

Climate Change

Climate
Change

14
08

ISSN
1862-4359

Wirtschaftlicher Nutzen des Klimaschutzes



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 205 46 434
UBA-FB 001097



Wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen
des integrierten Energie- und
Klimaprogramms (IEKP)
**Wirtschaftlicher Nutzen des
Klimaschutzes**
Kostenbetrachtung ausgewählter
Einzelmaßnahmen der Meseberger
Beschlüsse zum Klimaschutz

von

**Claus Doll, Wolfgang Eichhammer,
Tobias Fleiter, Mario Ragwitz,
Wolfgang Schade, Joachim Schleich,
Barbara Schlomann, Frank Sensfuss,
Rainer Walz, Martin Wietschel**

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

**Patrick Hansen, Manfred Kleemann,
Peter Markewitz, Dag Martinsen**

Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung –Systemforschung
und Technologische Entwicklung (IEF-STE)

Ralph Harthan, Felix Matthes

Öko-Institut

Martin Jakob

Centre for Energy Policy and Economics CEPE an der Eidgenössischen
Technischen Hochschule ETH Zürich

Dr. Hans-Joachim Ziesing

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de>
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2
Katrin Heeren

Dessau-Roßlau, August 2008

Inhaltsverzeichnis

Seite

Tabellenverzeichnis	VI
----------------------------------	-----------

Abbildungsverzeichnis	XI
------------------------------------	-----------

Cost analysis of measures in the integrated energy and climate programme (IECP).....	i
The energy and climate package of Meseberg	i
Objective of the study.....	ii
Method and important input data	iii
Summary of results	xiii
Conclusions	xviii

1 Zusammenfassung der Kostenanalyse der Maßnahmen im integrierten Energie- und Klimapaket (IEKP).....	1
1.1 Das Energie- und Klimapaket von Meseberg	1
1.2 Ziel der Untersuchung	2
1.3 Methodik und wichtige Eingabedaten.....	3
1.4 Ergebnisübersicht	13
1.5 Schlussfolgerungen.....	18

Teil 1 : Analysen der Einzelmaßnahmen

2 Maßnahme 1 – Kraft-Wärme-Kopplung	21
2.1 Ausgestaltung der Maßnahme	21
2.2 Quantifizierung der Kosten.....	26
2.3 Beispielrechnung.....	31

3	Maßnahme 2 : Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich	33
3.1	Ausgestaltung der Maßnahme	33
3.2	Quantifizierung der Kosten.....	34
4	Maßnahme 6 – Energiemanagement und Maßnahme 7 - Förderprogramme für den Klimaschutz und Energieeffizienz	39
4.1	Ausgestaltung der Maßnahme 6	39
4.2	Anmerkungen zu den Kosten für Maßnahme 6.....	41
4.3	Ausgestaltung der Maßnahme 7	42
4.4	Quantifizierung der Kosten für die Maßnahmen 6 und 7	44
5	Maßnahme 8 - Energieeffiziente Produkte	47
5.1	Ausgestaltung der Maßnahme	47
5.2	Quantifizierung der Kosten.....	49
5.3	Beispielberechnung.....	53
6	Übergreifende Erläuterungen zu den Maßnahmen im Gebäudebereich (Maßnahmen 10, 12, 13, 14, 15).....	55
6.1	Übersicht der zugrunde liegenden sektoralen Entwicklungen nach Politikszenerarien IV.....	55
6.2	Grundannahmen für die Bewertung der Maßnahmen	59
6.3	Kostenansatz	60
6.4	Einsparungen und Kosten von Einzelmaßnahmen	62
6.5	Sektorale Kosten und Einsparungen.....	65
7	Bewertung der Maßnahme 10A: Energieeinsparverordnung.....	69
7.1	Ausgestaltung der Maßnahme	69
7.2	Quantifizierung der Kosten.....	72
7.3	Beispielberechnung.....	74

8	Bewertung der Maßnahme 10B: Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen.....	78
8.1	Ausgestaltung der Maßnahme	78
8.2	Quantifizierung der Kosten.....	80
8.3	Beispielberechnung: Heizungswechsel in einem Einfamilienhaus.....	85
9	Maßnahme 12: CO₂-Gebäudesanierungsprogramm	87
9.1	Ausgestaltung der Maßnahme	87
9.2	Quantifizierung der Kosten.....	89
10	Maßnahme 13: Soziale Infrastruktur.....	92
10.1	Ausgestaltung der Maßnahme	92
10.2	Quantifizierung der Kosten.....	92
10.3	Beispielberechnung.....	95
11	Maßnahme 14: Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor	97
11.1	Ausgestaltung der Maßnahme	97
11.2	Quantifizierung der Kosten.....	98
11.3	Beispielberechnung.....	101
12	Maßnahme 15: Bauten des Bundes.....	102
12.1	Ausgestaltung der Maßnahme	102
12.2	Quantifizierung der Kosten.....	102
12.3	Beispielberechnung.....	104
12.4	Vergleich mit anderen öffentlichen Liegenschaften (z. B. Maßnahme 13)	106
13	Maßnahme 16 - CO₂ - Strategie Pkw.....	108
13.1	Ausgestaltung der Maßnahme	108

13.2	Quantifizierung der Kosten.....	111
13.3	Beispielberechnung.....	114
14	Maßnahme 17 – Biokraftstoffe	115
14.1	Ausgestaltung der Maßnahme	115
14.2	Quantifizierung der Kosten.....	120
15	Maßnahme 20 – Ausweitung der Lkw-Maut	123
15.1	Ausgestaltung der Maßnahme	123
15.2	Quantifizierung der Kosten.....	127
15.3	Fazit	130
15.4	Beispielberechnung.....	131
 <u>Teil 2 : Techno-ökonomischer Fortschritt bei Energieeffizienztechnologien und Ausblick auf die makroökonomischen Wirkungen des Klimaschutzprogramms</u>		
16	Techno-ökonomischer Fortschritt bei Energieeffizienztechnologien	135
16.1	Techno-ökonomischer Fortschritt im Bereich der Energieeffizienz im Gebäudesektor Deutschlands.....	135
16.2	Techno-ökonomischer Fortschritt bei anderen Energieeffizienztechnologien und die Rolle von Effizienzprogrammen	152
17	Ausblick auf die makroökonomischen Wirkungen des Klimaschutzprogramms	157
17.1	Überblick	157
17.2	Wirkungsmechanismen.....	157
17.3	Hypothesen zu den Nachfragestruktureffekten	163
17.4	Hypothesen zu den First Mover Effekten	167
17.5	Fazit	169

Tabellenverzeichnis	V
18 Literaturverzeichnis	171

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Auswahl der Einzelmaßnahmen im integrierten Energie- und Klimapaket (IEKP)	2
Tabelle 1-2:	Preise für Primärenergieträger (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030	8
Tabelle 1-3:	Preise für Mineralöl, Erdgas und Kohle (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030	8
Tabelle 1-4:	Preise für Elektrizität (reale Preise, Preisbasis 2000), 1995-2030	8
Tabelle 1-5:	Beispiel Kostendegression bei der Fensterherstellung zwischen 1970 und 2000	13
Tabelle 1-6:	Kosten und Nutzen ausgewählter Maßnahmen im IEKP im Jahr 2020 (1)	14
Tabelle 1-7:	Kosten und Nutzen ausgewählter Maßnahmen im IEKP für den Zeitraum 2008-2020	16
Tabelle 2-1	Basisdaten für die Investitionsrechnungen	26
Tabelle 2-2:	Entwicklung der Differenzinvestitionen (annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite	27
Tabelle 2-3:	Netto-Energiekosten für die Ausweitung der KWK-Stromerzeugung	27
Tabelle 2-4:	Programmkosten der Maßnahme	28
Tabelle 2-5:	CO ₂ -Einsparungen durch die Maßnahme	29
Tabelle 2-6:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 1 – Kraft-Wärme-Kopplung	30
Tabelle 3-1:	Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite	35
Tabelle 3-2:	Wert der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien	35
Tabelle 3-3:	Kosten (insbes. EEG-Differenzkosten für ab 2008 installierte Neuanlagen)	36
Tabelle 3-4:	Entwicklung der CO ₂ -Einsparung (für ab 2008 installierte Neuanlagen)	36
Tabelle 3-5:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 2 – Erneuerbare Energien im Strombereich	37
Tabelle 4-1:	Ausprägungen geeigneter Energiemanagementsysteme in Abhängigkeit von der Betriebsgröße, den	

	Jahresenergiekosten der Betriebe und der Energiekostenanteile.....	40
Tabelle 4-2:	Zentrale Indikatoren Maßnahmen 6+7 – Energiemanagement / Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz.....	46
Tabelle 5-1:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 8 – Energieeffiziente Produkte: Elektromotoren und Haushaltsgeräte	52
Tabelle 6-1:	Übersicht der wichtigsten Maßnahmen im Mit- Maßnahmen-Szenario.....	56
Tabelle 6-2:	Die wichtigsten Maßnahmen im Mit-weiteren-Maßnahmen- Szenario	56
Tabelle 6-3:	CO ₂ -Emissionen 1990 bis 2030 in Mio. t (Wohngebäude).....	57
Tabelle 6-4:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in PJ (ohne Strom + FW)	57
Tabelle 6-5:	CO ₂ -Emissionen (Nichtwohngebäude).....	58
Tabelle 6-6:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in PJ in Nichtwohngebäuden (ohne Strom + FW).....	58
Tabelle 6-7:	Entwicklung der unterstellten Energieträgerpreise.....	59
Tabelle 6-8	Bereich der technischen Lebensdauer von Bauteilen in Jahren	60
Tabelle 6-9	Berechnung der mittleren Lebensdauer für eine Vollsanierung	60
Tabelle 6-10:	CO ₂ -Einsparraten einzelner Modernisierungsmaßnahmen.....	63
Tabelle 6-11:	Orientierungswerte für die Gesamtkosten wichtiger Einzelmaßnahmen	65
Tabelle 6-12:	Jährlich zu installierende Anlagenvolumina	66
Tabelle 6-13:	Sektorale Investitionen in Mrd. € pro Jahr zur Umsetzung des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios	67
Tabelle 6-14:	Endenergieverbrauch und Einsparungen im Mit-weiteren- Maßnahmen-Szenario.....	67
Tabelle 6-15:	Gegenüberstellung von wichtigen Kriterien für die IEKP – Analyse und die Studie von McKinsey zur Darstellung der Unterschiede	68
Tabelle 7-1:	Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend Ansatz B im Mit-weiteren-Maßnahmen- Szenario (nicht diskontiert).....	73

Tabelle 7-2:	Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020	73
Tabelle 7-3:	Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend der Kohortenberechnung 2007 - 2052	74
Tabelle 7-4:	Berücksichtigte Kostenkomponenten für die Wärmeerzeuger	76
Tabelle 7-5:	Beispielrechnungen für verschiedene energetische Sanierungsmaßnahmen	76
Tabelle 8-1:	Durchschnittlicher flächenspezifischer Wärmebedarf und durchschnittliche Wohnungsfläche der mit Elektroheizungen beheizten Wohnungen	80
Tabelle 8-2:	Energieverbrauch, Emissionen und Kosten pro Jahr bei Substitution aller Elektrospeicherheizungen durch Gasheizungen	84
Tabelle 9-1:	Entwicklung der Kredite und CO ₂ -Einsparungen im CO ₂ - Gebäudesanierungsprogramm	87
Tabelle 9-2:	Anteil der einzelnen Energieträger an den Energieeinsparungen	88
Tabelle 9-3:	Auswirkungen der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung	89
Tabelle 9-4:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)	90
Tabelle 9-5:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052).....	91
Tabelle 10-1:	Entwicklung des Förder- und Kreditvolumens.....	92
Tabelle 10-2:	Energieverbrauchswerte der Allgemeinbildenden Schulen.....	93
Tabelle 10-3:	Auswirkungen der energetischen Modernisierung der sozialen Infrastruktur ohne Diskontierung	93
Tabelle 10-4:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)	94
Tabelle 10-5:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052).....	95
Tabelle 10-6:	Annahmen für die Beispielrechnung	95
Tabelle 11-1:	Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite	98

Tabelle 11-2:	Reduzierte konventionelle Wärmezeugung durch Erneuerbare Energien und Wert der Brennstoffeinsparungen	99
Tabelle 11-3:	Minderungskosten für ab 2008 installierte Neuanlagen	99
Tabelle 11-4:	Entwicklung der CO ₂ -Einsparung	100
Tabelle 11-5:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 14 – Erneuerbare Energien im Wärmesektor	100
Tabelle 11-6:	Mehrkosten für Solaranlagen auf Einfamilienhäusern	101
Tabelle 12-1:	Entwicklung des Fördervolumens	102
Tabelle 12-2:	Auswirkungen der energetischen Modernisierung der Bundesbauten ohne Diskontierung	103
Tabelle 12-3:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)	103
Tabelle 12-4:	Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052)	104
Tabelle 12-5:	Annahmen für die Beispielrechnung	105
Tabelle 13-1:	Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionswerte der 6 Pkw-Typen	110
Tabelle 13-2:	Berechnung der Zusatzkostenkurven in Abhängigkeit von der CO ₂ -Reduktion	110
Tabelle 13-3:	Nutzerzusatzkosten für die 6 Pkw-Typen	111
Tabelle 13-4:	Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite	112
Tabelle 13-5:	Energie- und Kosteneinsparungen an Kraftstoffen (Benzin und Diesel)	112
Tabelle 13-6:	Entwicklung der CO ₂ -Einsparung	113
Tabelle 13-7:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 16 – CO ₂ -Strategie Pkw	113
Tabelle 14-1:	Differenzkosten für die Ausweitung der Biokraftstoffnutzung	120
Tabelle 14-2:	CO ₂ -Einsparungen durch die Maßnahme	121
Tabelle 14-3:	Zentrale Indikatoren Maßnahme 17 – Biokraftstoffeg	121
Tabelle 15-1:	Differenzinvestitionen durch vorzeitige Neubeschaffung von Lkw	128
Tabelle 15-2:	Kraftstoff- und Energieeinsparung gegenüber Basisfall	128

Tabellenverzeichnis	X
Tabelle 15-3:	Unterstellte Kraftstoffpreise 2008 bis 2030 128
Tabelle 15-4:	Zentrale Indikatoren Maßnahme M20 – Ausweitung Lkw-Maut 129
Tabelle 15-5:	Vermiedene Kraftstoffkosten 129
Tabelle 15-6:	Zentrale Indikatoren Maßnahme M20 – Ausweitung Lkw-Maut 130
Tabelle 15-7:	Ergebnisse der Beispielrechnung für einen Fuhrunternehmer 133
Tabelle 16-1:	Zeitliche Entwicklung der gesetzlichen Anforderungen an den Heizwärmebedarf von Gebäuden gemäß WschVO und EnEV (neue Gebäude) 137
Tabelle 16-2:	Zeitliche Entwicklung der maximalen U-Werte ($W/(m^2K)$) gemäß WschVO und EnEV (****) 138
Tabelle 16-3:	Zeitliche Entwicklung der Fenster-U-Werte ($W/(m^2K)$) 141
Tabelle 16-4:	Entwicklung der Herstellungskosten (Werkabgabe) bei Holz- und Kunststofffenstern zwischen 1995 und 2004 (Euro/Fenster*) 142
Tabelle 16-5:	Zeitliche Entwicklung der Dämmdicken und der resultierenden U-Werte ($W/(m^2K)$) bei Wand und Dach 144
Tabelle 16-6:	Entwicklung der Jahreswirkungsgrade von Gas- und Ölkesseln (bezogen auf Heizwert) 148
Tabelle 16-7:	Entwicklung der realen Jahresnutzungsgrade von Heizungsanlagen 149

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Investitionen und Maßnahmenwirkungen	6
Abbildung 2-1	Altersbedingt abgängige KWK-Stromerzeugung in Deutschland, 2010-2030	22
Abbildung 2-2:	Ausbauszenario für KWK-Investitionen als Grundlage der Maßnahmenbewertung	24
Abbildung 2-3:	Kostenentwicklung für die KWK, 2008-2020	28
Abbildung 2-4:	Entwicklung der Fördermittelflüsse für das novellierte KWK-G, 2008-2020	29
Abbildung 2-5:	Entwicklung des Free Cash Flow und des Kapitalwerts der exemplarischen KWK-Investition, 2012-2040	32
Abbildung 3-1:	Entwicklung der ab 2008 installierten Leistung erneuerbaren Energien in GW	34
Abbildung 3-2:	Unterstellte Entwicklung der Großhandelspreise für Strom (Baseload)	34
Abbildung 5-1:	Verkaufsanteile elektrischer Haushaltsgeräte in Deutschland nach Effizienzklassen.....	48
Abbildung 5-2:	Marktanteile von Elektromotoren nach Effizienzklassen.....	49
Abbildung 8-1:	Altersstruktur der mit Elektroheizungen ausgestatten Wohnungen (gesamt: 1,44 Mio.).....	79
Abbildung 8-2:	CO ₂ -Einsparpotenzial bei Austausch aller Nachstromspeicherheizungen gegen Gasbrennwertkessel in Abhängigkeit vom Strommix im Jahr 2020	81
Abbildung 8-3:	Jährliche Mehr- bzw. Minderkosten für ein Einfamilienhaus (Ersatz durch Gasbrennwertkessel verglichen mit der Erneuerung einer Elektrospeicherheizung) bei Variation von Energiepreisen und Investitionskosten.....	86
Abbildung 10-1:	Jährliche Energiekosteneinsparungen am Beispiel einer Schule (Energetische Sanierung in 2007) im Vergleich mit den Investitionskosten.....	96
Abbildung 11-1:	Entwicklung der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien ab 2008.....	98
Abbildung 12-1:	Jährliche Energiekosteneinsparungen am Beispiel einer Bundesliegenschaft (energetische Sanierung in 2007) im Vergleich mit den Investitionskosten des Energieprogramms Bundesliegenschaften	106
Abbildung 13-1:	Entwicklung des Pkw-Neuwagenkaufs ab 2008	109

Abbildung 14-1:	Entwicklung des Verbrauchs von fossilen und regenerativen Kraftstoffen, 2007-2020.....	117
Abbildung 14-2:	Historische Entwicklung und Projektion der OECD/FAO für die Weltmarktpreise wichtiger landwirtschaftlicher Produkte, 1996-2016.....	119
Abbildung 14-3:	Differenzkosten der Marktdurchdringung für Biokraftstoffe	120
Abbildung 15-1:	Auslastung beladener Fahrzeuge und Leerfahrtenanteil gewichtet nach der Transportkapazität (Tkm) deutscher Lkw 1995 bis 2006	125
Abbildung 15-2:	Fahrleistungsanteile Lkw >12t auf BAB nach Euro-Emissionsklassen 2000 bis 2012	126
Abbildung 15-3:	Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs bis 2020	127
Abbildung 16-1:	Preisentwicklung von Mehrscheibenisolierverglasung zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)	140
Abbildung 16-2:	Preisentwicklung Fenstern mit Isolierverglasung zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)	141
Abbildung 16-3:	Markteinführung von Fenstern mit Wärmeschutzverglasung im Zusammenhang mit der Entwicklung von gesetzlichen Wärmeschutzanforderungen in verschiedenen Ländern	143
Abbildung 16-4:	Vergangene Entwicklung der Dämmdicken (linke Achse) und der resultierenden U-Werte (rechte Achse) bei Fassaden-Wärmedämm-Verbundsystemen zwischen 1970 und 2006	145
Abbildung 16-5:	Preisentwicklung von Wärmedämmungen zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)	146
Abbildung 16-6:	Preisentwicklung von Heizkesseln zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)	151
Abbildung 16-7:	Entwicklung der Energieeffizienzklassen im europäischen Labelling Schema für Kühlgeräte 1990-2003.....	153
Abbildung 16-8:	Entwicklung von Effizienz und realen Kosten von Kühlgeräten (verschiedene Zeitskalen).....	154
Abbildung 16-9:	Entwicklung von Effizienz und realen Kosten von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Klimageräten (verschiedene Zeitskalen)	154

Abbildung 16-10:	Preise für verschiedene Effizienzklassen bei Kühlgeräten für verschiedene Länder	155
Abbildung 16-11:	Innovationseffekte induziert durch die Förderung von energieeffizienten Produkten im UK Energy Efficiency Commitment EEC 2002-2005 und seiner Vorgängerprogramme	156
Abbildung 17-1:	Überblick über die Wirkungsmechanismen von Umweltschutzstrategien auf die Volkswirtschaft	158
Abbildung 17-2:	Schema des „Systems of Sustainability Innovation“ Ansatzes	163
Abbildung 17-3:	Importanteile und Arbeitsintensitäten von unterschiedlichen Wertschöpfungsketten	166
Abbildung 17-4:	Patent- und Außenhandelsanteile der 6 wirtschaftsstärksten OECD-Länder bei Klimaschutztechnologien	169

Cost analysis of measures in the integrated energy and climate programme (IECP)

The energy and climate package of Meseberg

In August 2007, the German cabinet decided on the key elements of a detailed energy and climate programme at its meeting in Meseberg and confirmed these on 5 December 2007¹. 14 acts and ordinances have already been introduced based on the package². This package should provide an important element towards achieving Germany's target³ of reducing greenhouse gas emissions by 40 % by 2020 compared to 1990.

The package comprises 29 concrete, individual measures^{4,5,6} which focus upon:

- Expanding the share of renewable energies (expansion target for electricity from renewables 25-30 % by 2020, and for heat by 14 %) by amending the German Renewable Energy Sources Act and introducing a new Renewable Energies Heat Act.
- Amending the German Combined Heat and Power Act (doubling the share of combined heat and power plants in electricity generation to 25 % by 2020).
- Improving energy efficiency in new and renovated buildings in 2008 by 30 % and by the same amount again by 2012, supported with funding from the Building Modernisation Programme.
- Reducing the CO₂ emissions from cars through increased market penetration of low CO₂ cars.

1 http://www.bmu.de/english/current_press_releases/pm/print/40562.php

2 This study is based upon the state of knowledge concerning the individual measures at the time the Meseberg key elements were decided; other details which were released on 5 December 2007 could not be considered in this study. To this extent there are some differences between the measures described here and the concrete measures adopted on 5 December.

3 In the implementation of its coalition agreement, the German government promised that Germany will reduce its greenhouse gas emissions by 40 % by 2020 (related to the base year 1990), if the EU Member States agree to a reduction of the European emissions by 30 % within the same period.

4 Key elements of an integrated energy and climate programme
www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/39875.php

5 The Integrated Energy and Climate Programme of the German Government
http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg_en.pdf

6 Impact of the Meseberg decisions of 23.08.2007 on greenhouse gas emissions in Germany in 2020. www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/40259.php

For 2008, a total of 3.3 billion euro are available for climate policy from the federal budget (including up to 400 million euro from the auction of emission allowances). This represents an increase of 200 percent compared to 2005.

These few examples show that climate protection does not cause insignificant programme costs (direct spending of the government and of the general public, e.g. due to surcharges on the electricity price from promoting renewable energies) which should support investors in bearing any possible additional costs of energy-efficient technologies and technologies for utilizing renewable energy sources. On the other hand, the package measures also ensure a clear easing of the cost burden for individual end consumers by reducing energy costs. Furthermore, the dependency on energy imports will be reduced and the opportunities increased for German industry to achieve competitive advantages through innovative, environmentally-friendly technologies.

Objective of the study

The **main objective of the study** made by the project team was to analyse the energy and climate programme measures with respect to their ecological and economic effects. The study concentrated on a bundle of particularly important measures within the total package. These measures are listed in the Table 1 below.

Table 1: Selected individual measures in the integrated energy and climate programme (IECP)

Measure number in IECP	Title of measure
1	Combined Heat and Power Act
2	Expansion of renewable energies in the power sector
6 and 7	Introduction of modern energy management systems as well as: Support programmes for climate protection and energy efficiency (excluding buildings; energy efficiency fund)
8	Energy-efficient products (in households and industry)
10	Energy Saving Ordinance and substitution of electric night storage in households
12	Modernisation programme to reduce CO ₂ emissions from buildings
13	Energy-efficient modernisation of social infrastructure
14	Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG)
15	Programme for the energy-efficient modernisation of federal buildings
16	CO ₂ strategy for passenger cars
17	Expansion of biofuels
20	Improved steering effect of the toll on Heavy Goods Vehicles (HGVs)

Measures 6 and 7 are handled collectively because of strong overlaps between them.

The savings are estimated from a **total cost perspective** in which the additional investments⁷ for (possibly) more expensive efficiency technologies and technologies for using renewable energies are set against the saved costs for fossil energy (cost-benefit analysis). However, this is not done from a macroeconomic perspective since, e.g. feedback effects via prices and income are not considered; these should be examined in more detail in follow-up research. Neither are damage costs due to the use of fossil energies included. The administrative costs for implementing the measures in the integrated energy climate programme (subsequently referred to as Programme Costs I) are taken into account. However, these can be regarded as minor in comparison to the investments required.

Apart from these, other important cost data which are estimated are the costs to the state (e.g. due to subsidy programmes) and the general public (e.g. due to surcharges for renewables and combined heat and power) which **lower the investment barriers for individual investors**. These concern transfers (or subsidies/taxes) within the national economy. They set incentives and induce (desired) behaviour to reduce greenhouse gas emissions. Their purchasing power⁸ is not lost to the economy.

Method and important input data

Method of determining costs

The economic assessment analyses the costs and financial benefits which accompany the implementation of the IECP. The decisive economic questions here are: how high are the net costs of the measures? How high are the specific reduction costs per saved ton CO₂? Which costs of supporting the introduction are to be borne by the state or the general public?⁹

To be able to answer the question about the net costs of the respective measures or about helping the investor to overcome investment barriers, the following cost categories were usually distinguished for the individual measures:

⁷ Compared to a standard technology.

⁸ An important question which was not handled here is whether these are innovative investments which simultaneously serve Germany's economic development. These aspects are discussed in Walz et al. (2008).

⁹ The underlying (system) costs concept does not concern macroeconomic costs since, e.g. the triggered direct and indirect price or income effects for other economic players are not taken into account (see Ostertag et al. 2000).

- (1) Increased costs of the technologies to reduce greenhouse gases compared with standard technologies¹⁰ (differential investments or **gross costs of the reduction options**).
- (2) **Programme costs**, which, alongside purely administrative programme costs, also cover financial surcharges such as, e. g. in the German Renewable Energy Sources Act (EEG). The programme costs were accordingly divided into two groups: group one (**Programme Costs I**), which includes **additional administrative expenses for conducting programmes** and group two (**Programme Costs II or Transfer Costs**), which **lower the barriers to investment (obstacles) for the final user** (e.g. through surcharges for CHP or through the Renewable Energies Act for renewables as well as through subsidies for investments in energy efficiency).
- (3) The gross costs defined above are set against **saved energy costs** but without considering the **environmental costs saved**, i.e. the so-called external effects. These would substantially influence the evidence given here in favour of the abatement options. The net costs (or revenue) of a measure result from the difference between the gross costs of the reduction option (plus the administrative Programme Costs I) and the energy cost savings achieved. If the net costs of a measure are related to the CO₂ savings achieved, then reduction costs per avoided tonne of CO₂ result. These were determined for 2020, the target year of the IECP (determination of the net costs which occur in 2020).

The energy and CO₂ emissions saved were also calculated.

Since for the majority of measures investments are made during the start-up phase while savings are made over the lifespan of the measure, the payments have to be related to the same point in time when assessing a measure economically. This is done first of all by expressing the investments in annual costs **over the lifetime of the measure** (conversion to annuities). The annually occurring energy cost savings are then compared with the annuity. The balance represents the net costs or revenues of the measure per year. Subsequently the costs for the period 2008 to 2020 are summed up and averaged annually. By discounting¹¹ the balance, the net present value of a measure for the year 2008 is obtained which also includes financing costs. Negative net present values of measures mean a financial burden for the user due to the meas-

¹⁰ See the discussion in the main report on determining costs of measures in buildings.

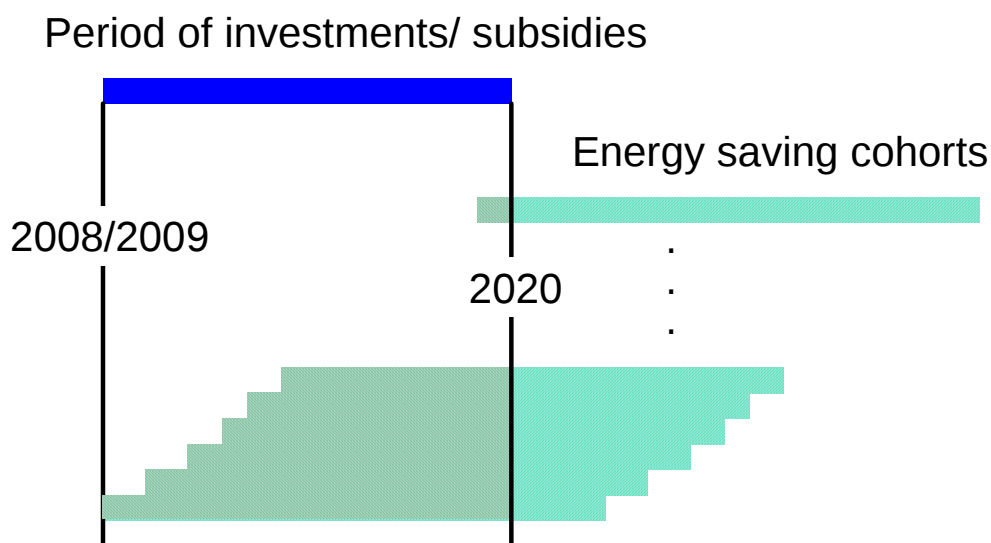
¹¹ Strictly speaking, a distinction should be made between the lending rate (for the annualisation) and the discount rate (for calculating the net present value). Here, the same rates are used for each measure although these may vary from measure to measure because of the different risks of the investment projects (industrial projects are usually associated with a higher risk than private projects, see next section).

ure. Positive net present values indicate an economic gain for the user with a simultaneous reduction of the CO₂ emissions. The net present values were determined for the flow of funds in the period 2008 to 2020 and shown in real prices of the year 2000. In the following, the term limited net present value is used to indicate that the net present values are restricted to the period 2008-2020 due to the cut off of the flow of funds after 2020 (independently of how long the capital good is actually used).

These correlations are illustrated in Figure 1 based on the example of a subsidy programme for energy-efficient building modernisation.

The investment period 2008 to 2020 is shown on one side (blue band). Within this period, subsidies can lower the barriers for investors to make the necessary investments. Administrative programme costs (Programme Costs I) may also occur here, which have to be met and which increase the total costs. There are also energy savings which are triggered by the investment of a respective year (horizontally shaded individual cohorts). These savings are made over the lifespan of the measure which can last from only a few years for efficient computers to more than 30 years for building insulation. New savings are added annually due to other investments up to 2020. By annualising the investments it is taken into account that measures may well be effective beyond the end of the period regarded (2020).

Figure 1: Investments and measure impacts



- The *fixed time perspective* looks at the situation in 2020: Here the energy savings accumulated up to this point via the cohorts are considered in physical and monetary terms (vertical sum across the cohorts in Figure 1). So that comparison with the investments is possible, these have to be annualised over the lifespan of the measure using an appropriate discount rate and compared with the saved energy costs for 2020.
- The *period perspective* refers to the period from 2008 to 2020: The annual savings in this period are accumulated, i.e. here there is also a horizontal sum across the individual cohorts that cut off in 2020 (darker shaded part of the cohorts up to 2020 in Figure 1). Accordingly, the annualised investments also have to be cut off after 2020. Using this approach, the net costs for all measures are compared over a uniform period although they have different lifespans of up to more than 30 years. Since the period perspective covers a much longer period than looking at a fixed point of time in 2020, it has more explanatory power with regard to the overall impact of the IECP.

General input data

The most important general input data are the discount rates and the energy prices used. These are discussed in this section for all measures. There are deviations from these for specific measures which are described in the relevant individual chapters in the final report.

The **discount rates** selected are oriented to the returns for alternative investments. Approaches which use implicit discount rates should be distinguished. Implicit discount rates are defined as those which make the actually observed investment behaviour appear rational under the given capital and energy costs. In private households, for example, these would be very high (usually over 20 %)¹² with regard to the purchase of energy-efficient domestic appliances for which the higher investments in comparison to standard appliances usually pay off very quickly. If high discount rates are applied, the monetarised energy savings are much lower than for lower discount rates, especially for longer-term measures in buildings. Basically, however, high discount rates simply reflect the existence of obstacles (Jaffe and Stavins 1994, Sorrell et al. 2004). The use of lower discount rates seems justified since, in the end, the IECP should contribute to dismantling existing obstacles through measures such as product labelling obligations. The discount rates used can be divided into two groups:

¹² For an overview, see e.g. OECD (2002, p. 12).

- Discount rates of 4 %: these were used for all measures in the household sector and for private passenger vehicles (Measures 10A/B, 12, 13, 14, 15, 16 and, to some extent, Measure 8) and reflect the return on alternative investment options.
- Discount rates of 8 %. These were used for measures in industry in particular and for transformation technologies (Measures 1, 7, to some extent 8, 17 and 26). As exceptions to this, discount rates of 6 % were used for Measures 2 (Renewable electricity) and 20 (Transport: reinforcing the influence of the HGV toll), which are typical for these sectors or in the case of Measure 20 are justified in that grants of the Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (Bank for Reconstruction) are being used for the switch to the new system.

The underlying **energy prices** were taken from the study "Politiksznarien für den Klimaschutz IV" (Policy scenarios for climate protection IV) (2007). The most important price developments are listed in Table 2 to 4 for the individual energy sources.

Prices deviating from this are described in the individual chapters of the final report, especially for Measure 2 since the generation costs for electricity production from renewable and from fossil sources have to be compared.

The assumed energy prices are probably too low from a current perspective: for 2020, for example, the crude oil price was taken to be 47 \$/barrel (in 2000 real prices). Nominally, at an assumed inflation rate of 2 %, this would still only correspond to 70 \$/barrel in 2020 and would thus be clearly below current oil prices. These price assumptions are even lower than the energy price assumptions of the World Energy Outlook 2007 of the International Energy Agency¹³ which is known to be conservative. Using low energy prices results in an underestimation of the energy cost savings so that energy saving measures tend to be shown as more expensive. **From this perspective, the cost estimates can be judged to be rather conservative.**

¹³ The World Energy Outlook 2007 of the International Energy agency IEA, which is known to be cautious about its oil price predictions, makes the following assumption: In this Outlook the IEA crude oil import price – a proxy for international oil prices – is assumed to be around \$ 60 in year-2006 dollars in 2015 and to rise slightly to \$ 62 by 2030 (or \$ 1008 in nominal terms). Prices of the major benchmark crude oils, West Texas Intermediates (WTI) and Brent, will correspondingly be higher (IEA 2007).

Table 3: Prices primary energy sources (real prices, price basis 2000)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
World market prices							
Crude oil (Brent) fob (US-\$/bbl)	28.4	48.3	50.0	48.5	47.0	53.5	60.0
Border prices							
Crude oil (€/t)	227.2	299.6	353.0	348.0	343.0	389.0	435.0
Natural gas (ct/kWh)	1.07	1.54	1.60	1.60	1.50	1.70	1.80
Coal for power prod. (€/t SKE)	42.1	61.9	53.0	52.5	52.0	54.0	56.0
Import coal	37.7		46.0	46.0	45.0	47.0	48.0
Domestic production							
Lignite (€/GJ)			0.83	0.83	0.83	0.83	0.83

Source: Politikszenerarien IV 2007

Table 3: Prices for oil, natural gas and coal (real prices, price basis 2000)

	2000	2005	2010	2015 ^a	2020	2025 ^a	2030
Industry (excl. VAT)							
Fuel oil extra light (€/t)	381.5	485.0	556.4	558.7	560.9	628.1	695.3
Heavy fuel oil (€/t)	188.9	242.6	244.6	244.7	244.7	267.3	289.9
Natural gas (ct/kWh)	1.7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.6	2.8
Hard coal (€/t SKE)	42.7	62.7	65.2	68.9	72.5	79.3	86.0
Power production (excl. VAT)							
Hard coal (€/GJ)	1.6		2.0	2.0	2.0	2.0	2.1
Lignite (€/GJ)	0.8		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Natural gas (€/GJ)	3.5		5.0	4.8	4.7	5.1	5.5
Heavy fuel oil (€/GJ)	4.6		5.6	5.4	5.2	5.6	5.9
Light fuel oil (€/GJ)	8.9		12.7	12.5	12.4	13.8	15.2
Households (incl. VAT ^b)							
Light fuel oil (ct/l)	40.8	50.7	60.9	61.4	61.9	69.4	76.9
Natural gas (ct/kWh)	3.7	4.8	5.4	5.5	5.5	6.3	7.0
Gasoline (€/l)	0.99	1.14	1.27	1.28	1.29	1.36	1.43
Diesel (€/l)	0.80	1.02	1.11	1.12	1.14	1.21	1.27

Notes: ^a Average of the previous and the following column^b since 2007 VAT 19 %

Source: Politikszenerarien IV 2007

Table 4: Electricity prices (real prices, price basis 2000)

	1995	2000	2010	2015 ^a	2020	2025 ^a	2030
	€/MWh						
Industry (excl. VAT)							
Special contracts	69.5	44.0					
High voltage			65.8	65.2	64.6	67.2	69.7
Medium voltage			91.8	90.2	88.6	90.7	92.7
Households (incl. VAT ^b)							
Returns clients	168.7	149.2					
Low voltage			180.3	176.7	173.0	173.1	173.1
Whole sale price (base)		18.6	47.1	47.2	47.2	49.8	52.3

Notes: ^a Average of the previous and the following column^b since 2007 VAT 19 %

Source: Politikszenerarien IV 2007

Sensitivity calculations for the energy prices could not be made within the time and budget constraints of this project. However, it is possible to estimate the impacts of higher energy prices with simple reasoning. If German energy imports are evaluated using the import prices (i.e. excluding domestic taxes but including the financial support for domestic hard coal), the cost of importing fossil energies (oil, natural gas and coal) to Germany amounted to approx. 70 billion euro in 2006. This result is about double that of the year 2000. If the energy consumption of buildings and vehicles in Germany had been halved in the 1990s, around 35 billion euro could have been saved in 2006 alone. In 2006, the price of crude oil was still around 60 \$ per barrel whereas the price in November 2007 was over 90 \$ per barrel. If the price of oil remains stuck at this high level, imports would increase by approx. 30 billion euro each year if consumption remains constant (fixed €/ \$ exchange rate). **As a first approximation, this means that energy cost savings could also be up to 25-50 % higher than shown in this report. The results would then be even more significant.**

Cost indicators for the measures of the IECP

The following cost indicators were constructed for the individual measures of the IECP:

Indicators set up for **the fixed time perspective in 2020** (all monetary parameters are given in prices of 2000):

- (1) *Gross costs of the reduction option (billion euro)*: Gross costs are the additional costs¹⁴ of the measure without considering the energy saving (sum of difference investments in comparison to standard technology and Programme Costs I). Calculations are made using real, but not discounted, prices of 2000. Investments are evened out using the annuity method.
- (2) *Programme Costs I (billion euro)*: Programme Costs I are understood to be the additional administrative costs caused for the state budget by the measure in the year 2020, which are incurred in a respective year by conducting a respective measure.
- (3) *Programme Costs II (billion euro)*: Programme Costs II or Transfer Costs contain funds which can lower the barriers to investment (e.g. surcharges from

¹⁴ For the building measures, full costs instead of differential costs compared with standard technologies were selected since it is difficult to sufficiently define the standard technologies for these measures.

CHP and renewables, direct investment subsidies etc.)¹⁵. The Programme Costs are annualised where necessary, but not discounted to the base year.

- (4) *Annually saved (fossil) energy (billion euro)*: the energy saved in 2020 in monetary terms evaluated in prices of 2000, not discounted. This figure results from measures which are implemented in the period 2008-2020 (vertical accumulation in Figure 1).
- (5) *Annually saved (fossil) energy (PJ)*: energy saved in 2020 in PJ.
- (6) *Net costs of the reduction option (billion euro)*: Net costs are the costs of the measure in a given year taking energy saving into account. As was the case for the gross costs, calculations use real, but not discounted, prices of 2000. Investments are made comparable using the annuity method in the same way as for the gross investments. As well as the gross investments, Programme Costs I are also considered, which are added to the gross investments; however, these are comparatively low and do not significantly influence the result.
- (7) *Specific (net) reduction costs (euro/t CO₂)*: Reduction costs are the costs caused by a measure at a particular point in time. Real, but not discounted prices are used here. The specific reduction costs are negative for profitable measures. The definition of the specific (net) reduction costs results in the following equation:

$$SMK = \frac{BK + PK1 - EE}{CO_2}$$

where:

BK Gross costs of a measure

EE Value of energy saved due to a measure

PK1 Programme Costs I of a measure

CO₂ Saved amount of CO₂ due to a measure

SMK Specific reduction costs (net costs) of a measure in a given year per avoided tonne CO₂

¹⁵ If the state itself or government offices are themselves the investors, as is the case in the modernisation of federal buildings and the social infrastructure, the necessary investments are not classified as Programme Costs II, but as the gross costs of the measures. However, if reduced interest loans are used, the difference to the market interest rate is classified in this category.

The following indicators were identified for the **period perspective 2008-2020** (all the monetary parameters are given in 2000 prices):

- (8) *Average annual differential investments (billion euro), not discounted*: additional investments for an energy-efficient solution or for renewable technologies in comparison with less efficient standard technologies¹⁶ or fossil energies. This gap is lessened due to economies of scale effects. The differential investments are given without annualisation and without discounting, just as they occur.
- (9) *Average annual Programme Costs I (billion euro), not discounted*: in the same way as for 2020 but integrally averaged over the period 2008-2020.
- (10) *Average annual Programme Costs II (billion euro), not discounted*: as for 2020 but integrally averaged over the period 2008-2020.
- (11) *Average annual saved energy costs (billion euro), not discounted*: as for 2020 but integrally averaged over the period 2008-2020.
- (12) *Average annual limited net present value of the measure (billion euro)*: The net present value is a standard method of investment appraisal. The net present value discounts the cash flows of an investment which occur over time to one point in time and allows different investments in emissions reduction to be compared in this way. It thus answers the question whether an investment results in a profit or a loss. The average annual limited net present value is the average annual net present value in the period 2008-2020, where the monetary flows are only included until 2020 (i.e. both the annualised investments as well as the income due to saved energy are cut off post 2020 before the discounting). A positive value indicates an investment which is profitable within a given period; a negative value stands for an unprofitable investment. Since the net present value normally refers to the life span or useful life of a measure, but is limited to the year 2020, the term "limited net present value" was introduced.
- (13) *Specific limited net present value (euro/t CO₂)*: the specific net present value relates the average limited net present value to the saved amount of CO₂ 2008-2020. It is positive for a profitable investment and negative for an unprofitable one.
- (14) *CO₂ reduction (Mt) accumulated*: The accumulated CO₂ reduction refers to the CO₂ reductions added up over the years 2008-2020.

¹⁶ The measures in buildings form an exception (Measures 10A, 10B, 12, 13 and 15): These calculations are made as full cost calculations which take into account all the main costs plus ancillary costs. It is difficult to make a simple definition of standard technologies here. Considering full costs actually overestimates the costs (e.g. in the case of building insulation in the renovation cycle); as a result this approach can also be deemed conservative.

The role of economies of scale effects in renewable and energy efficiency technologies

When estimating the costs for comparatively young technologies we took empirical findings into account according to which substantial economies of scale can result due to innovations. This applies as soon as significant market penetration is achieved for both renewable and energy efficiency technologies. However, not much is known about the latter and these have so far hardly been taken into account. The most important technologies for which empirical data are available are building technologies, technologies for renewables, efficient household electrical appliances and more efficient passenger cars. Building measures include for example the use of highly-efficient windows (see Table 5), facade insulation and efficient heating systems.

Table 5 below shows the economies of scale achieved so far using the example of windows in Switzerland.

Table 5: Example for economies of scale in window manufacturing between 1970 and 2000

CHF/m ²	Glass	Material coating	Window production	Assembly and transport	Margin	Total
1970						
nominal	150	70	120	60	80	480
real (prices 2000)	202	94	135	80	90	601
2000	100	100	80	80	90	450

U-value 1970 approx. 2.5-3.0 W/m²K; 2000 approx. 1.3 W/m²K

Source: Jakob 2004

The following final conclusions can be drawn from experiences gained with economies of scale for efficiency and renewable technologies:

- The costs of climate protection fall due to innovations.
- Innovations arise from the interaction of participants.
- Without initial support of demand, learning does not take place on the market and demand is not reinforced.
- The demand for climate protection technologies is dependent on climate policy. In this regard, climate policy is at the same time demand-oriented innovation policy.

Summary of results

The following two Tables summarise the cost analysis for the measures examined. There are more details for the individual measure analyses and about the underlying assumptions in the main report.

Table 6: Costs and benefits of selected measures in the IECP in the year 2020 (1)

IECP measure	Title of the measure	Programme costs I (2a) (billion Euro)	Programme costs I (2b) (billion Euro)	Gross cost (3) of the reduction option (billion Euro)	Annually saved (fossil) energy (PJ)	Annually saved (fossil) energy (4) (billion Euro)	Specific (net) reduction costs (5) (Euro/t CO ₂)
1	Combined Heat and Power Act (6)	0	0.26	-0.06	135	-0.24	9
2	Renewables in the power sector	0	1.4	5.5	255	4.2	27
6+7	Energy management systems; Support programmes for climate protection and energy efficiency (energy efficiency fund) (7)	0	0.3	2.9	128	3.2	-22
8	Energy-efficient products (in households and industry)	0.004	0	0.19	112	4.2	-266
10A	Energy Saving Ordinance	no data	0	7.75	573	10.3	-63
	<i>(excluding overlaps) (8)</i>	<i>no data</i>	<i>0</i>	<i>2.66</i>	<i>225</i>	<i>5.4</i>	<i>-268</i>
10B	Substitution of electric night storage heating in households	no data	no data	0.27	-5	0.9	-102
12	Modernisation programme to reduce CO ₂ emissions from buildings	no data	0.62	2.30	189	3.2	-67
13	Energy-efficient modernisation of social infrastructure	no data	0.04	0.48	20	0.33	110
14	Renewable Energies Heat Act	0.01	0.00	3.21	210	1.1	121
15	Programme for the energy-efficient modernisation of federal buildings	no data	no data	0.08	6	0.10	-34
	Sum building measures 10A,10B, 12,13,14,15 (excl. overlap)	no data	0.65	9.00	643	11.1	-43
16	CO ₂ strategy for passenger cars	0	0	6.45	275	8.7	-128
17	Expansion of biofuels (9)	0	0	0	323	-2.1	180
20	Improved steering effect of the toll on Heavy Goods Vehicles (HGVs) (Variant 20a)	0	0	0.014	1.2	0.04	-275
	Sum (with overlaps for building measures)	0.01	2.6	29.2	2220	33.8	-23
	Sum (excluding overlaps for building measures)	0.01	2.6	24.1	1872	29.0	-27

Notes for Table 6

- (1) This looks at the values in the year 2020. Energy and CO₂ savings represent the savings effective in the target year 2020 compared to the baseline case. Costs are given as real figures (2000 price base) (where necessary annualised but not discounted to the base year).
- (2) Programme Costs I (2a) are understood to be those additional administrative costs for the national budget caused by the measure in 2020, which are incurred for implementing the respective programme. For the measures discussed here, this kind of programme cost is negligible in comparison to the other cost components. Programme Costs II (2b) contain funds which may lower the obstacles to investment (e.g. surcharges from CHP and renewables, direct investment subsidies etc.; where necessary annualised but not discounted to the base year).
- (3) Gross costs are the additional costs of the measure without considering the energy saving (sum resulting from difference investment compared to standard technology and Programme Costs I). Calculations are made using real prices but not discounted ones. Investments are spread evenly where necessary using the annuity method.
- (4) The wholesale price of 59 Euro/MWh for electricity and 60 Euro/MWh for heat were assumed as the saved energy costs of the renewable energies. The calculation is based on the 2007 pilot study for the BMU "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" (J. Nitsch et al., February 2007). More detailed calculations are currently being made especially in the context of the ongoing work on the report of experiences made with the Renewable Energy Sources Act (EEG) or the Amendment of the EEG. Other representations of the annual difference costs of the EEG consider, among others, payments for already installed EEG installations which can lead to very different results.
- (5) Specific (net) reduction costs are the costs caused by a measure at a certain point in time. Real prices but not discounted ones are used for the calculation. Profitable measures have negative specific reduction costs.
- (6) The gross costs of CHP are very low because, among others, hard coal power stations were used as the reference system and these have high investment costs. The lower fuel costs of hard coal in comparison to the natural gas used in CHP plants are reflected in the negative energy cost savings.
- (7) Measures 6 (Energy management) and 7 (Support programmes climate/energy) complement each other and are thus not regarded separately. Their impacts were treated collectively in one evaluation.
- (8) The Energy Saving Ordinance, as parametrised here, has overlaps with the measures 10B, 12, 13, 14 and 15. According to the calculations the measures 12, 13 and 15 are entirely included, measure 10B is included to 50 % and measure 14 to 65 %.
- (9) The lower figures for biofuels each refer to the introduction of second generation biofuels from 2015. The total was calculated using the higher costs (first generation biofuels).

Table 7: Costs and benefits of selected measures in the IECP for the period 2008-2020

IECP measure	Title of the measure	Average annual differential investments (10) (billion Euro), not discounted	Average annual Programme Costs I (billion Euro), not discounted	Average annual Programme Costs II (billion Euro), not discounted	Average annual saved energy costs (billion Euro), not discounted	Average annual net present value (11) of the measure (billion Euro)	Specific net present value (Euro/t CO ₂)	Cumulated CO ₂ -reduction (Mt)
1	Combined Heat and Power Act (12)	0.0	0.0	0.5	-0.1	-0.05	-6	123
2	Renewables in the power sector	5.3	0	1.1	2.0	-0.73	-27	355
6+7	Energy management systems; Support programmes for climate protection and energy efficiency (energy efficiency fund) (13)	1.7	0.0	0.3	1.6	0.02	4	67
8	Energy-efficient products (in households and industry)	0.12	0.004	0	2.1	1.3	195	89
10A	Energy Saving Ordinance	10.4	no data	0.0	4.5	0.87	50	243
	<i>(excluding overlaps) (14)</i>	4.2	no data	0.0	1.9	0.85	432	28
10B	Substitution of electric night storage heating in households	0.4	no data		0.5	0.28	80	46
12	Modernisation programme to reduce CO ₂ emissions from buildings	3.1	no data	0.6	1.7	0.34	47	100
13	Energy-efficient modernisation of social infrastructure	0.7	no data	0.04	0.16	-0.06	-82	10
14	Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG)	3.4	0.01	0.0	0.6	-0.6	-67	123
15	Programme for the energy-efficient modernisation of federal buildings	0.1	no data	no data	0.05	0.01	54	3
	Sum building measures 10A,10B, 12,13,14,15 (excl. overlap)	11.8	no data	0.7	4.9	0.8	36	308
16	CO ₂ strategy for passenger cars	3.4	0.0	0.0	6.1	1.2	100	159
17	Expansion of biofuels (15)	0.0	0.0	0.0	-1.2	-0.6	-100	84
20	Improved steering effect of the toll on Heavy Goods Vehicles (HGVs) (Variant 20a)	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00	71	1
	Sum (with overlaps for building measures)	28.7	0.01	2.5	17.9	1.9	19	1400
	Sum (excluding overlaps for building measures)	22.4	0.01	2.5	15.3	1.9	22	1185

Notes for Table 7

- (10) Differential investments: Additional investments for an energy-efficient solution or for renewable technologies in comparison with less efficient standard technologies or fossil energy supply. This gap is narrowed due to economies of scale effects.
- (11) Limited net present value: The net present value is a standard method used in investment appraisal. The net present value discounts the cash flows of an investment occurring over time to one point in time and thus makes it possible to compare different investments for reducing emissions. In this way, it provides an answer to the question of whether an investment results in a profit or a loss. The average annual limited net present value is the annual net present value as an average for the period 2008-2020. Negative net present values of measures mean a financial burden of the user/investor due to the measure. Positive net present values show an economic benefit for the user/investor with simultaneous reduction of the CO₂ emissions.
- (12) See note (6), previous table
- (13) See note (7), previous table
- (14) See note (8), previous table
- (15) See note (9), previous table

Conclusions

The following main conclusions can be drawn from this summary:

- The majority of the measures analysed have negative specific (net) reduction costs, i.e. implementing **the measure results in savings if the energy costs saved are taken into account**. This is especially true for energy efficiency measures. This must be seen against the background that the results were determined using a "conservative calculation":
 - On the one hand, very cautious assumptions were made about energy price increases which are even lower than the most recently published figures by the International Energy Agency in the World Energy Outlook of November 2007 (IEA 2007).
 - On the other hand it should be emphasised that no damage costs of any kind were included arising from the use of fossil energy sources. Including damage costs would make the energy efficiency measures even more cost effective in comparison.
- **Moderate cost increases on the user side are expected for other measures such as the support of renewable energies and combined heat and power.** These are set against the backdrop that **innovative industries** will be developed here in Germany which will contribute to climate protection world-wide. Once again, the comments made for the energy efficiency measures about the cautious energy price development assumed in this report also apply here as do those about the damage costs avoided due to renewables.
- High gross investments are incurred for several measures during their start-up phase while the savings they generate occur over a longer period. **The barrier to initial investments can be overcome through state funding programmes and other financial instruments from the private sector as well.**

The overall result is that, with annual investments of 24 billion euro in climate protection, Germany triggers energy savings of 29 billion euro based on the year 2020. These savings are supported by programme costs (transfer costs) of only 2.5 billion euro annually (this sum includes the surcharges from renewables and CHP which constitute the biggest share). **It is worth investing in climate protection in Germany.**

1 Zusammenfassung der Kostenanalyse der Maßnahmen im integrierten Energie- und Klimapaket (IEKP)

1.1 Das Energie- und Klimapaket von Meseberg

Im August 2007 hat das Bundeskabinett auf seiner Klausursitzung in Meseberg Eckpunkte für ein detailliertes Energie- und Klimaprogramm beschlossen und am 5. Dezember 2007 bestätigt¹. Konkret wurden bereits 14 Gesetze und Verordnungen auf Basis des Pakets eingeleitet². Dieses Paket soll einen wichtigen Baustein liefern, um das angestrebte Ziel Deutschlands³ zu erreichen, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

Das Paket enthält 29 konkrete Einzelmaßnahmen^{4·5·6} mit Schwerpunkten beim

- Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien (Ausbauziel Strom 25-30 % bis 2020, Wärmebedarf 14 %) durch die Weiterführung des EEG und die Einführung eines EEWärmeG.
- Novellierung des KWK-Gesetzes (Verdoppelung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis 2020 auf 25 %).
- Verbesserung der Energieeffizienz von neuen und sanierten Gebäuden in 2008 um 30 %, bis 2012 nochmals um die gleiche Größenordnung, finanziell unterstützt durch das Gebäudesanierungsprogramm.

1 http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/40527.php

2 Die hier vorliegende Studie fußt auf dem Kenntnisstand über die einzelnen Maßnahmen zum Zeitpunkt der Meseberger Eckpunkte; weitere Einzelheiten, die am 5. Dezember 2007 verkündet wurden konnten für diese Studie zeitbedingt nicht mehr berücksichtigt werden. Insofern bestehen einige Unterschiede zwischen der hier beschriebenen Maßnahmenauslegung und den konkret am 5. Dezember beschlossenen Maßnahmen.

3 In Umsetzung der Koalitionsvereinbarung hat die Bundesregierung zugesagt, dass Deutschland bis zum Jahr 2020 seine Treibhausgasemissionen um 40 % (bezogen auf das Basisjahr 1990) reduzieren wird, wenn die EU-Staaten einer Reduzierung der europäischen Emissionen um 30 % im gleichen Zeitraum zustimmen.

4 Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm
www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/39875.php

5 Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung
www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf

6 Wirkung der Meseberger Beschlüsse vom 23.08.2007 auf die Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2020. www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/40259.php

- Reduzierung der CO₂-Emissionen von Pkw durch verstärkte Durchdringung des Marktes mit CO₂-ärmeren Pkw.

Für 2008 stehen für die Klimapolitik im Bundeshaushalt insgesamt 3,3 Mrd. € zur Verfügung (einschließlich bis zu 400 Mio. € aus der Veräußerung von Emissionszertifikaten). Dies ist eine Steigerung von 200 Prozent gegenüber 2005.

Diese wenigen Beispiele zeigen, dass der Klimaschutz nicht unerhebliche Programmkosten (direkte Ausgaben des Staates sowie der Allgemeinheit, z.B. durch Umlagen aus der Förderung erneuerbarer Energien auf den Strompreis) nach sich zieht, welche den Investor unterstützen sollen, eventuelle zusätzliche Kosten energieeffizienter Technologien und der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu tragen. Auf der anderen Seite ist mit den Maßnahmen des Pakets auch eine deutliche finanzielle Entlastung des einzelnen Endverbrauchers durch Verminderung der Energiekosten gegeben. Weiterhin wird die Abhängigkeit von Energieimporten verringert und die Chancen für die deutsche Wirtschaft erhöhen sich, durch innovative, umweltfreundliche Technologien Wettbewerbsvorteile zu erzielen.

1.2 Ziel der Untersuchung

Das **Hauptziel der Untersuchung** durch das Projektteam bestand daher darin, die Maßnahmen des Energie- und Klimaprogramms im Hinblick auf ihre ökologischen und ökonomischen Wirkungen zu analysieren. Hierbei konzentriert sich die Untersuchung auf ein Bündel von besonders wichtigen Maßnahmen im Gesamtpaket. Diese Maßnahmen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 1-1: Auswahl der Einzelmaßnahmen im integrierten Energie- und Klimapakets (IEKP)

Maßnahmennummer im IEKP	Maßnahmentitel
1	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
2	Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich
6 und 7	Einführung moderner Energiemanagementsysteme, sowie: Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz (außerhalb von Gebäuden; Energieeffizienzfond)
8	Energieeffiziente Produkte (in Haushalten und Industrie)
10	Energieeinsparverordnung und Ersatz Nachtspeicherheizungen
12	CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm
13	Energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur
14	Erneuerbare-Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)
15	Programm zur energetischen Sanierung v. Bundesgebäuden
16	CO ₂ -Strategie Pkw
17	Ausbau von Biokraftstoffen
20	Verbesserte Lenkungswirkung der Lkw-Maut

Die Maßnahmen 6 und 7 werden - wegen starker Überschneidungen - gemeinsam behandelt.

Die Einsparungen werden aus einer **Gesamtkostenperspektive** beziffert, in der zusätzlichen Investitionen⁷ für (eventuell) teurere Effizienztechnologien und Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien die eingesparten Kosten für fossile Energie gegenübergestellt werden (Kosten-Nutzen-Betrachtung). Allerdings handelt es sich nicht um eine vollständige volkswirtschaftliche Perspektive, da z. B. keine Rückkopplungseffekte über Preise und Einkommen berücksichtigt werden; diese sollen intensiver in weiterführenden Arbeiten untersucht werden. Schadenskosten durch die Nutzung fossiler Energien sind ebenfalls nicht einbezogen. Administrative Kosten zur Durchführung der Maßnahmen im integrierten Energie- und Klimapaket (im Folgenden als Programmkosten I bezeichnet) sind berücksichtigt. Im Vergleich zu den Investitionen können letztere allerdings als gering betrachtet werden.

Daneben werden aber als wichtige Information auch die Aufwendungen durch den Staat (z. B. durch Subventionsprogramme) und die Allgemeinheit (z. B. durch Umlagen für Erneuerbare und Kraft-Wärme-Kopplung) beziffert, **welche die Investitionsbarriere für den einzelnen Investor vermindern**. Es handelt sich um Transfers (bzw. Subventionen/Steuern) innerhalb der Volkswirtschaft. Sie setzen Anreize und induzieren ein (gewünschtes) Verhalten, um Treibhausgasemissionen zu mindern. Sie gehen als Kaufkraft der Wirtschaft nicht verloren⁸.

1.3 Methodik und wichtige Eingabedaten

1.3.1 Methodik der Kostenbestimmung

Die ökonomische Wirkungsanalyse betrachtet Kosten und finanzielle Entlastungen, die mit der Implementierung der Maßnahmen des IEKP einhergehen. Die entscheidenden ökonomischen Fragen sind hierbei: Wie hoch sind die Nettokosten der Maßnahmen? Wie hoch sind die spezifischen Minderungskosten pro eingesparte Tonne CO₂? Wel-

⁷ Im Vergleich zu einer Standardtechnologie.

⁸ Eine wichtige Fragestellung, die hier ausgeklammert wurde, ist, ob es sich hierbei um innovative Investitionen handelt, welche gleichzeitig auch der wirtschaftlichen Entwicklung Deutschlands dienen. Diese Aspekte werden in Walz et al. (2008) diskutiert.

che Kosten sind zur Unterstützung der Einführung durch den Staat bzw. die Allgemeinheit zu tragen?⁹

Um die Frage nach den Nettokosten der jeweiligen Maßnahme bzw. nach der Unterstützung des Investors zur Überwindung der Investitionsbarriere zu beantworten, wurden in der Regel für die einzelnen Maßnahmen folgende Kostengruppen unterschieden:

- (4) Erhöhte Kosten der Technologien zur Minderung der Treibhausgase im Vergleich zu Standardtechnologien¹⁰ (Kosten der Differenz-Investitionen oder **Bruttokosten der Minderungsoptionen**).
- (5) **Programmkosten**, wozu neben reinen administrativen Programmkosten auch finanzielle Umlagen wie z.B. beim Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fallen. Die Programmkosten wurden dementsprechend in zwei Gruppen geteilt: eine erste Gruppe (**Programmkosten I**), welche **zusätzliche administrative Ausgaben für die Durchführung von Programmen** beinhaltet, sowie eine zweite Gruppe (**Programmkosten II oder Transferkosten**), welche die **Investitionsbarrieren (Hemmnisse) für den Endnutzer senken** (z.B. durch Umlagen bei KWK oder bei den Erneuerbaren durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, sowie durch Investitionszuschüsse etc.).
- (6) Den oben genannten Bruttokosten stehen **eingesparte Energie-Kosten** gegenüber, aber **ohne Betrachtung der eingesparten Umweltkosten**, i.e. der so genannten externen Effekte. Diese würden die hier gewonnenen Aussagen substantiell zum Vorteil der Minderungsoptionen beeinflussen. Die Nettokosten (oder –erlöse) einer Maßnahme ergeben sich aus der Differenz von Bruttokosten der Minderungsoption (zuzüglich der administrativen Programmkosten I) und den erzielten Einsparungen bei den Energiekosten. Setzt man die Nettokosten einer Maßnahme in Beziehung zu den erzielten CO₂-Einsparungen, erhält man die Minderungskosten pro vermiedene Tonne CO₂, welche für das Zieljahr des IEKP 2020 bestimmt wurden (Bestimmung der Nettokosten, die im Zieljahr 2020 auftreten).

Darüberhinaus wurden auch die eingesparten Mengen an Energie und CO₂-Emissionen berechnet.

⁹ Es handelt sich bei dem zugrunde liegenden (System-)Kostenkonzept also nicht um gesamtwirtschaftliche Kosten, da z.B. die ausgelösten direkten und indirekten Preis- oder Einkommenswirkungen bei anderen Wirtschaftsakteuren nicht berücksichtigt werden (vgl. Ostertag et al. 2000 und Kapitel 19).

¹⁰ Siehe hierzu insbesondere auch die Diskussion in Kapitel 6.5 zu der Kostenbestimmung bei Maßnahmen im Gebäudebereich.

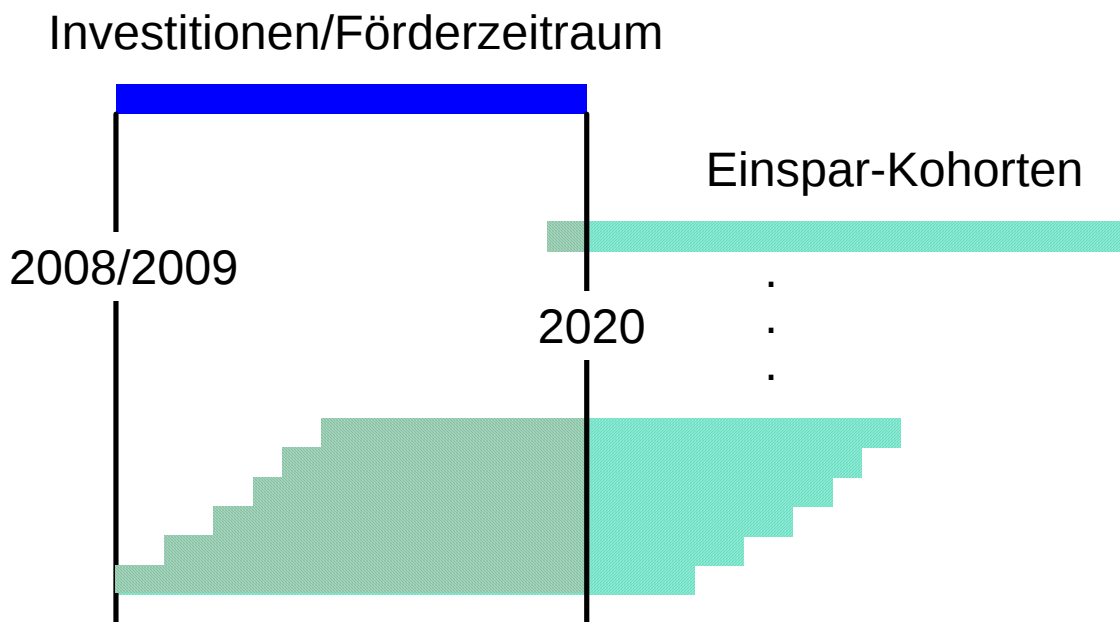
Da bei den meisten Maßnahmen die Investitionen in der Anfangsphase anfallen, während die Einsparungen über die Lebensdauer der Maßnahme entstehen, müssen für die ökonomische Bewertung einer Maßnahme die Zahlungen auf denselben Zeitpunkt bezogen werden. Dies geschieht zunächst durch die Umlegung der Investitionen in jährliche Kosten **über die Lebenszeit der Maßnahme** (Umwandlung in Annuitäten). Der Annuität gegenübergestellt werden die jährlich anfallenden Einsparungen der Energiekosten. Dieser Saldo ergibt die Nettokosten oder -erlöse der Maßnahme pro Jahr. Anschließend werden die Kosten für den Zeitraum 2008 bis 2020 aufaddiert und jährlich gemittelt. Durch Diskontierung¹¹ des Saldos erhält man den Kapitalwert einer Maßnahme für den Zeitpunkt 2008, welcher Finanzierungskosten mit einschließt. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Kapitalwerte wurden für Geldströme im Zeitraum 2008 bis 2020 bestimmt und in realen Preisen des Jahres 2000 ausgewiesen. Um zu verdeutlichen, dass die Kapitalwerte durch Abschneiden der monetären Ströme nach 2020 auf den Zeitraum 2008-2020 beschränkt sind (unabhängig von der Nutzungsdauer des Investitionsgutes) wird im Folgenden der Begriff **Begrenzter Kapitalwert** verwendet.

Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 1-1 noch einmal am Beispiel eines Subventionsprogramms für energetische Gebäudesanierung grafisch veranschaulicht.

Eingezeichnet ist auf der einen Seite der Investitionszeitraum 2008 bis 2020 (blauer Balken). In diesem Zeitraum können Zuschüsse die Barrieren für die notwendigen Investitionen eventuell für den Investor vermindern. Zusätzlich fallen daher ggf. auch administrative Programmkosten (Programmkosten I) an, die aufgebracht werden müssen und welche die Gesamtkosten erhöhen. Daneben kommt es zu Energieeinsparungen, die jeweils durch die Investition eines entsprechenden Jahres ausgelöst werden (waagerechte schraffierte einzelne Kohorte). Diese Einsparungen werden über die Lebensdauer der Maßnahme erzielt, die von wenigen Jahren bei effizienten Computern bis zu über 30 Jahren bei Gebäudeisolierungen liegen können. Bis zum Jahr 2020 kommen durch weitere Investitionen jährlich neue Kohorten hinzu. Durch die Annuitisierung der Investitionen wird berücksichtigt, dass Maßnahmen auch über das Ende des Betrachtungszeitraums (2020) hinaus noch wirksam sein können.

¹¹ Genaugenommen ist zwischen Kreditzins (bei der Annuitisierung) und Diskontrate (bei der Kapitalwertbildung) zu unterscheiden. Hier werden für jede Maßnahme jeweils dieselben Sätze verwendet, die allerdings von Maßnahme zu Maßnahme aufgrund verschiedener Risiken der Investitionsprojekte verschieden sein können (in der Regel sind industrielle Projekte mit einem höheren Risiko behaftet als private Projekte, siehe nächster Abschnitt).

Abbildung 1-1: Investitionen und Maßnahmenwirkungen



Die Studie nimmt zwei Blickwinkel ein:

- Die *Zeitpunktbetrachtung* bezieht sich auf die Situation im Jahr 2020: Hier werden die bis dahin über die Kohorten kumulierten Energieeinsparungen physikalisch und monetär betrachtet (vertikale Summe über die Kohorten in Abbildung 1-1). Damit der Vergleich mit den Investitionen möglich ist, müssen diese über die Lebensdauer der Maßnahme mit einer geeigneten Diskontrate annuisiert werden und für das Jahr 2020 mit den eingesparten Energiekosten verglichen werden.
- Die *Zeitraumbetrachtung* bezieht sich auf die Periode 2008 bis 2020: Hier werden die jährlichen Einsparungen im Zeitraum 2008 bis 2020 kumuliert, d.h. es erfolgt auch eine horizontale Summenbildung über die einzelnen Kohorten, die im Jahr 2020 abgeschnitten werden (dunkel schraffierter Teil der Kohorten bis 2020 in Abbildung 1-1). Demzufolge müssen auch die annuisierten Investitionen nach dem Jahr 2020 abgeschnitten werden. Mit diesem Vorgehen werden die Nettokosten für alle Maßnahmen über einen einheitlichen Zeitraum hinweg verglichen, obwohl sie unterschiedliche Lebensdauern bis zu über 30 Jahren aufweisen. Da die Zeitraumbetrachtung einen viel längeren Zeitraum umfasst als die Zeitpunktbetrachtung in 2020 ist sie aussagekräftiger in Bezug auf die Gesamtwirkung des IEKP.

1.3.2 Maßnahmenübergreifende Eingabedaten

Die wichtigsten generellen Eingabedaten sind die verwendeten Diskontraten und die Energiepreise. Diese werden hier für alle Maßnahmen generell diskutiert. Bei einzelnen Maßnahmen kommt es zu Abweichungen, die jeweils in den relevanten Maßnahmenkapiteln dargelegt werden.

Die im Projekt gewählten **Diskontraten** orientieren sich am Ertrag für alternative Anlagemöglichkeiten. Davon zu unterscheiden sind Ansätze, die implizite Diskontraten verwenden. Definitionsgemäß ist die implizite Diskontrate diejenige Diskontrate, die das tatsächlich beobachtete Investitionsverhalten unter gegebenen Kapital- und Energiekosten rational erscheinen lässt. Im Bereich privater Haushalte wären diese z.B. in Bezug auf den Kauf energieeffizienter Haushaltsgeräte, für die sich höhere Investitionen im Vergleich zu Standardgeräten in der Regel schon nach kurzer Zeit amortisieren, sehr hoch (gewöhnlich über 20 %) ¹². Bei Anwendung hoher Diskontraten fallen monetarisierte Energieeinsparungen gerade bei längerfristigen Maßnahmen im Gebäudebereich deutlich geringer aus als bei niedrigeren Diskontraten. Im Grunde spiegeln hohe Diskontraten jedoch nichts anderes als die Existenz von Hemmnissen wider (Jaffe und Stavins 1994, Sorrell et al. 2004). Da das IEKP letztendlich auch dazu beitragen soll, bestehende Hemmnisse – durch Maßnahmen wie beispielsweise Produktkennzeichnungspflichten – abzubauen, scheint der Ansatz geringerer Diskontraten gerechtfertigt. Die verwendeten Diskontraten lassen sich in zwei Gruppen unterteilen:

- Diskontraten von 4 %: diese wurden für alle Maßnahmen im Haushaltsektor und für die privaten Pkw (teilweise Maßnahme 8, Maßnahmen 10A/B, 12, 13, 14, 15, 16) verwendet und spiegeln den Ertrag gängiger alternativer Anlagemöglichkeiten wider.
- Diskontraten von 8 %. Diese wurden insbesondere für Maßnahmen im industriellen Bereich und bei der Umwandlung verwendet (Maßnahmen 1, 7, teilweise 8, 17 und 26). Hiervon abweichend wurden bei Maßnahme 2 (Erneuerbare Strom) und Maßnahme 20 (Transportgewerbe) Diskontraten von 6 % verwendet, die für die genannten Branchen typisch sind bzw. im Fall der Maßnahme 20 dadurch gerechtfertigt sind, dass Kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für die Umstellung auf das neue System eingesetzt werden.

Die zugrunde liegenden **Energiepreise** wurden der Studie „Politiksznarien für den Klimaschutz IV“ (2007) entnommen. Die wichtigsten Preisentwicklungen sind in Tabelle 1-2 bis Tabelle 1-4 für die einzelnen Energieträger zusammengestellt.

¹² Für eine Übersicht vgl. z.B. OECD (2002, S. 12).

Tabelle 1-2: Preise Primärenergieträger (reale Preise, Preisbasis 2000)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Weltmarktpreise							
Rohöl (Brent) fob (US-\$/bbl)	28.4	48.3	50.0	48.5	47.0	53.5	60.0
Grenzübergangspreise							
Rohöl (€/t)	227.2	299.6	353.0	348.0	343.0	389.0	435.0
Erdgas (ct/kWh)	1.07	1.54	1.60	1.60	1.50	1.70	1.80
Kraftwerkskohle (€/t SKE)	42.1	61.9	53.0	52.5	52.0	54.0	56.0
Drittlandskohle	37.7		46.0	46.0	45.0	47.0	48.0
Einheimische Förderung							
Braunkohle (€/GJ)			0.83	0.83	0.83	0.83	0.83

Quelle: Politikszenerarien IV 2007

Tabelle 1-3: Preise Mineralöl, Erdgas und Kohle (reale Preise, Preisbasis 2000)

	2000	2005	2010	2015 ^a	2020	2025 ^a	2030
Industrie (ohne MwSt.)							
Heizöl EL (€/t)	381.5	485.0	556.4	558.7	560.9	628.1	695.3
Heizöl S (€/t)	188.9	242.6	244.6	244.7	244.7	267.3	289.9
Erdgas (ct/kWh)	1.7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.6	2.8
Steinkohle (€/t SKE)	42.7	62.7	65.2	68.9	72.5	79.3	86.0
Stromerzeugung (ohne MwSt.)							
Steinkohle (€/GJ)	1.6		2.0	2.0	2.0	2.0	2.1
Braunkohle (€/GJ)	0.8		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Erdgas (€/GJ)	3.5		5.0	4.8	4.7	5.1	5.5
Heizöl schwer (€/GJ)	4.6		5.6	5.4	5.2	5.6	5.9
Heizöl leicht (€/GJ)	8.9		12.7	12.5	12.4	13.8	15.2
Haushalte (inkl. MwSt. ^b)							
Heizöl leicht (ct/l)	40.8	50.7	60.9	61.4	61.9	69.4	76.9
Erdgas (ct/kWh)	3.7	4.8	5.4	5.5	5.5	6.3	7.0
Benzin (€/l)	0.99	1.14	1.27	1.28	1.29	1.36	1.43
Diesel (€/l)	0.80	1.02	1.11	1.12	1.14	1.21	1.27

Anmerkungen: ^a Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres.
^b ab 2007 MwSt.-Satz 19%

Quelle: Politikszenerarien IV 2007

Tabelle 1-4: Preise für Elektrizität (reale Preise, Preisbasis 2000)

	1995	2000	2010	2015 ^a	2020	2025 ^a	2030
	€/MWh						
Industrie (ohne MwSt.)							
Sonderabnehmer	69.5	44.0					
Hochspannung			65.8	65.2	64.6	67.2	69.7
Mittelspannung			91.8	90.2	88.6	90.7	92.7
Haushalte (inkl. MwSt. ^b)							
Erlöse Tarifabnehmer	168.7	149.2					
Niederspannung			180.3	176.7	173.0	173.1	173.1
Großhandelspreis (Base)		18.6	47.1	47.2	47.2	49.8	52.3

Anmerkungen: ^a Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres.
^b ab 2007 MwSt.-Satz 19%

Quelle: Politikszenerarien IV 2007

Hiervon abweichende Preise werden in den einzelnen Kapiteln erläutert, insbesondere bei Maßnahme 2, da hier die Erzeugungskosten für die Stromerzeugung durch erneuerbare und fossile Erzeugung verglichen werden müssen.

Die zugrunde gelegten Energiepreise fallen aus heutiger Sicht vermutlich zu niedrig aus: für 2020 wird beispielsweise ein Rohölpreis von 47 \$/Barrel (in realen Preisen 2000) angesetzt. Nominal würde dies bei einer angenommenen Inflationsrate von 2 % immer noch lediglich 70 \$/Barrel in 2020 entsprechen, und damit noch deutlich unter aktuellen Ölpreisen liegen. Diese Preisannahmen sind noch niedriger als die als konservativ bekannten Energiepreisannahmen des World Energy Outlooks 2007 der Internationalen Energieagentur¹³. Im Ergebnis führt die Verwendung niedriger Energieträgerpreise zu einer Unterschätzung der Energiekostensparnisse, so dass Energiesparmaßnahmen tendenziell teurer ausgewiesen werden. **Aus dieser Perspektive sind die Kostenschätzungen eher als konservativ zu beurteilen.**

Im Rahmen dieses Projekts konnten aus Zeit- und Kostengründen keine Sensitivitätsrechnungen für die Energiepreise durchgeführt werden. Die Auswirkungen höherer Energiepreise lassen sich jedoch anhand einer einfachen Überlegung einschätzen. Bewertet man die deutschen Energieimporte mit den Importpreisen (d.h. abzüglich Steuern im Inland und unter Einbeziehung der Förderung heimischer Steinkohle), ergibt sich für die Importe fossiler Energien (Erdöl, Erdgas und Steinkohle) nach Deutschland im Jahr 2006 ein Wert von ca. 70 Milliarden Euro. Dieser Betrag ist etwa doppelt so hoch wie noch im Jahr 2000. Wäre in Deutschland in den 90er Jahren der Energieverbrauch der Gebäude und Fahrzeuge halbiert worden, hätten allein im Jahr 2006 rund 35 Milliarden Euro gespart werden können. Im Jahr 2006 lag der Erdölpreis allerdings noch bei ca. 60 \$ je Barrel, während der Preis im November 2007 über 90 \$ je Barrel betrug. Sollte der Ölpreis auf diesem hohen Niveau verharren, würden die Importe bei gleichbleibendem Verbrauch (und festem €/ \$ Devisenkurs) um ca. 30 Milliarden Euro jährlich ansteigen. **In erster Näherung heißt das auch für die Energiekosteneinsparungen, dass diese um bis zu 25-50 % höher liegen könnten als im vorliegenden Bericht ausgewiesen. Damit würden die sich ergebenden Aussagen an Bedeutung gewinnen.**

¹³ Der World Energy Outlook 2007 der Internationalen Energieagentur IEA, der bekanntermaßen vorsichtig bei Ölpreisprojektionen ist, geht von der folgenden Annahme aus: In this Outlook the IEA crude oil import price – a proxy for international oil prices – is assumed to be around \$ 60 in year-2006 dollars in 2015 and to rise slightly to \$ 62 by 2030 (or \$ 1008 in nominal terms). Prices of the major benchmark crude oils, West Texas Intermediates (WTI) and Brent, will correspondingly be higher (IEA 2007).

1.3.3 Kostenkenngrößen für die Maßnahmen des IEKP

Für die einzelnen Maßnahmen des IEKP wurden folgende Kostenkenngrößen gebildet:

Für die **Zeitpunktbetrachtung im Jahr 2020** sind folgende Kenngrößen ausgewiesen (alle monetären Größen sind in Preisen von 2000 angegeben):

- (15) *Bruttokosten der Minderungsoption (Mrd. Euro)*: Bruttokosten sind die Mehrkosten¹⁴ der Maßnahme ohne Berücksichtigung der Energieeinsparung (Summe aus Differenzinvestitionen im Vergleich zur Standardtechnologie und Programmkosten I). Hier wird mit realen Preisen von 2000 gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Investitionen sind ggf. sind mit der Annuitätenmethode vergleichmäßig.
- (16) *Programmkosten I (Mrd. Euro)*: Unter Programmkosten I werden hier die durch die Maßnahme verursachten zusätzlichen administrativen Kosten im Jahr 2020 für den Staatshaushalt verstanden, die bei der Durchführung der jeweiligen Programme für das jeweilige Jahr anfallen.
- (17) *Programmkosten II (Mrd. Euro)*: Die Programmkosten II oder Transferkosten enthalten Finanzmittel, welche die Barriere der Investition verringern können (z.B. Umlagen aus KWK und Erneuerbaren, direkte Investitionszuschüsse etc.)¹⁵. Die Programmkosten werden ggf. annuisiert, jedoch nicht auf das Basisjahr diskontiert.
- (18) *Jährlich eingesparte (fossile) Energie (Mrd. Euro)*: die eingesparte Energie in 2020 monetär bewertet in Preisen von 2000, nicht diskontiert. Dieser Wert ergibt sich aus Maßnahmen, die im Zeitraum 2008-2020 umgesetzt werden (vertikale Kumulation in Abbildung 1-1).
- (19) *Jährlich eingesparte (fossile) Energie (PJ)*: die eingesparte Energie in 2020 in PJ.
- (20) *Nettokosten der Minderungsoption (Mrd. Euro)*: Nettokosten sind die Kosten der Maßnahme in einem gegebenen Jahr unter Berücksichtigung der Energieeinsparung. Auch hier wird wie bei den Bruttokosten mit realen Preisen von 2000 gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Investitionen werden, wie bei den

¹⁴ Für die Gebäudemaßnahmen wurden Vollkosten statt Differenzkosten gegenüber Standardtechnologien gewählt, da die Standardtechnologien für diese Maßnahmen nur schwierig definiert werden können.

¹⁵ Wenn der Staat bzw. öffentliche Stellen selber als Investoren auftreten wie im Fall der Sanierung der Bundesgebäude und der sozialen Infrastruktur, so sind die hierfür nötigen Investitionen nicht bei den Programmkosten II eingeordnet, sondern bei den Bruttokosten der Maßnahme. Wenn hierfür jedoch zinsverbilligte Kredite eingesetzt werden, wird der Unterschied zum Marktzins in diese Kategorie eingereiht.

Bruttoinvestitionen, mit der Annuitätenmethode vergleichbar gemacht. Neben den Bruttoinvestitionen werden auch die Programmkosten I berücksichtigt, die sich zu den Bruttoinvestitionen addieren; sie sind aber vergleichsweise gering und beeinflussen das Ergebnis nicht wesentlich.

- (21) *Spezifische (Netto)Minderungskosten (Euro/t CO₂)*: Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ. Als Formel ergibt sich folgende Definition der spezifischen (Netto)Minderungskosten:

$$SMK = \frac{BK + PK1 - EE}{CO_2}$$

wobei:

BK Bruttokosten einer Maßnahme

EE Wert der eingesparten Energie durch eine Maßnahme

PK1 Programmkosten 1 einer Maßnahme

CO₂ Eingesparte Menge CO₂ durch eine Maßnahme

SMK Spezifische Minderungskosten (Nettokosten) einer Maßnahme in einem gegebenen Jahr pro vermiedener Tonne CO₂

Für die **Betrachtung zum Zeitraum 2008-2020** wurden folgende Kenngrößen ermittelt (alle monetären Größen sind in Preisen von 2000 angegeben):

- (22) *Mittlere jährliche Differenzinvestitionen (Mrd. Euro), nicht diskontiert*: zusätzliche Investitionen für eine energieeffiziente Lösung oder für Erneuerbare Technologien im Vergleich zu weniger effizienten Standardtechnologien¹⁶ bzw. fossiler Energiebereitstellung. Durch Kostendegression verringert sich dieser Abstand. Die Differenzinvestitionen sind ohne Annuisierung und ohne Diskontierung angegeben, so wie sie anfallen.

¹⁶ Ein Ausnahme bilden die Maßnahmen im Gebäudebereich (Maßnahmen 10A, 10B, 12, 13 und 15): Die Rechnungen werden als Vollkostenrechnungen durchgeführt, wobei alle Haupt- und Nebenkosten berücksichtigt werden. Standardtechnologien können hier nur schwierig definiert werden. Die Berücksichtigung von Vollkosten stellt daher eine Überschätzung der Kosten dar (z. B. im Fall von Gebäudeisolierungen im Renovierungszyklus); damit ist dieser Ansatz ebenfalls konservativ zu nennen.

- (23) *Mittlere jährliche Programmkosten I (Mrd. Euro), nicht diskontiert*: ähnlich wie für 2020 jedoch integral gemittelt über den Zeitraum 2008-2020.
- (24) *Mittlere jährliche Programmkosten II (Mrd. Euro), nicht diskontiert*: ähnlich wie für 2020 jedoch integral gemittelt über den Zeitraum 2008-2020.
- (25) *Mittlere jährlich eingesparte Energiekosten (Mrd. Euro), nicht diskontiert*: ähnlich wie für 2020 jedoch integral gemittelt über den Zeitraum 2008-2020.
- (26) *Mittlerer jährlicher begrenzter Kapitalwert der Maßnahme (Mrd. Euro)*: Die Kapitalwertmethode ist ein Standardverfahren aus der Investitionsrechnung. Der Kapitalwert diskontiert die im Zeitverlauf anfallenden Zahlungsströme einer Investition auf einen Zeitpunkt und ermöglicht so den Vergleich verschiedener Investitionen zur Emissionsminderung. Er gibt somit Antwort auf die Frage, ob eine Investition zu einem Gewinn oder zu einem Verlust führt. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der mittlere jährliche Kapitalwert in der Periode 2008-2020, wobei die monetären Ströme aber nur bis 2020 einbezogen werden (d.h. sowohl die annuisierten Investitionen, als auch die Einkünfte durch eingesparte Energie werden vor der Abdiskontierung jenseits von 2020 abgeschnitten). Ein positiver Wert steht für eine innerhalb des angegebenen Zeitraums rentable Investition, ein negativer für eine unrentable Investition. Da der Kapitalwert sich normalerweise auf die Lebens- bzw. Nutzungsdauer einer Maßnahme bezieht, hier jedoch das Jahr 2020 als Begrenzung gilt, wurde der Begriff des „begrenzten Kapitalwerts“ eingeführt.
- (27) *Spezifischer begrenzter Kapitalwert (Euro/t CO₂)*: Der spezifische Kapitalwert bezieht den mittleren begrenzten Kapitalwert auf die eingesparte Menge an CO₂ 2008-2020. Er ist bei einer rentablen Investition positiv und bei einer unrentablen Investition negativ.
- (28) *CO₂-Minderung (Mt) kumuliert*: Die kumulierte CO₂-Minderung bezeichnet die über die Jahre 2008-2020 aufsummierten CO₂-Minderungen.

1.3.4 Die Rolle von Kostendegressionen bei Erneuerbaren und Energieeffizienztechnologien

Beim Ansatz der Kosten für vergleichsweise junge Techniken haben wir empirische Befunde berücksichtigt, wonach es durch Innovationen zu substantiellen Kostendegressionen kommen kann (siehe hierzu Kapitel 16). Dies gilt insbesondere sobald eine nennenswerte Marktdurchdringung erreicht ist, und zwar sowohl bei den Technologien der Erneuerbaren als auch bei den Technologien der Energieeffizienz. Bei letzteren sind diese Informationen aber noch wenig bekannt und wurden bisher kaum berücksichtigt. Die wichtigsten Technologien, für welche empirische Daten verfügbar sind, sind Gebäudetechnologien, Technologien für Erneuerbare, effiziente Haushalts-

Elektrogeräte und effizientere Pkw. Zu Maßnahmen im Gebäudebereich gehören beispielsweise die Verwendung von hocheffizienten Fenstern (vgl. Tabelle 1-5), Fassadenisolierung und effiziente Heizanlagen.

Die folgende Tabelle 1-5 zeigt die bisher erreichten Kostendegressionen am Beispiel der Schweiz für die Fensterherstellung.

Tabelle 1-5: Beispiel Kostendegression bei der Fensterherstellung zwischen 1970 und 2000

CHF/m ²	Glas	Materialbe- schichtung	Fensterher- stellung	Zusammen- bau und Transport	Marge	Gesamt
1970						
nominal	150	70	120	60	80	480
real (Preise 2000)	202	94	135	80	90	601
2000	100	100	80	80	90	450

U-Wert 1970 ca. 2,5-3,0 W/m²K; 2000 ca. 1,3 W/m²K

Quelle: Jakob 2004

Aus Erfahrungen mit der Kostendegression von Effizienz- und Erneuerbarentechnologien ergeben sich als Schlussfolgerungen (siehe hierzu die Diskussion von indirekten Auswirkungen des IEKP im Kapitel 17):

- Die Kosten des Klimaschutzes sinken durch Innovationen.
- Innovationen entstehen aus der Interaktion vieler beteiligter Akteure.
- Ohne eine anfängliche Förderung der Nachfrage erfolgt kein Lernen im Markt und die Nachfrage wird somit nicht weiter verstärkt.
- Die Nachfrage nach Klimaschutztechnologien hängt von der Klimapolitik ab. Damit ist Klimapolitik gleichzeitig auch eine nachfrage-orientierte Innovationspolitik.

1.4 Ergebnisübersicht

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Zusammenfassung der Kostenanalyse für die untersuchten Maßnahmen. Details für die einzelnen Maßnahmenanalysen und für die zugrunde liegenden Annahmen finden sich in den folgenden Kapiteln.

Tabelle 1-6: Kosten und Nutzen ausgewählter Maßnahmen im IEKP im Jahr 2020 (1)

IEKP-Maßnahme	Titel der Maßnahme	Programmkosten I (2a) (Mrd. Euro)	Programmkosten II (2b) (Mrd. Euro)	Bruttokosten (3) der Minderungs- option (Mrd. Euro)	Jährlich eingesparte (fossile) Energie (PJ)	Jährlich eingesparte (fossile) Energie (4) (Mrd Euro)	Spezifische (Netto)Minde- rungs- kosten (5) (Euro/t CO ₂)
1	Kraft-Wärme-Kopplung (6)	0	0,26	-0,06	135	-0,24	9
2	Erneuerbare Strom	0	1,4	5,5	255	4,2	27
6+7	Energiemanagementsysteme und Förderprogramme Klima/Energie (7)	0	0,3	2,9	128	3,2	-22
8	Energieeffiziente Produkte - Haushalte/Industrie	0,004	0	0,19	112	4,2	-266
10A	Energieeinsparverordnung (mit Überschneidungen)	k.A.	0	7,75	573	10,3	-63
	(ohne Überschneidungen) (8)	k.A.	0	2,66	225	5,4	-268
10B	Austausch der Nachtspeicherheizungen	k.A.	k.A.	0,27	-5	0,9	-102
12	CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	k.A.	0,62	2,30	189	3,2	-67
13	Energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur	k.A.	0,04	0,48	20	0,33	110
14	Erneuerbare Wärme	0,01	0,00	3,21	210	1,1	121
15	Energetischen Sanierung Bundesgebäude	k.A.	k.A.	0,08	6	0,10	-34
	Summe Gebäude 10A,10B,12,14, 13,15 (ohne Überschneidungen)	k.A.	0,65	9,00	643	11,1	-43
16	CO ₂ PKW	0	0	6,45	275	8,7	-128
17	Biokraftstoffe (9)	0	0	0	323	-2,1	180
20	LkW-Maut (Variante 20a)	0	0	0,014	1,2	0,04	-275
	Summe (mit Überschneidungen bei Gebäudemaßnahmen)	0,01	2,6	29,2	2220	33,8	-23
	Summe (ohne Überschneidungen bei Gebäudemaßnahmen)	0,01	2,6	24,1	1872	29,0	-27

Anmerkungen Tabelle 1-6

- (1) Hierbei handelt es sich um eine Betrachtung der Werte im Jahr 2020. Energie- und CO₂-Einsparungen repräsentieren die im Zieljahr 2020 gegenüber dem Referenzfall wirkenden Einsparungen. Kosten sind als Realwerte (Preisbasis 2000) angegeben (ggf. annuiert jedoch nicht auf das Basisjahr diskontiert).
- (2) Unter Programmkosten I (2a) werden hier die durch die Maßnahme verursachten zusätzlichen administrativen Kosten im Jahr 2020 für den Staatshaushalt verstanden, die anfallen um die jeweiligen Programme durchzuführen. Bei den hier diskutierten Maßnahmen ist diese Art von Programmkosten im Vergleich zu den anderen Kostenblöcken vernachlässigbar klein. Die Programmkosten II (2b) enthalten Finanzmittel, welche ggf. die Barriere der Investition verringern (z.B. Umlagen aus KWK und Erneuerbaren, direkte Investitionszuschüsse etc.) (ggf. annuiert jedoch nicht auf das Basisjahr diskontiert).
- (3) Bruttokosten sind die Mehrkosten der Maßnahme ohne Berücksichtigung der Energieeinsparung (Summe aus Differenzinvestitionen im Vergleich zur Standardtechnologie und Programmkosten I). Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Investitionen sind ggf. mit der Annuitätenmethode vergleichmäßig.
- (4) Als eingesparte Energiekosten der erneuerbaren Energien wurde beim Strom der Großhandelspreis von 59 Euro/MWh sowie bei der Wärme ein Preis von 60 Euro/MWh angenommen. Die Berechnung beruht auf der BMU-Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" (J. Nitsch et al., Februar 2007). Detailliertere Berechnungen erfolgen derzeit insbes. im Kontext der lfd. Arbeiten am EEG-Erfahrungsbericht bzw. der EEG-Novelle. Andere Darstellungen der jährlichen EEG-Differenzkosten berücksichtigen u.a. auch die Vergütungen für bereits installierte EEG-Anlagen, was zu deutlich veränderten Ergebnissen führen kann.
- (5) Spezifische (Netto)Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.
- (6) Die Bruttokosten bei der Kraft-Wärme-Kopplung sind deshalb sehr niedrig, weil u.a. Steinkohlekraftwerke, die hohe Investitionskosten aufweisen, als Referenz gewählt wurden. Die niedrigeren Brennstoffkosten der Steinkohle im Vergleich zum Erdgas, das in KWK-Anlagen eingesetzt wird, schlagen sich in den negativen Energiekosteneinsparungen nieder.
- (7) Maßnahmen 6 (Energiemanagement) und 7 (Förderprogramme Klima/Energie) ergänzen sich gegenseitig und sind daher nicht getrennt zu betrachten. Ihre Wirkungen wurden in einer Bewertung zusammengefasst.
- (8) Die Energieeinsparverordnung, wie hier parametrisiert, ist mit den Maßnahmen 10B, 12, 13, 14 und 15 nicht doppelzählungsfrei. Nach den Berechnungen sind die Maßnahmen 12, 13 und 15 vollständig, die Maßnahme 10B zur Hälfte und die Maßnahme 14 zu 65 % in der Energieeinsparverordnung enthalten.
- (9) Die niedrigeren Zahlen bei den Biokraftstoffen betreffen jeweils den Fall der Einführung von Biokraftstoffen der 2. Generation ab 2015. In der Summe wurde mit den höheren Kosten (Biokraftstoffe der 1. Generation) gerechnet.

Tabelle 1-7: Kosten und Nutzen ausgewählter Maßnahmen im IEKP für den Zeitraum 2008-2020

IKEP-Maßnahme	Titel der Maßnahme	Mittlere jährliche Differenzinvestitionen (10) (Mrd. Euro), nicht diskontiert	Mittlere jährliche Programmkosten I (Mrd. Euro), nicht diskontiert	Mittlere jährliche Programmkosten II (Mrd. Euro), nicht diskontiert	Mittlere jährlich eingesparte Energiekosten (Mrd. Euro), nicht diskontiert	Mittlerer jährlicher Kapitalwert (11) der Maßnahme (Mrd. Euro)	Spezifischer Kapitalwert (Euro/t CO ₂)	CO ₂ -Minderung (Mt) kumuliert
1	Kraft-Wärme-Kopplung (12)	0,0	0,0	0,5	-0,1	-0,05	-6	123
2	Erneuerbare Strom	5,3	0	1,1	2,0	-0,73	-27	355
6+7	Energiemanagementsysteme und Förderprogramme Klima/Energie (13)	1,7	0,0	0,3	1,6	0,02	4	67
8	Energieeffiziente Produkte - Haushalte/Industrie	0,12	0,004	0	2,1	1,3	195	89
10A	Energieeinsparverordnung (mit Überschneidungen)	10,4	k.A.	0,0	4,5	0,87	50	243
	(ohne Überschneidungen) (14)	4,2	k.A.	0,0	1,9	0,85	432	28
10B	Austausch der Nachtspeicherheizungen	0,4	k.A.		0,5	0,28	80	46
12	CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	3,1	k.A.	0,6	1,7	0,34	47	100
13	Energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur	0,7	k.A.	0,04	0,16	-0,06	-82	10
14	Erneuerbare Wärme	3,4	0,01	0,0	0,6	-0,6	-67	123
15	Energetischen Sanierung Bundesgebäude	0,1	k.A.	k.A.	0,05	0,01	54	3
	Summe Gebäude 10A,10B,12,13, 14,15 (ohne Überschneidungen)	11,8	k.A.	0,7	4,9	0,8	36	308
16	CO ₂ PKW	3,4	0,0	0,0	6,1	1,2	100	159
17	Biokraftstoffe (15)	0,0	0,0	0,0	-1,2	-0,6	-100	84
20	LkW-Maut (Variante 20a)	0,01	0,00	0,00	0,02	0,00	71	1
	Summe (mit Überschneidungen bei Gebäudemaßnahmen)	28,7	0,01	2,5	17,9	1,9	19	1400
	Summe (ohne Überschneidungen bei Gebäudemaßnahmen)	22,4	0,01	2,5	15,3	1,9	22	1185

Anmerkungen Tabelle 1-7

- (10) Differenzinvestitionen: Zusätzliche Investitionen für eine energieeffiziente Lösung oder für erneuerbare Technologien im Vergleich zu weniger effizienten Standardtechnologien bzw. fossiler Energiebereitstellung. Durch Kostendegression verringert sich dieser Abstand.
- (11) Begrenzter Kapitalwert: Die Kapitalwertmethode ist ein Standardverfahren aus der Investitionsrechnung. Der Kapitalwert diskontiert die im Zeitverlauf anfallenden Zahlungsströme einer Investition auf einen Zeitpunkt und ermöglicht so den Vergleich verschiedener Investitionen zur Emissionsminderung. Er gibt somit Antwort auf die Frage, ob eine Investition zu einem Gewinn oder zu einem Verlust führt. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer/Investoren durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer/Investoren bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.
- (12) siehe Anmerkung (6), Tabelle 1-6
- (13) siehe Anmerkung (7), Tabelle 1-6
- (14) siehe Anmerkung (8), Tabelle 1-6
- (15) siehe Anmerkung (9), Tabelle 1-6

1.5 Schlussfolgerungen

Aus dieser Übersicht ergeben sich die folgenden Kernaussagen:

- Die überwiegende Anzahl der analysierten Maßnahmen haben negative spezifische (Netto)Minderungskosten, d.h. **unter Berücksichtigung der eingesparten Energiekosten ergeben sich Einsparungen für die Maßnahme**. Dies trifft insbesondere für die Energieeffizienzmaßnahmen zu. Dieses Resultat ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die hier berechneten Ergebnisse mit einer „konservativen Berechnungsweise“ ermittelt wurden:
 - Zum einen wurden sehr vorsichtige Annahmen zu den Energiepreiserhöhungen gemacht, die noch unter den zuletzt veröffentlichten Annahmen im World Energy Outlook vom November 2007 der Internationalen Energieagentur liegen (IEA 2007).
 - Zum anderen ist zu betonen, dass keinerlei Schadenskosten durch die Nutzung fossiler Energieträger einbezogen wurden. Eine Einbeziehung von Schadenskosten würde die Energieeffizienzmaßnahmen im Vergleich noch deutlich kostengünstiger werden lassen.
- **Bei anderen Maßnahmen wie der Förderung der Erneuerbaren Energien und der Kraftwärmekopplung werden moderate Kostenerhöhungen auf der Nutzerseite erwartet**. Diese sind vor dem Hintergrund zu sehen, dass hier in Deutschland **innovative Industrien** entstehen, welche weltweit zum Klimaschutz beitragen werden. Auch hier gelten die bei den Energieeffizienzmaßnahmen getroffenen Anmerkungen zu der in diesem Bericht zugrundegelegten vorsichtigen Energiepreisentwicklung und zu den vermiedenen Schadenskosten durch Erneuerbare.
- Für einige Maßnahmen fallen hohe Bruttoinvestitionen in der Anfangsphase an, während Einsparungen über einen längeren Zeitraum erfolgen. **Die Barriere der Anfangsinvestitionen kann durch staatliche Förderprogramme und andere Finanzierungsinstrumente auch vom privaten Sektor gezielt überwunden werden**.

Insgesamt zeigt sich, dass Deutschland bezogen auf das Jahr 2020 mit jährlichen Investitionen von 24 Mrd. Euro in den Klimaschutz, Energie-Einsparungen von 29 Mrd. Euro auslöst. Diese Summen werden mit Programmkosten (Transferkosten) von nur 2,5 Mrd. Euro jährlich unterstützt (wobei in diese Summe Umlagen aus Erneuerbaren und KWK eingehen, welche den größten Anteil daran ausmachen). **Klimaschutz in Deutschland ist eine lohnende Investition.**

In den folgenden Kapiteln 2 bis 15 werden die einzelnen Maßnahmen des IEKP kostenseitig im Detail untersucht. Die einzelnen Abschnitte sind dabei so aufgebaut, dass

- im ersten Schritt eine qualitative Beschreibung der Maßnahme und ihrer Wirkungen erfolgt,
- im zweiten Schritt die „Maßnahmen-Parametrisierung“ erfolgt, d. h. die Festlegung von wichtigen quantitativen Inputparameter (z. B. Diffusionsraten mit/ohne Maßnahmen, Zahl der durchgeführten Maßnahmen usw.),
- im dritten Schritt die Kostenquantifizierung durchgeführt wird.

Im Kapitel 16 wird detailliert auf den wichtigen Aspekt der Kostendegression bei verschiedenen Effizienztechnologien eingegangen. Dieser Aspekt ist eine Folge von Innovationen, welche im Markt durch die Einführung der Technologien ausgelöst werden.

Das Kapitel 17 ergänzt diese Überlegungen durch einen Ausblick auf makroökonomische indirekte Auswirkungen des IEKP wie Innovationswirkungen für die eigenen Volkswirtschaft oder Beschäftigungseffekte, welche schwieriger zu quantifizieren sind als die direkten Effekte durch die Einsparung an fossilen Energien.

Teil 1: Analysen der Einzelmaßnahmen

2 Maßnahme 1 – Kraft-Wärme-Kopplung

2.1 Ausgestaltung der Maßnahme

2.1.1 KWK-Stromerzeugung und gesamte Nettostromerzeugung

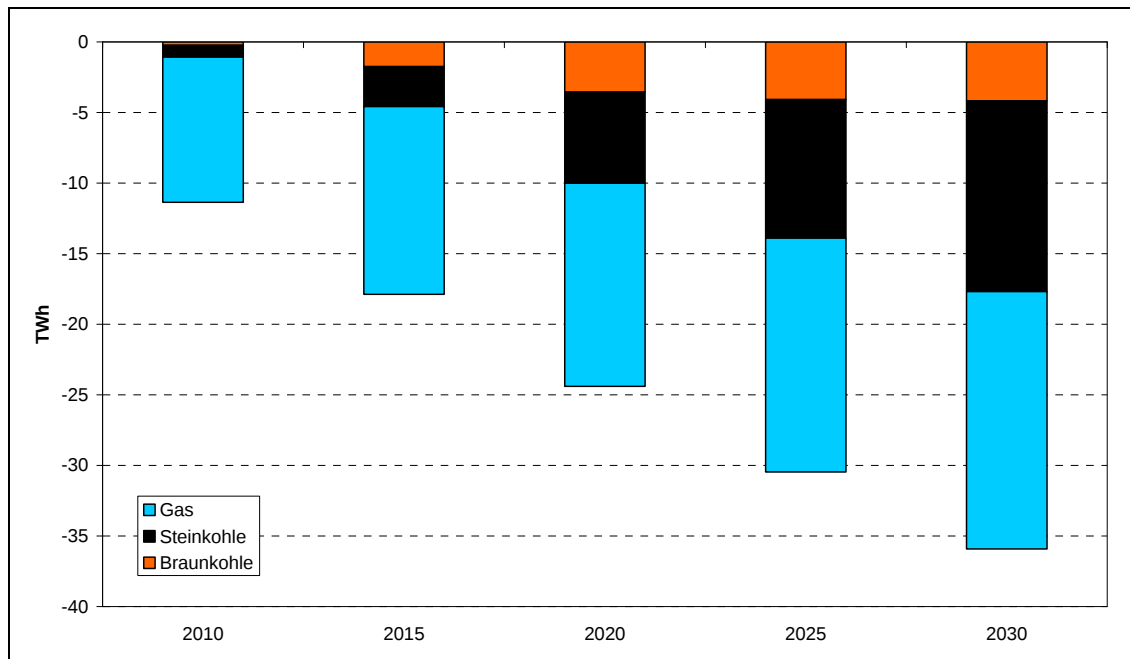
Den zentralen Eckpunkt für die Bewertung der Maßnahmen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung bildet das im IEKP formulierte übergreifende Ziel, den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung bis zum Jahr 2020 auf ein Niveau von 25 % auszubauen. Für die Spezifikation dieser Zielvorgabe werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Auf der Grundlage vorliegender Untersuchungen (vgl. dazu z.B. DIW/Öko-Institut 2007, Ziesing/Matthes 2007, Öko-Institut et al. 2007) kann nicht davon ausgegangen werden, dass es nach dem Auslaufen der Fördereffekte des KWK-G 2002 und bei Fortbestand der derzeitigen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zu wesentlichen, allein marktgetriebenen Neuinvestitionen im Bereich der KWK kommen wird.
- Ungeachtet der Tatsache, dass noch eine Reihe von Unsicherheiten hinsichtlich des aktuellen Niveaus der KWK-Stromerzeugung existieren (vgl. dazu IER 2005, DIW/Öko-Institut 2007) wird als Ausgangspunkt für die Analyse ein aktuelles Niveau der KWK-Stromerzeugung von 70 TWh angenommen, dass die durch das KWK-G 2002 induzierten KWK-Projekte im Bereich der großen KWK-Anlagen voll berücksichtigt.
- Den Maßstab für das Zielniveau bildet die gesamte Nettostromerzeugung für Deutschland im Jahr 2020. Um die Interaktionen mit anderen Instrumenten berücksichtigen zu können (die ja auch Effekte im Bereich der Stromnachfrage haben) wurde als Grundlage das Koalitionsvertragsszenario der Szenarienanalysen für den Energiegipfelprozess (EWI/Prognos 2007) gewählt. Die Bruttostromerzeugung beträgt hier im Jahr 2020 542 TWh. Unter Berücksichtigung der typischen Eigenverbrauchsdaten für die verschiedenen Kraftwerkstypen ergibt sich eine Nettostromerzeugung von knapp 510 TWh. Auf dieser Basis ergibt sich ein Zielniveau für die KWK-Nettostromerzeugung von ca. 127 TWh.
- Mit Blick auf das notwendige Neubauvolumen ist neben dem Zubau auch der altersbedingte Abgang von KWK-Anlagen aus dem Bestand zu berücksichtigen. Eine Analyse des deutschen Kraftwerksparks mit dem Altersstrukturmodell des Öko-Instituts für den KWK-Anlagenbestand³³ führt zu den in Tabelle 1-6 gezeigten Ergebnissen. Für den Zeithorizont 2020 ergibt sich ein altersbedingter Abgang von Anlagen mit einer Stromerzeugung von ca. 24 TWh.

³³ Das Altersstrukturmodell des Öko-Instituts beruht auf der Platts-Datenbank für den europäischen Kraftwerkspark, die alle in Europa betriebenen Kraftwerksblöcke erfasst. Aus diesen Daten wurden die KWK-Anlagen identifiziert und mit typischen Lebensdauern bewertet. Aus den Inbetriebnahmedaten werden so die altersbedingten Abgangsdaten ermittelt.

- Insgesamt wäre also zur Erreichung des 25 %-Ziels für die KWK-Nettostromerzeugung die Errichtung von neuen KWK-Anlagen mit einer Stromerzeugung von insgesamt 82 TWh erforderlich. Diese Zielgröße bildet den Ausgangspunkt für die folgenden Analysen.

Abbildung 2-1 Altersbedingt abgängige KWK-Stromerzeugung in Deutschland, 2010-2030



Quelle: Platts, Berechnungen des Öko-Instituts

2.1.2 Spezifikation der politischen Maßnahme

Die Spezifikationen der KWK-Förderung in den Eckpunkten zum Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung waren in einigen Punkten noch durch eigene Annahmen zu ersetzen (die sich wiederum an wenigen Stellen von den – Mitte November 2007 – aktuellen Entwürfen zur Novelle des KWK-G unterscheiden). In der hier vorliegenden Untersuchung stand weiterhin nicht die Frage im Vordergrund, ob durch das verabschiedete Maßnahmenpaket das formulierte Ziel eines Ausbaus der KWK-Stromerzeugung auf 25 % erreicht wird. Vielmehr wurden plausible Mengengerüste entwickelt, die passfähig zu einer Entwicklung sind, welche zur Erreichung des genannten Ziels führt. Unsicherheiten verbleiben hier – die Zielerreichung und damit ggf. auch eine Nachjustierung des politischen Instrumentariums vorausgesetzt – vor allem mit Blick auf die Programmkosten.

Für die hier durchgeführte Maßnahmenanalyse wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Weiterführung der Förderung im Rahmen des KWK-G für bis 2013 errichtete Anlagen, Förderung der Neuerrichtung von KWK-Anlagen und des Ausbaus von Fernwärmenetzen
- Förderung der KWK-Nettostromerzeugung an Stelle der Einspeisung von KWK-Strom in die Netze der öffentlichen Versorgung
- Fördersätze für den Neubau von großen KWK-Anlagen 1,5 ct/kWh, für kleine KWK-Anlagen in der Leistungsklasse 50 kW bis 2 MW 2,0 ct/kWh, von 5 ct/kWh für kleine KWK-Anlagen bis 50 kW sowie 5 ct/kWh für Brennstoffzellenanlagen; Förderung von kleinen KWK-Anlagen und Brennstoffzellen über 10 Jahre, sonst über 30.000 Vollbenutzungsstunden
- Netzausbauförderung von maximal 150 Mio. € jährlich bis 2020
- Deckelung der Förderung bei 750 Mio. € jährlich

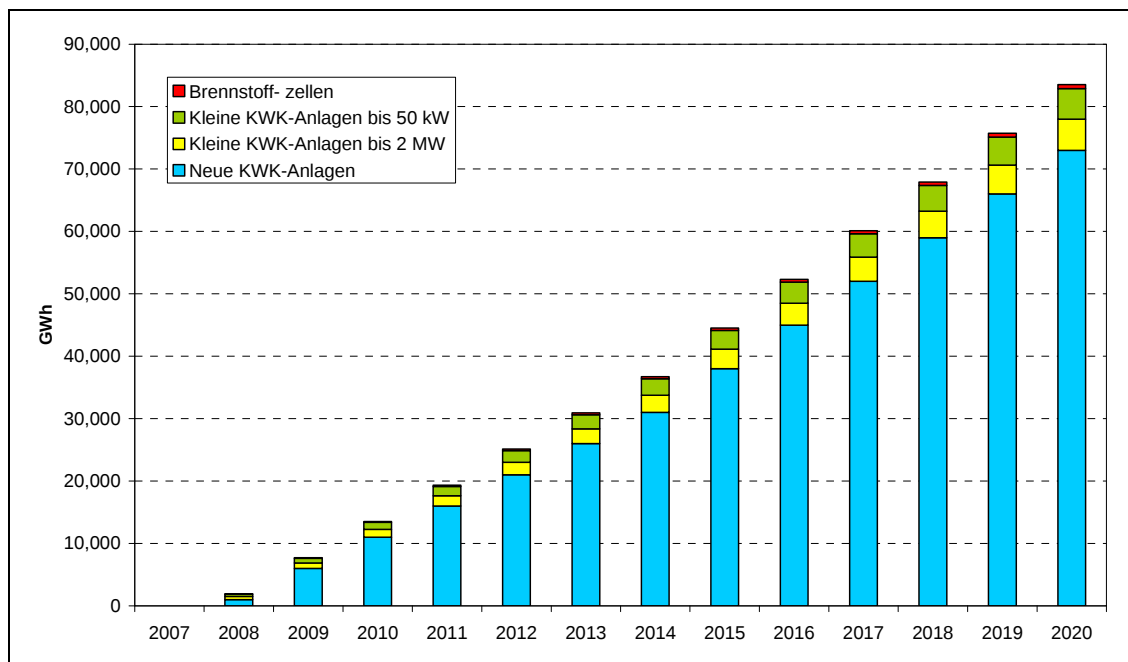
Diese Kurzübersicht macht deutlich, dass im Rahmen des entsprechend novellierten KWK-G nur Investitionen bis zum Jahr 2013 angereizt werden. Als weitere Rahmenbedingung müssen die absehbaren Entwicklungen im Bereich des EU-Emissionshandelsystems (weitgehender Wegfall der kostenlosen Zuteilung für Stromerzeugungsanlagen nach 2012, ambitioniertere Emissionsziele und damit Zertifikatspreise etc.) berücksichtigt werden, die durch den Wegfall der weitgehend vollständig kostenlosen Zuteilung eine erheblich abnehmende wirtschaftliche Attraktivität von konkurrierenden Neuinvestitionen im Bereich der Kondensationsstromerzeugung bewirken werden (Ziesing/Matthes 2007, DIW/Öko-Institut 2007). Vor diesem Hintergrund wird für die Analyse davon ausgegangen, dass für den Zeitraum nach 2012 ein klimapolitischer Rahmen für die KWK erwartet werden kann, der eine weitere Förderung durch das KWK-G nicht mehr erforderlich machen würde. Dem KWK-G ist damit ein Ausbau der KWK in der Größenordnung von ca. 30 TWh zuzurechnen (Abbildung 2-2). Dies entspricht einem Anteil von etwa 37 % am insgesamt erforderlichen Ausbau. Für die verbleibenden 63 % wären Anreize für den KWK-Ausbau durch einen anderen instrumentellen bzw. energiewirtschaftlichen Kontext notwendig.³⁴

³⁴ Zusätzlich soll jedoch auch noch darauf hingewiesen werden, dass sich Vorteile für die KWK durchaus auch aus anderen Maßnahmenpaketen des Integrierten Klima- und Energieprogramms erwarten lassen (Wärmegesetz, Biogasdurchleitungserleichterungen etc.). Allerdings werden diese energie- und klimapolitischen Maßnahmen in Bezug auf die KWK allenfalls flankierenden Charakter haben können. Das KWK-G und das Emissionshandelssystem bleiben die entscheidenden politischen Determinanten für die Erreichung der KWK-Ausbauziele.

2.1.3 Wirkung der Maßnahme

Vor dem Hintergrund des genannten Ausbauziels und der im Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Spezifikation der Maßnahmen im KWK-Bereich wurde das in Abbildung 2-2 gezeigte Neubauszenario für die KWK entwickelt.³⁵

Abbildung 2-2: Ausbauszenario für KWK-Investitionen als Grundlage der Maßnahmenbewertung



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Dieses basiert auf den folgenden – für die Zwecke der Maßnahmenbewertung und mit Blick auf die verfügbaren Ressourcen für die hier vorliegende Analyse vereinfachenden – Annahmen:

- Im Bereich der prinzipiell verfügbaren Wärmesenken sind vor dem Hintergrund der vorliegenden Analysen (Eikmeier 2006, DIW/Öko-Institut 2007, AGFW 2005) für den Kontext des 25 %-Ausbauziels keine grundsätzlichen Restriktionen zu erwarten; dies bedeutet jedoch nicht, dass sich die praktische Erschließung dieser Wärmesenken überwiegend im Selbstlauf vollzieht.

³⁵ Im Rahmen der hier vorgelegten Analysen konnte die perspektivische Entwicklung der KWK-Stromerzeugung aus mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen nicht näher analysiert werden. Daher soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass auch über die Förderung erneuerbarer Energien ein Zuwachs an KWK-Stromerzeugung erwartet werden kann. Die Kapazitätsbegrenzungen für die Förderung im Rahmen des EEG lassen aber Analogieschlüsse zum erwartbaren Potenzial zu, die den KWK-Stromerzeugungszuwachs eher im Bereich der kleinen KWK-Anlagen erwarten lassen. Dessen ungeachtet verbleibt hier Analysebedarf.

- Im Bereich der großen KWK-Anlagen kommt es im Jahr 2008 zu einem Neubau von KWK-Anlagen mit einer KWK-Stromerzeugung von ca. 1 TWh, im Zeitraum 2009 bis 2014 werden jährlich KWK-Anlagen mit einer KWK-Nettostromerzeugung von ca. 5 TWh zugebaut. In der längeren Perspektive erhöht sich dieser Zubau ab 2015 auf etwa 7 TWh.
- Für die kleinen KWK-Anlagen mit einer Leistung von 50 kW bis 2 MW wird eine Weiterführung der in den letzten Jahren zu beobachtenden Trends angenommen, nach denen sich die KWK-Stromerzeugung aus diesem Bereich jährlich um etwa 275 GWh ausweitete.
- Für die kleinen KWK-Anlagen mit einer Leistung bis 50 kW wurde eine Weiterführung des Ausbaus in der gleichen Größenordnung angenommen.
- Im Bereich der Brennstoffzellen wurde für den Zeitraum bis 2020 ein Zubau von im Mittel 10 MW jährlich in Ansatz gebracht.

Insgesamt steht in einem solchen Ausbauszenario im Jahr 2015 eine Stromerzeugung von knapp 45 TWh KWK-Strom zur Verfügung, die bis zum Jahr 2020 auf ein Niveau von knapp 84 TWh ausgebaut werden könnte. Mit einem solchen Umfang von Neuinvestitionen in KWK-Anlagen könnte das wie oben spezifizierte 25 %-Ziel für die Nettostromerzeugung erreicht werden. Die Übersicht macht aber auch deutlich, dass im hier definierten Mengengerüst trotz nicht unambitionierter Annahmen für den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen der größte Teil der zusätzlichen KWK-Stromerzeugung in mittleren und großen KWK-Anlagen erbracht wird.

Eine solche Entwicklung ergibt sich im Rahmen der derzeitigen energiewirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen keineswegs von selbst, sondern bedarf einer entsprechenden Flankierung.³⁶

Für die kosten- und emissionsseitige Analyse der Maßnahmenwirkungen wurden neben dem o.g. Mengengerüst sowie dem wie genannt parametrisierten KWK-G die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Neuinvestitionen in KWK-Anlagen verdrängen die Neuerrichtung von Kondensationskraftwerken im Mittellastbereich, angenommen wird eine hälftige Investition in Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Die entsprechenden Basisdaten für die exemplarischen Berechnungen sind in Tabelle 2-1 zusammengestellt.
- Wärmeseitig verdrängen die KWK-Anlagen Erdgasanlagen.
- Die Preisentwicklungen für Erdgas und Steinkohle folgen den Preispfaden, die im Projekt „Politiksznarien IV“ in Ansatz gebracht wurden (vgl. Kapitel 1.3.2).

³⁶ Dazu gehören neben den bereits erwähnten Maßnahmen im Bereich des KWK-G und des EU-Emissionshandelssystems auch weitere flankierende Maßnahmen, z.B. die Ausweisung von Fernwärme-Vorranggebieten bzw. die Förderung der dafür notwendigen planerischen Vorleistungen.

- Angesichts der hohen Unsicherheiten in Bezug auf die Brennstoffzellen und des relativ kleinen KWK-Beitrags wurden diese Anlagen nicht mit einbezogen.
- Für den Ausbau der Wärmenetze steigt der Fördermittelabfluss bis zum Jahr 2012 auf die maximale Fördersumme von jährlich 150 Mio. € und verbleibt bis zum Jahr 2020 auf diesem Niveau.

Tabelle 2-1 Basisdaten für die Investitionsrechnungen

		KWK-Anlagen			Kondensations-KW	
		GuD	K-KWK	Mini-KWK	GuD	StK
Zinssatz		8%	8%	8%	8%	8%
Lebensdauer	a	25	20	15	30	40
Investitionskosten	€/KW	600	900	1.350	550	1.050
Ausnutzung	h/a	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Annuitätische Investitionskosten	€/MWh	10	17	29	9	16
					Mix: 13	
Wirkungsgrad gesamt		85%	85%	85%	58%	46%
Stromkennzahl		0,9	0,75	0,6		
Wirkungsgrad elektrisch		40%	36%	32%	58%	46%

Quelle: Öko-Institut.

Ermittelt wurden in der Analyse der Nettoeffekt in Bezug auf die Investitionskosten (Differenzinvestitionen), der Nettoeffekt hinsichtlich des Brennstoffbedarfs (Energiekosten) sowie der sich im Ergebnis aus den Brennstoffbilanzen einstellende Effekt hinsichtlich der CO₂-Emissionen.

2.2 Quantifizierung der Kosten

Vor dem Hintergrund der Kohortenproblematik (siehe Abschnitt 2.1.3) wurden die Investitionskosten für die KWK-Anlagen einerseits und die konkurrierenden Kondensationskraftwerke andererseits auf annuitätisch umgelegte Werte umgerechnet. Die Brennstoffkostenentwicklung ergibt sich aus dem Differenzverbrauch von Erdgas und Kohle (als Summe des Kraftwerkseinsatzes und des vermiedenen Einsatzes in der ungekoppelten Wärmeerzeugung). Zusätzlich müssen die Kosten für die Umlage gemäß KWK-G berücksichtigt werden, die in ihrem zeitlichen Verlauf abgebildet wurden.

Abbildung 2-3 verdeutlicht das zeitliche Profil der Kostenentwicklungen. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass es sich hinsichtlich der Fördermittel- und der Energiekostenentwicklungen um die jährlichen Zahlungsflüsse, für die Investitionskosten jedoch um annuitätisch umgelegte Werte handelt.

Hinsichtlich der verschiedenen Kostenpositionen ergeben sich aus der Bewertung der Maßnahme die folgenden Trends:

- Bei den (annuitätisch umgelegten) Differenzinvestitionen ergibt sich im Jahr 2020 eine Einsparung von ca. 63 Mio. € (dies resultiert vor allem aus dem hohen spezifischen Investitionskosten der verdrängten Steinkohlenkraftwerke).

Tabelle 2-2: Entwicklung der Differenzinvestitionen (annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite

		Differenzinvestitionen					Diskontiert auf 2008 ³⁷
	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
KWK vs. ungekoppelte Erzeugung	Mrd. €	0,006	-0,001	-0,023	-0,064	-0,291	-0,121

- Der vermehrte Einsatz von KWK führt zu einem im Zeitverlauf steigenden, insgesamt höheren Erdgasverbrauch von knapp 190 PJ bzw. höheren Erdgaskosten von ca. 890 Mio. € im Jahr 2020.³⁸ Als komplementäre Entwicklung ergeben sich eingesparte Brennstoffkosten für Steinkohle, die im Jahr 2020 ein Niveau von knapp 650 Mio. € erreichen, so dass die Netto-Mehrkosten für die Brennstoffe 2020 ca. 240 Mio. € betragen.

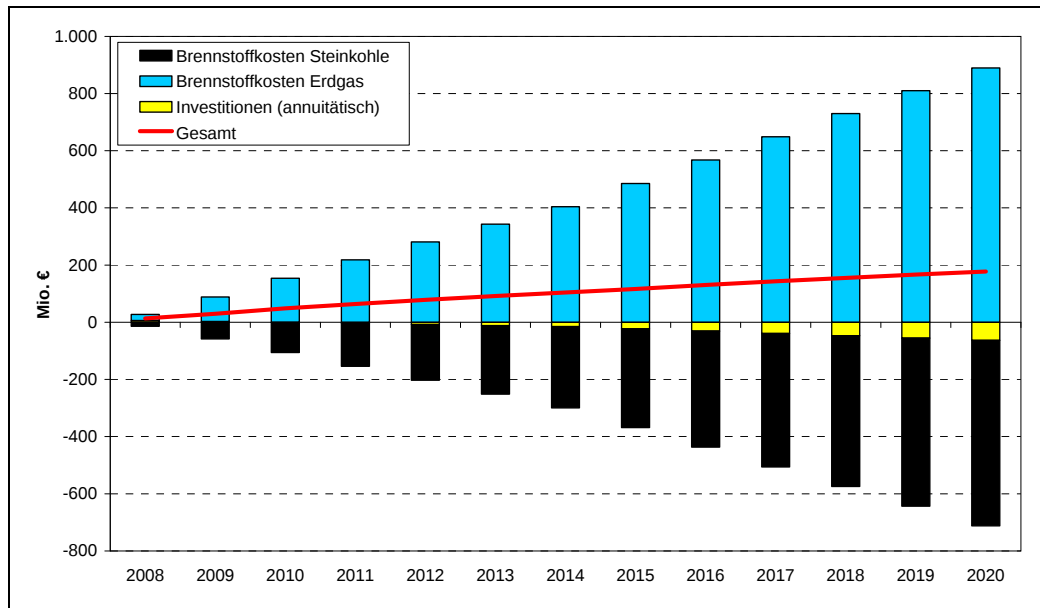
Tabelle 2-3: Netto-Energiekosten für die Ausweitung der KWK-Stromerzeugung

Brennstoffbedarf	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Erdgas	Mrd. Euro	0,021	0,154	0,485	0,890	5,639
Steinkohle	Mrd. Euro	-0,014	0,105	0,345	0,649	-4,028

³⁷ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 (Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen).

³⁸ Diesbezüglich muss auf zwei Vereinfachungen hingewiesen werden, die für die hier präsentierten Grobanalysen gemacht werden mussten. Für die verdrängten Energieeinsätze der ungekoppelten Wärmeerzeugung wurden auch die Brennstoffpreise der Kraftwerke angesetzt. Den Hintergrund dafür bildet die vereinfachende Annahme, dass einerseits die alternative Wärmeerzeugung aus Heizwerken (oder industriellen Großwärmeerzeugungsanlagen) verdrängt werden könnte bzw. dass andererseits die Fernwärme-Infrastrukturkosten sowie die notwendigen Spitzenerzeugungsanlagen und die Investitionskosten der dezentralen Heizungsanlagen sich in etwa kompensieren. Schließlich wird mit diesem Ansatz auch unterstellt, dass die Infrastrukturkosten der Erdgasversorgung sich auch bei einer Ausweitung von Wärmenetzen zumindest mittelfristig nicht deutlich verändern und somit ohnehin getragen werden müssen.

Abbildung 2-3: Kostenentwicklung für die KWK, 2008-2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

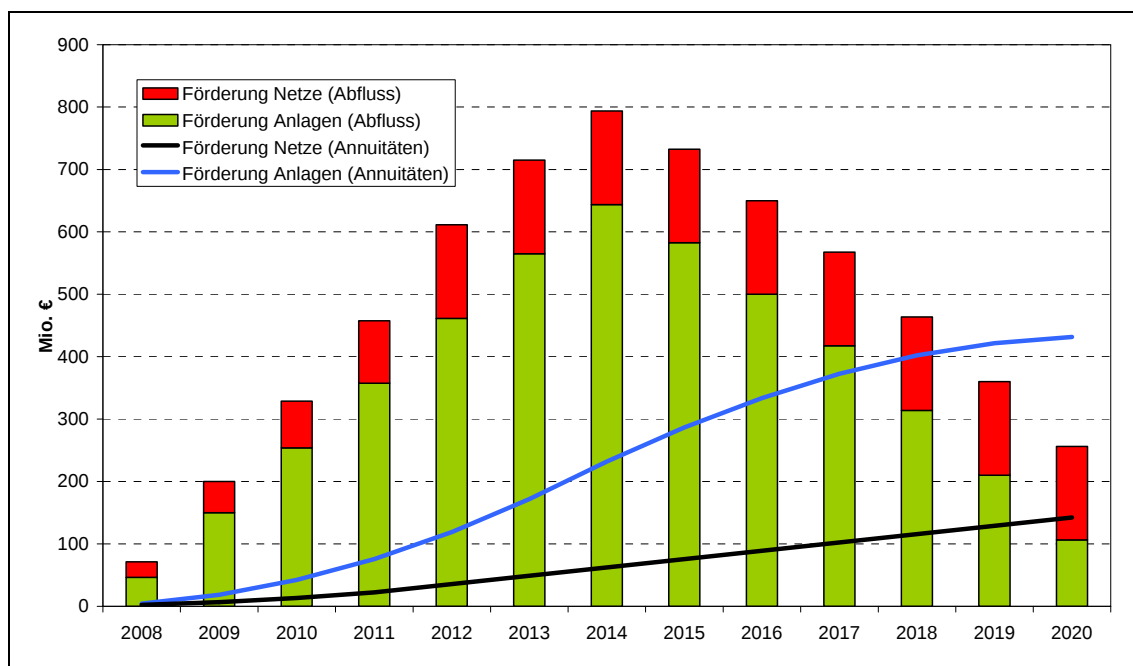
- Der Einsatz der Fördermittel erreicht im Jahr 2014 mit ca. 794 Mio. € seinen Höhepunkt, das Jahr 2014 ist das einzige Jahr, in dem der Fördermitteldeckel von 750 Mio. € leicht überschritten wird.

Tabelle 2-4: Programmkosten der Maßnahme

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Fördermittelabfluss	Mrd. Euro	0,071	0,329	0,733	0,256	6,208

Abbildung 2-4 verdeutlicht noch einmal die unterstellten Fördermittelabflüsse sowie die annuitätisch umgelegten Fördersummen für eine Laufzeit der Investitionen im Anlagenbereich von durchschnittlich 25 Jahren und von etwa 30 Jahren bei Wärmenetzen.

Abbildung 2-4: Entwicklung der Fördermittelflüsse für das novellierte KWK-G, 2008-2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Durchgängig verwendet wird eine Diskontrate von 8 % (vgl. Kapitel 1.3.2). Die graphische Darstellung verdeutlicht, dass

- insbesondere die Förderung der Wärmenetze gegen Ende der zweiten Dekade einen bedeutenden Anteil an der Gesamtförderung bildet;
- bei annuitätischer Umrechnung der Fördermittelabflüsse die Anlagenförderung – gemäß den getroffenen Annahmen – gut vier Fünftel der Gesamtförderung repräsentiert.

