

Climate Change

Climate
Change

9

08

ISSN
1862-4359

Energiepreise und Klimaschutz

Wirkung hoher Energieträgerpreise
auf die CO₂-Emissionsminderung bis
2030



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 205 46 434
UBA-FB 001097/2



Energiepreise und Klimaschutz

**Wirkung hoher Energieträgerpreise auf
die CO₂-Emissionsminderung bis 2030**

von

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut, Projektleitung)

Verena Graichen (Öko-Institut)

Ralph O. Harthan (Öko-Institut)

Dr. Manfred Horn (DIW Berlin)

Volker Krey (STE)

Dr. Peter Markewitz (STE)

Dr. Dag Martinsen (STE)

Julia Repenning (Öko-Institut)

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, Mai 2008

Energiepreise und Klimaschutz

Wirkung hoher Energieträgerpreise auf die CO₂-Emissionsminderung bis 2030

Endbericht zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben
FKZ 205 46 434

für das
Umweltbundesamt (UBA)

Berlin/Jülich, 8. Februar 2008

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut, Projektleitung)
Verena Graichen (Öko-Institut)
Ralph O. Harthan (Öko-Institut)
Dr. Manfred Horn (DIW Berlin)
Volker Krey (STE)
Dr. Peter Markewitz (STE)
Dr. Dag Martinsen (STE)
Julia Repenning (Öko-Institut)

Arbeitsgemeinschaft

Öko-Institut
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-(0)30-280 486-80
Fax: +49-(0)30-280 486-88
www.oeko.de

**Forschungszentrum Jülich
Programmgruppe STE**
D-52425 Jülich
Tel.: +49-(0)2461-61 6363
Fax: +49-(0)2461-61 2540
www.fz-juelich.de/ste

DIW Berlin
Königin-Luise-Straße 5
D-14195 Berlin
Tel.: +49-(0)30-897 89-0
Fax: +49-(0)30-897 89-113
www.diw.de

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer	2.	3.
4. Titel des Berichts Auswirkungen hoher Energieträgerpreise auf Szenarien für den Klimaschutz		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Matthes, Felix Christian; Graichen, Verena; Harthan, Ralph O.; Repenning, Julia (Öko-Institut) Markewitz, Peter; Martinsen, Dag; Krey, Volker (STE); Horn, Manfred (DIW Berlin)		8. Abschlussdatum Dezember 2007
		9. Veröffentlichungsdatum
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE 52425 Jülich		10. UFOPLAN-Nr. 205 46 434
		11. Seitenzahl 279
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt Wörlitzer Platz 1 D-06844 Dessau		12. Literaturangaben 53
		13. Tabellen und Diagramme 97
		14. Abbildungen 119
15. Zusätzliche Angaben		
16. Kurzfassung Vor dem Hintergrund stark steigender Preise für die auf den internationalen Märkten gehandelten Primärenergieträger Rohöl, Erdgas und Steinkohle werden drei Szenarien für die Preisentwicklung der wichtigsten Energieträger erarbeitet. Mit diesen Energiepreisannahmen erfolgt eine Szenarienanalyse für die Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland gesamt sowie die verschiedenen Energiesektoren. Die Analysen der Emissionsszenarien erfolgt sowohl mit dem auf gesamtwirtschaftliche Optimierung ausgerichteten Energiesystemmodell IKARUS und mit dem auf einzelwirtschaftliche Entscheidungskalküle abstellenden Sektor-Modell ELIAS für die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. Die Modellanalysen werden ergänzt durch einen Literaturvergleich in Bezug auf ähnlich ausgerichtete Modellanalysen.		
17. Schlagwörter Energiepreise, Energieszenarien, Emissionsszenarien, Elektrizitätserzeugung, Stromerzeugungstechnologien, gesamtwirtschaftliche Optimierung, einzelwirtschaftliche Entscheidungskalküle		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No.	2.	3.
5. Report Title Effects of High Energy Prices on Scenarios for Greenhouse Gas Emissions		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Matthes, Felix Christian; Graichen, Verena; Harthan, Ralph O.; Repenning, Julia (Öko-Institut) Markewitz, Peter; Martinsen, Dag; Krey, Volker (STE); Horn, Manfred (DIW Berlin)		8. Report Date December 2007
6. Performing Organisation (Name, Address) Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE 52425 Jülich		9. Publication Date
		10. UFOPLAN-Ref. No. 205 46 434
		11. No. of Pages 279
		12. No. of References 53
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt Wörlitzer Platz 1 D-06844 Dessau		13. No. of Tables, Diagrams 97
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt Wörlitzer Platz 1 D-06844 Dessau		14. No. of Figures 119
		15. Supplementary Note
16. Abstract Against the background of high increases in the prices of the primary energy carriers crude oil, natural gas and hard coal, which are traded on international markets, three scenarios of the price development of the most important energy carriers are developed. Using energy price assumptions, a scenario analysis is undertaken with regard to the development of CO ₂ emissions in Germany as a whole as well as in terms of the different energy sectors. The emission scenarios are analysed with respect to the electricity industry in Germany using both IKARUS, the energy system model geared towards macroeconomic optimisation, and ELIAS, the sector model based on microeconomic considerations. The model analyses are supplemented by an overview of literature with regard to similar model analyses.		
18. Keywords Energy prices, energy scenarios, emission scenarios, electricity production, power production technologies, macroeconomic optimization, investment appraisals		
18. Price	19.	20.

Förderhinweis

Dieses Projekt wurde finanziell vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und vom Umweltbundesamt im Rahmen des Umweltforschungsplanes gefördert.

Die Förderer übernehmen keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen der Förderer übereinstimmen.

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	5
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	9
TABELLENVERZEICHNIS	16
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	21
ZUSAMMENFASSUNG	23
EXECUTIVE SUMMARY	35
1 EINFÜHRUNG UND VORBEMERKUNGEN	47
2 SZENARIEN FÜR PRIMÄR- UND ENDENERGIETRÄGERPREISE	49
2.1 VORBEMERKUNGEN	49
2.2 PREISE FÜR PRIMÄRENERGIETRÄGER	49
2.2.1 <i>Rahmenbedingungen für die Preisbildung an den Energiemärkten</i>	49
2.2.1.1 Auswirkungen der Globalisierung.....	49
2.2.1.2 Auswirkungen zunehmender Substitutionsmöglichkeiten.....	50
2.2.1.3 Wechselkurse und Kaufkraftparitäten	51
2.2.1.4 Annahmen zur Entwicklung der Inflation	53
2.2.2 <i>Annahmen zur Entwicklung der Rohölpreise</i>	55
2.2.2.1 Aktuelle Prognosen bzw. Szenarien zur Rohölpreisentwicklung	55
2.2.2.2 Zur Rolle der OPEC	56
2.2.2.3 Preisbewertung mit Hilfe des Ölmarkt-Modells des DIW.....	57
2.2.2.3.1 Einleitung.....	57
2.2.2.3.2 Bestimmungsfaktoren der Ölnachfrage.....	57
2.2.2.3.3 Mögliche Ölgewinnung außerhalb der OPEC.....	58
2.2.2.3.4 Ergebnisse von Modellrechnungen.....	58
2.2.2.4 Berücksichtigte Rohölpreisszenarien	61
2.2.3 <i>Annahmen zur Entwicklung der Importpreise</i>	62
2.2.3.1 Importpreisrelationen zwischen den Energieträgern	62
2.2.3.2 Preisrelationen zwischen Rohöl und Mineralölprodukten.....	65
2.3 PREISE FÜR AUSGEWÄHLTE ENDENERGIETRÄGER	68
3 GESAMTWIRTSCHAFTLICH AUSGERICHTETE SZENARIENANALYSEN MIT EINEM NATIONALEN ENERGIEMODELL	70
3.1 MODELLBESCHREIBUNG	70
3.1.1 <i>Einleitung</i>	70
3.1.2 <i>Modellaufbau und -Struktur</i>	71
3.1.3 <i>Time-Step Optimierung</i>	72
3.2 RAHMENDATEN FÜR DIE MODELLSZENARIEN	73
3.2.1 <i>Vorbemerkungen</i>	73

3.2.2	<i>Demographische und gesamtwirtschaftliche Entwicklung</i>	74
3.2.3	<i>Annahmen zur Entwicklung im Verkehr</i>	76
3.2.4	<i>Energieträgerpreise</i>	77
3.2.5	<i>Begrenzungen</i>	78
3.2.6	<i>CO₂-Preis und Steuern</i>	79
3.2.7	<i>Definition der Szenarien</i>	81
3.3	ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNGEN.....	81
3.3.1	<i>Vorbemerkungen und Referenzentwicklung</i>	81
3.3.2	<i>Auswirkungen hoher Energiepreise</i>	84
3.4	SZENARIOVARIANTEN.....	98
3.4.1	<i>CO₂-Preise</i>	98
3.4.2	<i>Mineralölsteuer und Verkehrsnachfragen</i>	102
3.5	ZUSAMMENFASSUNG DER OPTIMIERUNGSERGEBNISSE.....	104
4	VERGLEICH DER ENERGIEPREISENSITIVITÄT ANDERER ENERGIEMODELLE	106
4.1	VORBEMERKUNGEN.....	106
4.2	Globale Szenarien.....	106
4.2.1	<i>Vorbemerkungen</i>	106
4.2.2	<i>Rahmendaten</i>	106
4.2.3	<i>Primärenergieverbrauch</i>	108
4.2.4	<i>Endenergieverbrauch</i>	112
4.3	EU-SZENARIEN.....	113
4.3.1	<i>Vorbemerkungen</i>	113
4.3.2	<i>Rahmendaten</i>	114
4.3.3	<i>Primärenergieverbrauch</i>	116
4.3.4	<i>Endenergieverbrauch</i>	118
4.4	NATIONALE SZENARIEN.....	120
4.4.1	<i>Vorbemerkungen</i>	120
4.4.2	<i>Methodische Vorgehensweisen</i>	120
4.4.3	<i>Rahmendaten</i>	122
4.4.4	<i>Primärenergieverbrauch</i>	124
4.4.5	<i>CO₂-Emissionen</i>	128
4.4.6	<i>Endenergieverbrauch</i>	128
4.5	ZUSAMMENFASSUNG SZENARIENVERGLEICH.....	134
5	EINZELWIRTSCHAFTLICH AUSGERICHTETE SZENARIENANALYSEN FÜR DEN STROMERZEUGUNGSSEKTOR	136
5.1	VORBEMERKUNGEN.....	136
5.2	KURZBESCHREIBUNG DES MODELLS ELIAS.....	137
5.3	MODELLANNAHMEN.....	138
5.3.1	<i>Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen</i>	138
5.3.2	<i>Zubauoptionen</i>	141
5.3.3	<i>Fördermaßnahmen und Zubaubeschränkungen</i>	148
5.3.4	<i>Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate sowie Entwicklung der Wärmegutschrift</i>	155

5.3.5	Ausgestaltung des CO ₂ -Emissionshandelssystems.....	157
5.4	SZENARIENANALYSEN - SYSTEMATIK	158
5.4.1	Technologieoptionen.....	158
5.4.2	Ausgestaltungsoptionen des Emissionshandels.....	159
5.4.3	Kalkulatorischer Zinssatz.....	159
5.4.4	Überblick über die Szenarienanalysen.....	159
5.5	GRUNDVARIANTEN I UND II: BRENNSTOFFBENCHMARKS	162
5.6	GRUNDVARIANTE III UND IV: AUKTIONIERUNG	168
5.7	VERGLEICH DER GRUNDVARIANTEN MIT DEN IKARUS- MODELLRECHNUNGEN	173
5.7.1	Vorbemerkungen	173
5.7.2	Brennstoffpreis-Referenzszenario bzw. -Hochpreisszenario ohne/mit geringer CO ₂ -Bepreisung (Brennstoffbenchmarks (ELIAS) bzw. CO ₂ -Preis von 0 €/EUA (IKARUS)).....	174
5.7.3	Brennstoffpreis-Referenzszenario bzw. -Hochpreisszenario mit voller CO ₂ - Bepreisung (Auktionierung bzw. CO ₂ -Preis 20 €).....	177
5.8	SENSITIVITÄTSANALYSEN	180
5.8.1	Vorbemerkungen	180
5.8.2	Sensitivitätsanalyse: Kalkulatorischer Zinssatz.....	181
5.8.3	Sensitivitätsanalyse: Erneuerbare Stromerzeugung	185
5.8.4	Sensitivitätsanalyse: IKARUS-Technologieparameter.....	189
5.9	BEWERTUNG DER WETTBEWERBSFÄHIGKEIT EINZELNER TECHNOLOGIEN	194
6	FAZIT.....	204
7	LITERATUR.....	214
	ANHANG A – TECHNOLOGIEDATEN IM IKARUS-OPTIMIERUNGSMODELL.....	218
A.1	VERKEHR	218
A.2	KOHLEVERFLÜSSIGUNG	219
	ANHANG B – IKARUS CO₂-MINDERUNGSSZENARIO	220
	ANHANG C – UBA-ABSCHÄTZUNG DER ENERGIEPREISSZENARIEN-EFFEKTE AUF VERKEHRSLEISTUNG UND MODAL SPLIT	228
	ANHANG D – TABELLEN ZUR GESAMTWIRTSCHAFTLICH AUSGERICHTETEN SZENARIENANALYSE	230
D.1	RECHNUNGEN MIT KRAFTSTOFFSTEUERN UND NACHFRAGEELASTIZITÄT IM VERKEHRSSEKTOR	231
D.2	VARIANTEN MIT/OHNE KRAFTSTOFFSTEUERN UND NACHFRAGEELASTIZITÄT IM VERKEHRSSEKTOR.....	239
D.3	CO ₂ -MINDERUNGSSZENARIO (-50 % BIS 2030 IM VERGLEICH ZU 1990). REFERENZPREISENTWICKLUNG, 0 €/T CO ₂	242

ANHANG E –	ERGEBNISDATEN ZUR EINZELWIRTSCHAFTLICH	
	AUSGERICHTETEN SZENARIENANALYSE.....	247
E.1	TABELLEN UND ABBILDUNGEN ZU KAPITEL 5.4.....	248
E.2	TABELLEN ZU KAPITEL 5.7	252
E.3	TABELLEN UND ABBILDUNGEN ZU KAPITEL 5.8.....	254

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Verteilung der täglichen Wechselkurse im Zeitraum von Ende 1978 bis Mitte März 2006	52
Abbildung 2-2	Langfristiger Trend der Relation von Steinkohle- und Rohölpreisen	63
Abbildung 2-3	Langfristiger Trend der Relation von Erdgas- und Rohölpreisen	64
Abbildung 2-4	Jährliche Veränderung der Importpreise in %.....	65
Abbildung 2-5	Spotpreise in Nordwesteuropa für Mineralölproduktpreise in % des Brent-Preises	66
Abbildung 3-1	Struktur des IKARUS-Optimierungsmodells.....	71
Abbildung 3-2	Vergleich der Kapazitätsvererbung in Perfect-Foresight- und Time-Step-Modellen.	73
Abbildung 3-3	Vergleich der Preisentwicklung der Importenergieträger	77
Abbildung 3-4	Primär-, Endenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen im Referenzpreisszenario.....	83
Abbildung 3-5	Vergleich des Primärenergieverbrauchs.....	84
Abbildung 3-6	Vergleich des erneuerbaren Primärenergieverbrauchs.....	85
Abbildung 3-7	Vergleich der CO ₂ -Emissionen	86
Abbildung 3-8	Vergleich der Stromerzeugung.....	87
Abbildung 3-9	Vergleich der installierten Kraftwerksleistung.....	88
Abbildung 3-10	Vergleich der Auslastung der öffentlichen Kraftwerke.....	89
Abbildung 3-11	Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern.....	90
Abbildung 3-12	Vergleich des erneuerbaren Endenergieverbrauchs	91
Abbildung 3-13	Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Sektoren	92
Abbildung 3-14	Differenz des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Vergleich zur Referenzentwicklung.....	93
Abbildung 3-15	Vergleich des spezifischen Raumwärmebedarfs für EZFH und MFH	94
Abbildung 3-16	Vergleich des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors.....	95
Abbildung 3-17	Vergleich der Personenverkehrsleistung nach Verkehrsmitteln und Energieträger	96
Abbildung 3-18	Vergleich der Güterverkehrsleistung nach Verkehrsmitteln und Energieträger	97
Abbildung 3-19	Vergleich der CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors.....	97

Abbildung 3-20	Vergleich des Primärenergieverbrauchs im Referenzpreisszenario mit und ohne CO ₂ -Preis.....	98
Abbildung 3-21	Vergleich der CO ₂ -Emissionen im Referenzpreisszenario mit und ohne CO ₂ -Preis	100
Abbildung 3-22	Vergleich der Stromerzeugung im Referenzpreisszenario mit und ohne CO ₂ -Preis	101
Abbildung 3-23	Vergleich des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfragelastizität.....	102
Abbildung 3-24	Vergleich der Personenverkehrsleistung im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfragelastizität.....	103
Abbildung 3-25	Vergleich der Güterverkehrsleistung im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfragelastizität.....	104
Abbildung 4-1	Ölpreisvarianten in den EIA-Szenarien 2005 und 2006.....	108
Abbildung 4-2	Globaler Ölverbrauch in den EIA-Ölpreisvarianten	109
Abbildung 4-3	Globaler Ölverbrauch in den EIA-Wirtschaftswachstumsvarianten	110
Abbildung 4-4	Primärenergieträgerverbrauch in den Wirtschaftswachstumsvarianten der EIA-Szenarien für OECD Europe und OECD Nordamerika im Jahr 2030	110
Abbildung 4-5	Weltweiter Primärenergieverbrauch in den Wirtschaftswachstumsvarianten im Jahr 2030	111
Abbildung 4-6	Spezifischer Primärenergieverbrauch in den Referenzszenarien im Jahr 2025	112
Abbildung 4-7	Einsparungen (Vergleich Referenz 2006 mit Referenz 2005) in den Endverbrauchssektoren für die Länder USA und Japan.....	113
Abbildung 4-8	Erdölpreisentwicklung der Szenarien Baseline, PS1 und PS4	115
Abbildung 4-9	Primärenergieeinsparung (EU25) in den Szenarien PS1 und PS4 gegenüber dem Baselineszenario	116
Abbildung 4-10	Änderung der installierten Kraftwerksleistung (EU25) im Szenario PS1 verglichen mit dem Baselineszenario	117
Abbildung 4-11	Zunahme Erneuerbarer Energien (EU25) in den Hochpreisszenarien PS1 und PS4	118
Abbildung 4-12	Endenergieseitige Einsparung (EU15) im Szenario PS1 im Vergleich zum Baselineszenario	119
Abbildung 4-13	Erdölpreisentwicklung in der EWI/Prognos Ölpreisvariante im Vergleich zum Referenz- und Hochpreisszenario.....	123
Abbildung 4-14	Primärenergieeinsparung im Vergleich zu Referenz.....	125

Abbildung 4-15	Differenz in der Stromerzeugung zwischen Referenz- und Ölpreisszenario (EWI/Prognos).....	127
Abbildung 4-16	Endenergieeinsparung in der Ölpreisvariante gegenüber der Referenzprognose	129
Abbildung 4-17	Differenz im Endenergieverbrauch der Haushalte nach Verwendungszweck.....	132
Abbildung 5-1	Restlaufzeiten der Kernkraftwerke.....	140
Abbildung 5-2	Unschärfefunktion – Zubau von Kraftwerken in Abhängigkeit der Kostendifferenz zur billigsten Technologie	148
Abbildung 5-3	Kosten- und Preisentwicklung im deutschen Strommarkt	150
Abbildung 5-4	Grobschätzung für Großhandels-Strompreise (Base) für das Referenzpreisszenario und EEG-Einspeisevergütungen, 2005-2030.....	151
Abbildung 5-5	Grobschätzung für Großhandels-Strompreise (Base) für das Hochpreisszenario und EEG-Einspeisevergütungen, 2005-2030.....	151
Abbildung 5-6	Projizierter Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien... ..	152
Abbildung 5-7	Historische Entwicklung und Szenarien für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle, 1991-2030.	156
Abbildung 5-8	Nettostromerzeugung und CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030	162
Abbildung 5-9	Nettostromerzeugung aus KWK im Referenz- und im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030.....	163
Abbildung 5-10:	Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks)	165
Abbildung 5-11	Zubau einzelner Technologien im Hochpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks).....	166
Abbildung 5-12	Nettostromerzeugung und CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung), 2000-2030	168
Abbildung 5-13	Nettostromerzeugung aus KWK im Referenz- und im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung), 2000-2030.....	169
Abbildung 5-14	Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Auktionierung)	170
Abbildung 5-15	Zubau einzelner Technologien im Hochpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Auktionierung).....	171

Abbildung 5-16	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenz-Brennstoffpreise (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks (ELIAS) bzw. CO ₂ -Preis von 0 €/EUA (IKARUS)).....	174
Abbildung 5-17	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis von 0 €/EUA)	176
Abbildung 5-18	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise (Emissionshandel: Auktionierung (ELIAS) bzw. CO ₂ -Preis von 20 €/EUA (IKARUS)).....	177
Abbildung 5-19	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise (Emissionshandel: Auktionierung (ELIAS) bzw. CO ₂ -Preis von 20 €/EUA (IKARUS)).....	178
Abbildung 5-20	Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario im Jahr 2010 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 10% Verzinsung.....	182
Abbildung 5-21	Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario im Jahr 2010 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 5% Verzinsung	183
Abbildung 5-22	Nettostromerzeugung im Brennstoffpreis-Referenzszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), verschiedene Verzinsungsansprüche, 2030..	184
Abbildung 5-23	Nettostromerzeugung und CO ₂ -Emissionen im Referenzpreis- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks) bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030...	185
Abbildung 5-24	Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreis- und -Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks) bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030	187
Abbildung 5-25	Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreis- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung) bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030...	188
Abbildung 5-26	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis von 0€/EUA)	190
Abbildung 5-27	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis von 0€/EUA)	191
Abbildung 5-28	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung bzw. CO ₂ -Preis von 20€/EUA)	193

Abbildung 5-29	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung bzw. CO ₂ -Preis von 20€/EUA)	193
Abbildung 5-30	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Steinkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten	197
Abbildung 5-31	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Braunkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten	198
Abbildung 5-32	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (800 MW) für vier untersuchte Grundvarianten	200
Abbildung 5-33	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (407 MW) für vier untersuchte Grundvarianten	201
Abbildung 5-34	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Steinkohle-KWK-Anlage für vier untersuchte Grundvarianten	203
Abbildung B-1	Vergleich der CO ₂ -Emissionen zwischen Referenz- und CO ₂ -Minderungsszenario	220
Abbildung B-2	Stromerzeugung im Referenz- und im CO ₂ -Minderungsszenario	221
Abbildung B-3	Installierte Nettokapazität im Referenz- und im CO ₂ -Minderungsszenario	222
Abbildung B-4	Änderung des Energieträgereinsatzes für HKW und HW im CO ₂ -Minderungsszenario im Vergleich zum Referenzszenario	223
Abbildung B-5	Vergleich der Primärenergie zwischen CO ₂ -Minderungsszenario und Referenzszenario	224
Abbildung B-6	Vergleich der sektoralen Aufteilung der Endenergie zwischen CO ₂ -Minderungsszenario und Referenzszenario	224
Abbildung B-7	Endenergie Haushalt im Referenz- und im CO ₂ -Minderungsszenario	225
Abbildung B-8	Struktur des Personenverkehrs im Referenz- und im CO ₂ -Minderungsszenario	226
Abbildung B-9	Struktur des Güterverkehrs im Referenz- und im CO ₂ -Minderungsszenario	226
Abbildung B-10	Vergleich der sektoralen Aufteilung der CO ₂ -Emissionen in den CO ₂ -Minderungsszenarien bei niedrigen und bei hohen Energiepreisen	227
Abbildung E- 1	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %	248

Abbildung E- 2	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	249
Abbildung E- 3	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	250
Abbildung E- 4	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	251
Abbildung E- 5	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	254
Abbildung E- 6	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	255
Abbildung E- 7	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	256
Abbildung E- 8	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	257
Abbildung E- 9	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %	258
Abbildung E- 10	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %	259
Abbildung E- 11	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	260
Abbildung E- 12	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %	261
Abbildung E- 13	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %	262
Abbildung E- 14	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %	263
Abbildung E- 15	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	264

Abbildung E- 16	ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %	265
Abbildung E- 17	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %	266
Abbildung E- 18	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %	267
Abbildung E- 19	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	268
Abbildung E- 20	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %.....	269
Abbildung E- 21	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %	270
Abbildung E- 22	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %	271
Abbildung E- 23	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	272
Abbildung E- 24	ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %.....	273
Abbildung E- 25	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (400 MW) für vier untersuchte Grundvarianten	276
Abbildung E- 26	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-BHKWs für vier untersuchte Grundvarianten	277
Abbildung E- 27	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (30 MW) für vier untersuchte Grundvarianten.....	278
Abbildung E- 28	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (100 MW) für vier untersuchte Grundvarianten.....	279

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Nominales und reales Bruttoinlandsprodukt in den USA und in Deutschland	54
Tabelle 2-2	Übersicht über aktuelle Ölpreisprognosen (Preisbasis 2004), in US-\$..	56
Tabelle 2-3	Ergebnisse von Modellrechnungen mit dem DIW-Weltölmodell für das Jahr 2030	60
Tabelle 2-4	Angenommene Entwicklung der Rohölpreise in US-\$ ₂₀₀₀ /Barrel	61
Tabelle 2-5	Angenommene Entwicklung der Importpreise für Energieträger in Relation zum Rohölpreis	67
Tabelle 2-6	Entwicklung der Importpreise für die Modellrechnungen in Euro/Gigajoule (GJ)	67
Tabelle 3-1	Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	74
Tabelle 3-2	Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe	75
Tabelle 3-3	Entwicklung der Erwerbstätigenzahl im GHD-Sektor in Deutschland ..	76
Tabelle 3-4	Entwicklungen der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr ..	77
Tabelle 3-5	Annahmen zu den Preisen der wichtigsten Importenergieträger im Referenzpreisszenario.....	78
Tabelle 3-6	Wichtige energiepolitische und technische Begrenzungen in den Szenarien	78
Tabelle 3-7	Reale Steuersätze für Energieträger im Verkehrssektor des Modells	80
Tabelle 3-8	Übersicht über die betrachteten Szenarien.....	81
Tabelle 4-1	Szenariovarianten EIA	107
Tabelle 4-2	Ausgewählte Wachstumsraten in den EIA-Szenarien in %.....	107
Tabelle 4-3	Energiepreisvarianten in den EU-Szenarien	114
Tabelle 4-4	Verhältnisse der Energieträgerpreise in verschiedenen EU-Szenarien	116
Tabelle 4-5	Verhältnis der Importpreise unterschiedlicher Energieträger bei EWI/Prognos	123
Tabelle 4-6	Verhältnis der Importpreise unterschiedlicher Energieträger (eigene Annahmen)	123
Tabelle 4-7	Vergleich des Primärenergieverbrauchs in PJ im Hochpreis- und Referenzszenarien zwischen EWI/Prognos und IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen .	125

Tabelle 4-8	Vergleich der Differenzen der Stromerzeugung in TWh zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen	127
Tabelle 4-9	Vergleich der Differenzen des sektoralen Endenergieverbrauchs in PJ zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen	129
Tabelle 4-10	Vergleich der Differenzen des Haushaltsendenergieverbrauchs in PJ zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen	132
Tabelle 5-1	Nettostromerzeugung in Deutschland.....	139
Tabelle 5-2	Lebensdauer der Bestandskraftwerke	139
Tabelle 5-3	Auslastung der Bestandskraftwerke nach Lastbereichen.....	141
Tabelle 5-4	Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (Kondensationskraftwerke)	142
Tabelle 5-5	Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (KWK-Anlagen)	142
Tabelle 5-6	Ausgewählte Daten der Biomasseanlagen (ELIAS)	143
Tabelle 5-7	Ausgewählte Daten der sonstigen regenerativen Anlagen (ELIAS)	144
Tabelle 5-8	Wirkungsgrade der Kraftwerke (ELIAS).....	144
Tabelle 5-9	Ausgewählte Daten der Kondensationskraftwerke mit IKARUS-Daten....	146
Tabelle 5-10	Ausgewählte Daten der KWK-Anlagen mit IKARUS-Daten	146
Tabelle 5-11	Ausgewählte Daten der regenerativen Kraftwerke mit IKARUS-Daten	147
Tabelle 5-12	Wirkungsgrade der Kraftwerke (IKARUS).....	147
Tabelle 5-13	Projizierte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (TWh).....	153
Tabelle 5-14	Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen nach KWKG	154
Tabelle 5-15	Übersicht über Szenarienanalysen.....	160
Tabelle 5-16	Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2010	165
Tabelle 5-17	Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2010	166
Tabelle 5-18	Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Referenzpreis (Emissionshandel: Auktionierung).....	170

Tabelle 5-19	Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung)	171
Tabelle 5-20	Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Brennstoffpreis-Referenzszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 5% Verzinsung.....	182
Tabelle 5-21	CO ₂ -Emissionen der ELIAS-Berechnungen mit IKARUS-Kraftwerken	191
Tabelle 5-22	Finanzmathematische Durchschnittskosten von Kondensations- und KWK-Anlagen in den vier untersuchten Grundvarianten sowie Änderungen gegenüber der Grundvariante I.....	194
Tabelle 5-23	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Steinkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten	196
Tabelle 5-24	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Braunkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten	198
Tabelle 5-25	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (800 MW) für vier untersuchte Grundvarianten	199
Tabelle 5-26	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (407 MW) für vier untersuchte Grundvarianten.....	201
Tabelle 5-27	Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Steinkohle-KWK-Anlage für vier untersuchte Grundvarianten.....	202
Tabelle A-1	Technische und ökonomische Daten von Benzin- und Diesel-Pkw im IKARUS-Optimierungsmodell.....	218
Tabelle A-2	Technische und ökonomische Daten von Diesel-Lkw im IKARUS-Optimierungsmodell.....	218
Tabelle A-3	Technische und ökonomische Daten zur Braunkohleverflüssigung im IKARUS-Optimierungsmodell.....	219
Tabelle D- 1	Zuordnung der Abbildungen in Kapitel 3.3 zu Tabellen.....	230
Tabelle D- 2	Primärenergie in PJ/a.....	231
Tabelle D- 3	Primärenergie Erneuerbare in PJ/a	232
Tabelle D- 4	CO ₂ -Emissionen in Mt/a.....	233
Tabelle D- 5	Stromerzeugung in TWh/a.....	233
Tabelle D- 6	Installierte Nettoleistung in GW.....	234
Tabelle D- 7	Durchschnittliche Jahresauslastung der Kraftwerke in %.....	234
Tabelle D- 8	Endenergie nach Energieträgern in PJ/a.....	235
Tabelle D- 9	Endenergie Erneuerbare in PJ/a.....	235

Tabelle D- 10	Endenergie nach Sektoren in PJ/a	236
Tabelle D- 11	Endenergie Haushalte in PJ/a	236
Tabelle D- 12	Endenergie Verkehr in PJ/a	237
Tabelle D- 13	Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm/a.....	237
Tabelle D- 14	Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm/a	238
Tabelle D- 15	CO ₂ -Emissionen Verkehrssektor in Mt/a	238
Tabelle D- 16	Endenergie Verkehrssektor in PJ/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität.....	239
Tabelle D- 17	Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität.....	240
Tabelle D- 18	Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität.....	241
Tabelle D- 19	CO ₂ -Emissionen in Mt/a.....	242
Tabelle D- 20	Stromerzeugung in TWh	242
Tabelle D- 21	Installierte Nettokapazität in GW	243
Tabelle D- 22	Primärenergie in PJ.....	243
Tabelle D- 23	Endenergie nach Sektoren in PJ	244
Tabelle D- 24	Endenergie Haushalte in PJ	244
Tabelle D- 25	Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm.....	245
Tabelle D- 26	Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm	245
Tabelle D- 27	Vergleich der CO ₂ -Emissionen in den Minderungsszenarien Referenz und Hochpreis	246
Tabelle E- 1	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis 0€/EUA	252
Tabelle E- 2	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis 0€/EUA	252
Tabelle E- 3	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Auktionierung bzw. CO ₂ -Preis 20€/EUA	252
Tabelle E- 4	Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Auktionierung bzw. CO ₂ -Preis 20€/EUA	253
Tabelle E- 5	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise und Brennstoffbenchmarks bzw. CO ₂ -Preis 0€	274

Tabelle E- 6 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise und Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis 0€..... 274

Tabelle E- 7 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise und Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€..... 274

Tabelle E- 8 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise und Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€..... 275

Tabelle E- 9 Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (400 MW) für vier untersuchte Grundvarianten 275

Tabelle E- 10 Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-BHKWs für vier untersuchte Grundvarianten 276

Tabelle E- 11 Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (30 MW) für vier untersuchte Grundvarianten..... 277

Tabelle E- 12 Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (100 MW) für vier untersuchte Grundvarianten..... 278

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AEEI	Autonomous Energy Efficiency Improvement
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren
bbf	Barrel (159 Liter)
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BK	Braunkohle
cap	Capita (pro Kopf)
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CO ₂	Kohlendioxid
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange, Strombörse in Leipzig
EIA	Energy Information Administration
EJ	Exajoule (Trillion Joule)
ELIAS	Electricity Investment Analysis
EUA	EU Emissions Allowance
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule (Milliarden Joule)
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt (Million Kilowatt)
HKW	Heizkraftwerk
HSFO	High Sulphur Fuel Oil
IEA	Internationale Energieagentur
IEO	International Energy Outlook der US-Energy Information Administration
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

LNG	Liquified Natural Gas
LP	Lineare Programmierung
LPG	Liquid Petroleum Gas
LSFO	Low Sulphur Fuel Oil
mbd	Millionen Barrel pro Tag
MFH	Mehrfamilienhäuser
Mt	Megatonnen (Million Tonnen)
MW	Megawatt (Tausend Kilowatt)
MWh	Megawattstunde
NAP	Nationaler Allokationsplan
NEMS	National Energy Modeling System
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule (Billiarde Joule)
Pkm	Personenkilometer
PV	Photovoltaik
SAGE	System for the Analysis of Global Energy markets
SK	Steinkohle
SKE	Steinkohleeinheiten
StaBuA	Statistisches Bundesamt
USGS	U.S. Geological Survey
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde (Milliarde Kilowattstunden)
ZuG 2007	Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007

Zusammenfassung

Die Preise für Öl und andere fossile Brennstoffe sind in den letzten Jahren auf den Weltmärkten stark gestiegen. Dieses Preisniveau wurde in Szenarien und Prognosen, die in der Vergangenheit publiziert wurden, nicht abgebildet. Erst seit kurzem sind Studien erschienen, die auf höheren Energiepreisentwicklungen basieren (EIA 2006b, EWI/Prognos 2006, IEA 2006). Die zukünftige Rolle der verschiedenen Energieträger und Technologien in energieökonomischen Szenarien wird wesentlich von dem Niveau der Energiepreise abhängen. Dies gilt insbesondere bei Szenarien, die mithilfe von Energiemodellen entwickelt werden. Deshalb wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes von Öko-Institut, DIW und Forschungszentrum Jülich eine Analyse für die Auswirkung hoher Energiepreise auf langfristige Prognosen in Deutschland vorgenommen. Als Grundlage für die modellgestützte Analyse wurden drei Verläufe für die Entwicklung der Energiepreise erarbeitet. Es kamen zwei Modelle zum Einsatz: IKARUS und ELIAS. Während mit IKARUS eine gesamtgesellschaftliche Optimierung des gesamten Energiesystem Deutschlands vorgenommen wurde, wurden mit ELIAS die Trends für mikroökonomische Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft analysiert.

Energiepreisszenarien

Der Rohölpreis begann 2003 stark zu steigen und erreichte im Sommer 2006 rund 80 US \$/bbl. Dies war in nominalen Preisen ein historischer Höchststand. Nach Korrektur der Preise um die Teuerung durch generelle Inflation lag der Preis 2006 unter den Preisen Ende der 70er Jahre. Wenn zudem die Zuwächse an Produktivität und Einkommen in den letzten 35 Jahren einbezogen werden, ist der Anstieg der benötigten Arbeitszeit, um ein Barrel Öl zu kaufen, noch moderat. Höhere Energieeffizienz hat zusätzlich die Folgen hoher Ölpreise abgeschwächt. Die makroökonomischen Effekte des Ölpreisanstiegs sind auch dem Verhalten der Zentralbanken geschuldet. Die Zentralbanken haben nicht mit einem starken Anstieg der Zinssätze reagiert, da die Inflation nicht zu einer Preisspirale geführt hat. Die Politik der niedrigen Zinssätze, insbesondere der japanischen und US-amerikanischen Zentralbanken, könnten sogar zu der Spitze der Ölpreise beigetragen haben. Die hohe Liquidität hat die Krise der Aktienmärkte nach 2000 abgeschwächt. Deshalb hatten die drei Jahren mit sehr hohen Preisen keine weltweite Rezession zur Folge, wie es nach den hohen Ölpreisen Ende der 70er Jahre der Fall war. Die Wirtschaft ist weiterhin gewachsen, insbesondere in Asien und den USA. In Europa und auch in Deutschland hat das Wirtschaftswachstum sich nach fünf Jahren Stagnation 2006 wieder erholt. Dies hat die Auswirkungen hoher Ölpreise auf Wirtschaftswachstum und Ölnachfrage abgemildert. Würde die Ölförderung tatsächlich hinter der Nachfrage zurück bleiben, würden die Ölpreise temporär solange steigen bis ein Niveau erreicht wird, das die Reduktion der Nachfrage zu Folge hat. Dadurch würden Angebot und Nachfrage wieder ausgeglichen, falls nötig durch eine Rezession. Eine solche Entwicklung ist bislang nicht zu beobachten. Nach dem Preishöchststand im Sommer 2006 ist der Ölpreis im Herbst 2006 wieder auf 60 US \$/bbl gefallen, nach einer Erholung ist der Preis dann zum Ende des Jahres wiederum erheblich gefallen. Ein möglicher Grund ist, dass die US Zentralbank die Zinssätze angehoben hat und das Wachstum der US-Wirtschaft schwächer wurde. Um einen weiteren Fall der Preise zu

verhindern, haben die OPEC-Ländern zum ersten Mal seit Herbst 2003 die Produktion vermindert (um 1,2 mbd) und haben eine weitere Reduktion um 0,5 mbd für Februar 2007 angekündigt. Nichtsdestotrotz ist der Preis Anfang 2007 weiter gefallen.

Während die Auswirkungen der Ölpreissteigerung auf das Wachstum der Weltwirtschaft eher moderat waren, haben die hohen Preise wesentlich die langfristigen Ölpreisprognosen verändert. Bevor der Preis Ende 2003 zu explodieren begann, war es Ziel der OPEC den Preis auf 25 US \$/bbl zu stabilisieren. Die meisten Analysten haben dies als ambitioniertes Ziel eingeschätzt, da die marginalen Kosten der Ölproduktion und der Erschließung neuer Förderkapazitäten weit unter diesem Niveau liegen. Vorhersagen mancher Geologen, dass die Ölproduktion in einigen Jahren ihren Höchststand erreichen würde oder in schon überschritten habe, wurden von den meisten politischen Entscheidungsträgern nicht ernst genommen. Diese Einschätzung hat sich seit den hohen Preisen verändert. Die meisten Analysten und Entscheidungsträger interpretieren die Ölpreisentwicklung nicht als temporäre Preisspitze im Rahmen der historischen Preisfluktuation, sondern als Zeichen einer grundsätzlichen Veränderung in den Ölmärkten, die einer höheren Nachfrage (insbesondere von China) und einem begrenzten Angebot (aufgrund fehlender Ressourcen bzw. Investitionen in den Produktionsländern) geschuldet ist. Die EIA hat Ende 2005 ihre Preisannahmen drastisch revidiert, die IEA folgte 2006. Beide Agenturen begründeten diesen Wechsel mit hinter den Erwartungen zurückgebliebenen Investitionen in Ölerkundung und -förderung, nicht jedoch mit geänderten Annahmen in Bezug auf die Ressourcen, welche gefördert werden können. Die IEA projiziert in ihrem World Energy Outlook von 2006 Rohölpreise von rund 60 US \$₂₀₀₅ im Jahr 2030.

Es ist nicht möglich mit Sicherheit die Entwicklung der Ölpreise in den kommenden Monaten und Jahren vorauszusagen. Das Wissen um technologische und politische Entwicklungen, Nachfrageelastizitäten während verschiedenen Stufen der wirtschaftlichen Entwicklung, die Menge der Ressourcen, die ausgebeutet werden können, die langfristige Effektivität der OPEC und nicht zuletzt die Interdependenz der Spot- und Future-Märkte machen es fast unmöglich die zukünftigen Ölpreise mit angemessener Genauigkeit zu prognostizieren. Hilfreicher als die Festlegung auf eine Prognose ist es deswegen verschiedene Szenarien für mögliche Entwicklungen zu entwerfen.

Hohe Öl- und Energiepreise können signifikante Wirkung auf das Niveau und die Struktur der Energienachfrage und -herstellung nach Energieträgern haben und damit ebensolche Wirkung auf die CO₂-Emissionen. Um diese Effekte bis 2030 im Detail zu analysieren, wurden zunächst drei mögliche Preisszenarien entwickelt: ein Referenzszenario mit einer moderaten Preisentwicklung, ein Hochpreisszenario und ein Preisschockszenario mit einer scharfen Preisspitze. Es wurde angenommen, dass bis 2030 Öl der wichtigste Energieträger weltweit bleibt und dass der Ölpreis damit der beste Indikator für die Weltenergielage bleibt. Die Szenarien basieren auf Annahmen zur Ölpreisentwicklung (in US \$/bbl), welche dann in Import- und Konsumentenpreise für Rohöl und Energieprodukte auf dem deutschen Markt übersetzt wurden (in Euro). Ausgehend von den Rohölpreisen in US Dollar wurde die Entwicklung der Importpreise in Euro für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Mineralölprodukte aufgrund einer Analyse der Wechsel-

kurse der letzten 30-35 Jahre zwischen US Dollar und Euro (1,1 US \$/€) und den Preisrelationen der Energieträger im Vergleich zu Rohöl festgelegt. Diese Analysen begründen die Annahme einer langfristig konstanten Relation in der Zukunft.

Tabelle Z- 1 Szenarien der Preisentwicklung für Rohöl bis 2030 in US \$₂₀₀₀/bbl

Szenario	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Referenz	28,4	48,7	28,0	30,0	32,0	34,0	37,0
Hochpreis	28,4	48,7	54,1	63,7	73,3	77,9	82,5
Preisschock	28,4	48,7	105,0	105,0	62,0	34,0	37,0

Quellen: EIA 2006b; EWI/Prognos 2005; Goldman Sachs 2005

Im Referenzpreisszenario wird die moderate Energiepreisentwicklung nach EWI/Prognos 2005 verwendet. EWI/Prognos nimmt an, dass die Ölpreisentwicklung durch konventionelle und unkonventionelle Ölreserven, die preisgünstig erschließbar sind, gedämpft wird. Nach diesem Szenario wird der Rohölpreis in den nächsten Jahren bis 2010 wieder auf real 28 US-\$₂₀₀₀/bbl zurückgehen um anschließend bis 2030 wieder auf 37 US-\$₂₀₀₀/bbl zu steigen. Selbst wenn genug Ölreserven und –ressourcen vorhanden sind, bleibt offen, ob die erforderlichen Investitionen getätigt werden, um das Potential auszubeuten, so dass Angebot und Nachfrage in dem Zeitraum bis 2030 ausgeglichen werden.

Politische Instabilität in wichtigen Ölexportnationen (insbesondere Nigeria, Irak, Iran und Venezuela) sowie wachsender Ressourcennationalismus (beispielsweise in Russland) können zu niedrigeren Investitionen im Ölsektor führen, als bislang angenommen werden. Mögliche Konsequenz wäre ein dauerhafter Angebotsengpass sowie weiterhin steigende Ölpreise wie im Hochpreisszenario angenommen wird (EIA 2006a; EIA 2006b).

Eine politische Krise in wichtigen Ölförderländern könnte zu noch höheren Preisen führen, als im Hochpreisszenario angenommen. Goldman Sachs hat ein solches Preisschockszenario entworfen (Goldman Sachs 2005). In diesem Szenario wird angenommen, dass die Preise so lange steigen, bis die Nachfrage reduziert wird und als Folge Kapazitäten in der Ölförderung und Raffinierung frei werden. In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass in einem solchen Fall die hohe Risikoprämie, die zurzeit im Ölpreis enthalten ist, auf ein normales Level zurückgehen wird und die Ölpreise auf das moderate Preisniveau des Referenzszenario fallen werden.

Analyse mit Hilfe des Energiesystemmodells IKARUS

Modellbeschreibung

Das IKARUS Optimierungsmodell ist ein technikorientiertes bzw. Bottom-Up-Modell und wurde verwendet um die Wirkungen verschiedener Preisprognosen zu untersuchen. IKARUS bildet das Energiesystem von der Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungs- bis zur Primärenergieebene ab und arbeitet als dynamisches „Time-Step“ Optimierungsmodell. Eine große Zahl technologischer Optionen ist enthalten, zusammen mit den zu-

gehörigen Emissionen und Kosten wie auch der möglichen Verknüpfungen von Energieflüssen. Zudem werden übergreifende politische Rahmenbedingungen einbezogen.

Im Modell wird das Energiesystem derart abgebildet, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen erfüllt wird und Gleichgewichte auf verschiedenen Konversionsebenen erreicht werden (partiell Gleichgewichtsmodell). Der Modellierungshorizont ist in 5-Jahres-Intervalle unterteilt. Jedes Zeitintervall wird getrennt optimiert, wobei in jede Periode jeweils die Ergebnisse aller vorangehenden Perioden als „Vererbung“ eingehen. Somit unterscheidet sich das IKARUS-Optimierungsmodell von so genannten „Perfect-Foresight“-Modellen wie beispielsweise MARKAL und MESSAGE, bei denen eine simultane Optimierung sämtlicher Perioden erfolgt. Perfect-Foresight Modelle können auf vorgegebene zukünftige Entwicklungen wie beispielsweise die Energieträgerpreise oder die Klimapolitik vorausschauend reagieren. Das Time-Step-Model dagegen ist „kurzsichtig“ und beachtet in jedem Optimierungsschritt zukünftige Veränderungen nicht. Dadurch erhalten Prognose und Projektionen einen realistischeren Charakter. Durch diese Kurzsichtigkeit können auch plötzliche Wechsel in den Energiepreisen, wie es beim Preisschockszenario der Fall ist, gut untersucht werden.

Im Modell wurden Beschränkungen für importierte Energieträger wie Kohle sowie, basierend auf heimischen Potentialen, für fossile und erneuerbare Energieträger implementiert. Andere Beschränkungen beruhen auf den politischen Rahmenbedingungen, die durch die Bundesregierung gesetzt wurden, wie beispielsweise der Atomausstieg. Dem Verkehrssektor wurde in unserer Analyse besondere Aufmerksamkeit geschenkt und deswegen anders behandelt. Im Gegensatz zu den anderen Sektoren wurden die Mineralölsteuern auf aktuellem Niveau einbezogen, um das korrekte Verhältnis zwischen Konsumenten- und Importpreisen abzubilden. Zusätzlich wurde eine elastische Verkehrsnachfrage implementiert.

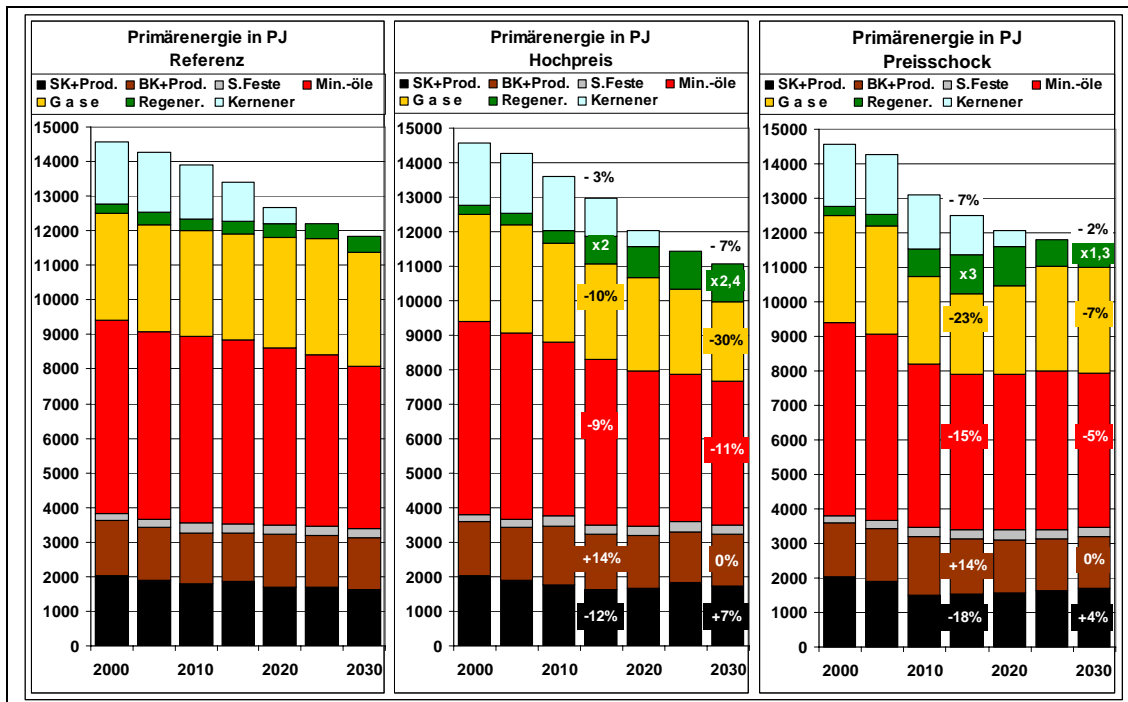
Szenarienergebnisse

Bei den Szenarienanalysen mit Hilfe des IKARUS-Modells führt ein hoher Anstieg der Preise von Mineralöl, Erdgas und Importsteinkohle zu einem signifikanten Rückgang des Primärenergieverbrauchs (siehe Abbildung Z-1). Während der Primärenergieverbrauch im Zeitraum von 2000 bis 2030 im Referenzpreisszenario um 19 % zurückgeht, fällt der Verbrauch im gleichen Zeitraum um 24 % im Hochpreisszenario und um 20 % im Preisschockszenario. Im Vergleich zum Referenzpreisszenario stellt dies ein Rückgang um 7 % bzw. 2 % dar. Der Rückgang im Referenzpreisszenario ist der sozioökonomischen Entwicklung (z.B. Rückgang der Bevölkerung), Strukturwandel in Industriezweigen sowie die autonome technische Entwicklung, die zu einer höheren Energieeffizienz führt, geschuldet. Hinzu kommt eine systematische Komponente durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Diese wird nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieeitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen bspw. erneuerbare Energieträger, abgesehen von der Biomasse, überwiegend mit einem Faktor 1 in die Primärenergiebilanz eingehen.

Der Unterschied zwischen dem Hochpreis- und dem Preisschockszenario ist durch den Relaxationseffekt im Preisschockszenario bedingt, da in diesem Szenario mit den fal-

lenden Energiepreisen nach der Preisspitze im Jahr 2015 auch zu einem Rückgang der durchgeführten Einsparmaßnahmen im Bereich des Primärenergieverbrauches führt. Der Freiheitsgrad der Anpassung sowie insbesondere der Relaxationseffekt hängt wesentlich von der sektorspezifischen technischen Lebensdauer der Infrastruktur ab.

