche Minderungspotentiale und durch unterschiedliche spezifische Wärmegestehungskosten gekennzeichnet sind: Öl-Zentralbrennwertkessel und Gas-Zentralbrennwertkessel. Die Kosten, Effektivitäten und Effizienzen der zwei Maßnahmen zeigt Tabelle 9.1. Die entsprechende Tabelle für die nahe Zukunft ist die Tabelle 5.1. Es zeigt sich, daß hierbei alle Maßnahmen in Mehrfamilienhäusern wiederum negative spezifische Minderungskosten aufweisen, bei den Ein- und Zweifamilienhäusern ist nur die Substitution von Kohle-Zentralheizungen mit Kosteneinsparungen verbunden, der Ersatz von Kohle-Einzelheizungen führt wieder bei allen Maßnahmen zu Kostenerhöhungen.

Tabelle 9.1

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen bei der Brennstoffsubstitution
bei der Raumwärmeversorgung im Haushaltssektor**

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
EFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-127,2	0,715	-177,90
EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-163,2	0,963	-169,47
EFH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	nein	82,6	0,864	95,60
EFH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	110,2	0,680	162,06
MFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-36,9	0,214	-172,43
MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-37,0	0,278	-133,09
MFH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	-20,2	0,310	-65,16
MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	nein	-20,3	0,385	-52,73
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-854,0	8,615	-99,13
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	327,4	0,794	412,34
EFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	400,1	0,373	1072,65
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-1,6	3,156	-0,51
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	32,8	0,231	141,98
MFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	34,6	0,121	285,95
EFH	Gas-Z	Gas-Z BW	nein	-	93,3	0,096	971,88
MFH	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	12,2	0,140	87,14

Die Substitution von Ölheizungen durch Gas-Zentralbrennwertkessel führt auch in der fernen Zukunft nur in wenigen Fällen zu Kosteneinsparungen und damit zu negativen spezifischen Minderungskosten (vgl. Tabelle 9.1 und entsprechend für die nahe Zukunft Tabelle 5.2).

Für die Möglichkeit der Substitution von Gas-Einzelheizungen durch Gas-Zentralheizungen zeigt es sich auch in der fernen Zukunft, daß diese Maßnahme nur in Mehrfamilienhäusern aufgrund der resultierenden Effizienz in den Bereich der Wirtschaftlich-

keit gelangen kann, die spezifischen Minderungskosten bei den Ein- und Zweifamilienhäusern liegen hier bei ca. 970 DM/t CO₂ (vgl. Tabelle 9.1 und entsprechend Tabelle 5.3 für die nahe Zukunft).

Insgesamt ergibt sich, daß die Betrachtung der Substitutionsmöglichkeiten der fossilen Energieträger untereinander bei der Raumwärmeversorgung der Haushalte in der fernen Zukunft insgesamt keine neuen Erkenntnisse erbringt. Da hier nur eine geringfügige Variation der Energieträgerpreise vorgenommen wurde, stimmen die Werte der spezifischen Minderungskosten für die nahe und für die ferne Zukunft zumindest in der Größenordnung überein.

9.2 Maßnahmen beim Verkehrssektor in der fernen Zukunft

Die CO₂-günstigste fossile Möglichkeit, die Fahrleistungen im Verkehrssektor erbringen zu können, sind PKW, die auf der Basis von Methan fahren und so unter dem Kürzel CNG(Compressed Natural Gas)-PKW bekannt sind. Weite Verbreitung weisen CNG-PKW heute in Europa vor allem bereits in Italien auf /OECD, 1986/. Dieses System soll hier für die ferne Zukunft dahingehend untersucht werden, welche CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2050 noch emittiert werden, wenn alleine der Verkehrssektor noch auf fossile Brennstoffe angewiesen ist und wenn dabei der gesamte Straßenverkehr mit CNG-Motoren abgewickelt wird.

Um zunächst das technische Potential dieses Systems zur Substitution von Diesel- und Benzinfahrzeugen abschätzen zu können, bedarf es einer Annahme zu der Entwicklung des spezifischen Verbrauchs von CNG-PKW. Heute weisen diese Systeme einen um 8 % geringeren spezifischen Energieverbrauch auf als Benzinfahrzeuge. Wird dieser Vorteil auch noch für das Jahr 2050 unterstellt, so bedeutet dies einen spezifischen Verbrauch der CNG-PKW von 225,39 MJ je 100 km im Vergleich zu 244,99 MJ je 100 km bei Benzinfahrzeugen. Die spezifischen CO₂-Emissionen für Methan betragen 55 kg CO₂ je GJ. Somit ergeben sich auf die Fahrleistung bezogene CO₂-Emissionen der CNG-PKW von 12,4 kg CO₂ je 100 km, die um 29 % geringer als bei Benzin- und Dieselfahrzeugen im PROGNOSE-Referenzfall sind.

Da davon ausgegangen werden kann, daß bis zum Jahr 2050 die notwendige Infrastruktur für die Einführung von CNG-PKW und -LKW im großtechnischen Maßstab bereitgestellt werden kann, kann der gesamte Straßenverkehr im Jahr 2050 auf CNG-Basis erfolgen.

Daraus folgt, daß durch die Substitution von Diesel und Benzin im Straßenverkehr durch CNG-Fahrzeuge im Jahr 2005 insgesamt 29 Mio. t CO₂ eingespart werden können.

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten wurde wieder auf Werte aus der OECD-Studie zurückgegriffen /OECD, 1986/. Danach wird für CNG-PKW um 16 % höhere Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) erwartet wie für Benzinfahrzeuge. Damit ergeben sich Mehrkosten für die Umsetzung des gesamten technischen Potentials von 146,1 Mio. DM pro Jahr, woraus sich spezifische Minderungskosten in Höhe von 1,69 DM je t CO₂ ermitteln lassen.

Dies bedeutet, daß bei einer Umsetzung dieser Maßnahme bis in die ferne Zukunft bei gleichbleibenden CO₂-Emissionen des Schienenverkehrs, der Schifffahrt und des Luftverkehrs eine Reduzierung der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors auf 84 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 erreicht würde. Damit würden noch rund 12 % der CO₂-Emissionen des Basisjahres 1987 emittiert werden, wenn die übrigen Verbrauchssektoren (Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Haushaltssektor usw.) keine CO₂-Emissionen mehr aufweisen würden.

10. Schlußfolgerungen

Da die bei der Verbrennung freigesetzten spezifischen CO₂-Emissionen für die verschiedenen fossilen Energieträger unterschiedlich sind, besteht folglich die Möglichkeit, durch eine Substitution unter den fossilen Energieträgern die Gesamtemission an CO₂ zu verändern. Im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.2 des Studienprogramms der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre sollen diese Möglichkeiten analysiert werden, indem die daraus resultierenden CO₂-Minderungspotentiale, die bei der Substitution entstehenden Kosten und die Effizienz der Maßnahmen ermittelt werden. Die Blickrichtung der Analyse ist dahingehend formuliert, daß die Substitutionsmöglichkeiten

- von Braunkohle durch Steinkohle, Mineralöle und Gas,
- von Steinkohle durch Mineralöle und Gas,
- von Mineralölen durch Gas

untersucht werden sollen.

Insgesamt ergibt sich aufsummiert über die betrachteten sechs Verursachergruppen Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Haushalte, Kleinverbraucher, Industrie und Verkehr ein technisches CO₂-Minderungspotential im Jahr 2005 gegenüber dem Referenzfall von /PROGNOS, 1987/ in Höhe von entweder

15,0 bzw. 24,7 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle
oder

84,7 bzw. 142,3 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl
oder

91,5 bzw. 161,0 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl
oder

153,4 bzw. 256,3 Mio. t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von Gas.

Bei diesen Potentialangaben ist immer zunächst der Anteil vermerkt, der daraus resultiert, daß Anlagen ersetzt werden, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben (begrenzte technische Minderung). Des weiteren sind die maximalen technischen Potentiale angegeben, die die Frage der Betriebsjahre der Anlagen nicht berücksichtigt.

Für den letzten Fall "Verstärkte Nutzung von Gas nach Erreichen der technischen Lebensdauer" ist in Tabelle 10.1 die Struktur des Energieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren aufgetragen. Die vergleichbare Tabelle für das Jahr 2005 im Referenzfall nach /PROGNOS, 1987/ ist die Tabelle A.3 und für das Basisjahr 1987 die

Tabelle 10.1

**Struktur des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen nach Energieträgern
und Verbrauchergruppen bei einem verstärkten Gaseinsatz im Jahr 2005**

Energieverbrauch 2005 in PJ	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	1092,2	300,4	46,4	0,0	20,3	82,7	1293,1	2835,0
Fernwärmeerzeugung	60,9	3,0	19,4	0,0	6,8	23,2	175,8	289,2
Haushalte	5,4	4,3	34,8	0,0	131,9	0,0	1049,1	1225,5
Kleinverbraucher	0,0	0,0	3,2	58,8	121,4	3,9	427,1	614,4
Industrie	202,1	33,1	3,4	1,4	54,6	148,3	1137,5	1580,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	743,0	647,3	0,0	183,8	1574,0
Nichtbetrachteter Rest	159,7	3,1	0,0	0,1	19,0	52,7	261,3	495,9
Summe	1520,3	343,9	107,2	803,3	1001,3	310,8	4527,7	8614,4

CO ₂ -Emissionen 2005 in Mio. t	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	101,6	33,7	3,5	0,0	1,5	6,5	71,1	217,7
Fernwärmeerzeugung	5,7	0,3	1,6	0,0	0,5	1,8	9,7	19,5
Haushalte	0,5	0,4	0,0	0,0	9,6	0,0	57,7	68,3
Kleinverbraucher	0,0	0,0	0,0	4,2	8,9	0,3	23,5	36,8
Industrie	18,8	3,3	0,0	0,1	4,0	11,6	62,6	100,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	52,8	47,2	0,0	11,9	111,9
Nichtbetrachteter Rest	14,8	0,4	0,0	0,0	1,4	4,1	14,4	35,1
Summe	141,4	38,1	5,1	57,1	73,1	24,3	250,9	589,8

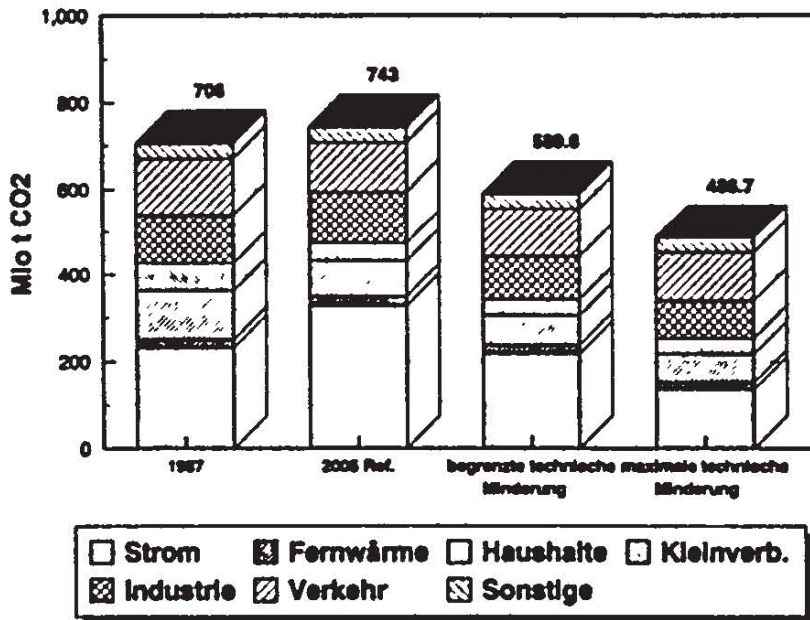


Abb. 10.1: CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 für verschiedene Fälle in Mio. t CO₂

Tabelle A.1. In der Tabelle 10.1 ist auch die Struktur der CO₂-Emissionen für diese Strategie einer verstärkten Gasnutzung angegeben. In der Abbildung 10.1 sind diese CO₂-Emissionen denjenigen des Referenzfalles und den Werten des Basisjahres 1987 gegenübergestellt (Fall "begrenzte technische Minderung").