Tabelle 2-5: CO₂-Einsparungen durch die Maßnahme

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
CO ₂ -Vermeidung	Mt CO ₂	0,4	3,2	10,6	19,9	123,4

Um die unterschiedliche Charakteristik der verschiedenen Kostenentwicklungen angemessen berücksichtigen zu können, kann die KWK-Förderung mit den folgenden vier Parametern bewertet werden:

- Aus den eingesparten Investitionskosten und den höheren Kosten für die Brennstoffe ergibt sich für den Zeitraum 2008-2020 ein negativer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme in Höhe von ca. 710 Mio. € (Diskontrate 8 %).
- Auch der spezifische begrenzte Kapitalwert der Maßnahme ist damit notwendigerweise negativ und beträgt für den Bilanzzeitraum 2008-2020 etwa -6 €/t CO₂.

- Für den Bezugszeitpunkt 2020 ergeben sich jedoch Vermeidungskosten von 9 €/t CO₂. Am Anfang des Betrachtungszeitraums ergibt sich wegen des geringen Anlagenausbaus und der erheblichen Abflüsse für die Förderung des Netzausbaus ein deutlich höherer Wert für die Minderungskosten von etwa 30 € je t CO₂.

Die Förderung der KWK gehört damit einerseits zu den Maßnahmen mit einem signifikanten CO₂-Minderungsbeitrag (im hier unterstellten Wirkungsszenario 20 Mio. Jahrestonnen im Jahr 2020) sowie moderaten Minderungskosten bzw. Verteilungseffekten.

Tabelle 2-6: Zentrale Indikatoren Maßnahme 1 – Kraft-Wärme-Kopplung

Begrenzter Kapitalwert ³⁹ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	-0,71
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	-5,8
Minderungskosten ⁴⁰ Euro/tCO ₂ im Jahr 2008	€2000/tCO ₂	30,2
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	8,9

³⁹ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁴⁰ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

2.3 Beispielrechnung

Zur Verdeutlichung der Förderwirkungen wurde eine exemplarische Beispielrechnung für ein größeres GuD-Heizkraftwerk auf Erdgasbasis angestellt. Die Anlagenparameter entsprechen den in Tabelle 2-1 genannten Parametern, folgende Daten gehen in die Modellrechnung ein:

- GuD-Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 100 MW, jahresdurchschnittliche Stromproduktion von 0,5 TWh, nutzbare Wärmeabgabe (frei Kraftwerk) 0,45 TWh und Brennstoffbedarf 1,25 TWh;
- Inbetriebnahme im Jahr 2012, Förderung nach den im Kapitel 2.1.2 zu Grunde gelegten Fördersätzen und –zeiträumen eines novellierten KWK-G (Förderung von 15 €/MWh KWK-Strom über maximal 30.000 Stunden)⁴¹;
- Energie- und Strompreisentwicklung auf Basis der im Projekt Politiksszenarien IV zu Grunde gelegten Entwicklung (siehe Kapitel 1.3.2).

Analysiert wurde die wirtschaftliche Darstellbarkeit der Investition. Dies entspricht nicht notwendigerweise auch der wirtschaftlichen Attraktivität eines solchen Vorhabens (hierfür wäre eine umfassende Szenarienbetrachtung der verfügbaren Investitionsalternativen notwendig), so dass diesbezüglich nur qualitative Aussagen getroffen werden können.

In der Abbildung 2-5 ist die Entwicklung der Investitionen, des Free Cash Flows, der Fördermittelzuflüsse sowie des Kapitalwerts zusammengestellt:

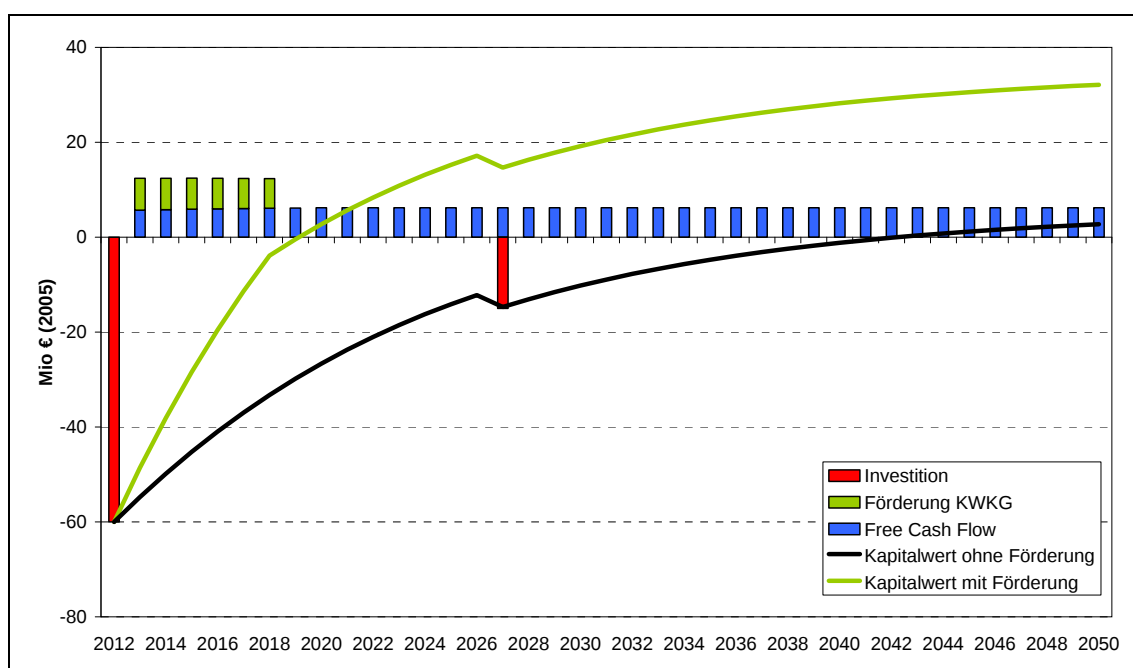
- für die Anlage sind Anfangsinvestitionen von 60 Mio. € notwendig, nach 15 Jahren sind Erneuerungsinvestitionen von ca. 15 Mio. € notwendig;
- der Free Cash Flow von um die 6 Mio. € jährlich ergibt sich aus den Aufwendungen für Brennstoffe, den sonstigen Betriebskosten, den Kosten für den Erwerb von CO₂-Emissionsberechtigungen einerseits sowie aus den Erlösen für die Strom- und Wärmeproduktion,
- zusätzlich entstehen im Förderzeitraum Erträge aus den Bonuszahlen des KWK-G (zwischen 6,2 und 6,7 Mio. € jährlich).

Aus diesen Zahlungsflüssen kann mit der Diskontrate (hier von 8% - siehe Abschnitt 1.3.2) die Entwicklung des Kapitalwerts der Investition (als Barwert) ermittelt werden.

⁴¹ Die Umrechnung dieser Nominalzahlen auf die für alle anderen Parameter verwendete Preisbasis von 2005 erfolgte mit einem Deflator von 1,4% p.a. (dies entspricht dem Mittelwert für den Zeitraum der letzten 10 bis 15 Jahre).

Der Kapitalwert der Investition im ersten Jahr entspricht dabei dem Negativwert der Anfangsinvestition. Wie die Abbildung 2-5 verdeutlicht, erreicht die hier unterstellte Anlageninvestition in einem Zeitraum von ca. 30 Jahren eine Gesamtverzinsung von 8%. Unter Einbeziehung der in den ersten Jahren zufließenden (und damit barwertseitig sehr wirksamen) Fördermittel erreicht die KWK-Investition bereits nach etwa acht Jahren eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals, danach werden zusätzliche Gewinnbeiträge erwirtschaftet.

Abbildung 2-5: Entwicklung des Free Cash Flow und des Kapitalwerts der exemplarischen KWK-Investition, 2012-2040



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Investitionsrechnung für derartige Projekte reagiert – gerade in Zeiten großer Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung der Brennstoffmärkte – sehr sensitiv auf die Entwicklung des Free Cash Flows, wobei dabei unter den o.g. Bestimmungsfaktoren insbesondere den Brennstoffkosten und den Stromerträgen eine besondere Rolle zukommt. So ergibt sich mit der Förderung im Rahmen des KWK-G im hier beschriebenen Beispiel eine maßgebliche Absicherung gegen die Risiken auf den Brennstoff- und Strommärkten. Gerade aus dieser Risikoabsicherung resultiert dann die zentrale Anreizfunktion des KWK-G, die sich dann natürlich auch in erheblichem Maße auf die Attraktivität von KWK-Investitionen im Vergleich zu konkurrierenden Investitionsprojekten auswirkt – ohne dass diese hier weiter detailliert und quantifiziert werden kann.

3 Maßnahme 2 : Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich

3.1 Ausgestaltung der Maßnahme

3.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion auf 25–30 % bis 2020 (vgl. Beschlüsse der CDU/CSU- sowie der SPD-Fraktion) sowie weiterer kontinuierlicher Ausbau nach 2020.

3.1.2 Details zur Ausgestaltung der Maßnahme

Die zentrale Maßnahme zur weiteren Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist die Ausgestaltung der EEG Novelle zum 01.01.2009 auf Grundlage der Empfehlungen des EEG Erfahrungsberichtes. Zentrale Maßnahmen in diesem Zusammenhang sind u. a. die Unterstützung der Entwicklung der Windenergie im Offshorebereich sowie verbesserte Rahmenbedingungen für Repowering und im Bereich Biomasse. Neben einer entsprechenden Anpassung der Vergütungssätze sind dazu weitere unterstützende Maßnahmen erforderlich wie z.B. ein Raumordnungsplan für die allgemeine Wirtschaftszone und ein gebündeltes Zulassungsverfahren für die Netzanbindung von Offshore Windparks. Für den Bereich des Repowerings sind ebenfalls Vereinfachungen im ordnungsrechtlichen Rahmen notwendig.

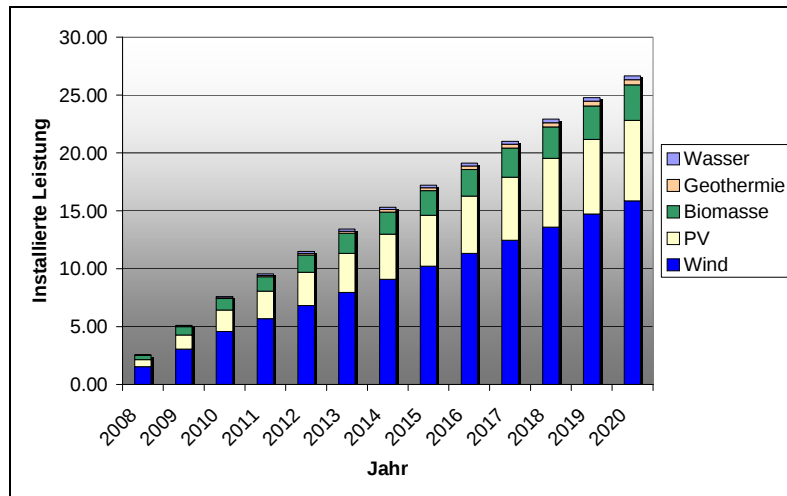
3.1.3 Annahmen und Parametrisierung

Für die Abschätzung des Ausbaus Erneuerbarer Energien wird an dieser Stelle auf die Anfang 2007 im Auftrag des BMU erstellte Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" zurückgegriffen (Nitsch, 2007), die auch in die Szenarien des Energiegipfels eingeflossen ist. Um Konsistenz zu den anderen Maßnahmen des Klimaprogramms zu erreichen, werden hier nur die ab 2008 neu installierten Anlagen betrachtet (siehe Abbildung 3-1).

Dies führt zu deutlich niedrigeren Leistungen und Fördervolumina als in der sonst üblichen Gesamtbetrachtung aller installierten EEG Anlagen, da die bis Ende 2007 installierten Anlagen bei der Betrachtung entfallen.

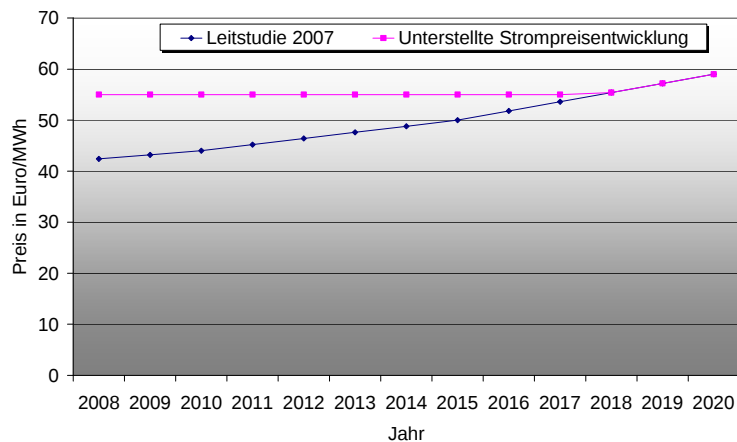
Die bei Nitsch (2007) zugrunde gelegten Preise für konventionell erzeugten Strom erscheinen jedoch vor dem Hintergrund der derzeitigen Entwicklungen auf den Spotmarkt und Terminmärkten für Strom zu niedrig. Aus diesem Grund wurde die Entwicklung der Strompreise gegenüber der Leitstudie leicht angehoben (Abbildung 3-2).

Abbildung 3-1: Entwicklung der ab 2008 installierten Leistung erneuerbaren Energien in GW



Quelle: Basierend auf Nitsch 2007

Abbildung 3-2: Unterstellte Entwicklung der Großhandelspreise für Strom (Baseload)



3.2 Quantifizierung der Kosten

3.2.1 Quantitative Wirkungen der Maßnahme

Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien werden zwischen 2008 und 2020 zusätzliche Investitionen von 69 Milliarden Euro benötigt (berechnet auf Basis der Leitstudie 2007 abzüglich der Kraftwerksverdrängung). Da jedoch davon ausgegangen wird, dass unter den veränderten Förderbedingungen die Investitionen in EE-Anlagen rentabel sind, können die notwendigen Finanzmittel auf dem Kapitalmarkt beschafft werden. Die

ausgewiesenen Investitionen basieren auf der Leitstudie 2007, wurden jedoch um vermiedene Investitionen im konventionellen Kraftwerkspark bereinigt.

Tabelle 3-1: Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite

		Differenzinvestitionen					Diskontiert auf 2008 ⁴²
	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Strom (EEG)	Mrd. €	6,2	4,8	5,0	7,0	69,3	25,8

Die ab 2008 installierten EEG Anlagen erzeugen 2020 insgesamt 70,8 TWh Strom (Nitsch, 2007). Wird dieser Strom zu den angenommenen Marktpreisen bewertet, ergibt sich für das Jahr 2020 ein Marktwert von 4,2 Milliarden Euro. Insgesamt wird durch die betrachteten Anlagen Strom im Wert von 26 Milliarden Euro produziert.

Tabelle 3-2: Wert der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien

Reduzierter Energiebedarf	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Strom	TWh	3,9	11,7	41,3	70,8	465,4
Wert des Stroms	Milliarden Euro	0,2	0,6	2,3	4,2	26,0

Eine wesentliche Kenngröße für die Kosten der Erneuerbaren Energien sind die EEG Differenzkosten. Sie errechnen sich aus der Differenz des Fördervolumens der Erneuerbaren Energien und dem Marktwert des EEG Stroms. Die Differenzkosten für die hier betrachteten, neu zugebauten Anlagen erreichen im Jahr 2018 ihren Höchstwert mit 1,62 Milliarden Euro (berechnet auf Basis der Leitstudie 2007 unter Berücksichtigung der hier zugrunde gelegten Strompreise)⁴³.

⁴² Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 (Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen).

⁴³ Andere Darstellungen der jährlichen EEG-Differenzkosten berücksichtigen u.a. auch die Vergütungen für bereits installierte EEG-Anlagen. Werden nicht nur neu gebaute, sondern ebenso die bereits installierten EEG-Anlagen berücksichtigt, ergeben sich deutlich höhere Strommengen und CO₂-Vermeidungsbeiträge sowie – hiermit verbunden – auch höhere Vergütungszahlungen und Differenzkosten.

Tabelle 3-3: Kosten⁴⁴ (insbes. EEG-Differenzkosten⁴⁵ für ab 2008 installierte Neuanlagen)

Kosten	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Minderungskosten	Mrd. €	0,2	0,5	1,5	1,4	17,6

Aufgrund der Entwicklung der Strompreise und der sinkenden Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien kommt es in den folgenden Jahren zu deutlich sinkenden Differenzkosten. Im Jahr 2020 wird bereits ein Wert von 1,35 Milliarden Euro erreicht.

Durch die Verdrängung konventioneller Stromerzeugung entstehen durch die Erneuerbaren Energien erhebliche CO₂-Einsparungen. Auf Basis der Leitstudie ergibt sich für die ab 2008 neu installierten Anlagen im Jahr 2020 eine jährliche CO₂-Einsparung von ca. 50 Mt. Insgesamt werden die CO₂-Emissionen in der Betrachtungsperiode um 355 Mt reduziert. Somit gehört der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich zu den Maßnahmen mit den größten CO₂-Einsparungen innerhalb des Klimapakets.

Tabelle 3-4: Entwicklung der CO₂-Einsparung (für ab 2008 installierte Neuanlagen)

CO ₂ Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
	Mt	4,2	12,6	31,1	49,6	354,7

Bei einem angenommenen Zinssatz von 6 % ergibt sich für die betrachtete Periode ein begrenzter Kapitalwert von 9,5 Milliarden Euro. Bezogen auf die eingesparte CO₂-Menge ergibt sich somit ein Kapitalwert der CO₂-Minderungskosten von 27 Euro/t.⁴⁶

⁴⁴ Da durch das EEG keine nennenswerten Programmkosten für den Staat entstehen, werden hier abweichend von der Darstellung der anderen Maßnahmen nur die Differenzkosten in Anlehnung an die Leitstudie 2007 ausgewiesen (Differenz aus Stromgestehungskosten der Erneuerbaren und Strompreis) .

⁴⁵ siehe Fußnote 1

⁴⁶ Bei einem Vergleich mit bestehenden Studien ist zu berücksichtigen, dass hier nur die ab 2008 installierten Anlagen betrachtet werden. Das führt tendenziell zu niedrigeren Minderungskosten.

Tabelle 3-5: Zentrale Indikatoren Maßnahme 2 – Erneuerbare Energien im Strombereich

Begrenzter Kapitalwert ⁴⁷ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	9,5
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	27
Minderungskosten ⁴⁸ Euro/tCO ₂ im Jahr 2008	€2000/tCO ₂	44
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	27

3.2.2 Vergleich zur BDI/McKinsey-Studie⁴⁹

Ein Vergleich zu den Ergebnissen der aktuellen BDI Studie ist nicht möglich. Die von McKinsey vorgenommene Ausweisung der „Vermeidungskosten aus Akteursperspektive“ unter den Förderbedingungen des Jahres 2020, also bei Fortschreibung des EEG, führt zu einer gänzlich anderen Kalkulation. Letztendlich kann nur eine Aussage zu der Frage erfolgen, ob die Entwicklung der EEG-Degressionsraten die unterstellte Entwicklung der Technologiekosten korrekt abbildet.

3.2.3 Akteursbezogene Analyse

Ein weiterer wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die akteursbezogene Analyse, da verschiedene Akteure von den hier dargestellten Maßnahmen unterschiedlich profitieren bzw. belastet werden. Die notwendigen Investitionen in die Erneuerbaren Energien werden von Projektierern und Investoren aus dem freien Kapitalmarkt getragen. Die Rahmenbedingungen der Förderung sind so gesetzt, dass Investitionen und erneuerbare Stromerzeugungsanlagen rentabel sind. Die Differenzkosten müssen von den Konsumenten aufgebracht werden. Sie entstehen als Differenz aus Vergütung und Marktwert des erneuerbaren Stroms. Hierbei handelt es sich um eine vereinfachte Betrachtung, bei der weitere Effekte wie z.B. der strompreissenkende Effekt der Erneuerbaren Energien (siehe auch Sensfuß, Ragwitz 2007) bzw. die Kosten der Netzregelung nicht berücksichtigt werden können. Für den Staatshaushalt entstehen durch die Novellierung des EEG und den verbesserten ordnungsrechtlichen Rahmen keine nen-

⁴⁷ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁴⁸ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

⁴⁹ McKinsey & Company 2007. Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland

nenswerten zusätzlichen Belastungen. Somit entstehen auch keine nennenswerten Programmkosten.

4 Maßnahme 6 – Energiemanagement und Maßnahme 7 - Förderprogramme für den Klimaschutz und Energieeffizienz

Die Maßnahmen 6 und 7 werden - wegen starker Überschneidungen - gemeinsam behandelt: die Einführung von Energiemanagement in Betrieben und die Förderung der dabei ermittelten Maßnahmen bilden eine Einheit. Insbesondere werden die quantitativen Wirkungen in der Summe der beiden Maßnahmen ausgewiesen

4.1 Ausgestaltung der Maßnahme 6

4.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Das Ziel von Maßnahme 6 ist das Realisieren der umfangreichen, wirtschaftlich zu erschließenden Effizienzverbesserungspotenziale in der Industrie. Beispiele hierfür sind etwa die Verwendung energieeffizienter Antriebe, energiesparende Beleuchtungssysteme, Wärmenutzung, Optimierung von Feuerungsanlagen.

Die Umsetzung der Maßnahme sieht die Anreize für die Einführung von Energiemanagementsystemen in der Industrie vor. Energiemanagementsysteme sehen einen qualifizierten Energieberater vor, der die vorhandenen Potenziale zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Senkung von Kosten ermittelt und dokumentiert. Ergebnisse sind Empfehlungen, mit welchen Maßnahmen und zu welchen Kosten der Energieverbrauch reduziert werden kann, wodurch auch die CO₂-Emissionen sinken.

Die derzeitige Regelung, wonach Industriebetriebe umfangreiche Erleichterungen im Rahmen der Energie- und Stromsteuern genießen, läuft spätestens zum 31. Dezember 2012 aus. Vor diesem Hintergrund soll zur Durchsetzung der Maßnahme spätestens bis 2013 mit der deutschen Wirtschaft eine Vereinbarung über die Kopplung von Steuerermäßigungen an die Einführung eines Energiemanagements getroffen werden.

4.1.2 Wirkung der Maßnahme

Das Energiemanagement genießt in der Betriebsorganisation in Unternehmen der deutschen Wirtschaft und der Verwaltung bisher nur eine geringe Aufmerksamkeit. Dies ist nicht zuletzt eine Folge der Tatsache, dass der Anteil der Energiekosten an den Produktions- bzw. Verwaltungskosten relativ gering ist (im Durchschnitt in der Industrie rund 1,5 %, in den Dienstleistungssektoren unter 1 %). Lediglich in den großen Unternehmen der energieintensiven Branchen gibt es ein kompetentes Energiemanagement, zuweilen auch in KMU oder großen Unternehmen der Dienstleistungssektoren aufgrund einer Schwerpunktsetzung der Geschäftsleitung. Dies ist aber der Ausnahmefall.

Abhängig von der Betriebsgröße sowie der Energieintensität gibt es unterschiedlich gut geeignete Energiemanagementsysteme (siehe Tabelle 4-1).

Die Unterteilung nach den jährlichen Energiekosten der Betriebsstätten ergibt sich aus der Überlegung, dass Mindest-Transaktionskosten für die Teilnahme an lokalen lernenden Netzwerken in der Größenordnung von 5.000 € pro Jahr anfallen, die u.a. über die eingesparten Energiekosten (und im Falle der Verbesserung auf der Nutzenergie-Ebene auch über eingesparte Kapital- und Arbeitskosten) wieder aufgewogen werden müssen.

Tabelle 4-1: Ausprägungen geeigneter Energiemanagementsysteme in Abhängigkeit von der Betriebsgröße, den Jahresenergiekosten der Betriebe und der Energiekostenanteile

Jahresenergiekosten pro Betrieb [€ / a]	Energiekostenanteile an Produktionskosten	geeignetes Energie-Management	derzeit verbreitet
unter 200.000 €	kleiner 2 %	externe Beratung, örtliche Kurz-Seminare für technische Leiter, Gebäudeleittechnik	mittel bis gering
	größer 2 %	branchen-spezifische Beratung und Fortbildung für technische Leiter, Prozessleittechnik	mittel, verbesserungsbedürftig
200.000 bis 20 Mio. €	unerheblich	lokale lernende Netzwerke, externe Beratung zu Fachfragen, Fortbildung der Energieverantwortlichen und des Fachpersonals; Prozess- und Gebäudeleittechnik, Energiemanagementsysteme, Investitions-Berechnungshilfen	sehr gering, mehr als 300 Netzwerke wären in D möglich
größer 20 Mio. €	unerheblich	unternehmensweite, globale lernende Netzwerke, Fortbildung der Energieverantwortlichen und des Fachpersonals; Prozess- und Gebäudeleittechnik, Energiemanagementsysteme, Investitions-Berechnungshilfen	meist vorhanden, häufig sehr verbesserungsfähig bzgl. globaler Austausch, neue Technologien

Quelle: Jochem et al. 2007

Bei den Betrieben mit Jahresenergiekosten unter 200.000 €, aber Energiekostenanteilen über 2 % (z.B. der Ziegel-, Keramik- oder Lebensmittel-Industrie oder der Metallverarbeitung) hat die Fortbildung der technischen Leiter bzgl. der Prozesstechnik eine besondere Bedeutung.

Die Investitionsberechnungshilfen für einfache und komplexe technische Lösungen sind häufig nicht verfügbar; sie sind häufig eigene Entwicklungen der beratenden Ingenieure. Diese Entwicklungen sind ungeprüft und auch einer Qualitätskontrolle entzogen. Sie haben in aller Regel sehr einfache "Wirtschaftlichkeitsberechnungen", die nur an der Amortisationszeit (als Risikomaß) orientiert sind und keine begleitenden Nutzen ausweisen. Deshalb kommt es zu gravierenden Fehlempfehlungen beratender Ingenieure und Fehlentscheidungen der Betriebsleitungen. Hier müsste ein Schwerpunkt der öffentlichen Förderung von öffentlich verfügbaren und geprüften Investitionsberechnungstools ansetzen. Positives Beispiel sind die Berechnungshilfen für Effizienzinvestitionen im Bereich der Druckluft, gefördert vom Bundesamt für Energie in Bern und öffentlich verfügbar.

Die lokalen lernenden Netzwerke sind ein besonders interessantes Instrument zur Verminderung der Transaktionskosten bei der Suche nach energieeffizienten Lösungen. Durch den moderierten Erfahrungsaustausch unter Kollegen ist der Wissenstransfer sehr schnell und effizient; die Beobachtungen in der Schweiz und in Deutschland zeigen, dass die Energieeffizienz bei Betrieben der Netzwerke um den Faktor 2 bis 3 über Jahre schneller steigen als der Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes (Bürki 2007, Jochem et al. 2006, Jochem/Gruber 2007).

Die globalen lernenden Netzwerke von großen Unternehmen sind eine weitere Chance für diesen Typ der großen Betriebe mit weltweit verteilten Betriebsstätten der betroffenen Unternehmen. Positive (bekannte) Beispiele sind BP (15 % Energieeinsparung in drei bis vier Jahren) oder Procter & Gamble mit ähnlichen Einsparerfolgen in vier Jahren, wobei der deutsche Betriebsstandort die weltweite Technologieführerrolle im Unternehmen hat.

4.2 Anmerkungen zu den Kosten für Maßnahme 6

Aufgrund der starken Überschneidungen mit Maßnahme 7 werden weder die CO₂ Einsparungen noch die damit verbundenen Kosten für Maßnahme 6 einzeln quantifiziert. Vielmehr sind diese in den Berechnungen zum Energieeffizienzfond bereits enthalten. Die rechnerische Trennung dieser beiden Maßnahmen wäre nicht sinnvoll, da sie sich gegenseitig ergänzen. So ist es das vorrangige Ziel der Energiemanagementsysteme in Maßnahme 6, vorhandene Energieeinsparpotenziale aufzudecken, um so konkrete Verbesserungsmaßnahmen formulieren zu können. Erst bei der Umsetzung der Maßnahmen setzt die Rolle des Effizienzfonds an, indem er Beihilfen zur Investition bereitstellt.

Auch wenn die Berechnungen aufgrund der Überschneidungen nicht getrennt von Maßnahme 7 durchgeführt werden können, so sollen im Folgenden die möglichen Ein-

sparungen und die mit den Energiemanagementsystemen verbundenen Kosten diskutiert werden.

Es liegen keine quantitativen Schätzungen dazu vor, in welchem Umfang die Betriebe infolge der Einführung von Energiemanagementsystemen Energieeinsparungen realisieren werden. Auch im Bericht der Arbeitsgruppe 3 „Forschung und Energieeffizienz“ zum Energiegipfel am 3. Juli 2007 wird dieses Instrument zwar genannt, es werden ihm aber keine quantitativen Wirkungen zugerechnet.

Nach Schätzungen von Jochem könnten bei laufenden 300 lernenden Netzwerken zur Energieeffizienz nach einer Laufzeit von vier bis fünf Jahren zusätzlich 5 Mio. t CO₂ vermieden werden (Jochem et al. 2007). Die dafür in Frage kommenden Betriebe machen etwa 60 % der Industriebetriebe aus und etwa die Hälfte der Unternehmen, wenn man die großen Unternehmen der Dienstleistungssektoren mit einbezieht.

Unterstellt man bei vergleichbaren Anstrengungen zur Verbesserung des Energiemanagements in den zwei anderen Zielgruppen (unter 200.000 € und über 20 Mio. € Jahresenergiekosten) vergleichbare Erfolge, so dürfte das realisierbare Potential dieses Paketes bei 10 Mio. t CO₂ bis 2020 liegen. Technologisch liegt der Schwerpunkt auf den Querschnittstechnologien in den ersten beiden Zielgruppen (d.h. im Bereich der elektrischen Antriebssysteme, der Beleuchtung, der Raumheizung, -lüftung und -Klimatisierung, der Abwärmenutzung und der KWK-Technik). Die Investitionsmaßnahmen sind meist in hohem Maße rentabel (meist zwischen 10 % und 50 % interne Verzinsung, wobei begleitende Nutzen wegen mangelnder Quantifizierung häufig nicht mitgerechnet wurden, ebensowenig die betriebsinternen Transaktionskosten).

Die Programmkosten für die lernenden Netzwerke belaufen sich auf weniger als 10 € je vermiedene t CO₂ (Jochem et al. 2006).

Getragen werden die Kosten sowohl vom Staat als auch von den Unternehmen, die Energiemanagementsysteme aufbauen. Die Höhe der Kosten für den Staat hängt von der Höhe der Förderung ab. Es ist denkbar, dass sie in der Höhe der Reduzierung der Vergünstigungen von Energie- und Stromsteuern in der Industrie liegen. Die Kosten, die der Industrie für die Umsetzung der identifizierten Einsparmaßnahmen entstehen, sollten durchweg niedriger als die dadurch eingesparten Energiekosten sein.

4.3 Ausgestaltung der Maßnahme 7

4.3.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Zielsetzung der Maßnahme 7 ist die zusätzliche Mobilisierung von Effizienzpotenzialen durch einen Ausbau bzw. die Neuauflage von Förderprogrammen. Explizit ausgenommen sind Förderprogramme im Gebäudebereich, die im Rahmen anderer Maßnahmen

behandelt werden. Um generell Doppelzählungen zu vermeiden, wird außerdem angenommen, dass sich die hier angesprochenen Förderprogramme im Wesentlichen an gewerbliche Unternehmen, d. h. die Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie (vor allem KMU) richten.

Um die im Bereich thermischer und elektrischer Nutzung von Energie in gewerblichen Unternehmen (insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen) bestehenden Einsparpotenziale stärker als bisher auszuschöpfen, sind verschiedene Maßnahmen denkbar:

- Finanzielle Anreize für die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen (wie beispielsweise eine Verbesserung und Ausweitung der Kreditprogramme der KfW).
- Förderung der Energieberatung (Energie-Audit). Zu denken ist insbesondere an direkte Zuschüsse zu Initialberatungen von KMU, wobei für die Beratungen Qualitätsstandards festzulegen wären⁵⁰.
- Als weitere unterstützende Maßnahme ist ein IT-gestütztes Energie-Benchmarking zu nennen, d. h. das Angebot von Vergleichsmöglichkeiten mit anderen Betrieben innerhalb einer Branche oder für Bereiche mit homogenen Energieverbrauchsmustern.
- Generell sollten finanzielle Anreizprogramme von Maßnahmen im Bereich Information und Entscheidungsunterstützung flankiert werden (sog. "Aufmerksamkeitsprogramme" (ARP), die national oder ggf. auch EU-weit koordiniert werden. Teile eines solchen Aufmerksamkeitsprogrammes könnten sein: Werbekampagnen, Demonstrations- und Pilotvorhaben, Messkampagnen, Wettbewerbe und Preise, Informationskampagnen, Aus-, Fort- und Weiterbildungen.

Eine organisatorische Gestaltungsmöglichkeit für die genannten Maßnahmen könnte die Einrichtung eines so genannten "Energieeffizienzfonds" darstellen, der die zentrale Anschubfinanzierung, Koordination und Steuerung der genannten Maßnahmen übernimmt und diese mit bereits bestehenden Politiken und Maßnahmen verknüpft.⁵¹ Die Einrichtung eines Fonds für die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen wird auch in Artikel 11 der Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (EDL-RL) als eine Umsetzungsmöglichkeit für die Mitgliedstaaten genannt. Mit dem vom BMWi und der KfW Förderbank geplanten "Sonderfonds Energieeffizienz in KMU", der Anfang 2008 starten soll, gibt es bereits eine entsprechende

⁵⁰ Beispielsweise eine Orientierung an der VDI-Richtlinie 3922 „Energieberatung für Industrie und Gewerbe“ oder dem „Leitfaden für das betriebliche Energiemanagement“ des Umweltbundesamtes.

⁵¹ Eine Reihe von Vorschlägen für die mögliche Ausgestaltung eines solchen Fonds, der in einigen EU-Ländern wie UK oder Dänemark bereits eingerichtet wurde, liegen auch für Deutschland vor (u. a. Irrek/Thomas 2006; Schlomann/Jochem 2000).

Aktivität, die sich unter der Maßnahme 7 einordnen lässt (BMW 2007; KfW 2007; Gruber/Jochem 2006).

4.3.2 Wirkung der Maßnahme

Da es sich bei der Maßnahme 7 um ein sehr heterogenes Bündel unterschiedlicher möglicher Aktivitäten handelt, deren Wirkung sich im Einzelnen nur schwer quantifizieren lässt, wurden für die Wirkungsabschätzung folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Die in den Sektoren GHD und Industrie (vor allem KMU) grundsätzlich existierenden Energieeinsparpotenziale, die mittels der Maßnahme 7 stärker ausgeschöpft werden können, basieren auf den Abschätzungen des Fraunhofer ISI im Rahmen der Studie "Politikzenarien III" (Markewitz/Ziesing 2004). Bis zum Jahr 2020 wurden dort folgende wirtschaftliche Einsparpotenziale ermittelt⁵²:
 - Thermische Nutzung von Energie im Sektor Industrie: 111 TWh
 - Elektrische Querschnittstechniken Industrie: 7,1 TWh
 - Thermische Nutzung von Energie im Sektor GHD: 7,7 TWh
 - Elektrische Querschnittstechniken GHD: 13,4 TWh
- In einem zweiten Schritt wurde abgeschätzt, wie hoch das gesamte jährliche Volumen der finanziellen Förderprogramme ausfallen müsste, um diese Einsparpotenziale vollständig auszuschöpfen. Dabei wurde auf Erfahrungswerte zu durchschnittlichen Programmkosten pro eingesparter TWh Energie aus vergleichbaren Maßnahmenevaluierungen zurückgegriffen, wie sie u. a. im Rahmen der bereits vorliegenden Untersuchungen zu einem Energieeffizienzfonds für Deutschland (Irrek/Thomas 2006; Schlomann/Jochem 2000) durchgeführt wurden. Zur vollständigen Ausschöpfung der genannten Einsparpotenziale in gewerblichen Unternehmen wäre demnach ein jährliches Fondsvolumen von rund 500 Mio. Euro erforderlich. Mit dem hier vorgesehenen Programmvolumen von 300 Mio. Euro pro Jahr ab 2009 (und 100 Mio. Euro in 2008) ließen sich die genannten Einsparpotenziale damit zu rund 60 % ausschöpfen.

4.4 Quantifizierung der Kosten für die Maßnahmen 6 und 7

Die Differenzinvestitionen sind die durch die zusätzlichen Förderprogramme induzierten Investitionen im gewerblichen Bereich. Hier wurde, wiederum basierend auf vorliegenden Evaluierungen ähnlicher Programme, vereinfachend angenommen, dass die Programmkosten rund 20 % der Gesamtinvestition abdecken.

⁵² Ohne Elektromotoren, die in Maßnahme 8 behandelt werden.

	Einheit	Differenzinvestition				Diskontiert auf 2008 ⁵³
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
	Mrd. €	1,8	1,8	1,8	22,2	10,7

Die abgeschätzten Energieeinsparungen basieren auf der bereits oben erläuterten Annahme, dass sich mit dem hier unterstellten jährlichen Programmvolumen bis zum Jahr 2020 rund 60 % der wirtschaftlichen Einsparpotenziale thermischer Energienutzung und elektrischer Querschnittstechniken in den Sektoren GHD und Industrie ausschöpfen lassen.

Reduzierter Energiebedarf	Einheit	2010	2015	2020	2008-2020
Strom	TWh	1,8	6,9	12,3	77,5
Wärme	PJ	12,1	46,8	83,2	523,7
Summe	PJ	18,6	71,7	127,7	802,5

Da es sich bei den hier betrachteten gewerblichen Energienutzern vorwiegend um kleine und mittlere Unternehmen handelt, deren Stromtarife generell leicht über denen von Haushaltskunden liegen, wurde für die monetäre Bewertung der Energieeinsparungen der Strompreis für Niederspannung zu Grunde gelegt.

Strompreise ⁵⁴	Einheit	2008	2010	2015	2020
Industrie (Niederspannung)	€ / kWh	0,180	0,180	0,177	0,173
Erdgas	ct / kWh	5,0	5,4	5,5	5,5

Aus dem jährlich eingesparten Energiebedarf und den entsprechenden Energiepreisen ergeben sich dann die nachfolgend dargestellten monetären Einsparungen.

Vermiedene Energiekosten	Einheit	Nicht diskontiert				Diskontiert auf 2008
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
	Mrd. €	0,4	1,9	3,2	20,6	11,1

Die aus dem reduzierten Energiebedarf resultierende CO₂-Einsparung stellt sich wie folgt dar:

⁵³ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 (Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen).

⁵⁴ Aus Politikszenerarien IV, S. 84 (Öko Institut et al. 2007)

CO ₂ -Intensität ⁵⁵	Einheit	2008	2010	2015	2020
Stromerzeugung	kg CO ₂ /kWh	0,552	0,521	0,499	0,465

CO ₂ -Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Strom	Mt	0,1	0,9	3,5	5,8	37,8
Wärme	Mt	0,1	0,7	2,6	4,7	29,3
Summe	Mt	0,2	1,6	6,1	10,4	67,2

Die Programmkosten beinhalten im Fall der Maßnahmen 6+7 die Kosten zusätzlicher staatlicher Förder- und Informationsprogramme für gewerbliche Unternehmen. Die dafür verfügbaren Budgetmittel werden hier mit 300 Mio. Euro pro Jahr ab 2009 angesetzt (2008: 100 Mio. Euro). Diese staatliche Förderung ist in den oben angegebenen 1,8 Mrd. Euro Differenzinvestitionen bereits enthalten.

Programmkosten	Einheit	Nicht diskontiert				Diskontiert auf 2008
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
	Mrd. €	0,3	0,3	0,3	3,7	2,4

Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme wurde mit einem Kalkulationszinssatz von 8 % berechnet. Über den gesamten Bilanzzeitraum 2008-2020 ergibt sich ein geringfügig positiver Kapitalwert von 0,3 Mrd. Euro. Die negativen Minderungskosten im Jahr 2020 von 22 Euro pro Tonne CO₂ zeigen, dass es sich hier mittel- bis langfristig um eine rentable Maßnahme zur CO₂-Reduktion handelt.

Tabelle 4-2: Zentrale Indikatoren Maßnahmen 6+7 – Energiemanagement / Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz

Begrenzter Kapitalwert ⁵⁶ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	0,3
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	4,4
Minderungskosten ⁵⁷ Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-22

⁵⁵ Aus Politikszenerarien IV, S. 84 (Öko Institut et al. 2007)

⁵⁶ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁵⁷ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

5 Maßnahme 8 - Energieeffiziente Produkte

5.1 Ausgestaltung der Maßnahme

5.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Das Ziel von Maßnahme 8 ist die Erhöhung des Marktanteils energieeffizienter Geräte durch Mindesteffizienzstandards und verbraucherfreundliche Kennzeichnung der stromverbrauchenden Geräte.

Die politischen Instrumente zur Ausgestaltung dieser Maßnahme beruhen vorwiegend auf zwei europaweiten Vorgaben. Diese sind allerdings noch nicht konkret ausgestaltet und somit in den Mitgliedsstaaten noch nicht umgesetzt, so dass zur Berechnung der zukünftigen Auswirkungen im Rahmen dieser Betrachtung einige Annahmen getroffen werden.

Zum einen wird angenommen, dass die EU-Richtlinie 2005/32/EG zur „Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte“ (kurz: EU Ökodesign Richtlinie) zu Mindeststandards bezüglich des Energieverbrauchs vieler Produkte im Haushalt sowie in der Industrie führen wird.

Zum anderen wird unterstellt, dass die energieverbrauchsbezogene Produktkennzeichnung von elektrischen Geräten auf weitere Gerätegruppen ausgedehnt und schneller an den technologischen Fortschritt angepasst wird. Ein mögliches Instrument ist der so genannte „Top Runner“ Ansatz, welcher die geforderten Mindeststandards in festen Intervallen anhand des jeweils besten Gerätes dynamisch anpasst. Dafür müsste ggf. die EU Richtlinie 92/75/EWG „über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch Haushaltsgeräte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen“ (kurz EU Labelling Richtlinie) revidiert werden.

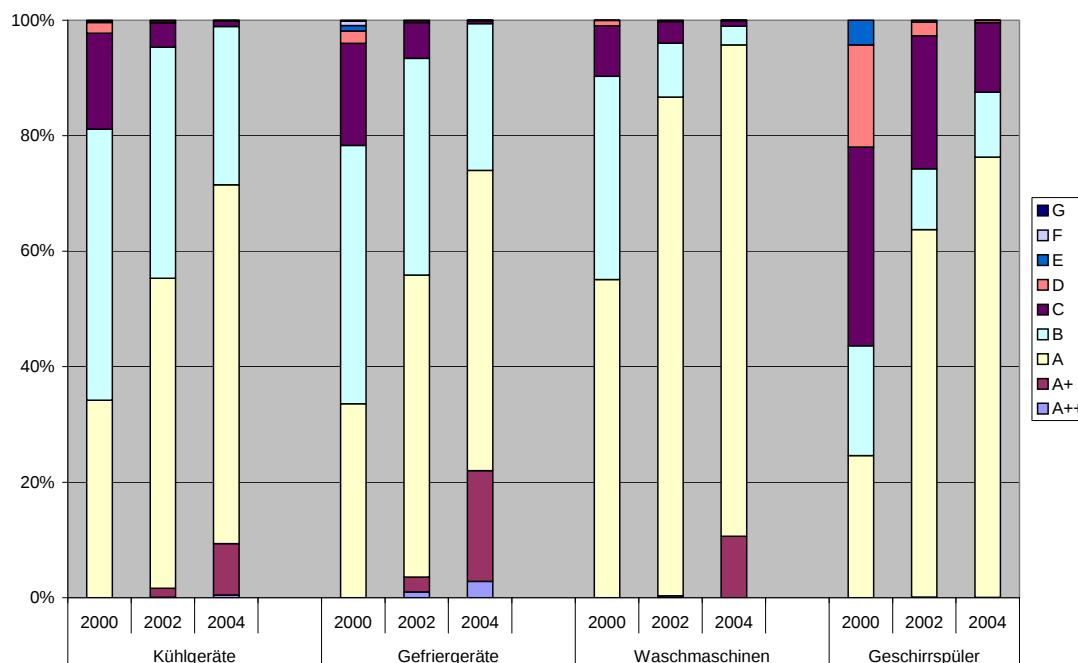
Für die nationale Umsetzung dieser beiden EU-weiten Entwicklungen wurden die folgenden Annahmen getroffen.

- Festlegung anspruchsvoller Mindeststandards auf Grundlage der EU Ökodesign Richtlinie und regelmäßige Dynamisierung ("Top Runner-Ansatz").
- Verschärfung und Dynamisierung der verpflichtenden Produktkennzeichnung auf Grundlage der EU Labelling Richtlinie.
- Mindeststandard für Elektromotoren (in Industrie und Gewerbe) auf Niveau der Wirkungsgradklasse EFF1 ab 2012, zusätzlich Labels für noch effizientere Motoren.

5.1.2 Wirkung der Maßnahme

Es wird davon ausgegangen, dass es gelingt, den Marktanteil hocheffizienter elektrischer Haushaltsgeräte deutlich zu erhöhen, indem verbindliche Mindeststandards festgelegt werden, sobald eine Ausweitung, Verschärfung und Dynamisierung des Labeling realisiert wird. Abbildung 5-1 zeigt die heutigen Verkaufsanteile der großen elektrischen Haushaltsgeräte in Deutschland nach Energieeffizienzklassen. Für die Zukunft wird angenommen, dass aufgrund der oben beschriebenen Maßnahmen überwiegend nur noch Geräte in der jeweils höchsten Effizienzklasse verkauft werden und dass damit bis 2020 sukzessive der durchschnittliche spezifische Stromverbrauch pro Gerät gegenüber dem heutigen Stand deutlich zurückgeht.

Abbildung 5-1: Verkaufsanteile elektrischer Haushaltsgeräte in Deutschland nach Effizienzklassen



Quelle: GfK 2006

Des Weiteren wird mit einer deutlichen Reduzierung der Leerlaufverluste durch den verpflichtenden Einbau netztrennender Schalter und eine verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs elektrischer und elektronischer Geräte (oder verpflichtender Mindeststandards) gerechnet.

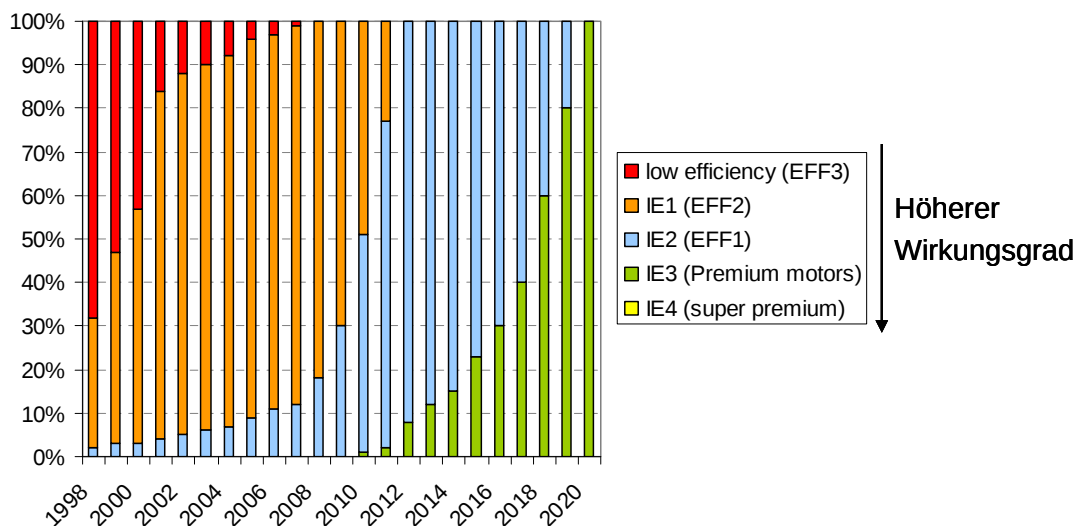
Die durch die genannten Maßnahmen für elektrische Haushaltsgeräte und Standby erzielten Stromeinsparungen wurden vom Fraunhofer ISI kürzlich im Rahmen der Studie "Politikszenerarien IV" (Öko-Institut et al. 2007) abgeschätzt und für diese Untersuchung übernommen.

Bei Elektromotoren in Industrie und Handwerk ist das zentrale Instrument der Mindeststandard, welcher hier ab 2012 als verpflichtend für die meisten verkauften Elektromotoren angenommen wurde. Den Berechnungen wurde ein Vorschlag der Internationalen Elektrotechnischen Kommission bezüglich der Ausgestaltung von Mindeststandards für Elektromotoren zugrunde gelegt. Die motorbezogenen Größen wie Preise und Laufzeit sind mit de Almeida (2007) abgeglichen.

Von einer reinen Produktkennzeichnung werden nur sehr niedrige Effekte in Richtung einer beschleunigten Marktdurchdringung effizienterer Motoren erwartet.

Die unterlegten Annahmen führen zu der in Abbildung 5-2 gezeigten Entwicklung der Marktanteile von Elektromotoren. Es wird deutlich, dass bis 2012 alle verkauften Motoren, die unter die Mindeststandard Anforderungen fallen, EFF1 bzw. noch effizientere Motoren sind. Die noch effizientere Klasse der „Premium Motoren“ setzt sich bis 2020 am Markt durch, hervorgerufen durch anspruchsvollere Mindeststandards ab 2020. Bei der Interpretation dieser Marktanteile muss berücksichtigt werden, dass es je nach Lebensdauer der Motoren 10 bis 20 Jahre dauern kann, bis sich eine Veränderung der Marktanteile vollständig im Bestand der Motoren niedergeschlagen hat.

Abbildung 5-2: Marktanteile von Elektromotoren nach Effizienzklassen



Quelle: eigene Berechnungen (bis 2004 aus de Almeida 2007)

5.2 Quantifizierung der Kosten

Der größte Teil der Kosten energieeffizienter Produkte liegt in der Differenz zwischen dem Preis für ein Standardprodukt und einem effizienteren Produkt mit ansonsten gleichen Eigenschaften. Der Mehrpreis wird bei Haushaltsgeräten von den Konsumenten getragen, bei Elektromotoren von den Industrieunternehmen, die in effiziente Motoren investieren. Auffällig ist, dass die Investitionen für Haushaltsgeräte von 2008 an absin-

ken. Dies ist vorwiegend auf die angenommene Kostendegression von effizienten Haushaltsgeräten zurückzuführen, wodurch der Mehrpreis bis 2020 auf 20 % des Mehrpreises von 2008 absinkt. Diese Annahme basiert auf den Erfahrungen im Zeitraum 1996-2004, in welcher der Preis der anfänglich effizientesten Klasse zum Ende den Preis des marktdurchschnittlichen Gerätes erreicht.

Da effiziente Elektromotoren später den Markt durchdringen, setzt auch die Kostendegression später ein und beeinflusst die Investitionen nicht mehr so stark wie das bei den Haushaltsgeräten der Fall ist.

Das Vermeiden von Standbyverbrauch ist mit sehr niedrigen Differenzinvestitionen verbunden. Werte unter 1 W werden ohne nennenswerte Preisdifferenzen zu Geräten mit höherem Standbyverbrauch erreicht.

Zu beachten ist, dass die Investitionen mit einer Lebensdauer der Produkte von beispielsweise 12 bis 20 Jahren für Elektromotoren oder durchschnittlich 13 Jahren für Haushaltsgeräte einhergehen. Energieeinsparungen werden daher auch noch nach 2020 erzielt.

	Einheit	Differenzinvestition				Diskontiert auf 2008 ⁵⁸
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Elektromotoren	Mio. €	25	63	107	744	251
Haushaltsgeräte	Mio. €	92	60	27	860	675
Summe	Mio. €	117	123	134	1604	926

Reduzierter Strombedarf	Einheit	2010	2015	2020	2008-2020
Elektromotoren	TWh	0,1	3,7	14,7	57
Haushaltsgeräte	TWh	3,6	11,7	16,3	120,7
Summe	TWh	3,7	15,4	31,0	177,7

Die unterschiedliche Höhe der Strompreise für Industriekunden und Haushalte führt im Ergebnis der Investitionsrechnung zu deutlich niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten bei den Haushalten.

⁵⁸ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 – Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen.

Strompreise⁵⁹	Einheit	2008	2010	2015	2020
Industrie (Mittelspannung)	Euro /kWh	0,092	0,092	0,090	0,089
Haushalte	Euro /kWh	0,180	0,180	0,176	0,173

Aus dem jährlich eingesparten Stromverbrauch und den entsprechenden Strompreisen für Haushalte bzw. Industrie ergeben sich die folgenden monetären Einsparungen.

Vermiedene Stromkosten	Einheit	Nicht diskontiert				Diskontiert auf 2008
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Elektromotoren	Mio. €	9	334	1305	5093	2433
Haushaltsgeräte	Mio. €	649	2092	2894	21558	15871
Summe	Mio. €	658	2426	4200	26652	18304

CO₂ Intensität⁶⁰	Einheit	2008	2010	2015	2020
Stromerzeugung	kg CO ₂ /kWh	0,552	0,521	0,499	0,465

CO₂ Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Elektromotoren	Mt	0	0,05	1,8	6,8	27,3
Haushaltsgeräte	Mt	0,5	1,9	6,0	8,2	61,5
Summe	Mt	0,5	1,95	7,8	15,0	89,0

Die Programmkosten setzen sich zusammen aus administrativen Kosten der Programme und dem Aufbau einer unabhängigen Infrastruktur für das Testen von Energieverbrauch bzw. Wirkungsgrad der jeweiligen Produkte. Auch die Kosten begleitender informativer Maßnahmen (z.B. Ausweitung der "Initiative EnergieEffizienz", "Stand-by-Kampagne") sind in den Programmkosten enthalten. Alle Programmkosten werden vom Staat getragen.

Programmkosten	Einheit	Nicht diskontiert				Diskontiert auf 2008
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Elektromotoren	Mio. €	2	2	2	26	17,1
Haushaltsgeräte	Mio. €	2,4	2,4	2,4	31,2	24,9
Summe	Mio. €	4,4	4,4	4,4	57,2	42,0

⁵⁹ Aus Politikszenerarien 4 „Mit weiteren Maßnahmen“-Szenario

⁶⁰ Aus Politikszenerarien 4 „Mit weiteren Maßnahmen“-Szenario

Der begrenzte Kapitalwert wurde mit einem Kalkulationszinssatz von 4 % für Haushalte und 8 % für die Industrie berechnet. Der in beiden Fällen für den gesamten Betrachtungszeitraum positive Kapitalwert zeigt bereits, dass Maßnahme 8 rentabel ist. Bei Betrachtung der Minderungskosten fällt zunächst auf, dass diese für Haushaltsgeräte deutlich niedriger als für Elektromotoren sind. Vorwiegend zwei Gründe liegen hinter diesen Abweichungen. Zum einen sind die angenommenen Strompreise bei den Haushalten doppelt so hoch wie in der Industrie und zum anderen beginnt die hinterlegte Kostendegression für Haushaltsgeräte früher als dies für die betrachteten Elektromotoren der Fall ist.

Gesamtbetrachtung Energieeffiziente Produkte: Elektromotoren

Begrenzter Kapitalwert ⁶¹ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	2,2
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	79
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-176

Gesamtbetrachtung Energieeffiziente Produkte: Haushaltsgeräte

Begrenzter Kapitalwert der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	15,2
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	246
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-341

Tabelle 5-1: Zentrale Indikatoren Maßnahme 8 – Energieeffiziente Produkte: Elektromotoren und Haushaltsgeräte

Begrenzter Kapitalwert ⁶² der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	17,3
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	195
Minderungskosten ⁶³ Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-266

⁶¹ Gebildet wurde der Kapitalwert der annuisierten Investitionen bis 2020 für das Jahr 2008.

⁶² Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁶³ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Maßnahme 8, wenn sie mit anspruchsvollen Mindeststandards umgesetzt wird, wirtschaftlich ist. Das gilt sowohl für die volkswirtschaftliche Perspektive als auch für die Perspektive des einzelnen Konsumenten.

5.3 Beispielberechnung

5.3.1 A++ Kühlschrank

Damit der Verbraucher beim Kauf eines neuen Kühlschranks auch den Energieverbrauch mit in seine Entscheidung einbeziehen kann, müssen alle in der EU verkauften Kühlschränke im Hinblick auf ihren Energieverbrauch gekennzeichnet werden. Wurden Ende der 90er Jahre in Deutschland noch vorwiegend A, B und C Geräte verkauft, so nimmt seit 2001 auch der Anteil der effizienteren A+ und A++ Geräte deutlich zu.

Dass sich die Entscheidung für einen effizienteren Kühlschrank rentiert, zeigt folgendes Beispiel. Ein alter Kühlschrank soll ersetzt werden und der Kunde hat die Entscheidung zwischen einem A++ Gerät und einem billigeren A Gerät. Das A Gerät verbraucht pro Jahr etwa 150 kWh, während das A++ Gerät bei gleicher Ausstattung mit 85 kWh auskommt. Folglich würde die durch den A++ Kühlschrank eingesparte Energie die Stromrechnung um ungefähr 11 Euro pro Jahr reduzieren. Geht man von einem Mehrpreis von 50 Euro für ein A++ Gerät aus, so rentiert sich der Kauf des effizienteren Kühlschranks abhängig von der Investitionsrechnung nach etwa 5 Jahren. Dieser Amortisationszeit steht eine durchschnittliche Lebensdauer von 15 Jahren entgegen.

5.3.2 Hocheffizienter Elektromotor in der Industrie

Beispiel: Kauf eines effizienteren (EFF1) anstatt eines „normalen“ (EFF2) Motors (bei unveränderten Investitionszyklus).

Elektromotoren werden in sämtlichen Branchen in Industrie und Handwerk eingesetzt und sind für einen Großteil des Stromverbrauchs verantwortlich. Trotzdem wird die Kostenersparnis von effizienteren Motoren häufig unterschätzt bzw. bei der Investitionsentscheidung nicht in Erwägung gezogen. Stattdessen wird die Entscheidung anhand des einmalig zu zahlenden Motorpreises gefällt und der vermeintlich „günstigere“ Motor gewählt.

Dass jedoch in den meisten Fällen der effizientere Motor über die Lebenszeit betrachtet auch der günstigere ist, zeigt folgendes simple Rechenbeispiel. In einem Industriebetrieb wird ein typischer Motor mit 11 kW für den Antrieb einer Pumpe verwendet und die Investition in einen neuen Motor steht an. Zur Auswahl steht ein „normaler“ (EFF2) Motor und ein effizienterer (EFF1) Motor. Nimmt man eine mittlere jährliche Laufzeit von 3000 Volllaststunden an, so würde die Anschaffung des effizienteren Motors pro

Jahr Einsparungen von ca. 1000 kWh bzw. 100 Euro mit sich bringen. Da auch der Mehrpreis für den effizienteren Motor bei gut 100 Euro liegt, rentiert sich die Investition bereits nach ungefähr einem Jahr.

Auch der Austausch eines „durchschnittlichen“ Motors im Bestand der Industrie durch einen Effizienzmotor noch vor dem Ende der Lebensdauer weist typischerweise Amortisationszeiten von ein bis drei Jahren auf.

Generell lässt sich sagen, dass sich die Investition in einen effizienten Motor in den meisten Fällen rentiert und mit relativ kurzen Amortisationszeiten verbunden ist. Dies ist vorwiegend auf den hohen Anteil der Stromkosten und den niedrigen Anteil des Motorpreises an den gesamten Kosten über die Lebenszeit des Motors zurückzuführen.

6 Übergreifende Erläuterungen zu den Maßnahmen im Gebäudebereich (Maßnahmen 10, 12, 13, 14, 15)

6.1 Übersicht der zugrunde liegenden sektoralen Entwicklungen nach Politikszenarios IV

Die Bewertung des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) erfolgt für die Einzelmaßnahmen im Gebäudesektor auf der Grundlage des Forschungsvorhabens „Politikszenarios für den Klimaschutz IV“ [Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)]. In diesem Projekt werden Szenarien für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus deutschen Quellsektoren für den Zeitraum 2000 bis 2030 erarbeitet. Im Rahmen der Szenarienanalyse erfolgt für den Gebäudesektor eine detaillierte Bewertung der bisher ergriffenen Minderungsmaßnahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario sowie der Wirkung von zusätzlichen Maßnahmen im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario. Als Referenzniveau für die Berechnung der Einsparungen dient das fiktive Ohne-Maßnahmen-Szenario.

In den Berechnungen der Einzelmaßnahmen werden für die CO₂ - Emissionen und die Energieverbräuche die Mengenentwicklungen gemäß dem Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario unterstellt. Die Kostenanalysen stützen sich auf diese Mengenentwicklungen.

Die Energieeinsparverordnung (Maßnahme 10A), wie hier parametrisiert, ist mit den Maßnahmen 10B, 12, 13, 14 und 15 nicht doppelzählfrei. Nach den Berechnungen sind die Maßnahmen 12, 13 und 15 vollständig, die Maßnahme 10B zur Hälfte und die Maßnahme 14 zu 65 % in der Energieeinsparverordnung enthalten.

6.1.1 Zugrunde liegende Maßnahmen

Ohne-Maßnahmen-Szenario

In diesem Szenario wird unterstellt, dass weder eine Sanierung der Gebäudehülle noch eine Erneuerung der Heizungsanlage erfolgt. Es werden lediglich Bestandsveränderungen durch Neubauten und Abrisse berücksichtigt.

Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Dieses Szenario zeigt die langfristigen Auswirkungen der heutigen Sanierungspraxis. Die Trends der laufenden, staatlich initiierten Minderungsmaßnahmen und sonstiger autonomer Modernisierungsaktivitäten werden bis 2030 fortgeschrieben.

In Tabelle 6-1 sind die wichtigsten nicht quantifizierbaren Maßnahmen mit aufgenommen. Die autonom, d.h. ohne Förderung, durchgeführten Maßnahmen werden, bedingt durch das Rechenverfahren, ebenfalls mit erfasst.

Tabelle 6-1: Übersicht der Maßnahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario

Ordnungsrechtliche Maßnahmen • EnEV • Einführung des Energie-
Monetäre Förderung • KfW-Förderprogramme • Marktanreizprogramm Solarthermie • Marktanreizprogramm Biomasse • Förderung der Energiebera-
Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung, Innovation • Initiativen und Kampagnen • Einrichtung und Ausbau der Dena • Weiterbildungs- und Qualitätsoffensiven • F&E im Gebäude- und Heizungsbe-

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Hier wird gefordert, dass die CO₂-Emissionen bis 2030 auf ein deutlich niedrigeres Niveau als im MMS reduziert werden. Die Umsetzung des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios erfordert zusätzliche Maßnahmen, die in der Tabelle 6-2 aufgelistet sind.

Tabelle 6-2: Die wichtigsten Maßnahmen im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario

Ordnungsrechtliche Maßnahmen • Verschärfung der EnEV
Technische Maßnahmen • Forcierte Einführung hocheffizienter Heizkessel und Systemtechniken • Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien • Verdopplung der Potenzialausnutzung von bisher 32% auf 65%
Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung, Innovation, Qualitätsoffensiven • Deutliche Verstärkung der Maßnahmen gegenüber MMS

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

6.1.2 CO₂-Emissionen und Energieverbrauch

Die folgenden Tabellen zeigen die sektorale Entwicklung der CO₂-Emissionen und des Energieverbrauchs für „Raumwärme und Warmwasser“ im Wohngebäude- und im Nichtwohngebäudebereich. Die Entwicklung kommt durch die Wirkung aller Minde-
rungsmaßnahmen (autonom und gefördert) zustande.

Tabelle 6-3: CO₂-Emissionen 1990 bis 2030 in Mio. t (Wohngebäude)

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Entwicklung 1990 - 2005	128	130	118	113						
Ohne-Maßnahmen-Szenario					123	124	125	126	127	128
Mit-Maßnahmen-Szenario					121	118	113	108	104	100
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario					121	113	102	90	79	69
						Veränderung ab 2006 in %				
						2010	2015	2020	2025	2030
Ohne-Maßnahmen-Szenario						0,2	1,2	2,2	3,1	4,1
Mit-Maßnahmen-Szenario						-4,3	-8,4	-12	-16	-19
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario						-8,2	-17	-27	-36	-44
						Veränderung ab 1990 in %				
						2010	2015	2020	2025	2030
Ohne-Maßnahmen-Szenario						-3,5	1,2	2,2	3,1	4,1
Mit-Maßnahmen-Szenario						-7,8	-8,4	-12	-16	-19
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario						-12	-20	-30	-38	-46

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

Tabelle 6-4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in PJ (ohne Strom + FW)

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Ohne-Maßnahmen-Szenario	1863	2079	1963	1937	2062	2077	2097	2117	2137	2157
Mit-Maßnahmen-Szenario					2059	2005	1939	1874	1815	1763
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario					2059	1983	1862	1717	1578	1446
						Veränderung ab 2006 in %				
						2010	2015	2020	2025	2030
Ohne-Maßnahmen-Szenario						0,8	1,7	2,7	3,7	4,6
Mit-Maßnahmen-Szenario						-3	-6	-9	-12	-14
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario						-4	-10	-17	-23	-30
						Veränderung ab 1990 in %				
						2010	2015	2020	2025	2030
Ohne-Maßnahmen-Szenario						12	1,7	2,7	3,7	4,6
Mit-Maßnahmen-Szenario						8	-6	-9	-12	-14
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario						6	-10	-17	-23	-30

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

Tabelle 6-5: CO₂-Emissionen (Nichtwohngebäude)

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	CO ₂ -Emissionen in Mio. t									
Entwicklung 1990-2005	47	51	46	44						
Ohne Maßnahmen Szenario					47	47	46	45	45	44
Mit Maßnahmen Szenario					47	45	41	37	34	30
Mit weiteren Maßnahmen					47	43	37	32	26	20

	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
	Veränderung seit 1990 in %					Veränderung seit 2006 in %				
Ohne Maßnahmen Szenario	0	-1	-3	-5	-6	-1	-3	-4	-6	-8
Mit Maßnahmen Szenario	0	-6	-14	-21	-29	-6	-14	-21	-29	-36
Mit weiteren Maßnahmen	0	-10	-21	-33	-45	-9	-21	-33	-45	-57

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

Tabelle 6-6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in PJ in Nichtwohngebäuden (ohne Strom + FW)

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Mit-Maßnahmen-Szenario	703	771	726	709	754	713	662	612	560	510
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario					754	689	606	523	442	359

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

6.2 Grundannahmen für die Bewertung der Maßnahmen

6.2.1 Energieträgerpreisentwicklungen

Für die kostenmäßige Bewertung der Maßnahmen im Gebäudesektor wurde die Energieträgerpreisentwicklung auf der Basis realer Preise des Jahres 2000 nach der Tabelle 6-7 unterstellt. Für die Durchführung der Kohortenberechnungen wurde der Zeithorizont aufgrund der angenommenen technischen Lebensdauern von 32 Jahren für die Maßnahmen im Gebäudesektor bis 2052 erweitert. Bis 2030 entspricht die Preisentwicklung der einzelnen Energieträger den Angaben von „Politikszenerarien IV“ und wird bis 2052 mit einer moderaten Steigerungsrate fortgeschrieben.