Abbildung Z-1 Primärenergieverbrauch (PJ) im Referenz-, Hochpreis- und Preisschockszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

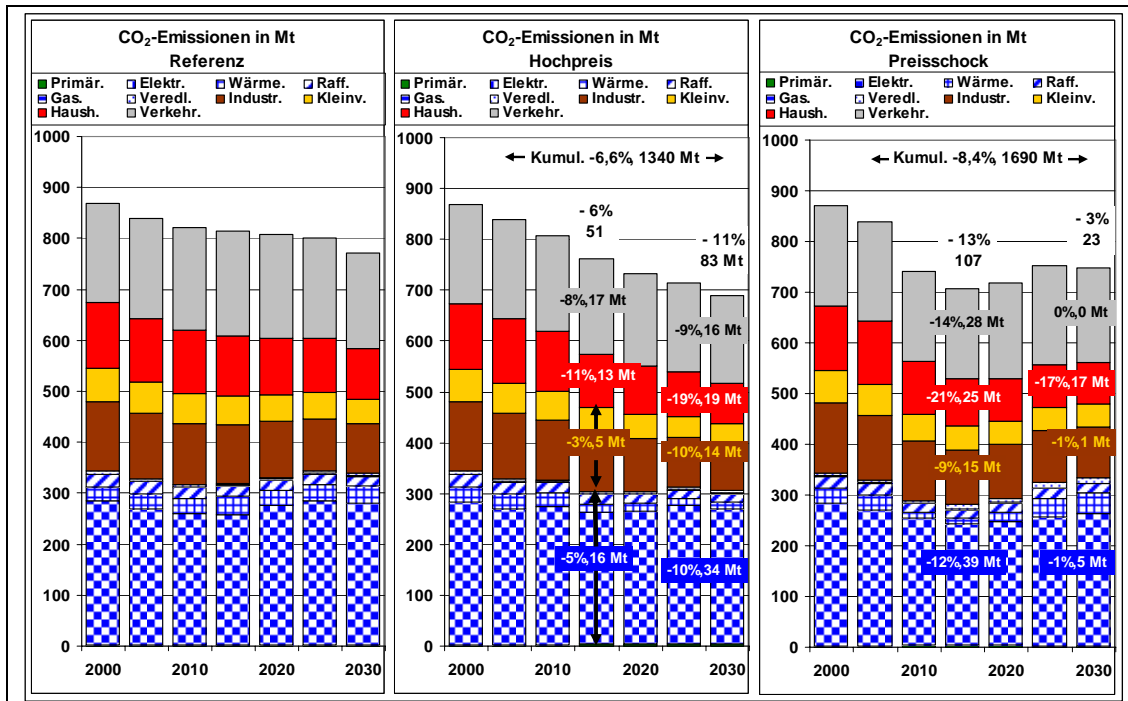
Im Vergleich zum Referenzszenario werden in den beiden Szenarien mit hohen Energiepreisen weniger Mineralölprodukte und insbesondere weniger Erdgas (bis zu -30 %) verwendet. Die Verwendung der heimischen Braunkohle steigt temporär bei steigenden Importpreisen ebenfalls. Nichtsdestotrotz entspricht der Braunkohleverbrauch dem des Referenzszenarios, da das Potential der heimischen Braunkohle begrenzt ist und bereits im Referenzszenario im Jahr 2030 ausgeschöpft wird. Trotz steigender Preise nimmt der Verbrauch von Steinkohle bis 2030 um bis zu 7 % zu. Selbst heimische Steinkohle, welche zurzeit nicht wettbewerbsfähig ist und deren Förderung stark subventioniert wird, kommt sowohl im Hochpreis- wie im Preisschockszenario in begrenzten Maßen zum Einsatz. Interessanterweise wird die heimische Braunkohle in den beiden Szenarien mit hohen Preisen nicht nur im Umwandlungssektor für die Produktion von Strom eingesetzt, sondern nach 2010 bei einem Gleichgewichtspreis von rund 54 US \$₂₀₀₀/bbl auch in der Kohleverflüssigung. Der Anteil der Kohleverflüssigung bleibt jedoch relativ gering (rund 90 PJ Braunkohle entsprechen rund 1 Million Tonnen Mineralölprodukten).

Hohe Preise für fossile Energieträger haben Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen, insbesondere CO₂-Emissionen. Im Referenzpreisszenario fallen die CO₂-

Emissionen in der Periode 2000 bis 2030 um fast 100 Millionen Tonnen jährlich (dies entspricht einer Reduktion von rund 11 %). Die CO₂-Emissionen entwickeln sich in den verschiedenen Szenarien mit hohen Energiepreisen wie folgt (siehe Abbildung Z-2):

- Die CO₂-Emissionen im industriellen Sektor sind generell unelastisch in Bezug auf die untersuchten Energiepreinsniveaus.
- Hohe Energiepreise führen zu signifikanten Emissionsreduktionen, vor allem in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).
- Im Gegensatz dazu haben hohe Energiepreise bei der Stromerzeugung nur eine vergleichsweise geringe CO₂-Reduktion zur Folge. Dies kann hauptsächlich der systematischen Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (hauptsächlich Wind und Biomasse) zugeordnet werden, auch wenn dieser Effekt teilweise durch einen steigenden Trend der Stromproduktion mit Kohlekraftwerken wieder aufgehoben wird. Gleichzeitig geht der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung bei hohen Energiepreisen stark zurück.
- Hohe Energiepreise führen zu einem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (siehe Abbildung Z-1). Im Hochpreisszenario ist dieses Wachstum insbesondere ein Ergebnis eines erheblichen Nutzens der Biomasse und der Windenergie und – zu einem geringeren Anteil – des wachsenden Gebrauchs von Biotreibstoffen im Verkehrssektor. Im Preisschockszenario verdreifacht sich im Vergleich zum Referenzpreisszenario der Verbrauch der erneuerbaren Energieträger und erreicht ein Niveau von rund 1100 PJ bis 2015. Die energetische Nutzung von Biomasse (vor allem in Heizkraftwerken und KWK-Anlagen) spielt eine bedeutende Rolle in diesem Szenario.

Auch in den Sektoren mit hohen Emissionsminderungen im Fall hoher Energiepreise (Haushalte, Verkehr und GHD-Sektor) beruht die Reduktion auf unterschiedlichen Trends. In den Haushalten und dem GHD-Sektor ist die Minderung allein auf technische Maßnahmen zurückzuführen. Im Verkehrssektor hingegen kommt die Wirkung der elastischen Nachfrage hinzu. Die jährlichen Emissionsminderungen im Jahr 2030 sind im Hochpreisszenario signifikant höher als im Preisschockszenario. Dennoch werden im Preisschockszenario zwischenzeitlich höhere Emissionseinsparungen erreicht, welche über den gesamten Modellierungszeitraum zu einer höheren CO₂-Minderung im Preisschockszenario (1690 Mt) als im Hochpreisszenario (1340 Mt) führen, da die Minderungspotentiale zeitlich früher erschlossen werden.

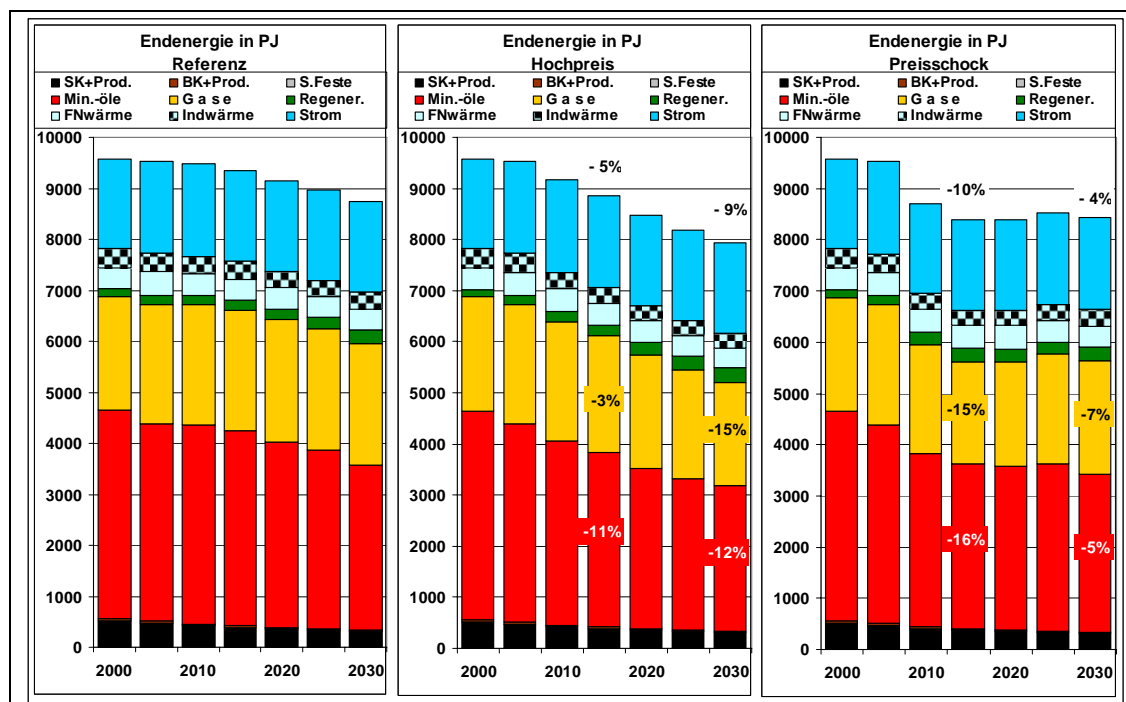
Abbildung Z-2 CO₂-Emissionen (Mt) im Referenz-, Hochpreis und Preisschockszenario

Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

In beiden Szenarien mit hohen Preisen ist die Energieeinsparung im Endverbrauch etwas höher (bis zu -10 %) als im Primärenergieverbrauch (bis zu -7 %) (siehe Abbildung Z-3). Insbesondere der Verbrauch an Erdgas und Mineralölprodukten sinkt aufgrund der höheren Preisniveaus.

Der Betrag der verschiedenen Sektoren an der Einsparung im Endenergieverbrauch unterscheidet sich erheblich. Der Haushaltssektor trägt generell am meisten zu dieser Einsparung bei, er wird gefolgt vom Verkehrssektor, GHD-Sektor und dem Industriesektoren. Auch im Bereich der Endenergienachfrage ist dies technischen Maßnahmen und zusätzlich der elastischen Verkehrsnachfrage geschuldet. Die Lebensdauer der technischen Maßnahmen ist ein wesentliches Kriterium für die Langzeitwirkung von Einsparmaßnahmen. Im Preisschockszenario erreicht die Endenergienachfrage für Industrie und Verkehr bis 2030 wieder das Niveau des Referenzszenarios. Andererseits bleiben die Einsparungen in den Haushalten und im GHD-Sektor erhalten. Dies resultiert hauptsächlich aus der besseren Isolierung im Gebäudebereich, dessen technische Lebensdauer über 30 Jahre liegt und deswegen auch entsprechende Langzeiteffekte zeigt.

Abbildung Z-3 Vergleich des Endenergieverbrauchs (PJ) nach Endenergieträgern



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die zusätzlichen thermischen Einsparungen im Haushaltssektor führen zu einer Abnahme der Nachfrage nach Nutzenergie um rund 150 PJ im Jahr 2030 im Hochpreisszenario. Dies stellt im Vergleich zum Referenzszenario eine Reduktion von rund 10 % dar. Im Preisschockszenario erfolgt die Nachfrageabnahme schneller und ihr Effekt ist größer (-170 PJ im Jahr 2030).

Analyse mit Hilfe des Investitionsmodells für den Stromsektor ELIAS

Ergänzend zu der Modellanalyse im IKARUS-Modell wurde eine Sektoranalyse der Stromerzeugung mit dem ELIAS-Modell durchgeführt. ELIAS basiert auf einzelwirtschaftlichen Betrachtungen, die die Investitionsentscheidungen von Wirtschaftssubjekten bestimmen. Diese schließen beispielsweise die Umsetzung des Emissionshandelsystems oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein.

Modellbeschreibung

Das ELIAS-Modell (Electricity Investment Analysis) fokussiert auf den Stromsektor, da dieser Sektor wesentlich zu den Gesamtemissionen beiträgt und erhebliche Investitionen in den nächsten Jahren aufgrund des Atomausstiegs und des Ausscheidens alter Kraftwerke notwendig sein werden. Der Stromsektor wird durch einen langlebigen Kapitalstock charakterisiert; dementsprechend werden heutige Investitionen künftige Emissionen maßgeblich beeinflussen. Mit ELIAS können Politikinstrumente bewertet werden, die den zukünftigen Technologiemit im Kraftwerkssektor beeinflussen. Politikinstrumente können mit einer großen Detailtiefe abgebildet werden, um verschiedene Ausgestaltungsoptionen vergleichen zu können, beispielsweise unterschiedlichen Zuteilungsregeln im Emissionshandelssystem.

Das ELIAS-Modell berechnet die benötigte neue Kraftwerkskapazität im Stromsektor auf Grundlage eines Stock-Exchange-Ansatzes, der diejenigen Kraftwerke ermittelt, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen, sowie der erwarteten Entwicklung der Stromnachfrage. Die sich daraus ergebende Zubaulücke wird durch Investitionen in neue Kraftwerke gedeckt. Es wird angenommen, dass die Wirtschaftssubjekte in die Technologien mit den geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten zur Stromerzeugung investieren. Die Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten berücksichtigt fixe und variable Kosten, Brennstoffkosten sowie Kosten und Erlöse, die sich aus Politikinstrumenten wie dem Emissionshandel oder dem Kraft-Wärmekopplungsgesetz (KWKG) ergeben.

In der Realität sind Investitionen nicht auf die eine billigste Technologie beschränkt; um den so genannten Penny-Switching-Effekt zu vermeiden, werden ebenfalls Kraftwerke im Modell zugebaut, die nicht die kostengünstigste Option darstellen. Der Zubau erfolgt mit abnehmenden Kapazitäten in Abhängigkeit von der Kostendifferenz zur kostengünstigsten Option. Der Zubau bestimmter Technologien kann im Modell beschränkt werden. Dies ist beispielsweise für Wasserkraft- oder Braunkohlekraftwerke der Fall, deren Zubau durch die verfügbaren Ressourcen beschränkt wird. Es wird angenommen, dass keine neuen Kernkraftwerke in Deutschland errichtet werden.

Das Referenz- und das Hochpreisszenario wurden mit Hilfe des ELIAS-Modells berechnet. Da das ELIAS-Modell auf dem „Perfect Foresight“-Prinzip beruht, wurde das Preisschockszenario nicht modelliert, da die Modellierung zu keinen aussagekräftigen Ergebnissen führen würde.

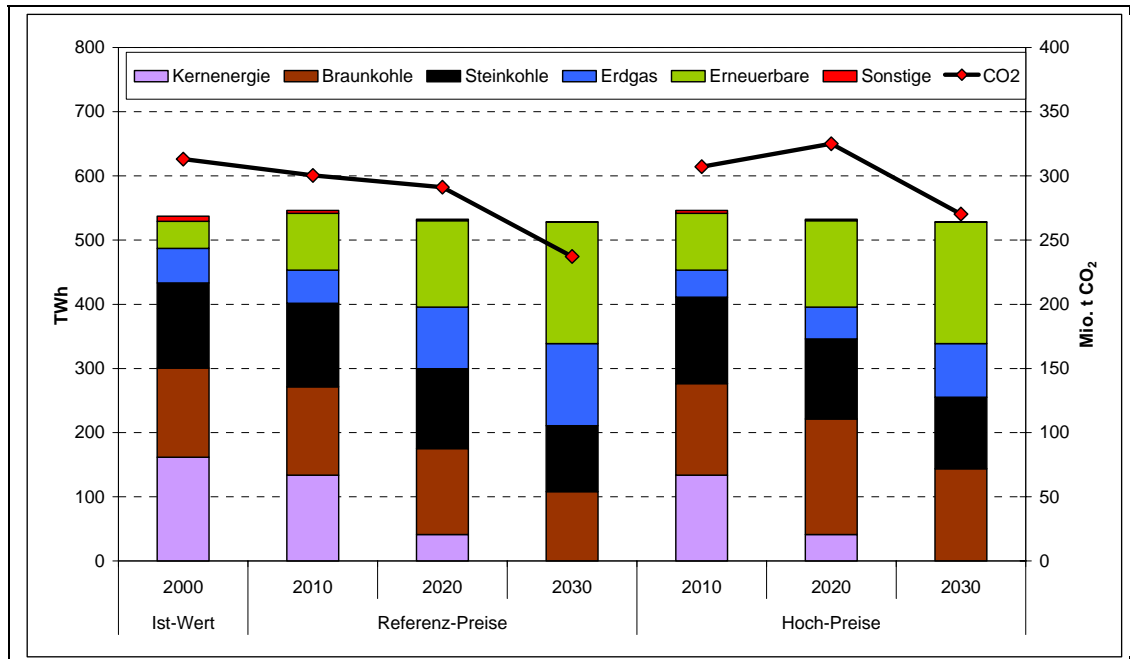
Szenarioergebnisse

Es wird angenommen, dass die systematische Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Zielvorgaben folgen wird, die bislang (politisch) diskutiert werden und dass die entsprechenden unterstützenden Maßnahmen im Zeitverlauf angepasst werden, so dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf fast 190 TWh ansteigen wird. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen wird in allen Szenarien wesentlich durch die Zunahme der Erneuerbaren in Verbindung mit dem Atomausstieg charakterisiert.

- Im Referenzpreisszenario, in dem angenommen wird, dass die Zuteilung für Neuanlagen auch weiterhin auf Basis des Ansatzes der ersten Handelsperiode (2005-2007) in Deutschland vorgenommen wird (brennstoffspezifische Zuteilung und langjährige Befreiung von einem Erfüllungsfaktor), nehmen die CO₂-Emissionen relativ stetig im Zeitverlauf ab. Im Jahr 2030 liegen die CO₂-Emissionen rund 75 Millionen Tonnen unter dem Wert des Jahres 2000 (siehe Abbildung Z-4).
- Im Hochpreisszenario nehmen die CO₂-Emissionen um rund 6 Millionen Tonnen bis 2010 ab und steigen dann um 18 Millionen Tonnen bis 2020 – bedingt durch den Atomausstieg und die verringerte Attraktivität der Stromerzeugung aus Erdgas – und nehmen danach wiederum um rund 55 Millionen Tonnen in

der Dekade bis 2030 ab. Dies entspricht insgesamt einer Emissionsminderung von 43 Millionen Tonnen CO₂ im Vergleich zum Jahr 2000.

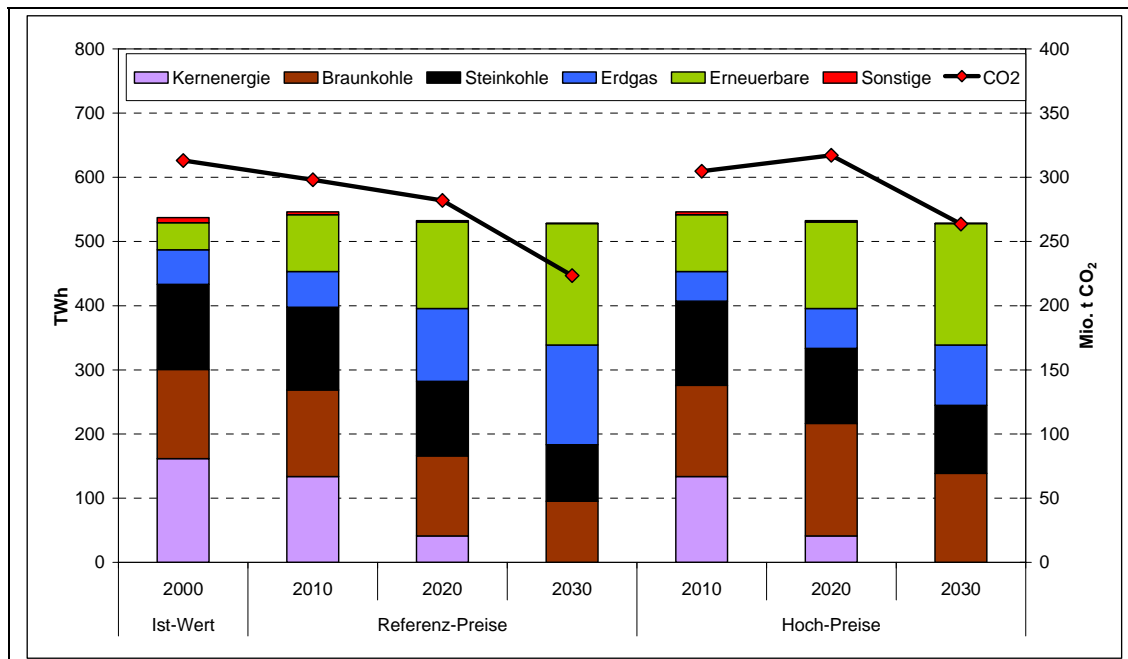
Abbildung Z-4 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

- Im Referenzpreisszenario fallen die CO₂-Emissionen um rund 90 Millionen Tonnen CO₂ im Zeitraum bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2000, unter Annahme eines idealen Emissionshandelssystems, in dem Emissionsberechtigungen für Neuanlagen versteigert werden (siehe Abbildung Z-5).
- Im Hochpreisszenario sind die Emissionsminderungen auch im Auktionierungsfall deutlich geringer und vergleichbar dem Hochpreisszenario unter gegenwärtigen Zuteilungsregeln. Die Reduktion ist rund 50 Mt CO₂ niedriger als im Szenario mit Referenzpreisen und Auktionierung.

Abbildung Z-5 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionsierung), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Veränderungen der Emissionsniveaus werden im Wesentlichen durch die wirtschaftliche Situation von Kohle- und Erdgaskraftwerken einerseits und der wirtschaftlichen Attraktivität der Kraft-Wärmekopplung andererseits bestimmt.

In den Hochpreisszenarien nimmt die wirtschaftliche Attraktivität der Erdgasverstromung deutlich ab. Die Stromerzeugung aus Erdgas verdoppelt sich im Referenzpreisszenario unter Annahme, dass das gegenwärtige Zuteilungsmodell fortgeführt wird, und verdreifacht sich bei der Einführung der Auktionsierung der Emissionsberechtigungen. Die Erdgasverstromung in den Hochpreisszenarien nimmt jedoch durch eine volle Bepreisung der CO₂-Emissionen nur geringfügig zu.

Der Anteil der KWK-Stromerzeugung nimmt hingegen bei steigenden Energiepreisen und vollständiger CO₂-Bepreisung zu. Der KWK-Anteil in Bezug auf die Gesamtstromerzeugung steigt auf deutlich mehr als 20 % im Jahr 2030.

Vor dem Hintergrund, dass die Ergebnisstrukturen der IKARUS-Modellrechnungen für das Teilsegment der Stromerzeugung zum Teil sehr ähnlich zu den ELIAS-Rechnungen in Bezug auf diese Grundscenarien sind und zum Teil deutlich von Ergebnissen aus ELIAS abweichen, wurde eine Reihe von Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, um solche Unterschiede zu verringern und den Effekt unterschiedlicher Parameter auf die Ergebnisse zu quantifizieren.

Die erste Sensitivitätsanalyse beleuchtet die unterschiedlichen unterstellten Verzinsungsansprüche. Während ein Verzinsungsanspruch von 10 % oder mehr für einzelwirtschaftliche Analysen angesetzt werden muss, basieren volkswirtschaftliche Modellrech-

nungen auf Zinssätzen von ungefähr 5 %. Variationen dieser Parameter führen zu Änderungen der Ergebnisse in der Größenordnung von rund 10 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2030.

Eine zweite Sensitivitätsanalyse betrifft die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, wenn diese Erzeugung nicht exogen vorgegeben wird, sondern einzelwirtschaftlichen Erwägungen unterliegt, von denen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterhin die wichtigste Rahmenbedingung ist. Da die EEG-Einspeisevergütungen sich an den Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien orientieren, gibt es nur einen geringfügigen Unterschied bei einem solchen Ansatz zwischen der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreisszenario und im Hochpreisszenario, wenn die CO₂-Kosten von Neuanlagen – wie im gegenwärtigen deutschen Zuteilungsmodell – überwiegend nicht bei den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden. Diese Situation ändert sich grundlegend, wenn die Attraktivität von Investitionen in neue fossil-betriebene Kraftwerke durch volle CO₂-Bepreisung deutlich abnimmt. Als Ergebnis nimmt das Niveau der erneuerbaren Stromerzeugung deutlich zu.

Eine dritte Sensitivitätsanalyse wurde hinsichtlich der Technologieparametrisierung durchgeführt, wobei hier die im IKARUS-Modell verwendeten Anlagendaten exemplarisch in das ELIAS-Modell übernommen wurden. Es zeigt sich, dass der prognostizierte Ausbau der KWK im Modell ELIAS auch bei Verwendung der IKARUS-Kraftwerkparameter höher ist, als im Modell IKARUS projiziert. Ebenso ist der Anteil der Erdgasverstromung höher, welches z.T. ebenfalls auf den Einsatz der KWK zurückgeführt werden kann, da die KWK die gestiegenen Brennstoffpreise teilweise durch die Wärmegutschrift kompensieren kann. Diese systematischen Unterschiede sind der unterschiedlichen Modellphilosophie geschuldet. Die resultierenden CO₂-Emissionen nähern sich jedoch bei beiden Modellen im Jahr 2030 an.

Im Gegensatz zum Wohnungs- und Verkehrsbereich führen hohe Energiepreise im Stromsektor nicht zu signifikanten Emissionsminderungen. Grundsätzlich sind die CO₂-Emissionen im Falle hoher Energiepreise höher als im Referenzszenario, aber eine Minderung im Vergleich zum Basisjahr kann aufgrund der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien und den Ausbau der KWK dennoch erreicht werden. Der Stromsektor reagiert jedoch sehr sensitiv auf die Bepreisung von CO₂-Emissionen, insbesondere im Referenzpreisszenario kann durch eine andere Ausgestaltung des Emissionshandels (Auktionierung statt brennstoffdifferenzierte Zuteilung) eine erhebliche Emissionsminderung erreicht werden.

Executive Summary

Prices of oil and other fossil fuels on global markets have reached a high level in recent years. These levels were not able to be reproduced on the basis of scenarios and prognoses that have been published in the past. New scenarios, based on higher energy price trajectories have appeared only recently (EIA 2006b; EWI/Prognos 2006; IEA 2006). However, the future role of various energy carriers and technologies in energy-economic scenarios will greatly depend on the level of energy prices. This is particularly true of scenarios that are developed with the help of energy models. Therefore, an analysis of the impact of high energy prices on long-term scenarios for Germany has been undertaken. For this purpose the German Federal Environment Agency (Umweltbundesamt) contracted Öko-Institut, the German Institute for Economic Research (DIW) and Forschungszentrum Jülich to develop a series of three energy price scenarios has been developed which constitutes the basis for the analysis using two different models. Whilst an optimisation of the whole energy system in Germany was carried out using the IKARUS energy systems model, the ELIAS model was used to analyse the trends emerging from microeconomic investment decisions in the electricity industry.

Energy Price Scenarios

In 2003, the price of crude oil started to increase sharply and reached about 80 US \$/bbl in the summer of 2006. In nominal terms this constituted a new historical price peak. If corrected by price increases arising from general inflation, the price was not as high as that at the end of the 1970s. Accounting for productivity and respective income increases during the last 35 years, the increase of working time needed to buy one barrel of oil is still moderate. Higher energy efficiency additionally dampened the impact of higher oil prices. Macroeconomic effects due to the oil price shock were also dependent on the behaviour of central banks. They did not react with sharp interest rate increases on this occasion, because the inflation path did not lead to a wage price spiral. Central banks - especially in Japan and the USA - may even have contributed to the recent oil price shock by means of their low interest rate policy. The created liquidity thus moderated the crisis of the stock markets after 2000. Therefore, three years of high prices did not initiate a worldwide recession as happened after the price shock at the end of the 1970s. Economic growth remained high, especially in Asia and the USA. In Europe - even in Germany - growth recovered after five years of stagnation in 2006. This dampened the effects of high oil prices on economic growth and on oil demand worldwide. If oil supply growth really lagged behind demand, oil prices would temporarily increase until a level is reached which triggers the reduction of oil demand that would be necessary to balance global demand and supply – if necessary by a recession. Such a development has not taken place to date. After a peak in the summer of 2006, the oil price dropped to below 60 US \$/bbl in the autumn of 2006, then recovered and dropped again substantially at the end of the year. One reason for this may be that the US central bank raised interest rates and that economic growth in the United States has started to slow down. To prevent a further drop of prices, OPEC countries reduced their production for the first time since the autumn of 2003 (by 1.2 mbd) and announced that they would re-

duce it further in February 2007 (by 0.5 mbd). Nevertheless, the prices continued to fall at the beginning of 2007.

More remarkable than the moderate effect of past oil price increases on world economic growth has been its effect on long-term oil price forecasts. Before the price started to explode at the end of 2003, the aim of the OPEC was to stabilise the oil price at about 25 US \$/bbl. For most analysts this was an ambitious target, since the marginal costs of oil production and the benchmark of oil companies for new projects was far below that level. Past predictions by some geologists that oil production would peak some years from now or had just peaked were not taken seriously by most policy makers. This has changed as a result of the price shock. Now most analysts and politicians interpret the oil price shock not as a temporarily peak of a long-term price fluctuation as in the past, but as a signal of a fundamental change in the oil markets induced by the higher than projected demand (especially by China) and a limited supply (due to a lack of sufficient resources or investments in major producer countries). By the end of 2005, the EIA changed its price assumptions dramatically; in 2006 the IEA did the same. The reasons offered by both the EIA and IEA to explain these changes in their price assumptions were investments in oil exploration and production facilities being lower than previously assumed, and were not changed assumptions of recoverable resources. In its world energy outlook of 2006, the IEA projects crude oil prices of about 60 US \$₂₀₀₅ in 2030.

There is no certainty about the development of oil prices in the coming months and years or as to whether they will rise or fall moderately or sharply. Our knowledge of technological and political development, elasticities of demand during different stages of economic development, the amount of recoverable resources, the long-term effectiveness of OPEC and, last but not least, the interdependence of spot and future markets make it nearly impossible to predict oil prices with an appropriate degree of accuracy. Therefore, it is more helpful to refrain from making such predictions. If assumptions about oil prices are necessary, scenarios of possible developments can be sketched.

High oil and energy prices may have important effects on the level and structure (by energy carriers) of energy consumption and production and thus on CO₂ emissions. To explore these effects in detail we sketched as a first step in this study three possible price scenarios: a reference scenario with a moderate price development, a scenario with high prices and a scenario with a sharp price peak. As we assume that oil will remain the most important energy carrier worldwide up to 2030 and oil prices will therefore remain the best indicator of the world energy situation, our scenarios start with assumptions of oil price developments (in US \$/bbl) which are then translated into import and consumer prices for crude oil and energy products in Germany in Euro. Based on crude oil prices in US dollars, the development of the cross-border import prices in Euro for crude oil, natural gas, hard coal and mineral oil products were determined from an analysis for the last 30-35 years of currency relations between US dollars and Euro (1.1 US\$/€) and price relations of mineral oil products, natural gas and hard coal as compared to crude oil. This analysis justifies the simple assumption of long-term constant relations for the future.

Table S-1 Scenarios of crude oil price developments up to 2030 in US \$₂₀₀₀/bbl

Scenario	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Reference	28.4	48.7	28.0	30.0	32.0	34.0	37.0
High prices	28.4	48.7	54.1	63.7	73.3	77.9	82.5
Spike	28.4	48.7	105.0	105.0	62.0	34.0	37.0

Sources: EIA 2006b; EWI/Prognos 2005; Goldman Sachs 2005

As a reference, the moderate price development according to EWI/Prognos is used (EWI/Prognos 2005). EWI/Prognos assumes that overall low cost conventional and unconventional oil reserves and resources are ample enough to dampen oil prices until 2030. Accordingly, they assume that crude oil prices will fall to 28 US \$₂₀₀₀/bbl by 2010 and will only moderately increase thereafter to 37 US \$₂₀₀₀/bbl in 2030. Nevertheless, even if enough oil reserves and resources exist, the question remains as to whether enough capital will be invested to exploit that potential so that supply and demand will be balanced in the period up to 2030.

Political instability in important oil producer countries (especially in Nigeria, Iraq, Iran and Venezuela), and also a growing resource nationalism in other countries (e.g. Russia) could result in lower investments in the oil sector than were assumed some years ago. The result could be an ongoing supply shortage as well as high oil prices and further increases therein – as assumed in the high price scenario (EIA 2006a; EIA 2006b).

A political crisis in an important oil producer country could drive prices even higher than is assumed in the high price scenario. Goldman Sachs sketched such a spike scenario (Goldman Sachs 2005). In this scenario it is assumed that prices rise until demand is reduced so that capacity reserves in oil production and in the refinery sector result. We assume that in such a case the high risk premiums incorporated in oil prices today will shrink to a normal level and oil prices will fall to the moderate price level in the reference scenario.

Analysis using the IKARUS Energy Systems Model

Model Description

The IKARUS bottom-up model is deployed in our research project in order to examine the effects of different price scenarios. The IKARUS model is a time-step dynamical linear optimisation model which maps the energy system of Germany in terms of cross-linked processes from primary energy supply to energy services. A large number of technological options are included along with the corresponding emissions and costs as well as possible networks of energy fluxes. In addition, general political set-ups are considered.

Within the model, the energy system is mapped in such a way that the demands for energy services are fulfilled; equilibria are formed on various intermediate conversion levels (partial equilibrium model). Its time horizon is divided into five-year intervals. Each time interval is optimised by taking into account the past stock change resulting from all

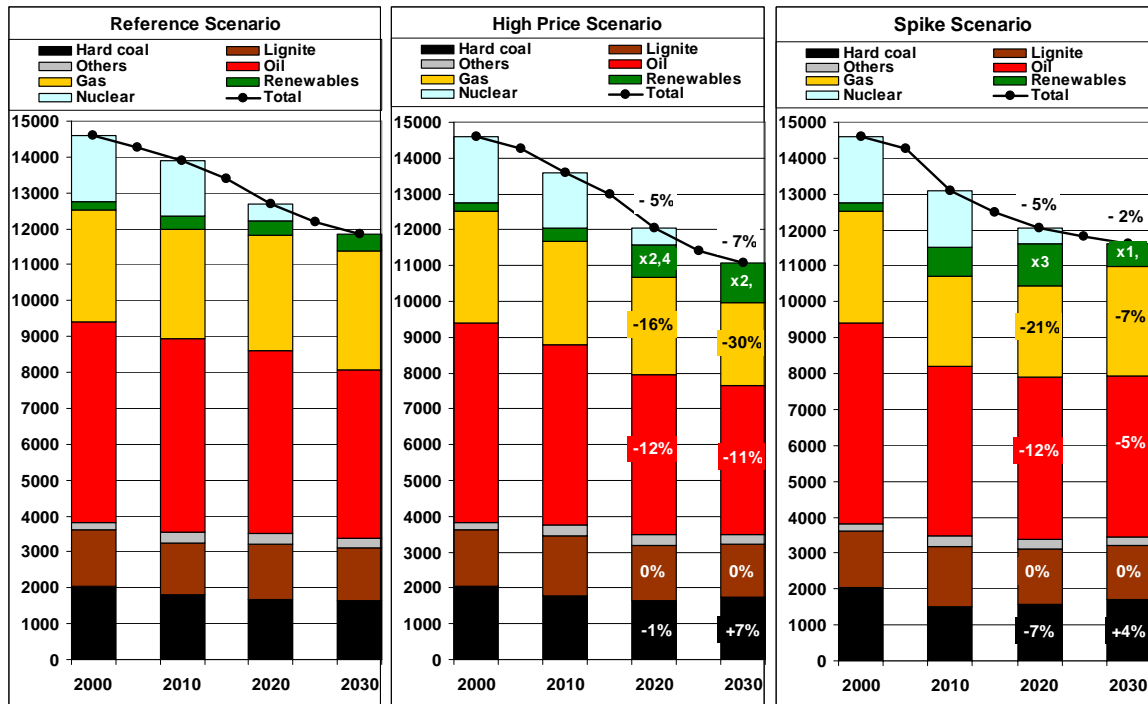
previous periods in a separate dynamic program module. Thus, the model does not follow a perfect foresight approach, where the model in principle “knows” all the future parameters and boundary conditions. Perfect foresight models can react on exogenously given future changes in advance of these changes taking place (e.g. prices of energy carriers, climate gas reduction policy). Well-known energy systems models that employ a perfect foresight optimisation approach are MARKAL and MESSAGE. The time-step model is, however, myopic and does not take into account future changes in each optimisation step. It is thus a model in which prognosis and projection have a more realistic character. Due to its myopic character, the model is well-suited to examine reactions on various energy price scenarios, including sudden changes like a price shock.

Besides limitations on quantities of imported energy carriers like coal, other restrictions based on domestic potentials for fossil and renewable energy carriers and the political framework set by the Federal Government form part of the model (e.g. the phase-out of nuclear energy). The transport sector has received special attention in our analysis and has therefore been treated differently. In contrast to the other sectors, fuel taxes at the current level have been included in the transport sector to account for the correct relation of consumer and import prices. In addition, an elastic demand for transport has been incorporated.

Scenario Results

In the scenario analyses using the IKARUS model, high increases in the prices of mineral oil, natural gas and imported hard coal lead to a significant reduction in primary energy consumption (see Figure S-1). Whilst primary energy consumption decreases by 19 % in the period from 2000 to 2030 in the reference price scenario, it drops by 24 % (high price scenario) and 20 % (spike scenario) in the price scenarios within the same time period. In comparison to the reference price scenario, this corresponds to a reduction of about 7 % and 2 % respectively. The decrease in the reference scenario is due to socio-economic data (e.g. population decline), sector-specific structural change in the industry and in the commercial sector as well as autonomous technological progress that leads to an increase in energy efficiency. However, there is also a systematic effect due to the accounting of TPES according to the physical energy content method. The phase-out of nuclear power and the simultaneous increase of the share of renewables result in a reduction of TPES. The differences between the two price scenarios can above all be traced back to the relaxation effect in the spike scenario, whereby the implementation of measures which conserve primary energy markedly decreases following the subsidence of the price shock after 2015. The degree of freedom for adaptation and in particular for the observed relaxation effects depends largely on technical lifetimes which differ for the different sectors.

Figure S-1 Total primary energy supply (PJ) in the reference, high price and spike scenario



Sources: Calculations Forschungszentrum Jülich

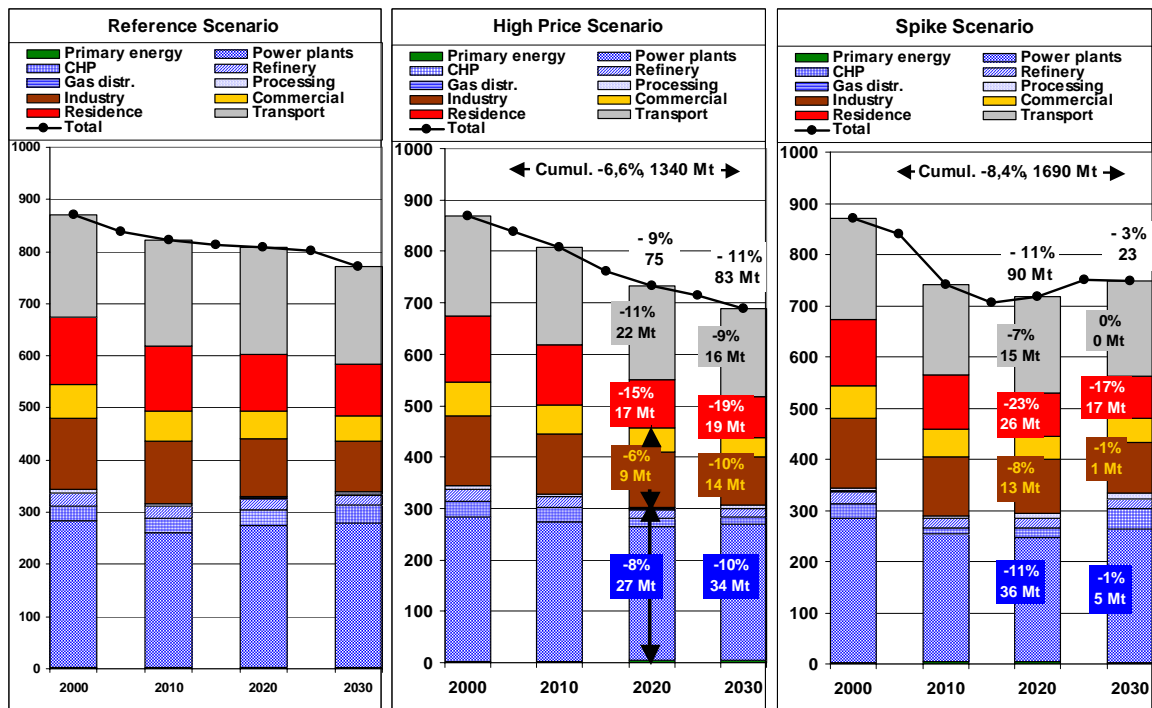
In comparison to the reference scenario, there is a significantly reduced application of oil products and especially natural gas (up to -30 %) in the price scenarios. The use of domestic lignite temporarily increases with increasing import prices. However, at the end of the time horizon it equals the level of the reference scenario again, as a result of the limited availability of lignite whose potential is already fully utilised in the reference scenario in 2030. In spite of price increases, the use of hard coal rises up to 7 % in the period 2030. Even domestic hard coal, which is currently not competitive and is highly subsidised, is used again to a limited extent in the price scenarios. An interesting feature of the price scenarios is that domestic lignite is not only used in the conversion sector for electricity production, but also for coal liquefaction, serving as a backstop technology after 2010, corresponding to a break-even price of crude oil of approximately 54 US \$₂₀₀₀/bbl. However, the share of coal liquefaction remains relatively small (about 90 PJ of lignite corresponding to about 1 million tons of oil products).

An important aspect of higher prices for fossil energy carriers is the impact on emissions, in particular carbon dioxide. In the reference price scenario CO₂ emissions fall by almost 100 million tons per year in the period from 2000 to 2030 (this corresponds to a reduction of about 11 %). The following effects on the abatement of CO₂ emissions result from the scenario analyses using the IKARUS model (see Figure S-2):

- The CO₂ emissions in the industry sector are generally inelastic with regard to both energy price levels.

- High energy prices produce significant emission abatements, above all in the residential, transport and commercial sectors.
- In contrast, high energy prices in the electricity production sector only produce comparatively low CO₂ abatements. These can predominantly be attributed to the systematic increase in electricity production from renewable energy sources (mainly wind and biomass), although they are partly compensated by an increasing trend towards coal-fired electricity production. Electricity production from natural gas is strongly reduced at the same time.
- High energy prices lead to an increase in the share of renewable energies within TPES (see Figure S-1). In the high price scenario, this enhancement is in particular the result of a substantial use of biomass and wind, and, to a lesser extent, an increase in biofuels in the transport sector. In the spike scenario, the use of renewable energy carriers triples in comparison to the reference scenario and reaches a level of about 1100 PJ in the period to 2015. The energetic use of biomass (mainly in heating and CHP plants) plays an important role in this scenario.

The trends that vary between sectors also need to be emphasised. High energy prices lead to significant emission abatements, above all in the residential, transport and commercial sectors. In the residential and commercial sectors this reduction of CO₂ emissions is due to technical measures only; in the transport sector it includes effects from an elastic demand as well. It should be noted that the two high price alternatives affect measures in very different ways over time. The annual emission savings in 2030 are markedly higher in the high price scenario than in the spike scenario. Greater emission savings are, however, temporarily achieved in the spike scenario; cumulatively, these lead to a significantly higher reduction of CO₂ emissions in the spike scenario (1690 Mt) than in the high price scenario (1340 Mt), since they are realised sooner.

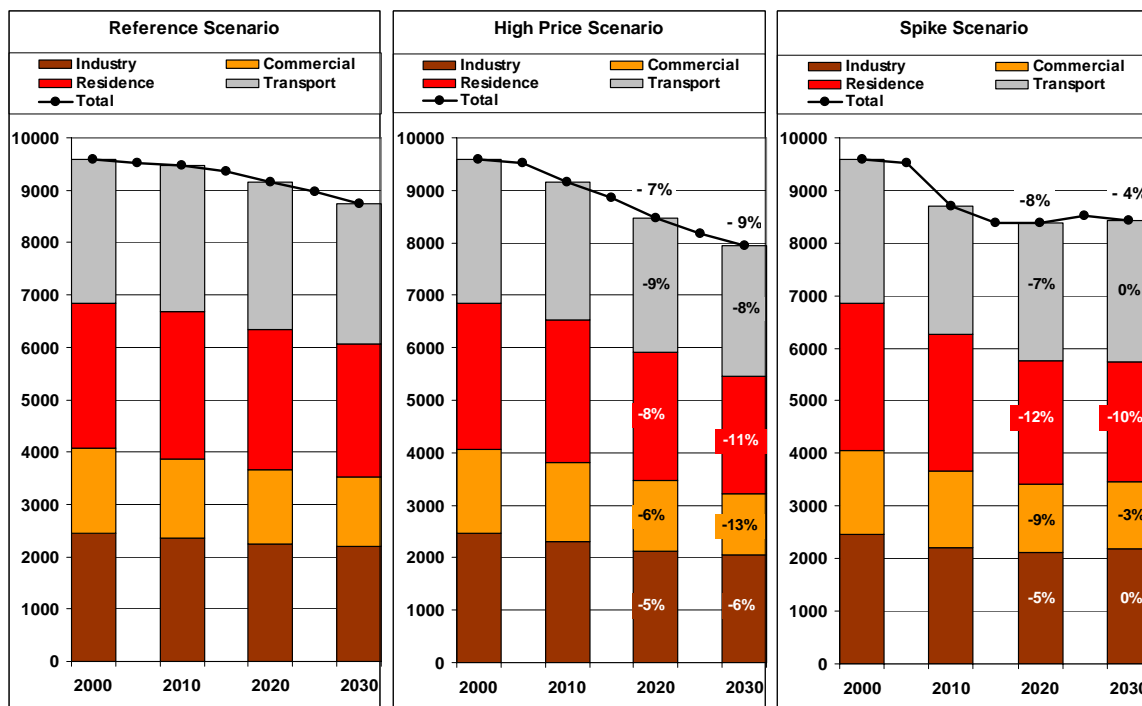
Figure S-2 CO_2 emissions (Mt) in the reference, high price and spike scenario

Source: Calculations Forschungszentrum Jülich

The energy savings in the end-use sectors are somewhat higher (up to -10 %) than for the primary energy consumption (up to -7 %) in the two price scenarios (see Figure S-3). In particular, the use of natural gas and oil products decreases as a result of the higher price levels.

The contribution of each sector to final energy savings shows sizeable differences. In general the residential sector contributes the most to these savings followed by the transport, commercial and industry sectors. Again, the reduction of final energy consumption is due to technical measures and in addition an elastic demand for transport. The lifetime of technical measures is an important criterion of whether the energy saving will persist in the long run or whether corresponding relaxation effects will occur. In the spike scenario, the final energy consumption of industry and transport adjusts to the reference scenario again up to 2030 on the one hand. On the other hand, the savings remain preserved in the household sector and partly so in the commercial sector. This is mainly due to improvements to the thermal insulation of buildings whose technical lifetimes are beyond 30 years and show therefore a corresponding long-term effect.

Figure S-3 Final energy consumption (PJ) in the reference, high price and spike scenario



Source: Calculations Forschungszentrum Jülich

The additional thermal savings in the residential sector lead to a decrease in useful energy demand of about 150 PJ in the high price scenario in 2030. This corresponds to a decline of approximately 10 % compared to the reference scenario. In the spike scenario, the reduction of useful energy consumption in the residential sector occurs more quickly and its impact on the demand for useful energy is also greater (-170 PJ in 2030).

Analysis using the ELIAS Electricity Sector Model

Complementary to the model analysis in the IKARUS model, a sector analysis of electricity production was undertaken using the ELIAS model. ELIAS is based on micro-economic considerations determining the investments of economic subjects. These include, for instance, the implementation of the emissions trading scheme or the German Renewable Energy Act (EEG).

Model Description

The ELIAS (Electricity Investment Analysis) model focuses on the electricity sector, since this sector contributes substantially to overall emissions and major investments are necessary in the years ahead due to the nuclear phase-out as well as the decommissioning of old power plants. The power sector is characterised by a long-living capital stock; today's investments will significantly influence future emissions. ELIAS allows for the evaluation of political instruments which influence the future technology mix in the power sector. Political instruments can be represented in great detail to enable the

comparison of diverse design options, e.g. different allocation rules within the emissions trading scheme.

The ELIAS model calculates the amount of new capacity to be added in the electricity sector on the basis of a stock-exchange approach, identifying power plants which will come to the end of their useful life and the expected development of the electricity demand. The ensuing capacity gap is covered by investment in new power plants. It is assumed that the economic subjects invest in the technologies with the lowest average electricity production costs. The calculation of electricity production costs takes into account fixed and variable costs, fuel prices as well as costs and benefits resulting from political instruments such as the emissions trading scheme or the German CHP Act (KWKG).

In the real world, investment is not limited to the one cheapest technology; to avoid the so-called penny-switching effect, the construction of power plants that do not constitute the cheapest option are also contained within the model, with decreasing capacities depending on the electricity production cost difference to the cheapest option. The construction of certain technologies may be restricted within the model. This is the case, for example, in hydro energy or lignite mining, which are limited by available resources. It is assumed that no new nuclear power plants will be built in Germany.

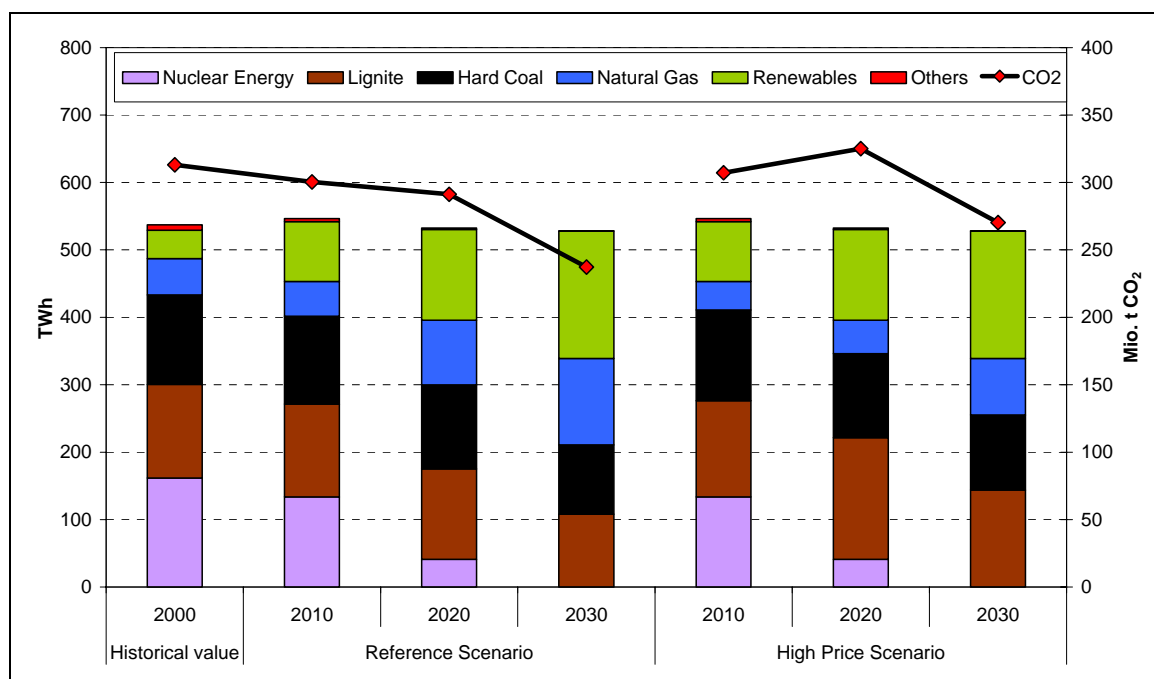
The reference and the high price scenarios have been modelled using the ELIAS model. Since ELIAS is a model based on *perfect foresight*, the spike was not modelled since it would not lead to meaningful results.