Es ergibt sich eine Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzfall in dem Fall "begrenzte technische Minderung" von 21 % und gegenüber dem Basisjahr von rd. 16 %. Des Weiteren ist in Abbildung 10.1 auch die CO₂-Minderung bei einem maximalen Gaseinsatz aufgetragen, wobei eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 34 % gegenüber dem Referenzfall und um 31 % gegenüber dem Basisjahr resultiert (Fall "maximale technische Minderung"). Im Fall der begrenzten technischen Minderung steigt der Gasverbrauch gegenüber den Werten des Referenzfalles um 115 % auf rund 4,53 EJ/a im Jahr 2005 an. Hier stellt sich die Frage, ob eine solche verstärkte Gasnachfrage der Bundesrepublik Deutschland nicht zu einer Preisrückkopplung auf den Weltenergiemärkten führen würde. Über die Preisbildungsmechanismen auf den Weltenergiemärkten liegen jedoch derzeit keine gesicherten Erkenntnisse vor. So verbleibt hier nur die Möglichkeit, die Abhängigkeit der Erdgasproduktionskosten von der geförderten Erdgasmenge als Indikator für die möglichen Tendenzen zu untersuchen.

Die Ergebnisse des Studienschwerpunktes A.3.1 zeigen, daß technisch ein Gasimportvolumen von jährlich 6 EJ zu Kosten (nicht Preisen) von ca. 5 DM je GJ für das Jahr 2005 unter der Voraussetzung optimaler und zeitgerechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung machbar ist /Rogner, 1989/. Die gegenwärtigen Importpreise für die Bundesrepublik Deutschland liegen zum Vergleich bei 6,9 DM je GJ. Im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.1 konnte jedoch der Effekt einer weltweiten Intensivierung des Gaseinsatzes, woraus Importkostensteigerungen für die Bundesrepublik Deutschland resultieren könnten, und der Effekt einer verringerten Nachfrage nach den anderen fossilen Brennstoffen auf deren Preise nicht mitbetrachtet werden, so daß der angegebene Wert nur einen Anhaltspunkt für eine mögliche Entwicklung liefert.

Nur ein begrenzter Teil des gesamten technischen Emissionsminderungspotentials des Jahres 2005 ist dabei auch mit negativen spezifischen Minderungskosten zu erschließen. Eine Übersicht über die Kosten, Effektivitäten und Effizienzen aller 506 untersuchten Maßnahmen der Substitution der fossilen Energieträger untereinander in den Sektoren Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Haushaltssektor, Kleinverbrauchssektor, Industrie- und Verkehrssektor gibt Tabelle A.21. Es resultiert eine Bandbreite der spezifischen Minderungskosten zwischen -2500 DM je t CO₂ und +2700 DM je t CO₂. Es zeigt

sich, daß nur insgesamt 200 Maßnahmen negative spezifische Minderungskosten aufweisen, wobei der Großteil dieser Maßnahmen mittels der Substitution von Steinkohle und Braunkohle durch schweres Heizöl zu erreichen ist. Auch eine Reihe der Maßnahmen einer Substitution durch Gas ist durch eine hohe Effizienz gekennzeichnet, jedoch ist der mengenmäßig größere Minderungspotential mit Mehrkosten verbunden.

Für eine genauere Aussage müßte eine systemare Gesamtbetrachtung unter dem Einsatz von Energiemodellen erfolgen, da hier nur die Systemgrenze "fossile Energieträger" betrachtet wurde, jedoch auch in anderen Bereichen alternative Maßnahmen (der rationellen Energieanwendung, der verstärkten Nutzung der regenerativen Energieträger oder der Kernenergie) existieren, die die hier abgeleiteten Potentiale verändern könnten. Ebenso sollten die Forschungen, die zu einem besseren Verständnis der Preisbildungsmechanismen auf den Weltenergiemärkten führen, intensiviert werden, da der Vergleich der spezifischen Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen erheblich von der Entwicklung der Energieträgerpreise beeinflusst wird. Eine Veränderung der Energiepreisdifferenzen zuungunsten des Erdgases (aufgrund einer weltweiten Intensivierung des Gaseinsatzes) würde die CO₂-Minderungskosten der Erdgasnutzung weiter erhöhen. Selbst die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Energieträgerpreisdifferenzen müßten schon eine erhebliche Veränderung zugunsten des Erdgases erfahren, damit eine Substitution von Braunkohle, Importkohle oder schwerem Heizöl durch Erdgas ohne zusätzliche Kosten möglich ist.

Hemmnisse, die einer Umsetzung der Maßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten (wirtschaftliche Minderungsmöglichkeiten) entgegenstehen, sind der Jahrhundertvertrag zur Kohleverstromung, die Richtlinien der Internationalen Energieagentur und der Europäischen Gemeinschaft bezüglich der Gasnutzung im Kraftwerkssektor, das nur knapp verfügbare Kapital für die Umrüstung bestehender Anlagen und die notwendige Infrastruktur (Rohrnetz) für die Ausweitung des Gaseinsatzes. Des weiteren würde eine gemeinsame Einsatzplanung der EVU die Möglichkeiten der Minderung der CO₂-Emissionen erhöhen.

Abschließend gilt es für die Untersuchung der Maßnahmen der Minderung klimarelevanter Spurengase durch eine Substitution fossiler Energieträger untereinander noch einmal festzuhalten, daß die Substitution fossiler Energieträger untereinander im Hinblick auf die Möglichkeiten der Minderung klimarelevanter Spurengase alleine keine langfristig tragfähige Lösung für eine weitgehende Minderung der CO₂-Emissionen darstellt. Die hier untersuchten Maßnahmen könnten jedoch einen wesentlichen Beitrag für die Eingrenzung

negativer Klimaveränderungen in der Übergangsphase hin zu einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung liefern, wobei besonders der verstärkte Erdgaseinsatz hervorzuheben ist.

Literaturverzeichnis:

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen:

Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1987, Essen, 1988

Brügel P., 1987:

Perspektiven der Energieversorgung, Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung, Materialienband IV: Nutzung fossiler Energieträger, Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg, Stuttgart, November 1987

Bundesministerium für Wirtschaft, 1988:

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1987, Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 39. Bericht, in: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 87, Nr. 20, 1988, S. 925-1005

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1988:

109. Gasstatistik, Bundesrepublik Deutschland, Berichtsjahr 1987, Bonn, November 1988

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, 1989:

Jahresbericht 1988, Bonn, Juli 1989

ENERGIE SPEKTRUM, 1988:

Wettbewerb der Wirkungsgrade, Konzepte umweltfreundlicher Kohlekraftwerke bekommen klarere Konturen, in: ENERGIE SPEKTRUM, Nr. 3, März 1988, S. 26-30

Enquete-Kommission, 1988:

Erster Zwischenbericht der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Drucksache 11/3246, Bonn, November 1988

Ewers J., u. a., 1989:

Gas-Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung nach dem HTW-Verfahren, in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Vol. 41, Nr. 1/2, Januar/Februar 1989, S. 23-31

FICHTNER, PROGNOSE, 1983

Parameterstudie örtliche und regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme, Band 3: Technische Daten und Kosten der Wärmeversorgungssysteme sowie deren überschaubare Weiterentwicklung, Forschungsvorhaben 03E-5358-A/B im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Stuttgart, Basel, Mai 1983

Friedrich R., u. a., 1989:

Untersuchung von umweltpolitischen Instrumenten zur Luftreinhaltung, Stuttgart, 1989

Fritsche U., 1989:

Zusammenstellung von klimarelevanten Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, Studienschwerpunkt A.1.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, ÖKO-Institut, Darmstadt, August 1989

Heitland H., 1989:

Möglichkeiten und Potentiale neuer Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, Studienschwerpunkt A.5.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Wolfsburg, Oktober 1989

Kolb G. et al., 1989:

CO₂-reduction potential through rational energy utilization and use of renewable energy sources in the Federal Republic of Germany, KFA Jülich, Bericht jül-spez 502, Jülich, 1989

Kröhner P., Ruppert K., 1989:

Hauptbericht der Fernwärmeversorgung, in: Fernwärme international - FWI, Vol. 18, Nr. 1, 1989, S. 82-94

Lezuo A., u. a., 1989:

Entwicklungstendenzen steinkohlebefeuerter Kraftwerke, in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Vol. 41, Nr. 1/2, Januar/Februar 1989, S. 13-22

OECD, 1986:

Environmental effects of automotive transport, The OECD Compass Project, Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris, 1986

PROGNOS, 1987:

Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, Basel, Köln, Oktober 1987

Rogner H. H., 1989:

Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas und Mineralöl - weltweit und für die Bundesrepublik Deutschland, Studienschwerpunkt A.3.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Böblingen, Oktober 1989

Rosek H. A., Haarmann N., 1981:

Dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für den Praktiker, in: Heizung Lüftung/Klimatechnik - Haustechnik, Vol. 32, Nr. 8, Düsseldorf, 1981

Schaefer H., 1987:

Perspektiven der Energieversorgung, Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung, Materialienband III: Rationelle Energieverwendung, Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg, Stuttgart, November 1987

Schmitt D., 1988:

Die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie - Ist die nukleare Kilowattstunde konkurrenzfähig?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Nr. 2, Juni 1988, S. 124-131

Selzer H., 1989:

Energiebedingte Methan-Emissionen im Zusammenhang mit der Gewinnung, Umwandlung, Verteilung und Nutzung der fossilen Energieträger Kohle (Stein- und Braunkohle), Erdöl und Erdgas, Studienschwerpunkt A.3.3 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, München, Oktober 1989

Statistisches Bundesamt, 1988

Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Wiesbaden, 1988

VDEW, 1988:

Statistik für das Jahr 1987, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt, 1988

Winkens H. P. (Projektleiter), 1984:

Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung (Versorgungskonzept) für den Rhein-Neckar-Raum, Schlußbericht, Forschungsbericht - BMFT-ET-5286-A im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Mannheim, Mai 1984

Tabellenanhang

Tabelle A.1

**Energieverbrauch nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 in PJ/a**

Energieverbrauch 1987 in PJ	Steinkohle	Braunkohle	Holz usw.	Benzin	Heizöl	Gas	Summe
a) Stromerzeugung Öffentlich	919,86	744,73	20,17	0,00	17,36	56,91	1915,77
Stromerzeugung Bundesbahn	31,92	0,00	0,00	0,00	1,61	0,00	43,49
Stromerzeugung Industrie	287,60	34,41	26,19	0,00	3,32	34,88	522,21
Stromerzeugung Summe	1239,38	779,14	46,36	0,00	22,30	91,79	2484,47
b) Fernwärme Heizwerke	12,40	0,00	5,06	0,00	5,72	19,21	72,00
Fernwärme Heizkraftwerke	60,86	3,33	7,76	0,00	2,91	8,16	111,08
Fernwärme Fremdbezug	19,55	3,41	2,88	0,00	1,83	2,62	52,26
Fernwärme Summe	92,81	6,74	15,70	0,00	10,46	29,99	235,34
c) Eigenverbrauch, Hochöfen	159,73	3,14	0,00	0,09	18,96	52,68	495,87
Umwandlung insgesamt	1491,92	789,02	62,06	0,09	51,92	174,46	3215,68
a) Haushalte insgesamt	51,98	41,81	35,17	0,00	952,51	0,00	1708,66
- Raumwärme	50,35	40,50	29,31	0,00	870,45	0,00	1526,95
davon zentral	14,62	11,76	8,79	0,00	803,04	0,00	1339,38
davon dezentral	35,73	28,74	20,52	0,00	67,41	0,00	187,57
- Warmwasser	1,63	1,31	2,93	0,00	82,06	0,00	167,06
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	82,06	0,00	137,74
davon dezentral	1,63	1,31	2,93	0,00	0,00	0,00	29,32
- Prozesswärme	0,00	0,00	2,93	0,00	0,00	0,00	14,65
b) Kleinverbraucher insgesamt	39,00	4,96	2,93	61,55	527,54	20,52	929,05
- Raumwärme	33,80	4,30	0,00	0,00	342,90	5,86	580,28
davon zentral	26,00	3,31	0,00	0,00	307,73	5,86	515,81
davon dezentral	7,80	0,99	0,00	0,00	35,17	0,00	64,47
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	41,03	0,00	73,27
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	41,03	0,00	64,48
davon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,79
- Prozesswärme	5,20	0,66	2,93	0,00	67,41	14,65	134,81
- Kraft	0,00	0,00	0,00	61,55	76,20	0,00	137,75
- Licht	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,93
c) Industrie insgesamt	429,50	62,87	2,93	1,25	145,29	208,09	1585,56
- Raumwärme	12,78	1,87	0,00	0,00	70,34	38,10	225,67
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	5,86	2,93	14,65
- Prozesswärme	416,72	61,00	2,93	1,25	69,09	164,12	1333,51
- Kraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,93	11,72
d) Verkehr insgesamt	0,00	0,00	0,00	1221,26	607,41	0,00	1829,08
- Straße	0,00	0,00	0,00	1081,76	543,01	0,00	1645,03
davon Güter	0,00	0,00	0,00	41,03	342,32	0,00	383,35
davon Personen	0,00	0,00	0,00	1040,73	220,69	0,00	1261,68
- Schiene	0,00	0,00	0,00	0,00	18,61	0,00	18,76
- Schiff	0,00	0,00	0,00	0,00	25,79	0,00	25,79
- Luft	0,00	0,00	0,00	139,50	0,00	0,00	139,50
Endenergie insgesamt	520,48	109,64	41,03	1284,06	2232,75	228,61	6052,35
Umwandlung und Endenergie	2012,40	898,66	103,09	1284,15	2284,67	403,07	9268,04