Tabelle 6-7: Entwicklung der unterstellten Energieträgerpreise

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035*	2040*	2045*	2050*	2052*
1. Rohölpreis												
Rohöl (Brent) fob (US-\$/bbl)	28,4	48,3	50,0	48,5	47,0	53,5	60,0	66,0	72,5	80,0	86,0	92,5
2. Energieträgerpreise Haushalte (inkl. MwSt.)												
Erdgas (ct/kWh)	3,7	4,8	5,4	5,5	5,5	6,3	7,0	7,8	8,7	9,6	10,7	11,2
Heizöl (ct/l)	40,8	50,7	60,9	61,4	61,9	69,4	76,9	84,7	93,3	102,7	113,1	117,6
Kohle (€/MWh)	-	-	27,1	27,3	27,5	30,9	34,2	37,7	41,5	45,7	50,3	52,3
Strom-Niederspannung (€/MWh)	149,2	-	180,3	176,7	173,0	173,1	173,1	173,1	173,2	173,2	173,3	173,3
Strom-Nachttarif** (€/MWh)	-	-	113,6	111,3	109,0	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,2	109,2

*ab 2031 bis 2052: Fortschreibung der Energieträgerpreise

** Anteil an der Niederspannung 63 %

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007) und eigene Berechnungen von FZ Jülich

6.2.2 Renovierungszyklen

Gebäudehülle

Die Renovierungszyklen der Bauteile werden von den technischen Lebensdauern bestimmt (vgl. Tabelle 6-8). Die Zahlen stammen aus der Sanierungspraxis und variieren in einem relativ großen Bereich mit einer bestimmten Häufigkeitsverteilung. Gründe für die Streubreite sind die unterschiedliche Qualität der Bauteile, die verschiedene Belastung bei der Nutzung und der mögliche Einfluss von Reparaturen.

Für die gesamte Gebäudehülle wird mit einem Mittelwert von 45 Jahren gerechnet.

Tabelle 6-8 Bereich der technischen Lebensdauer von Bauteilen in Jahren

	Min.	Max.
Außenputz, Fassaden	30	60
Steildach	40	60
Flachdach	20	40
Fenster	25	40
Isolierverglasung	20	35

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

Heizungsanlagen

Datenanalysen von Kleemann (in Kleemann et al. 2003) zeigen, dass Ölkessel in einem Alter von 15 bis 34 Jahren (Durchschnitt 25 Jahre) erneuert werden und Gaskessel im Alter von 13 bis 30 Jahren (Durchschnitt 21 Jahre). Dies sind wesentlich längere Erneuerungszyklen, als in der Literatur oft angegeben werden. In den Berechnungen werden 20 Jahre unterstellt.

Erneuerungszyklen der Vollsanierungen

Eine Vollsanierung beinhaltet die energetische Sanierung der Gebäudehülle und den Austausch der Heizungsanlage. Für die gesamte Gebäudehülle und die Heizungsanlage werden zur Bestimmung der gewichteten Lebensdauer die Annuitäten der angegebenen Mittelwerte der Renovierungszyklen für die Gebäudehülle und die Heizungsanlage berechnet. Die Annuität wird jeweils mit einem Diskontierungsfaktor von 4 % bestimmt. Unter Beachtung der angenommenen Anteile der sektoralen Investitionen für die energetische Sanierung eines Wohngebäudes nach Tabelle 6-9 ergibt sich für die Lebensdauer eine gemittelte Annuität von 5,3 %/a. Diese Annuität entspricht einer gewichteten Lebensdauer von 32 Jahren und wird in den nachfolgenden Berechnungen für den Erneuerungszyklus einer Vollsanierung unterstellt.

Tabelle 6-9 Berechnung der mittleren Lebensdauer für eine Vollsanierung

	Anteil an Investition	Lebensdauer	Zinssatz	Annuität
	%	Jahre	%	%/a
Heizungsanlage	24	20	4,0	7,36
Gebäudehülle	76	45	4,0	4,93
Mittelwert (gewichtet)		32	4,0	5,30

Quelle: eigene Berechnungen der IEF-STE, FZ Jülich

6.3 Kostenansatz

Die generell in dieser Studie verwendete Definition für die Bildung der Differenz-Investition (Differenz-Investition = Investition für umweltfreundliche Technologie minus Investition für Standardtechnologie) lässt sich im Gebäudebereich so nicht anwenden,

weil die Standardtechnologien nicht definiert werden können. Die Rechnungen werden daher im Gebäudebereich als Vollkostenrechnungen durchgeführt, um eine methodisch konsistente Ermittlung der Wirtschaftlichkeit sicher zu stellen und einen aussagekräftigen Vergleich der verschiedenen, einzelnen Effizienzmaßnahmen durchführen zu können.

Kostengruppen und Ansätze für Kostenberechnungen

Die Kosten- und Nutzenanalyse zur Bewertung der einzelnen Maßnahmenwirkungen im Gebäudesektor wird auf der Grundlage von folgenden Kostengruppen realisiert:

- **Gesamt-Investitionen**, die sich nach dem Vollkostenansatz unter Einbeziehung aller Haupt- und Nebenkosten ergeben,
- **Eingesparte Energiekosten**, die ausgehend von den Mengen der jährlich eingesparten Energie und den Preisen aus Tabelle 6-7 für die einzelnen Energieträger bestimmt werden,
- **Programmkosten**, die die zusätzlichen Aufwendungen der Maßnahmen für den Staatshaushalt kennzeichnen,
- **Nettokosten**, die durch die Subtraktion der annuisierten Differenz-Investitionen und den jährlichen Energiekosteneinsparungen berechnet werden. Durch den Bezug dieser Differenz auf die eingesparten CO₂-Emissionen können die Netto- bzw. Minderungskosten pro Tonne CO₂ bestimmt werden.

Aus diesen Kostengruppen werden die Nettokostenbelastungen aus der Sicht des Gebäudeeigentümers und somit die Minderungskosten pro Tonne CO₂ nach folgenden Kostenansätzen berechnet:

▪ Berechnung der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung

Bei diesem Berechnungsansatz erfolgt die Berücksichtigung der jährlichen Gesamt-Investitionen bis 2020 nach der Annuitätenmethode gemäß der technischen Lebensdauer von 32 Jahren und einem Kreditzins von 4 % p.a. Die gesamten jährlichen Energiekosteneinsparungen sowie die Programmkosten werden mit realen Preisen ohne Diskontierung berechnet. Die Nettokosten werden für das Jahr 2020 bestimmt.

▪ Berechnung der gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2020 mit Diskontierung (Kumulation bis 2020)

Aufbauend auf dem zuvor genannten Berechnungsansatz werden die annuisierten Gesamt-Investitionen, die eingesparten Energiekosten und die Programmkosten auf das Basisjahr diskontiert. Als Diskontrate für die privaten Haushalte wird ein Wert von 4 % p.a. angesetzt. Die Nettokosten sowie die spezifischen

Nettokosten pro Tonne CO₂ werden nach der Kapitalwertmethode aus den gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2020 berechnet.

▪ **Kohortenberechnung für die gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2052 (Kumulation bis 2052)**

Dieser Ansatz berücksichtigt die Wirkungen der Maßnahmen über der technischen Lebensdauer. Da bis 2020 jährlich diskontierte Gesamt-Investitionen ausgelöst werden, sind Energie- und Emissionseinsparungen bis 2052 in den Berechnungen nach Kohorten zu berücksichtigen. Die Nettokosten in 2052 werden aus den kumulierten Kostengruppen bestimmt.

Alle Kostenangaben erfolgen auf der Preisbasis des Jahres 2000.

6.4 Einsparungen und Kosten von Einzelmaßnahmen

Die erreichbaren Einsparungen und die damit verbundenen Kosten einer energetischen Sanierung hängen von den durchgeführten Maßnahmen sowie vom Zustand der Heizungen und der Gebäude vor der Sanierung ab. Da alle diese Parameter sehr stark variieren, werden hier Bereiche für die Einsparung und die Kosten von Einzelmaßnahmen angegeben, die als Orientierungswerte für die Ober- und Untergrenze dienen sollen. Die für den Bestand durchgeführten Rechnungen sind mit entsprechend gewichteten Parametern durchgeführt worden.

6.4.1 CO₂-Einsparungen einzelner Modernisierungsmaßnahmen

Die CO₂-Einsparungen, die durch verschiedene, einzelne Minderungsmaßnahmen erreicht werden können, sind als mittlere Anhaltswerte in Tabelle 6-10 zusammengefasst. Für die Berechnung der Einsparraten werden optimale Verhältnisse unterstellt. Die Streubreiten ergeben sich aus den unterschiedlichen Referenzgebäuden, den verschiedenen Anlagentypen und den verschiedenen Energieträgern. Der Abstand zwischen Unter- und Obergrenze der Zahlenbereiche umfasst die in der Modernisierungspraxis auftretende Variationsbreite.

Einsparungen durch Anlagenerneuerung

Die Minderungsraten für die Anlagenerneuerungen enthalten die Beiträge für eine bessere Isolierung der Verteilung und eine Verbesserung der Temperaturregelung in den Räumen. Der Einbau eines Brennwertkessels erreicht eine Einsparung von mehr als 25 % und bei Kombination mit einer Solaranlage inklusive Brennstoffwechsel von Öl zu Gas können Spitzenwerte von bis zu 45 % erzielt werden (vgl. Tabelle 6-10). Luft/Wasser Wärmepumpen sparen Energie im Intervall von 25 bis 35 %. Was-

ser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen, die wegen ihrer hohen Jahresarbeitszahlen einen erheblichen Teil an Umweltwärme nutzen, erreichen höhere Werte, die bei Kombination mit einer Solaranlage an der 65 % Grenze liegen können. Pelletkessel erzielen 79 bis 80 %, weil der fossile Brennstoff substituiert wird. Allerdings erreichen sie wegen des Primärenergiefaktors 0,2 keine 100 %. Die Kombination eines Pelletkessels mit einer Solaranlage bringt keine weitere Einsparung an CO₂. Wichtig ist dabei, dass Holzverbrauch reduziert wird.

Tabelle 6-10: CO₂-Einsparraten einzelner Modernisierungsmaßnahmen

	%
Anlagenerneuerungen	
Brennwertkessel (Heizöl, Erdgas, ohne und mit Solaranlage)	25-45*
Wärmepumpen** (ohne und mit Solaranlage)	25-65
Pelletkessel (ohne und mit Solaranlage)	79-80
Wärmedämmungen nach EnEV	
Kellerdämmung	4-6
Außenwanddämmung	12-30
Volldämmung (Ke 8cm, AW 10 cm, Da 16 cm, Fe U=1,4)	22-48
Vollsanierungen	
Volldämmung (≤EnEV) und Brennwertkessel	62-72
Volldämmung (NE-Haus-Niveau)***, Brennwertkessel und Solaranlage	72-82

* incl. Brennstoffwechsel von Öl zu Gas

** Wasser/Wasser, Sole/Wasser und Luft/Wasser

*** Dämmdicken für alle Bauteile 20 cm, U-Wert der Fenster 0,9 W/m²K

Quelle: Kleemann (2007a)

Einsparungen durch Wärmedämmung

Die Kellerdämmung erreicht im Mittel eine Einsparung von lediglich 5 %, während eine Außenwanddämmung je nach Gebäudetyp von 15 bis 30 % einsparen kann und eine Volldämmung 22 bis 48 %. Die Obergrenzen der Zahlenbereiche in Tabelle 6-10 gelten für freistehende, alte und schlecht gedämmte Gebäude mit einem hohen Heizenergieverbrauch. Die Untergrenzen gelten für jüngere Reihennmittelhäuser, die schon eine gewisse Dämmung besitzen und die einen deutlich geringeren Wärmebedarf haben. Aus der Variationsbreite der Zahlen lässt sich ableiten: Je schlechter ein Gebäude wärmegeklämt ist, um so mehr kann mit einer zusätzlichen Wärmedämmung eingespart werden. Im Bestand sollten also die thermisch schlechten Gebäude ("Energiefresser") zuerst gedämmt werden.

Einsparungen durch Vollsanierungen

Durch effiziente Anlagen und erneuerbare Energieträger können fossile Energie substituiert und die CO₂-Emissionen vermindert werden. Dies alleine reicht aber für einen nachhaltigen Klimaschutz nicht aus. Es ist notwendig, zusätzlich durch eine Dämmung den Wärmebedarf der Gebäude zu senken, um den Einsatz der verschiedenen Energieträger zu minimieren. In diesem Sinne sind Vollsanierungen die besten Maßnah-

menkombinationen. Sie bestehen aus einer Anlagenerneuerung und einer Volldämmung.

Eine Volldämmung und der Einbau eines neuen Brennwertkessels erreichen Einsparungen, die im ungünstigsten Fall 62 % betragen und im günstigsten Fall 72 %. Durch Sanierung auf Niedrigenergiehaus-Niveau lassen sich zusätzlich rund zehn weitere Prozentpunkte einsparen.

6.4.2 Gesamtkosten wichtiger Einzelmaßnahmen

Eine wichtige Einzelmaßnahme stellt der Austausch des Wärmeerzeugers dar. Zu den Gesamtkosten zählen bei den Wärmeerzeugern: Kessel, Warmwasserboiler, Montage, Schornsteinanpassung, Wärmequellenerschließung bei der Wärmepumpe, Pelletförderung beim Pelletkessel und der Gasanschluss z.B. beim Wechsel von Öl zu Gas.

Bei den Dämmmaßnahmen bestehen die Gesamtkosten aus den Kosten für das Gesamtsystem (Fassadenhaut, Dachziegel und Dämmstoff). Für die Bestandsrechnungen wird ein geringer Anteil von Innendämmungen mit niedrigeren Kosten zugelassen.

Die Zahlen in Tabelle 6-11 gelten beispielhaft für unsanierte Ein- und Zweifamilienhäuser sowie kleine Mehrfamilienhäuser der Baualtersklassen von 1960 bis 1980 in freistehender Bauweise und als Reihennittelhäuser. Die Kostenangaben sind auf die Wohnfläche bezogen.

Bei den Anlagenerneuerungen in Tabelle 6-11 gelten die höheren Werte für kleinere Gebäude und für die Kombination mit einer solarthermischen Anlage zur Warmwasserbereitung. Die spezifischen Kosten der Wärmedämmung sind bei Gebäuden mit großen zu dämmenden Flächen kleiner als bei Gebäuden mit kleinen Flächen. Die Spreizung bei den Vollsaniierungen ergibt sich aus der Kombination der Spreizungen von Volldämmungen und Kesselerneuerungen.

Tabelle 6-11: Orientierungswerte für die Gesamtkosten wichtiger Einzelmaßnahmen

	€/m²
Anlagenerneuerungen	
Brennwertkessel (Heizöl, Erdgas, ohne und mit Solaranlage)	48 - 92
Wärmepumpen* (ohne und mit Solaranlage)	97 - 226
Pelletkessel (ohne und mit Solaranlage)	74 - 118
Wärmedämmungen	
Kellerdämmung (8 cm)	10 - 16
Außenwand (10 cm)	40 - 115
Volldämmung (Ke 8cm, AW 10 cm, Da 16 cm, Fe U=1,4)	140 - 218
Vollsanierungen	
Volldämmung + Brennwertkessel	188 - 275
Volldämmung (NE-Haus-Niveau)** + Brennwertkessel + Solaranlage	280 - 375

*Wasser/Wasser, Sole/Wasser und Luft/Wasser

** Dämmdicken für alle Bauteile 20 cm, U-Wert der Fenster 0,9 W/m²K

Quelle: Kleemann (2007b)

6.5 Sektorale Kosten und Einsparungen

Die sektoralen Investitionen ergeben sich aus dem Vollkosten-Ansatz der Einzelmaßnahmen, multipliziert mit der Anzahl der durchgeführten Maßnahmen. Die Hochrechnung der Investitionen von den Einzelmaßnahmen auf den Bestand basiert auf dem Mengengerüst für Kesselerneuerungen und Dämmmaßnahmen, das zu den in „Politik-szenarien IV“ (Öko Institut et al. 2007) berechneten Einsparungen geführt hat. Dabei wird von 2006 bis 2020 mit konstanten Preisen gerechnet.

Die hier berechneten sektoralen Investitionen beinhalten die Wirkungen aller Minderungsmaßnahmen, d.h. geförderte und nicht geförderte Maßnahmen. Letztere werden häufig auch als autonome Maßnahmen bezeichnet.

6.5.1 Investitionen in neue Heizungsanlagen

Jährlich zu installierende Anlagenzahlen

Für den Wohn- und Nichtwohngebäudebereich werden im Rahmen des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios die bis 2020 zu installierenden Anlagenzahlen in Tabelle 6-12 dargestellt, die notwendig sind, um die im Vorhaben „Politik-szenarien IV“ gesetzten Minderungsziele zu erreichen. Die Anlagen für den Neubau sind darin ebenfalls enthalten.

Die Anzahl der Brennwertkessel und der Wärmepumpen verdoppelt sich nach Tabelle 6-12, während sich Biomassekessel und Solaranlagen fast vervierfachen. Dabei gehen Niedertemperaturkessel zugunsten von Brennwertkesseln aus dem Markt und einfache Biomasse-Kaminöfen werden zunehmend durch Pelletkessel verdrängt.

Tabelle 6-12: Jährlich zu installierende Anlagenvolumina

		2006	2020	2006-2020
Brennwertkessel (Gas, Öl)	Anzahl/a	388.000	950.000	562.000
Niedertemperaturkessel	Anzahl/a	272.000	0	-272.000
Kachelöfen, Kaminöfen, Heizkamine (Zusatzheizungen)	Anzahl/a	220.000	50.000	-170.000
Biomassekessel (Hauptheizungen als Zentralheizungen)	Anzahl/a	55.000	200.000	145.000
Solaranlagen: Kollektorfleichen jährlich installiert	Mio. m²/a	1,5	5,6	4,1
Wärmepumpen (für Ein- und Zweifamilienhäuser)	Anzahl/a	55.000	100.000	45.000

Quelle: Kleemann (2007b)

Investitionen in Anlagenerneuerungen

Aus den jährlich zu installierenden Anlagenvolumina nach Tabelle 6-12 und den Gesamtkosten der Anlagenerneuerungen ergeben sich die sektoralen Investitionen für den Zeitraum von 2006 bis 2020 (Berechnung mit konstanten Preisen).

Der jährliche Betrag beläuft sich für das Jahr 2006 auf rund 9,5 Mrd. € und erhöht sich bis 2020 auf rund 16,5 Mrd. €. Die Zunahme von 2006 bis 2020 beträgt 7,0 Mrd. €/a. Der Hauptteil der Investitionen entfällt langfristig auf Brennwertkessel und Solaranlagen, dann folgen Wärmepumpen und Pelletkessel.

6.5.2 Investitionen in die Wärmedämmung

Jährlich zu sanierende Gebäudeflächen

Unter Berücksichtigung des zögerlichen Sanierungsverhaltens der Gebäudeeigentümer kann man abschätzen, dass derzeit pro Jahr gut 80 Mio. m² Gebäudefläche saniert werden (Wohn- und Nichtwohngebäude). Das Sanierungspotenzial der sanierungsbedürftigen Gebäude liegt aber deutlich höher. In der derzeitigen Praxis werden notwendige Sanierungen verschoben oder mit behelfsmäßigen Reparaturen überbrückt, was zu einem erheblichen Modernisierungstau führt. Außerdem sind bei einem erheblichen Teil der Sanierungen Vollzugsmängel zu beklagen.

Im Rahmen des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios soll bis 2020 durch sukzessive Auflösung des Modernisierungstaus die jährlich sanierte Gebäudefläche von derzeit rund 80 Mio. m² auf rund 135 Mio. m² gesteigert werden, wobei gleichzeitig der Vollzug verbessert wird. Entsprechend den Szenarioannahmen pendelt sich die Neubaurate langfristig auf einen mittleren Wert von rund 20 Mio. m² pro Jahr ein. Demnach muss die zusätzlich zu dämmende Gebäudewohnfläche von 2006 (0 m²/a) bis 2020 auf 75 Mio. m²/a ansteigen.

Investitionen in die Dämmung

Mit den üblichen Preisen für Wärmedämmungen ergibt sich von 2006 bis 2020 ein Investitionsvolumen von rund 19 Mrd. € (vgl. Tabelle 6-13) (Berechnung mit konstanten Preisen). In diesen Summen sind die Gesamtkosten für Dach-, Fassaden- und Fenstererneuerungen enthalten.

Die sektoralen Investitionen wurden ohne finanzielle Förderung gerechnet.

Tabelle 6-13: Sektoriale Investitionen in Mrd. € pro Jahr zur Umsetzung des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios

	2006	2010	2015	2020
Anlagenerneuerungen (Alt- und Neubau)	0	2,2	4,4	7
Dämmmaßnahmen (Alt- und Neubau)	0	6,6	9,4	12
Summe	0	8,8	13,8	19

Quelle: Kleemann (2007b)

6.5.3 Energieeinsparung im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario

Die Endenergieverbräuche, die Einsparungen und der Energiemix für die Einsparungen sind für das Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario aus "Politiksznarien IV" in der folgenden Tabelle dargestellt. Die resultierenden CO₂-Emissionseinsparungen werden ohne die Berücksichtigung von Vorleistungen berechnet.

Tabelle 6-14: Endenergieverbrauch und Einsparungen im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario

	2006	2010	2015	2020
Gesamtverbrauch in PJ	2813	2672	2468	2240
Einsparung in PJ	0	141	345	573
Gas (%)	50,8	50,9	51,2	51,6
Heizöl (%)	31,0	30,8	30,5	30,1
Kohle (%)	1,5	1,6	1,6	1,7
Strom (%)	8,6	8,6	8,6	8,5
Fern- und Nahwärme (%)	8,1	8,1	8,0	8,0
Summe (%)	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007)

6.5.4 Vergleich mit den Resultaten der Studie von BDI/McKinsey

Ein direkter Vergleich der Netto- bzw. Minderungskosten aus den einzelnen Maßnahmen im Gebäudesektor mit den Resultaten der Studie von Mc Kinsey ist nicht möglich. Während in der Studie von McKinsey beispielsweise die Energieeinsparpotenziale durch die Sanierung von Wohngebäuden auf einen 7-Liter- sowie einen 2-Liter-

Standard untersucht wurden, wird in der vorliegenden Analyse das Anforderungsniveau der EnEV 2007 sowie ihrer Verschärfung bei einer Potenzialausnutzung von 65 % berücksichtigt. In der nachfolgenden Tabelle 6-15 sind maßgebliche Kriterien für die IEKP-Analyse und die Studie von McKinsey gegenüber gestellt.

Tabelle 6-15: Gegenüberstellung von wichtigen Kriterien für die IEKP – Analyse und die Studie von McKinsey zur Darstellung der Unterschiede

	IEKP – Analyse	Studie – McKinsey
Bewertung	Analyse der Maßnahmenwirkungen nach den Vorgaben des IEKP und den Rahmenbedingungen von Politiksszenarien IV.	Ermittlung des maximalen technischen Vermeidungspotentials unter Berücksichtigung von externen Limitationen.
Nettokosten	Die Untersuchung der Maßnahmen erfolgt auf der Basis des Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios aus Politiksszenarien IV. Die Bewertung jeder Maßnahme wird im Vergleich mit einem Ohne-Maßnahmen-Szenario vorgenommen.	Jede Maßnahme wurde hinsichtlich ihrer Nettokosten im Vergleich zur Referenztechnologie in der Stand der Technik-Projektion bewertet.
Lebensdauer	Für die Maßnahmen im Gebäudesektor wird unter der Berücksichtigung der Annuitäten für die Wärmedämmung und die Heizungssanierung eine technische Lebensdauer von 32 Jahren bestimmt.	Die unterstellte Lebensdauer beträgt 25 Jahre.
Anforderungsniveaus	Die Energieeinsparungen der Sanierungsmaßnahmen werden unter der Vorgabe der Verschärfung der EnEV 2007 berechnet.	Die energetische Sanierung von Wohngebäuden wurde analysiert für einen 7-Liter- und einen 2-Liter-Standard.
Potenzialausnutzung	Gemäß unseren Untersuchungen wird für das Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario eine Potenzialausnutzung von 65 % angenommen.	Bei der Bewertung der Vermeidungshebel wurde eine Potenzialausnutzung von 100% für die Ableitung der maximalen Einsparungen unterstellt.
Abbildung des Wohngebäudesektors	Die Wohngebäude werden detailliert nach Gebäudetypen und Baualtersklassen sowie zugehörigen Heizungstypen gemäß der IKARUS – Typologie analysiert.	Der Anteil der Wohnfläche wird in drei Klassifizierungen für die Untersuchung untergliedert.

Quelle: McKinsey&Company, Inc. (2007) und eigene Angaben von FZ Jülich

7 Bewertung der Maßnahme 10A: Energieeinsparverordnung

7.1 Ausgestaltung der Maßnahme⁶⁴

7.1.1 Qualitative Beschreibung der Spareffekte der EnEV

Derzeitige EnEV

Durch die Einführung der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden gegenüber der vorangehenden Wärmeschutzverordnung von 1995 (WSchV95) folgende energiesparende Verbesserungen erreicht:

Die EnEV verknüpft Gebäudetechnik und Anlagentechnik. Es wird erwartet, dass durch diese Zusammenführung bei den Akteuren ein Anpassungsprozess ausgelöst wird, weil mit der EnEV eine bis dahin nicht allgemein übliche, ganzheitliche Planung angestoßen wurde. Das führt zu einer besseren Abstimmung zwischen den thermischen Eigenschaften von Gebäude und Heizungsanlage und spart so Energie. Eine Quantifizierung dieses Effektes ist im Rahmen der vorliegenden Untersuchung allerdings nicht möglich, da Daten über Einsparungs- und Umsetzungsraten fehlen.

Die Anforderungen in Bezug auf den Jahresverbrauch in Neubauten wurden um ca. 20 % verschärft. Ein Neubau nach der EnEV benötigt also nur 80 % der Energiemenge, die nach der Wärmeschutz-Verordnung von 1995 (WSchV95) zulässig war. Die 20-prozentige Einsparung tritt allerdings bei der Bilanzierung der CO₂-Gesamtemissionen nicht in Erscheinung. Was dagegen bei der Gesamtbilanzierung in Erscheinung tritt, ist der verbleibende Mehrverbrauch der Neubauten.

Die bedingte Anforderung bei bestehenden Gebäuden verlangt, dass Bauteile dann wärmetechnische Mindestanforderungen erfüllen müssen, wenn ein bestimmter Anteil der Bauteilfläche erneuert/saniert wird. Diese Bestimmung bestand im Prinzip auch schon bei der WSchV95. Die bauteilbezogenen Anforderungen der EnEV (in Form der U-Werte der Bauteile) für neue und geänderte Teile der Gebäudehülle im Altbaubereich sind gegenüber der WSchV95 z. T. nur um 10 bis 15 % verschärft worden.

Die Dämmung der obersten Geschossdecke beheizter Räume bis zum 31. Dezember 2006 ist pauschal in den Modellrechnungen zu „Politikszenerarien IV“ enthalten. Anforderungen zur Begrenzung der Verluste bei der Wärmeverteilung werden für den Bestand

⁶⁴ Die Energieeinsparverordnung, wie hier parametrisiert, ist mit den Maßnahmen 10B, 12, 13, 14 und 15 nicht doppelzählungsfrei. Nach den Berechnungen sind die Maßnahmen 12, 13 und 15 vollständig, die Maßnahme 10B zur Hälfte und die Maßnahme 14 zu 65 % in der Energieeinsparverordnung enthalten.

in den Modellrechnungen mit einem pauschalen Zuschlag beim Nutzungsgrad der Heizungsanlage berücksichtigt.

Der Bezug auf den Jahres-Primärenergiebedarf führt dazu, dass elektrischer Strom mit seinen hohen CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde zunehmend aus dem Wärmemarkt herausgedrängt wird. Dieser Einspareffekt wird aber in dieser Studie nicht erfasst, da nach dem Quellenprinzip bilanziert wird. Ein weiterer Effekt des Primärenergiebezugs der EnEV ist, dass die Nutzung erneuerbarer Energien begünstigt wird.

7.1.2 Zusätzliche Anforderungen des IEKP

Im IEKP werden folgende zusätzliche Anforderungen gestellt:

1. Zweimalige Verschärfung des Anforderungsniveaus und Ausweitung einzelner Nachrüstpflichten sowie Stärkung des Vollzugs.

Die Forderungen nach Verschärfung der EnEV, Ausweitung der Nachrüstpflichten und Stärkung des Vollzugs hängen eng zusammen. Die derzeitige Sanierungspraxis ist gekennzeichnet durch eine Überalterung des Heizungsbestands, eine unzureichende Dämmung und eine geringe Qualität der Bauausführung. Diese Punkte wurden im Maßnahmenpaket für das Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt.

2. Ausweitung einzelner Nachrüstpflichten sowie Stärkung des Vollzugs

Erneuerungszyklen der Heizungsanlage:

Vom Ölfeuerungsbestand wurden rund 20 % oder 1,3 Mio. Anlagen vor 1979 gebaut. Bei den Gasfeuerungen sind etwa 10 % bzw. 1,25 Mio. Anlagen vor 1979 installiert worden. Alle diese Anlagen sind überaltert und arbeiten infolgedessen sehr ineffizient. Insbesondere im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario wird eine Verkürzung des Erneuerungszyklus auf 18 Jahre angestrebt.

Potenzialausnutzung bei der Wärmedämmung im Altbaubereich:

Die Sanierung der Gebäudehülle im Altbaubereich wird aufgrund verschiedener Untersuchungen wie beispielsweise von Heinze (2006) als unzureichend eingeschätzt. Die Anzahl der Sanierungen ist zu gering, weil viele notwendige Maßnahmen verschoben werden. Es wird eher oberflächlich repariert als nachhaltig saniert. Darüber hinaus entspricht die thermische Qualität der ausgeführten Sanierungen nicht immer den Anforderungen. In vielen Fällen wird bei der Modernisierung gar nicht oder unzureichend wärmegeklämt.

Dieser unzureichende Zustand wird nach Hansen und Kleemann (2005) durch die Kennzahl „Potenzialausnutzung“ erfasst. Sie gibt das Verhältnis der tatsächlich er-

reichten Einsparungen zu den maximal möglichen Einsparungen an. Die derzeitige Sanierungspraxis wird durch einen Wert von nur 32 % beschrieben. Diese Zahl bedeutet, dass bei der Wärmedämmung des Altbaubestandes, zumindest theoretisch, dreimal mehr Energie und CO₂ eingespart werden könnte.

Bei den Szenarioanalysen wird zugelassen, dass sich die Potenzialausnutzung durch zusätzliche Maßnahmen verbessern kann. So wird im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario eine Potenzialausnutzung von 65 % unterstellt. Dies bedeutet mehr Sanierungen und qualitativ bessere Sanierungen. Hierzu muss zunächst noch nicht die EnEV verschärft werden.

Mehrverbrauch im Neubaubereich:

In der Untersuchung von Hansen und Kleemann (2005) wird gegenüber dem mit genormten Verfahren berechneten Verbrauch in Neubauten ein tatsächlicher Mehrverbrauch festgestellt. Dieser Mehrverbrauch entsteht durch abweichende Gebäudeeigenschaften und Umnutzungen, durch unzureichende Bauausführung und auch durch das Nutzerverhalten. In den Modellrechnungen wird zunächst mit einem mittleren, gegenüber dem Sollwert der EnEV um 31 % erhöhten Wert gerechnet. Dabei wird unterstellt, dass sich dieser Wert in der Zukunft verbessern kann.

Die IEKP Forderungen nach Ausweitung einzelner Nachrüstpflichten sowie Stärkung des Vollzugs ist durch die Erhöhung der Potenzialausnutzung von 32 auf 65 % im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt. Eine getrennte qualitative Ausweisung dieser Effekte ist wegen des hohen zeitlichen Aufwands im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich.

Verschärfung des Anforderungsniveaus

Die vorstehenden Ausführungen haben gezeigt, dass es zunächst wichtig ist, die Potenziale der existierenden EnEV auszuschöpfen. Hier kann noch Vieles verbessert werden, ohne dass die EnEV sofort verschärft wird. Zunächst ist es wichtig eine Erhöhung der Potenzialausnutzung auf den Weg zu bringen und dann eine Verschärfung der EnEV einzuführen. Dieser Ansatz wurde im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario umgesetzt. Hier wurde für 2012/2015 eine Verschärfung um 25 % für Neubauten gerechnet. Eine separate Ausweisung des Effektes ist aber aus Zeitgründen hier nicht möglich. Ebenso ist eine erneute Modellrechnung mit einer zweiten Verschärfung nicht möglich.

Eine zweimalige Verschärfung der EnEV um 30 % bedeutet eine Reduktion des zulässigen Verbrauchs um rund 50 % gegenüber der heutigen EnEV. Damit wird dann etwa das Niveau eines Vierliterhauses erreicht. Für den Altbaubereich scheint

eine solche Minderung mit Dämmdicken von 20 bis 30 cm bautechnisch nicht durchgängig umsetzbar.

Der Effekt einer 30-prozentigen Verschärfung im Neubaubereich lässt sich grob abschätzen. Eine 30-prozentige Verschärfung ab 2009 verringert den Energieverbrauch im Neubaubereich in 2020 um 47 PJ. Bezogen auf den Verbrauch in 2020 im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario bedeutet dies eine Minderungsrate von 2 %. Bei einer zusätzlichen Verschärfung um 30 % im Jahre 2012 beträgt die Minderung 95 PJ bzw. 4 %.

7.2 Quantifizierung der Kosten

Die Einsparungen der EnEV werden gegen das Niveau des Ohne-Maßnahmen-Szenarios gerechnet. Damit wird unterstellt, dass es keinen Wärmeschutz gäbe, wenn die Verordnung nicht existieren würde. Bei diesem Ansatz können die Energieeinsparungen der Szenarien der EnEV zugeordnet werden. Die zugehörigen Kosten sind dann die sektoralen Kosten der Szenarien.

Berechnung der Maßnahmenwirkungen in 2020 ohne Diskontierung

Entsprechend dem Vollkosten-Ansatz werden die Einsparungen im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario gegen das Ohne-Maßnahmen-Szenario berechnet. Da die Entwicklung für Wohn- und Nichtwohngebäude im Ohne-Maßnahmen-Szenario, abgesehen von sehr kleinen Schwankungen, praktisch konstant ist, ist Tabelle 6-14 für die Energieeinsparungen zu verwenden. Die für die Kostenanalysen zugrunde liegenden Differenz-Investitionen befinden sich in Tabelle 6-13.

Die zusammenfassende Aufbereitung ist in Tabelle 7-1, in der die nicht diskontierten Werte dargestellt sind, gezeigt. Die eingesparten CO₂-Emissionen belaufen sich in 2020 auf jährlich rund 4,2 Mio. t und kumuliert bis 2020 auf nahezu 40 Mio. t. Die Nettokosten betragen in 2020 -63 €/tCO₂. Die Programmkosten sind nicht darstellbar, da die EnEV kein Förderprogramm ist.

Berechnung der Maßnahmenwirkungen bis 2020 mit Diskontierung

Die kostenmäßige Analyse nach der Kapitalwertmethode führt zu den Resultaten in der Tabelle 7-2. Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme beträgt im Bilanzzeitraum 2008 – 2020 etwa 12,2 Mrd. €. Die Differenz-Investitionen wurden dabei annuitätisch über die Lebensdauer von 32 Jahren verteilt.

Tabelle 7-1: Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend Ansatz B im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (nicht diskontiert)

Maßnahme 10A: EnEV	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
Jährliche (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	2,19	8,80	13,80	19,00	165,18
Jährlich zusätzlich eingesparte Energie (TJ)	8.741	33.264	47.817	59.918	572.603
Strom (TJ)	754	2.865	4.100	5.119	49.101
Erdgas (TJ)	4.441	16.936	24.494	30.937	30.937
Heizöl (TJ)	2.703	10.251	14.589	18.041	293.433
Kohle (TJ)	135	522	789	1.041	174.601
Fernwärme (TJ)	708	2.690	3.845	4.781	9.451
Eingesparte CO ₂ -Emissionen* (kt CO ₂)	609	2.318	3.330	4.170	46.017
Summe der eingesparten CO ₂ -Emissionen (kt CO ₂)	609	5.894	20.610	39.875	242.742
Nettokosten (€/tCO ₂)	-	-	-	-63	-71
Programmkosten (Mrd. €)	-	-	-	-	-

*Zusätzliche Emissionseinsparung gegenüber dem Vorjahr

Tabelle 7-2: Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020

Maßnahme 10A: EnEV	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
Annuierte und diskontierte (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	0,10	0,90	2,76	4,65	31,38
Diskontierte eingesparte Energiekosten (Mrd. €)	0,16	1,85	3,89	6,16	43,57
Programmkosten (Mrd. €)	-	-	-	-	-
Begrenzter Kapitalwert ⁶⁵ der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (Mrd.€2000)					12,19
Spezifischer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (€2000 / t CO ₂)					50
Minderungskosten ⁶⁶ (€2000/ t CO ₂ im Jahr 2020)					-63

⁶⁵ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁶⁶ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

Kohortenberechnung für die gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2052

Bei einer unterstellten technischen Lebensdauer von 32 Jahren ergeben sich für den Gesamtzeitraum von 2007 bis 2052 die Energiekosteneinsparungen nach der Tabelle 7-3. Den diskontierten Differenz-Investitionen von rund 107 Mio. € stehen in der Summe über alle Energieträger Energiekosteneinsparungen von 168 Mio. € gegenüber. Der Gewinn der Maßnahme beläuft sich folglich bis 2052 auf 60,7 Mio. €.

Im Zeitraum von 2007 bis 2052 belaufen sich die eingesparten CO₂-Emissionen auf 1.315 Mio. t. Die spezifischen Nettokosten, die sich aus der Division des Gewinns und den Emissionseinsparungen berechnen lassen, betragen für diesen Zeitraum rund minus 46 € / t CO₂.

Tabelle 7-3: Zusammenfassung der Auswirkungen der EnEV entsprechend der Kohortenberechnung 2007 - 2052

	2007 - 2052
Diskontierte (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	107,19
Diskontierte Stromeinsparung (Mrd. €)	33,06
Diskontierte Erdgaseinsparung (Mrd. €)	77,77
Diskontierte Heizöleinsparung (Mrd. €)	49,92
Diskontierte Kohle- und Fernwärmeeinsparung (Mrd. €)	7,15
Gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	167,91
Investitionen - gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	-60,71
Nettokosten in € / t CO ₂	-46
Programmkosten (Mrd. €)	0,00
Eingesparte CO ₂ - Emissionen (kt CO ₂)	1.315.014

Es sei hier noch einmal darauf hingewiesen, dass Ansatz B (Gesamtwirkungen gegenüber dem Ohne-Maßnahmen-Szenario) alle Minderungsmaßnahmen umfasst. Die Ergebnisse von Ansatz B dürfen nicht mit den Ergebnissen separater Einzelmaßnahmen-Evaluierungen addiert werden. In einem solchen Fall kommt es zu Doppelzählungen.

7.3 Beispielberechnung

7.3.1 Festlegung der Referenzsysteme und der Ausgangsgebäude für den Zustand vor der Sanierung

Für die Berechnung der Einsparungen und der Minderungskosten ist der Zustand der Heizungen und der Gebäude vor der Durchführung der Modernisierungsmaßnahmen als Referenzniveau (2007) zugrunde zu legen:

1. Standard-Ölkessel, Baujahr 1978-1986, zentrale Warmwasserbereitung ohne Zirkulation.
2. Freistehendes Einfamilienhaus, Baujahr 1963, 122 m².

Bei dem freistehenden Einfamilienhaus handelt es sich um ein Nachkriegsgebäude. Für die Rechnungen wurde unterstellt, dass sich Außenwände und Dächer noch im unsanierten Bauzustand befinden. Für ca. 60 % der Fensterfläche wurde als Ausgangszustand Isolierverglasung unterstellt und für den Rest Einfachverglasung. Die mittleren flächenspezifischen Endenergieverbräuche des unsanierten Gebäudes sind mit 425 kWh/m² (Endenergie), 479 kWh/m² (Primärenergie) relativ hoch.

7.3.2 Zugrunde gelegte Daten

Technische Lebensdauer

Zur Bestimmung der Annuität wurden folgende technische Lebensdauern für die erneuerten Bauteile zugrunde gelegt:

- | | |
|------------------|----------|
| 1. Wärmeerzeuger | 20 Jahre |
| 2. Fenster | 30 Jahre |
| 3. Dämmung | 45 Jahre |

Allerdings werden die Ergebnisse aufgrund der relativ langen Lebensdauern den wesentlich schärferen Rentabilitätsanforderungen der Wirtschaft nicht gerecht. Im Rahmen dieser Untersuchung, bei der es nur um ein Ranking der Effizienzmaßnahmen geht, ist ein solches Vorgehen jedoch zulässig.

Verzinsung

Da die hier durchgeführte Untersuchung mehr aus volkswirtschaftlicher als aus privatwirtschaftlicher Sicht erfolgt, orientiert sich der verwendete Zinssatz an der durchschnittlichen Rendite aller im Umlauf befindlichen festverzinslichen Wertpapiere. Als realer Kalkulationszinssatz wird ein Wert von 4 % verwendet.

Berücksichtigte Kostenkomponenten für die Wärmeerzeuger

Die Rechnungen werden als Vollkostenrechnungen durchgeführt, wobei alle Haupt- und Nebenkosten entsprechend Tabelle 7-4 berücksichtigt werden. Die Summe aller Kostenkomponenten der Investition ergibt die Gesamtkosten.

Tabelle 7-4: Berücksichtigte Kostenkomponenten für die Wärmeerzeuger

	Kessel, Anlage	WW-Speicher	Wärmequellenerschließung	Montage	Zubehör Kleinteile	Schornstein	Pelletförderung	Gasanschluß (O), Entsorgung Öltank (X)	Betriebskosten
BW-Kessel, Erdgas/Erdgas, Biogas	X	X		X	X	X		X	X
BW-Kessel, Öl/Erdgas	X	X		X	X	X		O/X	X
Solaranlage+ BW-Kessel, Erdgas/Erdgas	X	X		X	X	X		X	X
Wärmepumpe (elektr.)	X	X	X	X	X			X	X
Pelletkessel, Öl/Pellets	X	X		X	X	X	X	X	X

BW = Brennwert, WW = Warmwasser; (In den Spalten „Montage“ und „Zubehör, Kleinteile“ ist für den hydraulischen Abgleich ein pauschaler Zuschlag enthalten.)

Quelle: eigene Angaben des IEF-STE, FZ Jülich

7.3.3 Ergebnisse der Berechnungen

Unter den zugrunde liegenden Daten ergeben sich für die Sanierungsmaßnahmen der Tabelle 7-5 die resultierenden Kosten. So sind beispielsweise für die Erneuerung eines alten Heizkessels durch einen Brennwertkessel Investitionen von 6.860 € zu tätigen, die zu jährlichen Energiekosteneinsparungen von 774 € und spezifischen Minderungskosten in 2020 von rund -90 € führen.

Tabelle 7-5: Beispielrechnungen für verschiedene energetische Sanierungsmaßnahmen

	Einsparung Endenergie	Einsparung Primärenergie	Einsparung CO ₂	Gesamtinvestition	Spezifische Gesamtinvestition	Lebensdauer	Zins
Einfamilienhaus freistehend Baujahr 1963							
Sanierungsmaßnahme	kWh/m ²	kWh/m ²	kg/m ²	€	€/m ²	Jahre	%/a
Brennwertkessel erneuern	115,5	128,4	29,2	6.860	56,2	20	4
Solaranlage+Brennwertkessel	125,5	139,3	31,6	11.240	92,1	20	4
Kellerdämmung 8 cm	22,5	25,2	7,0	1.985	16,3	45	4
Außenwanddämmung 10cm	116,6	131,0	37,0	14.008	114,8	45	4
Volldämmung + Brennwertkessel	278,0	311,7	96,5	33.504	274,6	20/45	4

Einfamilienhaus freistehend Baujahr 1963	Jahreskosten (Kapital- und Betriebskosten)	Energiekosten	Energiekosten- einsparungen	Minderungskosten (in 2020)	Jährliche Netto- einsparungen
Sanierungsmaßnahme	€/a	€/a	€/a	€/t CO ₂	€/a
Brennwertkessel erneuern	455	2.342	774	-89,6	319
Solaranlage+Brennwertkessel	843	2.267	849	0	6
Kellerdämmung 8 cm	96	2.868	143	-55,3	47
Außenwanddämmung 10cm	676	2.146	865	-41,9	189
Volldämmung + Brennwertkessel	1711	1.253	1758	2,8	47

Quelle: eigene Berechnungen des IEF-STE, FZ Jülich

8 Bewertung der Maßnahme 10B: Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen

Eine unter Punkt 10 des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung berücksichtigte Maßnahme ist der Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen (NSpHzg) zur Erzeugung von Raumwärme. Die Außerbetriebnahme soll stufenweise geschehen; Fristenregelungen von mindestens 10 Jahren, Härtefall- bzw. Befreiungsregelungen sowie ein Entfallen der Außerbetriebnahmepflicht bei nicht gegebener Wirtschaftlichkeit trotz Förderung sind angedacht.

Eine Abschätzung möglicher Energie-, Emissionsreduzierungen sowie die Angabe von Kosten hängen nicht zuletzt vom derzeitigen Bestand ab, der im Nachfolgenden kurz skizziert wird.

8.1 Ausgestaltung der Maßnahme

Die nachfolgenden Ausführungen basieren im Wesentlichen auf einer aktuellen Studie (IZES, 2007), die von dem Institut für Zukunftssysteme (IZES) und dem Bremer Energieinstitut Anfang des Jahres 2007 veröffentlicht wurde. Die Studie (nachfolgend als IZES-Studie bezeichnet) enthält neben einer Bestandsanalyse von Elektro-speicherheizungen auch energieverbrauchs-, kosten- sowie emissionsseitige Abschätzungen für den Fall eines möglichen Austausches durch andere Heizsysteme.

Gemäß der IZES-Studie verbrauchten im Jahr 2004 die Haushalte knapp 27 % (ca. 140 TWh) der gesamten Strommenge. Auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser entfielen etwa ein Drittel (ca. 47 TWh) des im Haushaltssektor verbrauchten Stroms. Etwa 25,2 TWh⁶⁷ wurden für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt. Dies entsprach etwa 18% des gesamten Stromverbrauchs der Haushalte bzw. 4,7% des gesamten deutschen Stromverbrauchs. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) wurden im Jahr 2004 etwa 22% (ca. 26,9 TWh) des gesamten Stromverbrauchs für die Raumwärme- und Warmwassererzeugung eingesetzt. Auf die Erzeugung von Raumwärme entfallen etwa 10,6 TWh, was einem Anteil von 8,7 % des gesamten GHD-Stromverbrauchs entspricht. Summiert man die in beiden Sektoren für Raumwärmeerzeugung eingesetzten Strommengen, lag der Anteil am gesamten deutschen Stromverbrauch bei etwa 6,8 %.

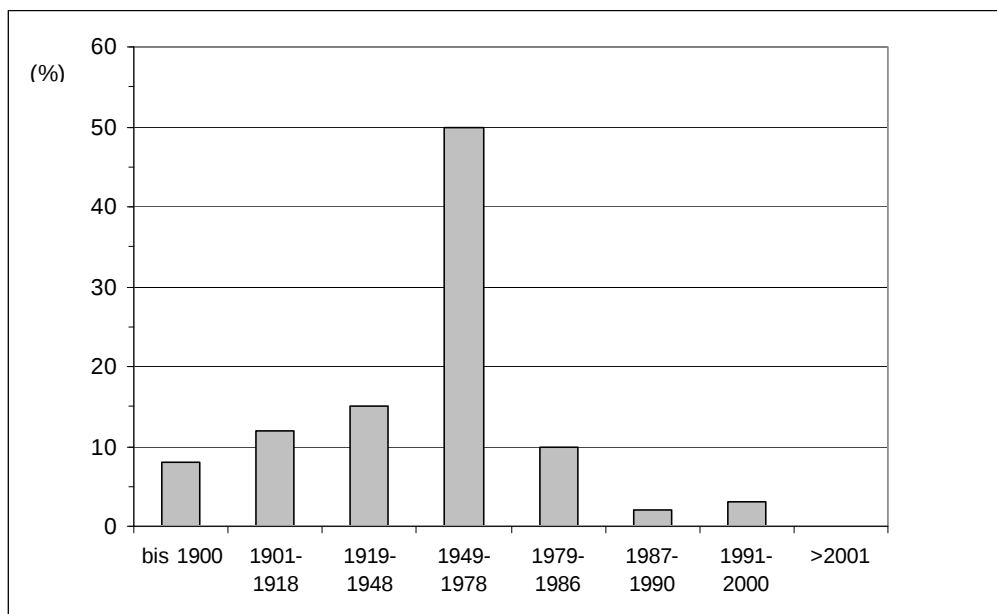
Die nachfolgenden Ausführungen umfassen lediglich den Haushaltssektor. Ausgehend von den Mikrozensusdaten 2002 betrug die Anzahl der mit Elektroheizungen ausgestatteten Wohnungen nach Angaben der IZES-Studie etwa 1,44 Millionen. Unter Ver-

⁶⁷ Nach den Energiestatistiken des BMWi liegt der Verbrauch mit etwa 22,8 TWh (2005) etwas niedriger

wendung bundeslandspezifischer Statistiken gelangt die IZES-Studie zu folgenden Ergebnissen:

- Etwa 97 % der Wohnungen sind mit Einzel- und Mehrraumöfen ausgestattet, der Rest entfällt im Wesentlichen auf Sammelheizungen, die somit nur eine geringe Rolle spielen.
- Etwa 58 % der mit elektrischen Raumheizungen ausgestatteten Wohnungen sind Mietwohneinheiten; 42 % sind Eigentümerwohnungen.
- Etwa 85 % (1,22 Mio.) aller mit elektrischer Raumheizung ausgestatteten Wohneinheiten sind vor 1979 errichtet worden, ca. 15 % (0,22 Mio. Wohneinheiten) sind nach 1979 errichtet worden. (Abbildung 8-1)

Abbildung 8-1: Altersstruktur der mit Elektroheizungen ausgestatteten Wohnungen (gesamt: 1,44 Mio.)



Quelle: IZES, 2007

Gewichtet anhand der Verteilung der Baualtersklassen, lassen sich ausgehend von der bundesdeutschen Gebäudetypologie durchschnittliche Energieverbrauchskennwerte zuordnen (Tabelle 8-1), wie sie in der IZES-Studie angegeben und auch für die nachfolgenden Analysen verwendet werden.

Tabelle 8-1: Durchschnittlicher flächenspezifischer Wärmebedarf und durchschnittliche Wohnungsfläche der mit Elektroheizungen beheizten Wohnungen

Wohneinheiten / Gebäude	KWh/m ² a	m ² /Wohneinheit
1	179	119
2	154	89
3-6	139	73
>6	127	64

Quelle: IZES, 2007

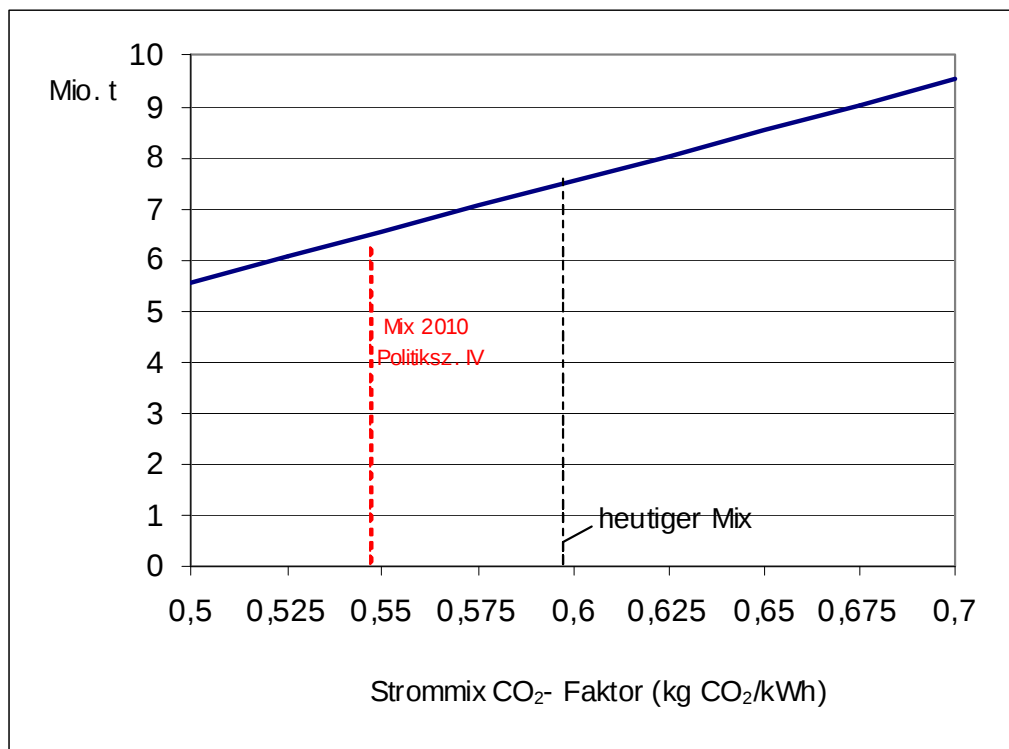
8.2 Quantifizierung der Kosten

8.2.1 Emissionseinsparungen

Auf der Grundlage der in der IZES-Studie zugrunde gelegten Datenbasis werden die möglichen CO₂-Emissionseinsparpotenziale berechnet. Geht man davon aus, dass alle Elektrospeicherheizungen (ca. 20,6 TWh) durch Gasbrennwertkessel ersetzt werden, errechnet sich unter Zugrundelegung des heutigen Strommix eine CO₂-Einsparung im Jahr 2020 von knapp 7,5 Mio. t. Dieses Reduktionspotenzial beinhaltet nicht die Warmwassererzeugung. Die Korrelation zwischen Reduktionspotenzial und dem spezifischen CO₂-Faktor für den Strommix ist in Abbildung 8-2 dargestellt.

In der IZES-Studie wird mit einem deutlich höheren CO₂-Wert für den Strommix gerechnet, mit dem auch die vorgelagerten Emissionen berücksichtigt werden. Legt man diesen Wert zugrunde, errechnet sich für das Jahr 2020 ein deutlich höheres Einsparpotenzial von etwa 11,3 Mio. t. Weiterhin hängt das gesamte Einsparpotenzial auch von der Wahl des jeweiligen Heizungssystems ab, mit dem die Elektroheizungen ersetzt werden. So kann das Potenzial nach der IZES-Studie um bis zu 30 % größer ausfallen, wenn vorrangig Heizungssysteme auf der Basis erneuerbarer Energien (z.B. Pelletheizungen) gewählt werden. Umgekehrt wird aber auch gezeigt, dass das Reduktionspotenzial bei Ersatz durch Heizungen auf Basis anderer fossiler Energieträger (z.B. Heizöl) entsprechend niedriger ausfallen kann.

Abbildung 8-2: CO₂-Einsparpotenzial bei Austausch aller Nachstromspeicherheizungen gegen Gasbrennwertkessel in Abhängigkeit vom Strommix⁶⁸ im Jahr 2020



Quelle: Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007), und eigene Rechnungen

8.2.2 Potenzialeinschränkungen bzw. -hemmnisse

Die zuvor angegebenen Potenziale sind als maximal mögliche Emissionseinsparungen zu sehen, wenn alle der in privaten Wohngebäuden installierten Nachstromspeicherheizungen bis zum Jahr 2020 ausgetauscht werden. Allerdings sind einige Hemmnisse zu nennen, die einer vollständigen Potenzialausschöpfung entgegenstehen:

- Aus den aktuellen Statistiken lässt sich nicht ablesen, wie viele der bestehenden Elektroheizungen bereits erneuert wurden. Wie zuvor gezeigt, ist ein erheblicher Anteil der Gebäude in dem Zeitraum 1948 bis 1978 errichtet worden. Geht man von einer Lebensdauer eines Heizungssystems von 25 Jahren⁶⁹ aus, müsste ein nicht unerheblicher Anteil der Elektroheizungen erneuert worden sein. Wie im Nachfolgenden noch näher erläutert wird und auch aus der IZES-Studie abgelesen werden

⁶⁸ Der unterstellte Strommix umfasst nur die eigentliche Stromerzeugung ohne Vorketten und ist der Quotient von CO₂-Emissionen und Nettostromerzeugung (Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007), S. 200).

⁶⁹ Nach Analysen von Kleemann (2007) beträgt die mittlere Lebensdauer von Öl- und Gasheizkesseln ca. 25 Jahren. Vergleiche auch hierzu Gruson (1992).

kann, sind alle Ersatzlösungen mit hohen Investitionskosten verbunden. Ein Gebäudeeigentümer der vielleicht in den letzten Jahren eine Erneuerung seiner Elektroheizung vorgenommen hat, wird in der Regel keine erneute Investition tätigen.

- Alle Ersatzlösungen sind deutlich teurer als die Erneuerung von Elektroheizungen. Der notwendige Investitionsbedarf ist erheblich. Ein Ersatz könnte somit auch an der fehlenden Kreditfähigkeit des Investors scheitern.
- Eine nicht unerhebliche Anzahl von Elektroheizungen befindet sich in städtischen Versorgungsgebieten mit vollelektrischer Energieversorgung, wo jegliche weitere Energieinfrastruktur (z.B. Erdgasnetze etc.) nicht vorhanden ist. Ein Heizungssystemwechsel ist mitunter mit hohen Infrastrukturkosten verbunden und könnte ein Hemmnis darstellen.
- Etwa 25% der Gebäude mit Elektrospeicherheizungen ist vor 1948 gebaut worden. Ein Heizungssystemwechsel erfordert z. T. erhebliche Baumaßnahmen. Ob für alle derartigen Gebäude die technischen Voraussetzungen vorhanden sind, ist nicht bekannt.
- Ein Systemwechsel ist mit großen Umbaumaßnahmen (z.B. Rohrleitungssystem) verbunden und bietet sich insbesondere im Fall einer Gebäudegesamtsanierung an. Eine mit einem Heizungssystemersatz einhergehende energetische Gebäudesanierung wurde im Rahmen der Analysen nicht betrachtet, könnte aber wegen des insgesamt geringeren Wärmebedarfs zu einer Verringerung der Einsparpotenziale führen. Dies gilt unabhängig von der Wahl des jeweiligen Heizungssystems.
- In der Vergangenheit aber auch noch heute war und ist es üblich, dass Kohledeputate in Form von Nachtspeicherstromdeputaten gezahlt wurden, was die Verbreitung von Nachtspeicherheizungen förderte. Ähnliche Deputate werden auch heute noch in vielen Fällen von Stromversorgern an die Belegschaft gezahlt. In solchen Fällen verringern sich die Energiekosten, was den Anreiz eines Heizungswechsels verringern dürfte.

8.2.3 Auswirkungen eines Austausches von Nachtstromspeicherheizungen durch gasgefeuerte Heizungen

Im Folgenden wird eine Abschätzung der energie-, emissions- und kostenseitigen Auswirkungen für den Austausch aller in privaten Wohngebäuden befindlichen Nachtstromspeicherheizungen vorgenommen. Als Referenzfall liegt den nachfolgenden Berechnungen die Erneuerung von Nachtstromspeicherheizungen zugrunde. Diesem Referenzfall wird der Ersatz durch erdgasgefeuerte Heizungssysteme gegenüber gestellt. Datenbasis bilden im Wesentlichen die IZES-Studie sowie eigene Annahmen (z.B. Energiepreise, Zinssatz, Lebensdauer, Emissionsfaktoren). Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2020 der Austausch aller Nachtstromspeicherheizungen im privaten Wohngebäudebereich vollständig umgesetzt wird.

Tabelle 8-2 enthält für die beiden Fälle die jeweiligen Energieverbräuche, Emissionen sowie Kosten. Der Austausch der Nachtstromspeicherheizungen erfordert pro Jahr zusätzliche Investitionen von etwa 0,45 Mrd. €₂₀₀₇. Für den Zeitraum von 2008 bis zum Jahr 2020 kumulieren sich diese zu einem Wert von etwa 5,8 Mrd. €₂₀₀₇. Die endenergieseitige Einsparung errechnet sich aus dem Verbrauch der Erdgasheizungssysteme (inkl. Strom für Umwälzpumpen) sowie dem Stromverbrauch der Nachtstromspeicherheizungen. Endenergieseitig sind eher nur kleine Änderungen festzustellen, während sich hinsichtlich Energiekosteneinsparung sowie Emissionsreduzierung deutliche Unterschiede ergeben. So beläuft sich die Emissionseinsparung im Jahr 2020 auf etwa 6,5 Mio. t CO₂, was spezifischen Minderungskosten im Jahr 2020 von etwa -102 €₂₀₀₀/tCO₂ entspricht. Kumuliert über alle Jahre (2008 – 2020) errechnet sich eine Emissionseinsparung von ca. 45,5 Mio. t. Bei der Berechnung der spezifischen Minderungskosten wurde von einem Zinssatz von 4 % sowie einer Lebensdauer von 32 Jahren⁷⁰ ausgegangen. Legt man eine wirtschaftliche Lebensdauer gemäß der VDI Richtlinie 2067 von 20 Jahren zugrunde, liegen die spezifischen Minderungskosten bei etwa -86 €₂₀₀₀/tCO₂. Etwa 58 % aller betroffenen Wohnungen sind Mietwohneinheiten, die sich zum Teil im Besitz von privatrechtlichen Wohnungsbaugesellschaften befinden. Geht man von einem Zinssatz von 9% aus, wie er in der McKinsey Studie [McKinsey, 2007] für diese Eigentümergruppe unterstellt wird, errechnen sich bei einer wirtschaftlichen Lebensdauer von 20 Jahren spezifische Vermeidungskosten von etwa -57 €₂₀₀₀/tCO₂.

Werden über den verbleibenden Zeitraum bis zum Jahr 2020 alle Elektroheizungssysteme ausgetauscht, liegt die jährliche Austausch- bzw. Sanierungsrate bei etwa 7,7 %. Zum Vergleich: Die jährliche Sanierungsrate von Gebäuden beträgt derzeit etwa 2 % (KfW-Programme inklusive). Auch wenn die Renovierungszyklen deutlich höher sind als bei Heizungssystemen, liegt die Sanierungsrate immer noch sehr hoch. Dies verdeutlicht, wie ehrgeizig die aus den Vorgaben resultierenden Sanierungsraten sind.

Viele der Maßnahmen des Meseberger Integrierten Energie- und Klimaprogramms wirken über einen Zeitraum, der deutlich über das Jahr 2020 hinausgeht. So wurde in der Gesamtbetrachtung von einer technischen Lebensdauer von 32 Jahren ausgegangen. Dies bedeutet, dass die letzten neu im Jahr 2020 ergriffenen Heizungssystemwechsel über das Jahr 2050 hinaus wirken. Analysiert man sämtliche Heizungswechsel im Sinne einer Kohortenbetrachtung über die technische Lebensdauer, errechnen sich Netto-Vermeidungskosten (kumuliert von 2008 bis 2052, Kapitalwert diskontiert) von knapp -37 €₂₀₀₀/tCO₂.

⁷⁰ Zwar beträgt die technische Lebensdauer von Heizungsanlagen etwa 25 Jahre, allerdings ist zu beachten, dass die Lebensdauer für die zusätzlich für den Umbau erforderlichen Maßnahmen (z.B. Rohrleitungssystem, Schornstein) deutlich höher ist.