Scenario Results

It is assumed that the systematic increase of electricity production from renewable energies will follow the goals discussed (politically) up to now and that the corresponding support measures are adapted in the course of time to increase the electricity production from renewable energies to almost 190 TWh in 2030. The development of CO₂ emissions in all scenarios is largely characterised by this increase of renewables in combination with the nuclear phase-out.

- In the reference price scenario when it is assumed that allocation to new entrants continues according to the approach adopted in the first trading period (2005-2007) in Germany in the allocation of carbon credits (fuel-specific allocation and long-term allocation guarantees), CO₂ emissions decrease relatively steadily over time. In 2030, the level of CO₂ emissions is around 75 million tons under the value of 2000 (see Figure S- 4).
- In the high price scenario, CO₂ emissions decline by around 6 million tons by 2010, rising again by 18 million tons by 2020 – caused by the phasing-out of nuclear energy and the diminishing attractiveness of natural gas-fired electricity production – and declining once again after that by around 55 million tons in the period up to 2030 (this corresponds to an overall emission reduction of 43 million t CO₂ in comparison to 2000).

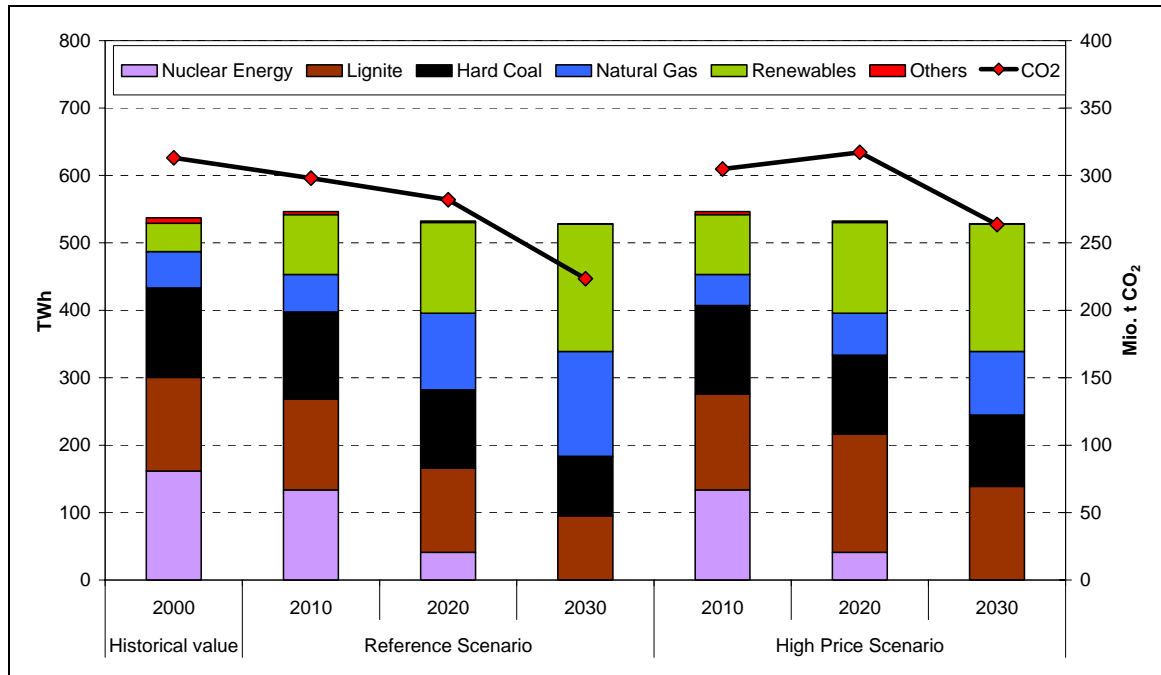
Figure S- 4 Net electricity generation and CO₂ emissions for the reference and high price scenario assuming current ETS allocation provisions



Source: Calculations Öko-Institut

- In the reference price scenario when an ideal type of emissions trading scheme is assumed in which emission allowances for new entrants is auctioned, CO₂ emissions fall by around 90 million t CO₂ in the period up to 2030 vis-à-vis the year 2000 (see Figure S-5).
- In the high price scenario emission reductions are significantly lower even if auctioning is assumed (the reduction is – compared to the scenario with reference prices and auctioning - roughly 50 Mt CO₂ lower) and comparable to the high price scenario under current allocation rules.

Figure S-5 Net electricity generation and CO₂ emissions for the reference and high price scenario assuming an ETS with full auctioning



Source: Calculations Öko-Institut

Changes in the levels of emissions are essentially due to the economic situation of coal- and natural gas-fired electricity production on the one hand and the economic attractiveness of cogeneration on the other hand.

In the high price scenarios, the economic attractiveness of natural gas-fired electricity production declines markedly. Electricity production from natural gas doubles in the reference price scenario when the allocation model is applied that is currently used, and triples when auctioning is introduced. Yet natural gas-fired electricity production only slightly increases in the high price scenarios, even when full pricing of CO₂ emissions takes place.

In contrast, the share of electricity produced via CHP increases when energy prices rise and full CO₂ pricing occurs; its share in terms of the total electricity production expands to significantly more than 20 % in 2030.

Against the background of the fact that the result structures of the IKARUS model calculations (for the sub-segment of electricity production) are partly very similar to, and partly diverge markedly from, the ELIAS calculations with regard to the basic alternatives, a series of sensitivity calculations were carried out to reduce such differences and to quantify the effect of different parameters on the results.

The first sensitivity analysis for the purpose of the ELIAS model calculations addresses the differences in imputed interest rates. Whilst an entitlement to an interest rate of 10 % or more must be applied in microeconomic analyses, macroeconomic model cal-

culations are based on imputed interest rates of around 5 %. Variations of these parameters lead to deviant results in the range of 10 million t CO₂ in 2030.

A second sensitivity analysis concerns the development of electricity production from renewable energies, when that production is not exogenously determined, but rather subordinated to microeconomic considerations, of which the support mechanism of the German Renewable Energy Act (EEG) continues to be the most important general condition. Given that EEG compensation rates are orientated to the costs of electricity production from renewable energies, there is only a marginal difference in such an approach between the total level of electricity production from renewable energies in the reference price scenario and the high price scenario, when the CO₂ costs of new entrants - as in the current German allocation model - are largely ignored in investment decisions. This situation is fundamentally changed when the attractiveness of investments in new fossil-fuelled power stations is significantly diminished due to full CO₂ pricing. The production level of regenerative power plants significantly increases as a result.

A third sensitivity analysis focuses on the technological parameters used. Therefore the parameters used in the model IKARUS were used in the model ELIAS. We could observe that the share of CHP projected using ELIAS were higher than forecasted by the IKARUS model even when the parameters of IKARUS power plants were used in ELIAS. Moreover the share of natural gas in overall power production was higher; this can partly be attributed to the different treatment of CHP as well because in ELIAS CHP benefits of a bonus corresponding to the amount of heat sold. This bonus can partly compensate the rising costs for energy carriers. These systematic differences are due to the different model philosophies. The resulting CO₂-emissions are nevertheless at a comparable level in 2030.

In contrast to the housing and transport sector high energy prices do not lead to significant reduction of GHG emissions in the power sector. In general, CO₂ emissions are higher in the high energy case than in the reference scenario, but a reduction in comparison with the base year is still achieved as a result of the increase of renewables and CHP in power production. By contrast, the power sector reacts very sensitively to the pricing of CO₂ emissions; especially in the reference price scenario a change in the design of the emissions trading scheme (auctioning in the place of fuel specific allocation) can lead to a substantial reduction of emissions.

1 Einführung und Vorbemerkungen

Die Preise für auf den globalen Märkten gehandelten Primärenergieträger haben in den letzten Monaten und Jahren Niveaus erreicht, die – teilweise erheblich – außerhalb der Bandbreiten liegen, die in den letzten Jahren bei der Entwicklung von Szenarien und prognostisch ausgerichteten Studien zu Grunde gelegt worden sind.

Die künftige Rolle der verschiedenen Energieträger und Energietechnologien im Energiesystem hängt wesentlich davon ab, wie sich die Energiepreise künftig entwickeln. Zu berücksichtigen ist aber auch, dass nationale und internationale Maßnahmen zum Klimaschutz ihrerseits Rückwirkungen auf die relativen Preise der verschiedenen Primär- und Endenergien bzw. die Entwicklung des Energiesystems haben.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage an Bedeutung, wie sich signifikant geänderte Niveaus und Strukturen der Energiepreise für diejenigen Projektionen auswirken, mit denen die zukünftige Entwicklung der Treibhausgase, und insbesondere der Kohlendioxid-Emissionen analysiert werden und auf deren Grundlage Strategien und Maßnahmen zum wirksamen Klimaschutz entwickelt werden sollen.

Dabei ist vor allem zu berücksichtigen, dass höhere Energiepreise in Bezug auf die Entwicklung von Energieverbrauch und Klimagasemissionen keineswegs in eine eindeutige Richtung wirken:

- Die Verteuerung wichtiger Primärenergieträger kann die Anreize für die rationelle Energieanwendung erhöhen, so dass sich eine Senkung des Energieverbrauchs und damit auch eine Senkung der entsprechenden Emissionen ergeben können.
- Die Verteuerung fossiler Energieträger verändert die Wettbewerbssituation zwischen den verschiedenen fossilen Energieträgern, wobei sich im Ergebnis durchaus wirtschaftliche Vorteile für emissionsintensivere Energieträger ergeben können (z.B. für Braunkohle). Hieraus können sich durchaus auch emissionserhöhende Effekte ergeben.
- Die Verteuerung fossiler Energieträger kann die Wettbewerbssituation emissionsfreier Energieträger (v.a. der erneuerbaren Energien) verbessern, so dass sich eher emissionsenkende Trends ergeben.

Um die Netto-Effekte von höheren Energiepreisen konsistent abschätzen zu können, bedarf es integrierter Modellsimulationen.

In der hier vorgelegten Arbeit wird diesen Fragestellungen aus unterschiedlichen Perspektiven und mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen nachgegangen.

In einem ersten Arbeitsschritt (Kapitel 2) werden konsistente Szenarien für die zukünftige Preisentwicklung wichtiger Primärenergieträger entwickelt. Dabei werden verschiedene Entwicklungen hinsichtlich der Preis bestimmenden Rahmenbedingungen diskutiert und analysiert. Im Ergebnis werden diese Analysen in drei Szenarien für die Entwicklung der Preise für Mineralöl, Erdgas und Steinkohle verdichtet. Darüber hin-

aus werden für diese drei Szenarien auch Projektionen für die Entwicklung wichtiger Endenergiepreise erstellt.

In einem zweiten Arbeitsschritt werden die Effekte der verschiedenen Energiepreisszenarien mit Hilfe des integrierten Energiesystemmodells IKARUS analysiert (Kapitel 3). Diese Analyse fußt auf einem gesamtwirtschaftlichen Optimierungsansatz (also auf Basis von Technikkosten, ohne gesellschaftliche Transfers wie Gewinne, Steuern oder Subventionen).

Vor dem Hintergrund der so gewonnenen Erkenntnisse erfolgt eine Analyse von anderen vorliegenden Modellanalysen, in denen Energiepreissensitivitäten direkt oder mittelbar adressiert werden (Kapitel 4).

Der Stromerzeugungssektor ist angesichts seiner herausgehobenen Rolle als Quellsektor für Treibhausgas-Projektionen von besonderer Bedeutung. Um für diesen Sektor detailliertere Analysen durchführen zu können, wurde eine ergänzende Modellierung der Energiepreissensitivitäten für diesen Sektor vorgenommen, wobei hier auf das ELIAS-Modell zurückgegriffen wurde, mit dem das einzelwirtschaftliche Entscheidungskalkül (also grundsätzlich auf der Basis von Preisen und unter Einbeziehung von Steuern, Gewinnanforderungen etc.) sowie detailliert und realitätsnah abgebildete politische Instrumente (Steuern, Emissionshandel, KWKG, EEG etc.) abgebildet werden können (Kapitel 5).

Das Kapitel 6 enthält eine zusammenfassende Ergebnisübersicht sowie die entsprechenden Schlussfolgerungen.

Im Anhang sind die wichtigsten Basisannahmen, die zentralen Ergebnisdaten sowie eine Reihe von methodischen Ansätzen im Detail dargestellt. Darüber hinaus enthält der Anhang auch eine gesonderte Szenarienrechnung mit dem IKARUS-Modell, in der auf Wunsch des Auftraggebers ein weiteres CO₂-Minderungsszenario für den Zeithorizont 2030 untersucht wurde.

2 Szenarien für Primär- und Endenergieträgerpreise

2.1 Vorbemerkungen

Die Preise für fossile und nukleare Primärenergieträger (vor allem Mineralöl, Steinkohle, durchaus aber auch Uran) sind in den letzten Jahren auf den globalen Märkten sowie auf den (bisher) eher regionalen Märkten z.B. für Erdgas und den damit verbundenen bzw. inter-agierenden Produktmärkten (v.a. Heizöl, Benzin, Diesel) stark gestiegen. Obwohl die Rohölpreise zuletzt wieder deutlich unter ihre Höchststände von knapp 80 US-\$ je Barrel gefallen sind, liegt das Niveau der Primärenergiepreise derzeit immer noch erheblich über der Bandbreite, die in den letzten Jahren in Szenarien und prognostisch ausgerichteten Studien zu Grunde gelegt worden ist. Diese Entwicklung wird zum Teil auf fundamentale, zum Teil auf spekulative Faktoren zurückgeführt. Im Rahmen dieser Studie wird der Frage nach dem Beitrag der einzelnen Faktoren dazu nicht im Einzelnen nachgegangen. Hier wird vor allem untersucht, welche Auswirkungen es für die Energie- und Umweltsituation in der Bundesrepublik Deutschland haben würde, wenn das aktuell hohe Energiepreisniveau einen Strukturbruch auf den Weltenergiemärkten signalisieren sollte und demzufolge langfristig eher noch mit steigenden Preisen zu rechnen wäre.

2.2 Preise für Primärenergieträger

2.2.1 Rahmenbedingungen für die Preisbildung an den Energiemärkten

2.2.1.1 Auswirkungen der Globalisierung

Bei offenen Märkten bilden sich die Preise für Energieträger unter mehr oder weniger großer Einflussnahme der Staaten in Verbraucher- und Produzentenländern als Ergebnis von Angebot und Nachfrage auf den internationalen Energiemärkten bzw. von Erwartungen darüber. Regionale Preisdifferenzen (ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben) werden durch Arbitrage bis auf die Höhe der Transportkosten zwischen den betreffenden Regionen reduziert. Durch diesen Mechanismus werden regionale Verknappungen oder Überschüsse in Preissignale auf den internationalen Märkten transformiert, regionale Ungleichgewichte können so leichter ausbalanciert werden und die Preisausschläge in den betroffenen Regionen werden gedämpft. Andererseits kann sich unter den Bedingungen der Globalisierung die Preisbildung in keiner Region dem Einfluss von Entwicklungen in anderen Regionen oder von Spekulation darüber entziehen.

Im Jahr 2004 deckten nach Angaben der BP (2005) fossile Energieträger 88 % des Weltprimärenergiebedarfs, bzw. genauer Mineralöl 37 %, Kohle 27 % und dem Erdgas 24 %. Bis zum Jahr 2030 wird nach den vorliegenden Prognosen der Energy Information Administration der USA (EIA) und der Internationalen Energieagentur (IEA) die weltweite Nachfrage nach Energie vor allem aufgrund des Bevölkerungswachstums und des steigenden Lebensstandards in den Entwicklungs- und Schwellenländern noch kräf-

tig steigen. Trotz eines erhöhten Beitrags regenerativer Energien werden fossile Energieträger in 2030 noch über 80 % des Weltprimärenergieverbrauchs decken, den größten Anteil daran wird auch zu diesem Zeitpunkt noch das Öl (einschließlich unkonventionellem Öl, das aus Ölsand, Ölschiefer und Schweröl gewonnen wird) haben. In Nordamerika, in den asiatischen Industriestaaten sowie in Europa wird der Ölverbrauch künftig noch leicht und in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern kräftig steigen. Da gleichzeitig die Ölgewinnung in diesen Regionen und Ländern zurückgeht oder nicht so stark zunimmt wie der Verbrauch, werden ihre Ölimporte steigen. Der Handel mit Öl, der im Jahr 2004 nach dem "Statistical Review" der BP bereits 62 % des weltweit produzierten Öls umfasste¹ – wird in Zukunft also noch an Bedeutung gewinnen.

Während die Märkte für Erdöl und Steinkohle bereits weitgehend globalisiert sind, wird Erdgas heute noch vorwiegend auf regionalen Märkten gehandelt, zwischen denen nur ein geringer Warenaustausch stattfindet. Das liegt daran, dass Erdgas in seinem natürlichen – gasförmigen - Zustand eine geringere Energiedichte hat als Mineralöl und die Kosten für seinen Transport daher spezifisch höher sind. Über sehr weite Entfernungen kann Erdgas am kostengünstigsten im verflüssigten Zustand (Liquified Natural Gas, LNG) transportiert werden, wegen der hohen Kosten dieser Technik spielt bisher der interkontinentale Erdgashandel aber nur eine untergeordnete Rolle. Längerfristig könnte allerdings auch beim Erdgas der interkontinentale Handel durch verstärkte Nutzung von LNG an Bedeutung gewinnen.² Der Umfang dieses Handels und damit der Beitrag des Erdgases zum interkontinentalen Energieausgleich wird aber deutlich hinter demjenigen des Erdöls zurückbleiben.

Die auch künftig hervorgehobene Rolle des Öls für die Weltenergieversorgung sorgt dafür, dass der Ölpreis auf absehbare Zeit der beste Indikator für Knappheit oder Überfluss auf dem Weltenergiemarkt bleibt. Das spricht dafür, dass das Mineralöl in absehbarer Zeit unabhängig vom Fortbestand vertraglicher Vereinbarungen zwischen Produzenten und Abnehmern die Preisführerschaft auf dem Weltenergiemarkt, aber auch auf dem Energiemarkt in Deutschland haben wird und die Preise der übrigen Energieträger sich tendenziell an der Preisentwicklung für Öl orientieren.

2.2.1.2 Auswirkungen zunehmender Substitutionsmöglichkeiten

Aufgrund ihrer jeweiligen Eigenschaften haben die einzelnen fossilen Energieträger unterschiedliche Einsatzschwerpunkte. Mineralöl verfügt derzeit noch nahezu über ein Monopol bei der Kraftstoffversorgung des Straßenverkehrs, Kohle wird hauptsächlich in der Stromerzeugung und in der Stahlindustrie eingesetzt, Erdgas vorrangig im Wär-

¹ Nach BP (2005) wurden 2004 etwa 2,4 Mrd. Tonnen Öl international gehandelt, der Weltölverbrauch betrug 3,8 Mrd. Tonnen. Damit war das Öl wegen der starken regionalen Konzentration der Reserven und wegen seiner geringen Transportkosten der bei weitem am meisten international – vor allem aber interkontinental – gehandelte Energieträger.

² Nach E.ON Ruhrgas dürfte der Anteil von LNG am Erdgasaufkommen in der EU – 25 bis zum Jahr 2020 auf 22 % steigen. Vgl. Vortrag von Kabelitz (2006).

memarkt und zunehmend auch im Kraftwerkssektor. Durch die unterschiedlichen Eigenschaften der Energieträger werden die Substitutionsmöglichkeiten zwischen ihnen begrenzt, damit ergeben sich Spielräume für Preisdifferenzierungen. So können besonders hohe Preise je Energieeinheit für Kraftstoffe erzielt werden und besonders niedrige für Brennstoffe zur Stromerzeugung in Großkraftwerken. Die Erlöse, die mit Mineralöl erzielt werden können, sind – vorausgesetzt die möglichen Renten werden nicht vollständig vom Staat abgeschöpft – durchschnittlich höher als mit anderen Energieträgern, dementsprechend können auch die Preise für diesen Primärenergieträger bezogen auf den Energiegehalt höher ausfallen. Allerdings stehen bereits Technologien zur Verfügung, um auch aus Kohle (oder anderen festen Brennstoffen wie Ölschiefer, Biomasse) flüssige oder gasförmige Energieträger und aus Erdgas Kraftstoffe herzustellen. Die Wirtschaftlichkeit solcher Technologien nimmt mit steigenden Preisen für konkurrierenden Energieträger zu. Durch die Erzeugung synthetischer Endenergieträger würde der Substitutionswettbewerb zwischen den einzelnen fossilen Energieträgern erhöht und damit der Zusammenhang zwischen den Preisen der Primärenergieträger verstärkt. Diese Optionen sprechen zumindest dagegen, dass sich die Preise für Mineralöl, Erdgas und Kohle entkoppeln oder künftig stärker auseinanderdriften, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Bei einem starken Ausbau der Produktion von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von Kohle könnten die Grenzkosten der Ölgewinnung mit solchen Verfahren letztlich das Öl- und das Energiepreisniveau bestimmen.

2.2.1.3 Wechselkurse und Kaufkraftparitäten

Die Preise für Primärenergieträger an den internationalen Rohstoffmärkten werden in US-\$ notiert. Um aus diesen Preisen die deutschen Importpreise in € ableiten zu können, sind Annahmen zur Entwicklung des Wechselkurses zwischen € und US-\$ notwendig.

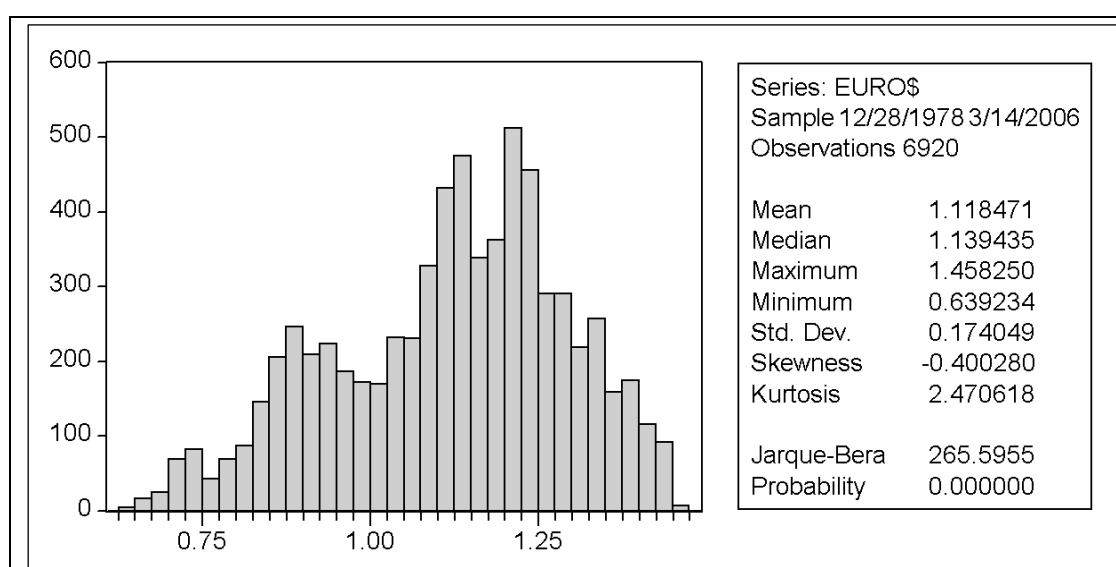
Wechselkurse bilden sich auf den Devisenmärkten aus dem Zusammenspiel von internationalem Leistungsaustausch, Kapitalströmen und Spekulation. Da Wechselkurse von Finanztransaktionen abhängig sind, können sie stark schwanken und spiegeln in der Regel nicht die Kaufkraftrelationen der Währungen wider.

Von der Zinsparitäten- und der Kaufkraftparitätentheorie werden unterschiedliche Ursachen für Wechselkursbewegungen verantwortlich gemacht. Erstere erklärt Änderungen des Wechselkurses einer Währung aus existierenden Zinsdisparitäten, die Anreize für die Akteure auf Geld- und Kapitalmärkten schaffen, durch Arbitrage einen Ausgleich herbeizuführen. Weicht der Wechselkurs von den Kaufkraftparitäten ab, dann kommt es zu einer entsprechenden Arbitrage auf den Gütermärkten. Kompensieren sich Zins- und Kaufkrafteffekte, dann können Ungleichgewichte in den Handels- und Leistungsbilanzen für eine längere Zeit bestehen wie z.B. das aktuell große Leistungsbilanzdefizit der USA. Trotz der überzeugenden wirtschaftstheoretischen Fundierung eines Wechselkursgleichgewichts fällt es schwer, insbesondere die kurzfristigen Wechselkursbewegungen mit Hilfe dieser Erklärungsansätze zufrieden stellend empirisch zu beschreiben bzw. kausal zu erklären. Statistisch gut absichern lässt sich demgegenüber

die Hypothese, dass sich der Wechselkurs in der Vergangenheit wie ein „random-walk“ verhalten hat (Erber 2006). Das macht allerdings das hohe Ausmaß der Unsicherheit deutlich, das Annahmen zur Entwicklung des künftigen €/US-\$-Wechselkurses bis zum Jahr 2030 beinhalten.

Wenn das Niveau oder die Veränderung von Wechselkursen nicht eindeutig durch fundamentale Faktoren erklärbar ist, können Annahmen zu ihrer künftigen Entwicklungen am ehesten aus ihrer eigenen Entwicklung bzw. Verteilung in der Vergangenheit abgeleitet werden. Der Mittelwert der täglichen Wechselkurse seit 1978 liegt bei 1.12 bzw. 1,14 US \$ je Euro (Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1 Verteilung der täglichen Wechselkurse im Zeitraum von Ende 1978 bis Mitte März 2006



Quelle: Erber 2006

Würden die Wechselkurse bis 2030 auf ihren linearen Trend einschwenken, der sich im Zeitraum von 1980 bis 2004 abzeichnet, dann würde der Wert des € bis 2030 auf 1,50 US-\$ steigen, nach dem Trend der Kaufkraftparitäten im gleichen Zeitraum könnte er auf 1,16 US-\$ fallen.³ Das Spektrum der im Jahr 2030 wahrscheinlichen Wechselkurse lässt sich demnach auf 1,10 bis 1,50 US-\$ je € eingrenzen.⁴

Bei der Auswahl der Annahmen zur künftigen Entwicklung der Wechselkurse war das Ziel der Untersuchung zu beachten, nämlich die Auswirkungen besonders hoher Energiepreise zu analysieren. Würde ein starker Wertverfall des US-\$ angenommen, so wür-

³ Aktuell (Anfang April 2007) ist der € über 1,3 US-\$ wert.

⁴ Aufgrund des aktuell großen Leistungsbilanzdefizits der USA – in 2004 wurden über 1,5 % des Weltbruttosozialprodukts durch das Zahlungsbilanzdefizit der USA absorbiert (Bénassi-Quéré et al. 2006) - könnte der US-\$ mittelfristig deutlich an Wert verlieren. Gegen eine solche Entwicklung spricht allerdings die größere Dynamik (und die damit verbundene größere Rentabilität der Kapitalanlagen) im Dollar- im Vergleich zum Euroraum.

den die Energieimportpreise in € deutlich weniger stark anziehen als in US-\$, und die Auswirkungen auf das deutsche Energiesystem würden entsprechend geringer ausfallen. Aufgrund der spezifischen Aufgabenstellung dieser Untersuchung erscheint es aber nicht sinnvoll, solche Effekte zu berücksichtigen. Hier wird daher für die Jahre 2010 bis 2030 von einem konstanten Wechselkurs von 1,10 US-\$ je € ausgegangen.

2.2.1.4 Annahmen zur Entwicklung der Inflation

Im Rahmen dieser Studie soll die künftige Entwicklung der Energiepreise über nahezu drei Jahrzehnte hinweg betrachtet werden. Dabei werden nominale wie reale – d. h. um die Inflation bereinigte – Preisentwicklungen betrachtet, als Input-Daten für das IKA-RUS-Modell werden aber letztlich reale Preise zugrunde gelegt. Für eine solche Vorgehensweise spricht, dass eine nominale Verteuerung von Energie, die sich im Rahmen der allgemeinen Inflation hält, von geringer Bedeutung für Nachfrage und Angebot von Energie ist, so lange die Einkommen entsprechend steigen. Erhebliche Auswirkungen auf die Energie- und Gesamtwirtschaft können vor allem Energieverteuerungen haben, die über die allgemeine Verteuerung – die maßgeblich durch die Lohnentwicklung geprägt wird – hinausgehen, weil erst dann in bedeutendem Umfang Substitutions- und Einspareffekte stimuliert werden. Nimmt das Realeinkommen aufgrund einer steigenden Produktivität stärker zu als Energie „real“ (im Sinne einer relativen Verteuerung im Vergleich zu den Preisen der übrigen Produkte) verteuert wird, dann nimmt allerdings auch bei einer „realen“ Verteuerung der Energie die Arbeitszeit ab, die aufgewendet werden muss, um Energie zu „kaufen“ bzw. der Anteil des verfügbaren Einkommens, der für Energie ausgegeben werden muss. Das kann die Nachfragereaktionen auf Preisveränderungen dämpfen.

Wegen der starken Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung bestimmt die Entwicklung der Importpreise für Energieträger⁵ maßgeblich die Entwicklung der Verbraucherpreise für diese Produkte in Deutschland. Rohöl und Mineralölproduktpreise werden derzeit weltweit in US-\$ notiert, bei den Preisszenarien wird daher von Annahmen zur Entwicklung der Spot- oder Importpreise für Rohöl in US-\$ ausgegangen.⁶ Um die angenommenen realen in nominale US-\$-Preise und die daraus mit Hilfe des nominalen Wechselkurses ermittelten nominalen Euro-Importpreise für Deutschland in

⁵ Die jahresdurchschnittlichen Importpreise für Energieträger wurden auf Basis der Handelsstatistik des Statistischen Bundesamtes (Spezialhandel) und darauf basierenden Auswertungen z.B. des BAW und der Statistik der Kohlenwirtschaft ermittelt.

⁶ Frankreich bemüht sich derzeit um Unterstützung durch die deutsche Bundesregierung zur Einführung eines in € nominierten Rohöl-Standard-Vertrages. Sollte es in Europa zu einer Umstellung auf Euro-nominierte Rohölpreise kommen, würde die Entwicklung des Euro-Dollar-Wechselkurses keinen direkten Einfluss mehr auf die Importpreise für Mineralöl haben. Die Wahrscheinlichkeit einer solchen Entwicklung ist schwer einzuschätzen. Ein sich abzeichnender Dollarverfall könnte das Interesse einiger Produzenteländer für eine solche Lösung wecken, für die EU-Länder selbst stellt eine solche Perspektive aber eher einen Anreiz dar, beim alten System zu bleiben.

reale Preise umrechnen zu können, müssen Annahmen zur Preisentwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in den USA und in Deutschland getroffen werden.

Je nach Fragestellung der Untersuchungen können unterschiedliche Preisindices zur Deflationierung von nominalen Preisen genutzt werden. Um die Auswirkungen der Energieverteuerung auf den privaten Verbrauch zu bestimmen, dürfte der Preisindex der Lebenshaltung dafür am besten geeignet sein. Für einen internationalen Vergleich der Energiepreisentwicklung mit dem Ziel, Aussagen zur energiebedingten Veränderung der Wettbewerbsfähigkeit von Branchen oder Unternehmen zu treffen, die dem internationalen Wettbewerb unterliegen, könnten die nominalen Preise am besten mit Hilfe von Indices der Erzeugerpreise „realisiert“ werden. Im Rahmen dieser Untersuchung sollen die energiewirtschaftlichen Konsequenzen einer möglichen anhaltenden Energieverteuerung aus volkswirtschaftlicher Sicht untersucht werden. Der Preisindex des Bruttosozialprodukts erscheint in einem solchen Zusammenhang am besten als Deflator geeignet und wird daher hier auch verwendet.⁷

Eine Analyse der Entwicklung des nominalen und realen BIP in den USA (Tabelle 2-1) und in Deutschland seit Anfang der siebziger Jahre lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

Tabelle 2-1 Nominales und reales Bruttoinlandsprodukt in den USA und in Deutschland

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
	USA							
BIP nominal, Mrd. \$	1038,5	1638,3	2789,5	4220,3	5803,1	7397,7	9817	12479,4
BIP real, Mrd. \$ ₂₀₀₀	3771,9	4311,2	5161,7	6053,7	7112,5	8031,7	9817	11131,1
Preisindex BIP, 2000=100	27,5	38	54	69,7	81,6	92,1	100	112,1
Jahresdurchschnittliche Preisänderung, 5 Jahre		6,7	7,3	5,2	3,2	2,5	1,7	2,3
	Deutschland*							
BIP nominal, Mrd. €	352	536	766,6	955,3	1274,9	1848,5	2062,5	2244
BIP real, Mrd. € ₂₀₀₀	897	1002,8	1178,7	1249,3	1479,6	1867,4	2062,5	2137,8
Preisindex BIP, 2000=100	38,3	52,2	63,6	74,7	84,2	99	100	105
Jahresdurchschnittliche Preisänderung, 5 Jahre		6,4	4	3,3	2,4	3,3	0,2	1
Anmerkung: * Bis 1990 Westdeutschland. Die inflationsbereinigten Werte für die Jahre bis 1990 sind mit den entsprechenden Werten für die Jahre danach nicht voll vergleichbar.								

Quelle: Statistisches Bundesamt 2006; US Department of Commerce, Bureau of economic Analysis, 2006

Abgesehen vom Wiedervereinigungsboom Anfang der neunziger Jahre war seit Anfang der siebziger Jahre sowohl die Wachstums- als auch die Inflationsdynamik in den USA größer als in Deutschland. Im letzten Jahrfünft lag die BIP-Inflation in den USA immerhin noch um jährlich 1,3 % über der in Deutschland. Wir gehen davon aus, dass in den kommenden Jahren bis 2030 der Preisanstieg in den USA (mit jährlich 1,8 %) et-

⁷ Allerdings ist zu beachten, dass in den USA die Berechnung des realen BIP seit 1996 auf einen Kettenindex nach Fisher umgestellt worden ist, während in Deutschland das reale Bruttoinlandsprodukt noch in konstanten Preisen einer Basisperiode ausgewiesen wird (Nierhaus 2001).

was höher sein wird als in Deutschland (jährlich 1,5 %), wenn auch in einem deutlich geringeren Umfang als in der Vergangenheit (0,3 %-Punkte pro Jahr). Nach unseren Annahmen (der Euro-Wert in US-\$ sinkt leicht) werden die Inflationsdifferenzen in den beiden Ländern durch die Wechselkursentwicklung nicht kompensiert und die deutschen Energieimporte werden um etwa 10 % zusätzlich verteuert.

2.2.2 Annahmen zur Entwicklung der Rohölpreise

2.2.2.1 Aktuelle Prognosen bzw. Szenarien zur Rohölpreisentwicklung

Aufgabe dieser Untersuchung ist es, die Auswirkungen hoher Öl- und Energiepreise auf die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland zu untersuchen. Um Hochpreisszenarien mit konsistenten „Stories“ hinterlegt zu können, werden hier einige Überlegungen zu den langfristigen Bedingungen auf den Ölmärkten angestellt.

Eine Übersicht der aktuellen Langfristprognosen im Annual Energy Outlook 2006 der Energy Information Administration (EIA 2006a) zeigt, dass aktuell die Spanne der Preiserwartungen für das Jahr 2010 zwischen 28 und 62 US-\$ je Barrel, für 2020 von 32 bis 85 und für 2030 zwischen 32 und 96 US-\$ je Barrel liegt. Das gegenüber früheren Szenarien der EIA deutlich höhere Preisniveau im Referenzfall resultiert ausdrücklich nicht aus einer veränderten Einschätzung der Ölressourcen, sondern wird mit der Einschätzung begründet, dass in wichtigen, ressourcenreichen Förderländern die Investitionen in den Ausbau der Ölgewinnungskapazitäten geringer ausfallen werden als bisher angenommen. Im Szenario „Hohe Preise“ der EIA werden außerdem Unsicherheiten über den Umfang der vermuteten Ressourcen sowie über die Kosten ihrer Nutzung berücksichtigt.⁸ In diesem Szenario wird von dem Ende 2005 erreichten hohen Preisstand ausgegangen, und von dieser Basis aus mit weiteren Preissteigerungen gerechnet. 2030 liegt der Rohölpreis mit 95 US-\$/Barrel gut drei mal so hoch wie die Preise, von denen die EIA in ihren letzten Publikationen ausgegangen war. Die übrigen aufgeführten Institutionen haben ihre Prognosen etwas weniger stark revidiert (Tabelle 2-2).

⁸ Die EIA begründet die drastische Erhöhung des Ölpreisniveaus in ihren Szenarien auch mit den Ergebnissen einer Befragung von Ölanalysten im August 2005.

Tabelle 2-2 Übersicht über aktuelle Ölpreisprognosen (Preisbasis 2004), in US-\$

	2010	2015	2020	2025	2030
AEO 2005 Referenz	27,18	28,97	30,88	32,95	
AEO 2006 Referenz	47,29	47,79	50,7	54,08	56,97
Hohe Preise	62,65	76,3	85,06	90,27	95,71
Niedrige Preise	40,29	33,78	33,99	34,44	33,73
GII	37,82	34,06	31,53	33,5	34,5
Altos	27,587	31,14	34,02	37,89	40,03
IEA Referenz	35	36	37	38	39
IEA, Verz. Investitionen	41	43,5	46	49	52
PEL	47,84	47,84	49,8	50,77	
PIRA	44,1	49,95	65,35		
EEA	46,74	43,85	42,79	41,76	
DB	31,75	31,75	31,75	31,75	31,75
SEER	29,54	31	32	34,18	36,5
Delphi		52,5	57,5	62,5	72,5

Anmerkung: AEO = Annual Energy Outlook, Energy Information Administration, Washington; GII = Global Insight, Inc; Altos = Altos Partners; IEA = International Energy Agency, Paris. PEL = Petroleum Economics, Ltd.; PIRA = Petroleum Industry Research Associate, Ltd.; EEA = Energy and Environment Analysis, Inc.; DB = Deutsche Bank AG; SEER = Strategic Energy and Economic Research, Inc., Delphi = unabhängige Expertengruppe der EIA.

Quelle: EIA 2006a

Die große Spanne der Prognosen zeigt, dass keine einheitliche Meinung darüber besteht, ob die aktuelle Ölverteuerung eine längere Phase von hohen oder noch steigenden Ölpreisen eingeleitet hat, oder ob sich die Preise mittelfristig wieder „normalisieren“ werden. Einen dramatischen Preisverfall erwartet allerdings keines der erfassten Institute. Im Folgenden wird versucht, die Bedingungen näher zu beschreiben, unter denen anhaltend hohe Ölpreise möglich sind.

2.2.2.2 Zur Rolle der OPEC

Ein starker Verbrauchsanstieg und – auch bedingt durch politische Krisen (und Kriege) in einigen wichtigen Förderländern – ein zu geringer Ausbau der Rohölgewinnungs- und der Raffineriekapazitäten haben dazu geführt, dass die verfügbaren Reservekapazitäten auf kritische Werte gefallen und die Rohölpreise in den beiden letzten Jahren drastisch gestiegen sind. Für die langfristige Entwicklung der Rohölpreise wird entscheidend sein, welche Rolle die OPEC künftig spielen wird. Im Jahr 2004 deckte sie knapp 40 % des Weltölbedarfs. Wegen ihrer großen Ölreserven wird dieser Anteil künftig noch steigen, die Möglichkeiten zur Steigerung der konventionellen Ölgewinnung außerhalb der OPEC sind demgegenüber begrenzt. Bei anhaltend steigendem Bedarf kann die OPEC die Rohölpreise langfristig hoch halten, wenn sie ihre Produktion bzw. den Ausbau ihrer Produktionskapazitäten so steuert, dass das Ölangebot „künstlich“ knapp bleibt. Das ist kurzfristig zweifellos möglich. Langfristig kann allerdings nur ein Ölpreisniveau erfolgreich verteidigt werden, bei dem Öleinsparungen und Ölsubstitution (etwa durch Ausbau der Gewinnung von unkonventionellem Öl sowie durch Verarbeitung von Kohle und Erdgas zu Öl) nicht so stark stimuliert werden, dass der Marktanteil der OPEC bzw. wichtiger Förderländer langfristig unter ein für sie gerade noch akzeptables Niveau (das könnten etwa 20 Mill. Barrel pro Tag für die OPEC insgesamt sein) fällt. Nach Lynch liegen die Kosten für die Gewinnung von einem Barrel Öl aus Öl-

schiefer derzeit bei 40 US-\$, mit GTL bei 30 US-\$ und aus Schweröl bei 20 bis 25 US-\$. Bis zum Jahr 2030 wird damit gerechnet, dass die Kosten für die Gewinnung von einem Barrel Öl aus Ölschiefer unter 30 US-\$ fallen, mit GTL auf 20 US-\$ und für Schweröl auf 15 US-\$ (Lynch 2005). Auch Biomasse kann langfristig einen erheblichen Beitrag zur Substitution von Mineralöl leisten.

2.2.2.3 Preisbewertung mit Hilfe des Ölmarkt-Modells des DIW

2.2.2.3.1 Einleitung

Im folgenden wird mit Hilfe eines einfachen Weltölmodells untersucht, über welchen Preisspielraum die OPEC bei unterschiedlichen Annahmen langfristig verfügt, wenn es ihr weiterhin gelingt, die Interessen innerhalb des Kartells auszubalancieren und die Reaktionen der Verbraucher als auch der unabhängigen Ölproduzenten auf Preisveränderungen richtig einzuschätzen und zu berücksichtigen.⁹ Von zentraler Bedeutung sind dabei die Annahmen zum Wirtschaftswachstum, zur Einkommens- und Preiselastizität der Ölnachfrage sowie zur Preiselastizität des Ölangebotes außerhalb der OPEC. Im Folgenden werden die zur Bestimmung der Ölnachfrage und des Ölangebotes zugrunde gelegten Ansätze und Parameter erläutert. Die Annahmen zum Wirtschaftswachstum wurden von der aktuellen Energieprognose der IEA übernommen. Die Modellparameter im Referenzfall wurden auf die Energieverbrauchs- und Produktionsentwicklung in dieser Prognose abgestimmt.

2.2.2.3.2 Bestimmungsfaktoren der Ölnachfrage

Es wird angenommen, dass die Ölnachfrage abhängt vom

- Wachstum des Brutto sozialprodukts,
- von strukturellen Veränderungen der Wirtschaft und vom technischen Fortschritt
- und von der Entwicklung der Ölpreise.

Weiterhin wird unterstellt, dass die Auswirkungen des Wirtschaftswachstums und der Ölpreise auf die Ölnachfrage mit einer Potenzfunktion abgebildet werden können.¹⁰ Potenzfunktionen sind durch konstante Elastizitäten zwischen abhängigen und unabhängigen

⁹ Diese Vorgehensweise entspricht dem Stackelberg-Ansatz. Eine Ableitung der vom Teilmonopolisten (Stackelberg-Monopol) zu beachtenden Größen wird dargestellt in Greene (1997).

¹⁰ Solche Funktionen werden in den Wirtschaftswissenschaften oft genutzt. Ein Beispiel dafür ist die Cobb-Douglas-Funktion im Bereich der Produktionsanalyse. Bohnen (1982) und das DIW haben diese Funktionen z.B. benutzt, um die Energienachfrage zu analysieren und zu prognostizieren und den Einfluss des Klimas auf den Energieverbrauch zu schätzen.

gen Variablen gekennzeichnet. Es können daher leicht interpretierbare konstante Preis- und Einkommenselastizitäten des Ölverbrauchs unterstellt werden.

Die Ölnachfrage wurde in der folgenden Indexform spezifiziert.

$$\frac{C_t}{C_{2000}} = \left(\frac{y_t}{y_{2000}} \right)^a \cdot \left(\frac{p_t}{p_{2000}} \right)^b \cdot (1 - AEEI)^{t-2000}$$

t = Zeit (Jahr)

C_t = Ölverbrauch in t

y_t = Bruttoinlandprodukt in t

p_t = Ölpreis in t

a = Einkommenselastizität von C

b = Preiselastizität von C

AEEI = Rate des autonomen technischen Fortschritts.

Unter dem autonomen technischen Fortschritt (Autonomous Energy Efficiency Improvement, AEEI) wird die Effizienzsteigerung beim Öleinsatz verstanden, die durch Ersatz von alten durch neue Produktionsanlagen, Fahrzeugen und Gebrauchsgeräten erreicht wird, also nicht durch Investitionen, die gezielt auf spezifische Energieeinsparungen ausgerichtet sind.

2.2.2.3.3 Mögliche Ölgewinnung außerhalb der OPEC

Für den Preisspielraum des OPEC-Kartells ist entscheidend, inwieweit der künftige Anstieg des Ölbedarfs durch Ölproduzenten gedeckt werden kann, die mit der OPEC konkurrieren. Dies hängt von den dort verfügbaren Ressourcen und von den Kosten ab, zu denen sie gewonnen werden können.

Der U.S. Geological Survey (USGS) schätzt die gesamten Ölrressourcen außerhalb der OPEC auf insgesamt 1600 Mrd. Barrel. Auf dieser Basis wäre es wohl möglich, die konventionelle Ölgewinnung außerhalb der OPEC in absehbarer Zeit noch zu steigern. IEA geht in ihrer aktuellen Studie davon aus, dass dies bis 2010 der Fall ist, danach stagniert die konventionelle Ölgewinnung bzw. geht nach 2020 deutlich zurück. Auch die konventionelle Ölgewinnung außerhalb der OPEC steigt bis 2010 noch etwas an. Deutlich gesteigert wird langfristig die unkonventionelle Ölgewinnung. Im Jahr 2030 trägt unkonventionelles Öl über 10 Millionen Barrel pro Tag (mbd) zur Ölgewinnung bei.. Bei anhaltendem Verbrauchswachstum dürfte die OPEC dennoch in absehbarer Zeit Spielraum haben, die Ölpreise durch Verknappung ihres Angebots zu erhöhen. Die Grenze dafür liegt allerdings in den dadurch ausgelösten Verbrauchs- und Substitutionseffekten.

2.2.2.3.4 Ergebnisse von Modellrechnungen

Im Rahmen der Modellbetrachtung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Ölmarkt durch die Koexistenz eines Teilmonopols (OPEC) mit einem wettbewerblichen Rand (Nicht-OPEC) gekennzeichnet ist. Der wettbewerbliche Rand produziert entsprechend seinen technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten, die OPEC deckt den restlichen Bedarf, der sich bei dem jeweiligen Preis einstellt. Der Spielraum der OPEC zur Preisbeeinflussung wird in einem solchen Fall maßgeblich durch das Potential zur Steigerung der Produktion außerhalb der OPEC bestimmt.

Die Annahmen zum Wirtschaftswachstum und die Ergebnisse zur Verbrauchs- und Produktionsentwicklung im Referenzfall unserer Modellrechnungen sind – abgesehen von den Preisannahmen – mit den Annahmen und Ergebnissen des Referenzfalls im World Energy Outlook 2005 der IEA abgestimmt. Danach verlangsamt sich die Expansion der Weltwirtschaft von jährlich 3,7 % im Zeitraum von 2002 bis 2010 auf 3,2 % von 2010 bis 2020 und 2,7 % von 2020 bis 2030, das Wachstum in der Europäischen Union liegt im Durchschnitt um 1 %-Punkt darunter. Die Kalibrierung der eigenen Prognosewerte zum Ölverbrauch an die Ergebnisse von IEA wird vor allem durch Anpassung der Einkommenselastizitäten erreicht. Der autonome technische Fortschritt wird mit 0,8 % pro Jahr veranschlagt. Im so definierten Referenzfall wird eine Preiselastizität der Ölnachfrage von $-0,3$ und des Ölangebots (einschl. unkonventionellem Öl) außerhalb der OPEC von $0,1$ unterstellt. Hinsichtlich der Produktion außerhalb der OPEC wird zunächst von den Prognosen der IEA ausgegangen. Außerdem wird angenommen, dass die Grenzkosten der konventionellen Ölgewinnung außerhalb der OPEC bis zum Jahr 2030 auf 30 US-\$/Barrel steigen. Weichen die Preise vom Pfad der Grenzkosten ab, dann reagiert die Produktion außerhalb der OPEC – einschließlich der Gewinnung von unkonventionellem Öl – darauf.¹¹

Die Ergebnisse der Modellrechnungen (Tabelle 2-3) zeigen, dass die OPEC bei der im Referenzfall angenommenen geringen Preiselastizität der Nachfrage und der Ölgewinnung außerhalb der OPEC ihre Gewinne steigern kann, wenn sie ihre Produktion deutlich weniger erhöht, als von IEA im Referenzfall angenommen wird. Den höchsten Gewinn erzielt sie unter solchen Rahmenbedingungen, wenn sie ihre Produktion bis 2030 um 24 mbd geringer als im Referenzfall nach IEA auf nur etwa 35 mbd erhöht. Der Rohölpreis würde in diesem Fall bis 2030 auf 71 US-\$ je Barrel steigen. Der Weltölverbrauch würde im Vergleich zum Referenzfall der IEA ohne Optimierung der Exportgewinne durch die OPEC trotz der unterstellten geringen Preiselastizität immerhin um etwa 17 mbd auf unter 100 mbd zurückgehen. Die OPEC könnte unter solchen Bedingungen auf Investitionen in den Ausbau ihrer Gewinnungskapazitäten weitgehend verzichten (sie müsste im Wesentlichen nur das derzeit bestehende Niveau der Produktionskapazitäten aufrechterhalten) und die Nutzung eines Teils ihrer Ölressourcen auf die Zeit nach 2030 verschieben.

¹¹ IEA (2006) nimmt demgegenüber im Referenzfall einen Preisanstieg auf 39 US-Dollar je Barrel an, der aber schwer nachzuvollziehen ist, wenn z.B. von den Kostenangaben von Lynch (2005) ausgegangen wird.