Tabelle A.2

**CO₂-Emissionen nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 in Mio. t CO₂/a**

CO ₂ -Emissionen 1987 in Mio. t	Steinkohle	Braunkohle	Holz usw.	Benzin	Hel/Diesel	Heizöl g.	Gase	Summe
a) Stromerzeugung öffentlich	85,55	83,41	1,61	0,00	1,28	4,44	8,61	184,90
Stromerzeugung Bundesbahn	2,97	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,55	3,63
Stromerzeugung Industrie	26,75	3,85	1,86	0,00	0,24	2,72	7,63	43,05
Stromerzeugung Summe	115,26	87,26	3,47	0,00	1,64	7,16	16,79	231,58
b) Fernwärme Heizwerke	1,15	0,00	0,41	0,00	0,42	1,50	1,63	5,11
Fernwärme Heizkraftwerke	5,66	0,37	0,62	0,00	0,21	0,64	1,54	9,04
Fernwärme Fremdbezug	1,82	0,38	0,23	0,00	0,13	0,20	1,21	3,97
Fernwärme Summe	8,63	0,75	1,26	0,00	0,76	2,34	4,38	18,12
c) Eigenverbrauch, Hochöfen	14,85	0,35	0,00	0,01	1,38	4,11	14,37	35,07
Umwandlung insgesamt	138,75	88,37	4,73	0,01	3,79	13,61	35,54	284,80
a) Haushalte insgesamt	4,83	4,06	0,00	0,00	69,53	0,00	34,50	112,92
- Raumwärme	4,68	3,93	0,00	0,00	63,54	0,00	29,50	101,65
devon zentral	1,36	1,14	0,00	0,00	58,62	0,00	27,56	88,68
devon dezentral	3,32	2,79	0,00	0,00	4,92	0,00	1,93	12,97
- Warmwasser	0,15	0,13	0,00	0,00	5,99	0,00	4,35	10,62
devon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	5,99	0,00	3,06	9,05
devon dezentral	0,15	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1,29	1,57
- Prozesswärme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,64
b) Kleinverbraucher insgesamt	3,63	0,48	0,00	4,37	38,51	1,60	14,99	63,58
- Raumwärme	3,14	0,42	0,00	0,00	25,03	0,46	10,64	39,69
devon zentral	2,42	0,32	0,00	0,00	22,46	0,46	9,51	35,17
devon dezentral	0,73	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	1,13	4,52
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	1,77	4,77
devon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	1,29	4,28
devon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,48
- Prozesswärme	0,48	0,06	0,00	0,00	4,92	1,14	2,42	9,03
- Kraft	0,00	0,00	0,00	4,37	5,56	0,00	0,00	9,93
- Licht	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
c) Industrie insgesamt	39,94	6,26	0,00	0,09	10,61	16,23	40,46	113,59
- Raumwärme	1,19	0,19	0,00	0,00	5,13	2,97	5,64	15,12
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,23	0,32	0,98
- Prozesswärme	38,75	6,07	0,00	0,09	5,04	12,80	34,01	96,78
- Kraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,48	0,71
d) Verkehr insgesamt	0,00	0,00	0,00	86,70	44,34	0,00	0,02	131,06
- Straße	0,00	0,00	0,00	76,80	41,10	0,00	0,01	117,91
devon BSt	0,00	0,00	0,00	2,91	24,99	0,00	0,00	27,90
devon Personen	0,00	0,00	0,00	73,89	16,11	0,00	0,01	90,01
- Schiene	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	0,00	0,01	1,37
- Schiff	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	1,88
- Luft	0,00	0,00	0,00	9,90	0,00	0,00	0,00	9,90
Endenergie insgesamt	48,40	10,80	0,00	91,16	162,99	17,83	89,97	421,15
Umwandlung und Endenergie	187,15	99,17	4,73	91,17	166,78	31,44	125,51	705,95

Tabelle A.3

**Energieverbrauch nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 in PJ/a /PROGNOS, 1987/**

Energieverbrauch 2005 in PJ	Steinkohle	Braunkohle	Holz usw.	Benzin	Heiz/Diesel	Heizöl g.	Gase	Summe
a) Stromerzeugung öffentlich	1751.34	959.28	20.17	0.00	15.35	47.84	61.41	2855.39
Stromerzeugung Bundesbahn	31.92	0.00	0.00	0.00	1.61	0.00	9.97	43.50
Stromerzeugung Industrie	287.60	34.41	26.19	0.00	3.32	34.88	138.81	525.21
Stromerzeugung Summe	2070.86	993.69	46.36	0.00	20.28	82.72	210.19	3424.10
b) Fernwärme Heizwerke	16.11	0.00	6.53	0.00	7.36	24.18	39.26	93.44
Fernwärme Heizkraftwerke	79.06	4.92	10.02	0.00	3.74	10.27	37.21	145.22
Fernwärme Sonstige	19.55	3.41	2.88	0.00	1.83	2.62	21.96	52.25
Fernwärme Summe	114.72	8.33	19.43	0.00	12.93	37.07	98.43	290.91
c) Eigenverbrauch, Hochöfen	159.73	3.14	0.00	0.09	18.96	52.68	261.28	495.88
Umwandlung insgesamt	2345.31	1005.16	65.79	0.09	52.17	172.47	569.90	4210.89
a) Haushalte insgesamt	26.87	21.62	34.81	0.00	639.35	0.00	538.35	1281.00
- Raumwärme	26.87	21.62	29.31	0.00	593.60	0.00	473.35	1144.75
davon zentral	13.85	11.14	8.79	0.00	551.63	0.00	452.09	1037.50
davon dezentral	13.02	10.48	20.52	0.00	41.97	0.00	21.26	107.25
- Warmwasser	0.00	0.00	2.75	0.00	65.75	0.00	60.20	128.70
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	65.75	0.00	42.36	108.11
davon dezentral	0.00	0.00	2.75	0.00	0.00	0.00	17.84	20.59
- Prozesswärme	0.00	0.00	2.75	0.00	0.00	0.00	4.80	7.55
b) Kleinverbraucher insgesamt	0.00	0.00	3.19	58.82	315.52	19.41	242.60	639.74
- Raumwärme	0.00	0.00	0.00	0.00	145.35	5.60	170.70	321.65
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	128.31	5.60	155.21	289.12
davon dezentral	0.00	0.00	0.00	0.00	17.04	0.00	15.49	32.53
- Warmwasser	0.00	0.00	0.00	0.00	32.88	0.00	24.53	57.41
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	32.88	0.00	18.02	50.90
davon dezentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.51	6.51
- Prozesswärme	0.00	0.00	3.19	0.00	64.47	14.01	47.37	129.04
- Kraft	0.00	0.00	0.00	58.82	72.82	0.00	0.00	131.64
- Licht	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
c) Industrie insgesamt	450.57	61.39	3.40	1.44	167.88	240.45	749.85	1674.98
- Raumwärme	13.41	1.83	0.00	0.00	81.28	44.02	104.56	245.10
- Warmwasser	0.00	0.00	0.00	0.00	6.77	3.39	5.97	16.13
- Prozesswärme	437.16	59.56	3.40	1.44	79.83	189.65	630.36	1401.40
- Kraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.39	8.96	12.35
d) Verkehr insgesamt	0.00	0.00	0.00	874.23	707.72	0.00	2.75	1584.70
- Straße	0.00	0.00	0.00	717.21	662.42	0.00	2.57	1382.20
davon Güter	0.00	0.00	0.00	41.55	320.78	0.00	0.00	362.33
davon Personen	0.00	0.00	0.00	675.66	341.64	0.00	2.57	1019.87
- Schiene	0.00	0.00	0.00	0.00	15.33	0.00	0.18	15.51
- Schiff	0.00	0.00	0.00	0.00	29.97	0.00	0.00	29.97
- Luft	0.00	0.00	0.00	157.02	0.00	0.00	0.00	157.02
Endenergie insgesamt	477.44	83.01	41.40	934.49	1850.47	260.06	1533.55	5180.42
Umwandlung und Endenergie	2822.75	1088.17	107.19	934.58	1902.64	432.53	2103.45	9391.31

Tabelle A.4

**CO₂-Emissionen nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 in Mio. t CO₂ /PROGNOS, 1987/**

CO ₂ -Emissionen 2005 in Mio. t	Steinkohle	Braunkohle	Holz usw.	Benzin	Mel/Diesel	Heizöl g.	Gase	Summe
a) Stromerzeugung öffentlich	162.87	107.44	1.61	0.00	1.12	3.73	3.38	280.15
Stromerzeugung Bundesbahn	2.97	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.55	3.63
Stromerzeugung Industrie	26.75	3.85	1.66	0.00	0.24	2.72	7.63	43.05
Stromerzeugung Summe	192.59	111.29	3.47	0.00	1.48	6.45	11.56	326.84
b) Fernwärme Heizwerke	1.50	0.00	0.52	0.00	0.54	1.89	2.16	6.61
Fernwärme Heizkraftwerke	7.35	0.55	0.80	0.00	0.27	0.80	2.04	11.81
Fernwärme Sonstige	1.82	0.38	0.23	0.00	0.13	0.20	1.21	3.97
Fernwärme Summe	10.67	0.93	1.55	0.00	0.94	2.89	5.41	22.39
c) Eigenverbrauch, Hochöfen	14.85	0.35	0.00	0.01	1.38	4.11	14.37	35.07
Umwandlung insgesamt	218.11	112.57	5.03	0.01	3.80	13.45	31.34	384.31
a) Haushalte insgesamt	2.50	2.10	0.00	0.00	48.13	0.00	29.61	82.34
- Raumwärme	2.50	2.10	0.00	0.00	43.33	0.00	26.03	73.97
davon zentral	1.29	1.08	0.00	0.00	40.27	0.00	24.86	67.50
davon dezentral	1.21	1.02	0.00	0.00	3.06	0.00	1.17	6.47
- Warmwasser	0.00	0.00	0.00	0.00	4.80	0.00	3.31	8.11
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	4.80	0.00	2.33	7.13
davon dezentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.98
- Prozesswärme	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	0.26
b) Kleinverbraucher insgesamt	0.00	0.00	0.00	4.18	23.03	1.53	13.34	42.09
- Raumwärme	0.00	0.00	0.00	0.00	10.61	0.44	9.39	20.44
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	9.37	0.44	8.54	18.35
davon dezentral	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24	0.00	0.85	2.09
- Warmwasser	0.00	0.00	0.00	0.00	2.40	0.00	1.35	3.75
davon zentral	0.00	0.00	0.00	0.00	2.40	0.00	0.99	3.39
davon dezentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.36
- Prozesswärme	0.00	0.00	0.00	0.00	4.71	1.09	2.61	8.40
- Kraft	0.00	0.00	0.00	4.18	5.32	0.00	0.00	9.50
- Licht	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
c) Industrie insgesamt	41.90	6.11	0.00	0.10	12.26	18.76	41.24	120.37
- Raumwärme	1.25	0.18	0.00	0.00	5.93	3.43	5.75	16.54
- Warmwasser	0.00	0.00	0.00	0.00	0.49	0.27	0.33	1.10
- Prozesswärme	40.66	5.93	0.00	0.10	5.83	14.79	34.67	101.98
- Kraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.49	0.76
d) Verkehr insgesamt	0.00	0.00	0.00	62.07	51.66	0.00	0.18	113.91
- Straße	0.00	0.00	0.00	50.92	48.35	0.00	0.17	99.44
davon Güter	0.00	0.00	0.00	2.95	23.42	0.00	0.00	26.37
davon Personen	0.00	0.00	0.00	47.97	24.93	0.00	0.17	73.07
- Schiene	0.00	0.00	0.00	0.00	1.12	0.00	0.01	1.13
- Schiff	0.00	0.00	0.00	0.00	2.19	0.00	0.00	2.19
- Luft	0.00	0.00	0.00	11.15	0.00	0.00	0.00	11.15
Endenergie insgesamt	44.40	8.21	0.00	66.35	135.08	20.29	84.37	358.70
Umwandlung und Endenergie	262.51	120.78	5.03	66.36	138.88	33.74	115.72	743.02