Tabelle 8-2: Energieverbrauch, Emissionen und Kosten pro Jahr bei Substitution aller Elektrospeicherheizungen durch Gasheizungen

	2008	2010	2015	2020	Kumuliert 2008 – 2020
Jährliche (Differenz)-Investitionen (Mrd. € ₂₀₀₇)	0,45	0,45	0,45	0,45	5,80
Insgesamt eingesparte Energie im jeweiligen Jahr (TJ)	-410	-1.230	-3.279	-5.328	-37.296
Strom (TJ)	-263	-789	-2.105	-3.420	-23.940
Strom Nebentarif (TJ)	5.718	17.155	45.748	74.340	520.380
Erdgas (TJ)	-5.865	-17.596	-46.922	-76.248	-533.736
Summe der eingesparten CO ₂ -Emissionen im jeweiligen Jahr (kt CO ₂)	500	1.501	4.002	6.503	45.520
Begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (Mrd.€2000) ¹⁾					3,63
Spezifischer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (€2000 / t CO ₂) ²⁾					80
Minderungskosten (€2000/ t CO ₂ im Jahr 2020 ³⁾					-102

1) Investitionskosten (annuisiert) minus Energiekosten, beide Werte diskontiert

2) Vorheriger Kapitalwert 1) dividiert durch nicht diskontierte Emissionen

3) Investitionskosten (annuisiert) minus Energiekosten, beide Werte nicht diskontiert

8.2.4 Förderprogramm

Die Autoren der IZES-Studie gehen von einem Investitionszuschuss von 40% der gesamten Investitionskosten pro Wohneinheit und schätzen das erforderliche Fördervolumen bei einer Umstellung auf erdgasbasierte Heizungssysteme auf etwa 5,4 Mrd. €, was einer Gesamtinvestition von über 13 Mrd. € entspricht. Substituiert man die Elektrospeicherheizungen mit anderen Heizungssystemen (Pelletheizungen etc.) kann dieser Wert u.U. deutlich höher liegen.

Die laufenden KfW-Programme ermöglichen eine Förderung über Zuschüsse sowie Zuschüsse in Kombination mit zinsverbilligten Krediten. Die Höhe der Zuschüsse (Bandbreite 5 – 17,5 % in Kombination mit absoluten Obergrenzen) hängt von der Effizienz der durchgeführten Maßnahmen ab. Geht man von einem Investitionszuschuss von 10 % sowie zusätzlich von einem zinsverbilligten Kredit (1 % unter Hypothekenzins) für die restlichen 90 % der Investitionssumme aus, errechnen sich - grob kalkuliert - aus Sicht des Kredit- und Zuschussgebers kumulierte Kosten von etwa 4,55 Mrd. €₂₀₀₇ für ein derart ausgestaltetes Förderprogramm. Hiervon entfallen kumuliert etwa 1,37 Mrd. €₂₀₀₇ auf den 10 %-Zuschuss, 1,34 Mrd. €₂₀₀₇ auf entgangene Zins-einnahmen für den Zuschuss (15 Jahre, 5 % Zins) sowie 1,84 Mrd. €₂₀₀₇ für die Zins-

verbilligung (entgangene Zinseinnahmen). Wie im Fall des Einzelbeispiels gezeigt, kann sich ein Austausch mitunter über die eingesparten Energiekosten rechnen, und eine Förderung ist in diesem Fall nicht erforderlich. Vor diesem Hintergrund sind die Fördervolumen, wie sie in dieser Analyse oder im Rahmen der IZES-Studie kalkuliert wurden, eher als theoretische Obergrenze zu verstehen.

8.3 Beispielberechnung: Heizungswechsel in einem Einfamilienhaus

Die IZES Studie untersucht neben der Erneuerung von Elektrospeicherheizungen für drei verschiedene Gebäudetypen sechs weitere Ersatzvarianten (Gasbrennwertheizung, Ölheizung, Pellet-Heizung, Kombination Pellet/Solarthermie, Nahwärme auf Basis von KWK, Split-Raumklimageräte). In nahezu allen Varianten liegen die Investitionskosten deutlich über den Kosten, die für eine Erneuerung einer Elektrospeicherheizung notwendig wären. Andererseits errechnen sich bei Austausch der Elektrospeicherheizung deutliche Einsparungen für die variablen Kosten bei fast allen Varianten (Ausnahme: Split-Raumklimageräte). Ein generelles Problem besteht darin, dass die finanziellen Vor- und Nachteile zwischen Vermieter (Mehrbelastung durch zusätzliche Investitionen) und Mieter (profitiert durch Rückgang der Verbrauchskosten) in der Regel ungleich verteilt sind. Eine Umwälzung der Kapitalkosten auf die Kaltmiete ist nur bedingt möglich. Die Höhe der finanziellen Mehrbelastungen bzw. -entlastungen variiert je nach Versorgungsfall, Gebäudetyp und Heizungsersatzsystem erheblich.

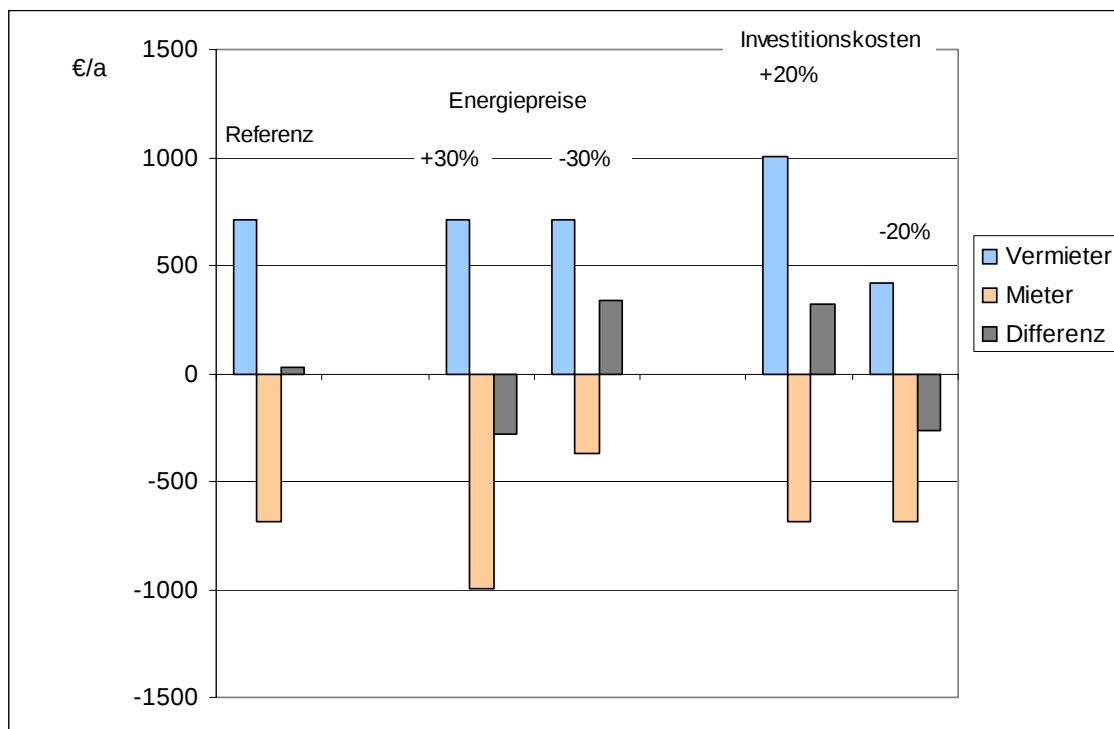
Inwieweit die jeweiligen Parameter (Brennstoffpreis, Investitionskosten etc.) eine Rolle spielen, sei am nachfolgenden Beispiel verdeutlicht. Betrachtet wird die Substitution einer Nachtstromspeicherheizung durch ein Gasbrennwertkesselheizungssystem. Der Austausch einer veralteten Nachtstromspeicherheizung durch eine neue Elektroheizung gleicher Art erfordert Investitionen, die etwa 8.500 € (IZES, 2007) betragen. Dagegen erfordert der Ersatz durch einen Gasbrennwertkessel etwa doppelt so hohe Investitionen. Je nach Beschaffenheit des Gebäudes (Kamin vorhanden oder nicht, Verteilungsrohre etc.) können diese um ca. $\pm 20\%$ schwanken (Gruson, 1992; Leven et al. 2001, Dehli, 2003). Gleiches gilt für die Höhe der Energiepreise, deren Prognose mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Abbildung 8-3 enthält die Ergebnisse von Sensitivitätsrechnungen. Variiert wurden die Investitionskosten für den Einbau einer Gasheizung in der oben genannten Bandbreite sowie die Strom- und Gaspreise in einem Schwankungsbereich von $\pm 30\%$. Dargestellt sind die jährlichen Kosten für Vermieter und Mieter verglichen mit der Erneuerung einer Elektroheizung. Berücksichtigt wurden sämtliche Betriebskosten (z.B. Schornsteinfeger) sowie Energiekosten (inklusive der fixen Leistungsentgelte für Strom und Erdgas).

Die Grafik verdeutlicht, dass im Referenzfall dem Vermieter jährliche Kosten in Höhe von gut 700 € entstehen, während der Mieter mit etwa 680 € gegenüber dem Betrieb

einer Elektrowärmeheizung entlastet wird. Würde der Vermieter alle Kosten auf den Mieter abwälzen, so betrügen die Netto-Mehrkosten für den Mieter etwa 20 €. Eine Verringerung der Energiepreise um 30 % führt zu einer deutlichen Zunahme der Netto-Mehrbelastung auf einen Wert von etwa 340 € pro Jahr. Eine Erhöhung der Energiepreise um 30% bewirkt, dass die eingesparten Energiekosten für den Mieter deutlich höher ausfallen und in der Summe zu einer Netto-Kostenentlastung von etwa 280 € pro Jahr führen. Eine Erhöhung der Investitionskosten verschlechtert bei sonst gleichbleibenden Parametern (wie Referenzfall) die Wirtschaftlichkeit eines Heizungsaustauschs. Eine Reduktion der Investitionskosten von 20 % führt hingegen zu einer deutlichen Kostenentlastung des Vermieters und in der Summe zu einer Kostenentlastung von 265 € pro Jahr.

Das Beispiel verdeutlicht, dass eine pauschale Aussage über die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme kaum möglich ist. Generell gilt, dass für jeden Einzelfall der individuelle bautechnische Aufwand erhoben werden muss, der dann die Grundlage für die betriebswirtschaftliche Kalkulation bildet.

Abbildung 8-3: Jährliche Mehr- bzw. Minderkosten für ein Einfamilienhaus (Ersatz durch Gasbrennwertkessel verglichen mit der Erneuerung einer Elektro-speicherheizung) bei Variation von Energiepreisen und Investitionskosten



Anmerkung: Zinssatz 4%, ökonomische Lebensdauer: 20 Jahre, Erdgaspreis: 5,3 ct/kWh, Hauptstromtarif: 16,8 cts/kWh, Schwachlasttarif: 9,6 cts/kWh sowie fixe Leistungsentgelte für Gas und Elektrizität

Quelle: eigene Berechnungen

9 Maßnahme 12: CO₂-Gebäudesanierungsprogramm

9.1 Ausgestaltung der Maßnahme

9.1.1 Entwicklung der Kredite und der CO₂-Einsparungen

Kredite und insgesamt erreichte Einsparungen

Die Entwicklung der Kredite im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms ist in Tabelle 9-1 zusammengestellt. Die Zahlen bis 2006 entsprechen der tatsächlichen Entwicklung. Für den Zeitraum 2006 bis 2009 hat die Bundesregierung insgesamt 4 Mrd. € bereitgestellt. Haushaltsmittel in Höhe von 700 Mio. € stellt die Bundesregierung im Zeitraum von 2007 bis 2009 für verbilligte Kredite und Tilgungszuschüsse bei der energetischen Sanierung der Wohngebäude zur Verfügung. Nach den Erkenntnissen einer Studie von Ifeu & IWU (2005) und Angaben der KfW (2007) wird durch einen Bundeszuschuss von 1 € ein Kreditvolumen von 5 € ausgelöst. Dies entspricht einem Faktor von 5 für die Höhe der angestoßenen Kredite und führt zu einem jährlichen Kreditvolumen von 3,5 Mrd. €. Dieser Betrag wurde in der nachfolgenden Tabelle bis 2020 fortgeschrieben.

Es muss hier deutlich festgestellt werden, dass ein finanzielles Anreizprogramm von diesem Volumen nicht ausreichen wird, um ein Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario umzusetzen. Ein Vergleich mit dem in Tabelle 6-13 gezeigten Investitionsbedarf zeigt, dass die hier angesetzten Kredite geringer sind.

Mit dieser unterstellten Kreditentwicklung, die von den Annahmen in „Politikszenerarien IV“ (2007) nach oben abweicht, werden von 2006 bis 2020 rund 13,3 Mio. t CO₂ eingespart.

Tabelle 9-1: Entwicklung der Kredite und CO₂-Einsparungen im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Kredite*	Mio. €/a	495	736	1.332	1.470	1.144	3.377	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
CO ₂ -Einsparung	Mio. t/a	0,16	0,23	0,42	0,46	0,36	1,06	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95

*kursive Zahlen geschätzt

Quelle: BMVBS (2006), Hansen (2005) und eigene Berechnungen

Kredite und CO₂-Einsparung je Wohneinheit

Der mittlere Kreditbedarf für die Modernisierung lag in den letzten Jahren zwischen 17.000 und 21.000 € pro Wohneinheit. Dabei wurden im Mittel zwischen 5 und 6,5 Ton-

nen CO₂ pro Jahr eingespart. Die Wohneinheit ist hier gemittelt über Ein- und Mehrfamilienhäuser, die am Programm beteiligt sind.

Die jährliche Belastung für den Kreditnehmer hängt von einer Vielzahl von Parametern und Konditionen ab und kann deshalb nicht allgemein berechnet werden, sondern nur für den konkreten Fall. Eine detailliertere Evaluierung, die möglich ist, kann im begrenzten Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet werden.

9.1.2 Energieverbrauchsmix für den Zustand vor der Modernisierung

Eine Stichprobenuntersuchung der in den letzten Jahren mit KfW-Mitteln modernisierten Gebäude hat den in der folgenden Tabelle dargestellten mittleren Energiemix für den Zustand vor der Sanierung ergeben. Die Verteilung ist damit ein Maß für die Anteile der einzelnen Energieträger an der Energieeinsparung in Tabelle 9-2. Die relativ geringen Veränderungen, die sich ergeben, wenn bei der Sanierung der Heizungsanlage ein Brennstoffwechsel vorgenommen wird, kann mangels Daten nicht berücksichtigt werden. Es wird unterstellt, dass der Mix in Tabelle 9-2 bis 2020 fortgeschrieben werden kann.

Tabelle 9-2: Anteil der einzelnen Energieträger an den Energieeinsparungen

Energieträger	Anteil in %
Strom	2,1
Gas	34,2
Öl	60,5
Kohle	3,1

9.1.3 Anmerkungen zur Problematik der Verwendung von Kreditsummen für Kostenanalysen

Die Kreditangaben der KfW sind für eine Berechnung von Minderungskosten nicht so gut geeignet. Sie enthalten Kostenkomponenten für Baumaßnahmen, die nichts mit Energie- oder CO₂-Sparen zu tun haben, so dass die auf einer solchen Grundlage berechneten Energie- und CO₂-Minderungskosten überschätzt wären.

Im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms können nicht nur Sparmaßnahmen finanziert werden, sondern auch sonstige bauliche Sanierungsmaßnahmen wie Umbauten, Anbauten, Innenmodernisierungen, Fenstervergrößerungen usw. Treten solche Nebenmaßnahmen nicht auf, dann decken die Kredite für Minderungsmaßnahmen die Gesamtkosten entsprechend der Definition in Kapitel 6.2.2 ab. Die Finanzierung umfasst die Gebäudehaut (Fassade, Dachziegel) plus den Dämmstoff. Nach Untersuchungen von Kleemann et al. (2003) beläuft sich der Anteil der Nebenkosten nach Angaben von der KfW im Mittel auf rund 50 % der Gesamtkosten für die Dämmmaß-

nahmen. Die mit den Kreditsummen berechneten Minderungskosten liegen also im Mittel um 33 % zu hoch. Um genauere Werte zu bekommen, müsste mit einem entsprechenden Abschlag gerechnet werden.

9.1.4 Programmkosten

Als Programmkosten werden die Kosten verstanden, die dem Staat bei der Durchführung des Programms entstehen. Dazu gehören:

- Die Differenz zwischen verbilligtem Kreditzins im Rahmen des Programms und Kreditzins am freien Markt,
- Teilschulderlässe bzw. Tilgungszuschüsse,
- Verdienstmargen/Verwaltungskosten der KfW und der durchleitenden Banken.

Für die Berechnung wird mit 20 % der Kreditsumme als Programmkosten gerechnet. Die „Hebelwirkung“ des Programms entspricht dem Faktor 5 gemäß dem jährlich angestoßenen Kreditvolumen von 3,5 Mrd. € in Bezug zu den Programmkosten von rund 700 Mio. €. Bezogen auf den Mitteleinsatz des Staates verfünffacht sich somit die Wirkung.

9.2 Quantifizierung der Kosten

9.2.1 Berechnung der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung

Die folgende Tabelle 9-3 zeigt die Zusammenfassung der Ergebnisse der Maßnahmenwirkungen in 2020 ohne Diskontierung. Die eingesparten CO₂-Emissionen belaufen sich in 2020 auf jährlich rund 13,3 Mio. t und kumuliert bis 2020 auf nahezu 100 Mio. t. Die spezifischen Nettokosten betragen in 2020 -58 €/tCO₂. Die Programmkosten besitzen einen Anteil von 20 % an den jährlichen Differenz-Investitionen.

Tabelle 9-3: Auswirkungen der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung

	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
(Differenz)-Investition (Mrd. €)	3,10	3,10	3,10	3,10	43,40
Eingesparte Energie (TJ)	13.471	53.883	121.236	188.590	1.414.425
Strom (TJ)	282,9	1.131,5	2.546,0	3.960,4	29.703
Erdgas (TJ)	4.607,0	18.427,9	41.462,9	64.497,8	483.733
Heizöl (TJ)	8.163,3	32.653,0	73.469,3	114.285,6	857.142
Kohle (TJ)	417,6	1.252,8	2.505,6	4.175,9	6.264
Eingesparte CO ₂ -Emission (kt CO ₂)	951	3.804	8.559	13.314	99.853
Programmkosten (Mrd. €)	0,62	0,62	0,62	0,62	8,67
Nettokosten (€/tCO ₂)	-64	-64	-65	-67	-66

9.2.2 Berechnung der Maßnahmenwirkungen bis 2020 mit Diskontierung

Die kostenmäßige Analyse nach der Kapitalwertmethode führt zu den Resultaten der Tabelle 9-4. Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme beträgt im Bilanzzeitraum 2008 – 2020 4,7 Mrd. €. Die Differenz-Investitionen wurden dabei annuitätisch über die Lebensdauer von 32 Jahren verteilt.

Tabelle 9-4: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)

Maßnahme 10A: EnEV	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
Annuierte und diskontierte (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	0,16	0,58	1,08	1,38	12,38
Diskontierte eingesparte Energiekosten (Mrd. €)	0,23	0,80	1,49	1,91	17,08
Programmkosten (Mrd. €)	0,62	0,55	0,45	0,37	6,81
Begrenzter Kapitalwert ⁷¹ der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (Mrd.€2000)					4,7
Spezifischer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (€2000 / t CO ₂)					47
Minderungskosten ⁷² (€2000/ t CO ₂ im Jahr 2020)					-67

9.2.3 Kohortenberechnung für die gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2052

Bei einer unterstellten technischen Lebensdauer von 32 Jahren ergeben sich für den Gesamtzeitraum die Energiekosteneinsparungen nach der

Tabelle 9-5. Die spezifischen Nettokosten belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund -49 €/tCO₂.

⁷¹ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁷² Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

Tabelle 9-5: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052)

	2007 - 2052
Diskontierte (Differenz-Investitionen) (Mrd. €)	34,03
Diskontierte Stromeinsparung (Mrd. €)	2,84
Diskontierte Erdgaseinsparung (Mrd. €)	17,55
Diskontierte Heizöleinsparung (Mrd. €)	34,24
Diskontierte Kohleeinsparung (Mrd. €)	0,78
Gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	55,41
Investitionen – gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	-21,38
Nettokosten in € / t CO ₂	-49
Programmkosten (Mrd. €)	6,81
Eingesparte CO ₂ - Emissionen (kt CO ₂)	439.352

10 Maßnahme 13: Soziale Infrastruktur

10.1 Ausgestaltung der Maßnahme

10.1.1 Energieverbrauch in kommunalen Gebäuden

Rund 60 % des Energieverbrauchs von öffentlichen Liegenschaften entstehen in kommunalen Gebäuden. Neben den Einrichtungen der Kommunalverwaltung stellen insbesondere Schulen und Kindertagesstätten mit nahezu 40 % den größten Anteil an kommunalen Liegenschaften. Nach den Untersuchungen von Dena und Prognos (2007) entfällt mit 19.100 GWh in 2005 mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs im kommunalen Bereich auf die Allgemeinbildenden Schulen. Der Anteil der Wärmeversorgung wird mit 90 % festgestellt.

10.1.2 Art der Maßnahme und monetäre Förderung

Mit dieser Maßnahme soll die energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur analysiert werden. Im Rahmen eines dreijährigen Investitionspakts zwischen Bund, Ländern und Kommunen sollen von 2008 bis 2010 jährlich 600 Mio. Euro zur energetischen Sanierung von Schulen und Kindergärten zur Verfügung gestellt werden. Dieses Fördervolumen wird um jährlich 200 Mio. Euro durch zinsverbilligte Darlehen für Kommunen und gemeinnützige Vereine aufgestockt. Für den Zeitraum von 2011 bis 2020 wird eine Fortführung der Förderungen in entsprechender Höhe unterstellt (vgl. Tabelle 10-1).

Tabelle 10-1: Entwicklung des Förder- und Kreditvolumens

		2007	2008	2009	2010	2015	2020
Öffentliche Förderung*1	Mio. €/a	0	600	600	600	600	600
Kredite*2	Mio. €/a	0	200	200	200	200	200

*1: Drittelfinanzierung zwischen Bund, Ländern und Kommunen;

*2: KfW – Kommunalkredit;

kursive Zahlen geschätzt

10.2 Quantifizierung der Kosten

10.2.1 Berechnungsansatz

Der hier dargestellte Berechnungsansatz erfolgt auf der Basis der energetischen Sanierungen von Schulen. Nach den Analysen von Dena und Prognos (2007) beträgt der durchschnittliche Wärmeverbrauch von Schulen bezogen auf die Hauptnutzfläche (im Mittel 2.150 m² je Schule) rund 238 kWh/(m²a). Für die Berechnung wird ein um 30 % höherer Wärmeverbrauch angesetzt. Im Rahmen dieser Maßnahme wird bei einer jährlichen Sanierungsrate von 2,1 % eine energetische Sanierung auf das EnEV Neubau-

niveau unterstellt. Analog der Maßnahme für das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm entstehen für das Programm der Kreditanstalt für Wiederaufbau zudem Programmkosten in Höhe von angenommenen 20 % des Kreditvolumens (rund 44 Mio. Euro im Zeitraum von 2008 bis 2020).

Tabelle 10-2: Energieverbrauchswerte der Allgemeinbildenden Schulen

	Anzahl	Energieverbrauch	Spezifischer Wärmeverbrauch
Grundschulen	17.000	4.500 GWh	243 kWh/(m ² a)
Haupt- und Realschulen	18.000	8.000 GWh	244 kWh/(m ² a)
Gymnasien	3.000	6.600 GWh	229 kWh/(m ² a)
Summe	38.000	19.100 GWh	238 kWh/(m ² a)

Quelle: Dena, Prognos (2007)

10.2.2 Berechnung der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung

Die CO₂-Einsparung beträgt mit diesem Sonderprogramm 2008 – 2010 bei einem angenommenen Energieeinsparziel von 75 % rund 0,24 Mio. t CO₂. Bei analogen Annahmen für das Kreditprogramm können jährlich weitere 0,03 Mio. t CO₂ eingespart werden. Die Summe der gesamten CO₂-Einsparungen beläuft sich folglich von 2008 bis 2010 auf ca. 0,32 Mio. t CO₂.

Tabelle 10-3: Auswirkungen der energetischen Modernisierung der sozialen Infrastruktur ohne Diskontierung

Maßnahme 13: Soziale Infrastruktur	2007	2008	2010	2015	2020	2008 - 2020
Investitionspakt (Mrd. €)	0	0,6	0,6	0,6	0,6	7,80
KfW – Kommunalkredit (Mrd. €)	0	0,2	0,2	0,2	0,2	2,60
Jährliche (Differenz)-Investition (Mrd. €)	0	0,8	0,8	0,8	0,8	10,4
Eingesparte Energie (TJ)	0	1.509	4.528	12.074	19.621	137.346
Strom (TJ)	0	32	95	254	412	2.884
Erdgas (TJ)	0	516	1.549	4.129	6.710	46.972
Heizöl (TJ)	0	915	2.744	7.317	11.890	83.232
Kohle (TJ)	0	47	140	374	608	4.258
Eingesparte CO ₂ -Emissionen (kt CO ₂)	0	107	320	852	1.385	9.696
Programmkosten (Mrd. €)	0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,44
Nettokosten (€ / t CO ₂)	-	113	113	111	110	111

Insgesamt belaufen sich die CO₂-Einsparungen durch diese Maßnahme nach der Tabelle 10-3 auf rund 1,4 Mio. t CO₂ in 2020. Bis 2020 können kumulierte Einsparungen von nahezu 9,7 Mio. t CO₂ erzielt werden. Die spezifischen Nettokosten belaufen sich in 2020 auf 110 €/tCO₂.

10.2.3 Berechnung der Maßnahmenwirkungen bis 2020 mit Diskontierung

Die kostenmäßige Analyse nach der Kapitalwertmethode führt zu den Resultaten in der Tabelle 10-4. Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme beträgt im Bilanzzeitraum 2008 – 2020 -0,8 Mrd. €. Die Differenz-Investitionen wurden dabei annuitätisch über die Lebensdauer von 32 Jahren verteilt.

Tabelle 10-4: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)

Maßnahme 10A: EnEV	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
Annuisierte und diskontierte (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	0,04	0,10	0,23	0,30	2,49
Diskontierte eingesparte Energiekosten (Mrd. €)	0,03	0,07	0,15	0,21	1,70
Programmkosten (Mrd. €)	0,03	0,03	0,03	0,02	0,35
Begrenzter Kapitalwert ⁷³ der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (Mrd.€2000)					-0,80
Spezifischer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (€2000 / t CO ₂)					-82
Minderungskosten ⁷⁴ (€2000/ t CO ₂ im Jahr 2020)					110

10.2.4 Kohortenberechnung für die gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2052

Die Kostenberechnung auf der Preisbasis von 2000 führt in der Kohortenberechnung bei einer Diskontrate von 4 %/a und einer Lebensdauer von 32 Jahren zu Energieeinsparungen von insgesamt rund 7,3 Mrd. €. Die Nettokosten pro Tonne CO₂, die sich aus der Differenz der Investitionen und den Energiekosteneinsparungen sowie der Division durch die eingesparten CO₂-Emissionen ergeben, lassen sich unter diesen An-

⁷³ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁷⁴ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

nahmen mit ungefähr 30 €/t CO₂ für den Zeitraum 2008 bis 2052 berechnen. Über die gesamte Lebensdauer betrachtet, ist die Maßnahme unter den genannten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich.

Tabelle 10-5: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052)

	2008 - 2052
Diskontierte Differenz-Investitionen (Mrd. €)	7,29
Diskontierte Stromeinsparung (Mrd. €)	0,30
Diskontierte Erdgaseinsparung (Mrd. €)	1,87
Diskontierte Heizöleinsparung (Mrd. €)	3,65
Diskontierte Kohleeinsparung (Mrd. €)	0,08
Gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	5,91
Investitionen - gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	1,38
Nettokosten (€ / tCO ₂)	30
Programmkosten (Mrd. €)	0,35
Eingesparte CO ₂ - Emissionen (kt CO ₂)	45.701

10.3 Beispielberechnung

Unter den getroffenen Annahmen (Tabelle 10-6) kann durch die energetische Sanierung einer Schule in 2008 eine Reduktion des Wärmeverbrauchs auf das EnEV Neubauniveau von 78 % erreicht werden. Dieser Einsparung liegt vor der Sanierung ein unsaniertes Gebäude zugrunde, dessen spezifischer Wärmeverbrauch bei 314 kWh/(m²(HNF)a) liegt. Die Sanierung beinhaltet eine Volldämmung und den Einsatz eines Brennwertkessels. Die jährliche Wärmereduktion beläuft sich auf rund 524 MWh. Bezogen auf die CO₂-Emissionseinsparungen entspricht dies ungefähr 130 t/a. Die notwendigen Investitionen belaufen sich in dieser Beispielrechnung auf 700.000 € oder 326 € pro m² der Hauptnutzfläche (HNF).

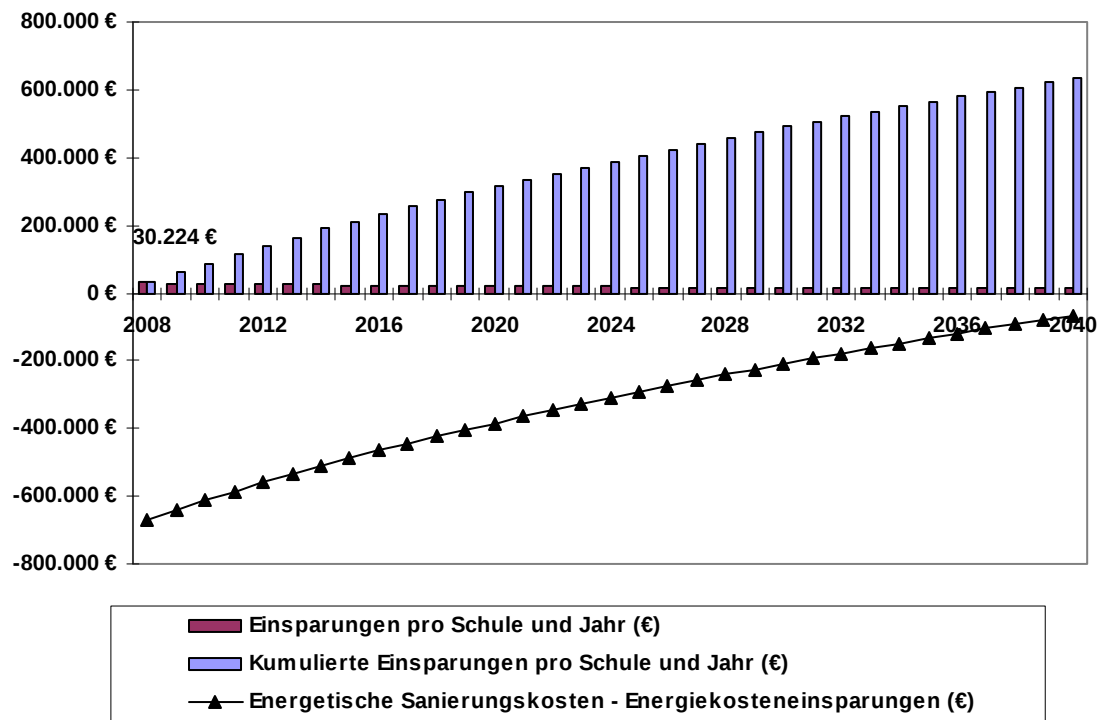
Tabelle 10-6: Annahmen für die Beispielrechnung

Hauptnutzfläche (m ²)	2.150
Wärmeverbrauch vor der Sanierung (MWh/a)	675
Spez. Wärmeverbrauch vor der Sanierung (kWh/(m ² a))	314
Wärmereduktion (MWh/a) in 2007	524
Prozentuale Wärmereduktion	78%
Investitionen der energetischen Sanierung (€)	700.000 €
Spezifische Investitionen (€ / m ²)	326 €

Die Wärmereduktionen führen ab 2008 bei einer angenommenen Diskontierungsrate von 4% p.a. und einer technischen Lebensdauer von 32 Jahren zu insgesamt 335.000 € Energiekosteneinsparungen bis 2020. Über die Lebensdauer betrachtet, bleiben die kumulierten Einsparungen auch im Jahr 2040 rund 65.000 € unter der energetischen

Investition von 700.000 € (vgl. Abbildung 10-1). Die Maßnahme amortisiert sich unter den genannten Bedingungen erst 2044.

Abbildung 10-1: Jährliche Energiekosteneinsparungen am Beispiel einer Schule (Energetische Sanierung in 2007) im Vergleich mit den Investitionskosten



11 Maßnahme 14: Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor

11.1 Ausgestaltung der Maßnahme

11.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Ziel: Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch von derzeit 6 % auf 14 % im Jahr 2020 sowie weiterer kontinuierlicher Ausbau nach 2020.

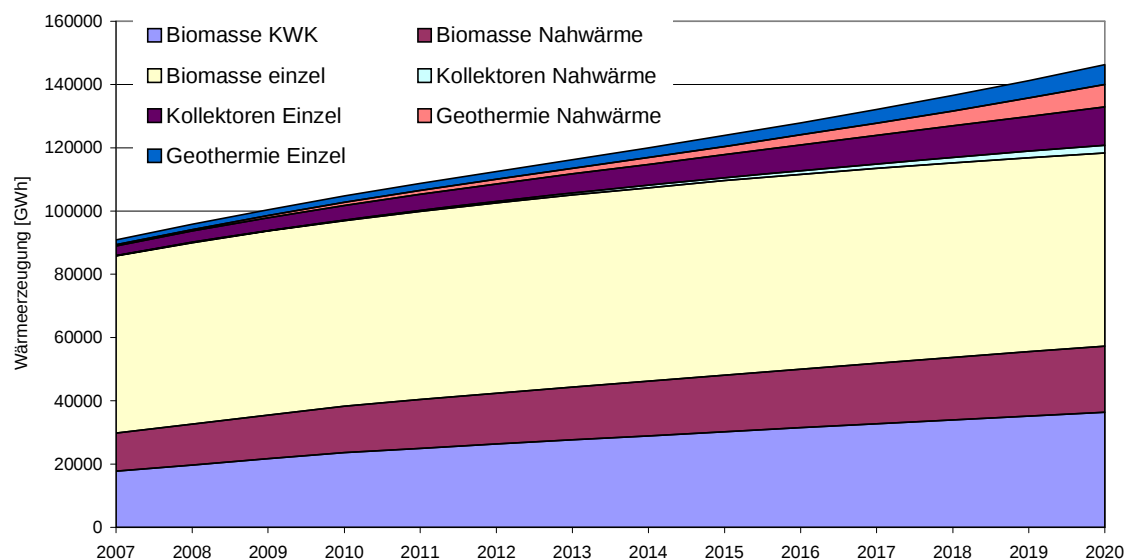
Die zentrale Maßnahme zur weiteren Erhöhung der Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien ist das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz: Es wird eine Pflicht zur anteiligen Nutzung von Erneuerbaren Energien eingeführt. Dabei können neben solarer Strahlungsenergie und Wärmepumpen auch andere erneuerbare Energien sowie KWK (z. B. Fernwärme oder Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen. Beim Einsatz von solarer Strahlungsenergie ist eine Nutzungspflicht von 0,04 Quadratmeter pro Quadratmeter Wohnfläche vorgesehen, dies entspricht bei Neubauten einem Anteil von 15 % des Wärmebedarfs. Für die Nutzung von fester Biomasse, Geothermie und Umweltwärme ist eine überwiegende Nutzung dieser Energieträger Voraussetzung für die Erfüllung der Nutzungspflicht.

Das Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien wird auf bis zu 350 Mio. € verstärkt.

11.1.2 Wirkung der Maßnahme

Für die Abschätzung des Ausbaus Erneuerbarer Energien wird an dieser Stelle auf die im Auftrag des BMU erstellte Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" zurückgegriffen (Nitsch 2007). Um Konsistenz zu den anderen Maßnahmen des Klimaprogramms zu erreichen, werden hier nur die ab 2008 installierten Anlagen betrachtet (siehe Abbildung 11-1).

Abbildung 11-1: Entwicklung der Wärmeherzeugung aus erneuerbaren Energien ab 2008



Quelle: Basierend auf Nitsch, 2007

11.2 Quantifizierung der Kosten⁷⁵

Für den Ausbau der erneuerbaren Wärmeherzeugung werden zusätzliche Investitionen von etwa 44 Milliarden Euro benötigt. Basierend auf der vorgesehenen Nutzungspflicht für Gebäude werden diese Investitionen durch die Gebäudeeigentümer getätigt und finanziert.

Tabelle 11-1: Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert) und der begrenzte Kapitalwert der Kostenseite

		Differenzinvestitionen					Diskontiert auf 2008 ⁷⁶
	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Wärme	Mrd. €	2,3	2,3	3,4	5,1	43,6	13,8

⁷⁵ Überschlägige Abschätzung auf Grundlage der BMU-Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" (Nitsch et al. 2007). Detailliertere Berechnungen erfolgen derzeit insbes. im Kontext der lfd. Arbeiten am "Erneuerbare Wärmegesetz".

⁷⁶ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 (Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen). Die angenommene Lebensdauer der Investition beträgt 20 Jahre.

Für Maßnahmen, welche über die Nutzungspflicht hinausgehen werden Zuschüsse über das Markanreizprogramm gewährt (ca. 350 Mio. € pro Jahr). Die ausgewiesenen Investitionen basieren auf der Leitstudie 2007.

Die ab 2008 installierten Anlagen zur erneuerbaren Wärmeerzeugung ersetzen im Jahr 2008 insgesamt etwa 210 PJ konventionelle Wärme. Wird die durch diese erneuerbaren Wärmetechnologien erreichte Einsparung konventioneller Brennstoffe abzüglich der anfallenden Brennstoffkosten der Biomassetechnologien zu den hier unterstellten Marktpreisen bewertet, ergibt sich für das Jahr 2020 ein Marktwert von 1,1 Milliarden Euro. Insgesamt werden durch die betrachteten Anlagen Brennstoffeinsparungen im Wert von 7,7 Milliarden Euro ersetzt.

Tabelle 11-2: Reduzierte konventionelle Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien und Wert der Brennstoffeinsparungen

Reduzierter Energiebedarf	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Wärme	PJ	18,0	54,0	132,0	210,0	1506,0
Wert der Einsparung konventioneller Brennstoffe	Milliarden Euro	0,1	0,2	0,7	1,1	7,7

Eine wesentliche Kenngröße für die Kosten der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich sind die verursachten Minderungskosten. Sie errechnen sich aus der Differenz der annuisierten Differenzinvestitionen zwischen erneuerbaren Erzeugungstechnologien und konventioneller Referenztechniken und der Einsparung konventioneller Brennstoffe abzüglich der anfallenden Brennstoffkosten der Biomassetechnologien. Die Minderungskosten für die hier betrachteten Anlagen betragen in Summe über den Zeitraum 2008-2020 etwa 11,4 Milliarden Euro. Der Anstieg der Minderungskosten bis 2020 beruht auf einem deutlich steigenden Anteil teurer Technologien an den gesamten Neuinvestitionen zum Ende der betrachteten Periode, wie solarthermische Wärmeerzeugung und Geothermie. Neben diesen Differenzkosten entstehen Programmkosten für den Vollzug des erneuerbaren Wärmegesetzes, welche auf etwa 10 Mio. € pro Jahr geschätzt werden.

Tabelle 11-3: Minderungskosten für ab 2008 installierte Neuanlagen⁷⁷

Kosten	Einheit	2010	2015	2020	2008-2020
Minderungskosten	Mrd. €	0,3	0,9	2,1	11,4

⁷⁷ Die ausgewiesenen Minderungskosten ergeben sich hier aus der Differenz der annuisierten Differenzinvestitionen und den Brennstoffeinsparungen.

Durch die Verdrängung konventioneller Wärmeerzeugung entstehen durch die Erneuerbaren Energien erhebliche CO₂-Einsparungen. Auf Basis der Leitstudie ergibt sich für die betrachteten Anlagen im Jahr 2020 eine jährliche CO₂-Einsparung von ca. 17 Mt. Insgesamt werden die CO₂-Emissionen in der Betrachtungsperiode um ca. 123 Mt. reduziert.

Tabelle 11-4: Entwicklung der CO₂-Einsparung

CO ₂ Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
	Mt	1.5	4.4	10.8	17.1	122.8

Bei einem angenommenen Zinssatz von 4 % ergibt sich für die betrachtete Periode ein negativer Kapitalwert von 8,2 Milliarden Euro. Bezogen auf die eingesparte CO₂ Menge ergibt sich somit ein Kapitalwert der CO₂-Minderungskosten von 67 Euro/t.

Tabelle 11-5: Zentrale Indikatoren Maßnahme 14 – Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Begrenzter Kapitalwert ⁷⁸ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	-8,2
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	-67
Minderungskosten ⁷⁹ Euro/tCO ₂ im Jahr 2008	€2000/tCO ₂	72
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	121

Akteursbezogene Analyse

Ein weiterer wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die akteursbezogene Analyse, da verschiedene Akteure von den hier dargestellten Maßnahmen unterschiedlich profitieren bzw. belastet werden. Die notwendigen Investitionen in die Erneuerbaren Energien werden von den im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes Verpflichteten getragen (ergänzt um die Investitionszuschüsse aus dem Marktanreizprogramm). Somit werden insbesondere private und öffentliche Gebäudeeigentümer durch die anfallenden Mehrkosten belastet. Ein signifikanter Bestandteil der erneuerbaren Wärmeherzeugung stammt aus KWK-Anlagen, welche über den KWK-Bonus des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes gefördert werden. Dieser Anteil der Differenzkosten

⁷⁸ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁷⁹ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

muss von den Stromkonsumenten aufgebracht werden. Für den Staatshaushalt entstehen durch die Einführung des Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetzes relativ geringe Belastungen durch den Vollzug des Gesetzes. Diese Programmkosten können auf etwa 10 Mio. € pro Jahr geschätzt werden.

11.3 Beispielberechnung

Die folgende Tabelle zeigt typische Beispiele für Mehrkosten von Solaranlagen in Einfamilienhäusern.

Tabelle 11-6: Mehrkosten für Solaranlagen auf Einfamilienhäusern

Mehrkosten für Solaranlage auf EFH bei gesetzlich vorgegebener Kollektorfläche von $0,04 \text{ m}^2_{\text{Apertur}}/\text{m}^2_{\text{Wohnfläche}}$		
	EFH-Altbau	EFH-Neubau
Kollektorfläche (Apertur)	4,5 m ²	4,5 m ²
Solarer Deckungsanteil	7%	13%
Investition ⁸⁰	3400 €	2600€
Jahreskosten (bei Zinssatz von 4%)	293 €/a	234 €/a
Gaseinsparung	2250 kWh/a	2250 kWh/a
Brennstoffpreissteigerung gemäß Leitszenario 2007, Preispfad C		
Minderung der Kosten des Brennstoffbezugs	174 €/a	174 €/a
Verbleibende Mehrbelastung	119 €/a	60 €/a
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	454 kg	454 kg
CO ₂ -Vermeidungskosten	262 €/t	132 €/t

⁸⁰ Speichergutschrift ist in den angegebenen Investitionskosten bereits berücksichtigt.

12 Maßnahme 15: Bauten des Bundes

12.1 Ausgestaltung der Maßnahme

Zur energetischen Sanierung der Bundesliegenschaften stellt die Bundesregierung in einem Energieeinsparprogramm von 2006 bis 2009 jährlich 120 Mio. Euro bereit. Für die Berechnungen der Einsparungen wird eine Fortführung dieser jährlichen Förderung bis 2020 in gleicher Höhe angenommen (vgl.

Tabelle 12-1).

Tabelle 12-1: Entwicklung des Fördervolumens

		2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Öffentliche Förderung	Mio. €/a	120	120	120	120	120	120	120

kursive Zahlen geschätzt

Mit dem Programm werden gemäß den Durchführungsrichtlinien bauliche und anlagentechnische Maßnahmen in bestehenden Bundesgebäuden mitfinanziert. Das Ziel des Programms besteht darin, im Gebäudebetrieb Reduzierungen des CO₂-Ausstoßes zu erreichen, die über die Mindestanforderungen der EnEV hinausgehen (BMVBS, 2007).

12.2 Quantifizierung der Kosten

12.2.1 Berechnungsansatz

Gemäß den Untersuchungen von Dena und Prognos (2007) betrug der durchschnittliche Wärmeverbrauch der Bundesliegenschaften 2005 (zivile Nutzung) ca. 1360 MWh. In den Analysen wird der durchschnittliche spezifische Wärmeverbrauch mit 220 kWh/m² a angegeben. Für die älteren sanierungsbedürftigen Gebäude wird in den Berechnungen von einem um 30 % höheren Verbrauchswert ausgegangen. Wird als Mindestziel für die Energieeinsparungen das Neubauniveau der EnEV 2007 angestrebt und eine Sanierung von rund 60 Bundesliegenschaften pro Jahr durchgeführt, so können die CO₂-Emissionen um jährlich 0,03 Mio. t CO₂ reduziert werden. Für diese Berechnungen wurde eine Vollsanierung des Gebäudes mit einer Volldämmung und dem Einsatz eines Brennwertkessels angenommen.

Für die Durchführung der gesamten Differenz-Investitionen wurde in den Berechnungen je Bundesliegenschaft ein Finanzierungsanteil aus dem Energieprogramm von 70 % unterstellt. Zur Deckung der gesamten Differenz-Investitionen sind nach BMVBS (2007) Eigenanteile der Ressorts erforderlich. Als Ansatz für die Energiekosten wurde die gesamte Maßnahmenwirkung berücksichtigt.

12.2.2 Berechnung der Maßnahmenwirkungen im Jahr 2020 ohne Diskontierung

Insgesamt kann bei dieser Berechnung bis 2020 nach Tabelle 12-2 eine Reduktion der Emissionen um nahezu 3,0 Mio. t CO₂ erreicht werden. Für das Erreichen dieses Einsparziels müssen Differenz-Investitionen von 1,68 Mrd. € bis 2020 aufgewendet werden. Die Nettokosten betragen in 2020 -34 €/t CO₂.

Tabelle 12-2: Auswirkungen der energetischen Modernisierung der Bundesbauten ohne Diskontierung

	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
(Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	0,12	0,48	1,08	1,68	1,68
Eingesparte Energie (TJ)	404	1.617	3.637	5.658	42.434
Strom (TJ)	8	34	76	119	891
Erdgas (TJ)	138	553	1.244	1.935	14.513
Heizöl (TJ)	245	980	2.204	3.429	25.715
Kohle (TJ)	13	50	113	175	1.315
Eingesparte CO ₂ -Emissionen (kt CO ₂)	29	114	257	399	2.996
Programmkosten (Mrd. €)	-	-	-	-	-
Nettokosten (€ / t CO ₂)	-31	-31	-33	-34	-33

12.2.3 Berechnung der Maßnahmenwirkungen bis 2020 mit Diskontierung

Die kostenmäßige Analyse nach der Kapitalwertmethode führt zu den in der Tabelle 12-3 aufgeführten Resultaten. Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme beträgt im Bilanzzeitraum 2008 – 2020 knapp 0,2 Mrd. €. Die Differenz-Investitionen wurden dabei annuitätisch über die Lebensdauer von 32 Jahren verteilt. Der spezifische Kapitalwert beläuft sich im Zeitraum von 2007 bis 2020 auf 54 €/t CO₂.

Tabelle 12-3: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend den Maßnahmenwirkungen bis 2020 (Kumulation bis 2020)

Maßnahme 10A: EnEV	2007	2010	2015	2020	2007 - 2020
Annuierte und diskontierte (Differenz)-Investitionen (Mrd. €)	0,01	0,02	0,04	0,05	0,42
Diskontierte eingesparte Energiekosten (Mrd. €)	0,01	0,03	0,05	0,07	0,59
Programmkosten (Mrd. €)	-	-	-	-	-

Begrenzter Kapitalwert ⁸¹ der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (Mrd.€2000)	0,16
Spezifischer begrenzter Kapitalwert der Maßnahme im Bilanzraum 2007 – 2020 (€2000 / t CO ₂)	54
Minderungskosten ⁸² (€2000/ t CO ₂ im Jahr 2020)	-34

12.2.4 Kohortenberechnung für die gesamten Maßnahmenwirkungen bis 2052

Die Kostenberechnung auf der Preisbasis von 2000 führt in der Kohortenberechnung bei einer Diskontrate von 4 %/a und einer Lebensdauer von 32 Jahren zu Energieeinsparungen von rund 2,1 Mrd. €. Die Nettokosten pro Tonne CO₂ lassen sich unter diesen Annahmen mit ungefähr -72 € berechnen.

Tabelle 12-4: Zusammenfassung der Auswirkungen entsprechend der Kohortenberechnung 2007 – 2052 (Kumulation bis 2052)

	2007 - 2052
Diskontierte Differenz-Investitionen (Mrd. €)	1,17
Diskontierte Stromeinsparung (Mrd. €)	0,11
Diskontierte Erdgaseinsparung (Mrd. €)	0,67
Diskontierte Heizöleinsparung (Mrd. €)	1,31
Diskontierte Kohleeinsparung (Mrd. €)	0,02
Gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	2,11
Investitionen - gesamte Energiekosteneinsparung (Mrd. €)	-0,95
Nettokosten (€ / tCO ₂)	-72
Eingesparte CO ₂ - Emissionen (kt CO ₂)	13.181

12.3 Beispielberechnung

Unter den in der

Tabelle 12-5 aufgeführten Annahmen kann durch die energetische Sanierung einer Bundesliegenschaft in ziviler Nutzung, z. B. ein Verwaltungsgebäude, eine Reduktion des Wärmeverbrauchs um 68 % erreicht werden.

⁸¹ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁸² Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

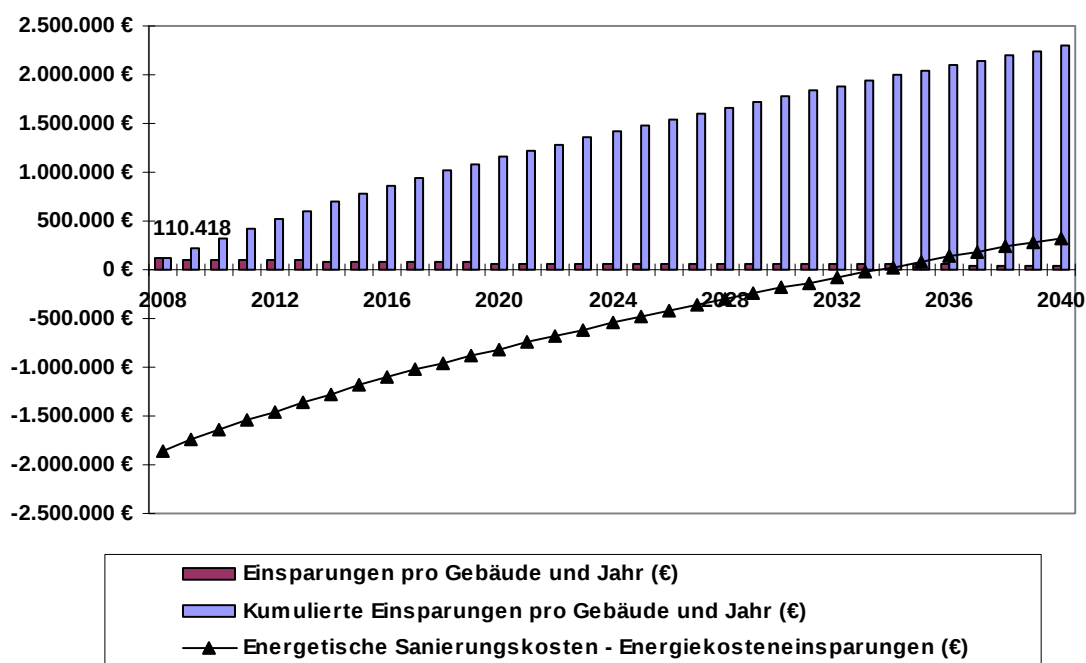
Tabelle 12-5: Annahmen für die Beispielrechnung

Hauptnutzfläche (m ²)	8.500
Wärmeverbrauch vor der Sanierung (MWh/a)	1.837
Spez. Wärmeverbrauch vor der Sanierung (kWh/m ² a)	286
Wärmereduktion (MWh/a) in 2007	1.242
Prozentuale Wärmereduktion	68%
Gesamte Differenz-Investition der energetischen Sanierung (Mio.€)	2,49 €
Anteilige Differenz-Investition der energetischen Sanierung – 70 % (Mio. €)	1,74 €
Spezifische Investitionen der gesamten Differenz-Investitionen (€ / m ²)	291 €
Spezifische Investitionen der anteiligen Differenz-Investitionen – 70% (€ / m ²)	204 €

Dieser Einsparung liegt vor der Sanierung ein unsaniertes Gebäude zugrunde, so dass durch eine Volldämmung nach der EnEV (2007) und den Einsatz eines Brennwertkessels eine jährliche Wärmereduktion von 1.242 MWh erzielt werden kann. Bezogen auf die CO₂-Emissionseinsparungen entspricht dies ungefähr 465 t/a. Die notwendigen Investitionen belaufen sich in dieser Beispielrechnung auf rund 2,5 Mio. € oder rund 291 € pro m² Hauptnutzfläche. Bezogen auf die förderfähigen Kosten des Energieprogramms ergeben sich Differenz-Investitionen von 1,7 Mio. € oder bezogen auf die Hauptnutzfläche 204 € pro m².

Die Wärmereduktionen führen ab 2008 bei einer angenommenen Diskontierungsrate von 4% p.a. und einer technischen Lebensdauer von 32 Jahren zu insgesamt 1,25 Mio. € Energiekosteneinsparungen bis 2020. Über die Lebensdauer betrachtet, erreichen die kumulierten Einsparungen in diesem Beispiel in Bezug auf die anteiligen Differenz-Investitionen des Energieprogramms Bundesliegenschaften von 70 % den Break-Even-Point im Jahr 2034 (vgl. Abbildung 12-1).

Abbildung 12-1: Jährliche Energiekosteneinsparungen am Beispiel einer Bundesliegenschaft (energetische Sanierung in 2007) im Vergleich mit den Investitionskosten des Energieprogramms Bundesliegenschaften



12.4 Vergleich mit anderen öffentlichen Liegenschaften (z. B. Maßnahme 13)

Bei der Gegenüberstellung der kommunalen Gebäude (hier v. a. Schulen) der Maßnahme 13 und den Bundesbauten ist zu berücksichtigen, dass in den unterstellten Berechnungen diese Nichtwohngebäude mindestens auf das Heizenergieniveau nach EnEV (2007) energetisch saniert werden. Die unterstellten Sanierungsniveaus sind somit gleich.

Die Energieverbrauchskennwerte für Wärme sind nach Dena und Prognos (2007) bei den Schulen im Vergleich zu den zivilen Bundesbauten um rund 8 % höher. Entsprechend den Durchführungsrichtlinien für das Energieeinsparprogramm für Bundesliegenschaften ist weiterhin zu beachten, dass in den Berechnungen die Förderhöhe mit 70 % angenommen wird. Bei der Berechnung der Wirkungen von Maßnahme 15 werden demnach nur 70 % der Differenz-Investitionen angesetzt. In der Maßnahme 12 wird eine nahezu 100 %ige Förderung unterstellt.

Insgesamt führt der spezifische Wert der anteiligen Differenz-Investitionen in Höhe von 204 € pro m² in der Beispielrechnung für die Maßnahme 15 unter der Berücksichtigung der fehlenden 30 % der Differenz-Investitionen zu spezifischen Investitionen von 291 € pro m² (vgl.

Tabelle 12-5). Die spezifischen Differenz-Investitionen der Maßnahme 13 belaufen sich in der Beispielrechnung auf rund 326 € pro m².

13 Maßnahme 16 - CO₂ - Strategie Pkw

13.1 Ausgestaltung der Maßnahme

13.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

In Anbetracht des voraussichtlichen Verfehlens der durch die Association des Constructeurs Européens d'Automobiles (ACEA) sowie die japanischen und koreanischen Autohersteller in Europa eingegangenen freiwilligen Selbstverpflichtung der europäischen Pkw-Hersteller zur CO₂-Reduktion bei Neuwagen bis 2008 hat die europäische Kommission einen Vorschlag für eine verpflichtende Regelung entwickelt (Europäische Kommission, 2007) und strebt dessen gesetzliche Umsetzung an. Der Vorschlag sieht ein spezifisches CO₂-Emissionsziel von 120 g CO₂/km für den Durchschnitt der europäischen Neuwagen in 2012 vor und hält an dem Zwischenziel von 140 g CO₂/km in 2008/2009 fest. Allerdings muss durch technische Maßnahmen am Pkw nur ein Emissionswert von 130 g CO₂/km erreicht werden.

Im Meseberger Energie- und Klimaprogramm wird das Ziel von 130 g CO₂/km als Durchschnitt aller europäischen Neuwagen bestätigt. Für die Berechnungen wurde daher das Ziel von 130 g CO₂/km in 2012 und von 140 g CO₂/km in 2008 für den Durchschnitt aller Neuwagen in Deutschland zugrunde gelegt. Zusätzliche 10 g CO₂/km sollen durch weitere nicht-fahrzeugseitige Maßnahmen eingespart werden, fließen aber nicht in die Berechnungen ein. Nach 2012 wurden keine weiteren Maßnahmen und Einsparungen unterstellt. Als Grundlage für die Berechnungen dienen mit den Pkw-Herstellern (ACEA) abgestimmte CO₂-Reduktions- und Kostenkurven nach TNO et al. (2006).

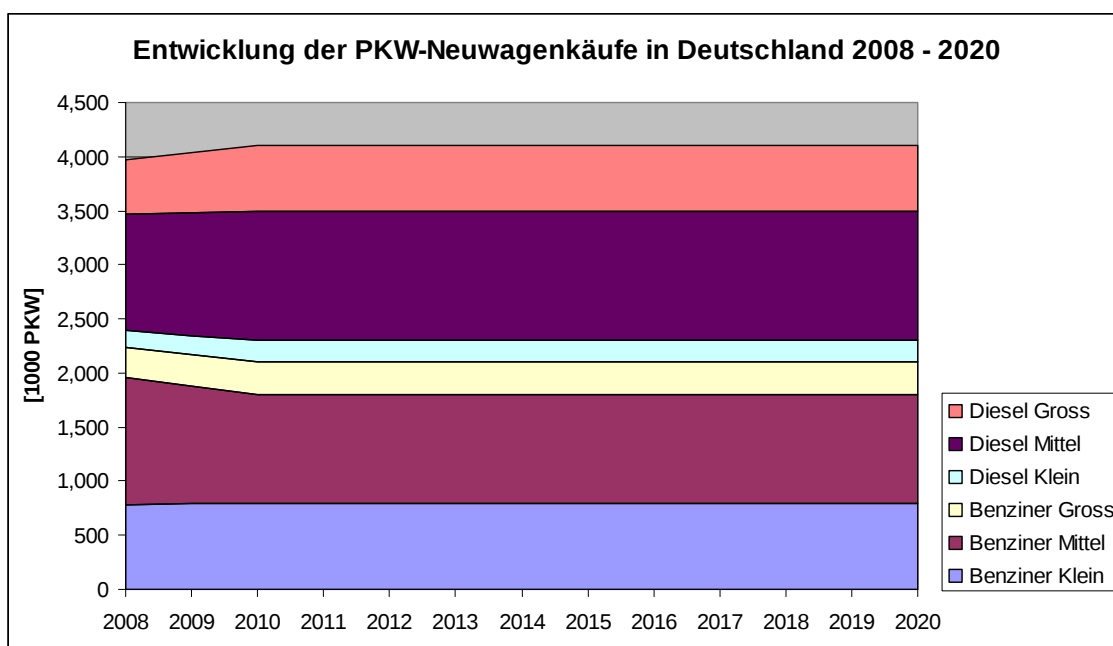
Für die Umsetzung der Maßnahme wird angenommen, dass die Europäische Kommission eine verbindliche Direktive erlässt, die damit auch in Deutschland bindend wird, und die eine Spreizung der spezifischen CO₂-Emissionen nach Typen erlaubt. Vereinfachend für die Berechnungen und konsistent mit TNO et al. (2006) werden die Berechnungen für sechs Klassen von Pkw durchgeführt (Benziner und Diesel mit je drei Hubraumklassen: <1.4 l; 1.4-2.0 l; >2.0 l). Die Entscheidung über den Schlüssel für die Spreizung nach Typen (z.B. Gewicht, Fläche) ist noch nicht gefallen, kann bei dem hier gewählten Vorgehen aber offen bleiben, da die 6er-Klassifikation eine adäquate Näherung darstellt.

13.1.2 Wirkung der Maßnahme

Die Maßnahme hat im Wesentlichen zwei direkte Wirkungen: (1) die Kosten der Neuwagen erhöhen sich, weil zusätzliche technologische Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Verbrauchsreduktion zu erzielen, und (2) der Kraftstoffverbrauch bei

der Pkw-Nutzung mit diesen Neuwagen sinkt und damit einhergehend sinken auch die Ausgaben für Kraftstoffe durch die Nutzer. Letzteres fällt umso stärker ins Gewicht, je höher der Ölpreis steigt. Eine Wirkung auf die Kaufentscheidung der Nutzer wurde nicht unterstellt, so dass keine Verschiebung zwischen den Pkw-Segmenten stattfindet. Die Zahl der Neuwagen in den einzelnen Segmenten ist in Tabelle 13-1 dargestellt. Die Lebensdauer der Neuwagen liegt zwischen 9 (Klein-Segment) und 11 Jahren (Groß-Segment).⁸³

Abbildung 13-1: Entwicklung des Pkw-Neuwagenkaufs ab 2008



Quelle: TREMOD 4 (Ifeu, 2005)

Die Berechnung der Wirkung der Maßnahme folgt strikt dem analytischen Vorgehen in TNO et al. (2006), da die dort beschriebene Analyse aus einem abgestimmten Prozess im Dialog mit der europäischen Autoindustrie (ACEA) entwickelt wurde. Ausgehend von Referenzemissionen differenziert in 6 Pkw-Typen für das Jahr 2002 (siehe Tabelle 13-1) werden anhand eines umfangreichen Katalogs von potentiellen technischen Maßnahmen für jeden Pkw-Typ Maßnahmenpakete zusammengestellt, die in der Gesamtheit der Flotte zu spezifischen Emissionen von 140 g CO₂/km in 2008/2009 und 130 g CO₂/km in 2012 führen. Die sich für die 6 Pkw-Typen ergebenden spezifischen Emissionswerte sind in Tabelle 13-1 dargestellt. Zwischenwerte wurden interpoliert.

⁸³ In den letzten Jahren zeichnet sich eine Tendenz zu längeren Lebensdauern bei Fahrzeugen ab. Hier gilt: je länger die Lebensdauer, desto größer das Einsparpotential an Kraftstoff.

Tabelle 13-1: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionswerte der 6 Pkw-Typen

[g CO ₂ /km]		2002	2008	2012	2020
Benziner	Klein	149	120	112	112
	Mittel	184	148	138	138
	Groß	238	185	172	172
Diesel	Klein	123	115	107	107
	Mittel	153	141	131	131
	Groß	201	178	165	165

Quelle: Fraunhofer ISI nach TNO et al. (2006)

Die Berechnung der Zusatzkosten zur Erzielung der CO₂-Einsparungen gegenüber dem Referenzfahrzeug von 2002 erfolgt auf Basis der Einzelmaßnahmen und der aggregierten Maßnahmenpakete. Für jede Einzelmaßnahme wurden die Kosten geschätzt. Die Maßnahmen wurden zu Paketen gebündelt, für die sich Gesamt-CO₂-Einsparungen und Gesamtkosten ergeben. Ausgehend von der kombinatorischen Vielfalt dieser Pakete wurden Kostenkurven entwickelt, die das jeweils kostengünstigste Maßnahmenpaket mit den entsprechenden CO₂-Emission verknüpfen, unter Einbeziehung eines Reduktionsfaktors zur Berücksichtigung von Doppelzählungen (vgl. TNO et al., 2006). Die sich ergebenden Kostenkurven der Herstellkosten sind in Tabelle 13-2 dargestellt. Da die Berechnungen aus Sicht der Endnutzer, d.h. der Pkw-Käufer durchgeführt wurde, wurden mit dem entsprechenden Preisaufschlag von 1,44 (vgl. TNO et al., 2006) die Nutzerzusatzkosten bestimmt (siehe Tabelle 13-3). Multipliziert man diese mit den entsprechenden Neuwagenverkäufen (Abbildung 13-1), ergeben sich die Differenzinvestitionen (Tabelle 13-4).

Tabelle 13-2: Berechnung der Zusatzkostenkurven in Abhängigkeit von der CO₂-Reduktion

Koeffizienten der Kostenkurve K (CO ₂ -Reduktion x):				$K = a x^3 + b x^2 + c x$		
	Benziner			Diesel		
	Klein	Mittel	Groß	Klein	Mittel	Groß
a	0.007	0.0055	0.0025	0.012	0.011	0.006
b	-0.1	-0.11	-0.027	0.9	0.4	0.2
c	22	18	14	12	11	8

Quelle: Fraunhofer ISI nach TNO et al. (2006)

Da die TNO-Kostenkurven nur die Zusatzkosten für 2012 quantifizieren, jedoch bei neuen Technologien durch den großtechnischen Einsatz mit Lerneffekten zu rechnen ist, wurden bis 2020 noch Kostenreduktionen bei den Herstellkosten durch Lerneffekte in der Größenordnung von 10-35 % berücksichtigt. Die sich ergebenden Zusatzkosten pro Pkw sind in Tabelle 13-3 dargestellt.