Bei einer noch geringeren Preiselastizität der Nachfrage erhöht sich der Preisspielraum der OPEC weiter. Bei einer Preiselastizität von nur $-0,2$ (Variante 1) liegen die optimalen Rohölpreise für die OPEC bei 85 US-\$ je Barrel, der Ölverbrauch und die Ölgewinnung der OPEC verändern sich gegenüber dem aus Sicht der OPEC optimierten Referenzfall nur wenig. Bei einer deutlich größeren Preiselastizität der Nachfrage ($-0,5$) in Variante 2 wird der Rohölpreis in 2030 auf 55 US-\$/Barrel reduziert, dadurch kann die Ölgewinnung (einschließlich unkonventionellem Öl) außerhalb der OPEC um 5 mbd weniger gesteigert werden als in Variante 1 und die OPEC muss ihre Produktion auf immerhin 39 mbd erhöhen. Ist auch die Preiselastizität des Ölangebotes höher (Varianten 3 und 4) dann dämpft das die für die OPEC optimalen Rohölpreise weiter bis auf 45 bzw. 39 US-\$ je Barrel, der Ölverbrauch steigt wegen der niedrigeren Preise stärker an als in den Varianten 1 und 2 und die Ölgewinnung der OPEC nimmt auf 44 bzw. 48 mbd zu. Außerhalb der OPEC ändert sich das Niveau der Ölgewinnung gegenüber den übrigen Varianten nur wenig, weil die angenommene höhere Elastizität der Produktion die Ölpreise – und damit auch den Anreiz zu Produktionssteigerungen – dämpft. Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen, dass die OPEC bei geschlossenem Verhalten die Ölpreise über einen längeren Zeitraum deutlich über den Grenzkosten der Ölgewinnung halten kann, sehr hohe Preise erscheinen allerdings nur bei einer sehr geringen Preiselastizität von Ölnachfrage und Ölgewinnung realistisch. Es zeichnet sich aber bereits ab, dass viele Regierungen von Importländern Programme zur Öleinsparung und -substitution auflegen, die langfristig die Preiselastizität der Ölnachfrage und des Ölangebotes (auf Basis unkonventioneller Ressourcen, Erdgas, Kohle und Biomasse) deutlich erhöhen und damit auch Ölpreis dämpfend wirken könnten.

Tabelle 2-3 Ergebnisse von Modellrechnungen mit dem DIW-Weltölmodell für das Jahr 2030

Vorgaben	Einheit	Referenz	Referenz	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
mit Optimierung der Exportgewinne durch die OPEC							
Preiselastizität							
Ölnachfrage		-0,3	-0,3	-0,2	-0,5	-0,5	-0,5
Ölgewinnung (Nicht-OPEC)		0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
Rohölpreis	\$/Barrel	29	71	84,6	54,5	44,5	39,2
Weltölverbrauch	mbd	115,3	98,6	100	99,5	105,8	109,6
Ölgewinnung OPEC	mbd	58,7	35,3	34,5	38,9	44,2	48,1
Ölgewinnung andere Länder	mbd	56,6	63,3	65,5	60,7	61,5	61,5

Quelle: Modellrechnungen des DIW

2.2.2.4 Berücksichtigte Rohölpreisszenarien

Ausgehend von den obigen Überlegungen wurden in dieser Studie folgende Szenarien zur Entwicklung der Rohölpreise zugrunde gelegt.

Tabelle 2-4 Angenommene Entwicklung der Rohölpreise in US-\$₂₀₀₀/Barrel

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Referenz	28,4	48,7	28	30	32	34	37
Hohe Preise	28,4	48,7	54,1	63,7	73,3	77,9	82,5
Preisschock	28,4	48,7	105	105	62	34	37

Quelle: Referenz: EWI/Prognos 2005; Hohe Preise: EIA 2006a; Preisschock: Goldman Sachs 2005; Eigene Annahmen des DIW

Als Referenz wird in Absprache mit dem Auftraggeber die Energiepreisentwicklung nach EWI/Prognos 2005 verwendet. Nach diesem Szenario wird der Rohölpreis in den nächsten Jahren bis 2010 wieder auf real 28 US-\$₂₀₀₀/Barrel zurückgehen um anschließend bis 2030 wieder auf 37 US-\$₂₀₀₀/Barrel zu steigen. Nach diesen Annahmen verdoppelt sich bis zu diesem Zeitpunkt der Rohölpreis im Vergleich zu den 1990er Jahren. Begründet wird diese Entwicklung mit der zunehmenden Abhängigkeit von politisch und ökonomisch instabilen Regionen.

Das hier verwendete Szenario „Hohe Preise“ entspricht den Angaben im aktuellen Annual Energy Outlook 2006 der EIA zu den durchschnittlichen Importpreisen der US-Raffinerien.¹² Außerdem wurden die Angaben auf die Preisbasis 2000 umgerechnet. Die gegenüber vorherigen Prognosen deutlich höheren Preise werden mit geringeren Ressourcen bzw. mit der Erwartung begründet, dass in wichtigen, ressourcenreichen Förderländern die Investitionen in den Ausbau der Ölgewinnungskapazitäten geringer ausfallen werden als bisher angenommen. Der Weltölverbrauch ist hier mit 102 mbd deutlich geringer als im Referenzszenario mit 118 mbd, die Produktion der OPEC stagniert bei 32 mbd. Diese Ergebnisse stimmen weitgehend mit denen von Variante 1 der DIW-Berechnungen (vgl. Tabelle 2-3) überein, d. h. es wird – trotz sehr hoher Preise – eine geringe Preiselastizität des Ölverbrauchs und der Ölgewinnung außerhalb der OPEC vorausgesetzt.

Das Szenario „Preisschock“ orientiert sich am „Super-Spike“-szenario von Goldman Sachs, das die Investitionsbank Ende März 2005 veröffentlicht hat (Goldman Sachs 2005). In diesem Bericht wird die Vermutung geäußert, dass die Ölmärkte zu Beginn einer Periode sehr hoher Ölpreise stehen könnten, die ähnlich lang wie nach der Ölpreiseskalation Ende der siebziger Jahre (1979 bis 1985) sein könnte. Das Preisniveau von 105 US-\$/Barrel wird dabei aus der Notwendigkeit abgeleitet, in der Ölversorgungskette wieder ausreichende Reservekapazitäten zu schaffen, die zuletzt wegen des

¹² EIA macht auch Angaben zu den Importpreisen für besonders hochwertige leichte Sorten mit geringem Schwefelgehalt. Diese wurden hier nicht berücksichtigt.

starken Ölverbrauchswachstums einerseits und politisch bedingter Probleme bei der Ölförderung in wichtigen Exportländern andererseits nicht mehr im notwendigen Umfang vorhanden waren. Die Experten von Goldman Sachs erwarten, dass ein solches, über mehrere Jahre hinweg anhaltend hohes Preisniveau mittelfristig einen Rückgang der Ölnachfrage auslösen würde. Vor allem der Benzinverbrauch in den USA müsste reduziert werden. Ob das angenommene Preisniveau die gewünschten Effekte tatsächlich erzielen würde, bleibt in der Studie allerdings offen, da die Ausgaben für Benzin in den USA auch bei einem solchen Preis in Relation zum BIP, zum privaten Verbrauch bzw. zum verfügbaren Einkommen noch nicht ganz die Werte erreichen, die 1980/81 eingetreten waren und zu einer merklichen Reduktion des Ölverbrauchs geführt hatten. Solche Belastungen der Verbraucher würden erst bei einem Preis von 135 US-\$/Barrel annähernd erreicht werden.

Eine anhaltende Ölverteuerung könnte langfristig auch Produktionssteigerungen außerhalb der OPEC (auch von unkonventionellem Öl) auslösen. Wegen der langen Vorlaufzeiten, die für den Ausbau der Produktionskapazitäten benötigt werden, wird dies bei der mittelfristigen Betrachtung von Goldmann-Sachs nicht berücksichtigt. Damit bleibt auch unsicher, auf welchem Preisniveau sich die Ölpreise einpendeln werden, wenn nach dem Preisschock der Verbrauch wie erwartet zurückgeht, danach aber auch die (unkonventionelle) Ölgewinnung aufgrund des hohen Preisniveaus zunehmen sollte.

Im Rahmen dieser Studie sollen nicht nur monoton steigende Preise, sondern auch davon abweichende Preisentwicklungen betrachtet werden. Wir haben uns in Abstimmung mit dem Auftraggeber für ein Szenario entschieden, das in Anlehnung an Goldman Sachs einen starken Preisanstieg für bis zu zehn Jahre beinhaltet, der anschließend in einen Rückgang auf das Preisniveau im Referenzfall mündet.¹³

2.2.3 Annahmen zur Entwicklung der Importpreise

2.2.3.1 Importpreisrelationen zwischen den Energieträgern

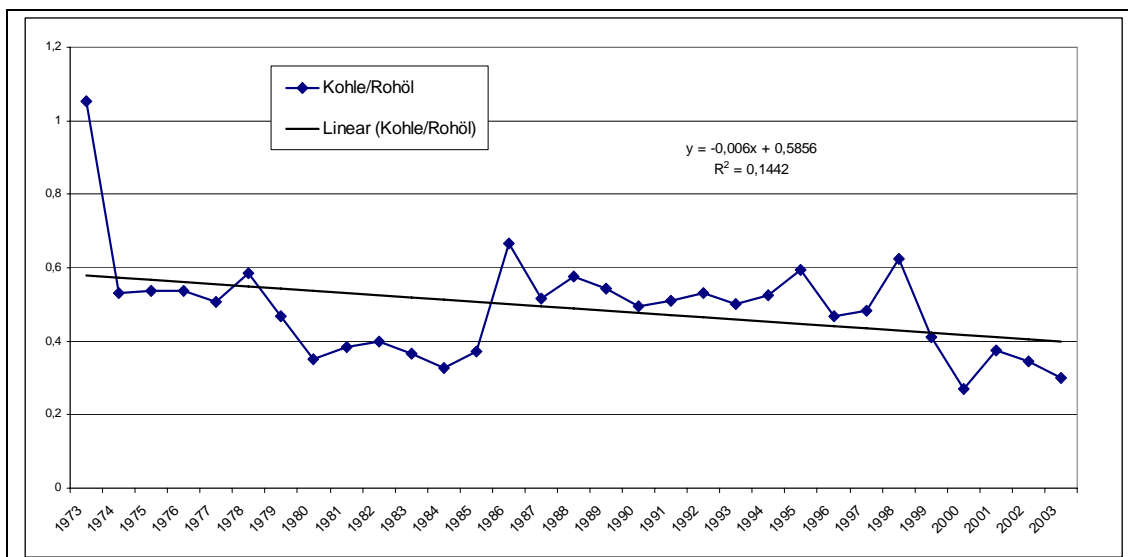
Die langfristige Entwicklung der Nachfrage nach und des Angebots von Energieträgern in Deutschland hängt nicht nur von der künftigen Entwicklung des Preisniveaus, sondern auch von der Preisrelation zwischen den einzelnen Energieträgern ab. Um eine Basis für die Prognose der Energiepreisrelationen bis zum Jahr 2030 zu schaffen, wurde die Entwicklung der Importpreisrelationen der wichtigsten fossilen Energieträger seit Anfang der siebziger Jahre bis 2005 analysiert. Es zeigt sich, dass mit Ausnahme weniger Jahre die Importpreise für Rohöl (je Wärmeeinheit) seit 1970 über denen für Erdgas und Kohle lagen. Die Importpreise für Erdgas vollziehen – auch bedingt durch vertraglich vereinbarte Preisgleitklauseln zwischen Erdgaslieferanten und Gastransportunternehmen bzw. Gashändlern, bei denen Bezug genommen wird auf die Preisentwicklung

¹³ Denkbar sind auch eine kürzere Hochpreisphase und/oder ein stärkerer Rückgang der Rohölpreise danach.

bestimmter Roh- bzw. Heizöl – die Entwicklung der Erdölpreise mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen Monaten nach. In Jahren mit starken Preisrückgängen beim Erdöl (1986, 1998) unterschritten die Rohöl- allerdings vorübergehend das Niveau der Erdgasimportpreise. Die Importpreise für Steinkohle liegen seit Mitte der siebziger Jahre deutlich unter denen von Erdöl- und seit 1977 unter denen von Erdgas. Der absolute Preisunterschied zwischen Kohle einerseits sowie Öl und Erdgas andererseits hat mit steigenden Öl- und Erdgaspreisen zugenommen.

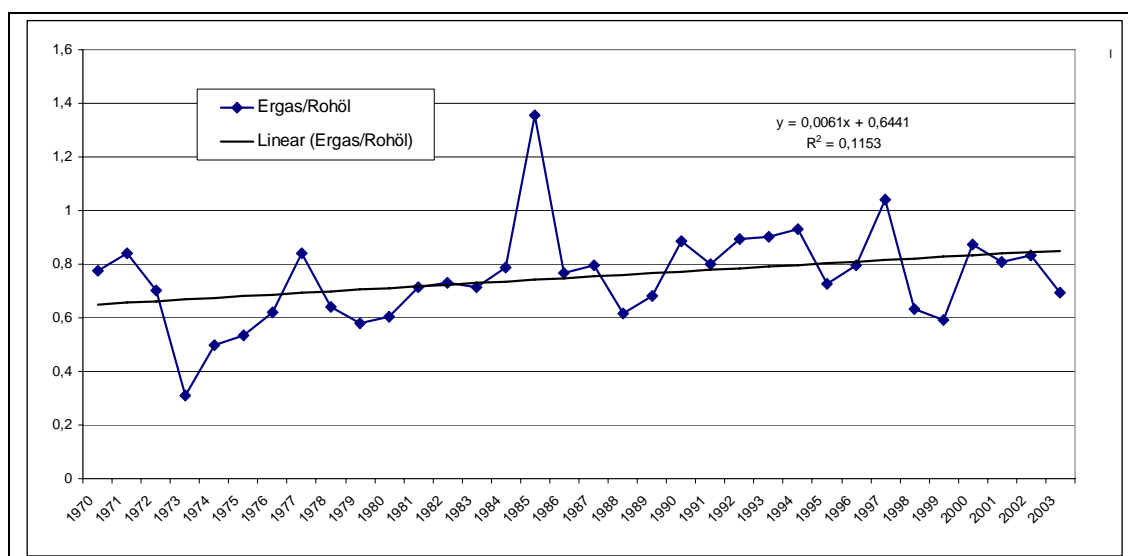
Eine eindeutige Tendenz zur Veränderung der Energiepreisrelationen – etwa eine relative Verteuerung von Erdgas aufgrund seiner günstigen Umwelteigenschaften oder eine relative Verbilligung von Kohle aufgrund der großen und regional stark diversifizierten Kohleressourcen – ist aufgrund dieser Daten allerdings nicht eindeutig nachweisbar. Der leichte Abwärts- bzw. Aufwärtstrend, der nach Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3 bei den Kohle- bzw. den Erdgasimportpreisen zu erkennen ist, ist jeweils stark durch die Sonderentwicklung zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraumes geprägt und erscheint daher nicht als langfristiger Trend gesichert.

Abbildung 2-2 Langfristiger Trend der Relation von Steinkohle- und Rohölpreisen



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2006, Berechnungen des DIW

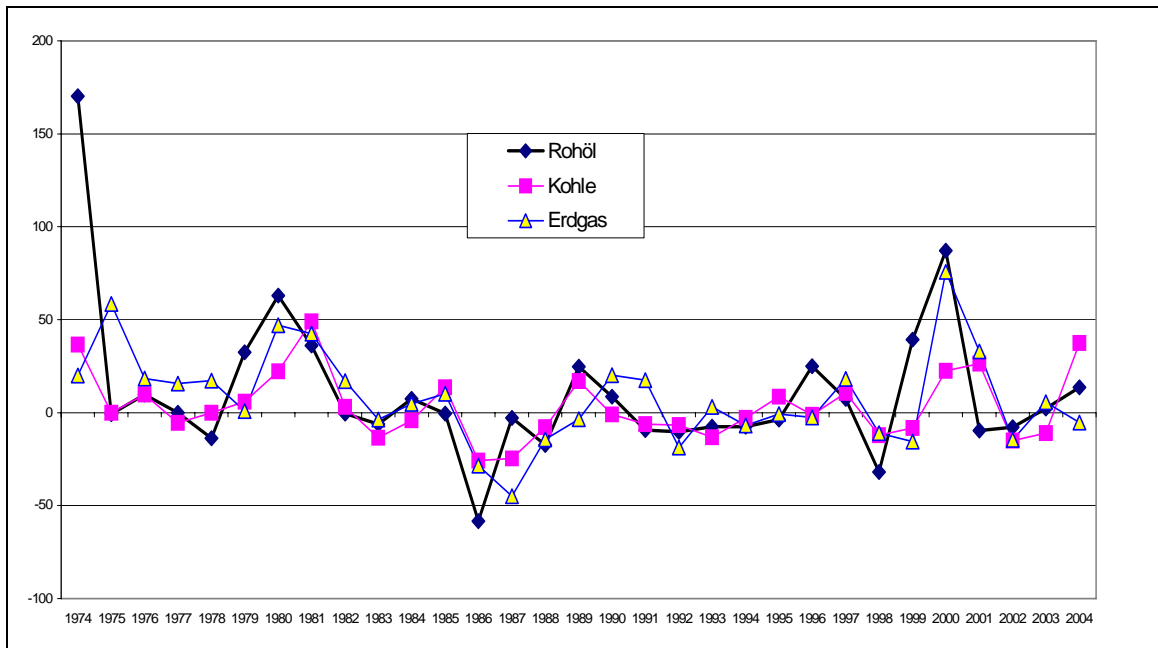
Abbildung 2-3 Langfristiger Trend der Relation von Erdgas- und Rohölpreisen



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2006, Berechnungen des DIW

Die relative Stabilität der Importpreisrelationen wird auch bei Betrachtung der jährlichen Veränderungsraten – abgesehen von etwas größeren Preisausschlägen beim Rohöl und beim Erdgas in einigen wenigen Jahren – deutlich. Die Importpreise für die betrachteten Energieträger oszillieren nämlich weitgehend synchron um die Null-Linie (Abbildung 2-4). Wegen der großen und regional diversifizierten Kohleressourcen wäre für die Kohle eher eine stärkere Entkopplung zu erwarten gewesen. Dass dies in der Vergangenheit nicht eingetreten ist, könnte vor allem darauf zurückzuführen sein, dass die Preise für Kohlenimporte frei deutscher Grenze in einem erheblichen Umfang auch durch ölpreisabhängige Transportkosten geprägt sind. Es ist allerdings zu beachten, dass für die Wettbewerbsfähigkeit der Energieträger die absoluten Preisdifferenzen maßgeblich sind. Auch bei konstanten Importpreisrelationen können daher bei stark steigenden Energiepreisen strukturelle Veränderungen beim Einsatz der einzelnen Energieträger ausgelöst werden.

Abbildung 2-4 Jährliche Veränderung der Importpreise in %



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2006, Berechnungen des DIW

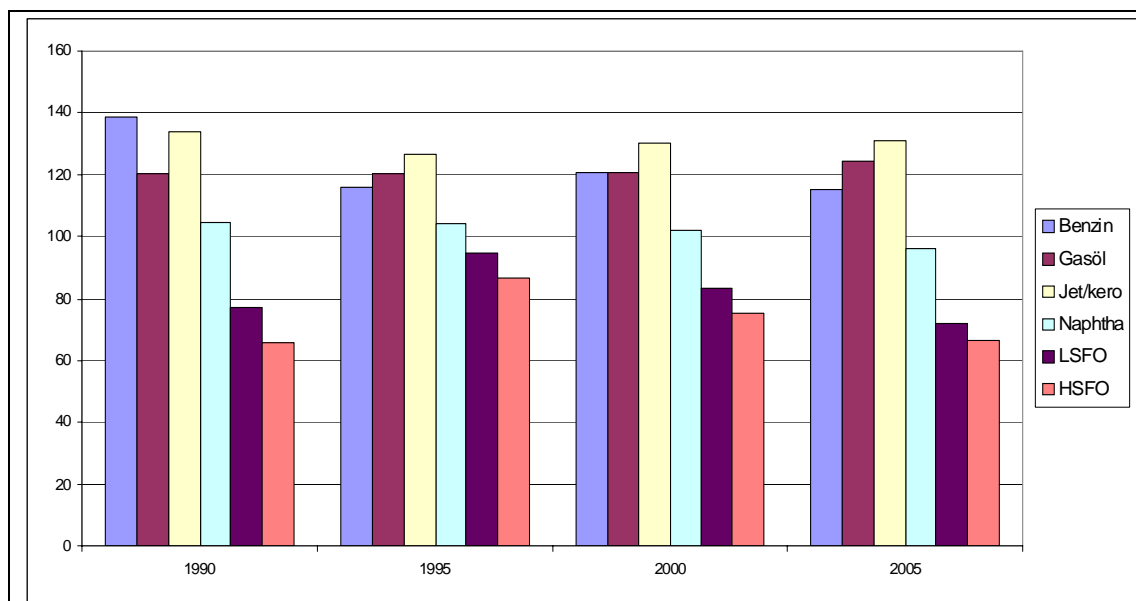
2.2.3.2 Preisrelationen zwischen Rohöl und Mineralölprodukten

Die Rohölbezugskosten der Raffinerien (ohne Steuern) machen im Durchschnitt bis über 80 % der Erzeugungskosten von Mineralölprodukten aus (Berger & Partner 1997), es besteht deshalb ein enger Zusammenhang zwischen der Entwicklung der Rohöl- und der Mineralölproduktpreise. Bezogen auf ihren Energiegehalt sind Mineralölprodukte – mit Ausnahme von schwerem Heizöl, das eher als ein unerwünschtes Abfallprodukt betrachtet wird – teurer als der Rohstoff, aus dem sie hergestellt werden.

Die Spotpreise in Nordwesteuropa für Benzin, Gasöl sowie Flugtreibstoffe und Kerosin liegen etwa 20 % über dem Rohölpreis, die Naphthapreise¹⁴ lagen zuletzt leicht darunter, die Preise für schweres Heizöl (Low Sulphur Fuel Oil, LSFO; High Sulphur Fuel Oil, HSFO) schwanken zwischen 70 und 90 % des Rohölimportpreises.

¹⁴ Naphtha wird vor allem für die Produktion von Benzin eingesetzt und dient außerdem als Rohstoff für die Petrochemie.

Abbildung 2-5 Spotpreise in Nordwesteuropa für Mineralölproduktpreise in % des Brent-Preises



Quelle: IEA, verschiedene Ausgaben

Die Importpreise für die meisten Mineralölprodukte lagen seit Mitte der siebziger Jahre um 20 bis 40 % über den Rohölpreisen. Am höchsten lagen die Importpreise für leichte Produkte (Kraftstoffe), am niedrigsten die für schweres Heizöl. Die Relation von Produkt- und Rohölpreisen schwankte zwar erheblich, ein langfristiger Veränderungstrend in den Preisrelationen ist – vielleicht mit Ausnahme des schweren Heizöls, das sich seit Mitte der neunziger Jahre tendenziell verteuert hat – nicht zu erkennen. Diese Konstanz der Preisrelationen ist insofern besonders bemerkenswert, als im betrachteten Zeitraum die Qualitätsanforderungen an Kraft- und Brennstoffe erheblich gestiegen sind (z.B. Reduktion des Schwefelgehaltes in Kraftstoffen und Heizölen) und gleichzeitig mit der Wiedervereinigung der Anteil schwerer und stark schwefelhaltiger Rohöle am Rohöl-einsatz der Raffinerien (die Raffinerien in Schwedt und Leuna setzen nahezu ausschließlich russische Sorten ein) gestiegen ist. Aufgrund dieser Daten erscheint es gerechtfertigt, auch für Mineralölprodukte von einer langfristigen Konstanz der Preisrelationen zum Rohöl auszugehen.

Aufgrund der oben erläuterten Überlegungen zur Entwicklung der Rohölpreise und der Importpreise für Energieträger wird den Modellrechnungen folgende Entwicklung der Preisrelationen zugrunde gelegt:

Tabelle 2-5 Angenommene Entwicklung der Importpreise für Energieträger in Relation zum Rohölpreis

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohlen	0,27	0,31	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Rohöl	1	1	1	1	1	1	1
Benzin	1,36	1,52	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Heizöl, L	1,27	1,29	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Heizöl, S	0,89	0,77	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Diesel, Kerosin	1,27	1,29	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Flüssiggas	1,47	1,46	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Erdgas	0,62	0,67	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85

Anmerkung: Rohöl = 1

Quelle: Annahmen des DIW

Bei einem unterstellten Wechselkurs von 1,10 US- US-\$ je € und einer geringfügig höheren Inflationsrate in den USA im Vergleich zu Deutschland ergibt sich bei den unterstellten Importpreisrelationen folgende Entwicklung der Importpreise für die einzelnen Energieträger:

Tabelle 2-6 Entwicklung der Importpreise für die Modellrechnungen in Euro/Gigajoule (GJ)

	2000*	2005*	2010	2015	2020	2025	2030
EWI/PROGNOS 2005							
Steinkohlen	1,33	1,7	1,86	2,02	2,19	2,36	2,6
Rohöl	3,2	5,04	4,65	5,05	5,47	5,9	6,51
Benzin	4,39	7,17	6,5	7,07	7,66	8,25	9,12
Heizöl, L	3,99	6,4	5,81	6,31	6,84	7,37	8,14
Heizöl, S	2,89	4,22	3,72	4,04	4,38	4,72	5,22
Diesel, Kerosin	3,98	6,4	5,81	6,31	6,84	7,37	8,14
Flüssiggas	4,81	7,23	6,5	7,07	7,66	8,25	9,12
Erdgas	2,37	3,89	3,95	4,29	4,65	5,01	5,54
Hohe Preise nach EIA 2006							
Steinkohlen	1,33	1,7	3,59	4,29	5,01	5,4	5,81
Rohöl	3,2	5,04	8,97	10,72	12,53	13,51	14,52
Benzin	4,39	7,17	12,56	15,01	17,54	18,91	20,32
Heizöl, L	3,99	6,4	11,21	13,41	15,66	16,89	18,14
Heizöl, S	2,89	4,22	7,18	8,58	10,04	10,82	11,63
Diesel, Kerosin	3,98	6,4	11,21	13,41	15,66	16,89	18,14
Flüssiggas	4,81	7,23	12,56	15,01	17,54	18,91	20,32
Erdgas	2,37	3,89	7,63	9,12	10,65	11,48	12,34
Preisschock							
Steinkohlen	1,33	1,7	6,97	7,07	4,24	2,36	2,6
Rohöl	3,2	5,04	17,42	17,68	10,59	5,9	6,51
Benzin	4,39	7,17	24,39	24,75	14,83	8,25	9,12
Heizöl, L	3,99	6,4	21,78	22,1	13,24	7,37	8,14
Heizöl, S	2,89	4,22	13,94	14,14	8,49	4,72	5,22
Diesel, Kerosin	3,98	6,4	21,78	22,1	13,24	7,37	8,14
Flüssiggas	4,81	7,23	24,39	24,75	14,83	8,25	9,12
Erdgas	2,37	3,89	14,81	15,03	9,01	5,01	5,54

* Bei den Preisen der Jahre 2000 und 2005 handelt es sich um Durchschnittswerte dieser Jahre und der jeweils vier vorangegangenen Jahre.

Quelle: Berechnungen des DIW

Die angegebenen Preise für die Jahre 2000 und 2005 stellen Durchschnittswerte aus den jeweiligen und den vier vorangegangenen Jahre dar.

2.3 Preise für ausgewählte Endenergieträger

Für die einzelwirtschaftlich orientierten Analysen werden nicht nur die Importenergieträgerpreise benötigt, es müssen auch Szenarien für die Preise frei Kraftwerk entwickelt werden.

Grundlage dieser Szenarien sind für diejenigen Energieträger, deren Preis sich grundsätzlich auf den internationalen Brennstoffmärkten bildet, die in den vorstehenden Abschnitten entwickelten Szenarien für die Energieimporte.

Für die unterschiedlichen Energieträger werden die folgenden weiteren Preisbestandteile berücksichtigt:

- Für die Erdgasbereitstellung frei Kraftwerk werden Kosten für die Netznutzung und die Strukturierung der Erdgaslieferungen in Ansatz gebracht. Hierfür wird ein fester Preis von 4 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) angenommen.
- Für die Bereitstellung von Kraftwerkskohle frei Kraftwerk wird angenommen, dass im Mittel über Küsten und Binnenlandstandorte Transportkosten von etwa 10 € je Tonne anfallen werden. Bei einem durchschnittlichen Heizwert von 25 GJ/t resultiert hier ein Preiszuschlag von 1,4 €/MWh Brennstoffeinsatz.

Beim Erdgaseinsatz für die Verstromung wird für den gesamten Szenariozeitraum angenommen, dass eine Brennstoffbesteuerung nicht stattfindet, es wird also die ab 2007 für alle Stromerzeugungsanlagen geltende Rechtslage durchgängig unterstellt.

Im Gegensatz zu den Preisen für Steinkohle und Erdgas existiert für Braunkohle kein Marktpreis. Hier wird auf einen Wert von 1 €/GJ abgestellt, der einer Studie zu Investitionen im liberalisierten Energiemarkt entnommen wurde, deren Datengrundlagen explizit mit den in Deutschland Braunkohle einsetzenden Kraftwerksunternehmen abgestimmt sind (BEI 2004).¹⁵

Neben den Preisentwicklungen für fossile Energieträger sind die für erneuerbaren Energien, und hier vor allem die Entwicklung der Biomassepreise relevant. Hier verbleiben erhebliche Unsicherheiten, sowohl hinsichtlich der zukünftigen Preisbildungsmechanismen (insb. ob sich bei nennenswerten Marktanteilen das Prinzip der Anlegbarkeit¹⁶ durchsetzen wird) wie im Bereich der Kostenentwicklung für die Bereitstellung dieser

¹⁵ Dieser Wert liegt um ca. 20 % über dem Wert, der in der energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2005) in Ansatz gebracht wurde.

¹⁶ Die Preise der regenerativen Energien würden sich dann nicht an ihren Kosten, sondern an den Preisen der auf dem jeweiligen Markt konkurrierenden Energieträger orientieren.

Energieträger. Vereinfachend wird deshalb in den einzelwirtschaftlichen Analysen von einem (realen) Preisniveau in der Bandbreite von 4 €/GJ (Holz für Kraftwerkseinsatz, preiswertes Biogas) bis 6 €/GJ (oberes Preissegment für Biogas) ausgegangen, soweit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Gegenstand der ökonomischen Optimierung ist.

Eine Übersicht über die in den einzelwirtschaftlich orientierten Analysen verwendeten Brennstoffpreise kann Abschnitt 5.3.4 entnommen werden.

3 Gesamtwirtschaftlich ausgerichtete Szenarienanalysen mit einem nationalen Energiemodell

3.1 Modellbeschreibung

3.1.1 Einleitung

Mit dem IKARUS-Optimierungsmodell (auch: IKARUS-LP-Modell) werden die vernetzten Zusammenhänge der deutschen Energieversorgung abgebildet. Unter Energieversorgung wird im Sinne der Fragestellung die Bereitstellung und Nutzung von Energie, d.h. die Umwandlung und Verteilung verschiedener Energieträger entlang des Energieflusses verstanden. IKARUS-LP ist ein technikorientiertes bzw. Bottom-Up-Modell und bildet das Energiesystem von der Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungsbis zur Primärenergieebene ab. Vor dem Hintergrund der CO₂-Emissionsreduzierung wurde u.a. besonderes Augenmerk auf die Einsparmöglichkeiten in den Endenergiesektoren gelegt. Der Energiefluss von der Primärenergie bis zur Nutzenergie lässt sich in Kategorien von Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen beschreiben. Die Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen dargestellt. Dies ist z.B. die Nachfrage nach Raumwärme, Tonnen- und Personenkilometern oder Industriegütern. Das mathematische Verfahren der linearen Programmierung (LP) wird angewandt; Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten.

Das Modell arbeitet als „Time-Step“-Modell, d.h. die Optimierung erfolgt nicht über einen mehrperiodischen Zeitraum, sondern getrennt für die Zeitstützpunkte 2000, 2005, 2010, 2015, 2020, 2025 und 2030, wobei in jede Periode jeweils die Ergebnisse aller vorangehenden Perioden als „Vererbung“ eingehen. Somit unterscheidet sich das IKARUS-Optimierungsmodell von so genannten „Perfect-Foresight“-Modellen (z.B. MARKAL oder TIMES), bei denen eine simultane Optimierung sämtlicher Perioden erfolgt.

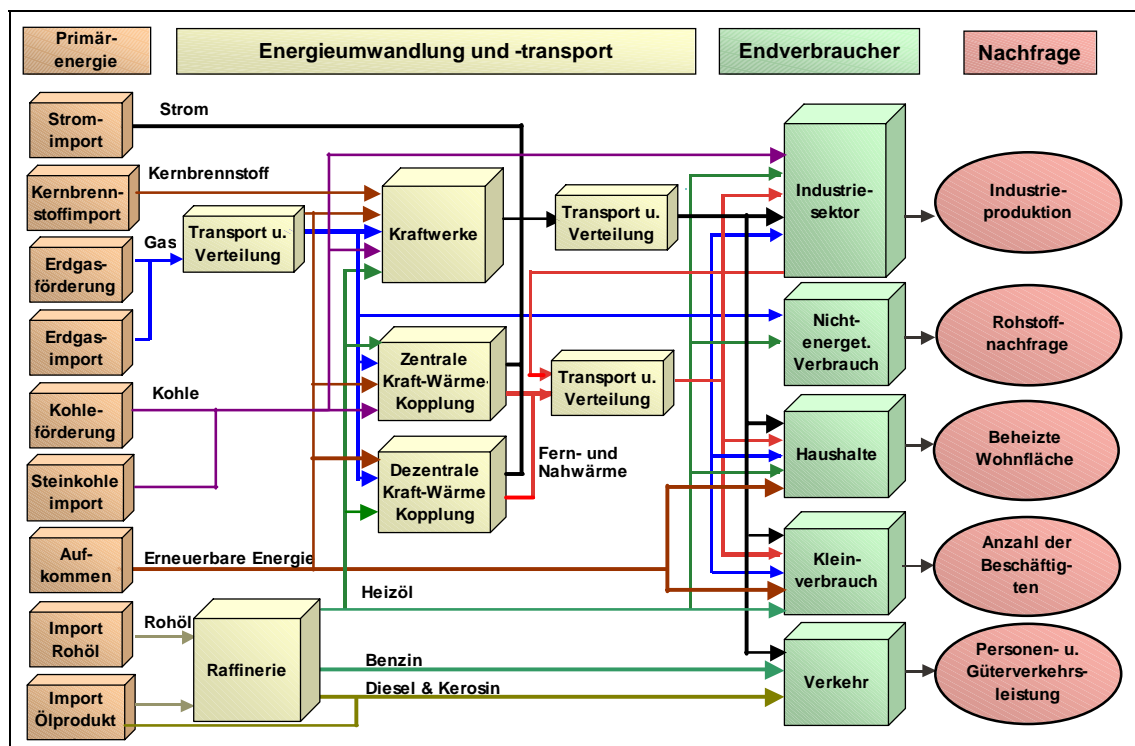
Neben Energieflüssen werden Emissionen und Kosten des gesamten Energiesystems abgebildet. Das Modell bewertet also den zur Änderung des Energiesystems (z.B. bei einer CO₂-Reduktionsvorgabe) notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Im Gegensatz zu einem Simulationsansatz, bei dem eine vom Modellanwender vorgegebene Strategie im Sinne von „Was wäre wenn...?“ analysiert wird, errechnet das Optimierungsmodell eine bestimmte Technikkombination (oder Strategie) unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Rahmenparameter, Technologiedaten sowie des Optimierungskriteriums.

Anders als in bisherigen Modellen (z.B. MARKAL oder EFOM) vernetzt das IKARUS-Optimierungsmodell nicht bestimmte Techniken, sondern (leere) ‚Technikkästen‘ mit den Eigenschaften von Techniken (z.B. Emissionsfaktoren, Kosten etc.), die die erforderliche energetische Umsetzung (Behandlung) und deren Folgen (Emissionen etc.) repräsentieren. Der besondere Vorteil dieses Konzepts besteht darin, Technikkästen mit den Eigenschaften einer bestimmten Technik belegen oder austauschen (z.B. unterschiedliche Fahrzyklen eines Pkw) zu können.

3.1.2 Modellaufbau und -Struktur

Die Energieflüsse der deutschen Energieversorgung von der Primärenergie bis zur Nutzenergie werden in den Kategorien von Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen beschrieben (siehe Abbildung 3-1). Die Primärenergieträger sind grob unterteilt in nicht regenerative und regenerative Energieträger. Zu den nicht regenerativen Energieträgern gehören neben der Kernenergie alle fossilen Energieträger, wie Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas etc. Zu den regenerativen Energieträgern zählt die Sonnenenergie in ihren Ausprägungen Sonnenstrahlung, Windenergie, Biomasse und Wasserkraft sowie Geothermie. Die Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen dargestellt. Dies ist z.B. die Nachfrage nach Raumwärme, Tonnen- und Personenkilometern oder Industriegütern. Die Primärenergieträger werden in Kraftwerken, Heizwerken und Veredlungsanlagen in Sekundärenergieträger (z.B. Koks, Benzin, Strom, Wärme) umgewandelt. Über die technischen Einrichtungen des Verteilungsnetzes wird den Nachfragevektoren Endenergie in Form von Primär- und Sekundärenergie zur Befriedigung der Nachfrage über eine weitere Umwandlungsstufe (in Heizöfen, Motoren usw.) zur Verfügung gestellt.

Abbildung 3-1 Struktur des IKARUS-Optimierungsmodells



Quelle: Martinsen et al. 1994

Der Energiefluss lässt sich in Primärenergie-, Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren strukturieren. Das Modell ist insgesamt in zehn Hauptsektoren gegliedert, und diese wiederum in eine Vielzahl von Subsektoren. Jeder Subsektor wird durch eine Vielzahl von charakteristischen Technologien beschrieben. Verknüpfungen zwischen verschied-

denen Energieflüssen bestehen über spezifische Energieträger bzw. Mengeneinsätze pro abgegebene Einheiten der Technologien. Mit den Massen- bzw. Energieströmen lassen sich Kostenströme korrelieren, indem man nach ähnlichem Muster die Technologien zusätzlich durch ihre Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten) charakterisiert. Nach dem gleichen Schema werden Emissionen behandelt.

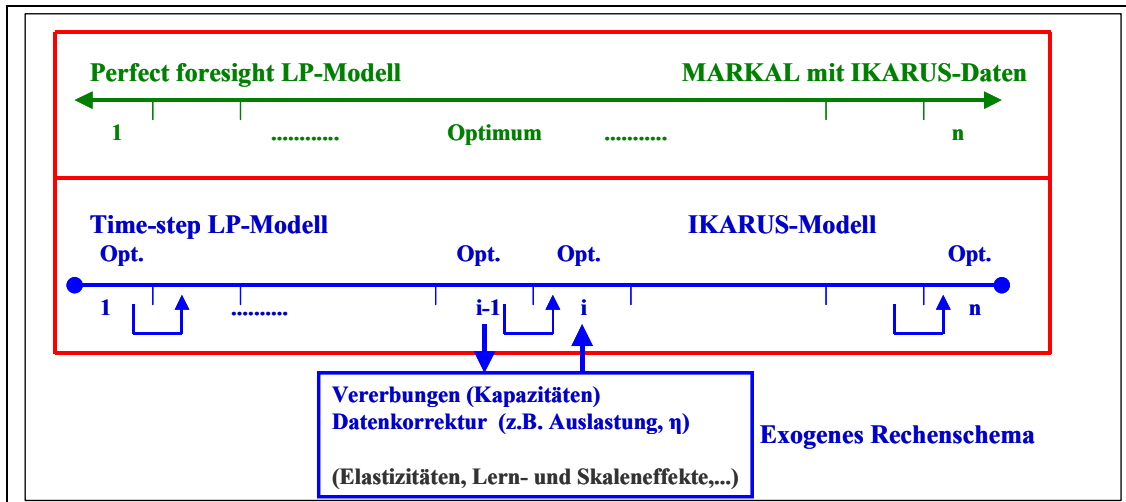
Die einzelnen Sektoren von der Primärenergie bis zu den Endverbrauchssektoren sind innerhalb des Modells als einzelne Module abgebildet, die über Energieträgerflüsse miteinander verknüpft sind. Diese auch als Oberstruktur bezeichnete Vernetzung erlaubt einen Austausch (Logistik) von Energieträgern zwischen den Sektoren. Der Vorteil einer modularen Konzeption besteht darin, dass beispielsweise Strukturveränderungen innerhalb eines Sektors ohne Auswirkungen auf andere Sektoren durchgeführt werden können. Zudem lassen sich energiewirtschaftliche und emissionsrelevante Größen erfassen und – falls gewünscht – restriktiv behandeln, etwa sektorale CO₂-Reduktionsvorgaben oder die Verstromung inländischer Steinkohle. Eine detaillierte Beschreibung der Oberstruktur findet sich in (Jagodzinski et al. 1995).

3.1.3 Time-Step Optimierung

Die ursprüngliche Version des IKARUS-LP-Modells war zeitpunktorientiert (Stützjahre 1989, 2005 und 2020), und im Gegensatz zu einem Mehrperiodenmodell wurden Kapazitäten nicht automatisch an das nächstfolgende Stützjahr weitergegeben. Dies musste manuell, in der Regel über Restriktionen (Bounds), mit denen Technologien entsprechend belegt werden, geschehen. Diese Vorgehensweise wird auch als quasi-statisch bezeichnet. Das neue IKARUS-LP-Modell ist hingegen ein dynamisches Time-Step-Optimierungsmodell, dessen sieben Perioden (2000-2030) dynamisch mit Hilfe eines Vererbungsalgorithmus miteinander verknüpft sind.

Abbildung 3-2 zeigt den Unterschied in der Kopplung der Modellperioden und den Vererbungsalgorithmus zwischen Perfect-Foresight- und Time-Step-Modellen. Der Unterschied der Optimierungsansätze besteht in der Kopplung der Einzelperioden. Während beim Perfect-Foresight-Ansatz eine Gruppe von Gleichungen die Übergabe der Kapazitäten (z.B. Kraftwerke, Fahrzeuge) von einer Periode zur nächsten sichert und somit aus den Gleichungssystemen der Einzelperioden ein intertemporales Gleichungssystem erzeugt, werden beim Time-Step-Verfahren die Gleichungssysteme sequentiell gelöst. Ein exogenes Rechenschema garantiert die Übergabe der Kapazitäten von einer Periode zur nächsten, was außerhalb des Modellgleichungssystems geschieht. Kapazitäten, die sich noch innerhalb ihrer technischen Lebensdauer befinden, werden an die Folgeperiode weitergegeben, während solche, die ans Ende ihrer angenommenen technischen Lebensdauer gekommen sind, in der nächsten Periode nicht mehr auftauchen. Prinzipiell lässt das Rechenschema auch die Berücksichtigung nicht-linearer Effekte, wie z.B. die Abhängigkeit der Investitionskosten von der kumulierten produzierten Menge (Lernkurven) zu (siehe Abbildung 3-2). Solche Effekte können allerdings nur mit einer zeitlichen Verzögerung von einer Periode berücksichtigt werden.

Abbildung 3-2 Vergleich der Kapazitätsvererbung in Perfect-Foresight- und Time-Step-Modellen.



Quelle: Martinsen et al. 1994

Die unterschiedliche Kopplung der Perioden beim Perfect-Foresight- und Time-Step-Ansatz hat entscheidende Auswirkungen auf das Optimierungskalkül des Modells. Beim Perfect-Foresight-Ansatz bezieht das Modell die zukünftigen Veränderungen aller Modellparameter bereits in Entscheidungen in früheren Perioden mit ein, es „kennt“ also die Zukunft und kann frühzeitig auf Veränderungen reagieren (z.B. Erhöhung der Energiepreise, Einführung von Emissionsbegrenzungen). Das Time-Step-Modell ist dagegen myopisch und bezieht zukünftige Veränderungen der Parameter nicht ins Entscheidungskalkül der aktuellen Periode mit ein. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von so genannten „statischen Erwartungen“ (Static Expectations). Aus diesem Grund hat ein Time-Step-Modell einen stärkeren Prognosecharakter als ein Perfect-Foresight-Modell. Beispielsweise lassen sich plötzliche Veränderungen (z.B. ein Energiepreisschock) und ‘Lost Opportunities’ im Klimaschutzkontext mit dem IKARUS-LP-Modell analysieren. Unter ‘Lost Opportunities’ versteht man verpasste Gelegenheiten für die Anpassung an neue Rahmenbedingungen, die unwiederbringlich verloren sind. Ein Beispiel ist die Durchführung von energetischen Sanierungsmaßnahmen innerhalb des Renovierungszyklus im Raumwärmebereich. Werden diese Maßnahmen bei anstehenden Renovierungsmaßnahmen nicht durchgeführt, so ist das (kostengünstige) Potenzial verloren und es kann alternativ nur eine ungleich kostspieligere Maßnahme außerhalb des Renovierungszyklus vorgenommen werden.

3.2 Rahmendaten für die Modellszenarien

3.2.1 Vorbemerkungen

Die im Folgenden beschriebenen demographischen, ökonomischen und technologischen Rahmenbedingungen beruhen auf Annahmen, die im Rahmen des IKARUS-Projekts vereinbart und in der Folge aktualisiert wurden. Hierbei handelt es sich um einen konsi-

stenten und abgestimmten Datensatz. Bei der Aktualisierung der Datenbasis für das vorliegende Projekt wurde darauf geachtet, dass die Rahmendaten weitestgehend mit dem Energiereport IV sowie im Verkehrsbereich mit den TREMOD-Szenarien des Umweltbundesamtes kompatibel sind. Da im Fokus des aktuellen Projektes die Auswirkungen hoher Energiepreise und damit der Vergleich unterschiedlicher Preisszenarien stehen, ist eine 100%ige Übereinstimmung der Rahmendaten allerdings nicht notwendig. Eine Bewertung der Auswirkungen und mit ihnen verbundenen Maßnahmen erfolgt sinnvollerweise immer im Vergleich mit der zugehörigen Referenzentwicklung.

Die mit Hilfe des IKARUS-LP Modells generierten Szenarien werden lediglich hinsichtlich ihrer Energieverbräuche sowie Emissionen dargestellt.

3.2.2 Demographische und gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Die demographische Entwicklung wird entsprechend der 2. Variante der Bevölkerungsentwicklung des Statistischen Bundesamtes (StaBuA 2000) angenommen. Demnach sinkt die Bevölkerung in den nächsten 30 Jahren um fast 4 Mio. auf ca. 78 Mio. Die Rate, mit der die Bevölkerung abnimmt, steigt dabei kontinuierlich: Für den Zeitraum bis 2010 wird pro Jahr ein Rückgang von 0,06 % unterstellt, für die darauf folgenden 10 Jahre eine Rate von 0,14 % und für die Jahre von 2020 bis ein Rückgang von 0,30 % (Tabelle 3-1).

Aufgrund der geringeren Kinderzahlen je Familie, einer höheren Lebenserwartung sowie dem Trend zu Singlehaushalten nimmt in dieser Bevölkerungsprognose die Zahl der privaten Haushalte in den nächsten zehn Jahren jährlich etwa um 0,26 % zu. Erst im letzten Jahrzehnt bis zum Jahr 2030 ist die Anzahl der Haushalte aufgrund der abnehmenden Gesamtbevölkerung rückläufig. Die Zahl der Wohnungen steigt deutlich stärker als die der Haushalte. Ursache ist die zunehmende Anzahl der Zweitwohnungen für berufstätige Pendler sowie der Rentnerhaushalte. Hierdurch wächst die Zahl der Wohnungen von etwa 36,8 Mio. im Jahr 2000 auf mehr als 43 Mio. im Jahr 2030.

Tabelle 3-1 Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

	Einheit	Jeweilige Werte				Veränderungen in %/a		
		2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Bevölkerung	Mio.	82,0	81,5	80,3	78,0	-0,06	-0,14	-0,30
Zahl der Haushalte	Mio.	37,5	38,5	38,8	38,1	0,26	0,08	-0,18
Personen je Haushalt	Anzahl	2,19	2,12	2,07	2,05	-0,32	-0,22	-0,12
Wohnungen	Mio.	36,8	39,6	41,6	43,1	0,74	0,48	0,35
Wohnungen je 1000 Haushalte	Anzahl	982	1030	1072	1131	0,48	0,41	0,53
Wohnungsfläche	Mio. m ²	3117	3409	3637	3839	0,90	0,65	0,54
Wohnungsfläche je Einw.	m ²	38,0	41,8	45,3	49,2	0,96	0,80	0,84
Wohnungsgröße EFH	m ²	106,0	108,3	110,6	113,4	0,22	0,21	0,25
Wohnungsgröße MFH	m ²	65,9	66,5	66,9	67,4	0,08	0,06	0,07
Erwerbspersonen	Mio.	37,5	37,3	37,0	34,9	-0,05	-0,09	-0,58
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. € ₉₅	1964	2367	2798	3190	1,88	1,69	1,32
BIP je Einwohner	€	23951	29039	34821	40903	1,94	1,83	1,62

Quelle: Markwitz & Stein 2003, StaBuA 2000, EWI/Prognos 2005

Es wird angenommen, dass sich die Wohnungsgröße in neuen Einfamilienhäusern von heute knapp 106 m² auf 113 m² im Jahr 2030 erhöht. Die Wohnungsgröße in neuen Mehrfamilienhäusern verändert sich nur unwesentlich von heute knapp 66 m² auf etwa 67 m² im Jahr 2030. Insgesamt nimmt die Wohnfläche bis zum Jahr 2030 um etwa 23 % zu. Die Wohnfläche pro Einwohner steigt somit von heute etwa 38 m² auf gut 49 m² im Jahr 2030. Ein Vergleich mit den Werten des Energiereport IV ergibt nach einer Bereinigung um die Wohnfläche in leer stehenden Wohnungen für das Jahr 2030 eine spezifische Wohnfläche pro Einwohner von 53,2 m², was einer Abweichung zum hier verwendeten Wert von knapp 8 % entspricht.

Die Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung wurden vom Bremer Energieinstitut (BEI) auf der Grundlage des MIS-Modells (Pfaffenberger & Haupt 2002) entwickelt. Danach wächst das reale Bruttoinlandsprodukt von 1964 Mrd. € im Jahr 2000 auf knapp 2370 Mrd. € bis zum Jahr 2010, was einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von knapp 1,9 % entspricht. In der Periode von 2010 bis 2020 schwächt sich das jährliche Wachstum mit 1,7 % leicht ab; im Jahr 2020 beträgt das angenommene reale Bruttoinlandsprodukt annähernd 2800 Mrd. €. Bis zum Jahr 2030 wird eine weitere Abschwächung des gesamtwirtschaftlichen Wachstums auf jahresdurchschnittlich 1,3 % unterstellt; für 2030 errechnet sich daraus ein Bruttoinlandsprodukt von 3190 Mrd. €.

Tabelle 3-2 enthält die dazu kompatible Entwicklung der Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe. Demnach wächst die reale Bruttowertschöpfung aller Branchen, allerdings unterschiedlich stark. So steigt die reale Bruttowertschöpfung der energieintensiven Chemie durchschnittlich um 1,6 % pro Jahr, während die Zuwachsraten anderer energieintensiver Branchen (eisenschaffende Industrie, Zellstoff und Papier) – insbesondere in der ersten Dekade – deutlich niedriger liegen.