Tabelle A.7

Parameterliste für Heizkraftwerke mit < 10 MW_e Wärmeauskopplung

Anlagentyp		HKW	HKW	HKW	BHKW	BHKW	
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas	
Feuerungsart		Rostf.					
Feuerungsleistung	MW	11,6	11,2	10,4	5,0	5,0	
Fernwärmeleistung	MW	7,5	7,5	7,5	2,2	2,2	
Elektrische Leistung	MW	2,1	2,0	1,8	2,0	2,0	
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	
Bauzeit	a	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Investitionen	DM/kW fw	1818	1888	1060	1767	1666	
Wartung und Instandhaltung	§ p.a.	2,5	2,5	2,0	5,5	5,5	
Versicherung	§ p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	
Personal	Pers.	1	1	1	1	1	
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----			75000	-----	
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Betriebsstrom	DM/MWh	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	

Tabelle A.8

Parameterliste für Heizkraftwerke mit 10 bis 50 MW_e Wärmeauskopplung

Anlagentyp		HKW	HKW	HKW	HKW	HKW	
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas	
Feuerungsart		Rostf.					
Feuerungsleistung	MW	15,4	18,7	15,3	15,3	17,9	
Fernwärmeleistung	MW	10,0	12,5	11,0	11,0	13,9	
Elektrische Leistung	MW	2,8	3,3	2,6	2,6	2,2	
Lebensdauer	a	35	35	35	35	35	
Bauzeit	a	1	1	1	1	1	
Investitionen	DM/kW fw	1783	1811	1122	1020	924	
Wartung und Instandhaltung	§ p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0	
Versicherung	§ p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	
Personal	Pers.	3	3	3	3	3	
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----			75000	-----	
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Betriebsstrom	DM/MWh	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

Tabelle A.9

Parameterliste für Heizkraftwerke mit 50 bis 200 MW_e Wärmeauskopplung

Anlagentyp		HKW	HKW	HKW	HKW	HKW
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas
Feuerungsart		Wirbels.				
Feuerungsleistung	MW	117,0	140,2	114,9	114,9	111,8
Fernwärmeleistung	MW	82,8	90,5	82,8	82,8	82,8
Elektrische Leistung	MW	18,0	29,7	19,4	19,4	19,5
Lebensdauer	a	35	35	35	35	35
Bauzeit	a	2	2	2	2	2
Investitionen	DM/kW fw	1571	1230	895	814	733
Wartung und Instandhaltung	¢ p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	¢ p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Pers.	17	15	5	5	5
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----			75000	-----
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,0	1,2	0,0	0,0	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabelle A.10

Parameterliste für Heizkraftwerke mit > 200 MW_e Wärmeauskopplung

Anlagentyp		HKW	HKW	HKW	HKW	HKW
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas
Feuerungsart		Staubf.				
Feuerungsleistung	MW	398,0	387,3	420,7	420,7	409,8
Fernwärmeleistung	MW	232,5	250,0	250,0	250,0	250,0
Elektrische Leistung	MW	107,8	82,0	116,0	116,0	114,8
Lebensdauer	a	35	35	35	35	35
Bauzeit	a	3	3	3	3	3
Investitionen	DM/kW fw	1643	1051	753	684	615
Wartung und Instandhaltung	¢ p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	¢ p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Pers.	33	30	10	10	10
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----			75000	-----
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,0	1,2	0,0	0,0	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabelle A.11

Parameterliste für Heizwerke mit < 10 MW_n Wärmeleistung

Anlagentyp		HW	HW	HW	HW
Brennstoff		Kohle	HS	Hel	Erdgas
Bruttoleistung Wärme	MW	2,4	2,4	2,4	2,2
Nettoleistung Wärme	MW	2,0	2,0	2,0	2,0
Netto-Wirkungsgrad Wärme	%	83,9	83,9	83,9	90,8
Lebensdauer	a	20	20	20	20
Bauzeit	a	0,5	0,5	0,5	0,5
Investitionen	DM/kW fw	636	315	285	236
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	1,5	1,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	0,4	0,4	0,4	0,4
Personal	Pers.	1	1	1	1
Personalkosten	DM/Pers.*a	----- 75000 -----			
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,5	1,3	0,8	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	2,9	0,5	0,5	0,5

Tabelle A.12

Parameterliste für Heizwerke mit 10 bis 50 MW_n Wärmeleistung

Anlagentyp		HW	HW	HW	HW	HW
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas
Bruttoleistung Wärme	MW	11,7	11,7	11,5	11,5	10,8
Nettoleistung Wärme	MW	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Netto-Wirkungsgrad Wärme	%	85,6	85,6	87,0	87,0	92,7
Lebensdauer	a	35	35	35	35	35
Bauzeit	a	1	1	0,5	0,5	0,5
Investitionen	DM/kW fw	555	564	162	146	128
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	% p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Pers.	3	3	2	2	2
Personalkosten	DM/Pers.*a	----- 75000 -----				
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,5	1,4	0,0	0,0	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	2,9	2,9	1,0	1,0	1,0

Tabelle A.13

Parameterliste für Heizwerke mit 50 bis 200 MW_n Wärmeleistung

Anlagentyp		HW	HW	HW	HW	HW
Brennstoff		Steink.	Braunk.	HS	Hel	Erdgas
Bruttoleistung Wärme	MW	116,8	116,8	114,9	114,9	107,9
Nettoleistung Wärme	MW	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Netto-Wirkungsgrad Wärme	%	85,6	85,6	87,0	87,0	92,7
Lebensdauer	a	35	35	35	35	35
Bauzeit	a	2	2	1	1	1
Investitionen	DM/kW fw	379	385	122	111	97
Wartung und Instandhaltung	€/p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	€/p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Pers.	15	15	5	5	5
Personalkosten	DM/Pers.*a	----- 75000 -----				
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,5	1,4	0,0	0,0	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	2,9	2,9	1,0	1,0	1,0

Tabelle A.14

Parameterliste für Heizwerke mit > 200 MW_n Wärmeleistung

Anlagentyp		HW	HW	HW	HW
Brennstoff		Steink.	HS	Hel	Erdgas
Bruttoleistung Wärme	MW	467,3	459,8	459,8	431,5
Nettoleistung Wärme	MW	400,0	400,0	400,0	400,0
Netto-Wirkungsgrad Wärme	%	85,6	87,0	87,0	92,7
Lebensdauer	a	35	35	35	35
Bauzeit	a	3	3	3	3
Investitionen	DM/kW fw	302	90	85	80
Wartung und Instandhaltung	€/p.a.	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	€/p.a.	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Pers.	30	10	10	10
Personalkosten	DM/Pers.*a	----- 75000 -----			
Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWh	3,5	0,0	0,0	0,0
Betriebsstrom	DM/MWh	2,9	1,0	1,0	1,0

Tabelle A.15

Parameterliste für Raumheizungssysteme in Ein- und Zweifamilienhäusern

System	Öl-Z	Gas-Z	Kohle-Z	Öl-E	Gas-E	Kohle-E	Öl-Z BW	Gas-Z BW
Nettleistung Wärme	12 kWth	12 kWth	12 kWth	12 kWth	12 kWth	12 kWth	12 kWth	12 kWth
Nutzungsstunden	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h	1562,5 h
Lebensdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Wärmeerzeuger bzw. Hausstation incl.								
Regelung und Montage	5.100,-	5.100,-	5.600,-	4.100,-	4.100,-	4.500,-	8.460,-	6.150,-
Öltank	2.250,-	-	-	2.250,-	-	-	2.250,-	-
Brennstofflagerraum	4.800,-	-	4.800,-	4.800,-	-	4.800,-	4.800,-	-
Zusatzkosten für den Schornstein	-	-	-	-	-	-	1.650,-	1.650,-
Gas-,Strom,FW-Inst.	120,-	400,-	120,-	330,-	1.100,-	330,-	120,-	400,-
Anschlußkosten	-	3.500,-	-	-	3.500,-	-	-	3.500,-
Verteilung und Heizflächen	10.500,-	10.500,-	10.500,-	-	-	-	10.500,-	10.500,-
Summe Investition DM	22.770,-	19.500,-	21.020,-	11.480,-	8.700,-	9.630,-	27.780,-	22.200,-
Investition DM/kWth	1.897,5	1.625,-	1.751,7	956,7	725,-	802,5	2.315,-	1.850,-
Wartung und Instand.	640,-	530,-	600,-	480,-	400,-	450,-	640,-	530,-
Hilfsenergie	100,-	100,-	65,-	-	-	-	100,-	100,-
Öl-Versicherung	150,-	-	-	150,-	-	-	150,-	-
Sonstige fixe Kosten	890,-	630,-	665,-	630,-	400,-	450,-	890,-	630,-
Anlagennutzungsgrad	79,0 %	79,0 %	79,0 %	80,0 %	80,0 %	80,0 %	95,0 %	97,0 %
Verteilnutzungsgrad	92,0 %	92,0 %	92,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	92,0 %	92,0 %
Gesamtnutzungsgrad	72,7 %	72,7 %	72,7 %	80,0 %	80,0 %	80,0 %	87,4 %	89,2 %

Tabelle A.16

Parameterliste für Raumheizungssysteme in Mehrfamilienhäusern

System	Öl-Z	Gas-Z	Kohle-Z	Öl-E	Gas-E	Kohle-E	Öl-Z BW	Gas-Z BW
Nettleistung Wärme	36 kWth	36 kWth	36 kWth	36 kWth	36 kWth	36 kWth	36 kWth	36 kWth
Nutzungsstunden	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h	1833,3 h
Lebensdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Wärmeerzeuger bzw. Hausstation incl.								
Regelung und Montage	9.300,-	9.300,-	10.250,-	20.000,-	20.000,-	22.040,-	16.500,-	11.550,-
Öltank	6.750,-	-	-	6.750,-	-	-	6.750,-	-
Brennstofflagerraum	7.500,-	-	7.500,-	7.500,-	-	7.500,-	7.500,-	-
Zusatzkosten für den Schornstein	-	-	-	-	-	-	3.750,-	3.750,-
Gas-,Strom,FW-Inst.	220,-	900,-	220,-	1.350,-	5.500,-	1.350,-	220,-	900,-
Anschlußkosten	-	4.500,-	-	-	4.500,-	-	-	4.500,-
Verteilung und Heizflächen	40.500,-	40.500,-	40.500,-	-	-	-	40.500,-	40.500,-
Summe Investition DM	64.270,-	55.200,-	58.470,-	35.600,-	30.000,-	30.090,-	75.220,-	61.200,-
Investition DM/kWth	1.785,3	1.533,3	1.624,2	988,9	833,3	838,1	2.089,4	1.700,-
Wartung und Instand.	1.280,-	990,-	1.140,-	1.940,-	1.500,-	1.730,-	1.280,-	990,-
Hilfsenergie	200,-	200,-	150,-	-	-	-	200,-	200,-
Öl-Versicherung	200,-	-	-	200,-	-	-	200,-	-
Sonstige fixe Kosten	1.680,-	1.190,-	1.290,-	2.140,-	1.500,-	1.730,-	1.680,-	1.190,-
Anlagennutzungsgrad	85,0 %	85,0 %	85,0 %	80,0 %	80,0 %	80,0 %	98,0 %	100,0 %
Verteilnutzungsgrad	98,0 %	98,0 %	98,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	98,0 %	98,0 %
Gesamtnutzungsgrad	83,3 %	83,3 %	83,3 %	80,0 %	80,0 %	80,0 %	96,0 %	98,0 %