Tabelle 13-3: Nutzerzusatzkosten für die 6 Pkw-Typen

[€ / Pkw]		2008	2010	2012	2015	2020
Benziner	Klein	936	1339	1606	1250	1054
	Mittel	984	1504	1873	1514	1299
	Groß	1341	1977	2413	2153	1889
Diesel	Klein	206	596	935	683	540
	Mittel	269	829	1316	948	744
	Groß	469	1183	1792	1273	991

Quelle: Fraunhofer ISI nach TNO et al. (2006)

Mit diesen Angaben lassen sich die Wirkungen aus Sicht der Nutzer berechnen. Der eingesparte Kraftstoff kann anhand der vermiedenen CO₂-Emissionen bestimmt werden, da die Emissionen direkt proportional zum Verbrauch an fossilen Kraftstoffen sind. Nicht berücksichtigt wurden weitere volkswirtschaftliche Effekte wie die zusätzliche Investitionstätigkeit der Autoindustrie in Forschung & Entwicklung und in die Implementierung der neuen Technologien, die das volkswirtschaftliche Pendant zu den zusätzlichen Kosten bilden. Ebenso wenig wurde die Veränderung der Ausgabenstruktur der Pkw-Nutzer berücksichtigt.⁸⁴

13.2 Quantifizierung der Kosten

Anhand der oben dargestellten Wirkungen und Rahmenbedingungen lassen sich die monetären Veränderungen aus Sicht der Nutzer sowie die Umweltwirkungen darstellen, insbesondere der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen. Hierbei sind verschiedene Sichtweisen nötig, da Investitionen und Kosten-Einsparungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, d.h. die Investitionskosten fallen beim Pkw-Kauf an⁸⁵, während die Einsparungen an Kraftstoffen im Laufe der Lebensdauer wirksam werden. Tabelle 13-4 stellt die Differenzinvestitionen, d.h. die zusätzlichen Kosten der Pkw-Käufer zum jeweiligen Zeitpunkt ohne Diskontierung sowie den Kapitalwert der Maßnahme, d.h. die annuisierten und diskontierten Zusatzkosten für den Betrachtungszeitraum 2008-2020 dar.

⁸⁴ Weiterhin ist nicht berücksichtigt, dass die vermiedenen CO₂-Emissionen zu vermiedenen Schadenskosten führen. Je nachdem, ob solche Schadenskosten berücksichtigt werden oder nicht, gibt es in der Literatur sehr unterschiedliche Angaben, siehe z. B. Stern-Report 2006: ca. 200 €/t CO₂; das Umweltbundesamt UBA rechnet mit ca. 70 €/t. Allerdings treten die genannten Schadenskosten erst längerfristig jenseits von 2020 massiver auf, wenn die Auswirkungen des Klimawandels zunehmen.

⁸⁵ Die Nutzung von Leasing-Angeboten, die beim Pkw-Kauf eine zunehmend größere Rolle spielt, verteilt die Investitionskosten ebenfalls auf mehrere Jahre.

Tabelle 13-4: Entwicklung der Differenzinvestitionen (nicht annuisiert, nicht diskontiert)

		Differenzinvestitionen					Diskontiert auf 2008 ⁸⁶
	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Pkw-Neukauf	Mrd. €	2,0	3,5	3,6	3,0	45	44

Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

Den zusätzlichen Investitionskosten stehen die Einsparungen an Kraftstoffen gegenüber. Hierbei entfällt auf Benzinern aufgrund der noch größeren Einsparpotentiale gegenüber Diesel ein größerer Anteil der Einsparungen. Bei unterstellten Jahresfahrleistungen zwischen 9.000 km (kleine Benzinern) und 16.000 km (große Diesel) ergeben sich jährliche Einsparungen zwischen 66 PJ und 275 PJ im Zeitraum 2008 bis 2020. Dies entspricht einer Kosteneinsparung von 2,1 bis 8,7 Mrd. € (in Preisen von 2000 ohne Diskontierung), bzw. einer Einsparung von 79 Mrd. € gegenüber Zusatzkosten von 45 Mrd. € (siehe Tabelle 13-5 verglichen mit Tabelle 13-4). Hier bleibt noch anzumerken, dass die Zusatzkosten zu einem großen Teil im Inland bei der Autoindustrie und ihren Zulieferern investiert werden, während die Einsparungen den Import von ausländischen fossilen Kraftstoffen betreffen und damit in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung weitere positive Ergebnisse vermutet werden können.

Tabelle 13-5: Energie- und Kosteneinsparungen an Kraftstoffen (Benzin und Diesel)⁸⁷

Reduzierter Energiebedarf	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Kraftstoff	PJ	66	111	227	275	2.491
Wert der Einsparung konventioneller Kraftstoffe	Mrd. €	2,1	3,6	7,2	8,7	79

Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

Entsprechend der Einsparung an Kraftstoffen ergeben sich Reduktionen der CO₂-Emissionen, die sich in den Jahren 2008 bis 2020 auf jährlich zwischen 4,3 und 17,4 Mio. t CO₂ belaufen und über den gesamten Zeitraum 159 Mio. t CO₂ erreichen.

⁸⁶ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 (Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen).

⁸⁷ Die Kraftstoffpreise wurden EWI/Prognos (2006) entnommen. In realen Preisen von 2000 werden im Jahr 2008 für Benzin 1,18 und für Diesel 1,02 €/l sowie für 2020 für Benzin 1,26 und für Diesel 1,11 €/l erwartet. Dies dürfte nach heutigem Kenntnisstand zu niedrig sein, so dass der Wert der Einsparungen eher konservativ einzustufen ist.

Tabelle 13-6: Entwicklung der CO₂-Einsparung

CO ₂ Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
	Mt	4,3	7,1	14,4	17,4	159

Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

Die zentralen Indikatoren dieser Analyse bilden aus ökonomischer Sicht der begrenzte Kapitalwert und die Minderungskosten. Der Kapitalwert gibt den Gewinn (Verlust) zum heutigen Zeitpunkt an, wenn man die Maßnahme ergreifen würde. D.h. Investitionen sind verzinst durch die Annuisierung. Energieeinsparungen sowie annuisierte Investitionen sind auf das Jahr 2008 diskontiert. Für die Maßnahme 16 ‚CO₂-Strategie Pkw‘ des Meseberger Energie- und Klimaprogramms ergibt sich für Deutschland ein Gewinn, d.h. ein positiver Kapitalwert von 16 Mrd. € aus Sicht der Nutzer, ohne Berücksichtigung weiterer mutmaßlich positiver volkswirtschaftlicher Effekte. Stellt man diesem Kapitalwert die eingesparten Mengen an CO₂ gegenüber, beläuft sich der spezifische Kapitalwert auf 100 € pro eingesparter Tonne CO₂. Legt man die annuisierten Investitionen und die eingesparten Kraftstoffe ohne Diskontierung in 2020 zugrunde, ergeben sich Minderungskosten von -128 €/tCO₂ für dieses Jahr. Das negative Vorzeichen bedeutet, dass es sich hierbei um Einsparungen handelt.

Tabelle 13-7: Zentrale Indikatoren Maßnahme 16 - CO₂-Strategie Pkw

Begrenzter Kapitalwert ⁸⁸ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	16
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	100
Minderungskosten ⁸⁹ Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-128

Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

⁸⁸ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁸⁹ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

13.3 Beispielberechnung

13.3.1 Pkw der Golfklasse mit Benzinantrieb

Als Beispiel für einen mittelgroßen Benziner kann der 5-türige Golf mit 1,6 Liter Hubraum dienen. Nach der ADAC Autokosten-Analyse (ADAC 2007) werden von diesem Typ 12 Varianten mit Leistungen von 75 bis 85 kW zu Preisen zwischen 17.576 und 21.880 € (in Preisen von 2000), inklusive der vom ADAC pauschal angesetzten 1000 €, die durchschnittlich für Extras investiert werden, angeboten. Für diese Fahrzeugklasse wurden für das Jahr 2008 Zusatzkosten von 984 € (in Preisen von 2000) errechnet (siehe Tabelle 13-3), um die CO₂-Zielvorgabe zu erreichen. Dies entspricht einer Kostenerhöhung von knapp 5 % für einen Golf. Gleichzeitig werden bei einer Jahresfahrleistung von 11.000 km im ersten Jahr bereits 203 € an Kraftstoffkosten eingespart. Bei einer Lebensdauer von 10 Jahren ergibt sich eine Gesamteinsparung von 2.585 € und nach etwas mehr als 4 Jahren haben sich die zusätzlichen Kosten für die Technologien zur Kraftstoffeinsparung amortisiert.

13.3.2 Pkw der Oberklasse mit Dieselantrieb

Als Beispiel für einen großen Diesel kann ein 5er BMW mit 2,5 bis 3,0 Liter Hubraum angesehen werden. Nach der ADAC Autokosten-Analyse (ADAC 2007) werden von diesem Typ 7 Varianten mit Leistungen von 130 bis 200 kW zu Preisen zwischen 38.125 und 48.546 € (in Preisen von 2000) inklusive der vom ADAC pauschal angesetzten 1.000 €, die durchschnittlich für Extras investiert werden, angeboten. Für diese Fahrzeugklasse wurden für das Jahr 2010 Zusatzkosten von 1.183 € (in Preisen von 2000) errechnet (siehe Tabelle 13-3), um die CO₂-Zielvorgabe zu erreichen. Dies entspricht einer Kostenerhöhung von knapp 3 % für einen BMW. Gleichzeitig werden bei einer Jahresfahrleistung von 16.000 km im ersten Jahr bereits 193 € an Kraftstoffkosten eingespart. Bei einer Lebensdauer von 10,5 Jahren ergibt sich eine Gesamteinsparung von 2.426 € und nach etwas mehr als 5 Jahren haben sich die zusätzlichen Kosten für die Technologien zur Kraftstoffeinsparung amortisiert.

14 Maßnahme 17 – Biokraftstoffe

14.1 Ausgestaltung der Maßnahme

14.1.1 Spezifikation der politischen Maßnahme

Zur Erzielung von Treibhausgasminderungen im Verkehrsbereich soll die Durchdringung des Kraftstoffmarktes mit Biokraftstoffen deutlich erhöht werden. Dies betrifft

- Biodiesel als reinen Biokraftstoff bzw. als Beimischung,
- Bioethanol, überwiegend als Beimischung zu Ottokraftstoffen,
- in der Perspektive Biokraftstoffe der zweiten Generation, ggf. wieder als reine Biokraftstoffe oder Beimischungen.

Den zentralen Ansatzpunkt zur Erreichung des genannten Ziels bildet die Vorgabe von Quoten für die Biokraftstoffbeimischung, flankiert von einer Verordnung, mit der die Nachhaltigkeit des Biokraftstoffs, also die Netto-Umweltentlastungen gesichert werden soll. Für den Ausbau des Biokraftstoffeinsatzes sind im Integrierten Klima- und Energieprogramm die folgenden (Zwischen-) Ziele vorgegeben worden:

- Den Ausgangspunkt bildet die derzeit geltende Quotenregel, die (umgerechnet auf den Energieinhalt) im Mix eine Beimischung von 4,1 % Biokraftstoffen vorschreibt;
- für das Jahr 2015 soll eine Biokraftstoff-Quote von ca. 8,5 % (bezogen auf den Energiegehalt) eingehalten werden;
- für den Zeithorizont 2020 soll dann ein Biokraftstoffanteil von ca. 17 % erreicht werden.

Den Ausgangspunkt für die Definition dieser Quoten bildet eine Nettobetrachtung hinsichtlich der Treibhausgasminderung durch den Biokraftstoffeinsatz. In den Eckpunkten für das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm wurde diesbezüglich pauschaliert davon ausgegangen, dass der Nettoeffekt ca. 50 % der Treibhausgasminderung beträgt, die sich ohne Vorkettenbetrachtung ergibt.

Für die nachfolgenden Analysen sind diesbezüglich die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Eine Reihe von neueren Arbeiten kommen – insbesondere durch die Einbeziehung der Effekte direkter Landnutzungsänderungen – zu deutlich geringeren Netto-Effekten oder sogar zu Netto-Mehremissionen.⁹⁰ Gerade hinsichtlich der

⁹⁰ Zu den neueren Arbeiten vgl. ifeu (2007) sowie Öko-Institut/ifeu (2008). Den Analysen im Rahmen der europäischen Biokraftstoff-Strategie lagen deutlich höhere Annahmen zur Netto-Treibhausvermeidung zu Grunde – vgl. dazu KOM (2006a+b).

Treibhausgaseffekte aus den direkten und indirekten Landnutzungsänderungen bestehen jedoch noch erhebliche Datenunsicherheiten. Als Konsequenz der Unsicherheiten werden beispielsweise im Entwurf zur Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung grundsätzlich Standardwerte für den konservativen Rand der Bandbreite angesetzt, die dann im konkreten Fall zu widerlegen wären. Die Verwendung dieser Werte des konservativen Randes ist jedoch für eine repräsentative Abschätzung nicht geeignet.

- Die Emissionswerte für Biokraftstoffe aus der europäischen Landwirtschaft und aus Importen unterscheiden sich teilweise erheblich. Die bestehenden Unsicherheiten erlauben jedoch keine belastbare Abschätzung für den Mix des zukünftigen Aufkommens.
- Die Analysen beziehen sich bisher auf die Biokraftstoffe der ersten Generation. Für die Biokraftstoffe der zweiten Generation werden jedoch ganz überwiegend deutlich positive Netto-Vermeidungseffekte angenommen. Die Marktdurchdringung mit Biokraftstoffen der zweiten Generation ist jedoch nur schwer absehbar.
- Im vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf zur Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung (BMU, 2007) wird ein Treibhausgas-Verminderungspotenzial von mindestens 30% sowie von mindestens 40% ab Anfang 2011 vorgegeben. Da hier als Vergleichswerte für die fossilen Kraftstoffe die Treibhausgasemissionen mit Vorkettenemissionen in Ansatz gebracht werden, entsprechen die o.g. Mindestwerte für die Treibhausgasminderung einer Verminderungsquote von 35 bzw. 47% bezogen auf die Emissionswerte von Ottokraftstoff und Diesel ohne Berücksichtigung der Vorkettenemissionen.

Vor diesem Hintergrund und zur Sicherung der Konsistenz mit den Annahmen im Eckpunktepapier der Bundesregierung zum IEKP wird als pragmatischer Ansatz für die Schätzungen eine Netto-Emissionsminderung von durchgängig 50% (bezogen auf den Emissionsfaktor der fossilen Kraftstoffe ohne Vorkettenbetrachtung) unterstellt. Am Anfang des Szenariozeitraums werden die Emissionsminderungen dabei leicht über- und gegen Ende des Szenariozeitraums wahrscheinlich unterschätzt.

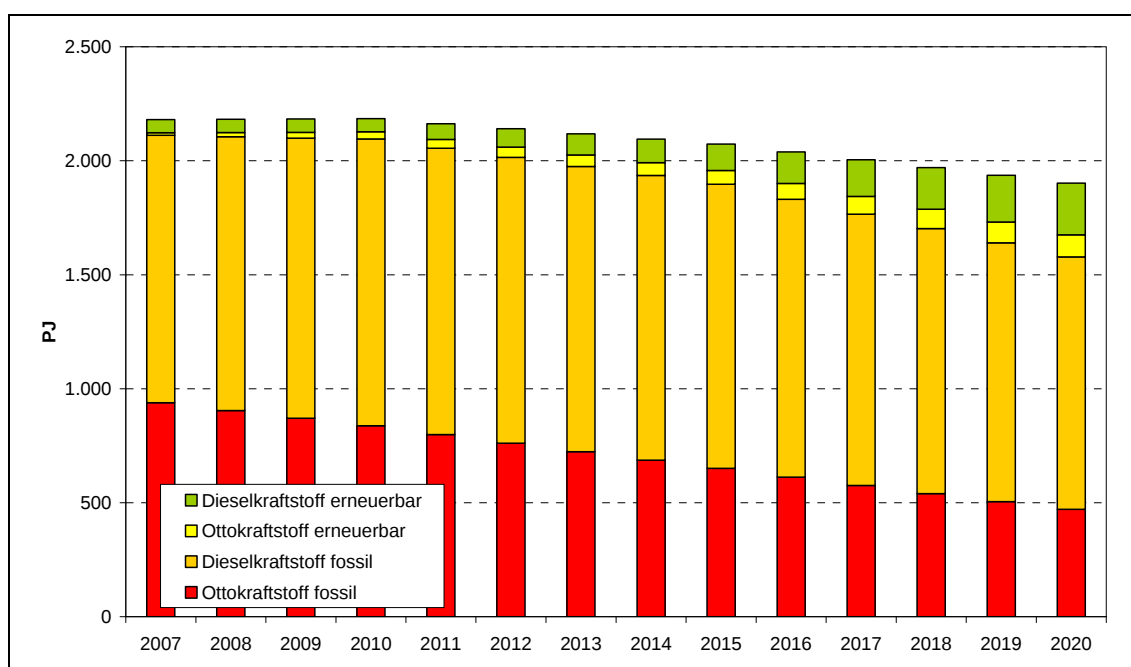
14.1.2 Wirkung der Maßnahme

Grundlage der Maßnahmenbewertung bildet das Koalitionsszenario der Szenarienanalysen von EWI/Prognos (2007) für den Energiegipfel, um die Wechselwirkungen zwischen Zielwerten für Biokraftstoffanteile und den Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz von Fahrzeugen (die wiederum einen verringerten Kraftstoffbedarf mit sich bringen) berücksichtigen zu können.

- Der Gesamtverbrauch von Ottokraftstoffen (inklusive Biotreibstoffe) beträgt hier 869 PJ für das Jahr 2010, der von Diesellokraftstoffen 1.316 PJ.
- Für das Jahr 2015 wurde ein Verbrauch von 711 PJ für Ottokraftstoffe und 1.362 PJ für Diesellokraftstoffe ermittelt.
- Für den Zeithorizont 2020 beträgt der Gesamtverbrauch von Ottokraftstoffen 568 PJ und der von Diesellokraftstoffen 1.334 PJ.

Werden – aus Vereinfachungsgründen – stetig steigende Biokraftstoffquoten mit den o.g. Ausgangs- und Zielwerten unterstellt, ergeben sich die in Abbildung 14-1 gezeigten Entwicklungen.

Abbildung 14-1: Entwicklung des Verbrauchs von fossilen und regenerativen Kraftstoffen, 2007-2020



Quellen: EWI/Prognos 2007, Berechnungen des Öko-Instituts

Unter Maßgabe dieses Mengengerüsts und einem Netto-Emissionsminderungseffekt von 50 % (wie im IEKP unterstellt) ergeben sich die folgenden Emissionsminderungen:

- für das Jahr 2010 resultiert eine Treibhausgasemissionsminderung von ca. 3 Mio. t CO₂-Äquivalenten;
- für das Jahr 2015 ergibt sich eine Emissionsminderungen von ca. 6,5 Mio. t CO₂- Äquivalenten;
- für das Jahr 2020 beträgt die Emissionsminderung knapp 12 Millionen Jahrestonnen CO₂- Äquivalenten.

Ein interessantes Ergebnis ergibt sich hinsichtlich der Struktur der Emissionsminderungen: im gesamten Betrachtungszeitraum entstehen ca. zwei Drittel der Emissionsminderung aus dem Einsatz von Biodiesel, ganz überwiegend verursacht durch den stark zurückgehenden Verbrauch von Ottokraftstoffen.

Hinsichtlich der Kostenbewertung stellt sich die Bewertung der Biokraftstoffeinführung kompliziert dar. Es existiert einerseits noch keine hinreichend belastbare empirische Evidenz, ob und inwieweit die Kraftstoffhersteller die höheren Kosten für die verpflichtend vorgeschriebenen Biokraftstoffanteile auf die Endpreise überwälzen können. Andererseits ergibt sich vor dem Hintergrund des sich schnell entwickelnden globalen Marktes für Biokraftstoffe die Problematik von Kosten und Preisen.

- Die Angaben zu den *Kosten* der Biokraftstoffherstellung streuen je nach Produkt, Herstellungsverfahren und Rohstoffpreisen zwischen 10 und 25 €/GJ.
- Für einige Regionalmärkte liegen Übersichten zu den *Großhandelspreisen* für Biokraftstoffe vor (die Steuern und andere Abgaben nicht beinhalten).⁹¹ So schwankten die Preise für Bioethanol in den USA im Jahr zwischen 500 und 1000 \$/m³ (dies entspricht 24 bis 47 \$/GJ). In Brasilien lagen sie in der Bandbreite von 400 bis 550 \$/m³ (d.h. bei etwa 19 bis 26 \$/GJ). In Europa lagen die Großhandelspreise 2006 in der Bandbreite von 600 bis 650 €/m³ (ca. 28 bis 31 €/GJ) und 2007 im Bereich von 550 bis 650 €/m³, dies entspricht etwa 26 bis 28 €/GJ. Biodiesel ist im Jahr 2007 in den USA zu Großhandelspreisen im Bereich von 24 bis 26 \$/GJ gehandelt worden.
- Die *Weltmarktpreise* für fossile Kraftstoffe (identifizierbar als Grenzübergangspreise für Deutschland) lagen im Jahr 2006 bei 11 bis 12 €/GJ für Diesel und Benzin. Über die Bereitstellungskosten für die fossilen Kraftstoffe liegen allenfalls grobe Schätzungen vor.

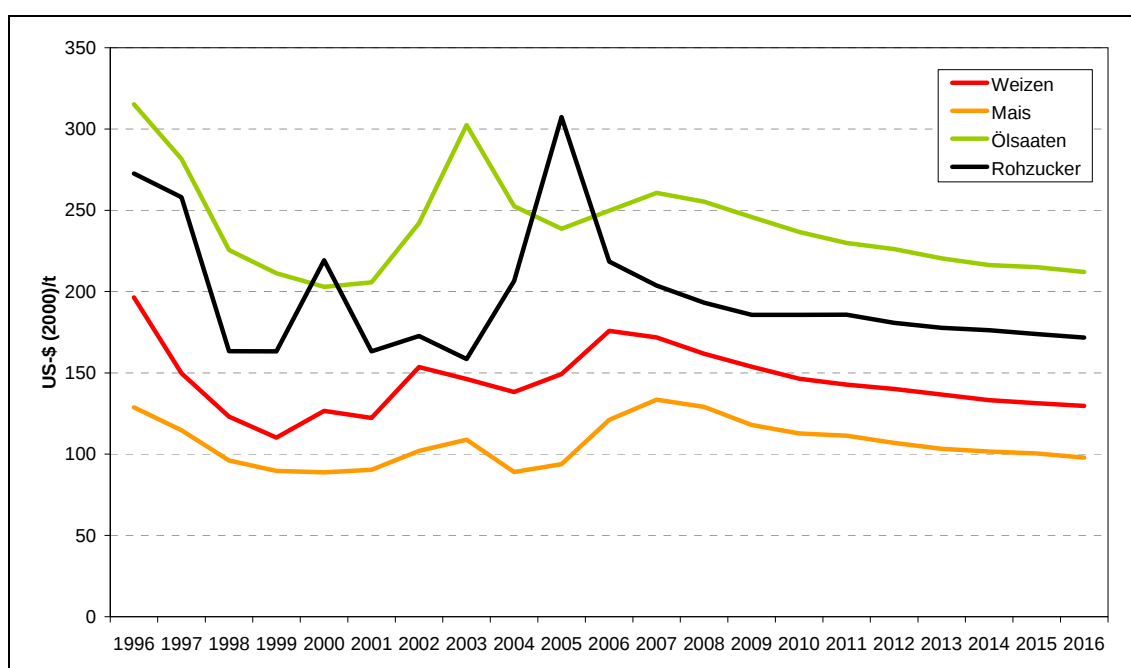
Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten in Bezug auf die Kostenwälzung für die zunehmenden Biokraftstoffanteile sowie der Kosten/Preis-Problematik für Kraftstoffe im Allgemeinen wird für die wirtschaftliche Bewertung auf den folgenden Ansatz abgestellt:

- Die Kosten der zunehmend verschärften Biokraftstoffquoten werden auf der Grundlage der Großhandelspreise für fossile Kraftstoffe und für Biokraftstoffe als Differenzkosten ermittelt.
- Es wird eine zunehmende Marktintegration angesetzt, so dass die derzeitigen Preise im europäischen Markt sich tendenziell in Richtung der (nord- und süd-amerikanischen) Marktpreise entwickeln (wobei natürlich der Wechselkursentwicklung eine besondere Rolle zukommt).

⁹¹ Die Daten zu Bioethanol basieren auf Angaben des LAB (Landwirtschaftliche Biokraftstoffe e.V.), die Preisangaben zu Biodiesel in den USA beruhen auf dem Alternative Fuel Index des Energy Management Institute.

- Als grobe Orientierungswerte und auf der Grundlage der Großhandelsdaten für 2006 werden Differenzkosten zwischen fossilem Diesel und Biodiesel in der Größenordnung von 6 €/GJ und für Benzin von ca. 8 €/GJ angesetzt.
- In einer Variantenrechnung (Niedrigpreisvariante) werden für den Zeitraum nach 2015 neue Technologien (2. Generation) bzw. ein starker Markttrend in Richtung der heutigen Niedrigstpreisniveaus unterstellt, d.h. die Differenzkosten betragen im Jahr 2020 nur noch 3 €/GJ für Biodiesel und 4 €/GJ für Bioethanol.⁹²

Abbildung 14-2: Historische Entwicklung und Projektion der OECD/FAO für die Weltmarktpreise wichtiger landwirtschaftlicher Produkte, 1996-2016



Quelle: OECD/FAO 2007

Für die Kosten- und eventuell auch die Preisentwicklung der Biokraftstoffe spielen – solange nicht Holz u.ä. (Abfall-) Produkte eine signifikante Rohstoffbasis bilden können – die Marktpreise für landwirtschaftliche Produkte eine zentrale Rolle. Um die o.g. (konstanten) Preisdifferenzen einordnen zu können, sind in der Abbildung 14-2 die Referenzprojektionen von FAO/OECD (2007) für die Preisentwicklungen (reale Preise von 2000) auf den internationalen Produktmärkten zusammengestellt. Sofern sich diese

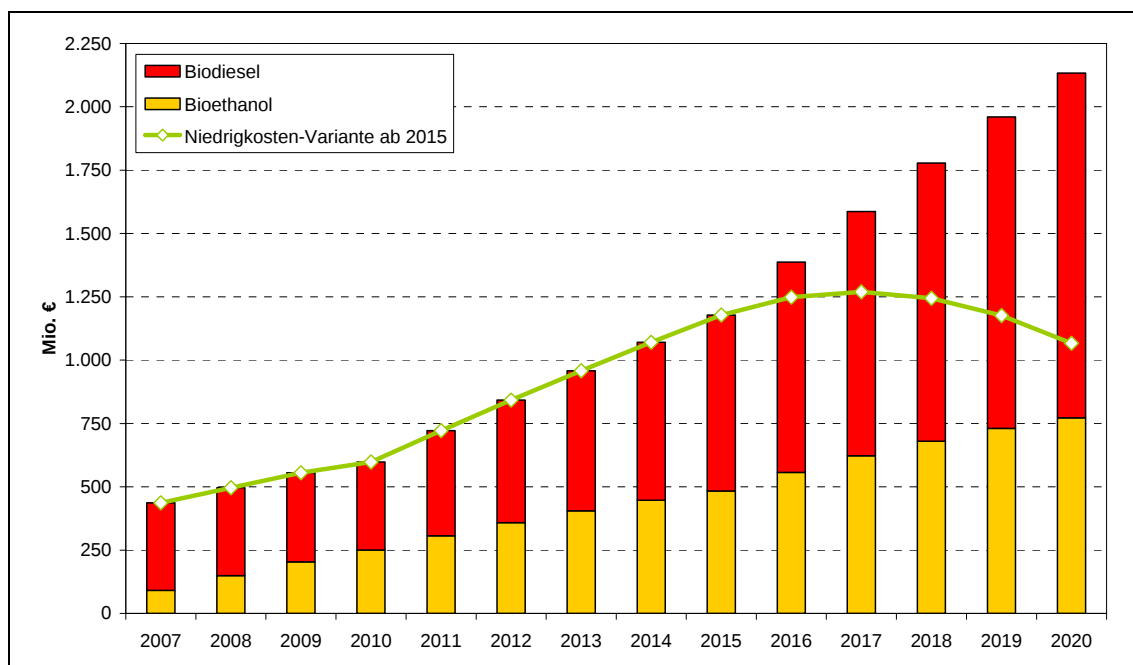
⁹² Sofern die Kostensenkungen aus neuen Technologieansätzen (Kraftstoffe der 2. Generation) resultieren, könnten sich auch die Nettoeffekte der Emissionsminderung verbessern. Um nicht zusätzliche Unsicherheiten in das Rechenwerk einzubauen, wurde die Nettobewertung in der Niedrigpreisvariante nicht weiter variiert. Die spezifischen Wirtschaftlichkeitsindikatoren im nächsten Abschnitt würden sich entsprechend verringern.

Preisentwicklungen einstellen, dürften die hier als Basis verwendeten Preisniveaus durchaus als der obere Rand der zukünftig zu erwartenden Preise bilden.⁹³

14.2 Quantifizierung der Kosten

Die Abbildung 14-3 zeigt die Entwicklung der errechneten Differenzkosten in der Übersicht. Bis 2015 steigen die Differenzkosten auf etwa 1,2 Mrd. € jährlich und nehmen in der ersten Variante bis 2020 auf etwa 2,1 Mrd. € zu. Sofern sich aus der Technologie- und Marktentwicklung deutlich geringere Differenzkosten einstellen, könnten die summarischen Differenzkosten bis 2020 wieder auf etwa 1,1 Mrd. € zurückgehen.

Abbildung 14-3: Differenzkosten der Marktdurchdringung für Biokraftstoffe



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 14-1: Differenzkosten für die Ausweitung der Biokraftstoffnutzung

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
Bioethanol	Mrd. Euro	0,149	0,250	0,483	0,386 bis 0,772	4,903 bis 5,966
Biodiesel	Mrd. Euro	0,347	0,347	0,695	680 bis 1,361	7,521 bis 9,299

⁹³ Relativierend für diese Preisprojektionen wirken natürlich die Marktinteraktionen, ein massiver Ausbau der Biokraftstoffnutzung im globalen Maßstab hat natürlich auch Rückwirkungen auf die landwirtschaftlichen Produktmärkte. Der Ansatz konstanter Preisdifferenzen ist daher – angesichts der vielfältigen Unsicherheiten bei zentralen Inputparametern der Kostenanalyse – auch vor dem Hintergrund der gezeigten Preisprojektionen vertretbar.

Tabelle 14-2: CO₂-Einsparungen durch die Maßnahme

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
CO ₂ -Vermeidung	Mt CO ₂	2,8	3,3	6,5	11,9	84,2

Aus der gezeigten Entwicklung für Kraftstoffaufkommen, Emissionsminderungseffekte und Kosten ergeben sich die folgenden Indikatoren für die wirtschaftliche Bewertung (die Kapitalwertermittlung erfolgte mit einer Diskontrate von 8 %):

- Der begrenzte Kapitalwert der Maßnahme beläuft sich für den Bilanzzeitraum 2008 bis 2020 auf ca. -8,4 Mrd. € und in der Niedrigpreisvariante auf ca. -7,3 Mrd. €.
- Der spezifische begrenzte Kapitalwert beträgt -100 €/t CO₂-Äquivalent, in der Niedrigpreisvariante -86 €/t CO₂-Äquivalent.
- Die spezifischen Minderungskosten für den Zeithorizont 2020 liegen bei 180 €/t CO₂- Äquivalent und bei 90 €/t CO₂-Äquivalent in der Niedrigpreisvariante.

Tabelle 14-3: Zentrale Indikatoren Maßnahme 17 – Biokraftstoffe

Begrenzter Kapitalwert ⁹⁴ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	-7,3 bis -8,4
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	-86 bis -100
Minderungskosten ⁹⁵ Euro/tCO ₂ im Jahr 2008	€2000/tCO ₂	176,5
Minderungskosten Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	89,9 bis 179,9

Der Einsatz von Biokraftstoffen gehört damit zweifelsohne zu den eher kostenintensiven Vermeidungsmaßnahmen. Gleichzeitig haben die Variantenrechnungen gezeigt, dass die Unsicherheiten der Kostenbewertung – angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Preisniveaus für wichtige landwirtschaftliche Rohstoffe aber auch hinsichtlich technologischer Entwicklungen – ein erhebliches Ausmaß erreichen.

⁹⁴ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁹⁵ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

Gerade die technologischen Entwicklungen im Bereich der Biokraftstoffe der zweiten Generation können durch die verbesserte Netto-Bilanz der Emissionsminderung nochmals zu einem größeren Minderungsbeitrag auf der einen Seite und niedrigeren Vermeidungskosten auf der anderen Seite führen. Insofern sollte die innovationspolitische Komponente der Markteinführungsförderung für Biokraftstoffe („keine 2. Biokraftstoffgeneration ohne gewisse Marktanteile für die erste Generation“) bei der Bewertung nicht vernachlässigt werden.

15 Maßnahme 20 – Ausweitung der Lkw-Maut

15.1 Ausgestaltung der Maßnahme

15.1.1 Ziel und Umsetzung der Maßnahme

Primäre Ziele der Lkw-Maut für Lkw >12t zulässiges Gesamtgewicht (zGG) sind die Nutzerfinanzierung der Bundesfernstraßen sowie die Reduktion von Luftschadstoffen über eine Spreizung der Gebührensätze nach Euro-Emissionsklassen. Dies gilt auch für eine Ausweitung der Lkw-Maut nach der EU-Richtlinie 38/2006/EC. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen des Güterkraftverkehrs kann bei der gegenwärtigen Ausgestaltung der Lkw-Maut ansatzweise durch die Vermeidung und Verlagerung von Transporten auf Schiene und Wasserstraße, durch die damit verbundene Verstetigung des Verkehrsflusses sowie durch Anreize zur Verjüngung der Lkw-Flotte erzielt werden.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden durch die EU-Wegekostenrichtlinie 1999 (RL 62/1999/EG), deren Novellierung 2006 (RL 2006/38/EG) und der nationalen Umsetzung durch das Autobahn-Mautgesetz 2002 (ABMG 2002) geschaffen. Das EU-Recht legt Höhe, Differenzierung und Geltungsbereich von Mautgebühren wie folgt fest:

- Die durchschnittliche Höhe der Mautsätze darf nach RL 1999/62/EG, §7 (9) die gesamten den mautpflichtigen Fahrzeugen anzulastenden Kosten der mit einer Maut belegten Infrastruktur für Bau, Betrieb und Unterhalt nicht überschreiten. Nach den Wegekostenrechnungen durch Prognos/IWW (2002) und ProgTrans/IWW (2007) ergeben sich Kostensätze von 15 ct./km ab 2005, 17 ct./km ab 2007 bzw. 18 ct./km ab 2012 für Lkw >12t auf dem Netz der Bundesautobahnen (BAB).
Die Anlastung externer Kosten, z. B. der Verkehrssicherheit, Umweltbelastung, Klimawirkungen oder Lärmbelastung, ist derzeit nicht zulässig. Die Möglichkeit zu deren Internalisierung wird jedoch zurzeit von der EU-Kommission geprüft.
- Zur Berücksichtigung bereits durch anrechenbare Teile der Mineralölsteuer entrichtete Wegekosten wurde mit der Mauteinführung ein Kompensationsbetrag von 2,6 ct./km festgelegt. Ferner kann zur Kompensation finanzieller Lasten des Fuhrgewerbes vor der verbindlichen Einführung neuer Euro-Emissions-Standards die Beschaffung dieser Fahrzeuge durch direkte Zuschüsse oder vergünstigte KfW-Kredite gefordert werden. Das sogenannte „Innovationsprogramm“ sah im Zeitraum 2007/2008 Förderbeträge zwischen 2.500 und 4.500 € je Neubeschaffung vor. Das Fördervolumen 2007/2008 für Euro5/EEV-Lkw beträgt insgesamt 100 Mio. €.
- Gemäß RL 1999/62/EG, §7 (10) dürfen Mautsätze so nach Euro-Emissionsklassen differenziert werden, dass der höchste Satz maximal 50% über dem niedrigsten Satz liegt. RL 2006/38/EG erweitert die maximale Sprei-

zung auf 100% und erlaubt zusätzlich eine Differenzierung nach Partikelemissionen.

- Daneben erlauben die EU-Richtlinien eine differenzierte Gebührenhöhe nach Fahrzeuggewicht und eine Spreizung der Tarifsätze von max. 100 % nach Tageszeiten. In der Umsetzung nach dem Autobahnmautgesetz (ABMG 2002) wurde die Gewichts differenzierung durch eine Differenzierung nach Achszahlen (bis 3 Achsen, 4 und mehr Achsen) realisiert. Eine Differenzierung nach Tageszeiten ist nicht vorgesehen.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Mautgestaltung und der verfügbaren Optionen wird die Maßnahme 20 „Ausdehnung der Lkw-Maut“ in der folgenden Ausgestaltung untersucht:

- Es wird angenommen, dass ab dem Jahr 2008 die Spreizung der Gebührensätze auf 100% nach Euro-Emissionsklassen ausgedehnt wird.
- Die Höhe der durchschnittlichen Gebühr bleibt konstant und eine Erneuerung des Innovationsprogramms für Euro-6-Lkw wird nicht angenommen.

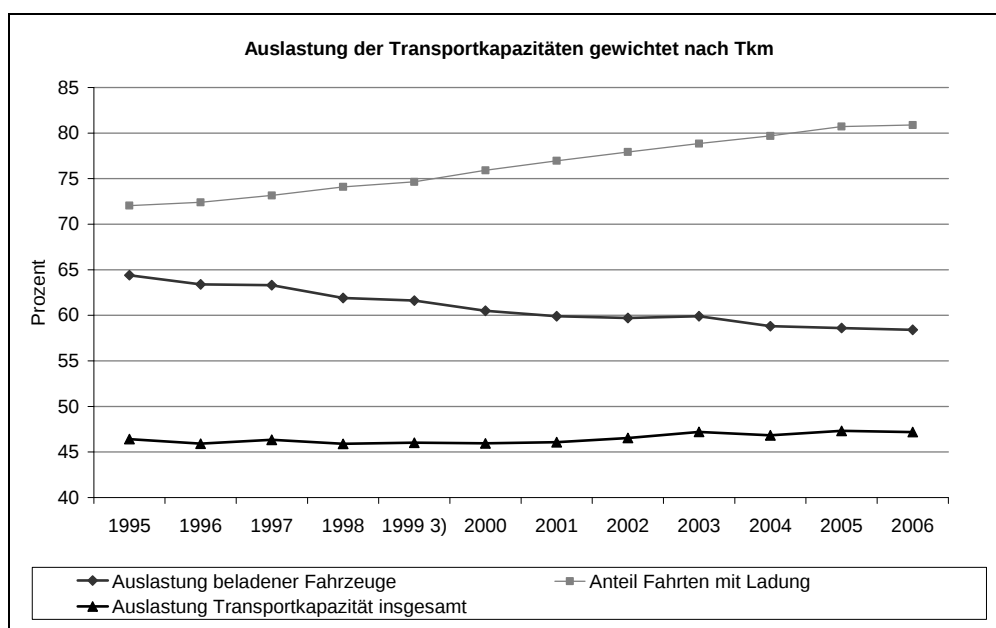
Gemäß der aktuellen politischen Diskussion werden weitere Progressionsstufen der Mauthöhe, deren Ausdehnung auf Bundesstraßen und Lkw ab 3,5 t sowie eine tageszeitliche Differenzierung in naher Zukunft ausgeschlossen.

15.1.2 Wirkung der Maßnahme

Die Höhe und Struktur der Lkw-Maut wirkt mit unterschiedlichen Mechanismen auf den Kraftstoffverbrauch im Güterverkehr. Zunächst wirkt sich die Mauthöhe auf die Nachfrage nach Transportleistung im Straßengüterverkehr aus:

- Verminderung der Transportnachfrage durch die Verbesserung logistischer Prozesse in vor- und nachgelagerten Wirtschaftsbereichen. Langfristig beinhaltet dies auch die Verkürzung von Transport- und Lieferketten durch den Wechsel von Zulieferunternehmen und die Verlegung von Produktions- und Lagerstandorten zur Verkürzung von Transportentfernungen.
- Verlagerung von Transporten auf Bahn und Binnenschiff: Diese Möglichkeit ist grundsätzlich vorhanden. Jüngste Entwicklungen in Deutschland und der Schweiz zeigen jedoch, dass der Marktanteil der Bahnen weit mehr durch angebotsseitige Verbesserungen sowie die Entwicklung einzelner Nachfragesegmente bestimmt ist.
- Vermeidung von Fahrten durch Effizienzsteigerung in der Transportkette: Aktuelle Marktbeobachtungen durch BAG und KBA (BAG 2006, 2007, KBA 2007a) zeigen jedoch, dass die langfristigen Trends durch die Einführung der Lkw-Maut nicht beeinflusst wurden. Vielmehr zeigt KBA (2007b), dass eine Sättigung bei der Senkung der Leerfahrtenanteile einer zunehmenden Abnahme des Ladungsgewichts beladener Lkw durch die Diversifizierung von Produkt- und Liefermärkten gegenüber steht.

Abbildung 15-1: Auslastung beladener Fahrzeuge und Leerfahrtenanteil gewichtet nach der Transportkapazität (Tkm) deutscher Lkw 1995 bis 2006



Quelle: Darstellung nach KBA (2007b)

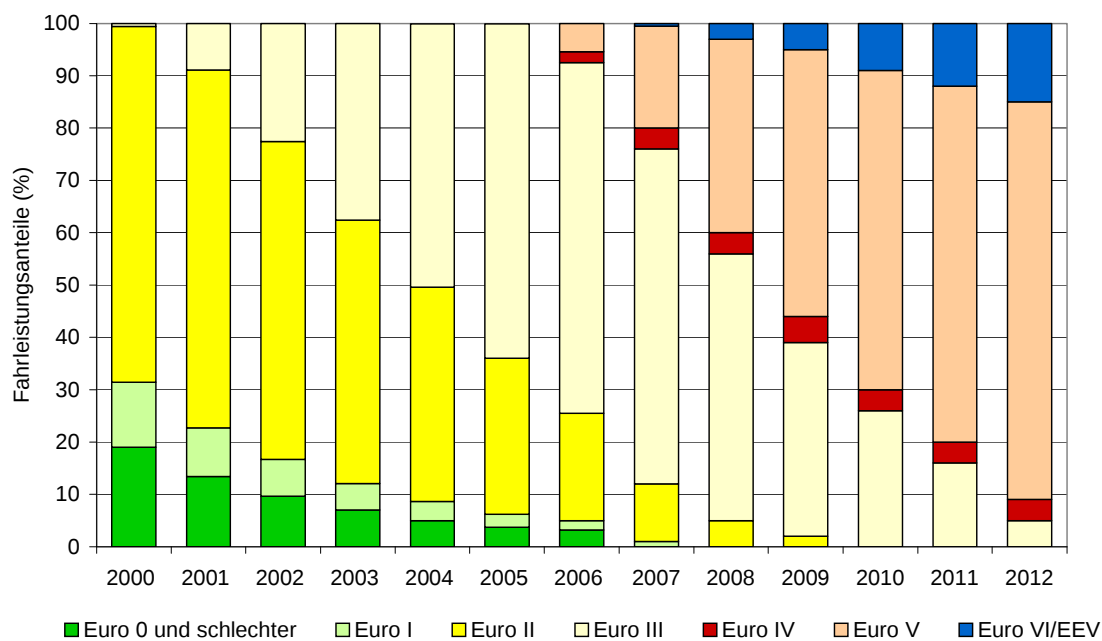
Als Zweites lässt sich die Wirkung der Emissionsspreizung auf Flottenstruktur und Fahrzeugeinsatz benennen. In Bezug auf den Energieverbrauch wird dabei unterstellt, dass moderne Fahrzeuge mit hohem Emissionsstandard auch kraftstoffeffizienter sind. Im Basisfall wird aufbauend auf Einschätzungen durch den Verband der Automobilindustrie (VDA) und des Umweltbundesamtes (UBA) ein Rückgang des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neuer Lkw >12 t um einen Liter je 100 km im Zeitraum 2000 bis 2020 unterstellt. Dieser lässt sich durch eine Kombination innermotorischer Verbesserungen, leichter Materialien und durch Verbesserungen im Rad-Straße-Kontakt erreichen. Aufgrund der kurzen Nutzungsdauer schwerer Lkw im Fernverkehr auf BAB wird eine analoge Entwicklung des durchschnittlichen Flottenverbrauchs angenommen.

Der Effekt der Lkw-Maut auf die Kraftstoffeffizienz und somit auf den CO₂-Ausstoß der Lkw-Flotte äußert sich über den vorgezogenen Ersatz älterer durch moderne Fahrzeuge. Auf der Grundlage betriebswirtschaftlicher Kalkulationen wird von einer um ein Jahr vorgezogenen Neubeschaffung bei der aktuellen Mauthöhe und -struktur ausgegangen. Hierbei ergibt die Ausgestaltung des Investitionsprogramms, dass sich die Nutzungsdauer älterer Lkw während der Laufzeit des Investitionsprogramms um ein weiteres Jahr verkürzt.

Auf der Grundlage von Erhebungen des KBA (2007) werden im Verkehrs- und Wirtschaftsmodell ASTRA des Fraunhofer-ISI die Lkw-Fahrleistungen nach Emissionsklassen sowie der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch geschätzt. Abbildung 15-2 lässt die Einführung der Lkw-Maut 2005 sowie die in den Prognosen bis 2012 angenommene erweiterte Spreizung auf 100% ab 2008 deutlich erkennen. Für den voraussichtlich ab

2014 geltenden Euro-VI-Sstandard wird eine nahezu vollständige Marktdurchdringung bis 2020 angenommen.

Abbildung 15-2: Fahrleistungsanteile Lkw >12t auf BAB nach Euro-Emissionsklassen 2000 bis 2012



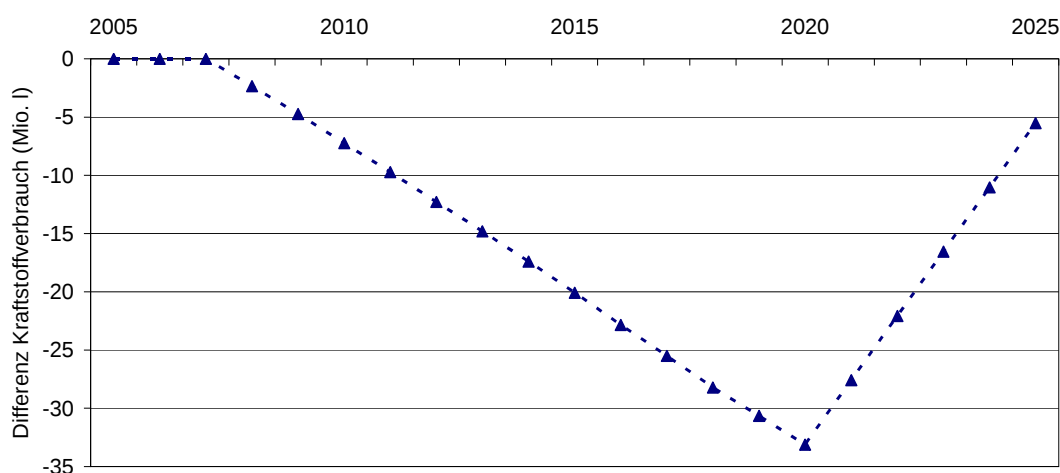
Datenquelle: ProgTrans/IWW (2007), KBA (2007)

Zur Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Mauthöhen wird eine Elastizität der Nachfrage nach Transportdienstleistungen mit der Änderung der Betriebskosten durch die Lkw-Maut von -0,3 angenommen. Diese beschreibt sowohl Effekte durch Aufkommensänderungen und Effizienzsteigerungen wie auch durch die Verlagerung auf Bahn und Binnenschiff (Rothengatter und Doll, 2001).

Der Wirkung von Spreizungen der Mauttarife und Prämien für die Beschaffung emissionsarmer Lkw wird eine Elastizität der Nutzungsdauer der Fahrzeuge zur relativen maximalen Mauthöhe + Prämie gegenüber der minimalen Mauthöhe von -0,3 unterstellt. Die relative jährliche Verbrauchsreduktion (technischer Fortschritt) wird ferner mit einer Elastizität von 2,5 in Abhängigkeit von der relativen Mautspreizung gesetzt. Die genannten Elastizitäten leiten sich aus einer Regressionsanalyse der Entwicklung der Lkw-Fahrleistungen nach der Mauteinführung im Januar 2005 ab. Die Signifikanz der Werte ist durch die noch geringe Zahl an Beobachtungswerten auf Grund des starken Einflusses der Wirtschaftsentwicklung und der Kraftstoffpreise jedoch begrenzt.

Die Wirkung der Lkw-Maut auf den Kraftstoffverbrauch wird weiter durch der von den Änderungen der Verkehrsnachfrage bedingten geringeren Staubildung beeinflusst. Die Ergebnisse der Maßnahme 20 im Zeitraum 2005 bis 2025 bezüglich Fahrleistung und Kraftstoffverbrauch werden in Abbildung 15-3 dargestellt.

Abbildung 15-3: Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs bis 2020



Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

15.2 Quantifizierung der Kosten

In der hier betrachteten Variante einer moderaten Ausdehnung der Lkw-Maut liegen die Mehrkosten umweltfreundlicherer und effizienterer Fahrzeuge zunächst beim Transportgewerbe. Zum Teil können die entstehenden Mehrkosten an die verladende Wirtschaft weiter gereicht werden, was jedoch im Fall von Leerfahrten mit mautpflichtigen Fahrzeugen in der Regel nicht möglich ist. Überschlagsrechnungen im Vorfeld der Einführung der Lkw-Maut ergaben, dass Endverbraucherpreise von den gegenwärtigen Mauthöhen nur unwesentlich betroffen sind (Schaffer und Doll, 2007).

Direkte Programmkosten der erweiterten Emissionsspreizung der Mauttarife entstehen nicht. Durch die Möglichkeit der flexiblen Variation von Mautsätzen mit dem Mauterfassungsgerät OBU 2.0 wird unterstellt, dass die Umsetzung der Maßnahme im Rahmen des bestehenden Vertragsverhältnisses mit Toll Collect kostenneutral vorgenommen werden kann.

Die Dauer der Maßnahme wurde lediglich bis 2020 angenommen. Zwar wird nach 2020 nicht von einer Rückführung der Lkw-Maut auf die gegenwärtige Ausgestaltung ausgegangen, es wird jedoch unterstellt, dass spätestens ab 2020 unabhängig von Klimaschutzabwägungen eine Spreizung und Anhebung der Tarife erfolgen wird. Weiter wird unterstellt, dass die Wirkungen der Maßnahmen mit dem Erreichen der Nutzungsdauer im deutschen Fernverkehr der Lkw (6 Jahre) abklingen. Zur Ermittlung von Annuitäten und begrenztem Kapitalwert wird ein realer jährlicher Zinssatz von 6 % unterstellt.

Kosten durch den höheren Energieverbrauch von Bahn und Binnenschiff auf Grund von Transportverlagerungen werden vernachlässigt, da die betreffenden Gütermengen gering sind und diese zum überwiegenden Teil mit den bestehenden Kapazitäten ab-

gefahren werden können. Die folgende Tabelle zeigt die unterstellten Differenzinvestitionen in ausgewählten Jahren.

Tabelle 15-1: Differenzinvestitionen durch vorzeitige Neubeschaffung von Lkw

Differenzinvestitionen Variante	Einheit	Ergebnisse in €(2000)				Diskontiert auf 2008 ⁹⁶
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Lkw Euro 5/6	Mio. €	12,2	13,2	13,5	167,9	120,2

Aus Abbildung 15-3 ist schließlich die eingesparte Kraftstoffmenge und der damit verringerte Primärenergiebedarf abgeleitet:

Tabelle 15-2: Kraftstoff- und Energieeinsparung gegenüber Basisfall

Reduzierter Kraftstoffbedarf	Einheit	2010	2015	2020	2008-2020
Diesel	Mio. l	7,2	20,1	33,1	228,9
	TJ	255	708	1'168	8'072

Den Vermeidungskosten zu Grunde gelegt wurde ein eher moderater Anstieg der Dieselpreise. Bei einem stärkeren Anstieg ließen sich die ohnehin negativen Vermeidungskosten der Maßnahme noch weiter senken. Die Dieselpreise wurden netto in die Rechnung aufgenommen, da die Mehrwertsteuer aus Sicht der Fuhrunternehmen ein durchlaufender Rechnungsposten ist.

Tabelle 15-3: Unterstellte Kraftstoffpreise 2008 bis 2030

Kraftstoffpreise Diesel ⁹⁷	Einheit	2008	2010	2015	2020	2020 / 2008
Großkundenpreise netto	Euro / l	0,80	1,07	1,12	1,13	+41%

Aus dem jährlich eingesparten Kraftstoff und den entsprechenden Kraftstoffpreisen ergeben sich monetäre Einsparungen für die Fuhrunternehmen, welche über den Differenzinvestitionen liegen. Erklärt werden kann dies dadurch, dass der wesentliche Teil der Kraftstoffeinsparungen der Verlagerung und Vermeidung von Verkehrsaufkommen

⁹⁶ Auf das Jahr 2008 diskontierte Annuitäten der Differenzinvestitionen zwischen 2008 und 2020 – Annuitäten nach 2020 sind ausgenommen.

⁹⁷ Aus Politikszenerarien IV: Tankstellenpreise (2000) inkl. Mineralölsteuer, ohne Mehrwertsteuer

zuzuschreiben ist. Zusätzliche Kosten für Anpassungen von Logistik- oder Produktionsprozessen wurden hier nicht betrachtet.

Tabelle 15-4: Zentrale Indikatoren Maßnahme 20 – Ausweitung Lkw-Maut

Vermiedene Kraftstoffkosten	Einheit	Nicht diskontiert				Diskontiert auf 2008
		2010	2015	2020	2008-2020	2008-2020
Kraftstoffkosten	Mio. €	8	22	37	254	161

Zur Berechnung der CO₂-Einsparungen wurde eine CO₂-Intensität von Dieselkraftstoff von 2,54 zu Grunde gelegt. Hierbei ist nur die innermotorische Verbrennung ohne Emissionen der Vorkette berücksichtigt.

Tabelle 15-5: Vermiedene Kraftstoffkosten

CO ₂ Einsparung	Einheit	2008	2010	2015	2020	2008-2020
CO ₂ -Einsparung	Mt	0,01	0,02	0,05	0,08	0,58

Der begrenzte Kapitalwert wurde mit einem Kalkulationszinssatz von 6 % für das Transportgewerbe berechnet. Der in Maßnahme 20 für den Betrachtungszeitraum 2008 bis 2020 positive Kapitalwert zeigt, dass die Maßnahme aus Sicht der Nutzer insgesamt gegenüber der aktuellen Mautausgestaltung rentabel ist. Diese Einschätzung wird jedoch nach Art und Ausstattung der Fuhrunternehmen variieren. Es ergibt sich damit ein, bezogen auf die Kostenstruktur des Fuhrgewerbes, positiver Nutzen der CO₂-Vermeidung. Mehrkosten für die verladende Wirtschaft bleiben hier jedoch unberücksichtigt.

Tabelle 15-6: Zentrale Indikatoren Maßnahme 20 – Ausweitung Lkw-Maut

Begrenzter Kapitalwert ⁹⁸ der Maßnahme Bilanzraum 2008-2020	Mrd. €2000	0,04
Spezifischer begrenzter Kapitalwert Bilanzraum 2008-2020	€2000/tCO ₂	71
Minderungskosten ⁹⁹ Euro/tCO ₂ im Jahr 2020	€2000/tCO ₂	-275

15.3 Fazit

Die Maßnahme 20 bedarf keiner technischen Änderung der Auslegung der Lkw-Maut. Sie ergibt damit negative CO₂-Minderungskosten, ist jedoch nur zu einer sehr begrenzten Höhe wirksam. Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass die Anhebung der Mautsätze in Verbindung mit dem Innovationsprogramm eine wesentlich stärkere Wirkung auf den Kraftstoffverbrauch hat als die alleinige Ausweitung der Tarifspreizung nach Euro-Emissionsklassen von 50 % auf 100 %. Hierbei ergeben sich jedoch erhebliche Mehrkosten für die Nutzer und entsprechend hohe CO₂-Vermeidungskosten. In der Analyse wurden die indirekten Kosten der Lkw-Maut für die verladende Wirtschaft und das Fuhrgewerbe jedoch nur unzureichend beleuchtet. Hier besteht noch weiterer Untersuchungsbedarf.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse ist festzuhalten, dass die Lkw-Maut in ihrer derzeitigen Auslegung kaum geeignet ist, das Klimaziel der Bundesregierung zu erreichen. Die Kraftstoffersparnis in Maßnahme 20 entspricht eingesparten CO₂-Emissionen von 0,08 Mio. t im Jahr 2020. Berechnungen im Rahmen der Studie Politiksznarien IV zeigen, dass die Anwendung aller Möglichkeiten zur Ausdehnung der Lkw-Maut auf Fahrzeuge ab 3,5 t sowie auf alle Bundesfernstraßen mit zusätzlicher Differenzierung der Tarife nach Tageszeiten zur Staureduktion zu einer Einsparung von bis zu 5 Mio. t im Jahr 2020 führen können.

Weitere Sensitivitätsrechnungen im Rahmen dieser Studie zeigen, dass die Anhebung der Mauttarife, z. B. durch die Internalisierung externer Kosten, einen wesentlich größeren Einfluss auf die CO₂-Effizienz hat als die bloße Differenzierung nach Emissions-

⁹⁸ Begrenzter Kapitalwert: Der Kapitalwert ist die Summe aller diskontierten Zahlungsströme über den gegebenen Zeitraum und entspricht einem Gewinn den man zum heutigen Zeitpunkt hätte. Der mittlere jährliche begrenzte Kapitalwert ist der jährliche Kapitalwert im Mittel der Periode 2008-2020. Negative Kapitalwerte von Maßnahmen bedeuten eine finanzielle Belastung der Nutzer durch die Maßnahme. Positive Kapitalwerte zeigen den ökonomischen Gewinn für die Nutzer bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen.

⁹⁹ Minderungskosten sind die Kosten, die eine Maßnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt verursacht. Hier wird mit realen Preisen gerechnet, jedoch nicht diskontiert. Bei rentablen Maßnahmen sind die spezifischen Minderungskosten negativ.

standards. Durch Internalisierungsgebühren in Höhe von 6 ct. /Fahrzeug-km nach CE et al. (2008) ließe sich etwa eine zusätzliche Tonne CO₂ einsparen. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion ist eine entsprechende Realisierung der durch die Richtlinie 2006/68/EC geschaffenen Möglichkeiten allerdings nicht zu erwarten.

15.4 Beispielberechnung

Im Folgenden sind drei Beispiele für die betrachtete Ausgestaltung der Maßnahme 20 exemplarisch dargestellt. Ermittelt werden die Investitions- und Betriebskosten als Differenz zur gegenwärtigen Mautstruktur für das Jahr der Einführung der Maßnahme.

Langfristig sind die Investitionskosten sowie die Nutzen durch Maut- und Betriebskostensparnisse zu reduzieren, da die Mautersparnis nur eine temporäre Wirkung hat. Durch die kontinuierliche Entwicklung der Lkw-Flotte nach Emissionsklassen und durch die Deckelung der gesamten Mauteinnahmen durch die gesamten Wegekosten durchlaufen alle Fahrzeuge während ihrer Lebensdauer in der Regel mehrere Mautstufen. Eine vorgezogene Neubeschaffung verschiebt die Mautersparnis lediglich um etwa ein Jahr in die Gegenwart.

Betrachtet werden folgende Fälle:

- Betrieb eines Lkws der Schadstoffklasse Euro-5 / EEV (Mautklasse A) bei Einführung der Maßnahme.
- Betrieb eines Euro-2-Lkw ohne Partikelfilter (Mautklasse D) bei Einführung der Maßnahme ohne vorzeitige Neubeschaffung eines schadstoffarmen Fahrzeuges.
- Betrieb eines Euro-2-Lkw ohne Partikelfilter und Ersatz durch ein neues Fahrzeug mit der Emissionsklasse Euro-5.

Während in den ersten beiden Fällen lediglich Änderungen der zu entrichtenden Mautzahlungen im Gegensatz zur aktuellen Mauttabelle anfallen, werden im dritten Fall zusätzlich die anfallenden Investitionskosten, Minderungen der Betriebskosten im Zeitraum der vorgezogenen Neuinvestition sowie staatliche Fördermittel betrachtet. Die Ergebnisse sind in unten stehender Tabelle dargestellt.

Ziel der Mautspreizung in Maßnahme 20 ist die vorzeitige Beschaffung und vermehrte Nutzung von Fahrzeugen mit modernstem Emissionsstandard anstelle alter Fahrzeuge (Euro-2 und schlechter). Dies ist derzeit die Emissionsklasse Euro-5 und EEV. Aus Sicht des Unternehmers stehen dabei im Wesentlichen die höheren Anschaffungskosten (ca. 8.000 €) und ein höherer Restwert des Altfahrzeugs (ca. 1.000 €) günstigeren Mautsätzen und geringeren Betriebskosten gegenüber.

Für schadstoffarme Fahrzeuge ergibt sich durch die budgetneutrale Spreizung eine Absenkung der Mauttarife. Im vorliegenden Fall wird von einer Senkung der Kilometersätze für Lkw mit 4 und mehr Achsen der Mautklasse A von 0,8 ct ausgegangen. Euro-2-Fahrzeuge ohne Partikelfilter (Mautklasse D) verzeichnen hingegen einen Anstieg von 5,3 ct./km. Hiermit steht bei einer Jahresfahrleistung von 90.000 km auf Bundesautobahnen eine Mautersparnis von 720 € in der Klasse A einer Mauterhöhung von 4.770 € in Klasse D gegenüber.

Ein weiterer Gesichtspunkt ist eine geringfügig höhere Kraftstoffeffizienz neuer Fahrzeuge. Angenommen wird eine Effizienzsteigerung von ca. 0,05 l pro Jahr. Weiter werden für neue Fahrzeuge geringfügig niedrigere Betriebskosten durch eingesparte Wartungsarbeiten in der Größenordnung von 1 % der Gesamtbetriebskosten unterstellt. Bezogen auf eine Jahresfahrleistung von 125.000 km insgesamt und einem Netto-Kraftstoffpreis von 1,07 €/l (Jahr 2010) errechnen sich jährliche Betriebs- und Kraftstoffkosteneinsparungen in Höhe von 192 €.

Insgesamt ergibt sich für eine reine Mautspreizung ohne Innovationsprogramm kein Kostenvorteil einer vorgezogenen Neubeschaffung. Die zusätzlichen Investitionskosten übersteigen die eingesparten Maut- und Betriebskosten im vorliegenden Beispiel um 1.318 €.

Die Ergebnisse der Kostenvergleichsrechnung sind in folgender Tabelle zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 15-7: Ergebnisse der Beispielrechnung für einen Fuhrunternehmer

Rechnungsgröße	Maßnahme 20: Aufkommensneutrale Mautspreizung 100% ohne Innovationsprogramm		
	Euro-5/6	Euro-2	Euro-2
Schadstoffklasse bestehender Lkw			
Schadstoffklasse neuer Lkw bei Ersatz	-	-	Euro-4/5
Jahresfahrleistung alle Straßen (km)	125.000	125.000	125.000
Jahresfahrleistung BAB (km)	90'000	90'000	90.000
Differenz Lkw-Investitionskosten (€)			-8.000
Differenz Restwert Altfahrzeug (€)			1.000
Differenzinvestitionen (€)	0	0	-7.000
Differenz Mautsatz (€/km)	-0,008	0,053	-0,008
Differenz Mautkosten (€)	720	-4.770	720
Differenz Kraftstoffverbrauch (l/km)			0,0005
Kraftstoffpreis (€/l 2010)	1,07	1,07	1,07
Differenz sonst. Betriebskosten (€/km)			0,001
Differenz Betriebskosten (€)	0	0	192
Prämie für Neubeschaffung (€)	0	0	0
Gesamt	720	-4.770	-6.088

Teil 2: Techno-ökonomischer Fortschritt bei Energieeffizienztechnologien und Ausblick auf die makroökonomischen Wirkungen des Klimaschutzprogramms

16 Techno-ökonomischer Fortschritt bei Energieeffizienztechnologien

16.1 Techno-ökonomischer Fortschritt im Bereich der Energieeffizienz im Gebäudesektor Deutschlands

16.1.1 Ausgangslage

Seit den 1970er-Jahren ist die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich ein wichtiger Pfeiler der Energiepolitik Deutschlands, um Umweltauswirkungen, Preisrisiken, Auslandabhängigkeit und betriebliche Kosten zu reduzieren sowie den Wohnkomfort zu erhöhen. Unter den Begriff Energieeffizienz im Gebäudebereich fallen dabei die Dämmung der opaken und transparenten Gebäudehülle, bei letzterer inklusive der passiven Solarenergienutzung, sowie energieeffizientere Heizanlagen inklusive Wärmepumpen.

Im Lauf der Zeit haben sich die technischen Möglichkeiten der Steigerung der Energieeffizienz sowohl hinsichtlich ihrer technischen Performance als auch hinsichtlich ihrer Kosten stark weiterentwickelt. Der entsprechende Prozess wird im vorliegenden Bericht mit techno-ökonomischem Fortschritt bezeichnet und umfasst die Verbesserung der technischen Parameter sowie die Kostendegression aufgrund von Lern- und Skaleneffekten.

Der techno-ökonomische Fortschritt der Energieeffizienz wurde zum einen von den Branchen selbst (autonomer techno-ökonomischer Fortschritt) und zum anderen durch politische Maßnahmen vorangetrieben (induzierter techno-ökonomischer Fortschritt). Bei den politischen Maßnahmen kommt den gesetzlichen Vorgaben (Wärmeschutzverordnung, EnEV) besonders im Neubaubereich und bei einzelnen Produkten wie Fenstern und Heizanlagen eine große Bedeutung zu. Im Gebäudebestand wird die energetische Erneuerung der Gebäude und damit auch der technische Fortschritt in diesem Bereich zusätzlich durch finanzielle Förderung (insbesondere durch die KfW) unterstützt.