Tabelle 3-2 Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe

Wirtschaftszweig	Bruttowertschöpfung in Mrd. € ₂₀₀₀				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Steine und Erden	13,8	14,5	16,2	18,2	0,5	1,1	1,2
Übriger Bergbau	1,4	2,4	2,5	2,6	5,3	0,4	0,4
Eisenschaffende Industrie	5,2	5,3	5,5	6,1	0,2	0,4	1,1
NE-Metalle	5,0	5,9	6,7	7,6	1,7	1,3	1,3
Zellstoff u. Papier	9,3	9,7	11,2	12,8	0,5	1,4	1,4
Chemie	37,4	43,8	51,1	59,7	1,6	1,6	1,6
Nahrung u. Genuss	35,0	39,4	44,2	49,7	1,2	1,2	1,2
Konsumgüter	44,7	51,2	58,2	66,2	1,4	1,3	1,3
Investitionsgüter	179,8	222,4	261,4	307,2	2,2	1,6	1,6
Rest Grundstoffe	53,6	70,5	78,9	87,6	2,8	1,1	1,1

Quelle: Markewitz & Stein 2003

Die Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe stimmt in der Summe gut mit dem Energiereport IV überein. Ein detaillierter Vergleich ist leider aufgrund unterschiedlicher Abgrenzungen sowie fehlender Angaben mit einer feineren Auflösung der im Energiereport IV unterstellten Wirtschaftsentwicklung nicht möglich.

Die Zahl der Erwerbstätigen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) insgesamt erhöht sich den Annahmen zufolge bis 2020 noch leicht, geht dann aber bis

2030 zurück, so dass es am Ende des Betrachtungszeitraums in diesem Bereich gegenüber 2000 etwa eine Million weniger Erwerbstätige gibt (Tabelle 3-3). Dabei gewinnen die privaten und öffentlichen Dienstleistungen an Bedeutung, während insbesondere die Zahl der Erwerbstätigen in der Land- und Forstwirtschaft sowie im Baugewerbe weiter abnimmt.

Tabelle 3-3 Entwicklung der Erwerbstätigenzahl im GHD-Sektor in Deutschland

Wirtschaftssektoren	Erwerbstätige in 1000				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Öffentliche Dienstleistungen	10,60	10,61	10,55	10,19	0,01	-0,06	-0,34
Private Dienstleistungen	12,14	13,03	13,59	13,35	0,71	0,43	-0,18
Militär, Verkehr, Nachrichten, Sonstige	2,00	1,90	1,78	1,59	-0,51	-0,65	-1,12
Handwerk, Kleinindustrie	2,95	2,81	2,77	2,69	-0,48	-0,13	-0,30
Baugewerbe	2,76	2,50	2,45	2,10	-0,99	-0,20	-1,53
Land- und Forstwirtschaft	0,96	0,78	0,65	0,54	-2,13	-1,82	-1,81
Summe	31,41	31,62	31,79	30,47	0,07	0,05	-0,42

Quelle: Markewitz & Stein 2003

In der Summe liegen die Beschäftigtenzahlen im GHD-Sektor nach IKARUS geringfügig unterhalb der Werte des Energiereport IV. Der zeitliche Verlauf der Beschäftigtenzahlen stimmt jedoch gut mit dem Energiereport IV überein. Hinsichtlich der Branchenabgrenzung existiert die gleiche Problematik wie in der Industrie.

3.2.3 Annahmen zur Entwicklung im Verkehr

Als wichtigste bedarfsbestimmende Größe im Verkehrssektor werden im IKARUS-Optimierungsmodell die Verkehrsleistungen exogen vorgegeben. Dabei wird zwischen Personenverkehr (Personenkilometer, Pkm) und Güterverkehr (Tonnenkilometer, tkm) unterschieden. Tabelle 3-4 enthält die Verkehrsleistungen des Referenzszenarios, wie sie vom Umweltbundesamt angenommen wurden. Der modale Split wurde in Anlehnung an mit dem TREMOD-Modell (IFEU 2005) erstellten Verkehrsszenarien vorgegeben. Aufgrund der unterschiedlichen Abgrenzungen beim Flugverkehr (IKARUS: Territorial- bzw. Inlandsprinzip ohne Überflug, TREMOD: Standortprinzip bzw. reiner Inlandsverkehr), wurden die Nachfragen für die Flugverkehrsleistung dem Energiereport IV entnommen. Die unterstellten Entwicklungen sind dabei weitgehend kompatibel.

Die Personenverkehrsnachfrage steigt bis zum Jahr 2020 zunächst leicht auf 1160 Mrd. Pkm an und sinkt anschließend auf 1130 Mrd. Pkm im Jahr 2030 ab, u.a. als Folge der demographischen Entwicklung. Im Güterverkehrsbereich ist dagegen ein kontinuierlicher Anstieg von 491 Mrd. tkm im Jahr 2000 auf etwa 815 Mrd. tkm zu verzeichnen, was einem Anstieg von 66 % entspricht. Die jährlichen Zuwachsraten liegen in den Perioden 2000/2010 und 2010/2020 bei 2,0 % bzw. 1,9 %. Erst in der Periode 2020/2030 fällt die jährliche Wachstumsrate mit etwa 1,1 % etwas geringer aus.

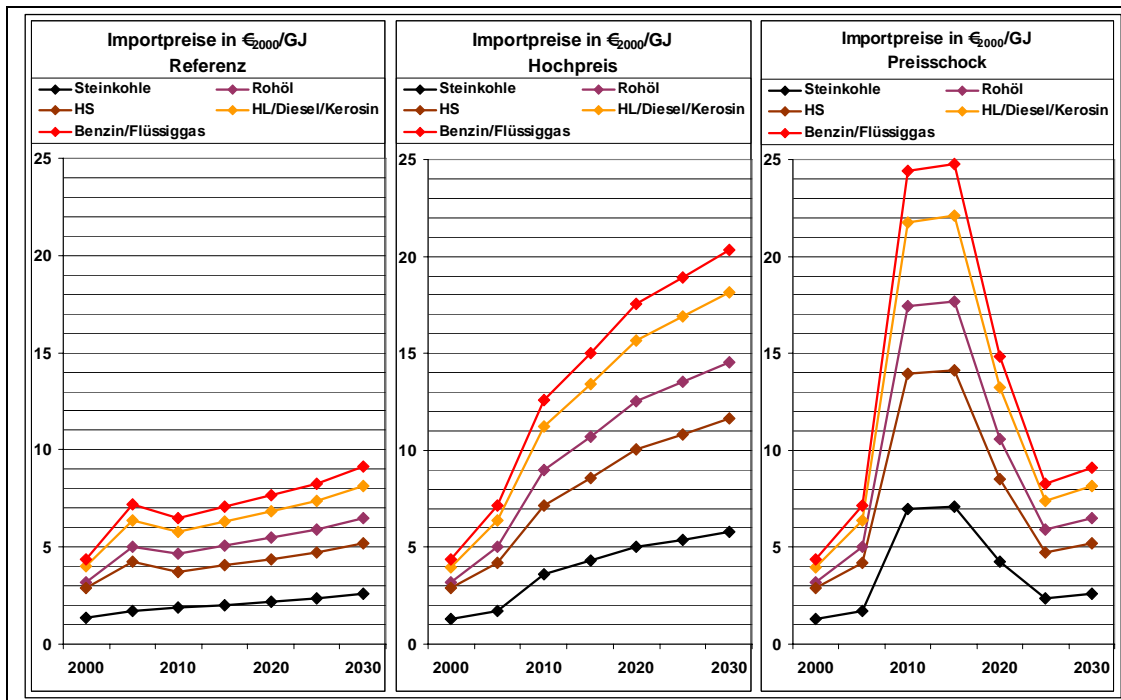
Tabelle 3-4 *Entwicklungen der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr*

Bereich	Einheit	Jeweilige Werte				Veränderungen in %/a		
		2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1054	1108	1160	1130	0,5	0,5	-0,3
Güterverkehr	Mrd. tkm	491	601	728	815	2,0	1,9	1,1

Quelle: IFEU 2005, Umweltbundesamt

3.2.4 Energieträgerpreise

Die Entwicklung der Energieträgerpreise und die ihnen zugrunde liegende Dynamik wurden ausführlich in Abschnitt 2 beschrieben. Abbildung 3-3 zeigt nochmals einen grafischen Vergleich der Importpreise in den unterschiedlichen Preisszenarien.

Abbildung 3-3 *Vergleich der Preisentwicklung der Importenergieträger*

Quelle: DIW Berlin (Abschnitt 2)

In Tabelle 3-5 ist die Entwicklung der Importpreise im Referenzfall im Vergleich mit den Bereitstellungskosten einiger einheimischer Energieträger dargestellt. Die Konkurrenzfähigkeit einheimischer Energieträger hängt stark vom betrachteten Szenario ab. Unter den Importpreisannahmen des Referenzpreisszenarios kann von den dargestellten einheimischen Energieträgern nur Braunkohle mit den Importenergieträgern konkurrieren. Dagegen stellen auch die anderen einheimischen Energieträger in den beiden Hochpreisszenarien – zumindest zeitweise – wirtschaftliche Alternativen zu Energieimporten dar.

Tabelle 3-5 Annahmen zu den Preisen der wichtigsten Importenergieträger im Referenzpreisszenario

Energieträger	Preise in €/GJ in Preisen von 2000				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Importpreise (Referenzszenario)							
Rohöl	3,20	4,65	5,47	6,51	7,8	3,3	3,6
Benzin	4,39	6,50	7,66	9,12	8,2	3,3	3,6
Heizöl leicht/Diesel	3,99	5,81	6,84	8,14	7,8	3,3	3,6
Heizöl schwer	2,89	3,72	4,38	5,22	5,2	3,3	3,6
Flüssiges (LPG)	4,81	6,50	7,66	9,12	6,2	3,3	3,6
Erdgas	2,37	3,95	4,65	5,54	10,8	3,3	3,6
Steinkohle	1,33	1,86	2,19	2,60	7,0	3,3	3,6
Gewinnungskosten							
Braunkohle	1,44	1,51	1,64	1,68	1,0	1,7	0,5
Steinkohle	4,84	4,65	4,52	4,09	-0,8	-0,6	-2,0
Pflanzenöl	11,90	11,90	11,90	11,90	0,0	0,0	0,0
Bioethanol	15,35	14,50	14,50	14,50	-1,1	0,0	0,0

Quelle: DIW (Abschnitt 2), Markewitz & Stein 2003

3.2.5 Begrenzungen

Eine Auswahl der wichtigsten Begrenzungen, die den Berechnungen zugrunde gelegt wurden, enthält Tabelle 3-6. Die hier angenommenen Begrenzungen sind im Sinne von Szenarioannahmen, nicht aber als energiepolitische Empfehlungen zu verstehen.

Tabelle 3-6 Wichtige energiepolitische und technische Begrenzungen in den Szenarien

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Gewinnung	PJ	1 005	> 470 < 550	(-) < 470	(-) < 470
Steinkohle-Importe	PJ	910	(-)	(-)	(-)
Braunkohle-Förderung	PJ	1 521	> 1475 < 1700	> 1200 < 1550	> 800 < 1500
Erdgas-Förderung	PJ	633	< 700	< 600	< 500
Erdgas-Importe	PJ	2 683	< 4 000	< 4 000	< 4 000
Windkraft	GW	5,9	> 18,0	> 18,0	> 18,0
Kernenergie	GW	21,3	18,3	5,5	0,0

Quelle: Markewitz & Stein 2003, eigene Berechnungen

Unter Berücksichtigung der Kohlebeschlüsse der Bundesregierung wurde für das Jahr 2010 eine Mindestfördermenge heimischer Steinkohle von 470 PJ (ca. 16 Mio. t SKE) angenommen (Reichel 2006). Für den Zeitraum danach wird davon ausgegangen, dass die Subventionen auslaufen und die deutsche Steinkohle mit der Importsteinkohle konkurrieren muss. In den untersuchten Preisszenarien kann die einheimische Steinkohle zu konkurrenzfähigen Kosten gefördert werden. Deshalb wird für den Zeitraum ab 2010 auch eine Obergrenze für die Gewinnung angenommen. Diese orientiert sich an dem Niveau der für 2010 angestrebten Fördermengen, da nicht davon auszugehen ist, dass ein deutlicher Ausbau über die dann in Betrieb befindlichen Zechen hinaus erfolgen wird. Ausgehend von den jeweiligen Fördergebieten und unter Berücksichtigung der bekannten unternehmensspezifischen Planungen sowie Aktivitäten, wurde eine Mindestfördermenge für die deutsche Braunkohle abgeschätzt. Hierbei wurden auch die Al-

tersstruktur des braunkohlebefeuerten Kraftwerksparks sowie aktuelle Kraftwerksbauten in den Blick genommen.

Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass die inländische Erdgasförderung, die bislang etwa 20 % des deutschen Verbrauchs zu decken vermochte, rückläufig ist. Hinsichtlich der zukünftigen Rolle der Kernenergie wurden auf der Basis der zwischen Bundesregierung und den Betreibern von Kernkraftwerken geschlossenen Ausstiegsvereinbarung die für die jeweiligen Zeitstützpunkte verbleibenden Restkapazitäten abgeschätzt. Der zeitliche Verlauf der installierten Leistung der Kernkraftwerke basiert auf Daten zu Reststrommengen, die vom Öko-Institut zur Verfügung gestellt wurden (siehe Abschnitt 4). Demnach wird im Jahr 2020 noch gut ein Viertel der im Jahr 2000 am Netz befindlichen Kernkraftwerke zur Stromerzeugung beitragen.

3.2.6 CO₂-Preis und Steuern

Das Modell bewertet den aufgrund von veränderten Rahmenbedingungen (z.B. CO₂-Emissionsrestriktion oder erhöhte Energieimportpreise) zur Änderung des Energiesystems notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Neben den Kosten, die mit dem Import von nicht im System gewonnenen Energieträgern verbunden sind, gehen die spezifischen Kostendaten der Technologien als exogene Kostendaten in das Optimierungsmodell ein. Im Sinne dieser Modellphilosophie lassen sich steuerliche Maßnahmen (Steuern, Subventionen) nicht als Aufwand interpretieren, da dieser nicht systemimmanent ist. Steuern sind nicht ursächlich technikgebunden und können somit nicht Bestandteil der Systemkosten sein.

Andererseits können die CO₂-Grenzvermeidungskosten eines Optimierungsergebnisses, die sog. Dualaktivitäten oder Schattenpreise der Emissionsrestriktionen, einen Hinweis über die Höhe einer möglichen CO₂-Steuer bzw. eines CO₂-Preises geben. Die Einführung einer entsprechenden Steuer bzw. eines CO₂-Preises führt dann zu demselben Optimierungsergebnis wie die zugehörige CO₂-Emissionsbegrenzung. Entsprechend wirken auch Steuern auf Energieträger verbrauchsmindernd und können äquivalent als eine Begrenzung des Verbrauchs dargestellt werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse der Modellrechnungen mit CO₂-Preisen und/oder Steuern sind diese Zusammenhänge daher zu berücksichtigen.

Gemäß dem Wunsch des Auftraggebers werden CO₂-Preise in den Grundvarianten der betrachteten Szenarien nicht berücksichtigt, da die Wirkung erhöhter Energiepreise auf die künftige CO₂-Emissionssituation bei Abwesenheit weiterer politischer Maßnahmen untersucht werden soll. Um den Einfluss der Belastungen durch den EU-Emissionsrechtehandels aufzuzeigen, werden allerdings die Auswirkungen auf die Referenzentwicklung in einer Szenariovariante diskutiert. Dazu wurde in den Modellrechnungen ab der Periode 2010 mit einem realen CO₂-Preis von 20 €₂₀₀₀/t CO₂ gerechnet. Dies entspricht etwa dem Mittelwert des Spotpreises an der Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) im ersten Jahr seit dem Beginn des Emissionshandels

(08.03.2005 – 31.03.2006). Im Modell werden lediglich die Emissionen des Umwandlungssektors und der Industrie mit diesem als Steuer modellierten CO₂-Preis belastet.

Weiterhin wurde auf Wunsch des Auftraggebers der Einsatz von Energieträgern im Verkehrssektor mit an den aktuellen Kraftstoffsteuern angelehnten Steuersätzen belastet.¹⁷ Tabelle 3-7 fasst die momentan in der Diskussion befindlichen Kraftstoffsteuersätze entsprechend dem Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes (EErzeugBestNeurG)¹⁸ zusammen. Es handelt sich hierbei um Regelsteuersätze, d.h. die für Erd- und Flüssiggas bis 2018 und für Biokraftstoffe bis 2009 bzw. stufenweise bis 2011 beschlossenen Ermäßigungen bleiben hier unberücksichtigt. Auf Wunsch des Auftraggebers wurden im Optimierungsmodell allerdings einige Energieträger mit höheren Steuern belastet als nach derzeitiger Gesetzeslage, um die Überlagerung der Preiserhöhungseffekte durch die Effekte einer zeitlichen Fortschreibung der gegenwärtigen steuerlichen Bevorzugung zu vermeiden. Das gilt für all jene Energieträger mit einem geringeren Steuersatz als Diesel, wie z.B. Erdgas oder Biokraftstoffe. Diese werden mit demselben Steuersatz belastet wie Diesel, was in der Spalte „Modellsteuersatz“ von Tabelle 3-7 aufgeführt ist. Die Steuersätze werden auf diesem Niveau real über den gesamten Zeithorizont der Betrachtung konstant gehalten.

Tabelle 3-7 Reale Steuersätze für Energieträger im Verkehrssektor des Modells

Energieträger	Aktueller Steuersatz		Modellsteuersatz
Benzin	654,50 €/1000 l	20,65 €/GJ	20,65 €/GJ
Diesel (schwefelarm)	470,40 €/1000 l	13,21 €/GJ	13,21 €/GJ
Erdgas (Regelsatz)	31,80 €/MWh	8,83 €/GJ	13,21 €/GJ
Flüssiggas (Regelsatz)	409,00 €/1000 kg	8,91 €/GJ	13,21 €/GJ
Pflanzenöl (Regelsatz)	450,00 €/1000 l	10,62 €/GJ	13,21 €/GJ
Biodiesel (Regelsatz)	450,00 €/1000 l	9,08 €/GJ	13,21 €/GJ
Bioethanol			13,21 €/GJ
Methanol			13,21 €/GJ

Quelle: EErzeugBestNeurG

Im IKARUS-Optimierungsmodell sind verschiedene alternative Energieträger vorgesehen, die bislang aufgrund ihrer geringen Bedeutung keiner Besteuerung unterliegen. Hierzu zählt neben Wasserstoff insbesondere Methanol, das sich verhältnismäßig kostengünstig aus Erdgas synthetisieren lässt. Aus diesem Grund wurde Methanol mit dem gleichen Steuersatz wie Erdgas belastet, da ansonsten ein unrealistisches Umschwenken auf Methanol zu verzeichnen ist. Ebenso wie im Falle der CO₂-Preise werden Szenariovarianten vorgestellt, die es erlauben, den Einfluss der Modellierung der Mineralölsteuer im Verkehrssektor zu isolieren.

¹⁷ Das IKARUS-Modell betrachtet alle Kosten, also auch die Brennstoffkosten, ohne Steuern. Weil das Verhältnis zwischen Brennstoffkosten und Steuern bei Treibstoffen aber besonders stark von den Steuern geprägt ist, müssen hier nach Ansicht des Umweltbundesamtes die Steuern berücksichtigt werden, um Verzerrungen zu vermeiden.

¹⁸ Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes vom 15.7.2006, verkündet im BGBl I, Nr. 33 vom 19.7.2006.

3.2.7 Definition der Szenarien

Neben den hohen Energiepreisen hat auch die Modellierung des festgelegten CO₂-Preises und der Kraftstoffsteuern im Verkehrsbereich Auswirkungen auf die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen. Um diese unterschiedlichen Effekte voneinander separieren zu können, wurden neben den drei Energiepreisvarianten auch Variationen des CO₂-Preises und der Kraftstoffsteuer durchgeführt. Tabelle 3-8 gibt einen Überblick über die Kombinationen der Parameter und der sich daraus ergebenden Szenariovarianten.

Tabelle 3-8 Übersicht über die betrachteten Szenarien

	Energiepreise			CO ₂ -Preis		Kraftstoffsteuer	Anpassung Verkehrsnachfrage
	Prognos	EIA Hoch	Schock	0 €/t	20 €/t		
Standardszenarien							
Referenzszenario	+			+		+	
Hochpreisszenario		+		+		+	+
Preisschockszenario			+	+		+	+
Szenariovarianten							
Referenz mit CO ₂ -Preis	+			+		+	
Hochpreis mit/ohne Kraftstoffsteuern/Verkehrsanpassung		+		+		+/-	+/-
CO ₂ -Reduktionsszenario (50 % bis 2030)	+	+				+	+

Quelle: Darstellung des Forschungszentrum Jülich

Im Fall der beiden Hochpreisvarianten wurden für den Verkehrsbereich zusätzlich angepasste Nachfragen nach Verkehrsleistung generiert, um Verhaltensanpassungen zu berücksichtigen. Die zu den Preisszenarien gehörigen Nachfrageanpassungen wurden vom Umweltbundesamt abgeschätzt (vgl. Anhang C). Damit keine Vermischung der technischen Maßnahmen, die vom Optimierungsmodell gewählt werden und den Anpassungsreaktionen hinsichtlich der Nachfrage erfolgt, werden die Auswirkungen der angepassten Verkehrsleistungen separat betrachtet und diskutiert. Als weitere Variante wurde ein ambitioniertes CO₂-Minderungsszenario auf Basis der Referenzentwicklung betrachtet. Die Emissionen sind dabei bis 2030 im Vergleich zu 1990 auf die Hälfte zu reduzieren (siehe Anhang B).

3.3 Ergebnisse der Modellrechnungen

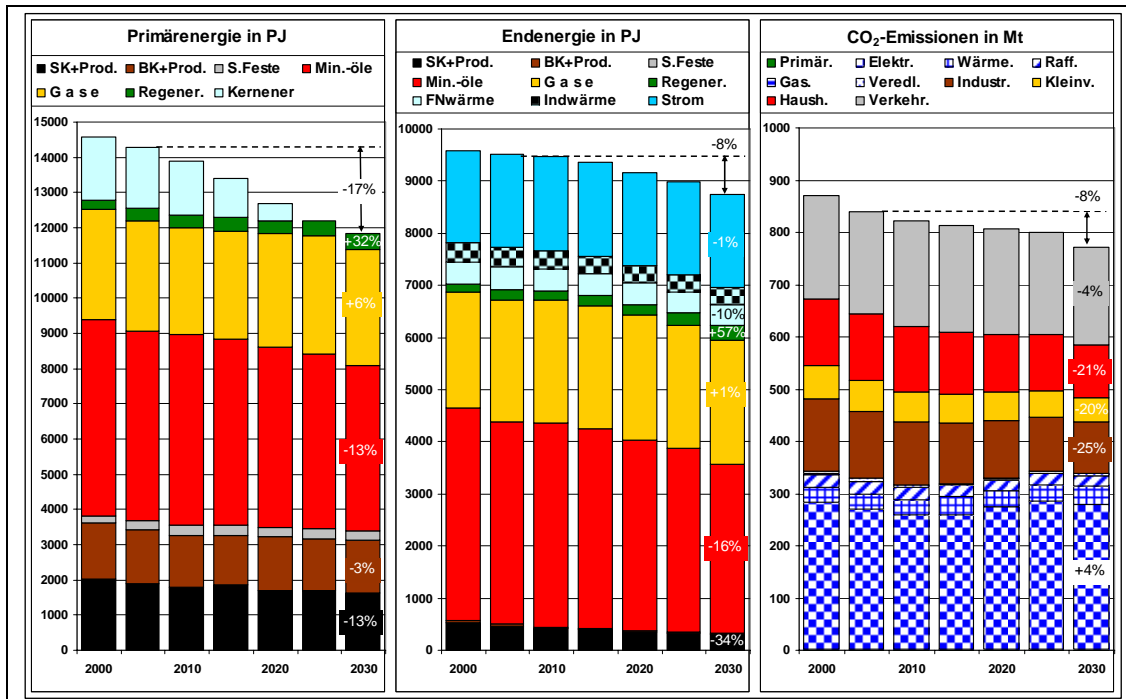
3.3.1 Vorbemerkungen und Referenzentwicklung

Im Zentrum der folgenden Betrachtungen werden die Auswirkungen hoher Energiepreise und damit ein Vergleich der verschiedenen in Abschnitt 3.2.7 charakterisierten Standardszenarien stehen. Zunächst folgt jedoch eine kurze Beschreibung der wichtigsten Entwicklungen im Referenzpreisszenario.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) sinkt bereits im Referenzpreisszenario über den Betrachtungszeitraum von knapp 14300 PJ im Jahr 2005 auf weniger als 11900 PJ im Jahr

2030 ab (siehe Abbildung 3-4). Dieser Rückgang ist bedingt durch die Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmendaten (z.B. Bevölkerungsrückgang), branchenspezifischer struktureller Veränderungen in der Industrie und im GHD-Sektor sowie den angenommenen technischen Fortschritt, der zu einer Steigerung der Energieeffizienz führt. Hinzu kommt eine systematische Komponente durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Diese wird nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen bspw. erneuerbare Energieträger, abgesehen von der Biomasse, überwiegend mit einem Faktor 1 in die Primärenergiebilanz eingehen.

In der Struktur des PEV ist ein leichter Zuwachs beim Erdgas zu verzeichnen, die Nutzung von Braunkohle bleibt etwa konstant, während der Verbrauch von Mineralölen und Steinkohle zwischen 2005 und 2030 um etwa 13 % zurückgeht. Bei den Erneuerbaren ist ein deutlicher Zuwachs um ein Drittel von etwa 350 PJ auf gut 460 PJ zu beobachten, der hauptsächlich auf die energetische Nutzung von Biogas und Pflanzenöl zurückgeht. Als Folge reduzieren sich die energiebedingten CO₂-Emissionen von etwa 840 Megatonnen (Mt) in der Periode 2005 auf gut 770 Mt in der Periode 2030. Dabei ist zu beachten, dass im IKARUS-Optimierungsmodell auch die Emissionen des internationalen Flugverkehrs berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 3.2.3). Dessen Emissionen zeichnen in der Periode 2000 für etwa 17 Mt CO₂-Emissionen verantwortlich. Dieser Anteil steigt bis 2030 auf gut 28 Mt jährlich an. Am stärksten ist der Rückgang in der Industrie (-25 %), gefolgt von den Sektoren GHD und Haushalte (jeweils -20 %), während die Emissionen des Verkehrsbereichs nahezu konstant bleiben (-4 %). In der Elektrizitätserzeugung steigen die CO₂-Emissionen mit +4 % leicht über den Betrachtungszeitraum an.

Abbildung 3-4 Primär-, Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen im Referenzpreisszenario

Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die Elektrizitätserzeugung ist im Referenzpreisszenario leicht rückläufig, und zwar von knapp 550 Terawattstunden (TWh) in 2005 auf etwa 530 TWh in der Periode 2030. Dabei nimmt der Anteil des mittels Braun- und Steinkohle erzeugten Stroms deutlich zu (+30 % bzw. +19 %), weil Kohlekraftwerke die aus der Grundlast verschwindenden Kernkraftwerke großteils ersetzen. Außerdem ist nahezu eine Verdreifachung der Erdgasverstromung von gut 40 TWh (2005) auf etwa 110 TWh (2030) zu verzeichnen. Die Nutzung kombinierter Erzeugung von Strom und Wärme in Heizkraftwerken, vorzugsweise auf Basis von Erdgas, Steinkohle und Müll, nimmt um fast 50 % zu.

Aufgrund der verbesserten Energieeffizienz geht der Endenergieverbrauch (EEV) zwischen 2005 und 2030 von etwa 9500 PJ auf gut 8700 PJ zurück, was einem jährlichen Rückgang von gut 0,3 % entspricht. Von dem Rückgang sind feste Brennstoffe und auch Ölprodukte überproportional stark betroffen, wohingegen der Erdgas- und Elektrizitätsverbrauch etwa auf demselben Niveau verbleiben. Lediglich bei den Erneuerbaren ist ein Zuwachs, nämlich nahezu eine Verdoppelung des Verbrauchs zu finden. Auf die Endverbrauchssektoren verteilen sich die Einsparungen wie folgt: Im GHD-Sektor ist mit 15 % die größte Einsparung zu verzeichnen. Industrie und Haushalte reduzieren ihren Verbrauch mit etwa 10 % entsprechend dem Durchschnitt über alle Sektoren. Nur im Verkehr bleibt das Verbrauchsniveau nahezu konstant, wobei der Verbrauch im Güterverkehr geringfügig zunimmt (+2 %), während der Verbrauch im Personenverkehr leicht abnimmt (-3,5 %). Allerdings ist im Güterverkehr eine Steigerung der Verkehrsleistung um mehr als 50 % zwischen 2005 und 2030 unterstellt worden. Im Personenverkehr ist der Nachfragezuwachs mit +6 % im selben Zeitraum moderater (siehe auch

Tabelle 3-4). Spezifisch ist insbesondere im Güterverkehr eine deutliche Verbesserung der Endenergieeffizienz festzustellen, die nur durch den massiven Einsatz von Sparfahrzeugen (hauptsächlich Lkw im Güterfernverkehr) bereits im Referenzpreisszenario zustande kommt.

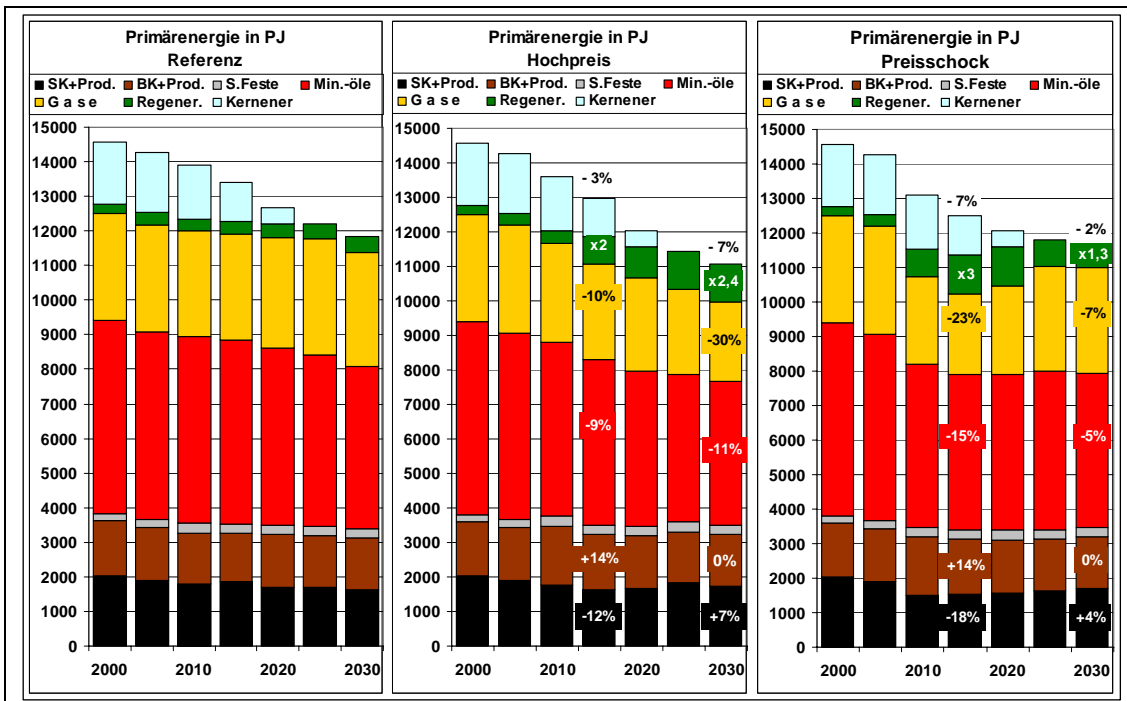
3.3.2 Auswirkungen hoher Energiepreise

Nach dieser kurzen Beschreibung der wesentlichen Trends im Referenzpreisszenario sollen nun die Unterschiede zu den beiden Hochpreisvarianten betrachtet und die Auswirkungen hoher Energiepreise auf optimale energiewirtschaftliche Strategien analysiert werden.

In Abbildung 3-5 ist die Entwicklung des PEV vergleichend für das Referenz-, das Hochpreis- und das Preisschockszenario dargestellt. Gegenüber der Referenzentwicklung ist in beiden Preisszenarien eine Absenkung des PEV festzustellen, wobei sich der zeitliche Verlauf sehr voneinander unterscheidet.

So ist bei kontinuierlich zunehmenden Energiepreisen im Hochpreisszenario ein ebenfalls kontinuierlich abnehmender PEV im Vergleich zur Referenzentwicklung zu finden (mittlere Grafik in Abbildung 3-5). Am Ende des Betrachtungszeitraums liegt der PEV um 7 % unter dem des Referenzpreisszenarios.

Abbildung 3-5 Vergleich des Primärenergieverbrauchs

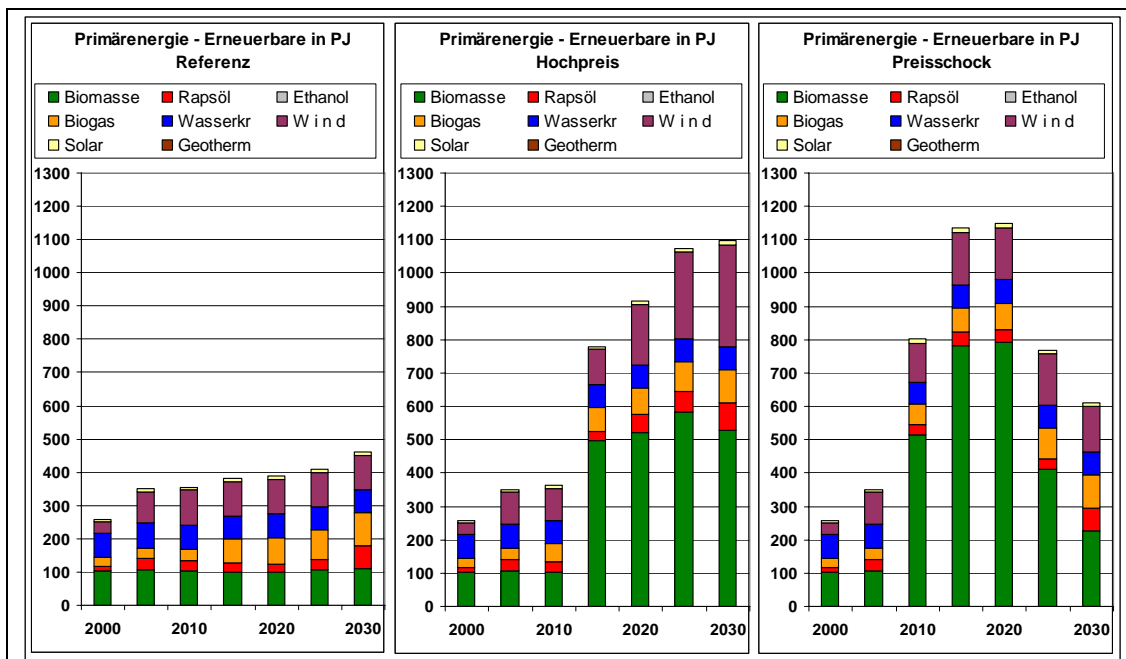


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Am stärksten von der Reduktion betroffen ist Erdgas, dessen Verbrauch um nahezu ein Drittel unter dem Vergleichswert des Referenzpreisszenarios liegt. Mineralöle sind trotz

eines noch stärkeren absoluten Preiszuwachses mit -11 % weniger stark betroffen, da kostengünstige Ausweichoptionen hier in geringerem Maße existieren als beim Erdgas. Der Braunkohleneinsatz nimmt gegenüber dem Referenzpreisszenario vorübergehend zu, was einerseits auf eine verstärkte Nutzung in der Stromerzeugung und andererseits ab 2010 bei einem Rohölpreis von etwa 54 US-\$/bbl auf die Verwendung von Kohleverflüssigungstechnologien zurückgeht. Der Umfang ist allerdings mit maximal 12 PJ Braunkohle, was produktseitig etwa 150.000 Tonnen Ölprodukten entspricht, sehr beschränkt. Am Ende des Betrachtungszeitraumes erreicht der Braunkohlenverbrauch daselbe Niveau wie in der Referenzentwicklung. Der Grund hierfür ist die begrenzte Verfügbarkeit von Braunkohle (siehe Tabelle 3-6), deren Potenzial bereits im Referenzpreisszenario ausgeschöpft wird. Dagegen existiert trotz Preissteigerungen bei der Steinkohle noch Spielraum, was zu einem Anstieg des PEV um 7 % in der Periode 2030 führt. In begrenztem Umfang (siehe Tabelle 3-6) kommt bei den unterstellten Importpreisentwicklungen auch einheimische Steinkohle wieder zum Einsatz. Der deutlichste Anstieg ist bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger, deren Verbrauch sich um den Faktor 2,4 erhöht, zu beobachten. Wie aus Abbildung 3-6 ersichtlich wird, geht der Zuwachs insbesondere auf eine zunehmende Nutzung von Biomasse und Wind zurück.

Abbildung 3-6 Vergleich des erneuerbaren Primärenergieverbrauchs



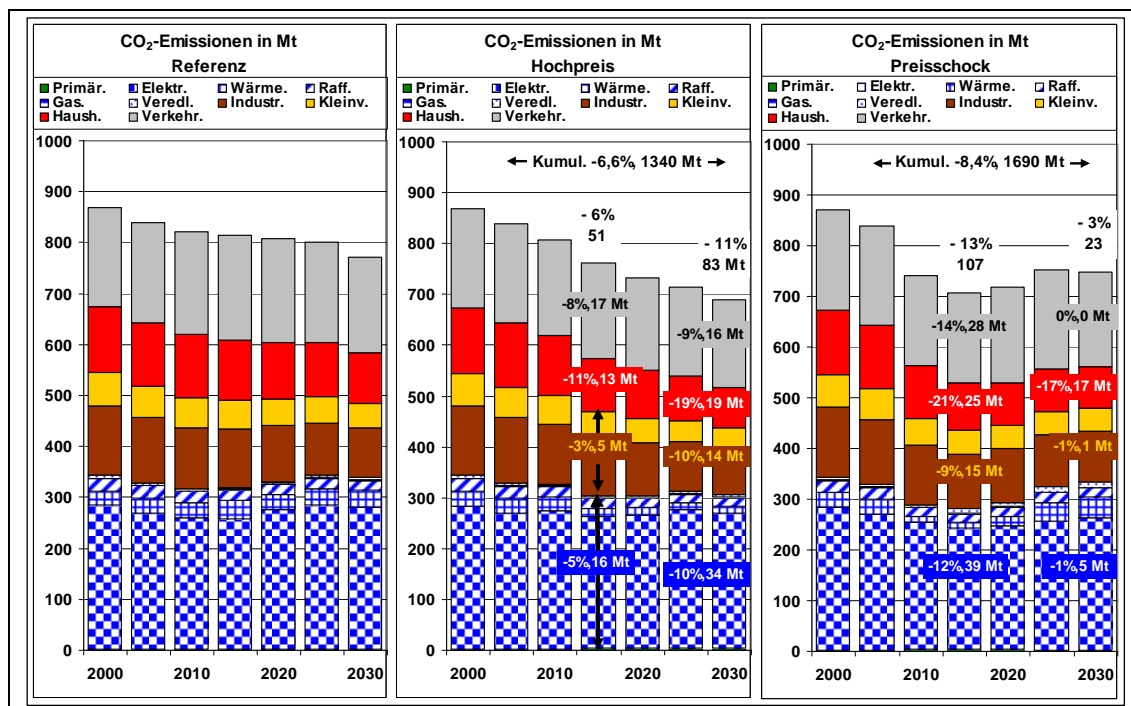
Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Wie bereits erwähnt, unterscheidet sich der zeitliche Verlauf der ergriffenen Maßnahmen im Preisschockszenario stark vom Verlauf im Hochpreisszenario. Zwischenzeitlich wird hier eine stärkere Reduktion des PEV gegenüber der Referenzentwicklung erreicht. Der PEV von Braunkohle liegt über den gesamten Betrachtungszeitraum an der oberen Grenze der Verfügbarkeit, wobei wie im Hochpreisszenario ab 2010 die Anwendung von Kohleverflüssigungstechnologien wirtschaftlich ist. Aufgrund der zeit-

weise sehr hohen Ölpreise von 105 US-\$/bbl ist die Braunkohlenutzung mit ca. 90 PJ (dies entspricht produktseitig etwa einer Million Tonnen Ölprodukten) ausgeprägter als im Hochpreisszenario. Dieses Niveau wird ab der Periode 2015 erreicht, die Nutzung der kapitalintensiven Anlagen erfolgt auch nach dem Absinken der Importpreise. Ebenso ist die Förderung einheimischer Steinkohle unter den extremen Importpreisen wirtschaftlich, was bis zum Abklingen des Preisschocks in der Periode 2020 andauert. Auch die Nutzung erneuerbarer Energieträger erreicht in der Periode 2015 mit gut 1100 PJ etwa das Dreifache des entsprechenden Wertes im Referenzpreisszenario. Insbesondere der energetischen Nutzung von Biomasse, hauptsächlich in Heizkraftwerken kommt hier eine bedeutende Rolle zu. Die Windstromproduktion nimmt ebenfalls stark zu, erreicht allerdings nicht den gleichen Umfang wie im Hochpreisszenario.

Gegen Ende des betrachteten Zeitraums treten aufgrund des wieder absinkenden Energiepreinsniveaus Relaxationseffekte auf. Es ist zwar auch in der Periode 2030 noch eine Verringerung des PEV gegenüber dem Referenzpreisszenario festzustellen, aber seine Struktur nähert sich stark der Referenzentwicklung an.

Abbildung 3-7 Vergleich der CO₂-Emissionen



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

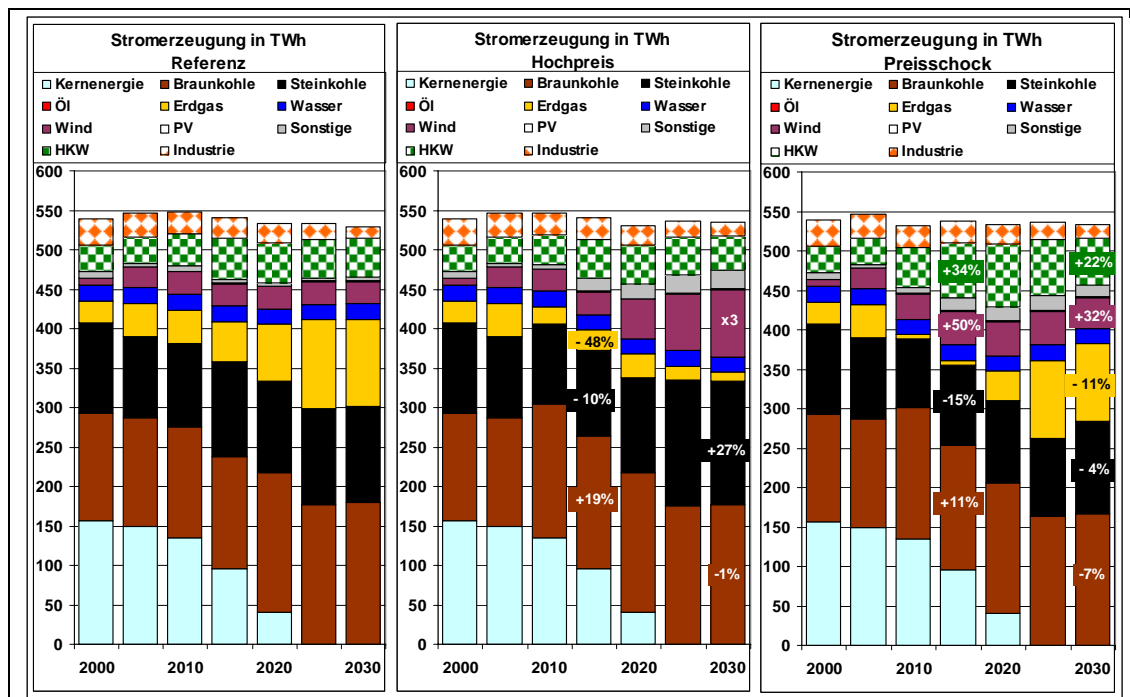
Bei den in Abbildung 3-7 dargestellten energiebedingten CO₂-Emissionen fällt der Relaxationseffekt im Preisschockszenario stärker auf als in der Darstellung des PEV, da insbesondere die Nutzung erneuerbarer Energieträger hiervon betroffen ist (Abbildung 3-6). Trotz dieses Relaxationseffektes und der damit verbundenen Annäherung des Emissionsniveaus an das Referenzpreisszenario ist festzuhalten, dass die gegenüber der Referenzentwicklung kumuliert eingesparten Kohlendioxidemissionen im Preisschockszenario mit 1690 Mt höher sind als im Hochpreisszenario (1340 Mt). Dies ist auf die

frühzeitig ergriffenen und teilweise sehr langfristig wirkenden Maßnahmen, wie z.B. Wärmeschutz von Gebäuden, zurückzuführen, die noch eingehender bei der Diskussion des Endenergieverbrauchs behandelt werden.

Abbildung 3-8 und Abbildung 3-9 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung bzw. der installierten Kraftwerksleistung nach Energieträgern. Ein Vergleich der verschiedenen Szenarien macht deutlich, dass die Importenergieträgerpreise einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Stromerzeugung haben. Während der Stromverbrauch insgesamt nur geringfügig variiert, sind insbesondere der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren sowie das Verhältnis von Erdgas und Kohle stark szenario- und damit preisabhängig.

Im Hochpreisszenario liegt die Stromerzeugung aus Erdgas mit 12 TWh in der Periode 2030 nur noch bei gut 10 % des entsprechenden Wertes im Referenzpreisszenario. Dieser Rückgang wird durch einen 27 %igen Zuwachs bei Steinkohlekraftwerken und einer Verdreifachung der Stromerzeugung aus Windkraft (85 TWh in 2030) gegenüber der Referenzentwicklung kompensiert. Ebenso nimmt der Einsatz von Biomasse in Kraftwerken (KW; Sonstige in Abbildung 3-8) und Heizkraftwerken (HKW) stark zu. In den HKW findet dabei eine Verschiebung von Erdgas und Steinkohle zur Biomasse statt. Kapazitätsseitig hat der starke Ausbau der Windenergienutzung eine Erhöhung der Gesamtkapazität um etwa 15 GW gegenüber der Referenzentwicklung zur Folge (siehe Abbildung 3-9). Die notwendige Kapazitätsreserve wird vorwiegend durch erdgasbeheizte Kraftwerke zur Verfügung gestellt, was sich in einer sehr geringen Auslastung der Anlagen bemerkbar macht (siehe Abbildung 3-10).

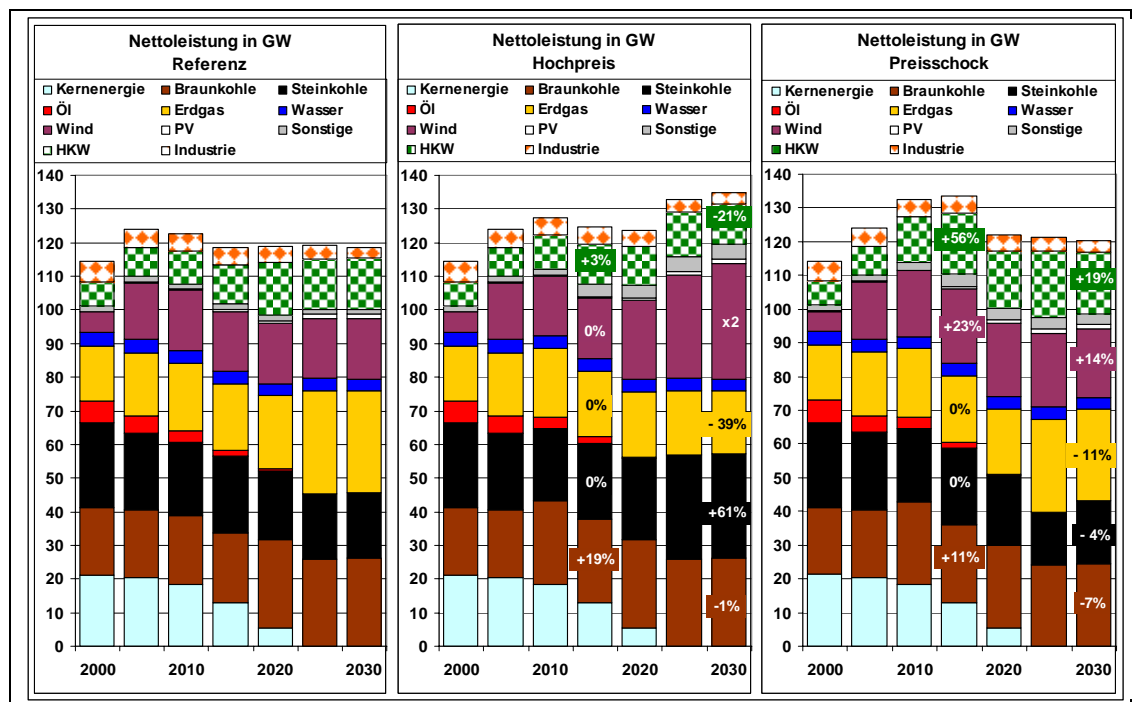
Abbildung 3-8 Vergleich der Stromerzeugung



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

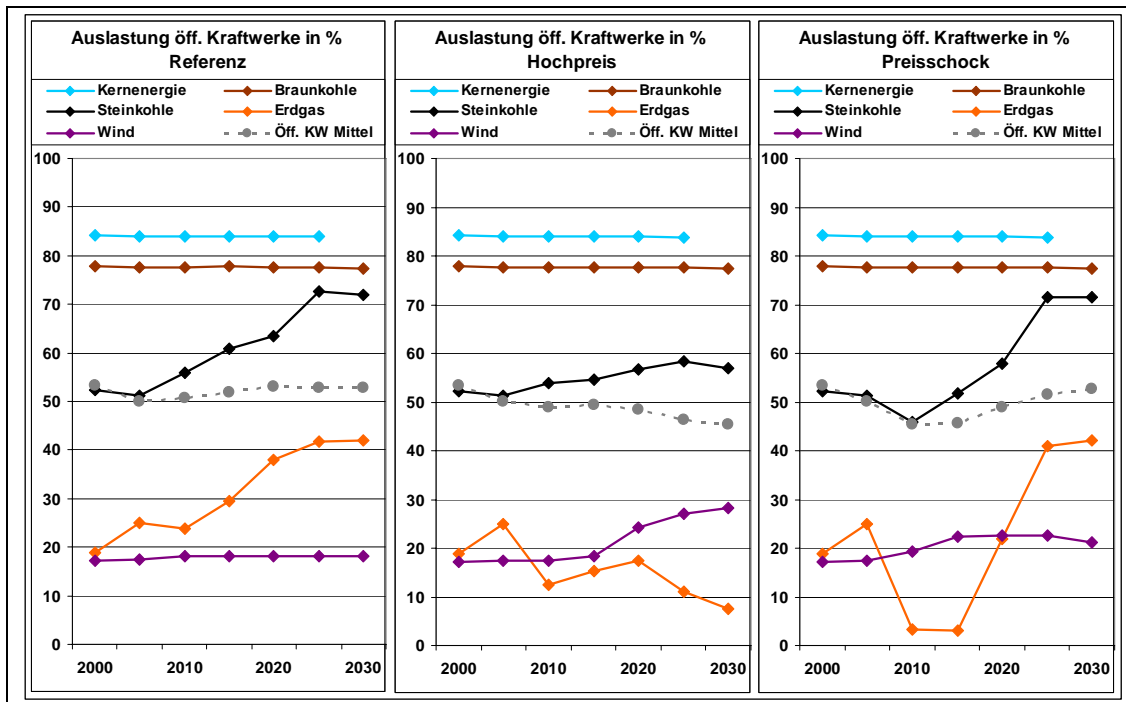
Im Preisschockszenario fällt besonders der starke Rückgang der Erdgasverstromung (-48 %) in den Perioden 2010 und 2015 auf (rechte Grafik in Abbildung 3-8), was darauf zurückzuführen ist, dass die Auslastung der Erdgas-Kraftwerke nahezu auf Null zurückgefahren wird, wie aus Abbildung 3-10 ersichtlich ist. Parallel dazu bildet sich ein Überhang an Kraftwerkskapazitäten, da zusätzliche Braunkohlekraftwerke, Kraft- und Heizkraftwerke auf Basis von Biomasse sowie Windkraftanlagen in Betrieb gehen. Mit dem altersbedingten Ausscheiden von Kraftwerkskapazitäten in den Folgeperioden wird der Überhang bis zum Jahr 2020 wieder abgebaut. Zudem erfolgt mit dem Rückgang der Energiepreise ab der Periode 2020 wieder eine schrittweise Nutzung der Erdgas-Kraftwerke, die sich dem Niveau im Referenzpreisszenario annähert.