Tabelle A.17

**Struktur der Fernwärmeversorgung
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/**

	3-Kohle	B-Kohle	Heizöl L	Heizöl S	Gas	Summe
Netzwerke 2 - 50 MW Wärmeleistung						
Wärmeerzeugung [PJ]	16,51	-	6,65	13,96	24,87	61,99
Wirkungsgrad	85,0 %	-	87,0 %	87,0 %	92,0 %	88,4 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	19,42	-	7,64	16,05	27,03	70,14
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	1,81	-	0,35	1,25	1,49	5,10
Netzwerke 50 - 200 MW Wärmeleistung						
Wärmeerzeugung [PJ]	-	-	0,81	8,67	21,62	31,10
Wirkungsgrad	-	-	87,0 %	87,0 %	92,0 %	90,4 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	-	-	0,93	9,97	23,50	34,40
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	-	-	0,07	0,78	1,29	2,14
Netzwerke insgesamt						
Wärmeerzeugung [PJ]	16,51	-	7,46	22,64	46,49	93,09
Wirkungsgrad	85,0 %	-	87,0 %	87,0 %	92,0 %	89,1 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	19,42	-	8,57	26,02	50,53	104,54
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	1,81	-	0,62	2,03	2,78	7,24
Heizkraftwerke 2 - 50 MW Wärmeauskopplung						
Wärmeerzeugung [PJ]	10,00	8,60	0,67	2,41	6,82	28,50
Wirkungsgrad	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	9,68	8,33	0,64	2,33	6,61	27,59
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	0,90	0,93	0,05	0,18	0,36	2,42
Heizkraftwerke 50 - 200 MW Wärmeauskopplung						
Wärmeerzeugung [PJ]	67,34	-	3,84	4,07	42,66	117,90
Wirkungsgrad	103,3 %	-	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	65,19	-	3,72	3,94	41,29	114,14
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	6,06	-	0,27	0,31	2,27	8,91
Heizkraftwerke > 200 MW Wärmeauskopplung						
Wärmeerzeugung [PJ]	21,11	-	-	4,94	-	26,05
Wirkungsgrad	103,3 %	-	-	103,3 %	-	103,3 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	20,43	-	-	4,78	-	25,22
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	1,90	-	-	0,37	-	2,27
Heizkraftwerke insgesamt						
Wärmeerzeugung [PJ]	98,44	8,60	4,50	11,41	49,48	172,45
Wirkungsgrad	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %	103,3 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	95,30	8,33	4,36	11,05	47,90	166,94
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	8,86	0,93	0,32	0,86	2,63	13,60
Fernwärmeversorgung insgesamt						
Wärmeerzeugung [PJ]	114,95	8,60	11,96	34,05	95,97	265,54
Wirkungsgrad	100,2 %	103,3 %	92,5 %	91,9 %	97,5 %	97,8 %
Brennstoffeinsatz [PJ]	114,72	8,33	12,95	37,07	98,43	271,48
CO ₂ -Emissionen [Mio.t]	10,67	0,93	0,94	2,89	5,41	20,84

Tabelle A.18

**Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Haushaltssektor in der
Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/**

	Raumwärme	Öl-Z	Gas-Z	Kohle-Z	Öl-E	Gas-E	Kohle-E	Strom	WP-Strom	WP-Gas-Öl	Summe
Ein- und Zweifamilienhäuser											
EEV [PJ]	30,905	411,590	306,440	19,555	29,290	8,155	16,395	64,815	5,890	3,710	896,745
Wirkungsg	92,17%	82,70%	87,67%	69,78%	72,17%	70,11%	63,93%	98,00%	189,04%	139,25%	85,68%
NEV [PJ]	28,485	340,385	268,656	13,645	21,138	5,717	10,481	63,519	11,135	5,166	768,327
Nie.tCO2	0,000	30,046	16,854	1,855	2,138	0,449	1,555	0,000	0,097	0,245	53,239
Nie.tCO2	2,040	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,407	0,777	0,000	14,224
Mehrfamilienhäuser + Nichtwohngebäude											
EEV [PJ]	58,920	140,040	145,650	5,440	8,020	10,215	7,100	32,685	1,015	2,125	411,210
Wirkungsg	98,01%	87,82%	91,80%	73,09%	76,04%	73,51%	67,47%	98,00%	195,57%	141,30%	90,91%
NEV [PJ]	57,747	122,984	133,704	3,976	6,098	7,509	4,790	32,031	1,985	3,003	373,827
Nie.tCO2	0,000	10,223	8,011	0,516	0,585	0,342	0,674	0,000	0,017	0,141	20,729
Nie.tCO2	3,889	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,753	0,134	0,000	9,776
Raumwärme insgesamt											
EEV [PJ]	89,825	551,630	452,090	24,995	37,310	18,370	23,495	97,500	6,905	5,835	1307,955
Wirkungsg	96,00%	84,00%	89,00%	70,50%	73,00%	72,00%	65,00%	98,00%	190,00%	140,00%	87,32%
NEV [PJ]	86,232	463,369	402,360	17,621	27,236	13,226	15,271	95,550	13,120	8,169	1142,154
Nie.tCO2	0,000	40,269	24,865	2,371	2,723	1,011	2,229	0,000	0,114	0,386	73,968
Nie.tCO2	5,929	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,160	0,911	0,000	24,000
Warmwasser insgesamt											
EEV [PJ]	11,50	65,75	42,36	-	-	17,84	-	50,55	-	-	188,00
Wirkungsg	75,00%	63,00%	72,00%	-	-	77,50%	-	94,00%	-	-	75,48%
NEV [PJ]	8,63	41,42	30,50	-	-	13,83	-	47,52	-	-	141,90
Nie.tCO2	0,00	4,80	2,33	-	-	0,98	-	0,00	-	-	8,11
Nie.tCO2	0,76	0,00	0,00	-	-	0,00	-	8,90	-	-	9,66
Raumwärme und Warmwasser insgesamt											
EEV [PJ]	101,325	617,380	494,450	24,995	37,310	36,210	23,495	148,050	6,905	-5,835	1495,955
Wirkungsg	93,62%	81,76%	87,54%	70,50%	73,00%	74,72%	65,00%	96,64%	190,00%	140,00%	85,84%
NEV [PJ]	94,862	504,789	432,860	17,621	27,236	27,056	15,271	143,070	13,120	8,169	1284,054
Nie.tCO2	0,000	45,069	27,195	2,371	2,723	1,991	2,229	0,000	0,114	0,386	82,078
Nie.tCO2	6,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	26,060	0,911	0,000	33,660

Tabelle A.19

**Wärmeversorgung im Kleinverbrauchssektor in der
Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/**

	Formdr.	Öl-Z	Gas-Z	Kohle-Z	Öl-E	Gas-E	Kohle-E	Strom	Sonne
0 - 20 kW									
EEV [PJ]	0,26	8,98	0,16	-	2,05	2,39	-	20,63	34,49
Wirkungsg.	92,17%	82,70%	87,67%	-	72,17%	70,11%	-	98,00%	90,43%
NEV [PJ]	0,24	7,43	0,14	-	1,48	1,68	-	20,22	31,19
Nie.tCO ₂	0,00	0,66	0,01	-	0,15	0,13	-	0,00	0,95
Nie.tCO ₂	0,02	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	3,63	3,65
20 - 50 kW									
EEV [PJ]	18,66	35,04	23,00	-	3,62	2,55	-	27,98	110,85
Wirkungsg.	98,01%	87,82%	91,80%	-	76,04%	73,51%	-	98,00%	92,21%
NEV [PJ]	18,29	30,77	21,11	-	2,75	1,87	-	27,42	102,21
Nie.tCO ₂	0,00	2,56	1,27	-	0,26	0,14	-	0,00	4,23
Nie.tCO ₂	1,23	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	4,92	6,15
50 - 100 kW									
EEV [PJ]	13,46	33,74	37,16	-	2,00	3,91	-	28,09	118,36
Wirkungsg.	98,00%	87,82%	91,80%	-	76,04%	73,51%	-	98,00%	91,97%
NEV [PJ]	13,19	29,63	34,11	-	1,52	2,87	-	27,53	108,85
Nie.tCO ₂	0,00	2,46	2,04	-	0,15	0,22	-	0,00	4,87
Nie.tCO ₂	0,89	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	4,94	5,83
100 - 500 kW									
EEV [PJ]	54,31	87,41	62,52	-	8,22	11,45	-	52,48	276,39
Wirkungsg.	98,00%	87,82%	91,80%	-	76,04%	73,51%	-	98,00%	91,71%
NEV [PJ]	53,22	76,76	57,39	-	6,25	8,42	-	51,43	253,47
Nie.tCO ₂	0,00	6,38	3,44	-	0,60	0,63	-	0,00	11,05
Nie.tCO ₂	3,58	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	9,24	12,82
500 - 1000 kW									
EEV [PJ]	13,73	13,35	8,99	-	1,15	1,70	-	6,04	44,96
Wirkungsg.	98,00%	87,82%	91,80%	-	76,04%	73,51%	-	98,00%	92,24%
NEV [PJ]	13,46	11,72	8,25	-	0,87	1,25	-	5,92	41,47
Nie.tCO ₂	0,00	0,97	0,49	-	0,08	0,09	-	0,00	1,63
Nie.tCO ₂	0,91	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	1,06	1,97
> 1000 kW									
				Netzt schwer					
EEV [PJ]	-	47,14	88,75	19,61	-	-	-	-	155,50
Wirkungsg.	-	83,30%	83,30%	83,30%	-	-	-	-	83,30%
NEV [PJ]	-	39,27	73,93	16,34	-	-	-	-	129,54
Nie.tCO ₂	-	3,44	4,88	1,53	-	-	-	-	9,85
Nie.tCO ₂	-	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	0,00
Wärmeversorgung insgesamt									
EEV [PJ]	100,42	225,66	220,60	19,61	17,04	22,00	-	135,22	740,55
Wirkungsg.	97,99%	86,67%	88,36%	83,30%	75,53%	73,14%	-	98,00%	90,03%
NEV [PJ]	98,40	195,58	194,93	16,34	12,87	16,09	-	132,52	644,73
Nie.tCO ₂	0,00	16,67	12,13	1,53	1,24	1,21	-	0,00	32,58
Nie.tCO ₂	6,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	23,79	30,42