Bis dato wurde der techno-ökonomische Fortschritt nur wenig systematisch aufgearbeitet und dokumentiert. Erste auf die Schweiz bezogene Arbeiten zeigen einen beträchtlichen techno-ökonomischen Fortschritt über die letzten drei Jahrzehnte auf (Jakob, Jochem et al. 2002; Jakob and Madlener 2004). Für den deutschen Markt sind jedoch keine entsprechenden Arbeiten bekannt. Dieser Bericht hat zum Ziel, einen Beitrag zu dieser Lücke zu leisten.

Der techno-ökonomische Fortschritt lässt sich auf verschiedenen Ebenen empirisch dokumentieren: zum einen anhand der Entwicklung der Energieeffizienz der Gebäude als Ganzes und zum anderen anhand der Entwicklung bei einzelnen Produkten (Fens-

ter, Verglasungen, Heizanlagen) oder Bauleistungen (Wärmedämmungen). Methodisch wird der techno-ökonomische Fortschritt anhand der zeitlichen Entwicklung von technischen Energieeffizienzkennwerten und von spezifischen Kostenkennwerten erfasst¹⁰⁰. Die Schätzung von Lernkurven und Kostendegressionskoeffizienten war im Rahmen der vorliegenden Berichterstattung nicht möglich, ist jedoch Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten.

16.1.2 Das Gebäude als Ganzes

Der technisch-wirtschaftliche Fortschritt der Energieeffizienz von Gebäuden als Ganzes lässt sich an der Entwicklung der gesetzlichen Anforderungen und dem mit diesen Anforderungen verbundenen Gebot der Wirtschaftlichkeit ableiten.

Die vergangene technische Effizienzverbesserung, welche sich zum Beispiel an den gesetzlichen Anforderungen ablesen lässt, war in Deutschland beträchtlich. Jede Novelle der entsprechenden Verordnungen (WSchVO, EnEV) hatte Effizienzverbesserungen des Neubaustandards von 10 % bis 30 % zur Folge, was gleichbedeutend ist mit einer Fortschrittsrate von 3,5 % bis 4,5 % pro Jahr (Tabelle 16-1).

Die Verschärfung der gesetzlichen Anforderungen in Deutschland war jeweils mit Diskursen über Mehrkosten und Wirtschaftlichkeit verbunden, denn das Energieeinspargesetz von 1976 fordert, dass Anforderungen zur Energieeffizienz von Gebäuden und Bauelementen wie Wand, Dach, Fenster etc., dem Wirtschaftlichkeitsgebot unterliegen. Entsprechend wurde bei der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung im Jahr 1977 sowie bei den darauf folgenden Novellierungen jeweils die Wirtschaftlichkeit der baulichen und energietechnischen Anlagen überprüft. Diese Überprüfung erfolgte jeweils ex-ante (siehe z.B. Hauser 2000) und wurde in vielen Fällen ex-post durch Evaluationen verifiziert (z.B. Römmling et al. 1998). Dabei zeigte sich, dass die abgeschätzten Mehrkosten oft nicht oder nur in weit geringerem Maße eintrafen (Gierga 2007; Laudenbach et al. 2006). Entsprechend oft wurde in der Literatur auf weitergehende wirtschaftliche Effizienzpotenziale hingewiesen oder es wurde für eine weitere Verschärfung plädiert. Brandt (2005) beispielsweise hält die Voraussetzung der Wirtschaftlichkeit für die Nachrüstpflicht im Fensterbereich gegeben.

Nach der Einführung der WSchVO und deren Novellen zeigte sich, dass die neuen Anforderungen relativ rasch von der technisch-ökonomischen Entwicklung eingeholt wurden und dass weitergehende Gebäudeenergieeffizienzstandards wirtschaftlich zu erreichen wären. Die Bundesregierung antizipierte denn auch bereits in der Begründung zur Wärmeschutzverordnung 1994, dass Ende des Jahrzehnts eine weitere Ver-

¹⁰⁰ Hierbei handelt es sich vornehmlich um Kostenkennwerte aus Sicht des Endverbrauchers, also letztlich um Marktpreise und nicht um Produktionskosten aus Sicht der Anbieter.

schärfung der Neubauanforderungen von 25 % bis 30 % möglich sein könnte. In der Begründung zur EnEV 2001 wurde explizit auf vergangene Skaleneffekte bei Herstellung und Vertrieb aufgrund von gesetzlichen Anforderungen hingewiesen und zwar bei Fenstern und Thermostatventilen (ZUB ohne Jahr).

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Energieeffizienz der jeweiligen Neubaustandards jeweils bereits zum Zeitpunkt der Einführung oder kurz danach im Bereich des wirtschaftlichen Optimums lag, möglicherweise abgesehen von kurzfristigen Schwankungen der wesentlichen Parameter (Realzins, Energiepreise). In einer mittel- bis langfristigen und übergeordneten Betrachtungsweise konnte der Gesetzgeber Deutschlands mit Unterstützung weiterer Akteure (z.B. DIN) seit den frühen 1970er Jahren eine beträchtliche Steigerung der Energieeffizienz von über 70 % bzw. 3,8 %/Jahr bei jeweils gegebener Wirtschaftlichkeit erreichen.

Tabelle 16-1: Zeitliche Entwicklung der gesetzlichen Anforderungen an den Heizwärmebedarf von Gebäuden gemäß WschVO und EnEV (neue Gebäude)

	Grenzwert Nutzenergie (*) für Raumwärme	Relative Verbesserung
Vor 1978	250 bis 350 kWh/(m ² a) (Schätzung)	
WSchVO 1977	200 kWh/(m ² a)	10% bis 20%
WSchVO 1984	150 kWh/(m ² a)	25%, 4%/Jahr
WSchVO 1995	100 kWh/(m ² a)	33%, 3.6%/Jahr
EnEV 2002	25% bis 30% geringer (nicht direkt vergleichbar, da die EnEV den Primärenergiebedarf begrenzt)	25% bis 30%, 3.5% bis 4.4%/Jahr
(*) Der Endenergiebedarf ergibt sich durch Division des Jahresnutzungsgrads von Heizanlage inkl. Verteilung		
(**) Die Änderungen der EnEV 2004 und 2007 haben keine Verschärfung der Vorschriften der Energieeinsparung von Neubauten zur Folge		

Quelle: MURE-Datenbank 2007; Eichhammer und Schlomann 1998; Gierga 2007, WschVO; EnEV; CEPE, ETH Zürich

Nebst dem Heizwärmebedarf (Q_h), welcher die Bilanz der Energieverluste durch Transmission und Standard-Luftwechsel und der internen und externen Wärmegewinne beinhaltet, wurde auch die Luftdichtheit der Gebäudehülle sowie der Nutzungsgrad von Heizanlagen gesetzlich geregelt, wobei auch hierbei eine sukzessive Verschärfung der Anforderungen festzustellen ist (siehe dazu Kap. 16.1.4 für Details).

Abschließend sei erwähnt, dass die oben dargestellten gesetzlichen Anforderungen noch weit entfernt von der möglichen Best Practice sind, wie der Vergleich mit den Anforderungen des Passivhausstandards zeigt (Heizwärmebedarf 15 kWh/m²a).

16.1.3 Einzelne Bauelemente und Produkte

16.1.3.1 Übersicht

Der anhand der gesetzlichen Vorschriften beobachtbare technische Fortschritt lässt sich nicht nur auf der Ebene der Gebäude als Ganzes (vgl. Kap.16.1.2), sondern auch auf der Ebene der einzelnen Bauteile feststellen (vgl. Tabelle 16-2). Auf die Kosten- bzw. Preisentwicklung bei den einzelnen Bauteilen (Fenster, Fassade, Dach etc.) wird in den folgenden Unterkapiteln näher eingegangen.

Eine Kostendegression kann durch den Vergleich der spezifischen Kredithöhe pro Bauteil ($\text{Euro/m}^2_{\text{Wohnfläche}}$) der KfW Programme 1996 und 2001 beobachtet werden (Kleemann, Heckler et al. 2003). Beim späteren Programm liegt die mittlere Kredithöhe pro m^2 Wohnfläche bei allen Bauteilen 20 % bis 30 % tiefer als beim Programm 1996. Auch wenn diese Degression durch strukturelle Effekte mit begründet sein mag (z.B. Anteil Ein- und Mehrfamilienhäuser, Einzelmaßnahmen vs. Maßnahmenpakete), so ist doch anzunehmen, dass die beobachtete Reduktion zumindest teilweise durch Kostendegressionseffekte verursacht wurde.

Tabelle 16-2: Zeitliche Entwicklung der maximalen U-Werte ($\text{W/m}^2\text{K}$) gemäß WschVO und EnEV (****)

Jahr	Außenwand	Fenster	Dachböden / Steil- und Flach- dächer	Wände gegen un- beheizte Räume oder Erdreich
DIN 4108, Fas- sung 10/1974	1,2 – 1,5 *	3,5	0.93 / 0.69	
WSchVO 1977	0,9 – 1,3**	3,5	0,45	0,8-0,9
WSchVO 1981	0,60	3,1 ***	0,45	0,7
WSchVO 1994	0,4 - 0,5	1,8	0,30	0,5
EnEV 2001	0,35 - 0,45	1,5 - 1,9	0,25 - 0,30	0,4 - 0,5
* 1,86 für Wand inkl. Fenster **1,45-1,75 für Wand inkl. Fenster				
*** Doppelverglasung, nicht beschichtet, luftgefüllt (ohne Intertgas)				
**** Fallspezifische Anwendbarkeit, z.B. bei Ersatz des entsprechenden Bauteils				

Quelle: MURE-Datenbank 2007; Usemann 2005, WschVO; EnEV; CEPE, ETH Zürich

16.1.3.2 Verglasungen und Fenster

Bei der Beurteilung des techno-ökonomischen Fortschritts sind sowohl das Fenster als Ganzes als auch die einzelnen Bestandteile zu betrachten: die Verglasung bestimmt sehr stark durch die Energieeffizienz des Gesamtfensters, jedoch weit weniger stark die Herstellungskosten (in Deutschland beträgt der Kostenanteil der Verglasung 10 % oder weniger).

Verglasungen

Historisch wurden in Gebäuden zumeist einfach verglaste Fenster eingebaut¹⁰¹, welche einen sehr hohen Glas-U-Wert von $6,0 \text{ W/m}^2\text{K}$ aufwiesen, was zu einem Fenster-U-Wert von $5,0$ bis $5,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ führte. Diese Fenster waren damit energetisch sehr ineffizient und ließen auch bzgl. Wohnkomfort stark zu wünschen übrig. Entsprechend wurden diese im Winter häufig durch so genannte Vorsatzfenster (Winterfenster) ergänzt, was zu einem kombinierten Fenster-U-Wert von rund $3,0$ bis $3,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ führte. Der nächste Entwicklungsschritt führte zu in Holz gefassten Doppelverglasungen, welche dichter waren und einen geringeren Glaszwischenraum aufwiesen, wodurch der U-Wert der Verglasung und damit der Fenster weiter reduziert wurde.

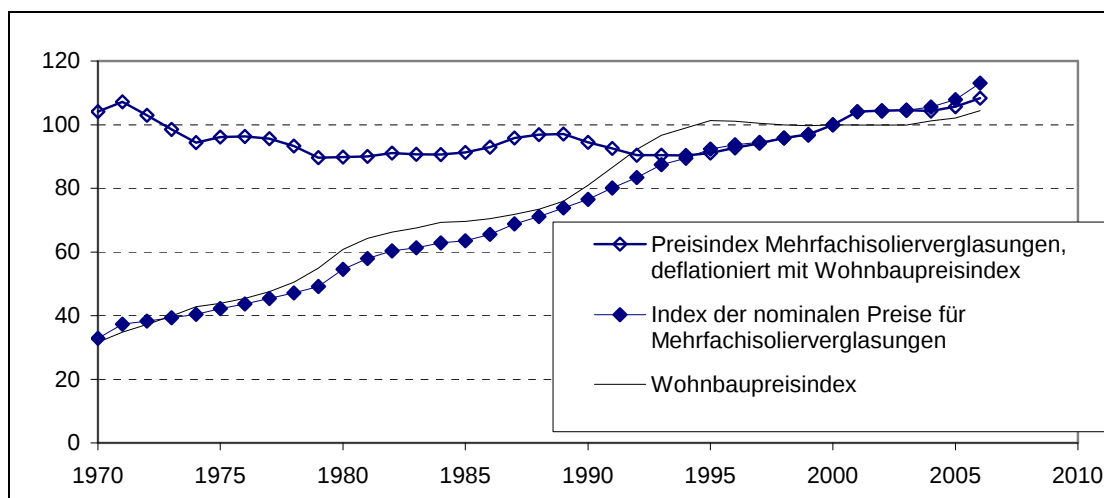
Einen eigentlichen Entwicklungssprung stellten die Verglasungen mit Wärmeschutzbeschichtungen und Edelgasfüllung dar. Bei Zweifachverglasungen wurden damit Glas-U-Werte von $1,1$ bis $1,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ möglich, bei Dreifachverglasungen solche von $0,5$ bis $0,7 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Für Zweifachverglasungen ergibt sich für die Periode der frühen 1970er Jahre bis 2006 eine Verbesserung von rund 65% , was einer Rate von 3 bis $3,5 \%$ pro Jahr entspricht.¹⁰² Im selben Zeitraum stieg der nominale Preisindex für Mehrscheibenisoliertes Glas von $32,9$ (1970) auf $113,1$ (2006), also um 240% (Quelle: Bauleistungspreisindex des Statistischen Bundesamtes). Deflationiert mit dem Gesamtindex der Wohnbaupreise beträgt der Preisanstieg jedoch nur 4% , d.h. der Preis blieb real trotz des beachtlichen technischen Fortschritts von 3 bis $3,5 \%$ /Jahr in etwa konstant (vgl. Abbildung 16-1).

¹⁰¹ Ausnahmen sind Altbau-Kastenfenster mit doppelter Verglasung, die in Städten wie Berlin bereits seit mehr als hundert Jahren existieren. Diese haben in der Regel eine gute isolierende Wirkung, allerdings häufig Dichtigkeitsprobleme. Darüber hinaus kann der große Abstand zu Wärmeübertragung durch Konvektion führen.

¹⁰² Aufgrund der damit einhergehenden Reduktion des Gesamtenergiedurchlassgrades und der entsprechend verminderten solaren Wärmegewinne fällt die Effizienzsteigerung bei unverschatteten Ost-, Süd- und Westorientierungen geringer aus.

Abbildung 16-1: Preisentwicklung von Mehrscheibenisolierverglas zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)



Quelle: Preisindices für die Bauwirtschaft, Statistisches Bundesamt Wiesbaden 2007

Von besonderem Interesse ist der Vergleich der Preisentwicklung zwischen den früheren nicht-beschichteten und den mittlerweile etablierten Verglasungen mit Wärmeschutzbeschichtungen. Solche Wärmeschutzverglasungen wurden bereits während der 1980er Jahre entwickelt, konnten sich am Markt jedoch zu Beginn nur sehr langsam durchsetzen. Dies lag zum einen in technischen Problemen (Dichtheit, Dauerhaftigkeit der Beschichtungen), vor allem aber an hohen Preisen, welche durch aufwändige und diskontinuierliche Herstellungsprozesse bedingt waren. 1992 war der Marktanteil noch unter 5 %. Erst mit der in der Wärmeschutzverordnung 1995 gemachten Ankündigung, dass im Jahr 2000 mit verschärften Anforderungen zu rechnen sein würde, investierte die Glasindustrie aufgrund der nun gegebenen Planungssicherheit massiv in neue Produktionsanlagen, was markante Kostensenkungen aufgrund der kontinuierlichen Fertigung und aufgrund von Skaleneffekten ermöglichte. Als Folge reduzierten sich zwischen 1992 und 2001 die Herstellungskosten von Wärmeschutzverglasungen um rund 60 % und die Preise um rund 40 % (Blessing 2001). Bemerkenswerterweise verteuerten sich die herkömmlichen ineffizienteren Isolierverglasungen während des gleichen Zeitraums um rund 50 %, bedingt durch die nun wegfallenden Skaleneffekte.

Fenster

Die Entwicklung im Fensterbereich zwischen 1970 und 2004 wurde von Brandt (2005) relativ detailliert dokumentiert (Tabelle 16-3). Demnach betrug die technische Effizienzverbesserung zwischen Ende der 1970er-Jahre bis 2004 beinahe 5 % pro Jahr.¹⁰³

¹⁰³ Wenn als Basis konservativ von 3,5 W/m²K statt von 5,5 W/m²K für die Periode vor 1978 ausgegangen wird, ergeben sich rund 3 %/Jahr.

Hinter den in Tabelle 16-3 dargestellten Verbesserungen der Fenster-U-Werte stehen nicht nur Entwicklungen im Verglasungsbereich (siehe vorheriger Abschnitt), sondern auch im Rahmenbereich. Bei Holzfenster ermöglichte der (langsame) Wechsel von Hart- zu Weichholz und die Verwendung von dickeren Rahmenprofilen eine sukzessive Reduktion des Rahmen-U-Werts von 1,9 in 1983 auf 1,7 W/m²K in 2004 (der MA von Hartholz betrug immer noch 40 %). Bei Kunststofffenstern, welche insgesamt zunehmend an Bedeutung gewannen, sank der Rahmen-U-Wert im selben Zeitraum von 2,2 W/m²K auf 1,4 W/m²K. Noch deutlicher war die Reduktion bei Alu-Rahmen, welche von ursprünglich 7,0 auf 2,3 W/m²K zurückgingen.

Tabelle 16-3: Zeitliche Entwicklung der Fenster-U-Werte (W/m²K)

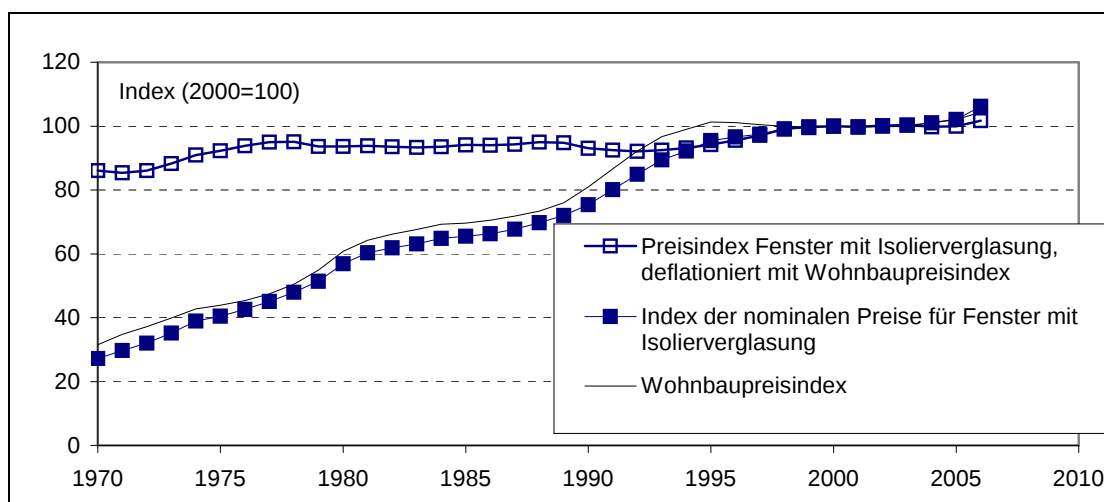
		U-Fenster (W/m ² K)	Verbesserung gegenüber Vorperiode
1971-1978	Nicht-Isolierglas *	5,5	
1979-1994	Isolierglas	2,88	20% bis 20%
1995-2001	Wärmeschutzglas Ug 1.2 bis 1.5	1,74	40%
2004		1,5	14%

* Einfachverglasung oder Verbundfenster (auch Vorsatzfenster oder Winterfenster)

Quelle: Brandt 2005, VFF 2002; CEPE, ETH Zürich

Trotz der oben beschriebenen markanten Verbesserung der Energieeffizienz blieben die Fensterpreise zwischen 1994 und 2005 gemäß dem Statistischen Bundesamt nominal beinahe konstant (Abbildung 16-2).

Abbildung 16-2: Preisentwicklung Fenstern mit Isolierverglasung zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)



Quelle: Preisindices für die Bauwirtschaft, Statistisches Bundesamt Wiesbaden (2007)

Die Markteinführung der Wärmeschutzverglasung fiel zeitlich mit einem deutlichen und relativ lang anhaltenden Abschwung der privaten und öffentlichen Bautätigkeit und ei-

nem entsprechenden Rückgang des Fenstermarktvolumens zusammen (rund –50 % zwischen 1997 und 2004 gemäß Arnold, 2006). Erst ab 2005 sind die Preise mit anziehender Konjunktur wieder steigend.

Die Kosten ab Werk gingen real um 14 % (Holz) bzw. 24 % (Kunststoff) zurück (Tabelle 16-4), dies trotz steigender Fixkosten aufgrund eines Rückgangs des durchschnittlichen Auftragsvolumens und leicht steigender Lohnentwicklung (+25 %). In der gleichen Periode wurden zudem wesentlich energie-effizientere Verglasungen verwendet (vgl. Brandt, 2005 und Abbildung 16-3 weiter unten). Die Kosten der Verglasung haben nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten und sie waren zudem während der betrachteten Periode rückläufig (von rund 23 Euro pro Fenster auf 15 Euro).

Tabelle 16-4: Entwicklung der Herstellungskosten (Werkabgabe) bei Holz- und Kunststofffenstern zwischen 1995 und 2004 (Euro/Fenster*)

	Holzfenster		Kunststofffenster	
	1995	2004	1995	2004
Glas	23,1	14,9	23,1	14,9
Übrige Materialkosten	90,1	70,2	85,9	66,4
Fertigungskosten	42,1	48,4	23,5	24,7
Vertrieb und Verkauf	68,4	58,7	99,4	71,0
Total	223,8	192,2	232,0	176,9
Kostenreduktion 1995-2004	-14%		-24%	
* Masse 1135mmx1260mm				

Quelle: Arnold 2005; CEPE, ETH Zürich

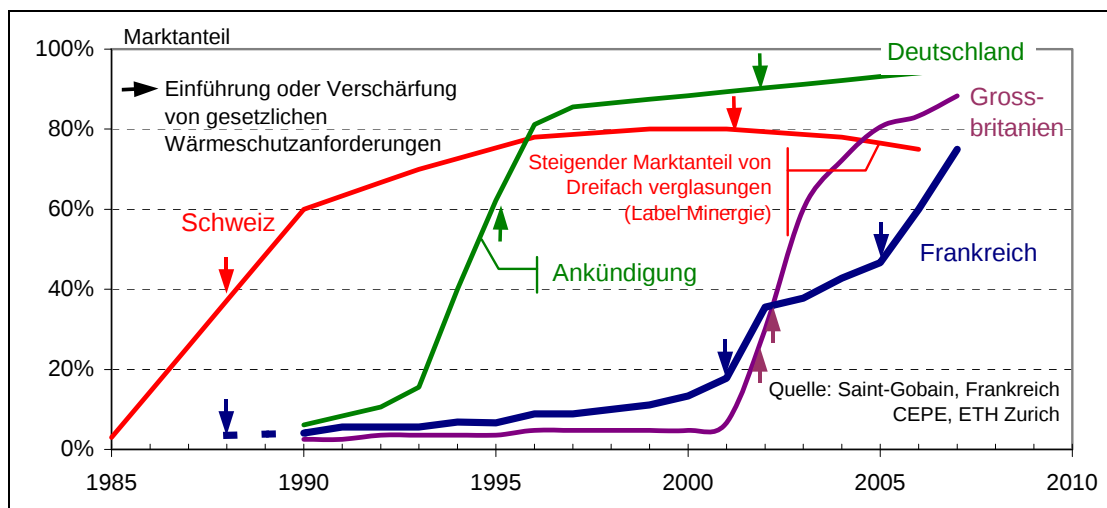
Die Kosten- und Preisentwicklung der Fenster war also weniger von gesetzlichen Wärmeschutzanforderungen oder von der Energieeffizienz der Verglasungen getrieben als vielmehr von konjunkturellen Schwankungen und von kontinuierlichen Produktivitätsfortschritten.

Die Rolle der Energiepolitik bei der Steigerung der Energieeffizienz am Beispiel der Fenster

Der Vergleich der Markteinführung von Fenstern mit Wärmeschutzverglasungen zwischen Deutschland und drei weiteren europäischen Ländern (Frankreich, UK und Schweiz) verdeutlicht die Bedeutung einer aktiven Rolle der Energiepolitik bei der Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich. Obwohl es sich bei den führenden Glasherstellern um mittlere bis große, multinationale Unternehmen und Konzerne handelt, was grundsätzlich eine länderübergreifende Verbreitung von Entwicklungserkenntnissen und Herstellungsprozessen ermöglicht hätte, erfolgte die Markteinführung der energieeffizienten Wärmeschutzverglasungen in den verschiedenen Ländern erst auf Druck der gesetzlichen Anforderungen. Aufgrund der nicht zwischen den Ländern

koordinierten Energiepolitik erfolgte die Markteinführung höchst unterschiedlich (Abbildung 16-3). Die Märkte in den einzelnen Ländern reagierten ganz spezifisch auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen. In Frankreich beispielsweise waren die Anforderungen der „Régulation thermique“ von 2001 zu wenig stringent, und erst mit der RT2005 konnte die Markteinführung wieder beschleunigt werden. Im Fall von Deutschland genügte bereits die verbindliche Ankündigung von 1994 einer künftigen Verschärfung (für das Jahr 2000 in Aussicht gestellt), um diese Verglasungen sehr rasch in den Markt einzuführen. Die Anforderungen wurden denn auch so ausformuliert, dass die Verwendung von Wärmeschutzverglasung mehr oder weniger zwingend ist (dies obwohl es sich bei der EnEV im Prinzip um eine flexible Verordnung handelt, welche eine Optimierung über das Gebäude als Ganzes erlaubt). Im Fall der Schweiz kündigt sich bereits der nächste Effizienzschrift an. Den Boden für die Einführung der noch effizienteren Dreifach-Wärmeschutzverglasung bereitet hier das freiwillige, aber behördlich anerkannte und staatlich geförderte Qualitäts- und Effizienz-Label Minergie vor. In Deutschland könnte der Passivhausstandard potenziell eine ähnliche Marktbereitungs-funktion übernehmen.

Abbildung 16-3: Markteinführung von Fenstern mit Wärmeschutzverglasung im Zusammenhang mit der Entwicklung von gesetzlichen Wärmeschutzanforderungen in verschiedenen Ländern



Quelle: Saint-Gobain Frankreich, CEPE ETH Zürich

16.1.3.3 Wärmedämmung der Gebäudehülle

Vergangene Entwicklung

Ähnlich wie bei Verglasungen und Fenstern wurde auch der Wärmeschutz der Gebäudehülle im Lauf der letzten dreißig bis fünfunddreißig Jahre sukzessive verbessert. Dies drückt sich in der zunehmenden Entwicklung und Verwendung von Baumateria-

lien mit geringerer Wärmeleitfähigkeit v.a. in der Erhöhung der Dämmdicken aus, wodurch die Transmissionsverluste von Dach, Wand, Boden/Kellerdecke etc. stark vermindert werden konnten (vgl. Tabelle 16-5).

Tabelle 16-5: Zeitliche Entwicklung der Dämmdicken und der resultierenden U-Werte ($\text{W/m}^2\text{K}$) bei Wand und Dach

	Wand				Dach			
	Dämm- dicke cm	U-Wert (W/m ² K) *		Verbesserung % **	Dämm- dicke cm	U-Wert (W/m ² K) *		Verbesserung **
Ungedämmt		1,4	1,0			1,4	1,0	
1982	5	0,51	0,44	-60%	10	0,31	0,29	-75%
1990	6	0,45	0,40	-11%	11	0,29	0,27	-7%
1995	8,5	0,35	0,32	-21%	15	0,22	0,21	-22%
1999	8,5	0,35	0,32	0%	18	0,19	0,18	-14%
2001	10	0,31	0,29	-11%	18	0,19	0,18	0%
* Ohne Berücksichtigung von Wärmebrückeneffekten. Basis-U-Werte ungedämmt: 1,0 W/m ² K bzw. 1,4 W/m ² K, Lambda=0,040 W/mK								
** gegenüber Vorperiode (Mittelwert)								

Quelle: Eurima (ohne Jahr), CEPE, ETH Zürich

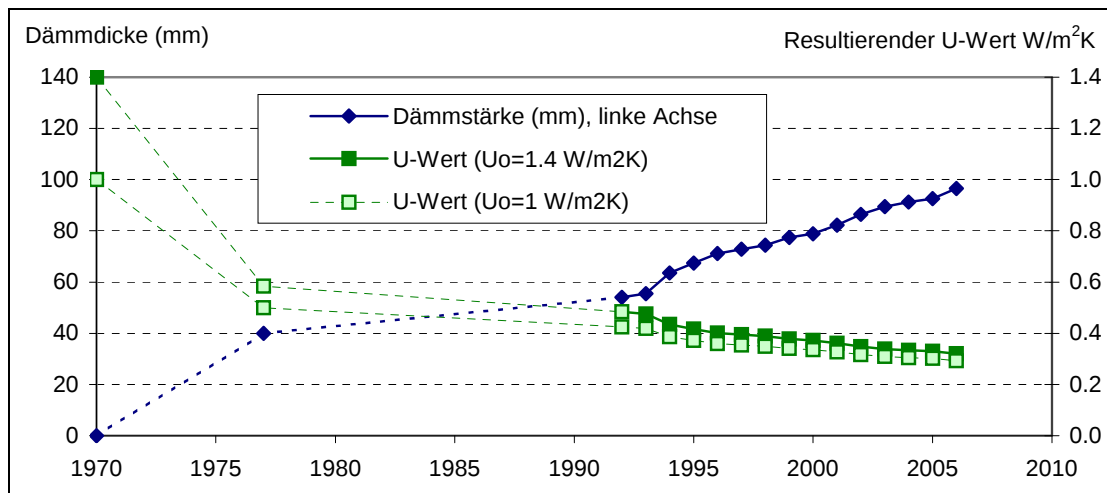
Stellvertretend für die Wärmedämmung der opaken Gebäudehülle wird nachfolgend auf die Wärmedämm-Verbundsysteme im Fassadenbereich etwas näher eingegangen, zum einen aufgrund der relativ hohen energiewirtschaftlichen Bedeutung und zum anderen aufgrund der Datenverfügbarkeit. Es wird wiederum die technische Entwicklung sowie die Kostenentwicklung betrachtet.

Ein Wärmedämm-Verbundsystem (WDVS) wurden bereits 1957 ein erstes Mal an einem Wohngebäude angewendet, erlangte im Gebäudebereich aber erst in den 1970er Jahren eine quantitative Bedeutung. Ab 1969 mussten gemäß DIN 4108 Mindestanforderungen eingehalten werden (bauphysikalisch motiviert) und ab Mitte der 1970er Jahre gewannen die WDVS eine zunehmende quantitative Bedeutung (Setzler, 1998).

Die typische Dämmstärke der WDVS betrug zunächst nur rund 4 cm, ermöglichte aber bereits eine sehr bedeutende Reduktion der U-Werte, d.h. der spezifischen Wärmeverluste um 50 % bis 60 % (Zweischalenmauerwerke mit zwischenliegender Wärmedämmung erreichten ähnliche Werte). Die Dämmdicken wurden danach zunächst nur langsam weiter erhöht; erst in den 1990er-Jahren ist ein steilerer Anstieg zu verzeichnen, gemäß Setzler (2007) bis auf 10 cm (Abbildung 16-4). Der resultierende Flächen-U-Wert (ohne Berücksichtigung von Wärmebrückeneffekten) wurde dadurch seit Mitte/Ende der 1970er Jahre bis 2006 um weitere 50 % reduziert, was rund 2,5 %/Jahr entspricht. Im Vergleich zur ungedämmten Backstein- oder Monolith-Wand, beträgt die

Reduktion gar 80 % bis 84 % (Basis $U_0=1.0$ bis $1.4 \text{ W/m}^2\text{K}$), im Vergleich zu ungedämmten Betonwänden noch mehr.

Abbildung 16-4: Vergangene Entwicklung der Dämmdicken (linke Achse) und der resultierenden U-Werte (rechte Achse) bei Fassaden-Wärmedämm-Verbundsystemen zwischen 1970 und 2006



Quelle: Setzler 1998, Setzler 2007, CEPE, ETH Zürich

Die technische Entwicklung lässt sich auch anhand des Vergleichs von Marktübersichten verschiedener Jahre feststellen. Während 1995 bei vielen Produkten eine maximale Dämmstärke von 100 bis 120 mm, in seltenen Fällen 140, 160 oder 200 mm angegeben wurde, war bereits 2001 eine Dämmstärke von 200 mm eher die Regel als die Ausnahme (B+B 2001; B+B 1996).

Nebst diesen technischen Fortschritten in Form zunehmender Dämmstärken und damit einhergehender höherer Energieeffizienz wurden Fassadenwärmedämmungen während der betrachteten Zeitperiode auch qualitativ verbessert, z.B. bzgl. Dauerhaftigkeit der Schutzbeschichtung, Verminderung des Algenbefalls und Materialentwicklungen (z.B. Fertigelemente wie gedämmte Anschlusselemente, diffusionsoffenere Putze, gebrauchsfertige Dekorputze etc.), welche den Bauherren einen höheren Nutzen ermöglichten (Verminderung von bauphysikalischen Risiken, höhere Gestaltungsfreiheit etc.).

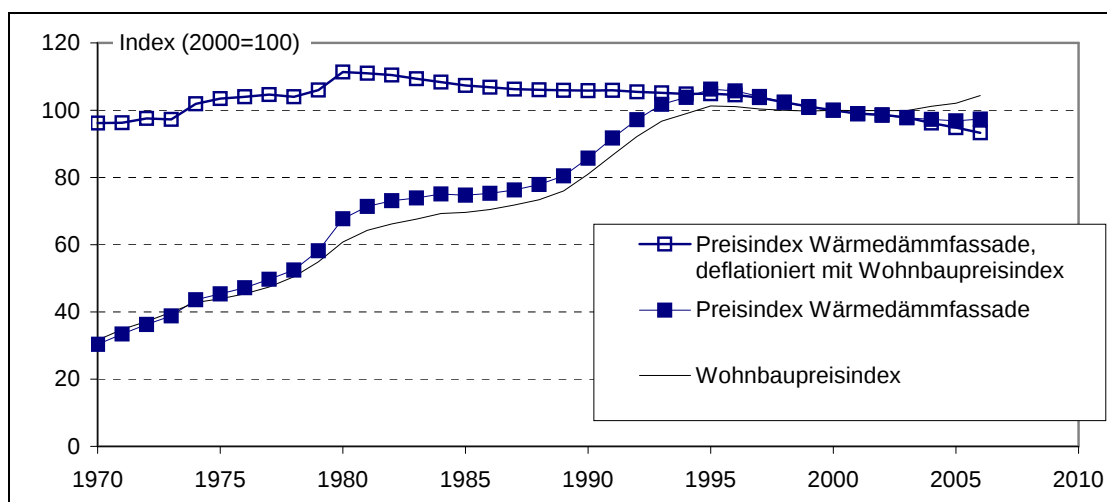
Die Preisentwicklung der Wärmedämmfassade war seit den 1970er bis Mitte der 1990er nominell ansteigend, anschließend folgte eine Degression bis 2005. Die realen Preise (deflationiert mit dem Wohnbaupreisindex) sind seit 1980 fallend (z.T. beinahe stagnierend), siehe Abbildung 16-5.

Die auf die Energieeffizienz bezogenen Produktivitätsfortschritte, die sich aus konstanten bzw. sinkenden realen Preisen bei gleichzeitig starker Erhöhung der Energieeffi-

zienz ableiten lässt, betrugen bis Anfang der 1990er etwa 1 %/Jahr, danach mit stark zunehmender Marktentwicklung rund 4 %/Jahr.¹⁰⁴ Erreicht wurden die genannten Produktivitätsfortschritte durch Materialentwicklungen, welche eine bessere Verarbeitbarkeit, einen verstärkten maschinellen Einsatz und effizientere Logistik ermöglichten.

Die hohen Produktivitätsfortschritte werden auch verständlich vor dem Hintergrund, dass der Kostenanteil des eigentlichen Dämmmaterials nur rund 15 % betragen, während über 40 % auf Löhne, übrige Materialkosten (20 %), Vorbehandlung (9 %), Gerüst (7 %) und Nebenarbeiten (5 %) entfielen (Stand 2001) (Bahles 2001). Der Anteil, welcher die Energieeffizienz beeinflusst, ist also relativ gering und die übrigen Kostenanteile haben bzgl. der Energieeffizienz einen eigentlichen Fixkostencharakter. Es genügen also geringe Produktivitätsgewinne in diesen Bereichen, um Mehrkosten für mehr Dämmmaterial kompensieren zu können. Abgesehen davon ist bei der Produktion des Dämmmaterials seinerseits von Produktivitätsgewinnen auszugehen.

Abbildung 16-5: Preisentwicklung von Wärmedämmungen zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)



Quelle: Preisindices für die Bauwirtschaft, Statistisches Bundesamt Wiesbaden (2007)

Der hohe technisch-ökonomische Fortschritt ab Beginn der 1990er Jahre zeigt, dass Produktivitätsfortschritte tatsächlich mit dem Wachstum des Marktvolumens zusammenhängen und dass Lern- und Skaleneffekte durch verstärkte Aktivität stimuliert werden. Die genannte Periode fällt mit der Verschärfung der Anforderungen an den Wärmeschutz 1995 (WschVO) und 2002 (EnEV) zusammen und verdeutlicht zweierlei:

¹⁰⁴ Zu bemerken ist dabei, dass weitere preisbeeinflussende Faktoren hierbei nicht berücksichtigt wurden. Dies führt dazu, dass die angegebenen Werte eher eine Unterschätzung (z.B. nicht herausgerechnete Qualitätsverbesserungen), bzw. eher eine Überschätzung darstellen (Margenerosion).

- zum einen die Rolle, welche eine aktive Energiepolitik bei der Förderung des techno-ökonomischen Fortschritts spielen kann;
- zum anderen, dass die Auswirkungen von Politikmaßnahmen (z.B. bzgl. Kosten) dynamisch zu betrachten sind.

Ausblick

Die technisch-ökonomische Entwicklung der Gebäudehüllenwärmedämmung ist bei weitem nicht abgeschlossen. Weitere Produktivitätsfortschritte ergeben sich insbesondere durch Innovationen, welche

- Schnittstellen vereinfachen, insbesondere zwischen Planung und Applikation,
- eine rationellere Verarbeitung der Dämmstoffe erlauben,
- die Wärmeleitfähigkeit der Dämmstoffe reduzieren,
- eine Industrialisierung des Bauprozesses ermöglichen (letztlich durch Elementfertigung).

Der rationelleren Verarbeitung des Fassaden-Wärmedämmsystems kommt dabei eine hohe Bedeutung zu, denn die Lohnkosten weisen einen Anteil von rund 40 % an den Gesamtkosten auf, die eigentlichen Kosten des Dämmmaterials hingegen nur rund 15 % (Bahles 2000). Eine rationellere Verarbeitung wird durch die Vereinfachung der Arbeitsabläufe erreicht, beispielsweise durch weitergehende Arbeitsvorbereitung (z. B. Zuschneiden in der Fertigungshalle statt auf der Baustelle), durch einen höheren maschinellen Einsatz (z. B. Spritzen statt von Hand auftragen), indem Arbeitsschritte kombiniert werden (z. B. Dübeln und Kleben), oder indem Fertigelemente verwendet werden (z. B. gedämmte Fensterbänke, Stürze oder Rollladenkästen). Entsprechende Anstrengungen wurden in Deutschland in der Vergangenheit unternommen, die diesbezügliche Entwicklung ist jedoch nicht abgeschlossen, wie ein Vergleich mit der Situation beispielsweise in der Schweiz zeigt (Jakob and Madlener 2004).

Ebenfalls wurde an der Entwicklung von Dämmstoffen mit geringerer Wärmeleitfähigkeit gearbeitet. Zu erwähnen sind insbesondere Dämmstoffe mit Dämmkern aus anderem Material und solche mit beigemischten Substanzen (z.B. Graphit), welche die Leitfähigkeit verringern. Obwohl seit einigen Jahren Produkte mit geringerer Wärmeleitfähigkeit am Markt erhältlich sind, konnten diese bis dato (2007) keine bedeutende Marktdurchdringung erreichen. Solche Dämmstoffe mit geringerer Wärmeleitung könnten jedoch künftig stark an Bedeutung gewinnen, denn sie erlauben dieselbe Dämmleistung mit geringerer Dämmdicke, was sowohl bzgl. der Architektur (insbesondere bei der Erneuerungen im Bestand) als auch bzgl. der Kosten (geringerer Handlingaufwand) vorteilhaft ist.

Mittelfristig könnten weitere markante Produktivitätsfortschritte erzielt werden, wenn es zum Beispiel gelingt, vakuumierte Isolationspaneele (VIP) für den Gebäudebereich taug-

lich zu machen und die derzeit noch hohen Anfangskosten zu senken. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass VIP trotz hoher Kosten bereits eingesetzt werden und zwar in Einsatzbereichen mit stark eingeschränktem Raumangebot bzw. hohem Raumkosten.

16.1.4 Fossile Heizanlagen

16.1.4.1 Technische Entwicklung

Seit Ende der 1970er Jahren wurde der Jahresnutzungsgrad der Heizanlagen kontinuierlich gesteigert. Möglich wurden diese Verbesserungen insbesondere durch die (gesetzlich erforderliche) Begrenzung der Abgasverluste sowie durch die Reduktion der Strahlungs- und Stillstandsverluste. Die Effizienzfortschritte wurden durch Anlagenverbesserungen (z.B. durch modulierenden Brennbetrieb, Niedertemperatur) und durch Lernprozesse des planenden, installierenden (mittels präziserer Dimensionierung) und unterhaltenden Gewerbes erreicht.

Die Niedertemperatur-Technik mit höheren Wirkungsgraden löste ab ca. 1980 die Standardkessel ab (Tabelle 16-6). Weitere Verbesserungen wurden durch die Brennwerttechnik erreicht, welche aufgrund der Nutzung der Kondensatwärme einen wesentlich höheren Wirkungsgrad ermöglichen. Gas-Brennwertkessel wurden bereits während der 1980er Jahre zur Produktionsreife entwickelt und auf den Markt gebracht, konnten aber bis Mitte der 1990er Jahre nur langsam Marktanteile gewinnen. Erst ab Mitte der 1990er ist eine rasche und deutliche Verschiebung der Gaswärmeerzeuger zugunsten der Brennwerttechnik zu verzeichnen (relativer Marktanteil 1998: 28 %, 2006: 70 %, abgeleitet aus Lücke, 2007). Gemäß der aktuell geltenden EnEV ist die Anwendung der Brennwerttechnik Pflicht, wo immer die technischen Voraussetzungen dies erlauben.

Tabelle 16-6: Entwicklung der Jahreswirkungsgrade von Gas- und Ölkesseln (bezogen auf Heizwert)

	Gas		Öl	
	Bedeutung am Markt	%	Bedeutung am Markt	%
Standardkessel	Vor 1978 Standard	65-70	Vor 1978 Standard	65-70
Niedertemperaturkessel	Marktanteil* 1998: 78%	88-93	Marktanteil* 1998: 100%	87-94
Brennwerttechnik	Marktanteil* 2006: 70%	102-108	Marktanteil* 2006: 25%	98-103
* relativer Marktanteil, gemessen am Gesamt <u>absatz</u> der Gas- bzw. Ölanlagen im jeweiligen Jahr				

Quelle: BDH, Lücke 2007, Kleemann et al. 2003b, ETH Zürich

Bei Ölanlagen erfolgte die Einführung der effizienten Brennwerttechnik mit einer Verzögerung von rund acht bis zehn Jahren, insbesondere aufgrund der höheren technischen Herausforderung (tiefere Kondensationstemperatur, saures Kondensat). Ein

relativer Marktanteil von 25 % (gemessen an allen abgesetzten Ölkesseln) wurde erst 2006 erreicht (abgeleitet aus Lücke 2007).

Eine Einschätzung über die vergangene Entwicklung der mittleren, realen Nutzungsgrade der Heizungsanlagen wurde von Kleemann und Hansen (2005) vorgenommen, siehe Tabelle 16-7. Die angegebenen Jahre beziehen sich jeweils auf das Installationsjahr und die Werte sind Mittelwerte über die im jeweiligen Jahr installierten Anlagen. Die Angaben stützen sich auf Feldmessungen und berücksichtigen das reale Betriebsverhalten (Wolff et al. 1994). Insgesamt ergibt sich damit ein bei Gaskesseln technischer Fortschritt von rund 1,4 %/Jahr und bei Ölanlagen von etwa 1,1 %/Jahr.

Tabelle 16-7: Entwicklung der realen Jahresnutzungsgrade von Heizungsanlagen

	1975	1980	1985	1990	2000	2005
Nutzungsgrad Raumwärme	71	81	84	87	90	91
Nutzungsgrad Warmwasser	50	57	59	61	64	65
Nutzungsgrad Raumwärme+Warmwasser	68	78	81	84	87	88
Brennwertkessel (Hu)						96

Quelle: Kleemann und Hansen (2005) basierend auf Wolff et al. (2004)

Mit einer gewissen Verzögerung zeigten die Verbesserungen (der Nicht-Brennwert-Kessel) auch im Bestand ihre Wirkung. Lagen die Abgasverluste noch 1997 bei beinahe 60 % der Anlagen bei über 10 % (mit einer langschwänzigen Verteilung mit einem nicht vernachlässigbaren Anteil von Anlagen mit Abgasverlusten von über 18 %), betrugen 2004 die Abgasverluste bei 80 % der Anlagen 9 % oder weniger, wie Messungen des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks ergaben (UBA 2007). Die Abgasverluste verringerten sich damit um beinahe 4 %-Punkte von 11 % auf gut 7 %. Entsprechend sind die beschriebenen technischen Fortschritte nicht nur der Herstellerindustrie, sondern der gesamten Heizungsbranche (inklusive Installation und Betrieb) sowie den gesetzlichen Anforderungen und deren Umsetzung zuzuschreiben.

Der resultierende durchschnittliche Gesamtnutzungsgrad (inkl. Verteilverluste) aller Anlagen im Bestand stieg durch diese Entwicklungen von 74 % (Öl-Zentralheizungen) bzw. 77 % (Öl-Zentralheizungen) im Jahr 1995 bis 2002 um 4 %-Punkte auf 78 % bzw. 84 %, und aufgrund der laufenden Erneuerung älterer Anlagen werden weitere Verbesserungen in der jeweils selben Größenordnung bis 2010 und nochmals bis 2020 erwartet (Prognos 2005).

16.1.4.2 Preisentwicklung

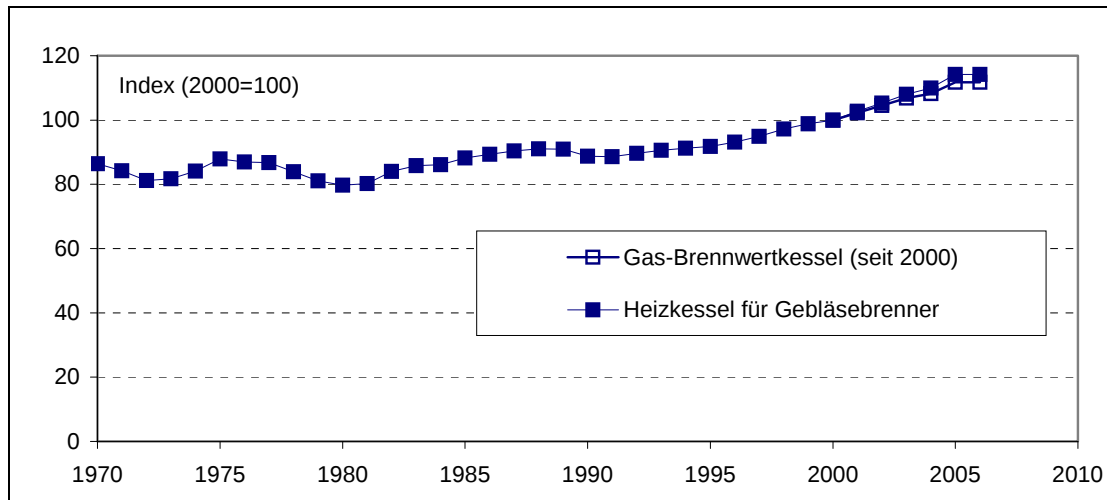
Als Proxy für die Kostenentwicklung wird wiederum auf die Preisindices des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.¹⁰⁵ Dieses weist zwei separate Zeitreihen aus, nämlich eine für Heizkessel mit Gebläsebrenner und eine für Gas-Brennwertkesseln (letztere ab 2000). Die Heizkessel mit Gebläsebrenner sind als Standard-Technik zu bezeichnen, während es sich bei den Brennwertkesseln um eine energie-effizientere Variante handelt.

Zwischen 1978 und 2006 erhöhte sich der Index der Heizkessel mit Gebläsebrenner real um 36 % (Abbildung 16-6), was einer mittleren Teuerungsrate von rund 1,1 %/Jahr entspricht. Diese Preisentwicklung ist jedoch nicht nur im Zusammenhang mit der erwähnten technischen Effizienzverbesserung von 1,4 %/Jahr zu sehen, sondern auch vor dem Hintergrund weiterer technischer Verbesserungen zu interpretieren. Zu nennen ist insbesondere die starke Verbesserung der Luft-Emissionen, welche durch einen entsprechenden Entwicklungsaufwand und Mehrkosten bei der Herstellung erreicht wurde. Energieeffizienzsteigerung und Emissionsreduktion ließen sich zum Teil synergetisch erreichen (z.B. durch geringere Verbrennungstemperaturen bei Low-Nox-Brennern, geringere Abgasverluste), zum Teil unabhängig. Als Fazit lässt sich festhalten, dass nur ein Teil der festgestellten Preissteigerung dem Energieeffizienzfortschritt zuzuordnen ist.

Statistisch gesicherte Angaben zur Preisentwicklung von Brennwertkesseln liegen erst seit 2000 vor. Seit diesem Zeitpunkt verteuerten sich die Heizkessel mit Gebläsebrenner real um 14,2 %, die effizienteren Gas-Brennwertkessel jedoch nur um 11,8 %. Die reale Teuerung liegt entsprechend bei den effizienteren Brennwertkesseln mit 1,9 %/Jahr leicht unter derjenigen der Standard-Niedertemperatur-Kessel mit 2,2 %/Jahr. Dies deutet darauf hin, dass die Preisannäherung zwischen Standard- und Brennwertkesseln sich zwar verlangsamt hat, aber noch nicht abgeschlossen ist.

¹⁰⁵ Methodischer Hinweis: Den in diesem Bericht verwendeten Preisindices liegen jährlich wiederkehrende Preiserhebungen der Statistischen Ämter der einzelnen Länder zugrunde. In diesen Erhebungen werden die befragten Unternehmen gebeten, die relative Preisveränderung eines zu einem gegebenen Zeitpunkt verkauften und typischen Produkts (oder (Bau-)Leistung) im Vergleich zum Vorjahr anzugeben. Sie werden dabei gebeten, vergleichbare Qualität und Quantität zugrunde zu legen bzw. allfällige Veränderungen wenn möglich herauszurechnen. Die relative Änderung eines Preisindex über ein Jahr bezieht sich also auf eine konstante Qualität und Quantität (Leistung, Fenstergröße etc.). Über mehrere Jahre gesehen und gemittelt über alle befragten Unternehmen können sich jedoch Qualitäten und Quantitäten durchaus ändern, denn im Laufe der Zeit verschiebt sich der Warenkorb allmählich (und wird von den Statistischen Ämtern auch periodisch angepasst).

Abbildung 16-6: Preisentwicklung von Heizkesseln zwischen 1970 und 2006 (nominal und deflationiert mit Wohnbaupreisindex)



Quelle: Preisindices für die Bauwirtschaft, Statistisches Bundesamt Wiesbaden (2007)

In den Preisindices (Abbildung 16-6) und in der obenstehenden Beschreibung des technischen Fortschritts (Effizienz, Emissionen, u.a.) **nicht** enthalten sind Entwicklungen, welche nicht den eigentlichen Heizkessel betreffen, sondern Punkte wie Konzeption und Planung der Heizanlage, Montage sowie Unterhalt und indirekte Effekte. Produktivitätsfortschritte in diesen Bereichen führten zu weiteren Effizienzverbesserungen und zu direkten wirtschaftlichen Vorteilen sowie zu begleitenden Nutzen für die Endkunden. Als direkte wirtschaftliche Vorteile v.a. bei Neubau und Vermietung sind der stark verminderte Platzbedarf, die höhere Zuverlässigkeit, der geringere Wartungsaufwand und geringere Geräuschentwicklung zu nennen. Auf der technischen Seite lassen sich weitere Effizienzgewinne realisieren, indem Verteilverluste Heizanlagen innerhalb der thermischen Hülle platziert und raumluftunabhängig betrieben werden.

Der techno-ökonomische Fortschritt wird unbereinigt, d.h. ohne Berücksichtigung der erwähnten Verbesserungen bzgl. Umwelt (Emissionen) und Co-Benefits, auf 0,3/Jahr geschätzt. Werden die erwähnten Umweltvorteile und privaten Co-Benefits herausgerechnet, resultiert ein techno-ökonomischer Fortschritt, welcher der Energieeffizienz zuzuordnen ist, von rund knapp 1 %/Jahr über 30 Jahre. Bei der Brennwert-Technik als solcher dürften diese Raten seit Anfang der 1990er-Jahre absolut gesehen leicht (d.h. auf die gesamten Anlagekosten bezogen), relativ gesehen jedoch wesentlich höher liegen: die Mehrkosten verringerten sich schätzungsweise um einen Faktor zwei, woraus eine Rate von 3 % bis 5 %/Jahr resultiert.

16.1.4.3 Zeitliche Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Brennwerttechnik

Während der 1980er Jahre und noch bis Anfang/Mitte der 1990er Jahre wurde die Wirtschaftlichkeit von Brennwert-Kesseln bestritten oder zumindest kontrovers diskutiert. Während zum Teil von Mehrkosten für die **gesamte** Heizanlage (inkl. Kamin, Ein-

bindung etc.) von drei, vier oder gar 6.000 DM ausgegangen wurde, wurden die gesamten Investitionsmehrkosten von anderen auf unter 3.000 DM eingeschätzt (rund 1.500 Euro). Gleichzeitig schätzten die Skeptiker die erzielbaren Energiekosteneinsparungen geringer ein, so dass die Wirtschaftlichkeit als nicht gegeben angesehen wurde. Mittlerweile haben sich die Mehrkosten laut befragten Branchenexperten deutlich verringert, sowohl tatsächlich als auch in ihrer Wahrnehmung, und über die gegebene Wirtschaftlichkeit besteht heute (2007) Konsens.

Die Brennwert-Technik ist mittlerweile auch bei Ölanlagen als wirtschaftlich zu bezeichnen. Die Zusatzinvestition eines Öl-Brennwertkessels gegenüber einem Nieder-temperaturkessel betragen im Jahr 2005 brutto ca. 1.000 Euro, wovon jedoch gewisse Einsparungen bei der Abgasanlage in Abzug zu bringen sind (Gerling, 2005). Zudem fallen bei Brennwertkesseln geringere Unterhaltskosten (Schornsteinfegerkosten) an als bei Niedertemperaturkesseln. Bei einem angenommenen Jahresbedarf von 2.000 bis 3.000 Liter pro Jahr und einem Preis von 40 bis 50 Euro pro 100 Liter lassen sich diese Mehrkosten deutlich innerhalb der typischen Lebensdauer von solchen Anlagen amortisieren und verzinsen.

16.1.4.4 Fazit

Das Beispiel der fossilen Heizkessel zeigt wiederum die Rolle der Politik als Voraussetzung und Wegbereiter für techno-ökonomische Effizienzgewinne. Nebst eigentlichen wirtschaftlichen Vorteilen für Endkunden, in der jüngeren Vergangenheit unterstützt von steigenden Energiepreisen, haben die verschiedenen Verordnungen (Heizungsanlagenverordnungen 1982, 1989 und 1994, die Heizungsbetriebsverordnung 1978/1982, die Kleinf Feuerungsanlagenverordnung, die Bundes-Immissionsschutzverordnung und die EnEV), die Einführung von schwefelarmem Heizöl, die Lockerung der Kondensats-Neutralisationspflicht die techno-ökonomischen Fortschritte sowie deren Einführung vorangetrieben. Über rund 30 Jahre konnte so eine Verbesserungsrate von 1 %/Jahr aufrechterhalten werden.

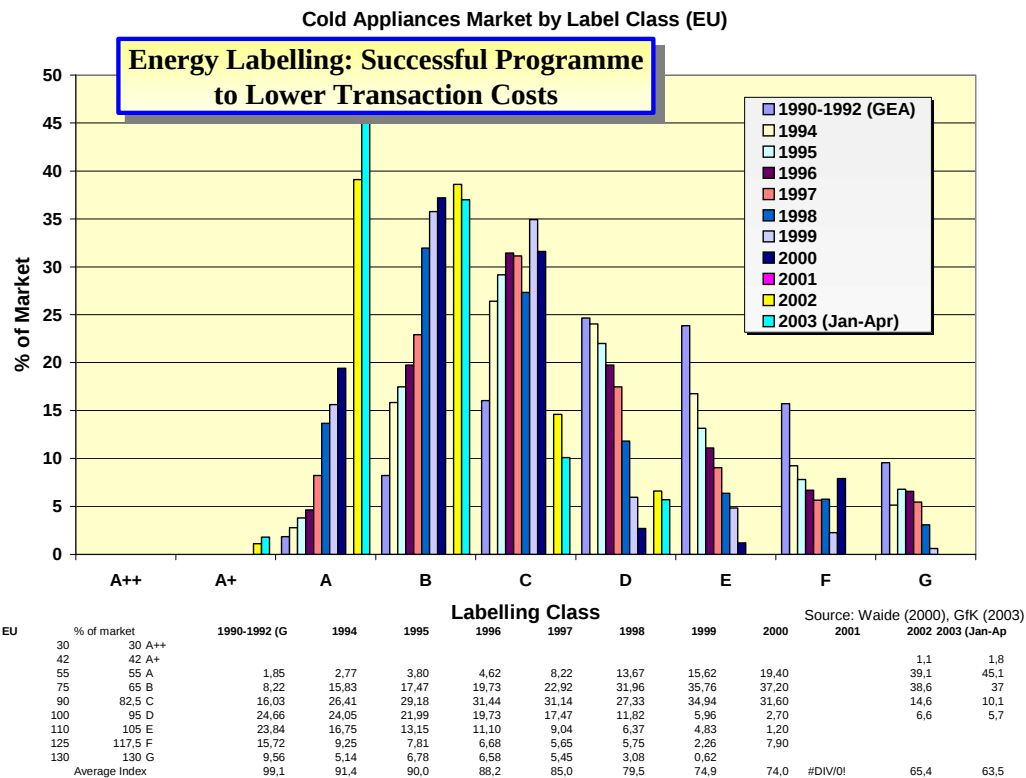
16.2 Techno-ökonomischer Fortschritt bei anderen Energieeffizienztechnologien und die Rolle von Effizienzprogrammen

16.2.1 Techno-ökonomischer Fortschritt bei Elektrogeräten

Elektrogeräte waren in den vergangenen zwölf Jahren Ziel einer breiten konsequenten Politik der Energieverbrauchskennzeichnung in Europa. Dies führte dazu, dass innerhalb eines Jahrzehnts die ursprünglich meistverbreiteten D-Geräte (mit einem Effizienzindex von 100) weitgehend durch A-Geräte (mit einem Effizienzindex von 55 oder weniger) ersetzt wurden (Abbildung 16-7). Derzeit findet der Übergang zu A+ und A++-

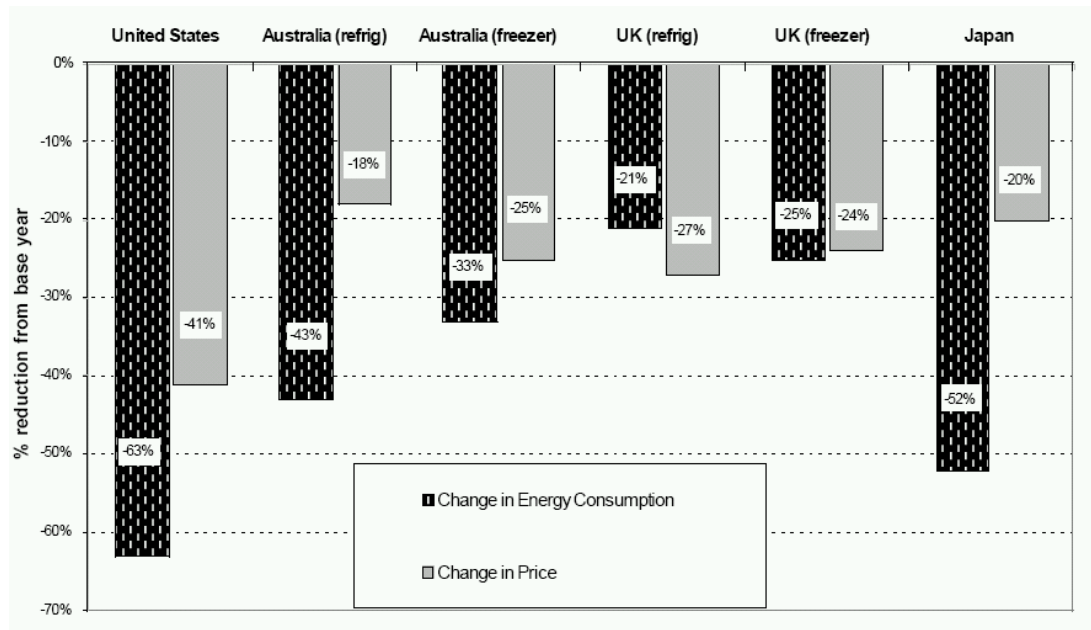
Geräten mit einem noch niedrigeren Index statt. Zwar wurde bei den Kühlgeräten dieser Fortschritt teilweise durch die größer werdenden Geräte kompensiert, nichtsdestotrotz stellte die Labellingpolitik der EU ein wichtiges Mittel zur Senkung der Transaktionskosten für den Käufer dar.

Abbildung 16-7: Entwicklung der Energieeffizienzklassen im europäischen Labelling Schema für Kühlgeräte 1990-2003



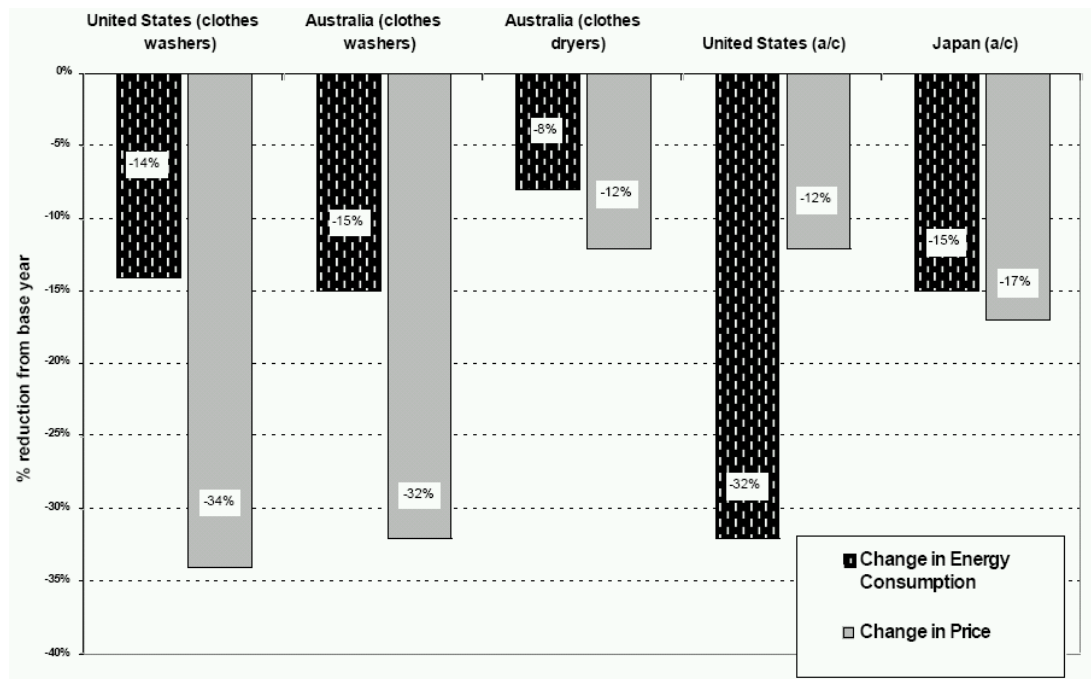
Quelle: GfK 2005

Abbildung 16-8: Entwicklung von Effizienz und realen Kosten von Kühlgeräten (verschiedene Zeitskalen)



Quelle: Ellis et al. 2007

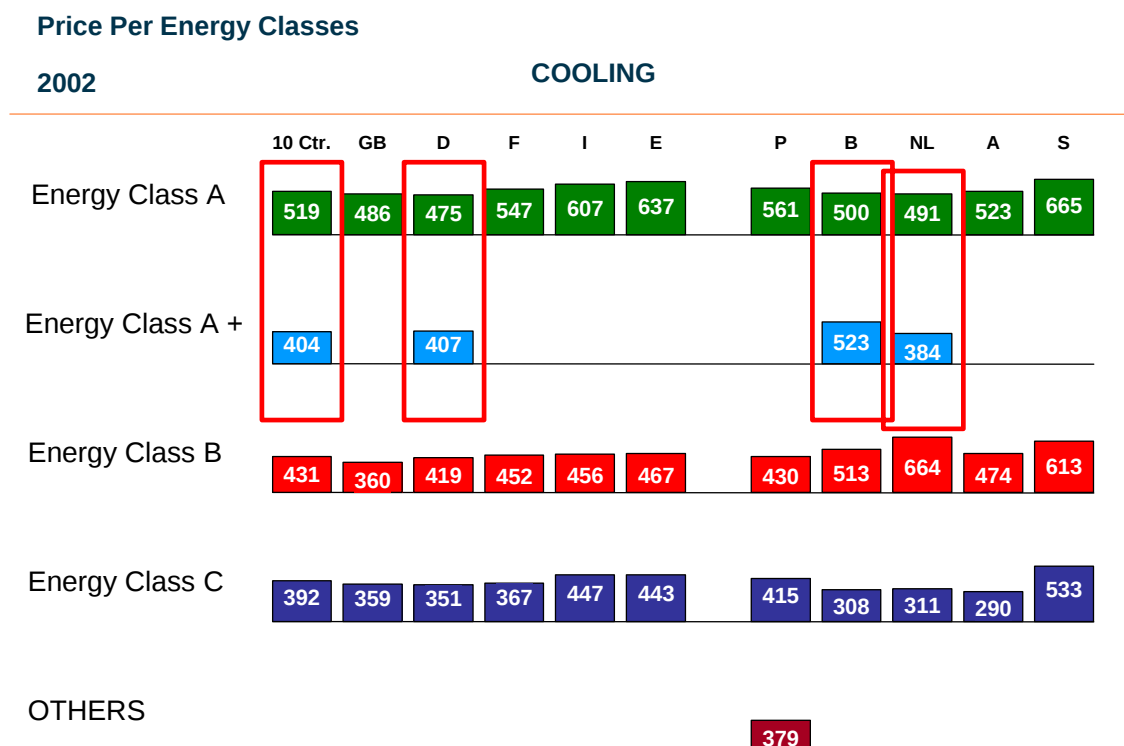
Abbildung 16-9: Entwicklung von Effizienz und realen Kosten von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Klimageräten (verschiedene Zeitskalen)



Quelle: Ellis et al. 2007

Die Kosten für die entsprechenden Geräte sind aber parallel zu dieser Leistungssteigerung nicht angestiegen (siehe Abbildung 16-8 und Abbildung 16-9), sondern in verschiedenen Ländern sogar deutlich zurückgegangen, d. h. mögliche Mehrkosten wurden durch weitere Innovationen mehr als kompensiert. Dies führt soweit, dass z. B. in einigen Ländern die effizienteren A+-Modelle billiger werden als A-Kühlgeräte, insbesondere, wenn sie einen gewissen Marktanteil erreicht haben.