Abbildung 3-9 Vergleich der installierten Kraftwerksleistung



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

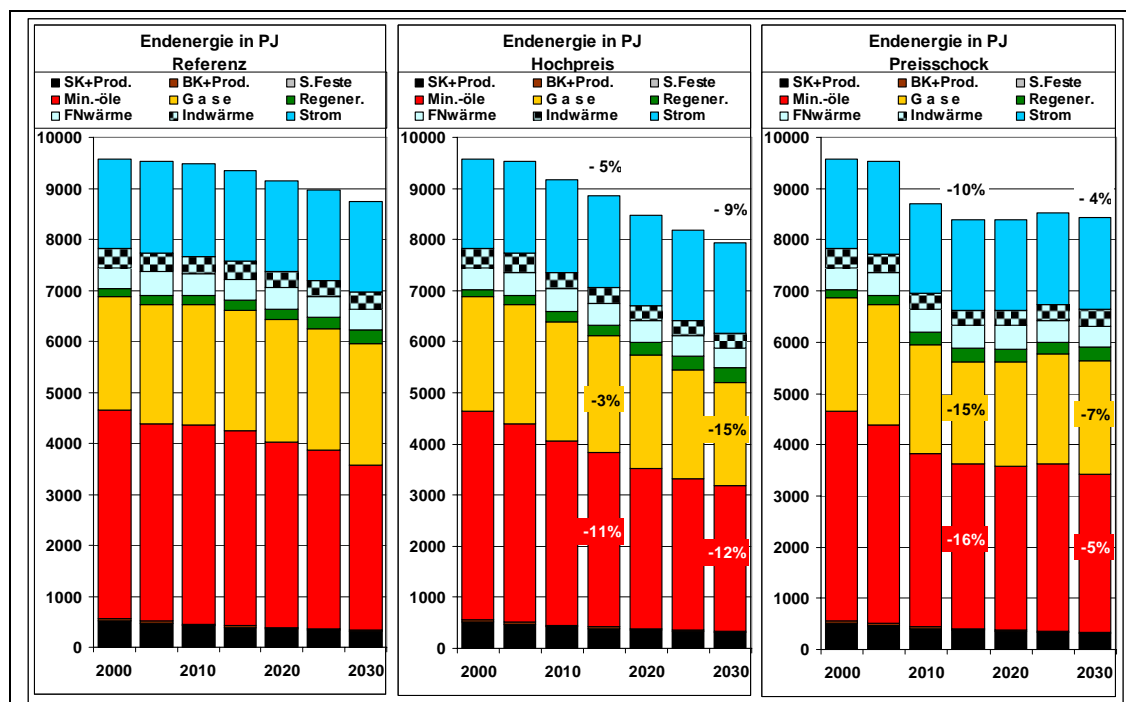
Abbildung 3-10 Vergleich der Auslastung der öffentlichen Kraftwerke



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Im Vergleich zum PEV ergeben sich beim EEV in den beiden Preisszenarien deutlichere Einsparungen gegenüber der Referenzentwicklung, die in der Größenordnung von 10 % anzusiedeln sind (Abbildung 3-11). Außerdem verteilen sich die Einsparungen gleichmäßiger auf die einzelnen Energieträger, d.h. es sind keine so deutlichen strukturellen Veränderungen des EEV zu beobachten wie beim PEV.

Abbildung 3-11 Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern

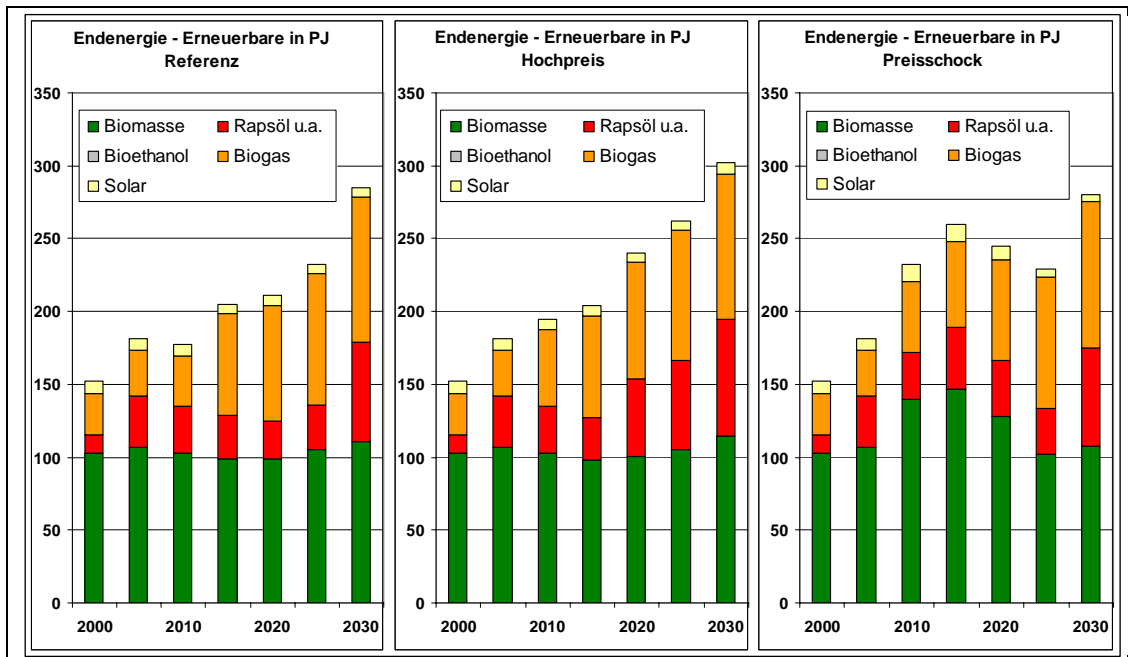


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

So sinkt der Endenergieverbrauch von Erdgas und Mineralölen im Hochpreisszenario mit -15 bzw. -12 % nur leicht überproportional gegenüber dem Gesamtverbrauch (-9 %). Dementsprechend nimmt auch der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger mit +6 % nur leicht zu, wie Abbildung 3-12 zeigt. Dieser leichte Zuwachs geht hauptsächlich auf eine verstärkte Nutzung von Rapsöl im Verkehrssektor zurück, die sich von 68 auf 80 PJ erhöht.

Ein ähnliches Bild ergibt sich im Preisschockszenario, wo die größten Endenergieeinsparungen in der Periode 2015 mit etwa -10 % stattfinden. Auch hier reduziert sich der Verbrauch von Gasen und Ölprodukten mit -15 bzw. -16 % nur leicht überproportional. Die Nutzung erneuerbarer Energieträger nimmt gegenüber der Referenzentwicklung stärker zu als im Hochpreisszenario, nämlich um gut 50 PJ. Großteils ist hierfür der wachsende Anteil von Biomasse am Haushaltswärmemarkt verantwortlich.

Abbildung 3-12 Vergleich des erneuerbaren Endenergieverbrauchs

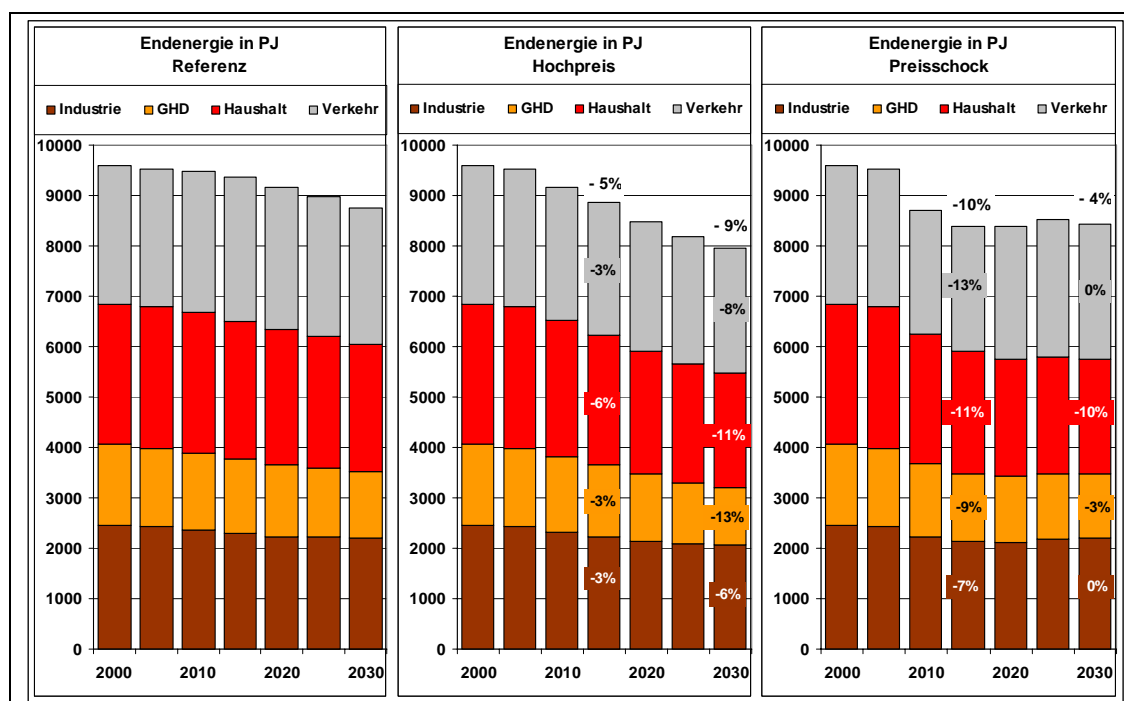


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Einsparung der Endenergie weisen, wie Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 zeigen, erhebliche Unterschiede auf. Im Hochpreisszenario liefert hier der GHD-Sektor den größten Beitrag mit -13 % in der Periode 2030. Es folgen die Haushalte mit -11 %, der Verkehr mit -8 % und die Industrie mit -6 %, jeweils im Vergleich zur Referenzentwicklung. Diese Reduktion geht auf technische Maßnahmen zurück, wohingegen Anpassungen des Nutzerverhaltens im Allgemeinen nicht berücksichtigt werden. Ein Großteil des Rückgangs im Verkehrsbereich geht allerdings auf eine preiselastische Nachfrage zurück, die exogen als Reaktion auf die gestiegenen Energiepreise im IKARUS-Optimierungsmodell vorgegeben wird.

Im Preisschockszenario ergibt sich eine maximale Einsparung von 10 % im Vergleich mit dem Referenzpreisszenario bereits in der Periode 2015. Die Beiträge der einzelnen Sektoren sehen hier allerdings anders aus als im Hochpreisszenario. Mit -13 % liefert der Verkehrssektor den größten Beitrag, gefolgt vom Haushaltssektor mit -11 %, dem GHD-Sektor mit -9 % und der Industrie mit -7 %. Der Grund hierfür liegt einerseits in der speziellen Behandlung des Verkehrsbereichs (elastische Nachfrage) und andererseits in der Lebensdauer der in den Sektoren zum Einsatz kommenden Technologien. Die unterschiedlich schnelle Umwälzung des Kapitalstocks bestimmt das Potenzial für kostengünstige Einsparmaßnahmen. Die Lebensdauern der technischen Maßnahmen sind ebenfalls ein wichtiges Kriterium dafür, ob die Energieeinsparung von Dauer ist und entsprechend verstärkt Relaxationseffekte auftreten oder nicht.

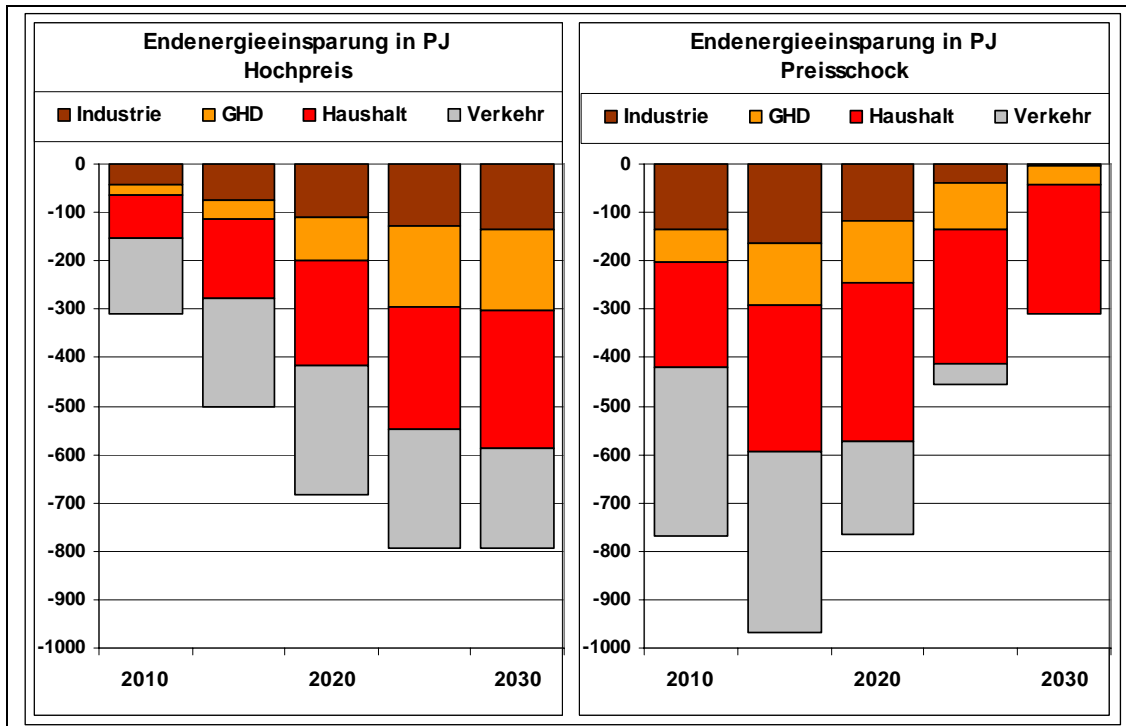
Abbildung 3-13 Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Sektoren



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Im Preisschockszenario gleichen sich der EEV des Verkehrs und der Industrie bis zum Jahr 2030 wieder an den EEV im Referenzpreisszenario an. Dagegen bleibt die relative Einsparung in den Sektoren Haushalte und GHD über den Betrachtungszeitraum nahezu erhalten. Es handelt sich bei den Maßnahmen in diesen Sektoren hauptsächlich um Verbesserungen des Wärmeschutzes von Gebäuden, deren Lebensdauern jenseits von 30 Jahren liegen und die eine entsprechend langfristige Wirkung aufweisen. Demzufolge ist ein Relaxationseffekt nicht im selben Maße wie in der Industrie und im Verkehrssektor zu verzeichnen.

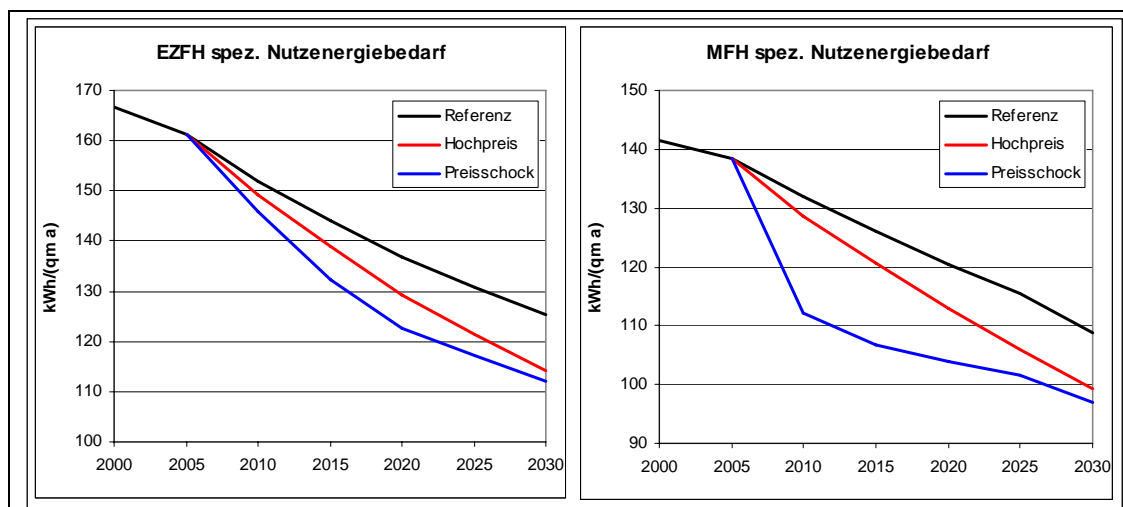
Abbildung 3-14 Differenz des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Vergleich zur Referenzentwicklung



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die endenergieseitigen Einsparungen der Haushalte im Hochpreisszenario gehen zum Großteil auf eine Verbesserung des Wärmeschutzes zurück. In der Periode 2030 werden etwa 150 PJ Nutzenergie eingespart, was ca. 10 % des Nutzwärmebedarfs im Referenzpreisszenario entspricht. Der Sanierung von Altbauten (errichtet bis 1995) spielt hier die Hauptrolle; es werden etwa 9 % Nutzenergie eingespart, während bei den Neubauten (errichtet nach 1995) nur eine sehr geringe Reduktion des Raumwärmebedarfs zu verzeichnen ist. Die zeitliche Entwicklung des flächenspezifischen Nutzenergiebedarfs getrennt nach Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 3-15 dargestellt. Das gleichmäßige Ansteigen der Energiepreise im Hochpreisszenario führt zu einer kontinuierlichen Verbesserung des Wärmeschutzes. Dementsprechend werden verhältnismäßig kostengünstige Wärmeschutzmaßnahmen innerhalb des Renovierungszyklus genutzt. Durch den verstärkten Einsatz von Erdgas-Brennwertkesseln (hauptsächlich in EZFH) sowie Wärmepumpen (schwerpunktmäßig in MFH) ist der gemittelte Nutzungsgrad gegenüber dem Referenzpreisszenario um knapp 6 %-Punkte erhöht. Neben Einsparungen im Raumwärmebereich wird in geringem Umfang Elektrizität im Bereich Licht/Kommunikation/Kraft eingespart. Im Jahr 2030 beläuft sich diese Einsparung auf ca. 1 TWh im Vergleich zur Referenzentwicklung.

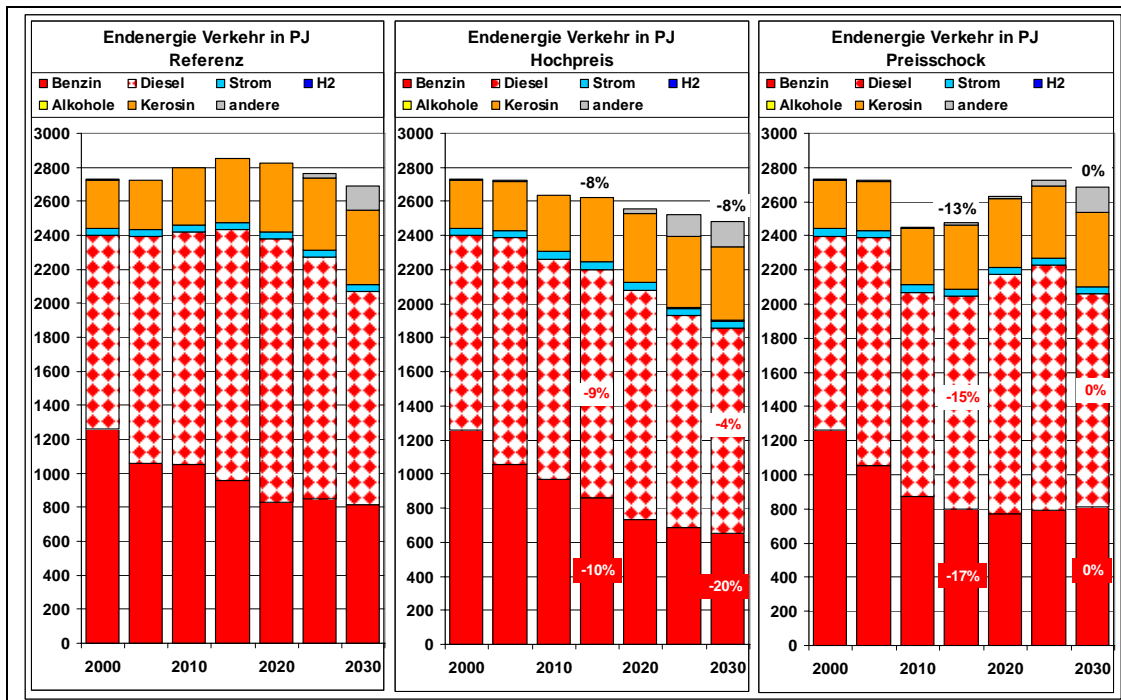
Abbildung 3-15 Vergleich des spezifischen Raumwärmebedarfs für EZFH und MFH



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Im Preisschockszenario sind zwischenzeitlich in den Perioden 2010/15 ebenfalls vergleichbare Einsparungen im Bereich Licht/Kommunikation/Kraft zu finden, die aber aufgrund ihrer kurzen technischen Lebensdauer und der fallenden Energiepreise bis zum Ende des Betrachtungshorizont wieder reduziert werden. Dagegen wirken sich die Wärmeschutzmaßnahmen auch langfristig aus und führen zu einer Nutzenergieeinsparung von 170 PJ in der Periode 2030 (ca. 11 % Einsparung gegenüber Referenzpreisszenario). Bei Altbauten beträgt die Nutzenergieeinsparung ca. 12,5 %, bei Neubauten knapp 4 %. Wie Abbildung 3-15 zeigt, ist der zeitliche Verlauf der Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen aufgrund des Preisschocks weniger gleichmäßig als im Hochpreisszenario. Insbesondere bei den Mehrfamilienhäusern werden in der Periode 2010 massiv Maßnahmen auch außerhalb des Renovierungszyklus durchgeführt, die deutlich teurer sind als entsprechende Wärmeschutzmaßnahmen innerhalb des Renovierungszyklus. Aufgrund einer geringeren Verwendung von Brennwertkesseln und Wärmepumpen als im Hochpreisszenario ergibt sich endenergieseitig ein etwas geringerer Einspareffekt im Vergleich zur Referenzentwicklung.

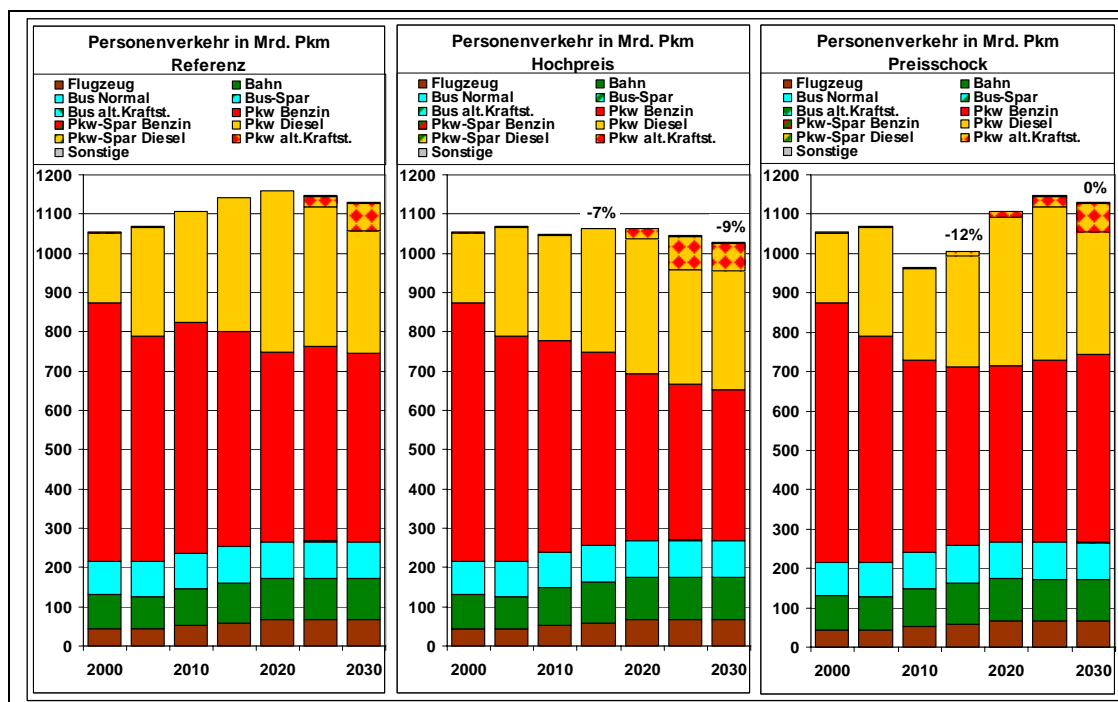
Abbildung 3-16 Vergleich des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die in Abbildung 3-16 ausgewiesenen Veränderungen des EEV im Verkehrssektor sind einerseits auf den Rückgang der Verkehrsnachfrage und andererseits auf den verstärkten Einsatz von Spartechnologien zurückzuführen. Im Hochpreisszenario beläuft sich der Nachfragerückgang im Personenverkehr auf bis zu 9 % in der Periode 2030. Die Personenverkehrsleistung sinkt um maximal 12 % im Jahr 2015 des Preisschockszenario, wie aus Abbildung 3-17 folgt. Die Energieeinsparungen im Personenverkehr liegen mit 10 %, respektive 13 % nur geringfügig darüber, was auf den geringen Anteil der durch technische Maßnahmen erzielten Einsparungen hindeutet. Gründe sind vielmehr eine Verschiebung vom individuellen zum öffentlichen Personenverkehr sowie ein höherer Dieseleanteil unter den Pkw mit entsprechend reduziertem durchschnittlichem Verbrauch. Aufgrund der geringen durchschnittlichen Fahrleistung von Pkw ist der Einsatz von Sparfahrzeugen auf Basis der im Modell vorhandenen Technologiedaten nicht wirtschaftlich.

Abbildung 3-17 Vergleich der Personenverkehrsleistung nach Verkehrsmitteln und Energieträger

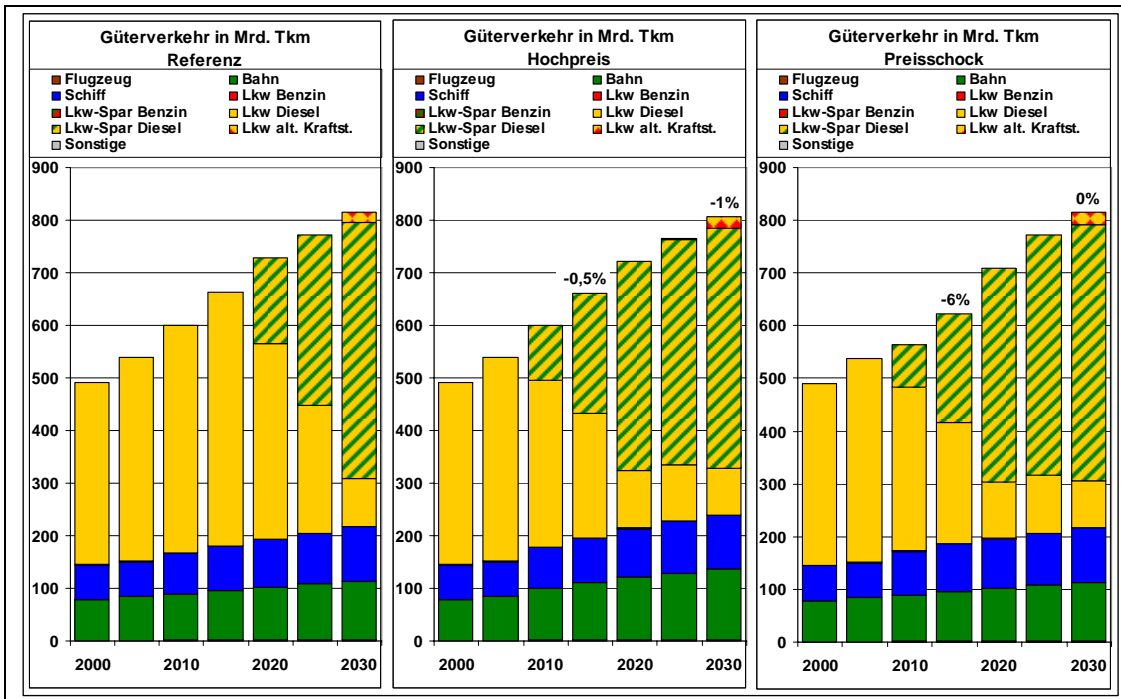


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Wie Abbildung 3-18 zeigt, sind im Güterverkehr dagegen auch Einsparungen durch eine verstärkte Nutzung von Spartechnologien zu verzeichnen. Diese machen sich hauptsächlich im Zeitraum 2010 bis 2025 bemerkbar, da in der letzten Modellperiode auch im Referenzpreisszenario großteils Sparfahrzeuge zum Einsatz kommen. Im Hochpreisszenario beläuft sich die Energieeinsparung im Güterverkehr gegenüber der Referenzentwicklung 2015 auf etwa 9 % bei einem Rückgang der Verkehrsleistung von 0,5 %. Im Fall des Preisschockszenarios stehen Einsparungen von 13 % einem Rückgang der Verkehrsleistung von 6 % gegenüber. In beiden Fällen werden insbesondere im Güterfernverkehr sparsamere Lkw eingesetzt, da hier die Fahrleistungen und somit die Auslastungen hoch sind und sich die zusätzlichen Investitionskosten durch Energieeinsparung schnell amortisieren.

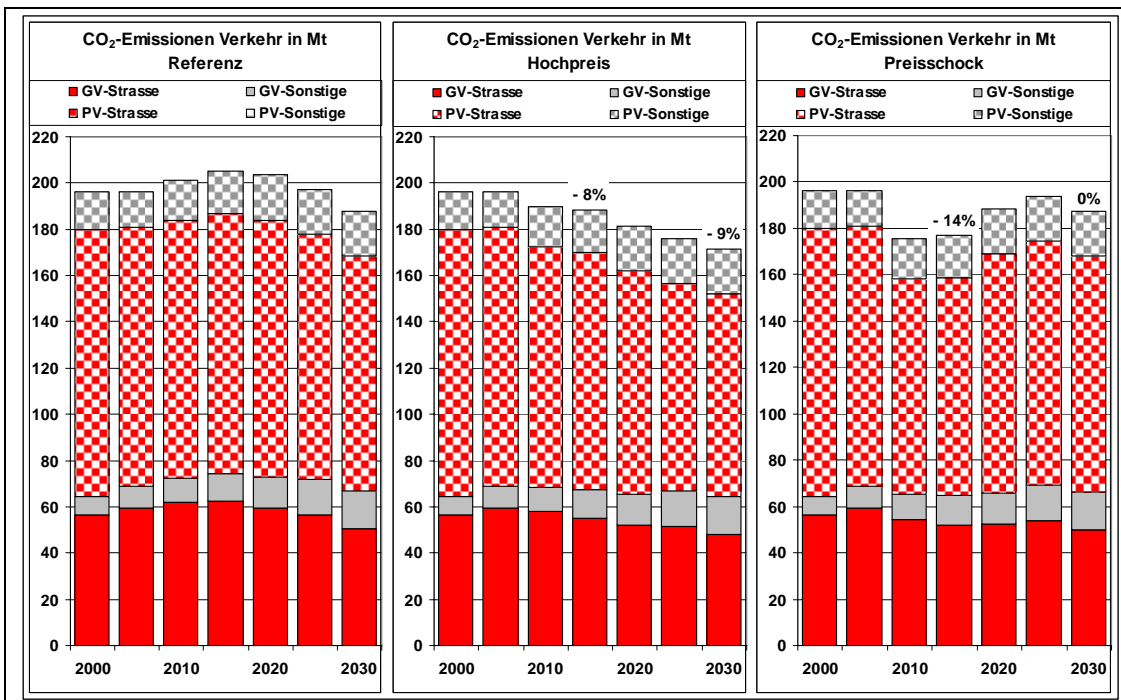
Bei den Kohlendioxidemissionen (Abbildung 3-19) entsprechen die Reduktionen in den beiden Preisszenarien im Wesentlichen den Endenergieeinsparungen, da hier hauptsächlich die veränderte Nachfrage sowie der Einsatz von Spartechnologien im Güterverkehr für die Energieeinsparung verantwortlich sind. Ausgeprägte Verschiebungen in der Struktur des Endverbrauchs treten dagegen nicht auf. Wie bereits bei der Diskussion der CO₂-Emissionen des Referenzpreisszenarios angemerkt wurde, sind im Modell auch Emissionen des internationalen Flugverkehrs abgebildet (nach dem Territorial- bzw. Inlandsprinzip). Im Jahr 2000 beträgt dieser Anteil etwa 17 Mt CO₂ und steigt bis 2030 auf gut 28 Mt jährlich an.

Abbildung 3-18 Vergleich der Güterverkehrsleistung nach Verkehrsmitteln und Energieträger



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Abbildung 3-19 Vergleich der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors



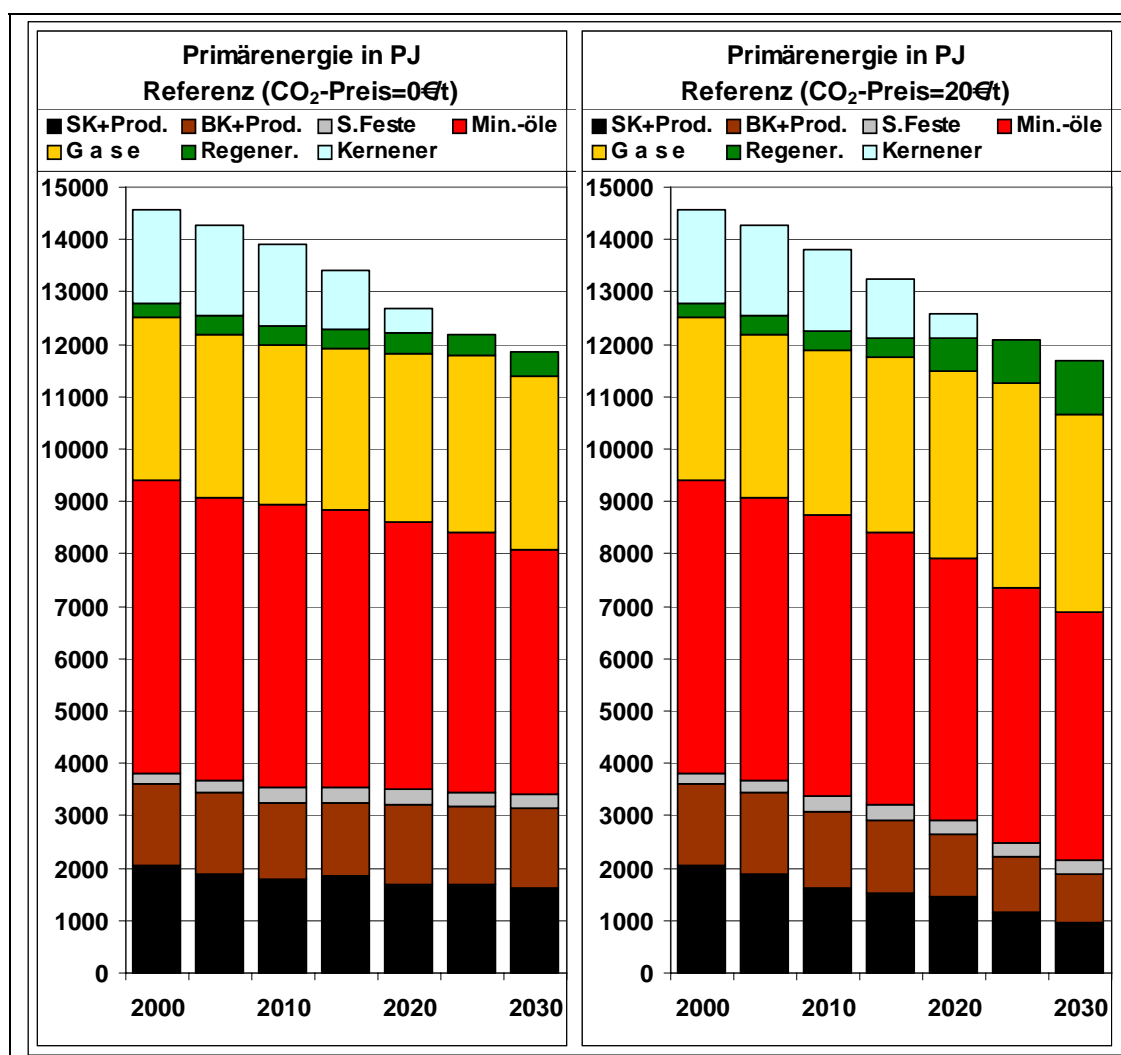
Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

3.4 Szenariovarianten

3.4.1 CO₂-Preise

Die Wahl eines CO₂-Preises hat einen bedeutenden Einfluss auf die Entwicklung des Energiesystems bereits im Referenzfall. Während das Referenzpreisszenario ohne CO₂-Preis gerechnet wurde, wird im folgenden Abschnitt der Vergleich mit einem CO₂-Preis von 20 €/t CO₂ betrachtet.

Abbildung 3-20 Vergleich des Primärenergieverbrauchs im Referenzpreisszenario mit und ohne CO₂-Preis



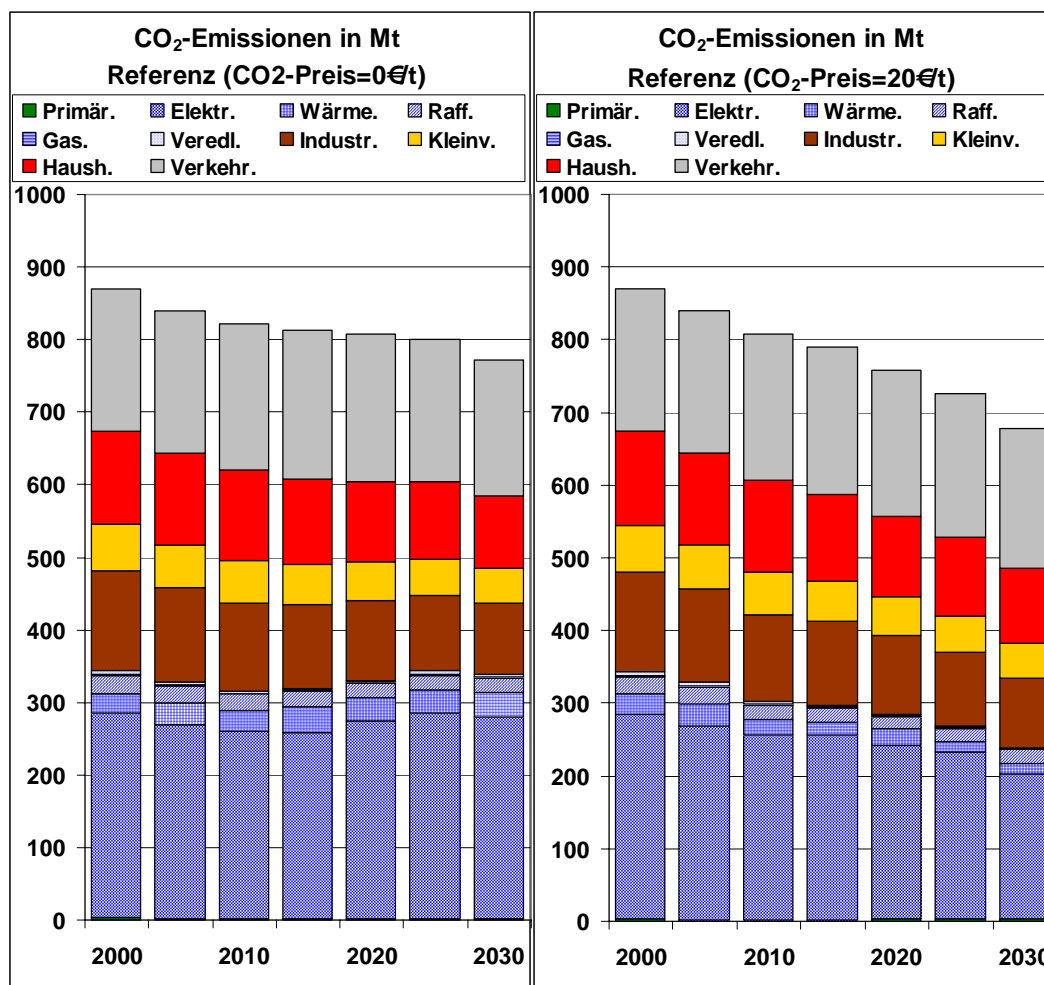
Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Der CO₂-Preis betrifft hierbei nur den Umwandlungs- und den Industriesektor, um der aktuellen Implementierung des Emissionsrechtehandels innerhalb der Europäischen Union näherungsweise gerecht zu werden. Durch die Berücksichtigung des CO₂-Preises findet eine Verteuerung der Energieträger entsprechend ihres Kohlenstoffgehaltes statt. Details der Zuteilungsmechanismen des Nationalen Allokationsplans (NAP) für

Deutschland bleiben hier unberücksichtigt. Eine detaillierte Modellierung der Zuteilungsmechanismen des NAP im Umwandlungssektor erfolgt später mit Hilfe des ELIAS-Modells (siehe Abschnitt 5).

In Abbildung 3-20 ist die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Referenzpreisszenario ohne und mit CO₂-Preis abgebildet. Auf die Gesamthöhe des PEV hat der CO₂-Preis nur einen untergeordneten Einfluss. In der Periode 2030 erreicht die Differenz ein Maximum und liegt in der Variante mit CO₂-Preis um 1,3 % unter dem PEV des Referenzpreisszenarios ohne CO₂-Preis. Die Struktur des PEV ändert sich allerdings erheblich, da die Primärenergieträger in Abhängigkeit ihrer Kohlenstoffintensität unterschiedlich belastet werden. So sinkt der Anteil von Braun- und Steinkohlen im Jahr 2030 von gut 3100 PJ auf knapp 1900 PJ und ist damit um 40 % reduziert. Im Gegenzug ist der Verbrauch von Erdgas um 14 % auf etwa 3800 PJ erhöht, und der Beitrag erneuerbarer Energieträger ist im Szenario mit CO₂-Preis mehr als doppelt so hoch wie im Referenzpreisszenario ohne CO₂-Preis. Dieser Zuwachs bei den Erneuerbaren geht auf ihren verstärkten Einsatz in der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zurück.

Abbildung 3-21 Vergleich der CO₂-Emissionen im Referenzpreisszenario mit und ohne CO₂-Preis

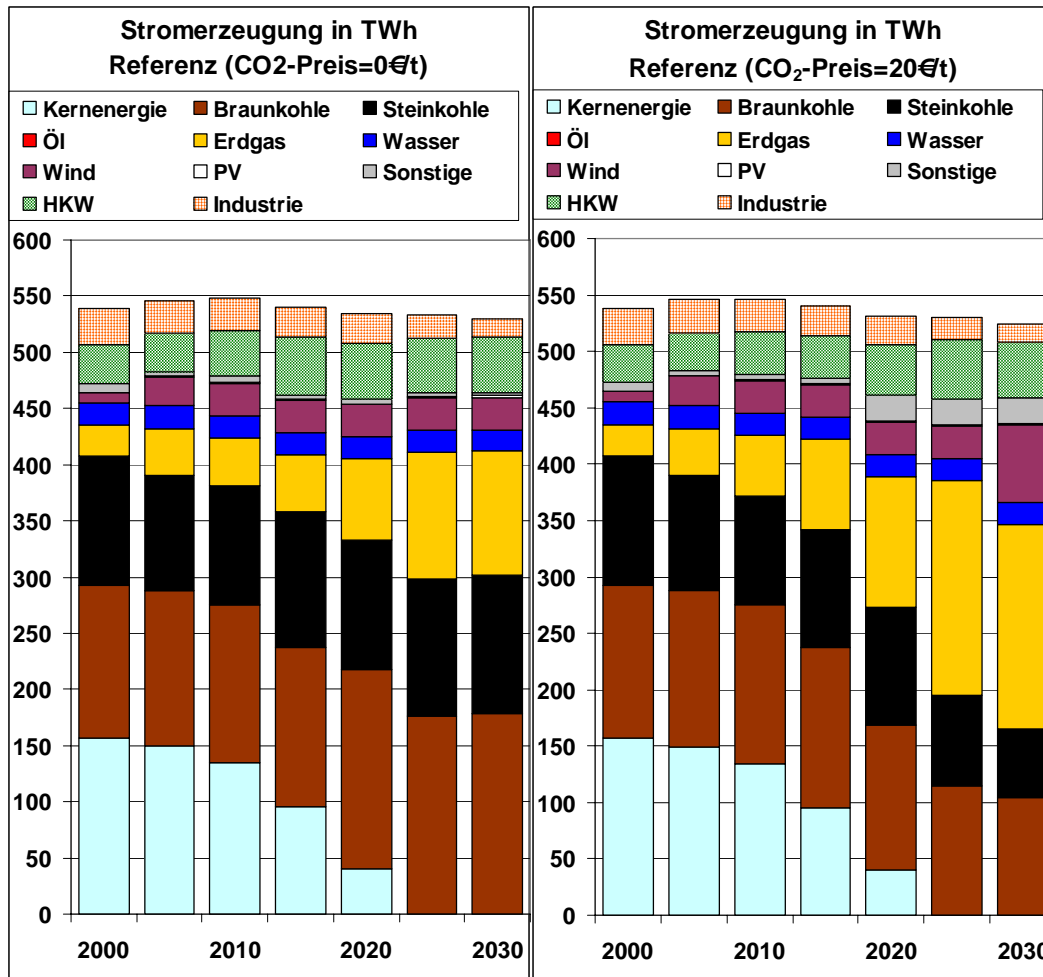


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die resultierenden Kohlendioxidemissionen sind in Abbildung 3-21 dargestellt. Aufgrund der Belastung der CO₂-Emissionen in den erwähnten Sektoren liegen die Gesamtemissionen im Szenario mit CO₂-Preis in der Periode 2030 um 12 % unter denen des Referenzpreisszenarios in derselben Periode. Kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben sich Emissionseinsparungen von 1275 Mt CO₂ gegenüber der Referenzentwicklung ohne CO₂-Preis. Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Einsparung fallen aufgrund der sektorspezifischen Wirkung der CO₂-Preise sehr unterschiedlich aus. Während sich die Emissionen des Umwandlungssektors gegenüber dem Referenzpreisszenario um fast 30 % reduzieren, fällt der Beitrag der Industrie mit etwa 2 % nur sehr gering aus. Die CO₂-Emissionen des Sektors GHD bleiben in etwa stabil, während der Verkehr (+2 %) und die Haushalte (+4 %) sogar einen leichten Zuwachs verzeichnen. Der Grund liegt hier in einer Verlagerung von Emissionen des Umwandlungssektors in die Endverbrauchssektoren. Im Haushaltssektor wird bspw. die Nutzung von Nah- und Fernwärme reduziert und im Gegenzug werden dezentrale Wärmeerzeuger

ger genutzt, deren CO₂-Emissionen den Haushalten zugerechnet und damit nicht durch den CO₂-Preis belastet werden.

Abbildung 3-22 Vergleich der Stromerzeugung im Referenzpreisszenario mit und ohne CO₂-Preis



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

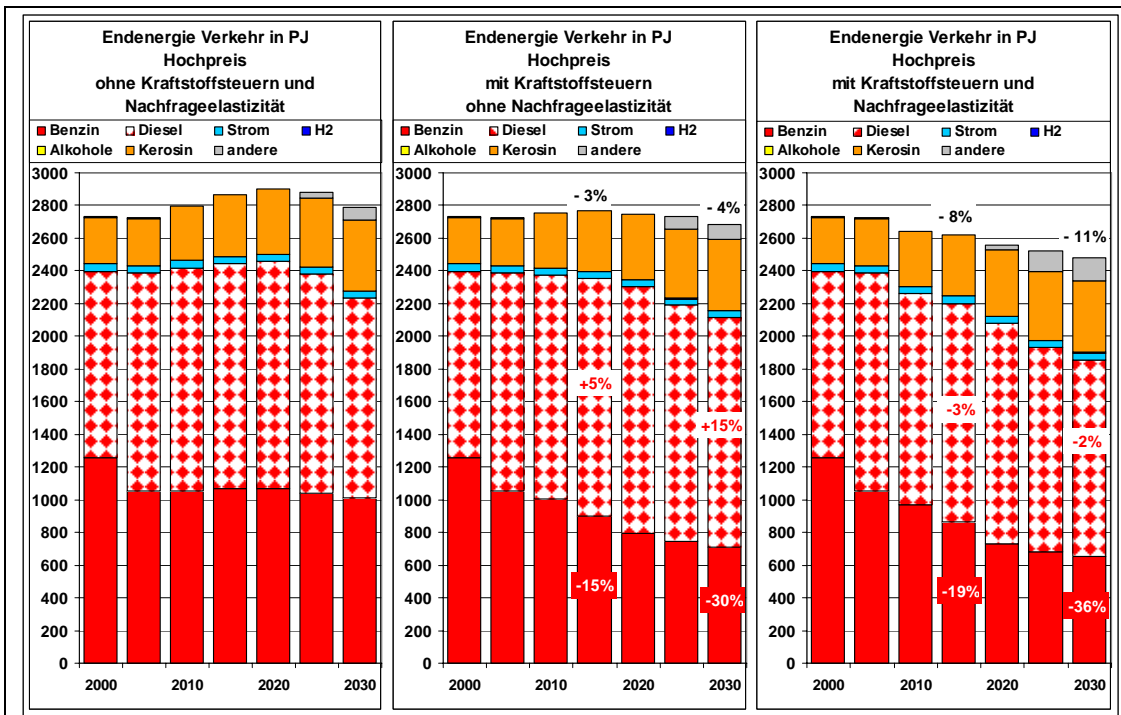
Wie bereits an den stark reduzierten Emissionen des Umwandlungssektors abzulesen war, hat der CO₂-Preis besonders starke Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätserzeugung (Abbildung 3-22). Aufgrund ihrer hohen Kohlenstoffintensität werden Kohlekraftwerke nur noch in stark vermindertem Umfang genutzt. Ihre Stromerzeugung fällt in der Periode 2030 im Vergleich zum Referenzpreisszenario um fast 50 % geringer aus. Dagegen nimmt die Erdgasverstromung in Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerken um mehr als 60 % zu. Die Auslastung der Erdgas-Kraftwerke erhöht sich von gut 40 % im Referenzfall auf nahezu 55 % in der Variante mit CO₂-Preis. Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung ist im CO₂-Preisszenario ab 2020 ebenfalls deutlich erhöht, wobei einerseits der Einsatz von Biomasse in HKW zunimmt und in der Periode 2030 auch ein weiterer Ausbau der Windkraft zu verzeichnen ist.