Tabelle A.20

**Wärmeversorgung im Industriesektor in der
Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/**

	5-Kohle		B-Kohle		Heizöl L		Heizöl S		Gas		Summe		Heizöl L		Heizöl S		Gas		Summe			
	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	Wärmeleistung	
Heizwerke 0 - 10 MW Wärmeleistung																						
Heizkraftwerke 0 - 30 MW Wärmeleistung																						
Wärmeerzeugung [PJ]	103,44	-	91,07	61,57	425,38	481,44	1,43	0,44	1,31	2,48	7,24	13,34	1,43	0,44	1,31	2,48	7,24	13,34	1,43	0,44	1,31	
Wirkungsgrad	85,0 %	-	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	85,0 %	
Brennstoffeinsatz [PJ]	121,93	-	107,14	72,44	500,43	601,96	2,27	0,43	1,80	3,48	15,52	32,49	2,27	0,43	1,80	3,48	15,52	32,49	2,27	0,43	1,80	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	11,34	-	7,82	5,45	27,53	32,34	0,21	0,06	0,15	0,29	0,55	1,24	0,21	0,06	0,15	0,29	0,55	1,24	0,21	0,06	0,15	
Heizwerke 30 - 50 MW Wärmeleistung																						
Heizkraftwerke 30 - 50 MW Wärmeleistung																						
Wärmeerzeugung [PJ]	85,75	29,74	36,71	72,18	64,76	209,14	5,95	1,48	-	4,92	11,30	23,45	5,95	1,48	-	4,92	11,30	23,45	5,95	1,48	-	
Wirkungsgrad	85,0 %	85,0 %	87,0 %	87,0 %	92,0 %	87,2 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-
Brennstoffeinsatz [PJ]	100,88	34,99	42,20	82,97	70,39	331,43	8,17	2,04	-	6,76	13,52	32,49	8,17	2,04	-	6,76	13,52	32,49	8,17	2,04	-	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	9,38	3,48	3,08	6,47	3,87	26,28	0,76	0,20	-	0,53	0,85	2,34	0,76	0,20	-	0,53	0,85	2,34	0,76	0,20	-	
Heizwerke 50 - 100 MW Wärmeleistung																						
Heizkraftwerke 50 - 150 MW Wärmeleistung																						
Wärmeerzeugung [PJ]	32,44	6,61	15,82	32,14	58,56	145,57	8,48	6,28	-	4,04	12,98	31,98	8,48	6,28	-	4,04	12,98	31,98	8,48	6,28	-	
Wirkungsgrad	85,0 %	85,0 %	87,0 %	87,0 %	92,0 %	88,4 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-
Brennstoffeinsatz [PJ]	38,16	7,78	18,18	36,94	63,45	164,71	11,92	8,43	-	5,55	17,43	43,93	11,92	8,43	-	5,55	17,43	43,93	11,92	8,43	-	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	3,55	0,78	1,33	2,88	3,50	12,04	1,11	0,46	-	0,43	0,98	3,38	1,11	0,46	-	0,43	0,98	3,38	1,11	0,46	-	
Heizwerke > 100 MW Wärmeleistung																						
Heizkraftwerke > 150 MW Wärmeleistung																						
Wärmeerzeugung [PJ]	28,84	-	-	22,47	28,77	80,08	97,05	5,33	-	2,10	23,17	127,45	97,05	5,33	-	2,10	23,17	127,45	97,05	5,33	-	
Wirkungsgrad	85,0 %	-	-	87,0 %	92,0 %	88,0 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	87,0 %	-
Brennstoffeinsatz [PJ]	33,93	-	-	25,83	31,27	91,03	133,31	7,32	-	2,89	31,83	175,35	133,31	7,32	-	2,89	31,83	175,35	133,31	7,32	-	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	3,16	-	-	2,02	1,72	6,90	12,99	0,73	-	0,22	1,75	13,09	12,99	0,73	-	0,22	1,75	13,09	12,99	0,73	-	
Heizwerke insgesamt																						
Heizkraftwerke insgesamt																						
Wärmeerzeugung [PJ]	250,67	36,35	143,60	188,36	577,47	1196,45	113,33	13,55	1,31	13,74	54,69	196,42	113,33	13,55	1,31	13,74	54,69	196,42	113,33	13,55	1,31	
Wirkungsgrad	85,0 %	85,0 %	85,7 %	86,3 %	86,7 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	-	86,1 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	-	86,1 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	86,1 %	-
Brennstoffeinsatz [PJ]	294,90	42,77	167,52	218,18	645,76	1389,13	155,47	18,42	1,80	18,88	75,13	270,10	155,47	18,42	1,80	18,88	75,13	270,10	155,47	18,42	1,80	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	27,43	4,26	12,23	17,02	36,42	97,56	14,47	1,85	0,13	1,47	4,13	22,08	14,47	1,85	0,13	1,47	4,13	22,08	14,47	1,85	0,13	
Heizwerke insgesamt																						
Wärmeversorgung insgesamt																						
Wärmeerzeugung [PJ]	344,00	49,90	144,91	202,10	632,16	1393,07	132,16	15,93	1,44	15,93	60,82	222,52	132,16	15,93	1,44	15,93	60,82	222,52	132,16	15,93	1,44	
Wirkungsgrad	80,8 %	81,3 %	81,3 %	85,6 %	85,3 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	-	84,0 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	-	84,0 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	84,0 %	-
Brennstoffeinsatz [PJ]	450,57	61,39	169,32	237,06	740,89	1659,23	193,93	21,67	2,23	21,67	81,95	302,10	193,93	21,67	2,23	21,67	81,95	302,10	193,93	21,67	2,23	
CO ₂ -Emissionen [MtO ₂]	41,90	6,11	12,34	18,49	40,75	119,41	14,47	1,85	0,13	1,47	4,13	22,08	14,47	1,85	0,13	1,47	4,13	22,08	14,47	1,85	0,13	

Tabelle A.21

Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 1)

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Ver-teil-kosten	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
HHW	Gas-E	Gas-E	nein	-	-471,0	0,187	-2518,72
HHW	Gas-E	Gas-E	ja	-	-85,7	0,047	-1823,40
FK1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-139,9	0,092	-1520,65
IK1	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-16,1	0,011	-1463,64
IK1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-37,5	0,027	-1388,89
FK1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-69,3	0,053	-1307,55
IK1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-8,3	0,007	-1185,71
IK1	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	-3,4	0,003	-1133,33
FK1	Heizöl L	Gas	nein	-	-7,5	0,007	-1071,43
IK3	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-83,1	0,082	-1013,41
IK1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-25,3	0,027	-937,04
FK2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-529,6	0,598	-885,62
IK3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-85,9	0,097	-885,57
FK1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-81,0	0,092	-880,43
FK1	Heizöl L	Gas	ja	-	-3,5	0,004	-875,00
KV5	Gas-E	Gas-E BW	nein	-	-13,6	0,016	-850,00
FK2	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-305,5	0,379	-806,07
KV5	Gas-E	Gas-E BW	ja	-	-3,2	0,004	-800,00
IK2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-43,2	0,056	-771,43
IK1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-5,3	0,007	-757,14
FK1	Steinkohle	Gas	nein	-	-161,5	0,234	-690,17
FK1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-84,6	0,123	-687,80
IK4	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-624,7	0,914	-683,48
FK1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-35,7	0,053	-673,58
IK2	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-42,8	0,067	-638,81
FK2	Heizöl L	Gas	nein	-	-25,3	0,041	-617,07
IK4	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-661,4	1,086	-609,02
FK1	Steinkohle	Gas	ja	-	-81,6	0,134	-608,96
IK3	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-49,4	0,082	-602,44
FK1	Heizöl S	Gas	nein	-	-19,6	0,035	-560,00
FK1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-37,8	0,070	-540,00
FK3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-57,3	0,306	-514,05
I12	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-46,1	0,092	-501,09
IK3	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-54,1	0,109	-496,33
FK2	Heizöl L	Gas	ja	-	-12,9	0,026	-496,15
IK3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-45,9	0,097	-473,20
I12	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-51,6	0,110	-469,09
PH1	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-57,5	0,130	-442,31
FK1	Importkoh.	Gas	nein	-	-102,6	0,234	-438,46
PH1	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-83,3	0,195	-427,18
FK1	Heizöl S	Gas	ja	-	-7,8	0,019	-410,54
I13	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-26,2	0,064	-409,38
IK3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-51,5	0,130	-396,15
I13	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-29,6	0,076	-389,47
IK3	Steinkohle	Gas	nein	-	-76,9	0,207	-371,50
FK1	Importkoh.	Gas	ja	-	-48,0	0,134	-358,21

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 2)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
FK2	Steinkohle	Gas	nein	-	-533,4	1,516	-351,85
FK2	Heizöl S	Gas	nein	-	-18,9	0,055	-343,64
ST3	Heizöl L	Gas	ja	-	-136,7	0,414	-330,19
IK2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-18,1	0,056	-323,21
FK2	Steinkohle	Gas	ja	-	-307,9	0,961	-320,40
IK3	Steinkohle	Gas	ja	-	-78,5	0,246	-319,11
FK2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-179,9	0,598	-300,84
IK1	Heizöl L	Gas	nein	-	-7,8	0,026	-300,00
EPH	Kohle-Z	Öl-Z	nein	-	-115,2	0,388	-296,91
PH1	Heizöl L	Gas	nein	-	-18,3	0,066	-277,27
NHW	Öl-Z	Gas-E	nein	nein	-259,7	0,952	-272,80
I22	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-37,8	0,139	-271,94
PH2	Heizöl L	Gas	nein	-	-1,9	0,007	-271,43
IK2	Steinkohle	Gas	nein	-	-38,4	0,142	-270,42
PH1	Heizöl L	Gas	ja	-	-26,5	0,098	-270,41
EPH	Kohle-Z	Öl-Z	ja	-	-25,8	0,097	-265,98
ST1	Steinkohle	Heizöl S	-	-	-154,5	0,585	-264,10
IK2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-19,4	0,074	-262,16
I22	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-43,1	0,165	-261,21
PH2	Heizöl L	Gas	ja	-	-3,3	0,013	-253,85
IK1	Heizöl L	Gas	ja	-	-1,5	0,006	-250,00
FK2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-198,1	0,798	-248,25
ST1	Heizöl L	Gas	-	-	-105,1	0,431	-243,85
KV4	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	-30,5	0,126	-242,06
MPH	Kohle-Z	Öl-Z	nein	-	-32,4	0,134	-241,79
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	-2,4	0,010	-240,00
I23	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-25,5	0,109	-233,94
MPH	Kohle-Z	Öl-Z	ja	-	-7,7	0,033	-233,33
IK1	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	-0,7	0,003	-233,33
IK2	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-4,6	0,020	-230,00
I32	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-124,2	0,542	-229,15
I23	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-29,3	0,129	-227,13
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	-2,8	0,012	-226,67
IK2	Heizöl S	Gas	nein	-	-15,7	0,071	-221,13
FK2	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-83,8	0,379	-221,11
I32	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-142,3	0,645	-220,62
IK2	Steinkohle	Gas	ja	-	-37,0	0,169	-218,93
I24	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-55,1	0,260	-211,92
FK2	Heizöl S	Gas	ja	-	-7,4	0,035	-211,43
FK1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	-84,6	0,123	-208,94
IK3	Importkoh.	Gas	nein	-	-43,2	0,207	-208,70
I24	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-63,6	0,309	-205,83
KV6	Heizöl L	Gas	nein	nein	-70,9	0,348	-203,74
I33	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-24,4	0,121	-201,65
I33	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-28,3	0,143	-197,90
I11	Heizöl L	Gas	nein	-	-362,2	4,413	-196,41

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 3)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
KV6	Heizöl L	Gas	nein	ja	-80,5	0,417	-193,03
IK2	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-12,9	0,067	-192,54
FK2	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-95,3	0,505	-188,71
IK3	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	-20,4	0,109	-187,16
KV6	Heizöl L	Gas	ja	nein	-16,2	0,087	-186,21
I11	Heizöl L	Gas	ja	-	-85,7	0,461	-185,90
MFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-31,6	0,171	-184,80
IK4	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-168,7	0,914	-184,57
EFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	nein	-	-105,3	0,572	-184,09
KV4	Gas-Z	Gas-Z BW	ja	-	-5,7	0,032	-178,13
IK4	Steinkohle	Gas	nein	-	-411,2	2,315	-177,62
KV6	Heizöl L	Gas	ja	ja	-18,4	0,104	-176,80
MFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	ja	-	-7,5	0,043	-174,42
EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-85,9	0,495	-173,54
KV5	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	-0,5	0,003	-166,67
I31	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-223,9	1,364	-164,15
EFH	Kohle-Z	Öl-Z BW	ja	-	-23,4	0,143	-163,64
I12	Heizöl L	Gas	nein	-	-66,9	0,413	-161,99
IK2	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-14,4	0,089	-161,80
I13	Heizöl L	Gas	nein	-	-28,5	0,178	-160,11
BHW	Öl-Z	Gas-E	ja	nein	-38,3	0,240	-159,58
FH1	Steinkohle	Gas	nein	-	-52,4	0,331	-158,31
EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-19,4	0,123	-157,72
IK3	Importkoh.	Gas	ja	-	-38,5	0,246	-156,50
I12	Heizöl L	Gas	ja	-	-76,4	0,490	-155,92
I13	Heizöl L	Gas	ja	-	-32,9	0,211	-155,92
I31	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-53,0	0,341	-155,43
FK3	Steinkohle	Gas	ja	-	-120,6	0,776	-155,41
FH1	Steinkohle	Gas	ja	-	-75,7	0,495	-152,93
ST2	Steinkohle	Heizöl S	nein	-	-5398,1	35,300	-152,92
EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-42,0	0,276	-152,05
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-0,5	0,003	-150,00
IK4	Steinkohle	Gas	ja	-	-407,8	2,751	-148,24
I12	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-13,3	0,092	-144,57
IK4	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-175,8	1,219	-144,22
ST3	Steinkohle	Heizöl S	ja	-	-5506,2	39,392	-139,78
MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-19,9	0,143	-139,16
EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-9,4	0,069	-136,71
I12	Steinkohle	Gas	nein	-	-30,8	0,234	-131,62
MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-10,4	0,079	-130,77
MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-4,7	0,036	-130,56
MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	ja	ja	-2,4	0,020	-121,74
FK2	Importkoh.	Gas	nein	-	-183,7	1,516	-121,17
I12	Steinkohle	Gas	ja	-	-33,4	0,279	-119,71
I12	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-12,7	0,110	-115,45
IK2	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	-2,7	0,024	-112,50