Abbildung 16-10: Preise für verschiedene Effizienzklassen bei Kühlgeräten für verschiedene Länder

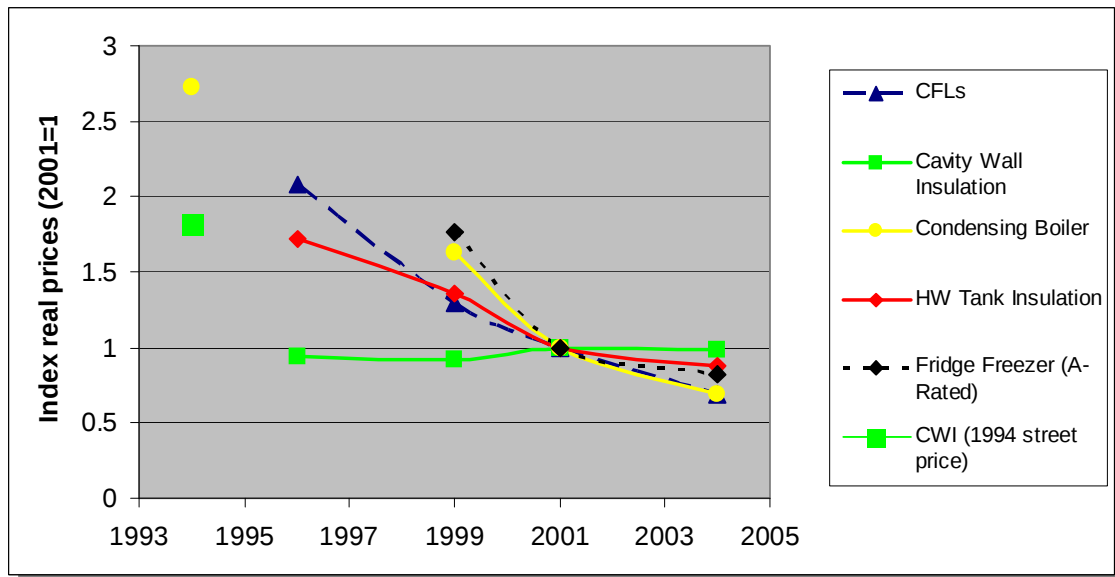


Quelle: GfK 2006

16.2.2 Die Rolle von Effizienzprogrammen beim Anstoßen von techno-ökonomischem Fortschritt

Die Wirkung von Effizienzprogrammen auf Innovationswirkungen ist gut im UK Energy Efficiency Comittment EEC belegt (Abbildung 16-11). Im EEC wurde den Energieversorgern ein gemeinsames Einsparziel von 52 TWh (Strom und Wärme) auferlegt, das in drei Jahren zu erreichen war. Durch verstärkte Marktdurchdringung beispielsweise bei Brennwertkesseln kam es zu substantiellen Kostendegressionen.

Abbildung 16-11: Innovationseffekte induziert durch die Förderung von energieeffizienten Produkten im UK Energy Efficiency Commitment EEC 2002-2005 und seiner Vorgängerprogramme



Compact Fluorescent Lamps CFLs (Kompaktsparm Lampen), Cavity Wall Insulation CWI (Hohlraumisolierung), Condensing Boilers (Brennwertkessel), Hot Water Tank Insulation (Isolierung von Warmwasserbereitern), Fridge Freezer (A-rated) (A-Klasse Kühl/Gefriergeräte)

Quelle: Lees 2006

17 Ausblick auf die makroökonomischen Wirkungen des Klimaschutzprogramms

17.1 Überblick

Die vorangegangenen Abschnitte haben das erhebliche CO₂-Emissionsminderungspotenzial der betrachteten Maßnahmen aufgezeigt. Neben der CO₂-Emissionsminderung lösen sie noch weitere Anpassungsreaktionen bei den einzelnen Unternehmen und privaten Haushalten aus. Durch die Summe dieser Anpassungsreaktionen und die hierdurch wiederum ausgelösten Folgewirkungen kommt es zu Veränderungen der Wirtschaftsstrukturen und der gesamtwirtschaftlichen Zielgrößen. In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, auf Grund welcher volkswirtschaftlichen Zusammenhänge es zu Veränderungen der gesamtwirtschaftlichen Beschäftigung und der Wirtschaftsstrukturen kommen kann. Diese volkswirtschaftlichen Zusammenhänge werden als Wirkungsmechanismen bezeichnet. Sie sind verantwortlich dafür, dass die durch Veränderungen ausgelösten Impulse positive oder negative Wirkungen nach sich ziehen. Darauf aufbauend werden zu zwei besonders relevanten Wirkungsmechanismen weitergehende Überlegungen angestellt, um Größenordnung und Wirkungsrichtung näher zu bestimmen. Diese Argumentation beruht weitgehend auf einer statischen Sichtweise, eine dynamische, modellgestützte Analyse dieser beiden Wirkungsmechanismen wird in weiterführenden Arbeiten durchgeführt.

17.2 Wirkungsmechanismen

Unter den gesamtwirtschaftlichen Zielgrößen kommt der Anzahl der Arbeitsplätze, die ihrerseits auch vom Produktionsvolumen (also dem Inlandsprodukt) abhängen, besondere Bedeutung zu. Zu beachten ist, dass es mehrere Wirkungsmechanismen gibt, die jeweils unterschiedliche Theorieansätze widerspiegeln. Drei große Klassen von Effekten können unterschieden werden (vgl. Abbildung 17-1):

- Preis- und Kosteneffekte,
- Innovationseffekte sowie
- Nachfrageeffekte.

Die Gesamtwirkung auf die Beschäftigung und die Produktion ergibt sich aus dem Zusammenspiel der unterschiedlichen Wirkungsmechanismen. Es ist daher nicht möglich, die gesamtwirtschaftlichen Effekte aus einer isolierten Betrachtung weniger Teileffekte abzuleiten, zumal zahlreiche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Wirkungsmechanismen bestehen.

Abbildung 17-1: Überblick über die Wirkungsmechanismen von Umweltschutzstrategien auf die Volkswirtschaft



17.2.1 Preis- und Kosteneffekte

Die Preis- und Kosteneffekte stehen im Vordergrund der neoklassischen Theorie. Hierbei werden als die wesentlichen Kostenfaktoren u. a. die Kosten für Arbeit (Lohnkosten) und für die Bereitstellung von Kapital thematisiert. Nach der neoklassischen Theorie führt eine Erhöhung der Kostenbelastung der Volkswirtschaft durch Umweltschutzmaßnahmen zu negativen Effekten, die durch die im internationalen Preiswettbewerb verschlechterte Wettbewerbssituation noch verstärkt werden. Die Vollbeschäftigung bleibt allerdings erhalten, wenn es zu einer Kompensation dieser Kostensteigerung, z. B. durch Reduktion der Reallöhne, kommt. Werden hingegen Kostenreduktionen bewirkt, kommt es zu einer Steigerung von Produktion und Beschäftigung und einer Verbesserung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

Aus dieser Argumentation wird deutlich, dass es im Rahmen der Neoklassik für die Wirkungsrichtung dieser Kosteneffekte entscheidend ist, ob die betrachteten Strategien zu einer Erhöhung oder Reduktion der Kostenbelastung führen. Wenn die Klimaschutzmaßnahmen wirtschaftlich rentabel sind, kommt es zu einer gesamtwirtschaftlichen Kostenentlastung und damit tendenziell zu positiven Effekten auf Beschäftigung

und gesamtwirtschaftliche Produktion. Führen diese Maßnahmen hingegen zu einer Erhöhung der Kostenbelastung, sind tendenziell negative Abweichungen bezüglich gesamtwirtschaftlicher Produktion und Beschäftigung zu erwarten.

Neben dieser eher technikbezogenen Argumentationsweise werden insbesondere in Zusammenhang mit der Einführung einer ökologischen Steuerreform auch stärker gesamtwirtschaftliche Preismechanismen diskutiert. Hierbei werden Ausgestaltungsalternativen erörtert, in denen die ökologischen Steuern durch die Senkung anderer Abgaben kompensiert werden (Aufkommensneutralität). Da durch die Erhebung nahezu jeder Steuer die *relativen* Preise der Produktionsfaktoren verändert werden, treten volkswirtschaftliche Zusatzkosten der Besteuerung auf (excess burden der Besteuerung). Diese Zusatzbelastung kann unter Umständen durch eine aufkommensneutrale Ökosteuer reduziert werden, falls letztere einen geringeren excess burden aufweist als die Steuern, die zur Kompensation der Ökosteuer gesenkt werden. Ist dies der Fall, kommt es zu einem Double-dividend-Effekt im engeren wissenschaftlichen Sinn. Allerdings ist empirisch umstritten, welche Höhe der excess burden für die einzelnen Steuerarten ausmacht. Damit bleibt unklar, in welche Richtung derartige Effekte wirken und welches Ausmaß sie einnehmen.

Wenn sich durch umweltpolitische Maßnahmen die relativen Preise zwischen den Produktionsfaktoren ändern, werden gesamtwirtschaftliche Substitutionseffekte ausgelöst. Wird etwa der Produktionsfaktor Arbeit im Verhältnis zu den anderen Produktionsfaktoren kostengünstiger – dies ist z. B. besonders bei einer Energiesteuer, deren Aufkommen zur Senkung von Abgaben auf Arbeit verwendet wird, offensichtlich – besteht ein Anreiz, mehr Arbeitskräfte zu beschäftigen und dadurch andere Produktionsfaktoren zu substituieren (Faktorsubstitutionsthese). Dadurch wird ein Beitrag zur Erreichung des Ziels der Vollbeschäftigung geleistet. Wenn umgekehrt durch die betrachteten Strategien das zur Reduktion der Arbeitskosten zur Verfügung stehende Ökosteueraufkommen sinkt, würde in dieser Logik der Produktionsfaktor Arbeit teurer und entsprechend weniger eingesetzt.

Insgesamt zeigt sich, dass die tatsächlichen Kosten- und Preiseffekte aus unterschiedlichen, z. T. gegenläufigen Teileffekten bestehen, die in ihrer Ausprägung von der betrachteten Situation abhängen.

17.2.2 Innovationseffekte

Die Klimaschutzmaßnahmen gehen i. d. R. mit dem Einsatz neuer technischer Lösungen inklusive organisatorischer und sozialer Änderungen einher. Damit stellt sich die Frage nach dem Zusammenhang zwischen Beschäftigung und Innovationen. Beschäftigungswirkungen können auftreten, wenn sich die Klimaschutzmaßnahmen auf die Qualität der Produktionsfaktoren bzw. die qualitative Wettbewerbsfähigkeit der auf dem

Weltmarkt gehandelten Güter auswirken. Hierbei gibt es drei unterschiedliche *Teileffekte*, die zu berücksichtigen sind:

- Im Bereich der gewerblichen Wirtschaft können von der Diffusion von Klimaschutztechnologien Auswirkungen auf die Modernisierung des Produktionsapparates ausgehen.
- Die Klimapolitik kann einen Beitrag zur verstärkten Generierung innovativer Lösungen leisten. Hier ist zu fragen, welche Auswirkungen von einer konsequenten Umsetzung der betrachteten Strategien auf die Entwicklung neuer technischer Verfahren ausgehen (technischer Innovationseffekt). Eine konsequente Weichenstellung in Richtung Klimaschutz könnte erheblichen Einfluss auf das Innovationsgeschehen ausüben und damit zur Generierung neuen technischen Wissens beitragen. Hierdurch könnten die Kosten für das Erreichen der gesetzten Ziele verringert werden.
- Da insbesondere bei technologieintensiven Gütern Außenhandelserfolge nicht nur von den Preisen, sondern von der Qualität der Produkte und einer frühzeitigen Marktpräsenz abhängen, kann eine forcierte Einführung von Klimaschutztechniken dazu führen, dass sich die betreffenden Länder frühzeitig auf die Bereitstellung von innovativen Technologien spezialisieren und damit ihre Wettbewerbsposition stärken (First-mover-advantage).

17.2.3 Nachfrageeffekte

Die *Nachfrageeffekte* stehen im Zentrum des keynesianischen Unterbeschäftigungsmodells, in dem ein wesentlicher Grund für eine Unterbeschäftigung eine zu geringe gesamtwirtschaftliche Nachfrage ist. Kommt es durch die betrachteten Maßnahmen zu einer Erhöhung der effektiven Gesamtnachfrage nach Gütern, sind insgesamt positive Wachstums- und Beschäftigungseffekte zu erwarten.

Bei den Auswirkungen auf die Gesamtnachfrage dürfen nicht nur die *direkten Nachfrageeffekte* berücksichtigt werden, sondern auch die *indirekten Effekte* müssen mit einbezogen werden. Sie entstehen, da zur Bereitstellung der jeweiligen Nachfrage zahlreiche Vorleistungen aus anderen Branchen notwendig sind. Gesamtwirtschaftlich bedeutende Unterschiede in der Gesamtnachfrage können verstärkt werden, wenn die Klimaschutzmaßnahmen zu Änderungen in den importierten Güterströmen führen. Zusätzlich kann – speziell im Hinblick auf die Beschäftigungswirkung – als weiterer Teileffekt zum Tragen kommen, dass die durch die Strategien begünstigten Nachfragebereiche eine deutlich ausgeprägte unterschiedliche Arbeitsintensität aufweisen.

Die direkten und indirekten Nachfrageeffekte berücksichtigen nicht die – im Zentrum einer makroökonomischen Analyse stehenden – Einkommenskreislauffeffekte wie z. B. Veränderungen im Spar- und Investitionsverhalten, induzierte Zinsänderungen oder Änderungen in der Erwartungsbildung. Sind derartige Effekte zu erwarten, muss zur Analyse ein makroökonomisches Modell herangezogen werden. Hierbei ist dann je-

weils zu beachten, dass sich entsprechend den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – z. B. Reaktionen der Bundesbank oder verändertes Verhalten der Tarifparteien – unterschiedliche Wirkungen ergeben können.

17.2.4 Relevanz der Wirkungsmechanismen für die untersuchten Maßnahmen

Bei den in diesem Beitrag im Mittelpunkt stehenden Klimaschutzmaßnahmen handelt es sich primär um den Einsatz neuer Techniken gekoppelt mit Substitutionen oder der Einsparung von Energieträgern. Die Wirkungsmechanismen, die die Diskussion der Einführung der ökologischen Steuerreform maßgeblich bestimmten, d. h. Veränderungen der relativen Preise zwischen Arbeit und Umweltbelastung inklusive Veränderungen in der Zusatzbelastung der Besteuerung, weisen im vorliegenden Fall eine geringere Relevanz auf. Ähnliches gilt hinsichtlich wichtiger Parameter für die Einkommenskreislauffekte, wie Veränderungen der Sparneigung, des Zinses, der Geldpolitik oder der Annahmen bezüglich des Verhaltens der Tarifparteien. Insgesamt spielen sich daher die durch die Klimaschutzmaßnahmen ausgelösten Wirkungen auf einer mesoökonomischen Ebene ab, bei der die eher technikbezogenen Wirkungsmechanismen dominieren.

Die vorangegangenen Analysen haben aufgezeigt, dass die Kostenveränderungen der untersuchten Maßnahmen im Saldo gegenüber dem Referenzszenario sehr gering ausfallen. Tendenziell sind sogar Kosteneinsparungen zu erwarten. Damit ist – in konservativer Abschätzung - davon auszugehen, dass von den Kostenwirkungen keine negativen Auswirkungen ausgehen werden. Insgesamt dürfte eher eine Kompensation der gesunkenen Kosten durch eine Steigerung der privaten Konsumnachfrage die wichtigste Kostenwirkung sein.

Bei den Auswirkungen auf die *Modernisierung des Produktionsapparates* der Gesamtwirtschaft und damit auf die Produktivitätsentwicklung können unterschiedliche Wirkungsrichtungen auftreten: Wenn die Techniken selbst keine produktiven Wirkungen besitzen und sogar produktive Investitionen der Unternehmen verdrängen, würde durch ein derartiges „technologisches crowding out“ die Produktivitätsentwicklung gemindert. Wenn die Techniken hingegen selbst Bestandteil von produktiven Investitionen sind, d. h. produktivitätssteigernde Wirkung aufweisen, wäre ihr forcierter Einsatz gleichbedeutend mit einem „technologischen crowding in“ und würde eine verstärkte Modernisierung der Volkswirtschaft nach sich ziehen. Welcher dieser beiden Wirkungen höheres Gewicht zukommt, hängt von der Spezifikation der betrachteten Investitionen ab. Da ein Teil der untersuchten Maßnahmen auch im industriellen Bereich ansetzt, müsste dieser Effekt näher untersucht werden. Vorhergehende Untersuchungen deuten darauf hin, dass auch Klimaschutzmaßnahmen durchaus positive Produktivitätseffekte nach sich ziehen können (vgl. Walz 1999).

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft die induzierten Innovationen. Bei dieser Vorstellung müssen die Bedingungen berücksichtigt werden, unter denen Weiterentwicklungen von Klimaschutztechnologien erfolgen können. In diesem Zusammenhang wird auf die Rolle einer aktiven staatlichen Innovations- und Technologiepolitik verwiesen. Im Unterschied zu den streng liberalen – staatliche Steuerung eher ablehnenden – Ökonomen verweisen ihre Befürworter auf bestehende Marktmängel. Ihre Argumentationslinien rücken die positiven Externalitäten von F&E (spillovers von F&E, Netzwerkexternalitäten) sowie Hemmnisse bei öffentlichen Gütern, beim Marktzutritt neuer Unternehmen (z. B. im Hochtechnologiebereich), bei der Verbreitung neuer Technologien und bei den strukturellen Anpassungsprozessen in den Vordergrund. Zudem hat die neuere Innovationsforschung zahlreiche Einsichten zu Tage gebracht, die die Bedeutung von Lernerfolgen im Markt sowie die Pfadabhängigkeit von technologischen Entwicklungen in den Vordergrund schieben:

- Die Entwicklung von Technologien verläuft nicht linear, sondern ist durch zahlreiche Rückkopplungen zwischen Forschung, Entwicklung und Anwendung geprägt. Ohne frühzeitige Erfahrungen in der Anwendung können Technologien nicht zielführend weiterentwickelt werden. Entwicklung und Diffusion der Technologien müssen gekoppelt miteinander erfolgen. Daher ist eine frühzeitige Durchdringung im Markt eine Voraussetzung für die langfristige Verfügbarkeit kostengünstiger Technologien und die Realisierbarkeit der Kostendegressionen.
- Der Prozess der Herausbildung eines dominanten Designs von Technologien braucht Zeit. Gleichzeitig ist eine Diversität bei den Technologien erforderlich, die im Wettbewerb untereinander weiterentwickelt werden müssen. Eine Beschränkung der Förderung auf wenige Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wäre aus innovationspolitischer Sicht daher wenig hilfreich.
- Ein funktionierendes Innovationssystem ist durch Netzerkennung zwischen Forschung, Entwicklung und Anwendung gekennzeichnet. Zentrale Aussage dieser Konzeption ist, dass das Hervorbringen und die Diffusion neuer Lösungen wesentlich vom Zusammenspiel der unterschiedlichen Akteure des Innovationsprozesses abhängen (s. Abbildung 17-2). Im Rahmen dieser Heuristik können auch weiche Kontextfaktoren (z. B. situative Handlungsbedingungen für Politikdesign und -wirkungen) analysiert werden. Ihnen wird nach den Ergebnissen der Forschung im Bereich Umwelt und Innovation eine erhöhte Bedeutung zugeschrieben. Gleichzeitig ist es erforderlich, ein innovationsfreundliches System der Regulierung aufzubauen, das einerseits diese Netzerkennung fördert, andererseits aber den Akteuren auch langfristig verlässliche Rahmenbedingungen bei gleichzeitigem Anreiz zu weiteren Innovationen vermittelt (vgl. Walz 2007).

direkt und indirekt an der Herstellung der mit dem Impuls verbundenen Güter beteiligt sind. Sie beziehen damit die Vorleistungsproduktion mit ein. Die Kennzahl, die die Veränderung der Zahl der Beschäftigten auf den auslösenden Impuls bezieht, wird als **spezifischer Gesamtbeschäftigungseffekt** bezeichnet. Dieser lässt sich in drei getrennt interpretierbare Komponenten zerlegen:

$$\text{Gesamteffekt} = \text{Produktionsmultiplikator} * (1 - \text{Importanteil}) * \text{Beschäftigungsintensität}$$

- Der Produktionsmultiplikator gibt an, in welchem Umfang ein ausgelöster Impuls durch den Bezug notwendiger Vorleistungen zur Produktionssteigerung beiträgt. Je höher der Produktionsmultiplikator, desto höher sind die ausgelösten Produktionseffekte eines Impulses. In die Berechnung des Produktionsmultiplikators geht als Nenner der direkte Nachfrageimpuls ein. Im Zähler ist der Gesamtwert der Güter aufgeführt, die direkt und indirekt für die Produktion des direkten Nachfrageimpulses benötigt werden. Dabei werden die importierten Güter mit eingeschlossen.
- Der Importanteil gibt an, welcher Anteil der durch die Impulse insgesamt ausgelösten Gesamtproduktion auf Importe entfällt. Je höher der Importanteil, desto geringer ist der Anteil, der auf die Inlandsproduktion entfällt.
- Die durchschnittliche Beschäftigungsintensität gibt an, wie viele Personen pro Million Euro inländischer Produktion, die aus dem Impuls resultiert, beschäftigt werden.

Wenn man die Auswirkungen der Klimaschutzmaßnahmen auf die einzelnen Bestandteile des spezifischen Gesamteffektes betrachtet, erscheinen positive Beschäftigungseffekte plausibel. Diese Hypothese beruht auf den folgenden zwei Teilhypothesen: Erstens würde ein Großteil der Energieträger nach Deutschland importiert. Damit käme ein Teil der negativen Nachfrageeffekte nicht im Inland zum Tragen. Zweitens dürften – zumindest kurzfristig – die spezifischen Intensitäten im Investitionsgüter- und Baugewerbe (positive Impulse), die die Klimaschutzgüter herstellen, höher ausgeprägt sein als bei der Energiebereitstellung, so dass ein spezifischer Nettobeschäftigungszuwachs zu erwarten wäre.

Zur ersten Prüfung der Plausibilität dieser Hypothese wurden die Importanteile und Arbeitsintensitäten von Wertschöpfungsketten ermittelt, die durch die untersuchten Maßnahmen besonders betroffen sind. Die Betonung liegt hierbei auf Wertschöpfungsketten, da es im Kontext der hier interessierenden Fragestellung nicht auf die Arbeitsintensitäten bzw. Importanteile eines einzelnen Sektors ankommt, sondern auf die durchschnittlichen Werte, die sich über die gesamte Wertschöpfungskette inklusive aller Vorleistungen ergeben. Zur Berechnung dieser Werte ist es daher erforderlich, ein wirtschaftliches Strukturmodell heranzuziehen, das die Gesamtwirtschaft sektoral differenziert erfasst und in der Lage ist, die Verknüpfung der Wertschöpfungsketten abzu-

bilden. Derartige Fragestellungen sind eine Domäne der volkswirtschaftlichen Input-Output-Analyse. Herangezogen wurde daher das ISIS-Modell, dass auf den aktuellsten Input/Output Tabellen des statistischen Bundesamt aufgebaut ist und die Volkswirtschaft Deutschlands in 71 Sektoren disaggregiert darstellt (vgl. Nusser et al. 2007).

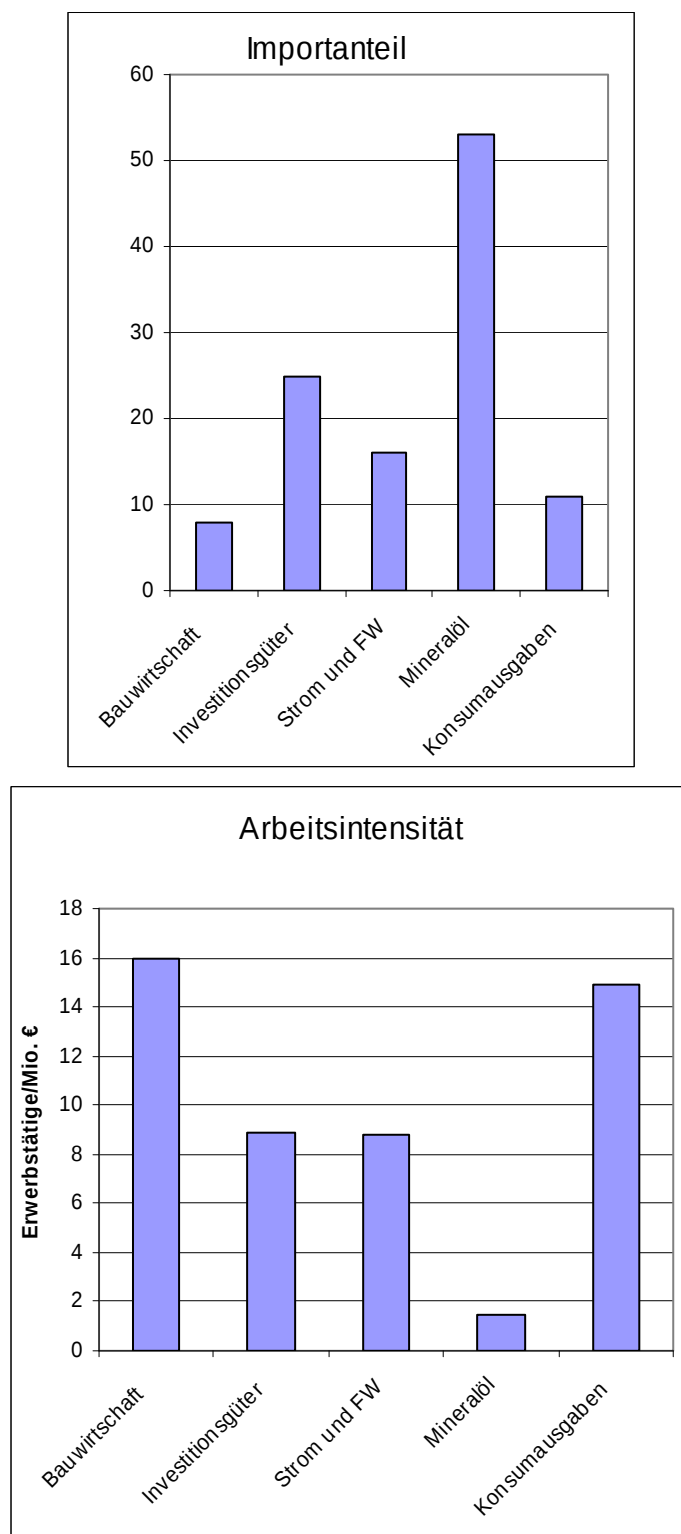
In diesen Vergleich einbezogen wurden einerseits die Wertschöpfungsketten von Aktivitäten, die im Zentrum der Klimaschutzmaßnahmen stehen und damit in einer ersten Plausibilitätsprüfung als Proxy für diese Strategien insgesamt interpretiert werden können. Als Proxy für die positiven, durch die Klimaschutzmaßnahmen ausgelösten Impulse wurden die Wertschöpfungsketten des Investitionsgütergewerbes und der Bauindustrie (z. B. Altbausanierung) herangezogen. Als Proxy für die negativen Impulse werden die Stromwirtschaft sowie die Mineralölindustrie verwendet. Zusätzlich werden die Konsumausgaben untersucht, denen eine kompensatorische Wirkung bei den errechneten Kostenveränderungen zukommt.

Es wird deutlich, dass die Wertschöpfungsketten der Bauwirtschaft und der Konsumgüter die geringsten Importanteile benötigen. Die höchsten Importanteile weist eindeutig die Wertschöpfungskette der Mineralölerzeugnisse auf. Die Importanteile der Wertschöpfungskette der Investitionsgüter sind höher als die des Stromsektors, allerdings liegen beide im Mittelfeld der betrachteten Impulse. Insgesamt kann damit die Hypothese gebildet werden, dass tendenziell die betrachteten Klimaschutzmaßnahmen Importsubstitutionseffekte bewirken werden, die besonders ausgeprägt sein werden, wenn es zur Reduktion von Mineralölerzeugnissen kommt.

Beim Vergleich der Arbeitsintensitäten der aufgeführten Wertschöpfungsketten liegen die Verhältnisse ähnlich. Die Wertschöpfungsketten der Bauwirtschaft und der Konsumgüter weisen die höchsten Arbeitsintensitäten auf. Im Mittelfeld liegen wiederum die Wertschöpfungsketten der Stromwirtschaft und der Investitionsgüter, diesmal beide gleichauf. Die geringsten Arbeitsintensitäten weist klar die Wertschöpfungskette der Mineralölerzeugnisse auf. Die Arbeitsintensität der Wertschöpfungsketten, die durch die positiven Impulse angestoßen werden, liegt also tendenziell höher als die der Wertschöpfungsketten der negativen Impulse.

Insgesamt führen diese Überlegungen zur Hypothese, dass von den Nachfragestruktureffekten eher positive Beschäftigungswirkungen ausgehen. Eine Bestätigung dieser Hypothese und die Quantifizierung des Effektes bedürfen einer modellgestützten Analyse. In ihr müssen nicht nur die künftigen Veränderungen dynamisch betrachtet werden, sondern auch die durch die Maßnahmen des Klimaprogramms angestoßenen Investitionen technologisch aufgeschlüsselt ins Modell überführt werden. Darüber hinaus ist es insbesondere erforderlich, den zentralen Aspekt der Importneigung ebenfalls technologiespezifisch zu betrachten. Damit wird deutlich, dass einer detaillierten Betrachtung des Außenhandels mit Klimaschutzgütern, die auch im Vordergrund der First-Mover-Vorteile steht, herausragende Bedeutung zukommt.

Abbildung 17-3: Importanteile und Arbeitsintensitäten von unterschiedlichen Wertschöpfungsketten



17.4 Hypothesen zu den First Mover Effekten

Für die Realisierung von First-Mover-Vorteilen ist es erforderlich, dass die heimischen Anbieter dauerhafte Wettbewerbsvorteile bei den Techniklinien aufweisen. Hier spielen die Bedingungen für die Etablierung sogenannter Vorreitermärkte (lead markets) eine wichtige Rolle (vgl. Meyer-Krahmer 2004; Walz 2006). Gleichzeitig spielt dieser Effekt auch bei der Begründung der Notwendigkeit einer ökologischen Industriepolitik eine wichtige Rolle. Unter den Bedingungen der Globalisierung sind entscheidende Voraussetzungen für den Erfolg eines nationalen Innovationssystems die Etablierung schwer transferierbarer Leistungsverbünde, die aus Kombinationen von technologischer Leistungsfähigkeit mit einer gegenüber Innovationen aufgeschlossenen und frühzeitige Lerneffekte begünstigenden Nachfrage und ihrer Integration in ausdifferenzierte Produktionsstrukturen bestehen. Folgende Faktoren müssen bei der Beurteilung des Potenzials eines Landes für die Etablierung von Vorreiter-Märkten berücksichtigt werden:

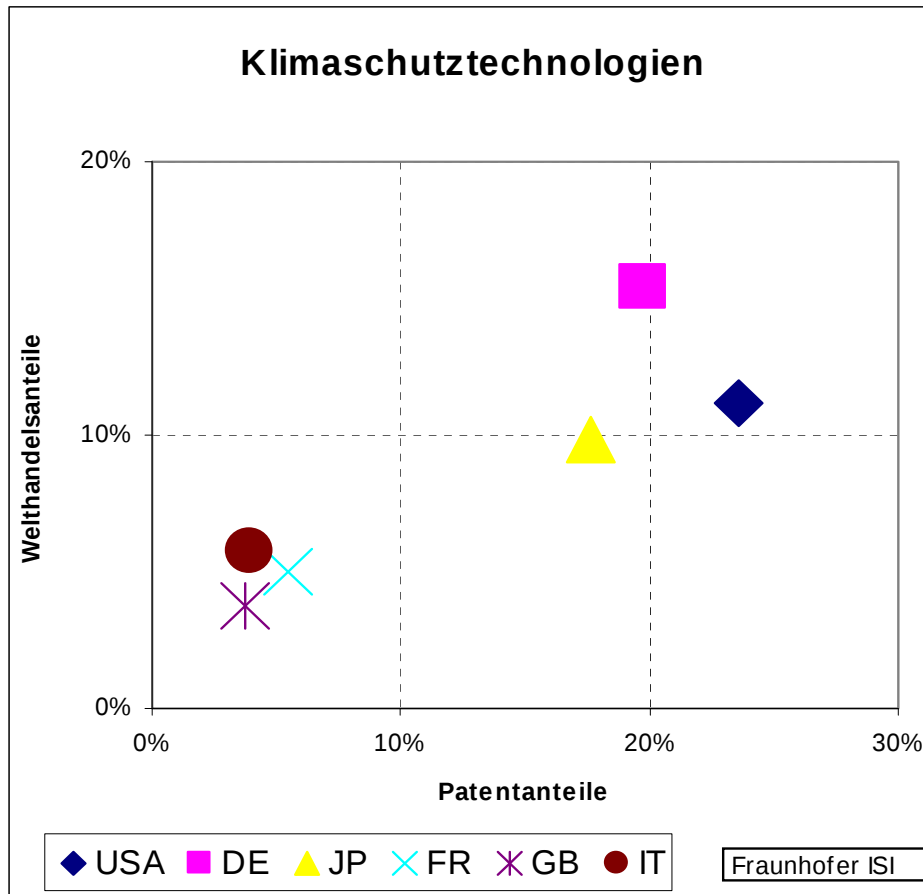
- Nicht alle Güter und Technologien eignen sich für die Etablierung von dauerhaften Vorreiter-Märkten. Eine wichtige Voraussetzung besteht darin, dass der Wettbewerb verstärkt über die Qualität und weniger über den Preis stattfindet. Wichtige Eigenschaften, die die Vorreitermarktfähigkeit von Technologien begünstigen, sind eine hohe Wissensintensität, ein hoher Anteil impliziten Wissens sowie ein erhebliches noch nicht ausgereiztes Lernpotenzial der betrachteten Technologien. Hier zeigen neuere Untersuchungen eine beachtliche Patentdynamik bei den Klimaschutztechnologien, die aber zwischen den einzelnen Technologielinien durchaus differiert (vgl. DIW/ISI/Berger 2007 sowie Walz et al. 2008).
- Das Vorliegen einer zur betrachteten Technologie komplementären Wissensbasis erhöht das Vorreitermarkt-Potenzial des betreffenden Landes. Neben den Anforderungen an das Humankapital und die technologische Leistungsfähigkeit der betrachteten Technologien selbst spielt auch die Einbindung der Technologielinien in wettbewerbsstarke Branchencluster eine Rolle. Hier kommt den unterschiedlichen Teilbereichen des Maschinenbaus, aber auch der Elektrotechnik eine wichtige Rolle zu.
- Ein Marktkontextfaktor, der eine gegenüber Innovationen aufgeschlossene und frühzeitige Lerneffekte begünstigende Nachfrage anzeigt, ist eine auf hohe Wettbewerbsintensität hindeutende Marktstruktur. Darüber hinaus werden eine frühzeitige Antizipation globaler Trends (Nachfragevorteil), Größenvorteile des Marktes (Preisvorteil) sowie die Reputation und die Sensibilität gegenüber Änderungen auf dem Weltmarkt (Transfer- und Exportvorteil) angeführt (vgl. Beise/Cleff 2004).
- Wie oben skizziert, kommt der Regulierung eine ganz zentrale Bedeutung zu. Die bisher in der Forschung erzielten Ergebnisse unterstreichen, dass für die Bestimmung von Vorreitermärkten neben einer Beurteilung der Innovationsfreundlichkeit des allgemeinen nationalen Regulierungsregimes eine Beurtei-

lung der Innovationsfreundlichkeit der sektorspezifischen ökologischen und ökonomischen Regulierung besonders notwendig ist. Am Beispiel einzelner Technologielinien wurde dies auch durch neuere statistisch ökonometrische Untersuchungen bestätigt (vgl. Walz et al. 2007). Hier sind allerdings weitergehende Untersuchungen erforderlich.

- Da Außenhandelserfolge bei technologieintensiven Gütern durch die technologischen Fähigkeiten mit verursacht werden, kommt Indikatoren, die diese technologiespezifisch und zugleich international vergleichend messen, erhebliche Bedeutung für die Erklärung von Außenhandelserfolgen zu. Neben der Messung der Außenhandelsanteile und der entsprechenden Spezialisierung als Maß der aktuellen Wettbewerbsfähigkeit spielen hier auch die Patente als Frühindikator für künftige Leistungsfähigkeit eine bedeutende Rolle.

Neuere Untersuchungen der Leistungsfähigkeit von Umwelttechnologien (DIW/ISI/Berger 2007; Walz et al. 2008) haben aufgezeigt, dass Deutschland hier eine starke Position aufweist. Eine Auswertung mit der ISI-Datenbank „Sustainability Lead-Markets“ zeigt dies auch für Klimaschutzgüter auf. Die weltweiten Anteile, die Deutschland erreicht hat, gehen gleichzeitig mit einer positiven Spezialisierung einher. Damit sind die Klimaschutztechnologien überdurchschnittliche Stärken im Technologie- und Exportportfolio Deutschlands. Es kann die Hypothese aufgestellt werden, dass zumindest hinsichtlich dieses einen Einflussfaktors die Ausgangsbedingungen Deutschlands günstig sind, um durch die betrachteten Klimaschutzmaßnahmen auch First-Mover-Vorteile zu unterstützen. Gleichzeitig ist zu überprüfen, welche Konsequenzen sich hieraus für die Importanteile Deutschlands an den Klimaschutzgütern ergeben, und welche Implikationen dies für das Ausmaß der Nachfragestruktureffekte hat. Um diese Fragen fundiert zu beantworten, sind allerdings weitere Analysen erforderlich. Dafür müssen die unterschiedlichen Faktoren, die einen Vorreitermarkt begründen können, in ihrer Gesamtheit bewertet werden, um auf das damit verbundene Exportpotenzial schließen zu können. Des Weiteren muss an Stelle des Durchschnitts vieler Klimaschutztechnologien die Leistungsfähigkeit genau derjenigen Technologien betrachtet werden, die durch die betrachteten Klimaschutzmaßnahmen auch besonders betroffen sind. Schließlich ist es erforderlich, von einer Betrachtung der heutigen Ausgangswerte hin zu einer Projektion der Werte im Zeitablauf zu gelangen.

Abbildung 17-4: Patent- und Außenhandelsanteile der 6 wirtschaftsstärksten OECD-Länder bei Klimaschutztechnologien



17.5 Fazit

Die Wirkungen der untersuchten Klimaschutzmaßnahmen setzten sich aus unterschiedlichen Impulsen zusammen, die gleichzeitig verschiedene Wirkungsmechanismen anstoßen. Um die Gesamtwirkung der Effekte bestimmen zu können, ist es erforderlich, die Größenordnung der einzelnen Impulse quantitativ zu bestimmen. Hierzu müssen die in den obigen Abschnitten angeführten Durchschnittswerte durch an die Technologiewahl der einzelnen Maßnahmen anknüpfende spezifische Werte ersetzt werden. Gleichzeitig ist es erforderlich, weitere zusätzliche Analysen durchzuführen, um noch unbestimmte Größen zu bestimmen. Schließlich müssen diese Größen in ein ökonomisches Modell eingehen, das die unterschiedlichen Wirkungsmechanismen miteinander verbindet und die Beschäftigungswirkungen ausweist. Hierzu ist ein Modellansatz erforderlich, der direkt an den technischen Analysen der Maßnahmen anknüpft und die damit verbundenen Maßnahmen direkt ins ökonomische Modell übernimmt. Dies wird durch einen Modellansatz wie im europäischen ADAM-Projekt mög-

lich, bei dem die techno-ökonomischen Analysen mit dem ASTRA-Modell gekoppelt werden.

Festzuhalten bleibt, dass die volkswirtschaftlichen Wirkungen der Klimaschutzmaßnahmen nicht pauschal beantwortet, sondern auf Basis fundierter techno-ökonomischer Analysen und vor dem Hintergrund spezifischer Ausgestaltungsdetails intensiver empirisch untersucht werden müssen. Allerdings deuten die bisherigen Überlegungen doch darauf hin, dass die Arbeitsplatzeffekte aufgrund der fehlenden Kostenbelastung einerseits, und wegen der zu vermutenden geringeren Importanteile und der höheren Arbeitsintensitäten der positiven Nachfrageimpulse sowie wegen der denkbaren Potenziale zur Exportsteigerung andererseits positiv ausfallen dürften.

18 Literaturverzeichnis

- ABMG (2002): Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen mit schweren Nutzfahrzeugen. BGBl I 2002, 1234, 5. April 2002.
- ADAC (2007). ADAC Special: Autokosten 2007. CD-ROM, München.
- AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW –e.V. beim VDEW) 2005: Perspektiven der Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung. Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“. Zusammengefasst von Werner Lutsch und Franz-Georg Witterhold. Frankfurt am Main, Januar 2005.
- Arnold, H. (2005). Preisentwicklung im deutschen Fenstermarkt. Arnold & Dr. von Jacobi Unternehmensberatung GbR, Gerolsbach.
- Arnold, H. (2006). Risiken und Chancen der deutschen Fensterbranche. Arnold & Partner, Gerolsbach.
- B+B (1996). Marktübersicht: Wärmedämm-Verbundsysteme (WDVS), Stand 20.12.1995. B+B 1/96.
- B+B (2001). Wärmedämm-Verbundsysteme (WDVS) – Ein Überblick der angebotenen Gesamt-Systeme zur Verbesserung des Wärmeschutzes von Außenwänden, Stand 1/2001. B+B 2/2001.
- BAG (2006): Marktbeobachtung Güterverkehr. Sonderbericht: Eineinhalb Jahre streckenbezogene Lkw-Maut – Auswirkungen auf das deutsche Güterverkehrsgewerbe. Bundesamt für Güterverkehr, Köln, November 2006.
- BAG (2007): Marktbeobachtung Güterverkehr. Bericht Herbst 2007. Bundesamt für Güterverkehr, Köln, November 2007.
- Bahles, K. (2000). Die Zeit entscheidet. Ausbau+Fassade 9/2000, 36-37.
- Beise, M.; Cleff, T. (2004): Assessing the Lead Market Potential of Countries for Innovations Projects, *Journal of International Management* 10 (4), 453-477.
- Blessing, R. (2001). Interpane E & B Lerneffekte bei Wärmeschutzverglasung aus Herstellersicht. In: Bericht zum FORUM HEMMNISABBAU Zukünftige Optionen für die rationelle Energienutzung am 25. und 26. Februar 2002 im Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007): Entwurf einer Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von

- Biomasse zur Verwendung als Biokraftstoff (Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung – BioNachV).
- BMVBS (2006): Das neue CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, einige Ausblicke, Vortrag von Dr. Heidrich am 11.12.2006, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Berlin, Dezember 2006
- BMVBS (2007): Durchführungsrichtlinien zum Energieeinsparprogramm Bundesliegenschaften, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Referat B 12, Berlin, Juni 2007
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2007): Pressemitteilung vom 21.11.2007. BMWi und KfW Förderbank fördern die betriebliche Energieeffizienz. www.bmwi.de
- Brandt (2005). Wirtschaftlichkeit von neuen Fenstern bei Nachrüstverpflichtung. Abschlussbericht zuhanden VFF und BF, Frankfurt und Troisdorf, April.
- Bürki, T. 1999: Das Energie-Modell Schweiz als Erfahrungsfaktor für Schweizer Unternehmen. Bundesamt für Energie: Energie 2000, Ressort Industrie. Benglen
- CE, Infracore, ISI, IWW, UG (2008): Internalisation Measures and Policies for all External Costs of Transport (IMPACT) Deliverable 3:- Report on Internalisation Strategies. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission. CE (Delft), Infracore (Zürich); ISI (Karlsruhe), IWW (Uni Karlsruhe), Uniwersytet Gdanski (Danzig). Entwurf Januar 2008.
- CONCAWE; EUCAR; JRC (2007): Well-To-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Concauwe, European Council for Automotive R&D, European Commission Joint Research Center. Link: <http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>
- de Almeida, A.T.; Ferreira, F.; Fong, J.; Fonseca, P. (2007): EUP Lot 11 Motors - Report No. 3: Analysis of existing technical and market information - Preliminary Technical Analysis of Existing Products, Coimbra
- Dehli, M. (2003): Weiterbildungsprogramm Energieberatung – Wärmepumpen, Präsenzphase, Technische Akademie Esslingen (TAE), <http://www.hs-esslingen.de/de/37321>
- Dena, Prognos (2007): Marktstudie zur Potenzialbewertung in Liegenschaften des Bundes, der Länder und Kommunen – Aktuelle Marktbetrachtung und Trendanalyse, Hrsg. Deutsche Energieagentur GmbH (dena), Berlin, 2007.
- Deutscher Bundestag (2006): Bericht der Bundesregierung über die Verlagerungen von schwerem Lkw-Verkehr auf das nachgeordnete Straßennetz infolge der Ein-

- führung der Lkw-Maut. Unterrichtung durch die Bundesregierung, 16. Wahlperiode, Drucksache 16/298. Berlin, 13. 12 2006.
- DIW Berlin, Öko-Institut (2007): Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung). Endbericht zum Forschungsvorhaben Nr. 202 41 182 des Umweltbundesamtes. Climate Change 10/07, Dessau.
- DIW, ISI, Berger (2007): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz. Vertiefende Analyse zu Umweltschutz und Innovation; BMU/UBA Schriftenreihe Umwelt, Innovation, Beschäftigung 01/07, Berlin/Dessau.
- EC (2006). World energy technology outlook – 2050 (WETO-H2). Brussels: Directorate-General for Research, Directorate Energy, European Commission.
- Eichhammer, W. Schlomann, B. (1998). Langfristig wirkende Einschränkungen des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland und der EU - Übersicht, Struktur, Entwicklung, Bewertung. Synopse der zu einer Reduktion des Energieverbrauchs führenden Vorschriften. Vol. I: Synthesis report. Final report research contract N° 45/96.
- Eikmeier, B., Schulz, W., Krewitt, W., Nast, M. 2006: Nationales Potenzial für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung. EuroHeat&Power 35 (2006), H. 6, S. 2-10.
- Ellis, M.; Jollands, N.; Harrington, L. and Meier, A. : Do energy efficient appliances cost more? Proceedings of the ECEEE 2007 Conference, June 2007.
(<http://www.eceee.org>)
- Energiegipfel am 3. Juli 2007: Bericht der Arbeitsgruppe 3 „Forschung und Energieeffizienz“, 15. Juni 2007.
- Energy Management Institute: Alternative Fuels Index (AFI). Laufende Ausgaben.
- EnEV (2007): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil I Nr. 34, Bonn, Juli 2007.
- EnEV (2007): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil I Nr. 34, Bonn, Juli 2007.
- Eurima (Hrsg) (ohne Jahr) Die maßgebliche Bedeutung der Gebäudedämmung für die Umwelt, Brüssel.

- Europäische Kommission (2007). Results of the review of the Community Strategy to reduce CO₂ emissions from passenger cars and light-commercial vehicles. COM(2007) 19 final, Brüssel.
- Europäischer Rat (1992). Richtlinie 92/75/EWG über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch Haushaltsgeräte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen, Amtsblatt der Europäischen Union.
- Europäisches Parlament und Europäischer Rat (2005). Richtlinie 2005/32/EG zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte, Amtsblatt der Europäischen Union.
- EWI, PROGNOSE (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2030. Köln, Basel.
- EWI, Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006.
- EWI, Prognos (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft, Basel/Köln, 1. November 2007.
- Gerling (2005): Chancen und Risiken der Öl-Brennwerttechnik.
- GfK (Gesellschaft für Konsumforschung) (2006): Sales of household appliances by label classes. Nürnberg
- Gierga (2007): EnEV Energie-Einsparverordnung – Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Arbeitsgemeinschaft Mauerziegel im Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. (Hrsg.), Bonn, Oktober.
- Gruber, E., Jochem, E. et al. (2006): Marktstudie "Sonderfonds für Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe". Bericht an die KfW Bankengruppe, Karlsruhe, Fraunhofer ISI.
- Gruson, C. (1992): Kostenermittlung von wärmetechnischen Maßnahmen an der Gebäudehülle. IKARUS-Projektbericht 5-10, Forschungszentrum Jülich, 1992.
- Hansen, P., Kleemann, M. (2005): Evaluierung der CO₂-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 60, Forschungszentrum Jülich, 2005.

- Hauser, G. (2000). Überprüfung des Wirtschaftlichkeitsgebotes des EnEG bei den neuen Anforderungen der Wärmeschutzverordnung 1999 Teil II – Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf der Grundlage konkreter Konstruktionen und Baukosten (Basisjahr 1996), Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart.
- Heinze (2006) Forschungszentrum Jülich. In: Kleemann, Hansen (2006): Kommunen und Klimaschutz – Eine Bestandaufnahme der Einsparpotenziale (Präsentation), Wuppertal, November 2006.
- HyWays (2007): Roadmap. EU Research project (Integrated Project). <http://www.hyways.de/index.html>, L-B-Systemtechnik (2006), A European roadmap: assumptions, visions and robust conclusions from project Phase I. Ottonbrunn, Germany: L-B-Systemtechnik.
- IEA (ed.) (2006): Prospects for hydrogen and fuel cells, IEA Energy Technology Analysis Series, Paris, IEA.
- IEA (2008): World Energy Outlook 2007 -- China and India Insights, Internationale Energieagentur IEA, Paris, November 2007
http://www.iea.org/Textbase/press/pressdetail.asp?PRESS_REL_ID=239.
- IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart) (2005): Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Schlussbericht. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Stuttgart, Juli 2005.
- Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) (2005). Fortschreibung Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (FKZ 204 45 139). Heidelberg, November 2005.
- Ifeu, IWU (Hrsg.) (2005): Beiträge der EnEV und des KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms zum Nationalen Klimaschutzprogramm. Langfassung des Endberichts. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. AutorInnen: Institut für Wohnen und Umwelt Darmstadt: Diefenbach, N., Enseling, A., Loga; T.; ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg: Hertle, H., Jahn, D., Duscha, M., Juli 2005.
- Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) (2007). Greenhouse Gas Balances for the German Biofuels Quota Legislation. Methodological Guidance and Default Values. Draft Report for the Federal Environment Agency Germany, Heidelberg, December 2007.
- International Electrotechnical Commission (2007). IEC 60034-30 Ed. 1 *Efficiency Classes of single-speed three-phase cage induction motors (IE code)*

- Irrek, W., Thomas, S. (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland. edition der Hans-Böckler-Stiftung 169, Düsseldorf.
- IZES, 2007 - Frey, G.; Schulz, W.; Horst, J.; Leprich, U. (2007): Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, Saarbrücken, 28. Febr. 2007.
- Jaffe, A.B. and R. N. Stavins (1994): The energy-efficiency gap: What does it mean?', *Energy Policy*, 22 (10), 804-810.
- Jakob, M., Madlener R. (2004). Riding Down the Experience Curve for Energy-Efficient Building Envelopes: The Swiss Case for 1970-2020. *International Journal of Energy Technology and Policy* (Special Issue on Experience Curves), 2(1-2): 153-178.
- Jochem, E., Gruber, E., Weissenbach, K., Westdickenberg, J., Feilhl, M., Ott, V. (2006): Modellvorhaben Energieeffizienz-Initiative Region Hohenlohe zur Reduzierung der CO₂-Emissionen 2002 – 2006. Schlussbericht für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Karlsruhe/Waldenburg.
- Jochem, E. Gruber, E. (2007): Local Learning Networks on Energy Efficiency in Industry – Success-ful Initiative in Germany. *Applied Energy* 84(2007), p. 808-818.
- Jochem, E., Weissenbach, J., Ott, V. (2007): Lernende Netzwerke – einer der Schlüssel zur schnellen Energiekostensenkung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 57(2007)4, S.8-11.
- KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2006a): Commission Staff Working Document. Annex to the Communication from the Commission 'An EU Strategy for Biofuels', Impact Assessment. Commission Staff Working Document, SEC (2006),142.
- KOM (Europäische Kommission) (2006b): Biofuels in the European Union. A Vision for 2030 and Beyond. Final Report of the Biofuels Research Advisory Council, Luxembourg.
- Kalhammer, F.; Kopf, Bruce; Swan, David; Roan, Vernon; Walsh, Michael (2007): Status and Prospects for Zero Emissions Vehicle Technology. California Air Resources Board. Link:
http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/zevreview/zev_panel_report.pdf
- KBA (2006a): Güterkraftverkehr deutscher Lastkraftfahrzeuge – Gesamtverkehr in Jahr 2006 nach Form der Ladung, genutztem Rauminhalt , Containergröße und Containerkombination. ID: gk_9i_2006. Statistische Mitteilungen des KBA und des BAG. Kraftfahrt-Bundesamt, 2007.

- KBA (2007b): Sonderauswertung des Kraftfahrt-Bundesamtes: Fahrten mit und Ohne Ladung deutscher Lastkraftwagen nach verfügbarem Laderaum, Gewicht und Entfernung 1991 bis 2006. Kraftfahrt-Bundesamt, Sachgebiet 331. Nicht veröffentlicht.
- Kempton, W.; Tomic, Jasna (2004): Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. Journal of Power Sources, <http://www.udel.edu/V2G/KempTom-V2G-Implementation05.PDF>
- KfW Förderbank (2007): Sonderfonds Energieeffizienz. KMU: Zuschüsse für Energieberatungen.
- Kleemann M. et al. (2003): Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, Evaluierung der Programme im Auftrag der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 34, Jülich 2003.
- Kleemann, M. (2007a): Evaluierung der Energie- und CO₂-Einsparung im Auftrag des Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH), Verdopplung des Modernisierungstempos Minderungsziel: Verdreifachung der CO₂- und Energie - Einsparung bis 2020, Teil 2: Wirtschaftliche Bewertung, Köln, April 2007.
- Kleemann, M. (2007b): Untersuchung der Altersstruktur von Öl- und Gaskesseln. Studie im Auftrag des Instituts für wirtschaftliche Ölheizung e.V. (IWO), Juni 2007.
- Kleemann, M.; Heckler, A. Kraft, A., Kuckshinrichs, W. (2003a): Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und durch das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (Climate protection and labour effects due to the KfW CO₂-Reduction programme and the KfW-CO₂-Building renovation programme, in German). Study on behalf of KfW, Frankfurt. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt/Environment. Band/Volume 34. Forschungszentrum Jülich 2003 (www.fz-juelich.de/zb).
- Kleemann, M.; Heckler, A.; Krüger, B. (2003b): Umweltschutz und Arbeitsplätze, angestoßen durch die Tätigkeiten des Schornsteinfegerhandwerks. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment Band/Volume 36, Jülich.
- Kohlmann, R. (2007): Perspektiven und neue Anwendungsfelder elektrochemischer Energiespeicherung: Einsatz von Windenergie im Verkehr? VDEW.
- LAB Landwirtschaftliche Biokraftstoffe e.V. (2006/2007): Bioethanol-Preise 2006 und 2007. <http://www.lab-biokraftstoffe.de/Bioethanol-Preise-2006.html> sowie <http://www.lab-biokraftstoffe.de/Bioethanol-Preise-2007.html>.
- Laudenbach, J., Schlegel, K. Okronglowski, D. (2006): Erfahrungen mit der Energieeinsparverordnung 2002. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart.

- LBST (2007): Alternative Fuels and Well-To-Wheel Analysis. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.
- Lees, E. (2006): Evaluation of the Energy Efficiency Commitment 2002-05. Report to Defra. <http://www.defra.gov.uk/Environment/energy/eec/pdf/eec-evaluation.pdf>
- Leven, B.; Neubarth, J.; Weber, C. (2001): Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen. IER-Forschungsbericht Nr. 80, Mai 2001
- Lücke, A. (2007): Der deutsche Markt für Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Vortrag Berliner Energietage 8. Mai 2007 (www.BDH-koeln.de).
- Mantzou, L. und Capros, P. (2006): European Energy and Transport Trends to 2030 – Aktualisierung 2005. Bericht an die Europäische Kommission, DG Transport und Energie. Publikationsservice der Europäischen Kommission, Belgien, 22.5.2006.
- Markewitz, P., Ziesing, H.-J. (Hrsg.) (2004): Politiksszenarien für den Klimaschutz. Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksszenarien III). Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt / Environment. Band / Volume 50.
- Markewitz, P.; Vögele, S. (2004): Technikspezifische CO₂-Vermeidungskosten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54. Jg. (2004) Heft 9, S. 601-605
- Mattucci, A. (2007): Environmental analysis for hydrogen deployment. HyWays background Report. ENEA. Available from: <http://www.hyways.de.de> Almeida, A.T.; Ferreira, F.; Fong, J.; Fonseca, P. (2007): EUP Lot 11 Motors – Report No. 3: Analysis of existing technical and market information – Preliminary Technical Analysis of Existing Products, Coimbra.
- McKinsey&Company, Inc. (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Studie im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz.“, September 2007.
- Meyer-Krahmer, F. (2004a): Vorreiter-Märkte und Innovation, in: Steinmeier, F.W.; Machnig, M. (Hrsg.): Made in Deutschland 21', Hamburg, S. 95-110.
- Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien", Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050: Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nusser, M. et al. (2007): Makroökonomische Effekte von nachwachsenden Rohstoffen. In: Agrarwirtschaft, Vol. 56 (2007), Nr. 5/6, S. 238-248.

- Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, Fraunhofer ISI (2007): Politiksszenarien IV. Szenarien bis 2030 für den Projektionsbericht 2007. Endbericht zum Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 205 46 434 für das Umweltbundesamt (UBA). Berlin, Karlsruhe, Jülich, 21. Juli 2007
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3361.pdf>
- Öko-Institut, ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) (2008): Greenhouse Gas Balances for Biomass. Issues for further discussion. Issue paper for the informal workshop, January 25, 2008 in Brussels.
- Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) (2002): Decision-Making and Environmental Policy Design for Consumer Durables, ENV/EPOC/WPNEP(2002)7/Final. OECD, Paris.
- Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) / Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO) (2007): OECD-FAO Agricultural Outlook 2007-2016. Paris.
- Ostertag, K. et al. (2000): Energiesparen – Klimaschutz der sich rechnet. Ökonomische Argumente in der Klimapolitik. Physica-Verlag, Heidelberg.
- ProgTrans / IWW (2007): Aktualisierung der Wegekostenrechnung für die Bundesfernstraßen in Deutschland. Bericht an das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Basel, Karlsruhe, 5. 7 2007.
- Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union vom 27.4.2006.
- RL 1999/62/EG: Richtlinie 1999/62/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 1999 über die Erhebung von Gebühren für die Benutzung bestimmter Verkehrswege durch schwere Nutzfahrzeuge. Amtsblatt Nr. L 187 vom 20/07/1999 S. 0042 – 0050.
- RL 2006/38/EG: Directive 2006/38/EC of the European Parliament and of the Council of 17 May 2006 amending Directive 1999/62/EC on the charging of heavy goods vehicles for the use of certain infrastructures. Amtsblatt der Europäischen Union L 157/8 vom 9.6.2006.
- Römmling, U., Maas, A., Lorenz, G., Vogler, I. (1998): Evaluierung der Wärmeschutzverordnung '95. Endbericht 2-47/1998, Institut für Erhaltung und Modernisierung von Bauwerken e.V. an der TU Berlin, Berlin.

- Rothengatter, W. und C. Doll (2001): Auswirkungen umweltorientierter Schwerverkehrsabgaben. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. IWW, Universität Karlsruhe, 2001.
- Schaffer, A. und Doll, C. (2007): Economic impact of the introduction of the German HGV toll system. *Transport Policy* 14 (2004) 49-58, Elsevier.
- Schlomann, B., Jochem, E. et a. (2000): Entwicklung eines Energie-Effizienz-Konzeptes für Deutschland unter Auswertung vorliegender europäischer Erfahrungen und unter Berücksichtigung der föderalen Struktur Deutschland. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Karlsruhe, Fraunhofer ISI.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel-Analyse für das Jahr 2006, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 30.April 2007.
- Setzler, W. (1998). Eine lohnende Zukunft – Vier Jahrzehnte Praxiserfahrung mit Wärmedämm-Verbundsystemen. *Der Maler und Lackierermeister* 10/98.
- Setzler, W. (2007). 50 Jahre und kein bisschen leise. *Der Maler und Lackierermeister* 8/2007.
- Sorrell, S., O'Malley, Schleich, J., and Scott, S. (2004): The economics of energy efficiency: Barriers to cost-effective investment. Edward Elgar, Cheltenham, UK.
- SRU (2005): Kontinuität in der Klimapolitik – Kyoto-Protokoll als Chance, Sachverständigenrat für Umweltfragen, September 2005
http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung_07_Klimaschutz_Sept2005.pdf
- Stern, N. (2006): Stern Review on the Economics of Climate Change, HM Treasury, October 2006.
http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm
- Tatsumi, K. (2007): Battery Technologies for Cars. International Workshop on Technology Learning and Deployment, International Energy Agency.
<http://www.iea.org/Textbase/work/2007/learning/Tatsumi.pdf>
- TNO, IEEP, LAT (2006). Review and analysis of the reduction potential and costs of technological and other measures to reduce CO₂-emissions from passenger cars. Im Auftrag der Europäischen Kommission, Delft.

- Umweltbundesamt (2007a). Abgasverluste von Öl und Gasfeuerungen (ohne Brennwert) 1997 und 2007, www.env-it.de.
- Umweltbundesamt (2007b). Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkongvention zur Schätzung externer Umweltkosten. Umweltbundesamt, Berlin, 2007.
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3193.pdf>
- Usemann, K. W. (2007). Energieeinsparende Gebäude und Anlagentechnik Grundlagen, Auswirkungen, Probleme und Schwachstellen, Wege und Lösungen bei der Anwendung der EnEV, Springer, Berlin.
- Walz, R. (1999): *Productivity effects of technology diffusion induced by an energy tax*. In: Energy and Environment 10 (1999), Nr. 2, S. 169-180.
- Walz, R. (2006): Increasing Renewable Energy in Europe – Impacts on Competitiveness and Lead Markets. In Energy & Environment, Vol. 17 (2006), Nr. 6, S. 951-975.
- Walz, R. (2007): The role of regulation for sustainable infrastructure innovations: the case of wind energy. In: International Journal of Public Policy, Vol. 2 (2007), No. 1/2, S. 57-88.
- Walz, R. et al. (2008): Zukunftsmarkt Umwelt. Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern, Bericht für BMU/UBA, ISI, Karlsruhe, erscheint Anfang 2008.
- Walz, R.; Ragwitz, M.; Schleich, J. (2007): Regulation and innovation: the case of renewable energy technologies. Accepted paper, 6th Conference on Applied Infrastructure Research (Infraday), Berlin 5./6.10.2007.
- Wietschel, M.; Hasenauer, U.; Juncà Vicens, N.; Klobasa, M.; Seydel, P. (2006): Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom. Zeitschrift für Energiewirtschaft
- Wolff D. et al. (2004). Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkesseln, Gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Wolfenbüttel, 2004.
- Ziesing, H.-J., Matthes, F.Ch. (2007): Zur Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Kurzstudie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Berlin, 5. März 2007.
- ZUB (Hrsg) (ohne Jahr). Texte zur EnEV 2002 / 2004 - Begründung zur EnEV. http://www.zub-kassel.de/taxonomy_menu/77/103 (abgerufen 28.11.07).