Der Vergleich macht klar, dass der Einfluss eines CO₂-Preises von 20 €/t auf die Referenzentwicklung erheblich sein kann. Insbesondere die Entwicklung der Emissionen und die Aufteilung der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern sind stark von einer möglichen Pönalisierung betroffen. Verglichen mit den Hochpreisszenarien ist die Wirkung des CO₂-Preises für die betroffenen Sektoren Umwandlung sowie Teilbereiche der Industrie sehr viel signifikanter.

3.4.2 Mineralölsteuer und Verkehrsnachfragen

In Abschnitt 3.2.6 wurde darauf hingewiesen, dass die Einführung von Energiesteuern in einem Optimierungsmodell äquivalent zu einer Verbrauchsbeschränkung ist. Aus diesem Grund werden im folgenden Abschnitt die Auswirkungen der Kraftstoffsteuern im Verkehrssektor betrachtet. Außerdem werden, um technische von nachfragebedingten Energieeinsparungen zu separieren, Effekte der preiselastischen Nachfrage nach Verkehrsleistung analysiert. Beides geschieht anhand des Hochpreisszenarios, ist aber prinzipiell auch auf das Preisschock- und das Referenzpreisszenario übertragbar. Die zu den Energiepreisszenarien gehörigen Nachfrageanpassungen wurden vom Umweltbundesamt abgeschätzt (vgl. Anhang C).

Abbildung 3-23 Vergleich des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfrageelastizität

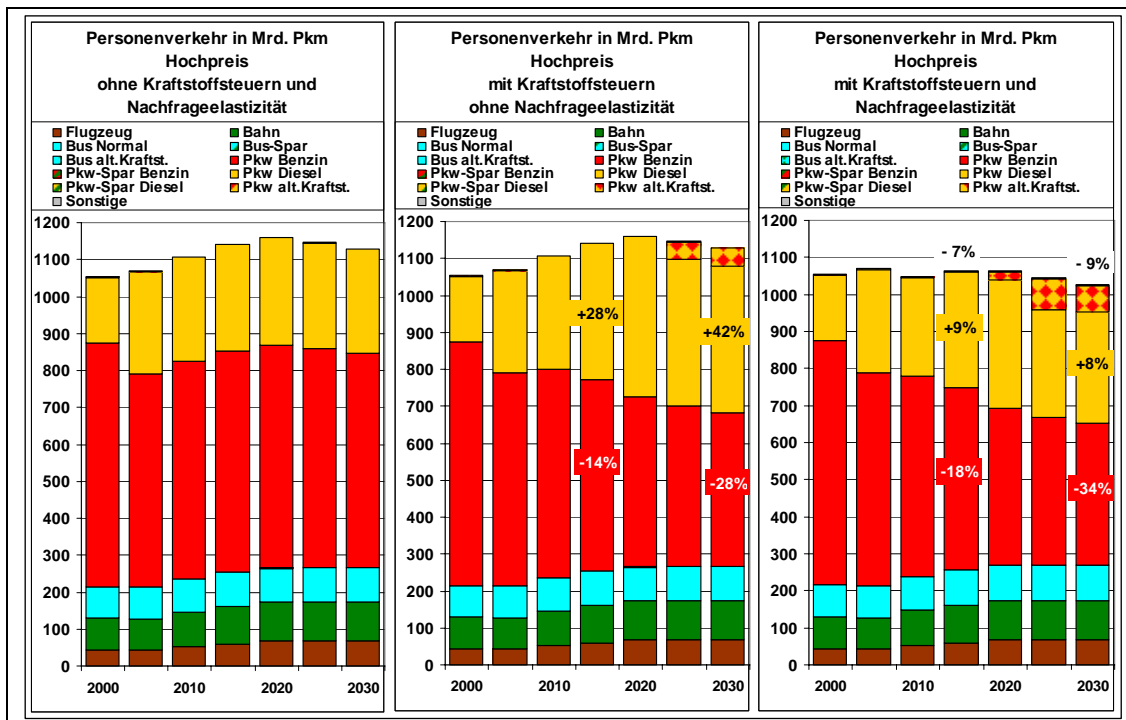


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die drei Grafiken in Abbildung 3-23 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor im Hochpreisszenario, und zwar links ohne Kraftstoffsteuern und

Nachfrageelastizität, in der Mitte nur mit Kraftstoffsteuern und rechts mit Steuern und elastischer Nachfrage. Die rechte Grafik entspricht damit dem Standard-Hochpreisszenario. Ein Vergleich der linken mit der mittleren Grafik verdeutlicht, dass die Berücksichtigung der Kraftstoffsteuern einen signifikanten Einfluss auf die Struktur des Endenergieverbrauchs hat. Der Gesamtverbrauch sinkt zwar nur um maximal 4 % in der Periode 2030 im Vergleich zum Szenario ohne Steuern, aber es ist eine starke Verschiebung von Benzin (-30 %) hin zu Diesel (+15 %) im Vergleich zum Hochpreisszenario ohne Kraftstoffsteuern zu beobachten.

Abbildung 3-24 Vergleich der Personenverkehrsleistung im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfrageelastizität



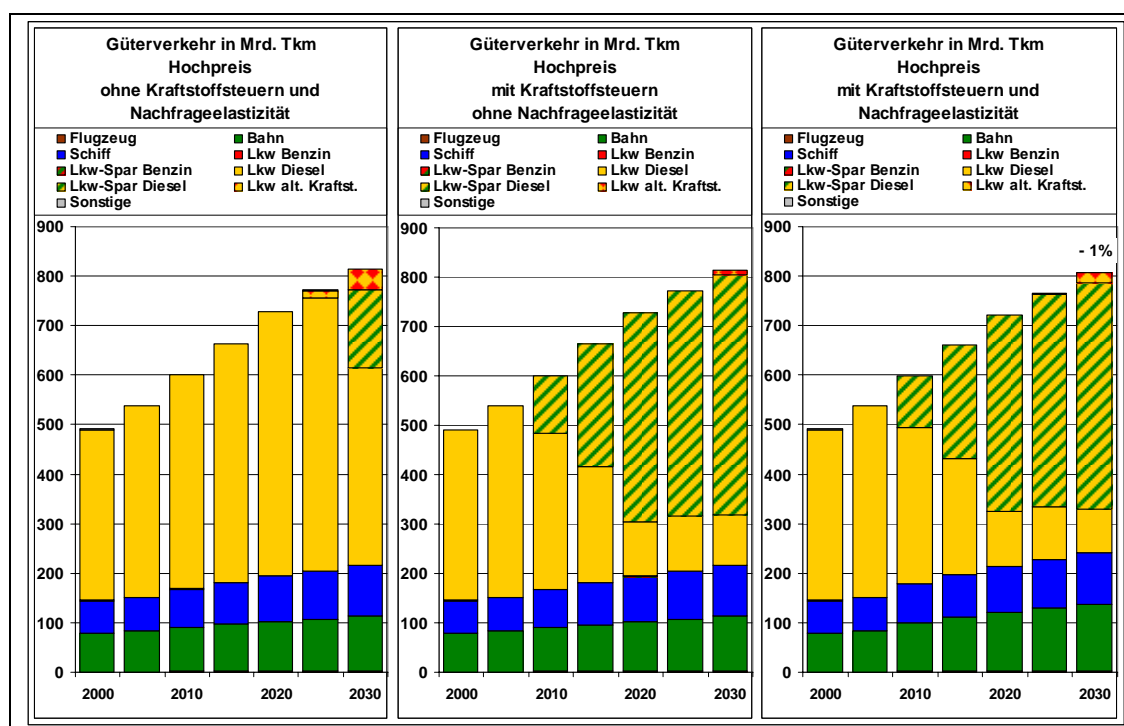
Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Wie aus Abbildung 3-24 (mittlere Grafik) ersichtlich ist, geht die Verschiebung von Benzin zu Diesel auf den individuellen Personenverkehr zurück. Außerdem ergibt sich eine steuerinduzierte Nutzung von alternativen Kraftstoffen (ca. 75 PJ), hauptsächlich ist hier Flüssiggas (Liquid Petroleum Gas, LPG) zu nennen. Spartechnologien kommen, wiederum aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Auslastung, im straßengebundenen Personenverkehr nicht zum Einsatz. Im Güterverkehr hat der massive Einsatz von Spartechnologien bei Lkw dagegen eine Reduktion des Verbrauchs im Straßengüterverkehr um gut 8 % gegenüber der Variante ohne Steuern zur Folge (siehe Abbildung 3-25).

Nimmt man zu den Kraftsteuern die preisinduzierte Reduzierung der Verkehrsnachfrage hinzu, so ergeben sich deutlichere Einsparungen bei der Endenergie, die im Hochpreisszenario ein Maximum von 11 % in der Periode 2030 erreichen. Verantwortlich für den zusätzlichen Rückgang des Verbrauchs um 7 %-Punkte ist einerseits die deutlich redu-

zierte Nachfrage nach Personenverkehrsleistung (-9 %) sowie Verschiebungen im modalen Split, die sich im Güterverkehr am stärksten bemerkbar machen. Der Anteil des straßengebundenen Güterverkehrs reduziert sich um 3 %-Punkte, der vom Schienengüterverkehr übernommen wird.

Abbildung 3-25 Vergleich der Güterverkehrsleistung im Hochpreisszenario mit und ohne Kraftstoffsteuern und Nachfragelastizität



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Auswirkungen der Modellierung der Kraftstoffsteuern erheblich sind und sich in einem Kosten optimierenden System auf den Verbrauch stärker auswirken als die betrachteten Energiepreiserhöhungen, die immerhin einer 220 %igen Preissteigerung im Jahr 2030 gegenüber dem Referenzpreisszenario entsprechen.

3.5 Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse

Der Vergleich der IKARUS-Optimierungsrechnungen auf Basis unterschiedlicher Energiepreisszenarien weist charakteristische Entwicklungen auf, die im Folgenden zusammenfassend dargestellt werden.

In beiden Hochpreisszenarien ist ein Absinken des Primärenergieverbrauchs um bis zu 7 % gegenüber dem Referenzpreisszenario zu beobachten, das durch Einsparungen in den Endverbrauchssektoren erklärt werden kann. Die Verringerung des PEV geht dabei mit strukturellen Verschiebungen von Erdgas und Öl hin zu Kohlen und erneuerbaren Energieträgern einher. Einheimische Braun- und Steinkohle profitieren von den gestie-

genen Importpreisen fossiler Energieträger und werden im Rahmen der getroffenen Annahmen verstärkt genutzt. Ab einem Ölpreis von etwa 54 US-\$/bbl werden Kohleverflüssigungsverfahren zur Substitution von Erdölimporten in begrenztem Umfang eingesetzt. Auch die Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energien verbessert sich durch die höheren Importpreise für fossile Energieträger und resultiert in einem deutlichen Zuwachs der Stromerzeugung aus Windenergie sowie in einer verstärkten Nutzung von Biomasse in Heizkraftwerken. Hierbei ist hervorzuheben, dass sich der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energieträger aus Gründen der Wirtschaftlichkeit ergibt, da keine Auswirkungen zusätzlicher politischer Maßnahmen modelliert werden.

Als Folge des reduzierten PEV sinken die CO₂-Emissionen ebenfalls. Aufgrund eines fehlenden CO₂-Preises ist bereits im Referenzpreisszenario die Kohleverstromung stark ausgeprägt, weshalb der Einsatz von Kohlen zur Stromerzeugung in den Hochpreisszenarien nur noch leicht zunimmt. Dementsprechend kann der Zuwachs der Emissionen im Umwandlungssektor durch energiepreisinduzierte Einsparungen in den Endverbrauchssektoren überkompensiert werden. Dieses Bild ändert sich allerdings im Fall eines CO₂-Preises von 20 €/t. Die CO₂-Emissionen liegen in der Periode 2030 um nahezu 100 Mt/a niedriger als im Referenzpreisszenario ohne CO₂-Preis. Entsprechend finden im zugehörigen Hochpreisszenario nahezu keine zusätzlichen Emissionseinsparungen mehr statt, da das Referenzpreisszenario (mit CO₂-Preis von 20€/t) in diesem Fall viel stärker auf Erdgasverstromung basiert. Es bleibt also festzuhalten, dass die Wahl des CO₂-Preises im Referenzpreisszenario einen bedeutenden Einfluss auf dessen Emissionen sowie den Vergleich mit den Hochpreisszenarien hat.

Unter den Endverbrauchssektoren fallen die Beiträge der einzelnen Sektoren zu den Energieeinsparungen sehr unterschiedlich aus. Die Sektoren Haushalte und GHD tragen im Raumwärmebereich durch Wärmeschutzmaßnahmen am stärksten zu den endenergetischen Einsparungen bei. Der Personenverkehr trägt dagegen hauptsächlich durch die elastische Nachfrage und den veränderten modalen Split zu den Einsparungen bei (vgl. Anhang C). Dagegen spielen im Güterverkehr neben einer leicht verringerten Verkehrsleistung auch technische Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs eine Rolle. Die im Vergleich zum Personenverkehr höheren Fahrleistungen der Fahrzeuge und damit bessere Amortisierbarkeit der zusätzlichen Investitionen für Sparfahrzeuge sind hierfür entscheidend. Außerdem ist festzustellen, dass die Berücksichtigung von Kraftstoffsteuern im Verkehrssektor einen stärkeren Einfluss auf die Optimierungsergebnisse hat als die Energiepreisunterschiede zwischen Referenz- und Hochpreisszenarien.

Im Preisschockszenario sind in der Folge des Preisschocks so genannte Relaxationseffekte zu beobachten, die von Sektor zu Sektor sehr unterschiedlich ausfallen. Aufgrund der langlebigen Wärmeschutzmaßnahmen sind Endenergieeinsparungen in den Sektoren Haushalte und GHD von größerer Dauer als in anderen Sektoren, sodass im Energieverbrauch dieser Sektoren geringere Relaxationseffekte zu beobachten sind. Dagegen nähert sich der Endenergieverbrauch in der Industrie und im Verkehrssektor nach dem Abklingen des Preisschocks wieder dem Niveau des Referenzpreisszenarios an.

4 Vergleich der Energiepreissensitivität anderer Energiemodelle

4.1 Vorbemerkungen

Nur wenige aktuelle Szenarien berücksichtigen unterschiedliche Energieträgerpreisentwicklungen. Die unterstellten Preisentwicklungen sind dabei sehr unterschiedlich und die Datenlage erlaubt z.T. nur einen qualitativen Vergleich mit den im Rahmen des Vorhabens erarbeiteten Szenarien. Zu unterscheiden ist zwischen globalen, europäischen und nationalen Szenarien bzw. Prognosen. Ein Vergleich mit globalen Szenarien ist nur auf einer sehr aggregierten Ebene möglich, da aufgrund der begrenzten regionalen Auflösung kein detaillierter Vergleich durchgeführt werden kann. Von Interesse sind jedoch die ‚Storylines‘, die sich aus den globalen Szenarien für verschiedene Energieträgerpreisentwicklungen ablesen lassen und somit die globale Einbettung der im Rahmen dieses Vorhabens erarbeiteten Szenarien aufzeigen können. Eine sehr viel ausführlichere Auswertung ist dagegen im Falle von nationalen Szenarien möglich, da hier eine direkte Gegenüberstellung der Ergebnisse erfolgen kann.

Im ersten Teil der nachfolgenden Ausführungen wird daher auf aktuelle globale Szenarien eingegangen, während im zweiten Teil EU-Szenarien in den Blick genommen werden. Der dritte Teil dieses Abschnitts behandelt den Vergleich mit nationalen Hochpreisszenarien, worauf im vierten Teil eine Zusammenfassung und Bewertung des Vergleichs folgt.

4.2 Globale Szenarien

4.2.1 Vorbemerkungen

Sowohl der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA 2004) als auch die Szenarien der Energy Information Administration (EIA 2006b), werden seit vielen Jahren kontinuierlich erstellt; Ersterer alle zwei Jahre, Letzterer erscheint jährlich. Andere Globalszenarien, wie z.B. die Shell Szenarien (Shell 2001), erscheinen dagegen in sehr viel größeren zeitlichen Abständen, sind bei weitem nicht so gut dokumentiert und eignen sich daher weniger für die folgende Betrachtung.

4.2.2 Rahmendaten

Die im Rahmen des Vorhabens gewählten Preispfade (Referenz, Hochpreis, Preisschock) weisen trendmäßig große Ähnlichkeiten mit den Entwicklungen der aktuellen Szenarioanalysen der EIA auf (EIA 2005, EIA 2006b). Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich daher auf die vom US-Department of Energy in Auftrag gegebenen

EIA-Szenarien. Die Szenarien wurden mit Hilfe des SAGE-Modells¹⁹ (System for the Analysis of Global Energy markets) (EIA 2003) erstellt.

Ausgangspunkt der nachfolgenden Betrachtungen ist der International Energy Outlook (EIA 2006a; EIA 2006b) der Mitte des Jahres 2006 veröffentlicht wurde. Insgesamt beinhaltet der Outlook fünf Szenarien, die sich hinsichtlich Wirtschaftswachstum und Energiepreise unterscheiden. Der Zeithorizont der Betrachtungen reicht bis zum Jahr 2030 und wurde damit gegenüber der Vorjahres-Version des IEO um 5 Jahre verlängert. Wie aus Tabelle 4-1 zu ersehen ist, wurde die Kombinatorik der verschiedenen Szenariannahmen begrenzt. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der Abhängigkeit von hohem Wirtschaftswachstum (höherer Ölverbrauch) und Ölpreis nicht Rechnung getragen wurde. Gleiches gilt für einen höheren Ölpreis, der in den Szenarien keinerlei Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum besitzt.

Tabelle 4-1 Szenariovarianten EIA

Varianten	GDP	Ölpreis
Low economic Growth	Niedriges Wachstum	Mittel
High economic Growth	Hohes Wachstum	Mittel
Referenz	Mittleres Wachstum	Mittel
High Oil Price	Mittleres Wachstum	Hoch
Low Oil Price	Mittleres Wachstum	Niedrig

Quelle: EIA 2006a, EIA 2006b

Schwerpunkt bildet das Referenzszenario, das von einem durchschnittlichen mittleren globalen BIP-Wachstum von 3,8 % ausgeht. Die vergleichbaren Wachstumsraten (2003 bis 2030) in den anderen Szenariovarianten Low-Growth und High-Growth betragen 3,1 % bzw. 4,6 %. Eine Auswahl von regional- bzw. länderspezifischen Wachstumsraten findet sich in Tabelle 4-2. Die höchsten Wachstumsraten weisen China sowie andere asiatischen Länder auf. Demgegenüber fallen die entsprechenden Werte für die OECD deutlich niedriger aus. Der Schwankungsbereich gegenüber dem Referenzszenario für OECD Europa fällt mit +0,5 % bzw. -0,5 % Prozentpunkten relativ niedrig aus.

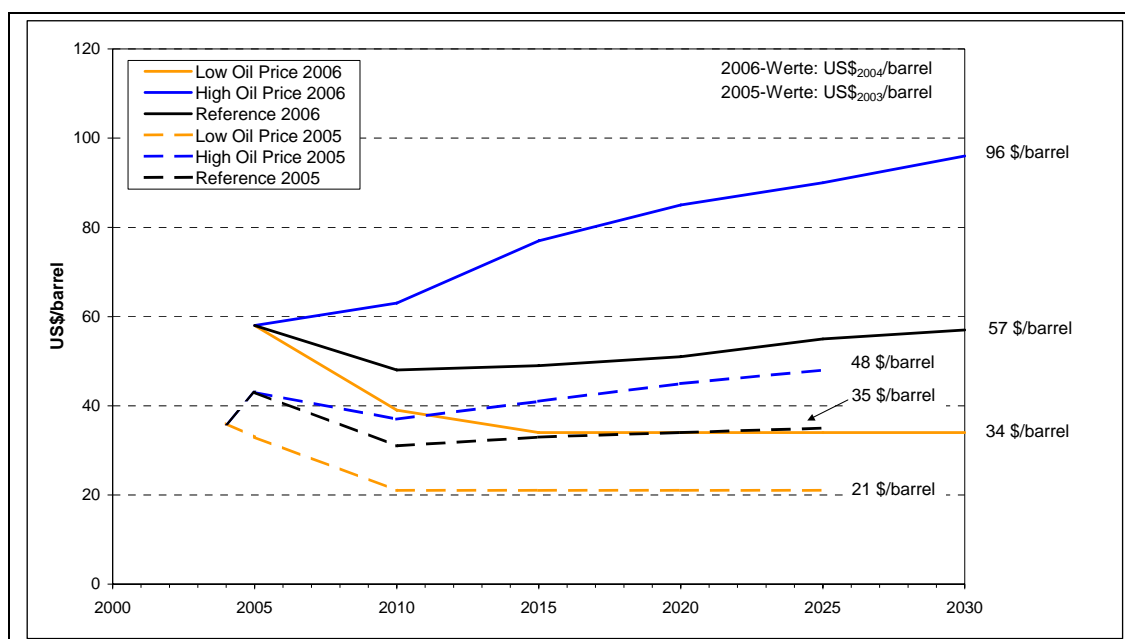
Tabelle 4-2 Ausgewählte Wachstumsraten in den EIA-Szenarien in %

	USA	OECD	OECD Europa	China	Welt
Low Economic Growth	2,4	2,0	1,7	5,1	3,1
Reference	3,0	2,6	2,2	6,0	3,8
High Economic Growth	3,6	3,1	2,7	6,9	4,6

Quelle: EIA 2006b

¹⁹ Das SAGE-Modell ist ein myopisches Optimierungsmodell, das ähnlich dem IKARUS-Modell im Sinne eines Time-Step Ansatzes für jeweils eine Betrachtungsperiode entsprechend der Zielfunktion der Minimierung der Gesamtsystemkosten eine optimale Lösung errechnet. Dem technologieorientierten Modell werden als treibende Kräfte 42 energieverbrauchsrelevante Nachfragen vorgegeben. Das Modell rechnet in 5 Jahreszeitschritten über einen Zeitraum bis zum Jahr 2030. SAGE unterscheidet zwischen 16 Regionen bzw. Ländern. Die exogen vorgegebenen Energiepreisprojektionen werden mit Hilfe eines eigenen Moduls abgeleitet, das Bestandteil des National Energy Modeling Systems (NEMS) ist.

Abbildung 4-1 Ölpreisvarianten in den EIA-Szenarien 2005 und 2006



Quelle: EIA 2005, EIA 2006b

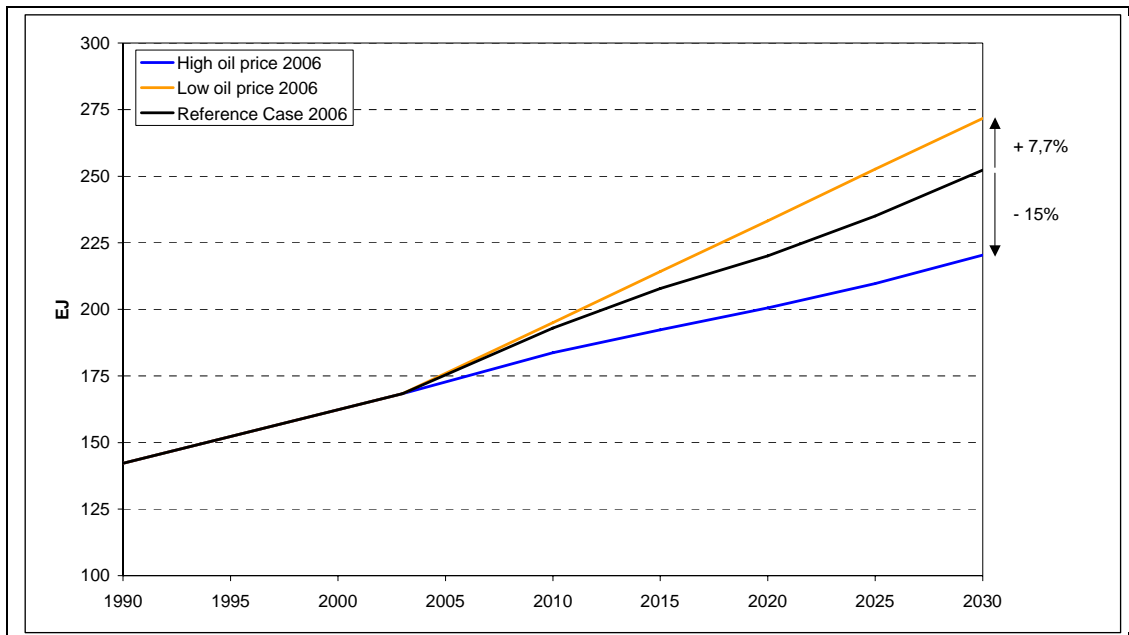
Abbildung 4-1 enthält die unterstellten Ölpreisentwicklungen im IEO 2005 und 2006. Die Preispfade im IEO 2006 entsprechen dabei den Entwicklungen im Annual Energy Outlook 2006 (EIA 2006a). Die Referenzpreisvariante geht von einem Ölpreis im Jahr 2030 von etwa 57 US-\$/bbl aus. Das höhere Preisniveau wird mit politischen Instabilitäten in wichtigen OPEC-Ländern und mit einem geringeren Ausbau ihrer Produktionskapazitäten begründet. In der Hochpreisvariante des IEO 2006, die im Jahr 2030 mit etwa 96 US-\$/bbl (vgl. hierzu Abschnitt 2) einen Höchstwert erreicht, wird von etwa 15 % geringeren Ölressourcen als im Referenzfall ausgegangen, in der Niedrigpreisvariante von 15 % größeren Ressourcen. Auch die Kosten der Erschließung dieser Ressourcen sind im Hochpreisszenario höher und im Niedrigpreisszenario niedriger als im Referenzszenario. Mit diesen Szenarien soll also der Unsicherheit der Angabe zu Ressourcen und deren Förderkosten Rechnung getragen werden.

4.2.3 Primärenergieverbrauch

Während die Referenzentwicklung relativ gut dokumentiert ist, werden für die abweichenden Szenarienvarianten nur partiell Ergebnisse präsentiert. So werden für die Ölpreisvarianten lediglich die Auswirkungen auf die Ölproduktion dargestellt. Der niedrige Ölpreis (Low price) führt dazu, dass der globale Ölverbrauch im Jahr 2030 um 7,7 % höher liegt als in der Referenzvariante. (Abbildung 4-2) Dagegen bewirkt der hohe Ölpreis eine Reduzierung des Verbrauchs um knapp 15 %. Da alle anderen Parameter gegenüber dem Referenzszenario konstant gehalten werden, sind die Effekte auf Einsparung und/oder Energieträgersubstitution zurückzuführen. Leider lässt sich aus dem veröffentlichten Datenmaterial nicht quantifizieren, wie hoch diese beiden Anteile sind.

Anzumerken ist darüber hinaus, dass in der Hochpreisvariante der Abbau von unkonventionellem Öl sowie der Einsatz von ‚Back-Stop‘-Technologien (Kohleveredlung, Gas-to-Liquid) eine Rolle spielt. Dies deckt sich auch mit den Ergebnissen der im Rahmen des Vorhabens eigenen erstellten Szenarien, in denen die Kohleverflüssigung bei stark steigenden Energiepreisen eine aus kostenoptimaler Perspektive interessante Option darstellt.

Abbildung 4-2 Globaler Ölverbrauch in den EIA-Ölpreisvarianten

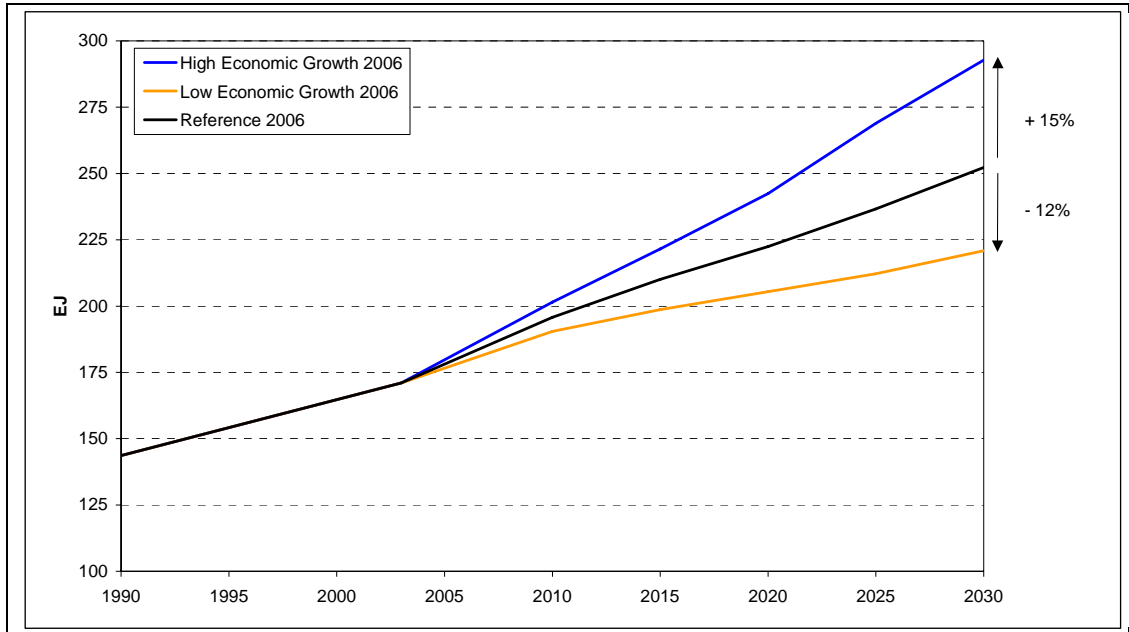


Quelle: EIA 2006b

Zum Vergleich ist in Abbildung 4-3 der Ölverbrauch für die Szenarien mit unterschiedlichem Wirtschaftswachstum aufgetragen. Der Ölverbrauch des Szenarios mit niedrigem Wirtschaftswachstum entspricht in etwa dem Verlauf der Ölverbrauchsvariante (high oil price). Ein gegenüber der Referenzvariante niedrigeres BIP (-18 %) wirkt sich also ähnlich aus wie die unterstellte Ölpreiserhöhung von 57 auf 96 US-\$₂₀₀₄/bbl (2030). Demgegenüber bewirkt eine Steigerung des Wirtschaftswachstums eine Erhöhung des Ölverbrauchs. Der Wert im Jahr 2030 liegt mit gut 15 % oberhalb des Ölverbrauchs im Referenzszenario und somit auch deutlich höher als in der Low-price Variante.

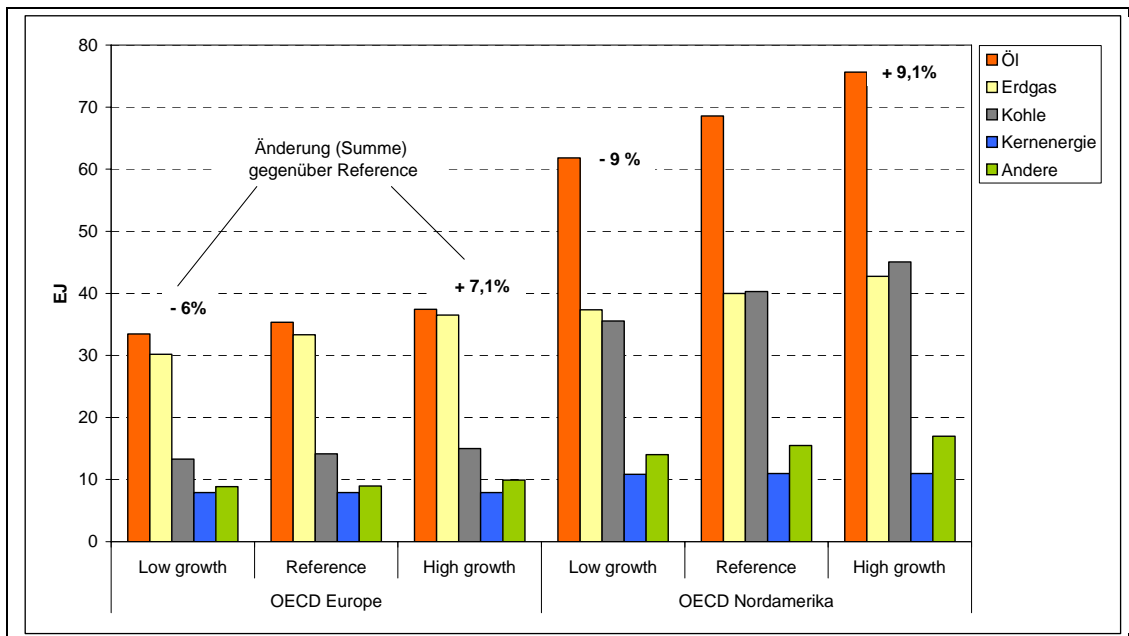
Die Auswirkungen der Wirtschaftswachstumsszenarien auf den Primärenergieverbrauch sind in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Änderungen für die Region OECD-Europa deutlich weniger signifikant sind, als in der Region OECD Nordamerika. Der Primärenergieverbrauch der Region OECD-Europa liegt in der Low economic growth-Variante mit etwa 6 % niedriger bzw. in der High economic growth-Variante um gut 7 % höher. Die vergleichbaren globalen Werte betragen – 12,6 % und +15,8 %. Der große Abstand ist mit dem sehr viel höheren Wirtschaftswachstumsniveau und der höheren Energieintensität in den Ländern Asiens zu begründen.

Abbildung 4-3 Globaler Ölverbrauch in den EIA-Wirtschaftswachstumsvarianten



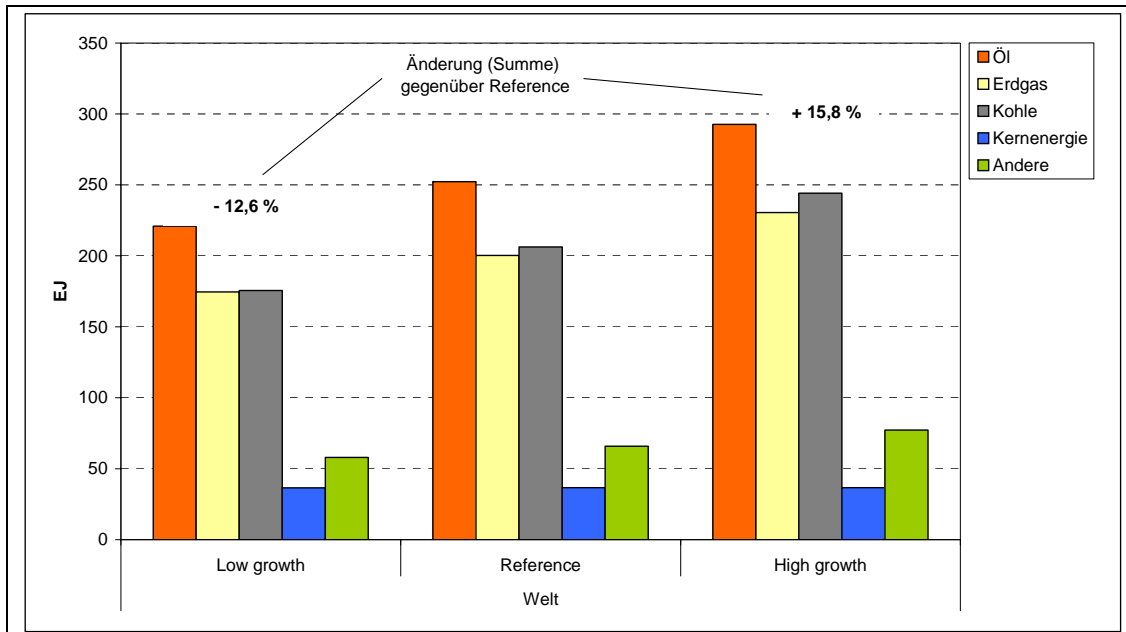
Quelle: EIA 2006b

Abbildung 4-4 Primärenergieträgerverbrauch in den Wirtschaftswachstumsvarianten der EIA-Szenarien für OECD Europe und OECD Nordamerika im Jahr 2030



Quelle: EIA 2006b

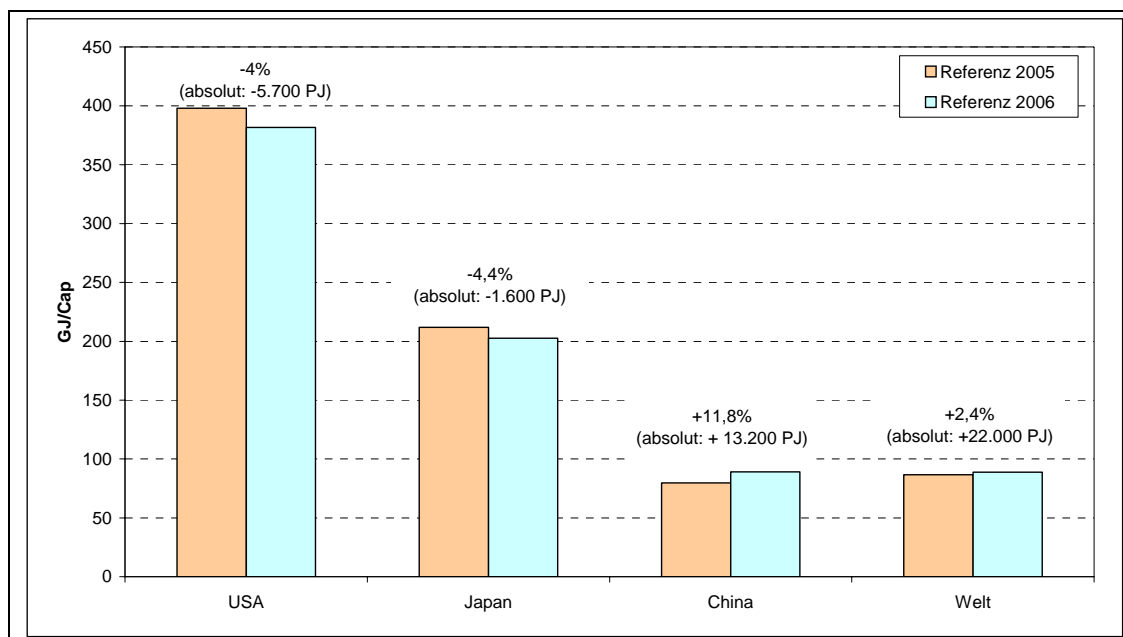
Abbildung 4-5 Weltweiter Primärenergieverbrauch in den Wirtschaftswachstumsvarianten im Jahr 2030



Quelle: EIA 2006b

Höhere Energiepreise bedingen in aller Regel auch den Einsatz effizienterer Techniken und führen somit zu einer Verringerung des Energieverbrauchs. Leider lässt sich dieser Effekt aus dem aktuellen Gutachten der EIA nicht ableiten, da notwendige Detailinformationen lediglich für das Referenzszenario, jedoch nicht für die Wachstums- und Preisszenarien verfügbar sind. Eine andere Vergleichsmöglichkeit besteht darin, den Referenzfall des Szenarios aus dem vorhergehenden Jahr 2005 mit dem aktuellen Referenzszenario zu vergleichen, da die angenommenen Energieträgerpreisentwicklungen sich deutlich unterscheiden (siehe Abbildung 4-1). So wurde angenommen, dass der Ölpreis im Referenzszenario des vergangenen Jahres mit 35 US-\$/bbl (2025) deutlich unterhalb des vergleichbaren Wertes des aktuellen Referenzfalls (2025: etwa 55 US-\$/bbl) liegt. Welche Auswirkungen die geänderte Annahme auf den Energieverbrauch besitzt, wird im Nachfolgenden gezeigt. Allerdings ist zu beachten, dass auch Faktoren wie Bevölkerungswachstum, Bruttoinlandsprodukt, etc. einiger Regionen verändert wurden. Eine Auswertung für die Region Europa ist nicht möglich, da die hierunter zusammen gefassten Länder in den beiden Referenzszenarien nicht identisch sind.

Abbildung 4-6 Spezifischer Primärenergieverbrauch in den Referenzszenarien im Jahr 2025



Quelle: EIA 2006b

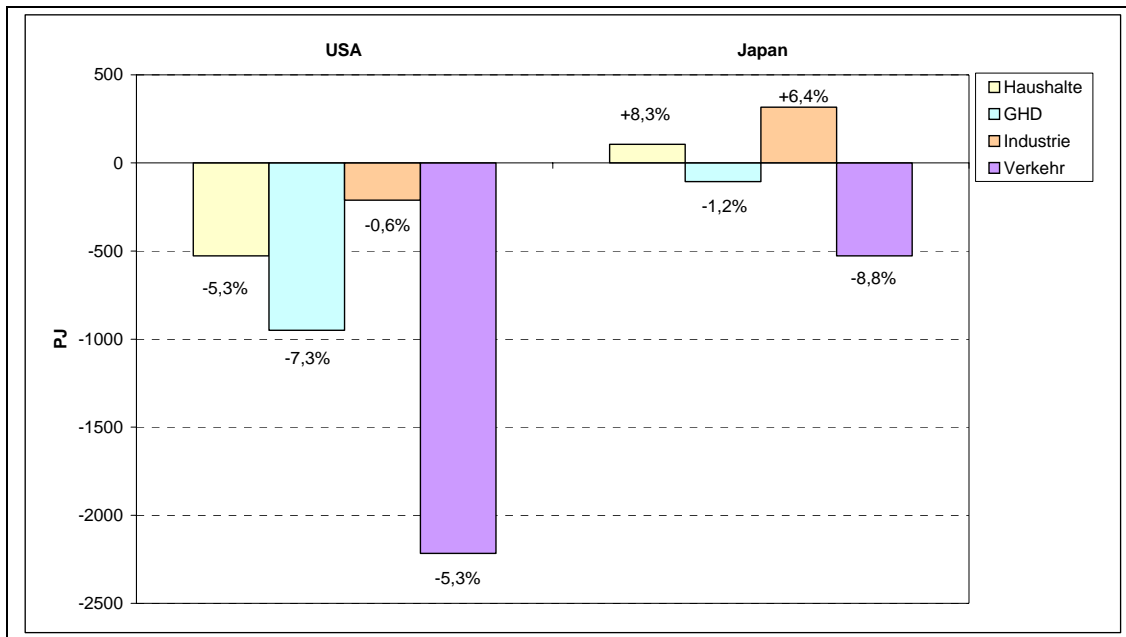
Da sich die Rahmendaten der beiden Referenzszenarien für die Länder USA und Japan kaum unterscheiden, bietet sich insbesondere für diese beiden Länder ein Vergleich an. In Abbildung 4-6 ist der spezifische Primärenergieverbrauch pro Kopf für ausgewählte Länder dargestellt. Danach führen die höheren Energiepreise im Referenzszenario 2006 zu einem spezifischen Pro-Kopf-Verbrauch der im Fall der USA um 4 % und für Japan um 4,4 % niedriger liegt. Allerdings geht aus der Abbildung 4-6 ebenfalls hervor, dass die Rahmendaten für die Entwicklung Chinas deutlich verändert wurden. Dies führt zu einer Zunahme des chinesischen Energieverbrauchs um etwa 11,8 %. Absolut gesehen, nimmt der Primärenergieverbrauch Chinas gegenüber dem Referenzszenario 2005 um etwa 13.200 PJ zu. Diese Entwicklung sowie die Veränderungen in anderen asiatischen Ländern prägen auch den globalen Primärenergieverbrauch, der um etwa 2,4 % (22.000 PJ) zunimmt. Dies zeigt, dass die Energieeinsparung durch den Einsatz effizienterer Techniken (insbesondere in den hoch industrialisierten Ländern) durch die steigende Nachfrage in anderen Ländern der Welt mehr als überkompensiert wird.

4.2.4 Endenergieverbrauch

Abbildung 4-7 verdeutlicht die sektorale Energieeinsparung in den USA und in Japan. Demnach sind absolut gesehen in den USA die größten Einspareffekte im Verkehrssektor zu erwarten, dessen Energieverbrauch gut 5 % unterhalb des Wertes für 2005 liegt. Hierbei handelt es sich um den Einsatz effizienterer konventioneller Fahrzeuge. Aber auch in den Sektoren Haushalte und GHD werden erhebliche Einsparpotenziale gesehen. Um welche Maßnahmen es sich im Detail handelt, lässt sich aufgrund fehlender

Informationen nicht sagen. Im Fall Japans zeigt sich ein sehr viel heterogeneres Bild. Zwar werden auch hier im Verkehrssektor die größten Einsparpotenziale gesehen, allerdings steigt der Verbrauch in anderen Sektoren. Eine Erklärung hierfür ist aufgrund fehlender Hintergrundinformationen jedoch ebenfalls nicht möglich.

Abbildung 4-7 *Einsparungen (Vergleich Referenz 2006 mit Referenz 2005) in den Endverbrauchssektoren für die Länder USA und Japan*



Quelle: EIA 2006b

4.3 EU-Szenarien

4.3.1 Vorbemerkungen

Im Jahr 2004 veröffentlichte die Europäische Union Energie- und Emissionsszenarien (EU Kommission 2004), die sich mit den eigentlichen Treibergrößen von Szenarien bzw. Prognosen und deren Auswirkungen auseinander setzen und an den aktuellen European Energy Outlook (EU Kommission 2003) anschließen. In diesem Rahmen wurde eine Vielzahl von Szenarien vorgestellt, in denen verschiedene Klimaschutzpolitiken, unterschiedliche Wirtschaftswachstumsraten, Energieeffizienzoffensiven sowie verschiedene Energieträgerpreisentwicklungen in den Blick genommen werden. Ein wesentliches Ziel war es, die Auswirkungen verschiedener Politiken sowie Rahmengrößen hinsichtlich der Energieimportabhängigkeit zu analysieren. Da im Rahmen der vorliegenden Untersuchung der Schwerpunkt auf die Auswirkungen von Energieträgerpreisentwicklungen gelegt wird, behandeln die nachfolgenden Ausführungen lediglich die von der EU veröffentlichten Energieträgerpreisszenarien. Die dargestellten Ergebnisse

werden in aller Regel für die EU25 sowie in Teilen auch für die EU15 angegeben. Die Szenarien wurden mit Hilfe des PRIMES-Modells²⁰ (NTUA 1997) erstellt, das ebenfalls für die kontinuierlich erstellten Szenarien der EU Generaldirektion Energy and Transport eingesetzt wird.

4.3.2 Rahmendaten

Die Energiepreisszenarien unterscheiden sich vom Baselineszenario lediglich durch unterschiedliche Energieträgerpreisentwicklungen. Alle anderen Rahmengrößen wie z.B. das EU-Wirtschaftswachstum wurden nicht verändert. Ähnlich wie bei den zuvor vorgestellten EIA-Szenarien sowie den im Rahmen des Vorhabens entwickelten Szenarien werden damit Wechselwirkungen zwischen Energieträgerpreisen und Wirtschaftswachstum nicht berücksichtigt. Die unterschiedlichen Energiepreisvarianten werden teilweise mit weltweiten Entwicklungen (z.B. stärkeres Wirtschaftswachstum in Asien etc.) sowie der allgemeinen globalen Ressourcensituation erklärt. Neben dem Baselineszenario wurden 4 Energieträgerpreisvarianten untersucht, die mit unterschiedlichen ‚Storylines‘ begründet werden. (siehe Tabelle 4-3) Für einen Trendvergleich mit den nationalen Szenarien eignen sich insbesondere die Szenarien PS1 sowie PS4, da hier die höchsten Energiepreise angenommen werden und damit am ehesten mit den Trends der eigenen Szenariorechnungen kompatibel sind.

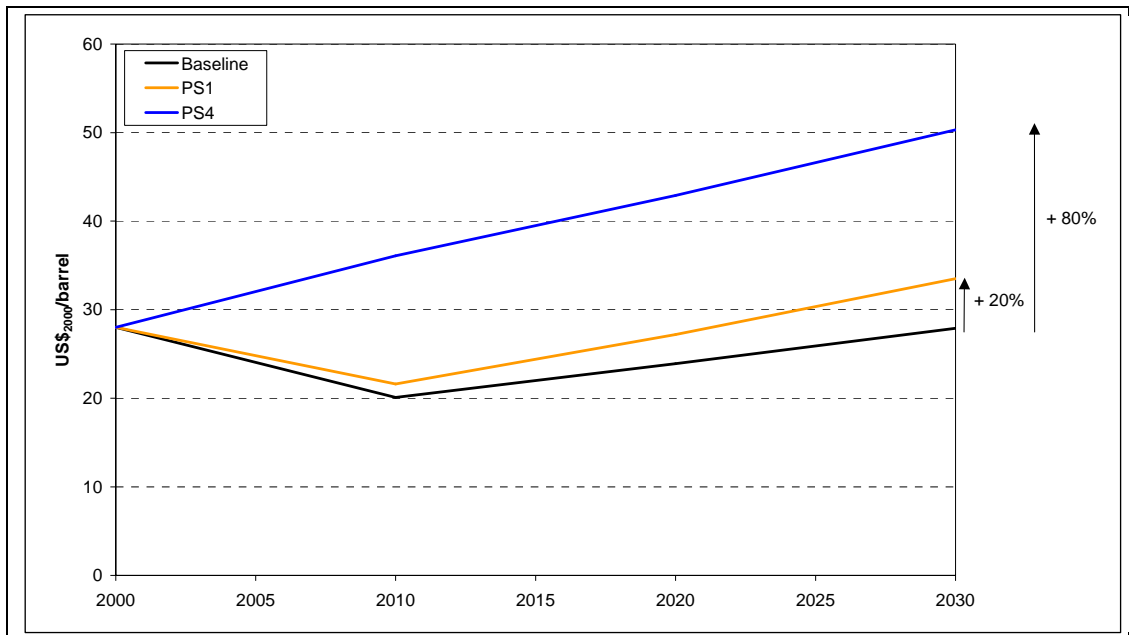
Tabelle 4-3 Energiepreisvarianten in den EU-Szenarien

Szenario	Abkürzung	Storyline
Hohe Öl- und Gaspreise	PS1	Preiserhöhungen aufgrund steigender Nachfrage und knapper werdenden Ressourcen
Abnehmende Gasverfügbarkeit in der EU	PS2	Abnehmende Verfügbarkeit wegen steigender Nachfrage in Asien sowie Schwierigkeiten beim Bau neuer Pipelines von Russland nach Europa
Entkopplung von Gas- und Rohölpreis	PS3	Preisentkopplung, da die Gasressourcen höher sind als die Erdölressourcen
Rasanter Öl- und Gaspreisanstieg	PS4	Sehr hohe Öl- und Gaspreise aufgrund geopolitischer Spannungen, die den Versorgern eine starke Marktstellung ermöglichen

Quelle: EU Kommission 2004

²⁰ Bei PRIMES handelt es sich um ein Modellinstrumentarium, das die Energiemärkte der EU abbildet. Das Modell bestimmt das Gleichgewicht über Energiepreise, indem die nachgefragte sowie produzierte Energiemenge in Einklang gebracht wird. Primes rechnet in Fünfjahresschritten bis zum Jahr 2030. Das Modell berechnet für jede 5-Jahresperiode ein Gleichgewicht. Im Sinne eines myopischen Vorgehens werden ausgewählte Parameter an die nächste Zeitperiode übergeben und somit eine Quasidynamik simuliert. Das Modell ist ein Multiregionenmodell und bildet jedes EU-Mitgliedsland im Detail ab. Primes besteht aus einer Vielzahl von Submodulen, mit denen Märkte und Energienachfragen im Detail abgebildet werden. Mit Hilfe der Nachfragemodule, die für jeden Sektor existieren, wird auch eine Vielzahl von Techniken abgebildet.