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 4)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
IK4	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-119,7	1,086	-110,22
I12	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-12,2	0,119	-102,52
IK2	Braunkohle	Gas	nein	-	-4,2	0,042	-100,00
MFH	Kohle-E	Öl-Z	nein	-	-19,3	0,203	-95,07
I13	Steinkohle	Gas	nein	-	-15,3	0,162	-94,44
IK2	Importkoh.	Gas	nein	-	-13,3	0,142	-93,66
FK2	Importkoh.	Gas	ja	-	-86,2	0,961	-89,70
ST2	Steinkohle	Gas	nein	-	-4760,0	53,211	-89,46
IK3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	-11,5	0,130	-88,46
IK4	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-128,0	1,448	-88,40
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-385,8	4,425	-87,19
I13	Steinkohle	Gas	ja	-	-16,7	0,193	-86,53
FH1	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-11,1	0,130	-85,38
ST3	Steinkohle	Gas	ja	-	-4793,1	59,379	-80,72
I12	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-11,3	0,142	-79,58
HHW	Öl-Z	Gas-Z	nein	ja	-40,8	0,531	-76,85
FH1	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-13,9	0,195	-71,28
MFH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	-18,4	0,248	-71,19
IK2	Heizöl S	Gas	ja	-	-5,9	0,084	-70,24
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-4,6	0,066	-69,70
MFH	Kohle-E	Öl-Z	ja	-	-3,5	0,051	-68,63
IK3	Heizöl S	Gas	nein	-	-4,0	0,059	-67,80
MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	nein	-11,9	0,198	-60,10
FK1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	-60,0	0,070	-60,00
FH1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-9,3	0,169	-55,03
MFH	Kohle-E	Öl-Z BW	ja	-	-3,3	0,062	-53,23
I13	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-3,4	0,064	-53,13
MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	ja	-5,8	0,110	-53,17
IK2	Braunkohle	Gas	ja	-	-2,2	0,049	-44,90
FH1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-11,3	0,252	-44,84
MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	nein	-2,1	0,049	-42,86
IK2	Importkoh.	Gas	ja	-	-7,1	0,169	-42,01
MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	ja	-1,0	0,028	-37,50
I22	Steinkohle	Gas	nein	-	-13,0	0,353	-36,83
I13	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	-2,6	0,076	-34,21
KV3	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	-1,6	0,047	-34,04
I22	Steinkohle	Gas	ja	-	-13,6	0,419	-32,46
I13	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-2,5	0,082	-30,49
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-32,1	1,107	-29,00
EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-68,0	2,466	-27,57
ST2	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	-1034,5	38,872	-26,61
I23	Steinkohle	Gas	nein	-	-6,0	0,275	-21,82
IK4	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	-1,4	0,072	-19,44
I23	Steinkohle	Gas	ja	-	-6,2	0,327	-18,96
I32	Steinkohle	Gas	nein	-	-26,0	1,375	-18,91
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	-0,3	0,016	-18,75

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 5)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
PH1	Importkoh.	Gas	nein	-	-6,0	0,331	-18,13
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	-1,3	0,080	-16,67
I32	Steinkohle	Gas	ja	-	-25,6	1,635	-15,66
I13	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-1,5	0,098	-15,31
PH1	Importkoh.	Gas	ja	-	-6,3	0,495	-12,73
I24	Steinkohle	Gas	nein	-	-7,2	0,660	-10,91
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-2,5	0,262	-9,54
ST3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	-399,5	43,377	-9,21
PK3	Heizöl S	Gas	ja	-	-1,0	0,110	-9,09
I24	Steinkohle	Gas	ja	-	-6,7	0,784	-8,55
I33	Steinkohle	Gas	nein	-	-2,5	0,306	-8,17
ST3	Heizöl S	Gas	ja	-	-16,0	2,103	-7,61
I33	Steinkohle	Gas	ja	-	-2,2	0,363	-6,06
PH1	Heizöl S	Gas	nein	-	-0,7	0,170	-4,12
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-1,8	0,680	-2,65
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	-3,1	1,621	-1,91
ST2	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	-63,6	35,300	-1,80
ST1	Steinkohle	Gas	-	-	-1,9	17,105	-0,11
I31	Steinkohle	Gas	nein	-	1,2	4,050	0,30
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	0,2	0,274	0,73
I31	Steinkohle	Gas	ja	-	3,6	1,012	3,56
PH1	Heizöl S	Gas	ja	-	1,0	0,254	3,94
I12	Importkoh.	Gas	nein	-	2,0	0,234	8,55
ST2	Importkoh.	Gas	nein	-	574,5	53,211	10,80
ST3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	446,7	39,392	11,34
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	3,6	0,312	11,44
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	12,6	0,812	15,54
ST1	Heizöl S	Gas	-	-	32,0	2,000	15,98
ST2	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	248,2	14,712	16,87
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	1,4	0,082	17,07
ST2	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	738,4	40,407	18,27
IK4	Importkoh.	Gas	nein	-	44,8	2,315	19,35
ST3	Importkoh.	Gas	ja	-	1159,8	59,379	19,53
I12	Importkoh.	Gas	ja	-	5,5	0,279	19,71
MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	18,5	0,904	20,44
ST3	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	383,2	17,510	21,88
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	3,8	0,170	22,35
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	1,5	0,066	22,73
ST2	Braunkohle	Gas	nein	-	1218,8	53,377	22,83
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	7,5	0,326	22,90
VKR	Benz/Diese	Flüssiggas	nein	-	46,2	1,980	23,33
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	nein	2,4	0,102	23,53
PH2	Heizöl S	Gas	nein	-	2,3	0,094	24,47
PH2	Heizöl S	Gas	ja	-	4,2	0,168	25,00
KV3	Gas-Z	Gas-Z BW	ja	-	0,3	0,012	25,00
ST3	Braunkohle	Gas	ja	-	588,6	22,697	25,93

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 6)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ST3	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	261,5	9,388	27,85
EPH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	17,4	0,617	28,25
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	2,8	0,097	29,06
KV6	Heizöl S	Gas	nein	nein	5,6	0,178	31,46
IK3	Heizöl S	Gas	ja	-	2,2	0,069	31,88
KV1	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	0,7	0,020	33,33
HHW	Öl-Z	Gas-E	ja	ja	4,5	0,133	34,21
MPH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	13,9	0,405	34,32
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	0,9	0,026	34,62
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	nein	ja	4,5	0,122	36,73
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	2,5	0,068	36,76
IK4	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	3,2	0,086	37,21
KV6	Heizöl S	Gas	nein	ja	8,5	0,212	40,00
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	8,1	0,203	40,00
KV3	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	3,4	0,078	43,62
I13	Importkoh.	Gas	nein	-	7,5	0,162	46,30
KV5	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	1,4	0,030	47,22
IK4	Importkoh.	Gas	ja	-	133,9	2,751	48,67
IK4	Braunkohle	Gas	nein	-	7,4	0,149	49,66
KV6	Heizöl S	Gas	ja	nein	2,2	0,044	50,00
IK2	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	1,3	0,025	52,00
ST1	Braunkohle	Importkoh.	-	-	1000,0	18,981	52,68
I13	Importkoh.	Gas	ja	-	10,3	0,193	53,37
KV6	Heizöl S	Gas	ja	ja	2,9	0,053	54,69
MPH	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	12,4	0,226	54,83
KV2	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	4,6	0,081	56,12
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	nein	1,2	0,020	60,00
KV4	Öl-Z	Gas-Z BW	ja	ja	1,7	0,025	66,67
IK3	Braunkohle	Gas	nein	-	13,3	0,176	75,57
IK2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	5,7	0,074	77,03
IK4	Braunkohle	Gas	ja	-	13,7	0,177	77,40
EPH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	nein	34,4	0,444	77,48
I22	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	14,1	0,180	78,33
I22	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	11,6	0,139	83,45
ST2	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	3682,3	42,794	86,05
I31	Heizöl S	Gas	nein	-	133,7	1,536	87,04
IK3	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	7,4	0,085	87,06
I22	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	18,6	0,213	87,32
ST3	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	1656,1	18,544	89,31
I31	Heizöl S	Gas	ja	-	34,3	0,384	89,32
EPH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	nein	10,0	0,111	90,09
I22	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	15,6	0,165	94,55
EPH	Kohle-E	Gas-Z BW	nein	ja	23,7	0,247	96,11
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	2,1	0,021	100,00
I22	Importkoh.	Gas	nein	-	36,4	0,353	103,12
IK4	Heizöl S	Gas	nein	-	3,1	0,030	103,33

Tabelle A.21

Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 7)

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
IK3	Braunkohle	Gas	ja	-	22,1	0,209	105,74
EPH	Kohle-E	Gas-Z BW	ja	ja	6,6	0,062	107,04
I23	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	15,0	0,140	107,14
I22	Importkoh.	Gas	ja	-	45,1	0,419	107,64
I12	Heizöl S	Gas	nein	-	35,3	0,327	107,95
ST2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	4300,0	38,872	110,62
I13	Heizöl S	Gas	nein	-	22,5	0,203	110,84
I32	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	78,7	0,700	112,43
I23	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	18,8	0,167	112,57
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	2,9	0,026	112,90
I12	Heizöl S	Gas	ja	-	44,1	0,389	113,37
KV2	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	3,2	0,028	114,29
I13	Heizöl S	Gas	ja	-	27,8	0,242	114,88
I22	Heizöl S	Gas	nein	-	19,3	0,166	116,27
I23	Heizöl S	Gas	nein	-	15,2	0,130	116,92
I23	Importkoh.	Gas	nein	-	32,4	0,275	117,82
I32	Heizöl S	Gas	nein	-	59,8	0,507	117,95
I23	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	12,9	0,109	118,35
I32	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	98,7	0,833	118,49
I33	Heizöl S	Gas	nein	-	13,4	0,113	118,58
I23	Heizöl S	Gas	ja	-	18,3	0,154	118,83
I22	Heizöl S	Gas	ja	-	23,5	0,197	119,29
I32	Heizöl S	Gas	ja	-	71,9	0,602	119,44
I24	Heizöl S	Gas	nein	-	37,3	0,312	119,55
I33	Heizöl S	Gas	ja	-	16,0	0,133	120,30
I23	Importkoh.	Gas	ja	-	39,4	0,327	120,49
I24	Heizöl S	Gas	ja	-	44,8	0,370	121,08
I32	Importkoh.	Gas	nein	-	166,7	1,375	121,24
ST1	Braunkohle	Gas	-	-	3759,5	30,620	122,78
MPH	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	13,9	0,112	124,11
FK3	Importkoh.	Gas	ja	-	96,4	0,776	124,23
I32	Importkoh.	Gas	ja	-	203,3	1,635	124,34
I23	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	16,3	0,129	126,36
I32	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	68,5	0,542	126,38
I24	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	43,0	0,336	127,98
ST3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	5553,4	43,377	128,03
I24	Importkoh.	Gas	nein	-	85,2	0,660	129,09
I24	Importkoh.	Gas	ja	-	103,2	0,784	131,63
I33	Importkoh.	Gas	nein	-	40,3	0,306	131,70
I24	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	52,9	0,399	132,58
I33	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	20,7	0,156	132,69
I33	Importkoh.	Gas	ja	-	48,7	0,363	134,16
I32	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	86,6	0,645	134,26
I33	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	25,4	0,185	137,30
FK1	Braunkohle	Gas	nein	-	42,2	0,302	139,74
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	0,7	0,005	140,00

Tabelle A.21

Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 8)

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Ver-teil-kosten	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
I24	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	37,3	0,260	143,46
I32	Braunkohle	Gas	nein	-	113,2	0,786	144,02
I32	Braunkohle	Gas	ja	-	137,2	0,934	146,90
IK4	Heizöl S	Gas	ja	-	5,3	0,036	147,22
I31	Importkoh.	Gas	nein	-	598,1	4,050	147,68
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	17,6	0,119	147,90
IK2	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	4,3	0,029	148,28
FK1	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	15,1	0,101	149,50
IK3	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	15,1	0,101	149,50
I24	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	46,3	0,309	149,84
KV3	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	1,0	0,007	150,00
I31	Importkoh.	Gas	ja	-	152,8	1,012	150,99
FK1	Braunkohle	Gas	ja	-	26,0	0,172	151,16
HHW	Öl-Z	Gas-Z	nein	nein	130,5	0,860	151,74
I33	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	18,4	0,121	152,07
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	5,2	0,034	152,94
EFH	Kohle-E	Öl-Z BW	nein	-	83,5	0,544	153,49
I33	Braunkohle	Gas	nein	-	26,9	0,175	153,71
I33	Braunkohle	Gas	ja	-	32,3	0,208	155,29
I33	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	22,6	0,143	158,04
FK3	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	64,6	0,408	158,33
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	10,9	0,066	164,47
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	6,9	0,042	166,00
EFH	Kohle-E	Öl-Z BW	ja	-	23,0	0,136	169,12
KV2	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	1,2	0,007	171,43
FK1	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	31,1	0,180	172,78
I12	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	20,6	0,119	173,11
I32	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	64,7	0,373	173,46
IK2	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	15,5	0,089	174,16
ST1	Importkoh.	Gas	-	-	3047,5	17,105	178,16
I32	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	79,5	0,444	179,05
FK1	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	10,5	0,057	184,21
MFH	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	5,2	0,028	185,71
EFH	Kohle-E	Öl-Z	nein	-	75,9	0,402	188,81
FK2	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	151,6	0,798	189,97
I33	Braunkohle	Heizöl S	nein	-	16,0	0,083	192,77
FK1	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	19,7	0,102	193,14
I12	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	27,6	0,142	194,37
FK3	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	59,7	0,306	195,10
I33	Braunkohle	Heizöl S	ja	-	19,4	0,099	195,96
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	5,7	0,029	196,55
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	1,6	0,008	200,00
I31	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	372,0	1,858	200,22
MFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	3,4	0,017	205,26
KV2	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	2,2	0,011	207,69
I31	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	96,4	0,464	207,76

Tabelle A.21

Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 9)

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio.tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
EFH	Kohle-E	Öl-Z	ja	-	21,1	0,100	211,00
FH1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	37,1	0,169	219,53
ST2	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	3367,8	14,712	228,92
IK4	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	280,2	1,219	229,86
FH1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	58,1	0,252	230,56
ST3	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	2252,1	9,388	239,89
ST1	Braunkohle	Heizöl S	-	-	2081,7	8,620	241,50
IK4	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	21,8	0,089	244,94
I13	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	20,3	0,082	247,56
FK2	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	126,4	0,505	250,30
I13	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	25,5	0,098	260,20
I33	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	6,9	0,026	265,38
I32	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	30,8	0,115	267,83
I31	Importkoh.	Heizöl S	nein	-	373,0	1,364	273,46
HHW	Öl-Z	Gas-Z	ja	nein	59,2	0,216	274,07
IK1	Steinkohle	Gas	nein	-	19,0	0,069	275,36
IK3	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	29,1	0,105	277,14
I33	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	8,6	0,031	277,42
ST1	Braunkohle	Steinkohle	-	-	5282,5	18,981	278,30
I31	Importkoh.	Heizöl S	ja	-	96,2	0,341	282,11
IK4	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	413,7	1,448	285,70
I32	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	39,2	0,137	286,13
IK4	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	30,8	0,106	290,57
MFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	30,4	0,097	313,40
IK3	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	40,8	0,125	326,40
IK1	Steinkohle	Gas	ja	-	5,8	0,017	341,18
I22	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	63,5	0,180	352,78
I22	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	77,3	0,213	362,91
I32	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	165,0	0,452	365,04
IK2	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	2,2	0,006	366,67
I32	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	198,7	0,537	370,02
I23	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	53,4	0,140	381,43
I33	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	38,4	0,100	384,00
I23	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	64,4	0,167	385,63
I33	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	45,9	0,119	385,71
HHW	Öl-Z	Gas-Z	nein	ja	176,5	0,479	386,67
FK1	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	80,1	0,207	386,96
I32	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	271,4	0,700	387,71
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	7,4	0,019	389,47
I32	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	327,6	0,833	393,28
ST1	Braunkohle	Heizöl L	-	-	4126,7	10,446	395,05
MFH	Öl-E	Öl-Z BW	ja	-	9,5	0,024	395,83
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	2,0	0,005	400,00
IK1	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	0,4	0,001	400,00
I24	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	135,4	0,336	402,98
FK1	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	47,6	0,118	403,39

Tabelle A.21

**Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung
klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe
untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 10)**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Rest- wert	Ver- teil- kosten	Kosten- differenz Mio. DM/a	Emissions- minderung Mio.tCO2/a	Effizienz DM/t CO2
I33	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	63,5	0,156	407,05
I24	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	162,8	0,399	408,02
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	9,6	0,023	410,71
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	nein	167,8	0,407	412,29
I33	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	76,3	0,185	412,43
KV1	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	2,6	0,006	442,86
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	nein	45,6	0,102	447,06
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	nein	ja	102,6	0,228	450,96
IK1	Importkoh.	Gas	nein	-	31,2	0,069	452,17
EFH	Öl-E	Gas-Z BW	ja	ja	27,6	0,057	487,69
HHW	Öl-Z	Gas-Z	ja	ja	61,8	0,119	517,52
IK1	Importkoh.	Gas	ja	-	8,8	0,017	517,65
I31	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	968,9	1,858	521,47
I31	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	245,6	0,464	529,31
IK1	Braunkohle	Gas	nein	-	13,7	0,022	622,73
FK1	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	65,8	0,101	651,49
IK1	Braunkohle	Gas	ja	-	4,0	0,006	666,67
FK3	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	281,6	0,408	690,20
FK1	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	39,4	0,057	691,23
MFH	Öl-E	Öl-Z	nein	-	29,2	0,040	730,00
IK2	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	5,3	0,007	757,14
ST1	Steinkohle	Heizöl L	-	-	1890,5	2,411	784,11
IK3	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	10,3	0,013	792,31
KV1	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	17,3	0,021	823,81
EFH	Gas-E	Gas-Z BW	nein	-	67,2	0,077	872,73
IK1	Steinkohle	Heizöl L	nein	-	32,4	0,036	900,00
IK1	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	2,7	0,003	900,00
MFH	Öl-E	Öl-Z	ja	-	9,2	0,010	920,00
KV1	Gas-E	Gas-Z BW	ja	-	4,6	0,005	920,00
FK2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	11,2	0,012	933,33
EFH	Gas-Z	Gas-Z BW	ja	-	17,8	0,019	936,84
KV6	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	85,6	0,087	983,91
IK1	Steinkohle	Heizöl L	ja	-	9,1	0,009	1011,11
I33	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	28,1	0,026	1080,77
I33	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	33,8	0,031	1090,32
I32	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	126,1	0,115	1096,52
EFH	Öl-E	Öl-Z BW	nein	-	329,7	0,299	1102,68
KV6	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	23,2	0,021	1104,76
I32	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	152,5	0,137	1113,14
EFH	Öl-E	Öl-Z BW	ja	-	88,1	0,074	1190,54
FH1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	38,6	0,032	1206,25
FH1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	59,7	0,049	1218,37
IK1	Importkoh.	Heizöl L	nein	-	44,6	0,036	1238,89
I33	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	27,5	0,022	1250,00
IK2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	18,8	0,015	1253,33
FH2	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	22,6	0,018	1255,56

Tabelle A.21

Kosten, Effektivität und Effizienz von Maßnahmen zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 (Teil 11)

Typ	Substitution von	Substitution durch	Restwert	Verteilkosten	Kostendifferenz Mio. DM/a	Emissionsminderung Mio. tCO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
I22	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	40,4	0,032	1262,50
I12	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	78,3	0,062	1262,90
I23	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	31,6	0,025	1264,00
I24	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	76,1	0,060	1268,33
PH2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	40,6	0,032	1268,75
I32	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	123,4	0,097	1272,16
IK3	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	19,1	0,015	1273,33
IK4	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	9,0	0,007	1285,71
I13	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	49,0	0,038	1289,47
I13	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	59,4	0,046	1291,30
I32	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	147,5	0,114	1293,86
I24	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	90,9	0,070	1298,57
IK1	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	1,3	0,001	1300,00
I23	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	37,7	0,029	1300,00
I12	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	95,2	0,073	1304,11
I22	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	48,5	0,037	1310,81
I33	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	32,8	0,025	1312,00
IK4	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	29,0	0,022	1318,18
IK1	Importkoh.	Heizöl L	ja	-	12,1	0,009	1344,44
IK3	Braunkohle	Importkoh.	nein	-	36,1	0,026	1388,46
IK2	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	8,4	0,006	1400,00
IK1	Braunkohle	Heizöl L	nein	-	18,9	0,013	1453,85
IK4	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	39,3	0,026	1511,54
I31	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	354,0	0,234	1512,82
I31	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	89,3	0,059	1513,56
ST1	Importkoh.	Heizöl L	-	-	3703,5	2,411	1536,08
IK3	Braunkohle	Importkoh.	ja	-	49,2	0,031	1587,10
FK1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	12,7	0,008	1587,50
FK2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	11,7	0,007	1671,43
IK4	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	12,3	0,007	1757,14
IK1	Braunkohle	Heizöl L	ja	-	5,3	0,003	1766,66
IK2	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	12,8	0,007	1828,57
IK2	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	35,1	0,018	1950,00
FK3	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	50,7	0,024	2112,50
IK3	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	60,5	0,026	2326,92
IK4	Braunkohle	Steinkohle	nein	-	54,0	0,022	2454,55
IK3	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	78,2	0,031	2522,58
IK4	Braunkohle	Steinkohle	ja	-	69,1	0,026	2657,69
IK1	Heizöl S	Gas	nein	-	182,6	0,068	2685,29
IK1	Heizöl S	Gas	ja	-	47,5	0,017	2794,12
ST1	Importkoh.	Heizöl S	-	-	1658,5	0,585	2835,04
FK1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	10,7	0,004	2675,00
IK1	Heizöl S	Heizöl L	nein	-	214,1	0,015	14273,33
IK1	Heizöl S	Heizöl L	ja	-	55,3	0,003	18433,33
EZH	Öl-E	Öl-Z	nein	-	314,4	0,012	26200,00
EZH	Öl-E	Öl-Z	ja	-	84,3	0,002	42150,00

In der Tabelle A.21 verwendete Symbole:

EFH	Raumwärmeversorgung in Ein- und Zweifamilienhäusern
FH1	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Fernwärmeversorgung mit 2 bis 50 MW _n
FH2	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Fernwärmeversorgung mit 50 bis 200 MW _n
FK1	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung mit 2 bis 50 MW _n
FK2	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung mit 50 bis 200 MW _n
FK3	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung mit mehr als 200 MW _n
HHW	Warmwasserversorgung der Haushalte
Ii1	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit weniger als 10 MW _n
Ii2	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit 10 bis 50 MW _n
Ii3	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit 50 bis 200 MW _n
Ii4	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit mehr als 200 MW _n
I1j	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit 0 bis 4000 Jahresbenutzungsstunden
I2j	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit 4000 bis 6000 Jahresbenutzungsstunden
I3j	Wärmeerzeugung in Heizwerken in der Industrie mit mehr als 6000 Jahresbenutzungsstunden
IK1	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Industrie mit weniger als 10 MW _n
IK2	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Industrie mit 10 bis 50 MW _n
IK3	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Industrie mit 50 bis 200 MW _n
IK4	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken in der Industrie mit mehr als 200 MW _n
KV1	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit 0 bis 20 kW _n
KV2	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit 20 bis 50 kW _n
KV3	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit 50 bis 100 kW _n
KV4	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit 100 bis 500 kW _n
KV5	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit 500 bis 1000 kW _n
KV6	Wärmeerzeugung bei den Kleinverbrauchern mit mehr als 1000 kW _n
MFH	Raumwärmeversorgung in Mehrfamilienhäusern

STi Strategie i bei der Stromerzeugung
VKR Verkehrssektor