Abbildung 4-8 Erdölpreisentwicklung der Szenarien Baseline, PS1 und PS4



Quelle: EU Kommission 2004

In Abbildung 4-8 sind die Erdölpreisentwicklungen der im Folgenden analysierten Szenarien dargestellt. Demnach steigen die Rohölpreise in der Variante PS1 um etwa 20 % (2030) gegenüber denen des Baselineszenarios. Mit etwa 80 % (2030) steigen die Rohölpreise im PS4szenario sehr viel drastischer. Verglichen mit den Energieträgerpreisentwicklungen, die den im Rahmen dieses Projekts erstellten Rechnungen zugrunde gelegt wurden, fallen jedoch die in den EU-Preisszenarien unterstellten Preisentwicklungen sehr viel moderater aus.

Für die nachfolgende Ergebnisinterpretation sind auch die Preisrelationen der Energieträger untereinander zu beachten, die in Tabelle 4-4 aufgelistet sind. Für Steinkohle und Erdgas wurden die angenommenen Preise zum Rohölpreis des jeweiligen Szenarios ins Verhältnis gesetzt. Man erkennt, dass in den dargestellten Szenarien die Erdgaspreise relativ zum Erdölpreis steigen. Demgegenüber nehmen die Preisrelationen Steinkohle/Erdöl in den Szenarien PS1 und PS4 ab, da die Steinkohlenpreise in allen Szenarien (Baseline, PS1, PS4) identisch sind. Wie die Energiepreisentwicklungen der Vergangenheit zeigen, folgt der Steinkohlepreis dem Erdölpreis zwar auf sehr viel niedrigerem Niveau, jedoch mit der gleichen Charakteristik (vgl. hierzu Abschnitt 2). Die von der EU für die Szenarien gewählten Steinkohlepreise entsprechen somit nicht dem historischen Trend. Eine Begründung für dieses Abweichen vom historischen Trend wird nicht angegeben. Aufgrund dieser Entwicklung verbilligt sich die Steinkohle relativ zum Erdgas sehr deutlich, was sich entscheidend auf die Szenarienergebnisse auswirkt, wie im Nachfolgenden noch gezeigt wird.

Tabelle 4-4 Verhältnisse der Energieträgerpreise in verschiedenen EU-Szenarien

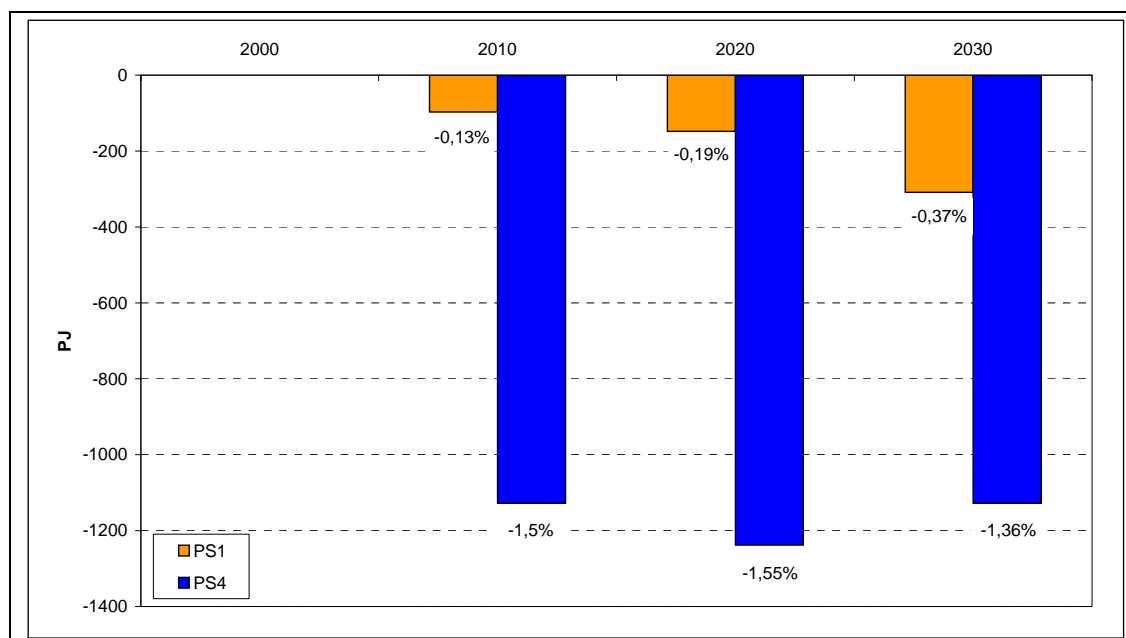
		2000	2010	2020	2030
Erdgas/Rohöl	Baseline	0,55	0,84	0,86	0,84
	PS1	0,55	0,81	0,89	0,92
	PS4	0,55	0,84	0,86	0,83
Steinkohle/Rohöl	Baseline	0,26	0,36	0,29	0,25
	PS1	0,26	0,33	0,26	0,21
	PS4	0,26	0,20	0,16	0,14

Quelle: EU Kommission 2004

4.3.3 Primärenergieverbrauch

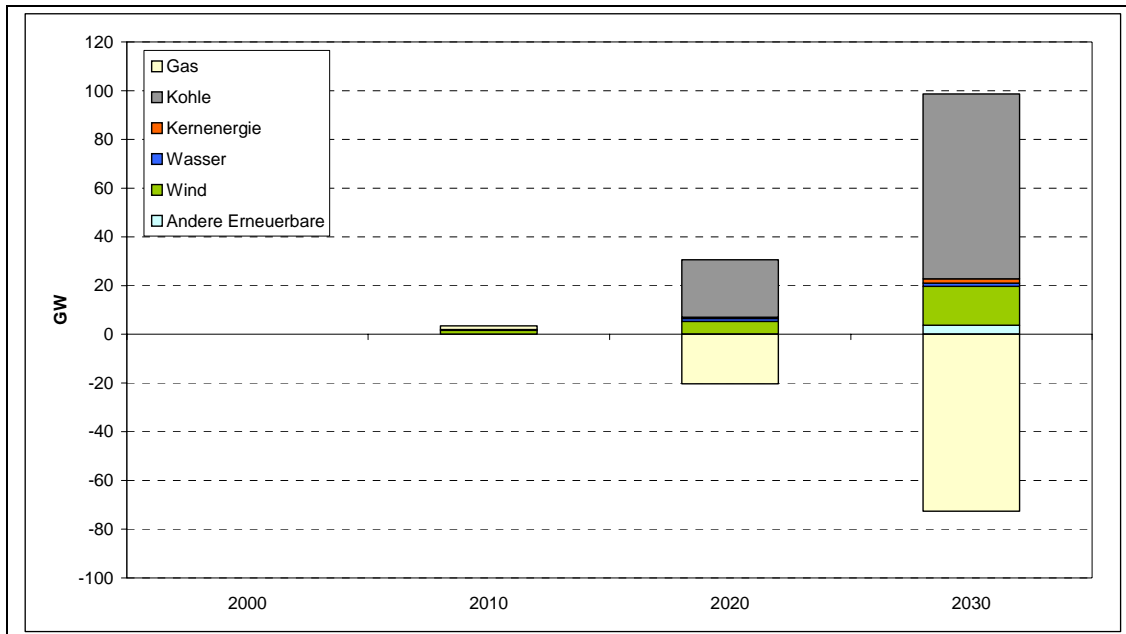
Abbildung 4-9 verdeutlicht die Primärenergieeinsparung verglichen mit dem Baselineszenario. Ein Energiepreisanstieg, wie im Szenario PS1 unterstellt, führt nur zu einer sehr geringen primärenergieeitigen Einsparung, die im Jahr 2030 knapp 0,4 % beträgt und in den Vorjahren noch deutlich niedriger ausfällt. Vergleicht man für das PS1szenario die Struktur der Stromerzeugung, ist festzustellen, dass die Anteile der Windstromerzeugung, Kernenergiestromerzeugung sowie insbesondere der Anteil von kohlebasierendem Strom steigen. Demgegenüber nimmt die erdgasbasierte Stromerzeugung deutlich ab. Abbildung 4-10 verdeutlicht diese Entwicklung am Beispiel der installierten Kraftwerkskapazitäten.

Abbildung 4-9 Primärenergieeinsparung (EU25) in den Szenarien PS1 und PS4 gegenüber dem Baselineszenario



Quelle: EU Kommission 2004

Abbildung 4-10 Änderung der installierten Kraftwerksleistung (EU25) im Szenario PSI verglichen mit dem Baselineszenario

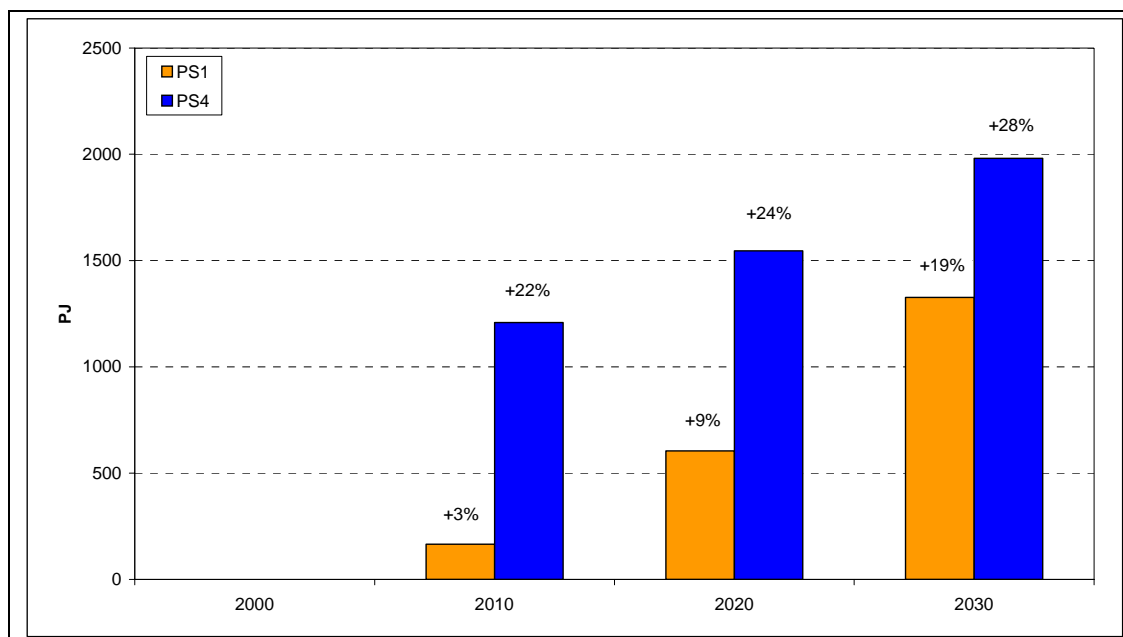


Quelle: EU Kommission 2004

Insgesamt nimmt der Primärenergieeinsatz der Stromerzeugung im PS1szenario gegenüber dem Baselineszenario geringfügig zu, so dass die Einsparungen im Wesentlichen in den Endenergiesektoren stattfinden. Ein ähnlicher Trend, insbesondere der Wechsel von der erdgasbasierten hin zur kohlebasierten Stromerzeugung sowie eine Zunahme der windbasierten Stromerzeugung, ist auch in den hier erstellten Szenarien festzustellen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung in den EU-Szenarien fast unverändert bleibt. Der gleiche Trend ist in den zuvor vorgestellten eigenen Szenarien zu beobachten, allerdings ändert sich hier die Energieeinsatzstruktur (z.B. starke Zunahme des Biomasseeinsatzes).

Die primärenergieseitige Energieeinsparung im Szenario PS4, in dem eine Ölpreiserhöhung um 80 % gegenüber dem Baselineszenario angenommen wurde, fällt mit knapp 1,4 % (2030) ebenfalls relativ niedrig aus. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse, die eine zufrieden stellende Interpretation ermöglichen würde, findet sich leider nicht. Auch ist eine sektorspezifische Analyse wegen fehlender Informationen nicht möglich. Aufgrund der im Verhältnis zu Erdgas noch preiswerteren Kohle ist davon auszugehen, dass der Trend des PS1szenarios fortgeschrieben wird und mehr Kohle und Erneuerbare zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Die Einsparung dürfte daher im Wesentlichen auf die Endverbrauchssektoren zurückzuführen sein, da hier insbesondere in den Sektoren Haushalte und GHD lediglich Öl durch Gas substituiert werden kann und demzufolge Einsparungen sehr attraktiv sein müssten.

Abbildung 4-11 Zunahme Erneuerbarer Energien (EU25) in den Hochpreisszenarien PS1 und PS4



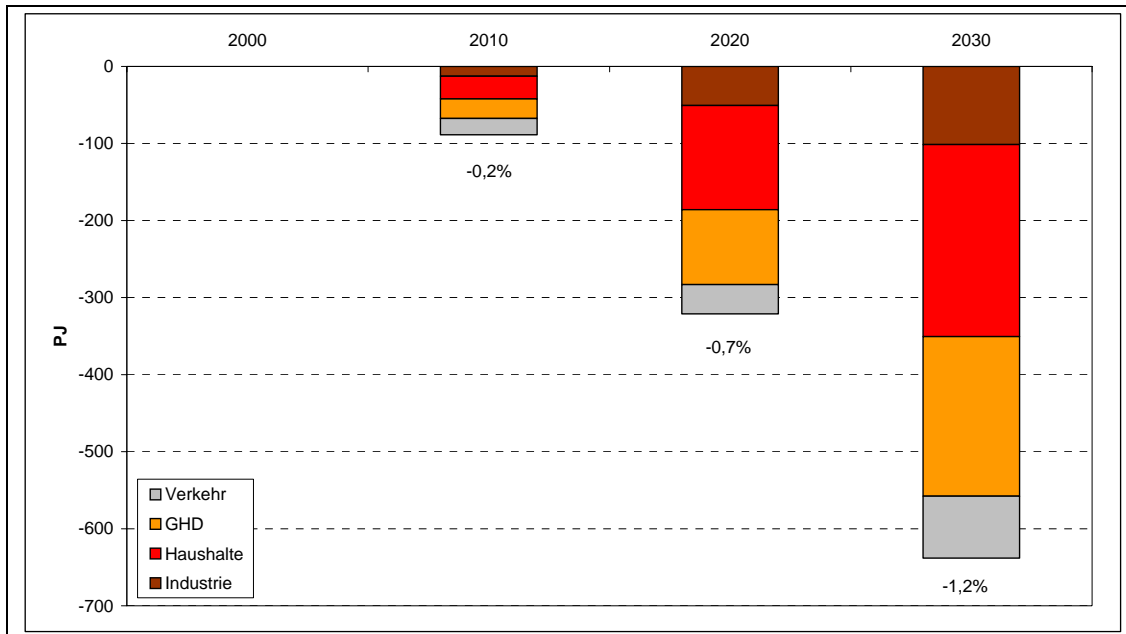
Quelle: EU Kommission 2004

Abbildung 4-11 zeigt die Zunahme des Einsatzes erneuerbarer Energien. In beiden Hochpreisszenarien steigt der Anteil mit 19 % (PS1) bzw. 28 % (PS4) deutlich an. In Anbetracht des deutlich unterschiedlichen Erdölpreinsniveaus der beiden Szenarien erscheint der Anstieg im Szenario PS4 sehr moderat. Im Wesentlichen werden die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung eingesetzt. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Windenergie und Biomasse. Andere Formen der Nutzung wie z.B. Geothermie spielen keine Rolle. Die Herstellung von biogenen Kraftstoffen nimmt bereits im Baselineszenario signifikant zu und ist vermutlich aufgrund angenommener Politikmaßnahmen exogen vorgegeben. Der Anteil biogener Kraftstoffe am gesamten Kraftstoffbedarf beträgt im Baselineszenario bei Benzin 5,1 % und bei Diesel 5,3 % (jeweils im Jahr 2030), im PS1szenario liegen diese Anteile noch um gut die Hälfte höher. Die Wasserstoff- oder Methanolproduktion spielen in beiden Szenarien keine Rolle. Auch der Einsatz von Brennstoffzellen besitzt im PS1szenario keine Bedeutung.

4.3.4 Endenergieverbrauch

Analog zur Reduzierung des Primärenergieverbrauchs nimmt die Endenergienachfrage ab. Zwar liegen die Reduktionsraten etwas höher, allerdings fallen sie ebenfalls relativ gering aus. Um eine annähernde Vergleichbarkeit mit den eigenen Rechnungen herzustellen, sind in Abbildung 4-12 die Einsparungen für die EU15-Länder dargestellt.

Abbildung 4-12 Endenergieseitige Einsparung (EU15) im Szenario PS1 im Vergleich zum Baselineszenario



Quelle: EU Kommission 2004

Die größten Einsparungen gehen von den Sektoren Haushalte und GHD aus, die in der Summe zu gut 70 % zur Gesamteinsparung beitragen, was sich trendmäßig mit den im Rahmen des Projekts erstellten Szenarien deckt. Hierbei handelt es sich um den Einsatz effizienterer Technologien sowie um verbraucherseitig energiebewusste Kaufentscheidungen für Geräte mit höherer Energieeffizienz. Detailliertere technologiespezifische Angaben werden nicht gemacht. Die geringere Einsparung des Industriesektors wird mit einer geringeren Flexibilität der Industriebranchen begründet, sowohl hinsichtlich des Austausches von Technologien sowie auch der Möglichkeit einer Brennstoffsubstitution. Die Einsparung im Verkehrssektor fällt mit 0,4 % (2030) gegenüber dem Baselineszenario sehr niedrig aus. Aufgrund der hohen Besteuerung von Kraftstoffen werden die Energiepreiserhöhungen von den Verbrauchern nicht so stark wahrgenommen wie in den anderen Sektoren. Als weitere Ursache wird angeführt, dass es zum Erdöl bzw. mineralischen Kraftstoff kaum eine Alternative in größerem Maßstab gibt. Die Beimischung von biogenen Kraftstoffen zu Benzin liegt für die EU25-Länder im Jahr 2030 bei 7,9 %. Zum Vergleich: Im Baselineszenario beträgt der vergleichbare Anteil etwa 5,1 %. Die vergleichbaren Raten für die Zumischung biogener Kraftstoffe bei Diesel betragen für das Jahr 2030 ca. 8,3 % (PS1) bzw. 5,3 % (Baseline). Ein Vergleich der Verkehrsleistungen zwischen dem PS1szenario und dem Baselineszenario zeigt, dass die Nachfragen sowohl für den Personenverkehr als auch für den Güterverkehr lediglich um etwa 0,3 % (2030) abnehmen und damit nahezu unverändert bleiben. D.h. die Erhöhung der Rohölpreise um 20 % (PS1) hat fast keine Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage.

4.4 Nationale Szenarien

4.4.1 Vorbemerkungen

Der aussagekräftigste Vergleich lässt sich mit anderen nationalen Energieszenarien durchführen, zu denen die Ölpreisvariante des Energiereports IV von EWI/Prognos (EWI/Prognos 2006) gehört. Andere Hochpreisszenarien für Deutschland sind derzeit nicht verfügbar. Aufgrund der gleichen regionalen Abgrenzung, eines identischen Zeithorizonts sowie weitgehend harmonisierter Rahmendaten eignet sich dieses Szenario besonders gut für einen direkten Vergleich mit den im Rahmen des Projekts durchgeführten IKARUS-Optimierungsrechnungen. Allerdings sollten bei diesem Vergleich die unterschiedlichen methodischen Grundlagen der beiden Energieprojektionen berücksichtigt werden. Während der Energiereport IV und dessen Ölpreisvariante einen eher prognostischen Charakter haben, bei dessen Erstellung unterschiedliche Modelle und methodische Ansätze zum Einsatz kommen, verfolgt das IKARUS-Optimierungsmodell einen normativen Ansatz, der die Kostenminimierung unter gegebenen Rahmenbedingungen zum Ziel hat (vgl. Kapitel 3).

Im nachfolgenden Szenarienvergleich werden die EWI/Prognos-Szenarien als Referenzprognose bzw. Ölpreisvariante bezeichnet. Für die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung mit dem IKARUS-Optimierungsmodell erstellten Szenarien werden die Begriffe Referenzentwicklung und Hochpreisszenario verwendet.

4.4.2 Methodische Vorgehensweisen

Ein Vergleich der Referenzprognose bzw. der Hochpreisvariante des Energiereports IV mit den im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten IKARUS-Rechnungen ist immer vor dem Hintergrund der unterschiedlichen methodischen Vorgehensweisen zu sehen. Bei den Analysen des Energiereports IV handelt es sich um eine Referenzprognose, mit der ausgehend vom aktuellen Kenntnisstand die wahrscheinlichste Entwicklung des Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung gesellschaftlicher, wirtschaftlicher und technischer Aspekte vorhergesagt wird. Im Gegensatz zu normativen Ansätzen wird versucht, das Verhalten und den Handlungsbedarf der unterschiedlichen Akteure mit zu berücksichtigen, was jedoch generell ein methodisches Problem darstellt.

Die Prognosen des Energiereports IV werden nicht mit einem einzigen geschlossenen Modell erstellt. Vielmehr bedient man sich einzelner Modelle oder Module mit unterschiedlichen Philosophien. Die erhaltenen Ergebnisse werden dann zu einem Gesamtbild zusammengefügt. So stützen sich beispielsweise die Stromerzeugungsprognosen auf Rechnungen, die mit den vom Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) entwickelten Modellen CEEM (Cogeneration in European Electricity Markets) bzw. GEMS (German Electricity Market Simulation) durchgeführt wurden. Beide Modelle sind normative Ansätze (Optimierungsmodelle), mit denen kostenoptimale Stromproduktionen errechnet werden. Während mit dem CEEM-Modell der europäische Kontext berücksichtigt wird, bildet das GEMS-Modell die deutsche Stromerzeugung detailliert mit hoher zeit-

licher Auflösung ab. Die Nachfrageseite (z.B. Stromverbrauch, Fernwärmebedarf) bei der Modellansätze ist nicht Bestandteil des Optimierungskalküls. Sie wird außerhalb dieser Modelle ermittelt und stellt somit eine exogene Modellvorgabe dar. Ob die Ergebnisse dieser Optimierungsrechnungen unverändert als Prognosewerte übernommen werden oder wohlmöglich Grundlage einer nachgelagerten Analyse darstellen, kann dem Energiereport nicht entnommen werden. Über die eingesetzten Modellansätze für die Analyse der Sektoren Verkehr, Haushalte, GHD und Industrie finden sich im Energiereport IV keine Informationen. Es ist anzunehmen, dass es sich hierbei in der Regel um Simulationsmodelle handelt, mit denen ausgehend von generellen Annahmen (z.B. Verkehrsnachfragen, Wohnflächen etc.) Energie- und Emissionsbilanzen abgeleitet werden. Eine Ausnahme könnten die Analysen zur Industrie darstellen, da hier die allgemeine Wirtschaftsentwicklung auf die einzelnen Branchen unter Berücksichtigung intra- und intersektoraler Struktureffekte zu übersetzen ist. Die so erhaltene branchenspezifische Wertschöpfung multipliziert mit den spezifischen branchenbezogenen Energieverbräuchen ergibt den absoluten Energieverbrauch der Industrie.

Aus der Hochpreisvariante des Energiereports IV ist zu erkennen, dass die Erhöhung der Energiepreise zu einer Änderung zentraler Rahmenannahmen (z.B. Bruttoinlandsprodukt, Verkehrsnachfragen, branchenspezifische Wertschöpfungen etc.) führt. Es ist davon auszugehen, dass diese Änderungen mit Hilfe eines Modells bestimmt werden. Allerdings geht aus dem Energiereport IV nicht hervor, welcher methodische Ansatz bzw. Modell hier zugrunde liegt.

Das zuvor beschriebene IKARUS-Optimierungsmodell bildet das gesamte Energieversorgungssystem (Umwandlungssektor u. Endverbrauchssektoren) ab und verfolgt einen normativen Ansatz. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Systemkosten. Das IKARUS-Modell bildet mit der Energieversorgung lediglich einen Teil der Volkswirtschaft ab und ist somit als ein partielles Gleichgewichtsmodell einzuordnen. Eine mit dem Modell unter Verwendung der zuvor skizzierten Zielfunktion erzeugte Optimallösung entspricht dem Planungsergebnis eines „allwissenden gesamt(energie)wirtschaftlichen Planers“. Solange die im Modell gesetzten Randbedingungen (z.B. Rolle der Kernenergie, Braunkohle, Gebäudebestände etc.) es zulassen, wird jeweils die relativ kostengünstigste Lösungsmöglichkeit bis an die Obergrenze ihrer Ressource erschöpft. Eine solche Optimallösung kann im Sinne einer Zielvorgabe als der beste Lösungspfad interpretiert werden; sie weicht jedoch von der tatsächlichen Energiewirtschaft ab, da in der Realität einzelwirtschaftliche Akteure nach individuellen Kriterien (unterschiedliche Motivation, Verhaltensweisen, Hemmnisse etc.) handeln. Die Ergebnisse solcher Modellrechnungen sind als Erkenntnishilfen zu verstehen, um bestimmte Vor- und Nachteile von Entwicklungen aufzuzeigen. Die Ergebnisse besitzen im Gegensatz zu einer prognostischen Analyse, die im Sinne einer Erwartungshaltung zu sehen sind, einen starken Szenariocharakter. Dies führt auch dazu, dass Energie- und Emissionseinsparpotenziale in der Regel höher ausfallen, als dies bei prognostischen Analysen der Fall ist. Wesentliche Vorteile des Optimierungsmodells sind die Reproduzierbarkeit und Nachvollziehbarkeit von Rechenläufen, die hohe Verarbeitungskapazität von Informationen, wie z.B. große Datenmengen. Darüber hinaus gewährleistet die Nutzung von

Energiesystemmodellen Konsistenz, so dass Doppelzählungen von Energieverbräuchen und Emission nicht möglich sind.

Zwischen den Ergebnissen und ihrer eventuellen Umsetzung in eine Empfehlung muss z.B. detailliert geprüft werden, ob z.B. bestehende Unternehmensstrukturen, die rechtliche Situation und die Akzeptanz der Betroffenen die ausgesprochene Empfehlung relevant und durchführbar erscheinen lassen. Ergebnisse von Energiemodellen stellen daher nur ein Hilfsmittel bzw. Element eines Entscheidungsprozesses dar. Energiesystemmodelle bewerten den monetären Aufwand, der für die Änderung eines Energieversorgungssystems (z.B. bei Vorgabe eines CO₂-Reduktionsziels) notwendig ist. Aus diesem Grunde berücksichtigt das Modell keine Steuern, Subventionen oder Abgaben, da sie dieser Logik folgend, keinen Aufwand im eigentlichen Sinne darstellen.

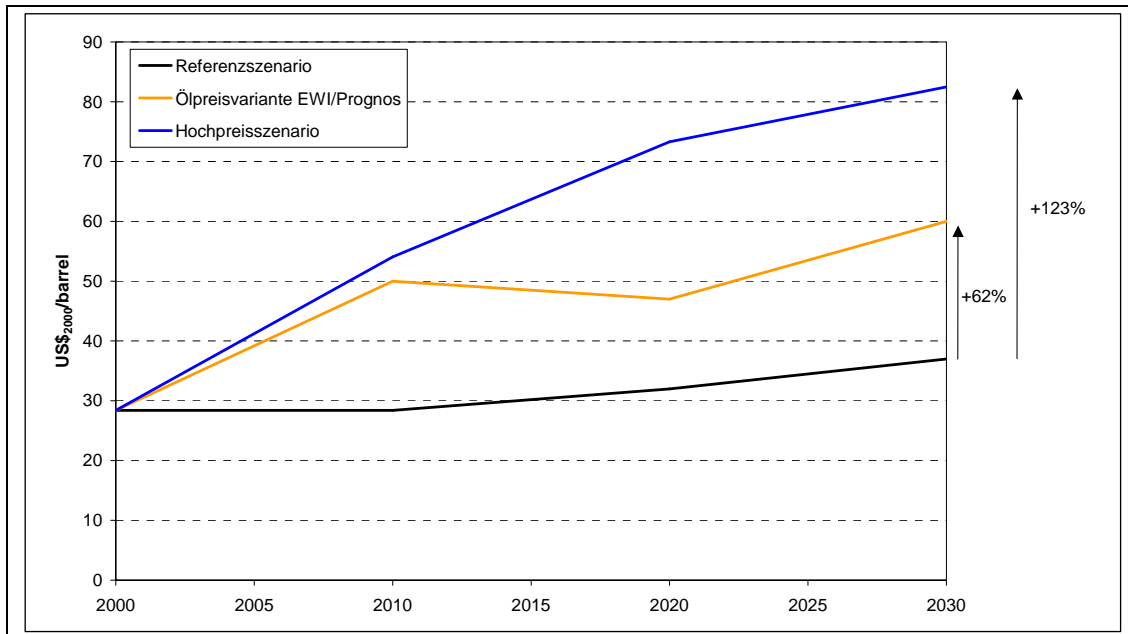
Das Optimierungsmodell bildet lediglich den Bereich der Energieversorgung und nicht die komplette Volkswirtschaft mit allen ihren Verflechtungen ab. Die Einbettung der erzielten Ergebnisse geschieht in der Regel über die Kopplung mit ökonomischen Modellen (z.B. Input-Output Modellen, allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, ökonometrischen Modellen). Aufgrund des hohen Zeit- und Kapazitätsaufwandes wurde diese Kopplung im Rahmen des Forschungsprojektes nicht durchgeführt.

4.4.3 Rahmendaten

Die Rahmendaten der vorliegenden Analyse im Allgemeinen und die Energiepreise im Speziellen sind weitestgehend an den Energiereport IV angelehnt. Unterschiede ergeben sich allerdings hinsichtlich der Preisniveaus in den jeweiligen Hochpreisvarianten, die in Abbildung 4-13 dargestellt sind. Einerseits ist der zeitliche Verlauf der Preispfade deutlich anders und andererseits unterscheidet sich auch das am Ende erreichte Preisniveau.

Außerdem ist anzumerken, dass – wie auch in den EU-Szenarien – die Preisrelationen zwischen Erdöl und anderen Primärenergieträgern wie Erdgas und Steinkohle in der EWI/Prognos-Ölpreisvariante Schwankungen unterliegen, was einen Einfluss auf Substitutionseffekte zwischen verschiedenen Primärenergieträgern haben kann. Aus Tabelle 4-5 ist dabei ersichtlich, dass sowohl der Preis für Erdgas als auch für Steinkohle im Verhältnis zu Rohöl in der Referenzprognose etwa konstant bleiben. Dagegen werden beide Energieträger in der Ölpreisvariante relativ zum Rohöl billiger, was für Erdgas im genauen Gegensatz zur Entwicklung in den EU-Preisszenarien steht (vgl. Tabelle 4-4).

Abbildung 4-13 Erdölpreisentwicklung in der EWI/Prognos Ölpreisvariante im Vergleich zum Referenz- und Hochpreisszenario



Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-5 Verhältnis der Importpreise unterschiedlicher Energieträger bei EWI/Prognos

		2000	2010	2020	2030
Erdgas/Rohöl	Referenzprognose	0,58	0,59	0,59	0,57
	Ölpreisvariante	0,58	0,48	0,47	0,45
Steinkohle/Rohöl	Referenzprognose	0,27	0,30	0,28	0,25
	Ölpreisvariante	0,27	0,19	0,20	0,17

Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-6 Verhältnis der Importpreise unterschiedlicher Energieträger (eigene Annahmen)

		2010	2020	2030
Erdgas/Rohöl	Referenz- u. Hochpreisszenario	0,85	0,85	0,85
Steinkohle/Rohöl	Referenz- u. Hochpreisszenario	0,4	0,4	0,4

Quelle: Berechnungen des DIW

Tabelle 4-6 verdeutlicht ebenfalls den doch erheblichen Unterschied zwischen den im Rahmen dieses Vorhabens angenommenen Preisverhältnissen mit den von EWI/Prognos getroffenen Annahmen. Insbesondere bei den Optimierungsmodellrech-

nungen prägen derartig unterschiedliche Preisrelationen das Ergebnis maßgeblich, da nach kostenoptimalen Kriterien optimiert wird.

Im Gegensatz zum International Energy Outlook (EIA 2006b) und den EU-Szenarien (EU Kommission 2004) wurden in der Ölpreisvariante zum Energiereport IV Rückkopplungseffekte der erhöhten Energiepreise auf die wirtschaftliche Entwicklung berücksichtigt, die allerdings sehr moderat ausfallen. Es wurde eine Verringerung des BIP-Wachstums um durchschnittlich 0,1 %-Punkte über den gesamten Betrachtungszeitraum unterstellt. Die Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe fällt so im Jahr 2030 gegenüber der Referenzprognose um 3,7 % niedriger aus. Damit einhergehend wird von einer geringeren Erwerbstätigenzahl ausgegangen, die 2030 in der Ölpreisvariante um etwa 1,7 % unter der Anzahl der Erwerbstätigen in der Referenzprognose liegt. Ebenso betroffen sind die Nachfragen nach Energiedienstleistungen in den Endverbrauchssektoren. So sinkt die Personenverkehrsleistung gegenüber der Referenzentwicklung um bis zu 3,2 %, im Güterverkehr um bis zu 1,4 %. Der Zubau an Wohnfläche nimmt ebenfalls um bis zu 6 % im Vergleich mit der Referenzprognose ab, was sich allerdings aufgrund des hohen Bestandes selbst im Jahr 2030 nur mit einer verringerten Gesamtwohnfläche von etwa 1,5 % bemerkbar macht.

4.4.4 Primärenergieverbrauch

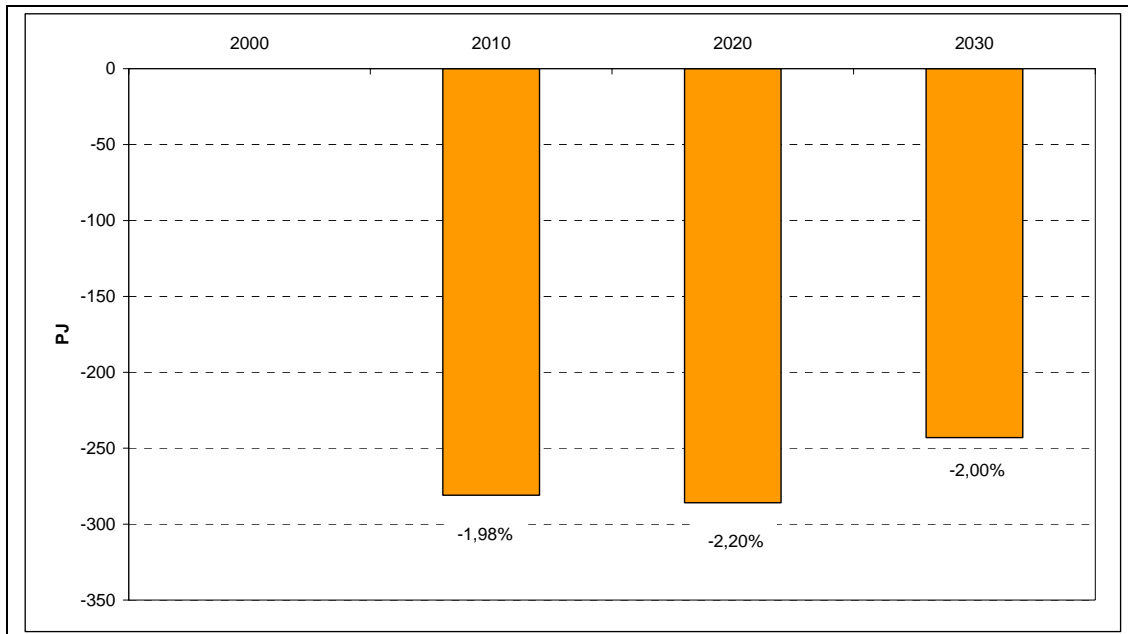
Durch die erhöhten Energiepreise verringert sich der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Ölpreisvariante von EWI/Prognos um ca. 2 % gegenüber dem Energiereport IV. Die relative Abnahme ist dabei ziemlich stabil über den gesamten Betrachtungszeitraum (siehe Abbildung 4-14). Diese vergleichsweise moderaten Einsparungen gehen allerdings mit einer deutlicheren Verschiebung in der Struktur des PEV einher. So nimmt die Nutzung von Steinkohlen um 1160 PJ (+142 %) und von Erneuerbaren um 435 PJ (+46 %) im Jahr 2030 zu. Im Gegenzug nimmt der Verbrauch von Erdöl und Erdgas um 650 PJ (-14 %) bzw. 1150 PJ (-30 %) ab, was die Importabhängigkeit Deutschlands reduziert.

Erneuerbare Energieträger kommen in der Ölpreisvariante stärker zum Einsatz als in der Referenzprognose (2030: +31 %). Der Großteil dieses Zuwachses entfällt dabei auf Biokraftstoffe im Verkehr (2030: +150 %) sowie Biomasse zur Wärmebereitstellung.

Die Verschiebung des Primärenergieverbrauchs von Erdgas zu Steinkohle hat ihre Ursache großteils in einer Neuausrichtung der Stromerzeugung. Wie aus Abbildung 4-15 ersichtlich ist, nimmt die Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle um bis zu 135 TWh im Jahr 2030 zu, während sich die Erzeugung aus Erdgas fast im selben Maße verringert. Diese unterschiedliche Entwicklung verantwortet etwa 950 PJ und damit mehr als 80 % des primärenergetischen Mehrverbrauchs an Steinkohle in der Ölpreisvariante. Der Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung bleibt gegenüber der Referenzentwicklung des Energiereport IV unverändert. Als Begründung hierfür wird angeführt, dass aufgrund einer nur moderaten Zunahme der Strompreise keine wesentlich

verbesserte Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren zu erwarten ist und daher der politisch forcierte Ausbaupfad der Referenzprognose beibehalten wird.

Abbildung 4-14 Primärenergieeinsparung im Vergleich zu Referenz



Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-7 Vergleich des Primärenergieverbrauchs in PJ im Hochpreis- und Referenzszenarien zwischen EWI/Prognos und IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen

	2000	2010	2020	2030
EWI/Prognos				
Referenzprognose	14.356	14.220	13.019	12.129
Ölpreisvariante	14.356	13.939	12.733	11.886
Differenz	0	-281	-286	-243
IKARUS-LP Modell				
Referenzszenario	14.583	13.907	12.676	11.846
Hochpreisszenario	14.583	13.597	12.046	11.066
Differenz	0	-310	-631	-780

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006, eigene Berechnungen

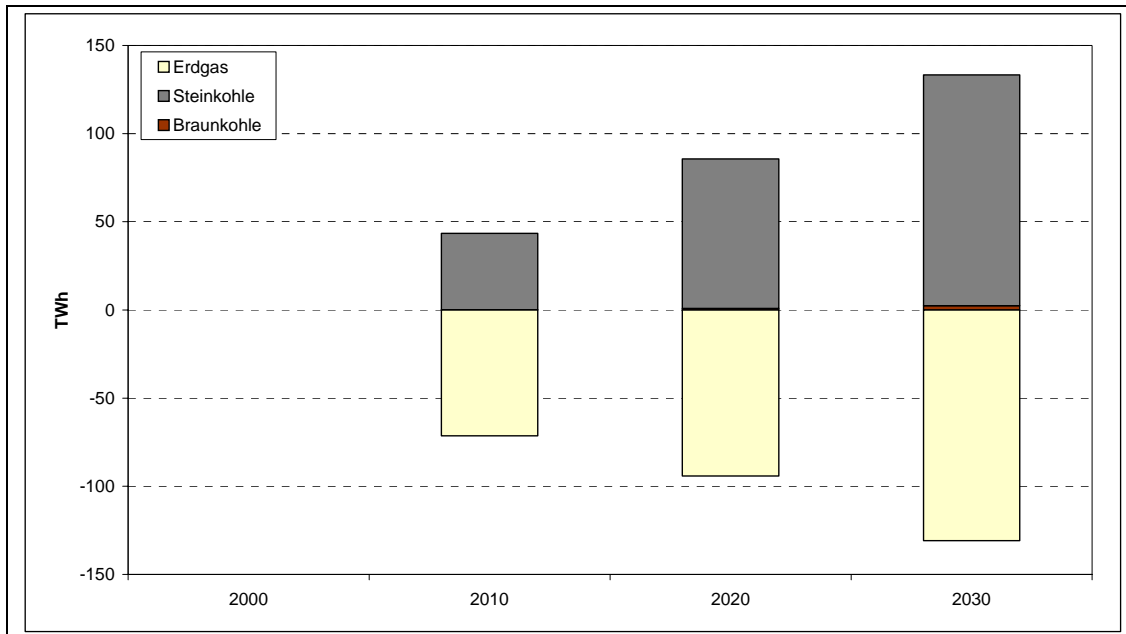
Die skizzierten Veränderungen des PEV in der Ölpreisvariante im Vergleich zur Referenzprognose sind teilweise vergleichbar mit den Ergebnissen des Hochpreisszenarios der IKARUS-Optimierungsrechnungen, z.T. aber durchaus unterschiedlich. Einerseits fällt die PEV-Einsparung im Hochpreisszenario der Optimierungsrechnungen mit 7 % gegenüber Referenzentwicklung deutlich höher aus als bei EWI/Prognos. Als Gründe können einerseits das im Hochpreisszenario mit 82 US-\$/bbl höhere Preisniveau im Jahr 2030 und andererseits ein kontinuierlich ansteigender Preisfad ausgemacht wer-

den (siehe Abbildung 4-13). Vergleicht man die Struktur des PEV miteinander, so fällt auf, dass der Rückgang des Verbrauchs von Erdöl (-11 %) und Erdgas (-30 %) im Hochpreisszenario (2030) vergleichbar mit der Entwicklung in EWI/Prognos ist. Allerdings fällt die Zunahme beim PEV von Steinkohle mit nur +7 % wesentlich moderater aus. Als Gründe hierfür können einerseits der bei EWI/Prognos unterproportional steigende Steinkohleimportpreis (siehe Tabelle 4-5) sowie die stark erdgaslastige Referenzprognose genannt werden. Bei den Erneuerbaren ist hingegen mit +140 % im Jahr 2030 des Hochpreisszenarios ein stärkerer Zuwachs als bei der EWI/Prognos-Ölpreisvariante zu verzeichnen, da in der Referenzentwicklung kein (politisch motivierter) Ausbaupfad vorgegeben wurde. Somit ist in den in dieser Untersuchung erstellten Szenarien insbesondere bei der regenerativen Stromerzeugung ein größeres Potenzial für Zuwächse vorhanden, das unter den hohen fossilen Energiepreisen auch genutzt wird, als bei EWI/Prognos.

- *Elektrizitätssektor*

Die Zunahme der Stromerzeugung aus Steinkohle fällt im IKARUS-Hochpreisszenario mit +22 TWh im Jahr 2030 viel geringer aus als bei EWI/Prognos (+131 TWh). Dagegen erreicht der Rückgang der Erdgasverstromung mit gut -100 TWh im Jahr 2030 fast dasselbe Niveau wie bei EWI/Prognos (-131 TWh). (vgl. Tabelle 4-8) Auf der einen Seite ist die Stromproduktion aus Steinkohle bereits im Referenzszenario deutlich höher als bei EWI/Prognos, was den Zuwachs hier limitiert. Andererseits ist insbesondere bei Windstrom mit +57 TWh, aber auch bei den sonstigen Energieträgern mit +20 TWh ein starker Anstieg im Vergleich zur Referenzentwicklung zu verzeichnen. Dies ist beispielsweise eine zunehmende Verstromung von Biomasse in Kraft- und Heizkraftwerken. Gegenüber dem IKARUS-Szenario fällt bei der EWI/Prognos-Ölpreisvariante auf, dass die Verstromung von Erneuerbaren Energieträgern gegenüber der Referenzprognose unverändert bleibt und die Erhöhung der Energiepreise keinerlei Auswirkung besitzt. Damit stellt in der EWI/Prognos-Ölpreisvariante die Zunahme der Steinkohleverstromung bzw. die Abnahme der Erdgasverstromung die einzige Änderung aufgrund der geänderten Energiepreise dar.

Abbildung 4-15 Differenz in der Stromerzeugung zwischen Referenz- und Ölpreisszenario (EWI/Prognos)



Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-8 Vergleich der Differenzen der Stromerzeugung in TWh zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen

	2000	2010	2020	2030
EWI/Prognos (Bruttostromerzeugung)				
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,1	0,8	2,4
Steinkohle	0,0	43,4	84,9	130,9
Öl	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	-71,4	-94,1	-130,9
Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,0	-27,9	-8,4	2,2
IKARUS-LP Modell (Nettostromerzeugung)				
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	28,6	-0,7	-1,7
Steinkohle	0,0	-3,5	-1,6	22,2
Öl	0,0	-1,8	-1,2	-0,5
Erdgas	0,0	-21,1	-50,4	-104,4
Erneuerbare	0,0	-2,3	52,8	88,9
Sonstige	0,0	-0,2	-1,8	0,6
Summe	0,0	-0,4	-3,0	5,2

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006, eigene Berechnungen

4.4.5 CO₂-Emissionen

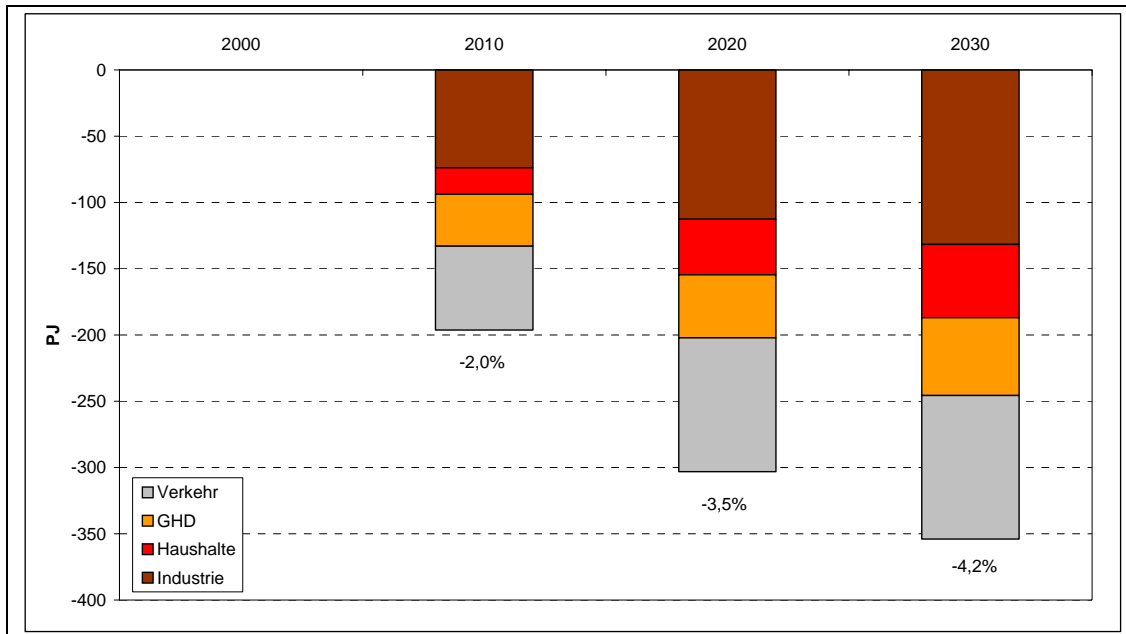
Die energiebedingten CO₂-Emissionen verringern sich in der EWI/Prognos-Ölpreisvariante gegenüber der Referenzprognose nur sehr geringfügig. Zwei Tendenzen überlagern sich hier: Einerseits ein Anstieg der Emissionen des Umwandlungssektors um ca. 15 % (2030) aufgrund des vermehrten Einsatzes von Kohle und andererseits Einsparungen in den Endverbrauchssektoren um etwa 11 %. Zur Emissionsreduktion trägt der Verkehrssektor mit gut 30 Mt, was etwa 22 % gegenüber der Referenzprognose entspricht, am stärksten bei. Die CO₂-Emissionen der Industrie sinken um 2 %, die von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalten um gut 7 %.

Im Gegensatz zu EWI/Prognos gehen die Kohlendioxidemissionen im Hochpreisszenario der Optimierungsrechnungen stärker zurück. Dabei fällt die Reduktion der Emissionen in den Endverbrauchssektoren mit -11 % vergleichbar mit EWI/Prognos aus. Es ist aber auch ein Netto-Rückgang der Emissionen des Umwandlungssektors um 10 % im Jahr 2030 festzustellen, der den Anstieg der Nutzung Erneuerbarer bei gleichzeitigem Rückgang des Einsatzes fossiler Energieträger in der Stromerzeugung widerspiegelt. Das letztlich erreichte Niveau der Emissionen ist in den Szenarien mit hohen Energiepreisen nahezu vergleichbar und fällt in den IKARUS-Optimierungsrechnungen mit etwa 665 Mt (ohne internationalen Flugverkehr) im Jahr 2030 nur etwas niedriger aus als in der EWI/Prognos Ölpreisvariante (688 Mt). Die Referenzentwicklungen unterscheiden sich allerdings deutlicher (IKARUS: 745 Mt, EWI/Prognos: 690 Mt), was hauptsächlich auf die unterschiedliche Gewichtung von Kohlen und Erdgas in der Stromerzeugung zurückzuführen ist.

4.4.6 Endenergieverbrauch

Die Einsparungen beim Endenergieverbrauch in der EWI/Prognos-Ölpreisvariante betragen im Jahr 2030 etwa 4,2 % und teilen sich sehr heterogen auf die Endverbrauchssektoren auf (siehe Abbildung 4-16, Tabelle 4-9). Den größten Beitrag liefert der Industrie-sektor mit etwa 130 PJ, was einer Endenergieeinsparung von 6 % im Vergleich mit der Referenzprognose entspricht und damit deutlich über der nachfrageseitigen Verringerung der Bruttowertschöpfung von 3,7 % liegt. Ein Grund hierfür sind strukturelle Veränderungen in der Industrie, da sich die Verringerung der Bruttowertschöpfung nicht gleichmäßig auf die einzelnen Branchen verteilt. Vielmehr sind energieintensive Branchen überproportional stark betroffen; so geht die Produktion in Bereichen wie Nicht-Eisen-Metalle und Gießereien, der Papierindustrie oder Glas- und Keramikherstellung um ca. 10 % zurück.

Abbildung 4-16 Endenergieeinsparung in der Ölpreisvariante gegenüber der Referenzprognose



Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-9 Vergleich der Differenzen des sektoralen Endenergieverbrauchs in PJ zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen

	2000	2010	2020	2030
EWI/Prognos				
Industrie	0,0	-73,8	-112,8	-131,7
GHD	0,0	-39,0	-47,7	-58,7
Haushalte	0,0	-20,1	-41,8	-55,3
Verkehr	0,0	-63,3	-100,9	-108,3
Summe	0,0	-187,0	-312,0	-354,0
IKARUS-LP Modell				
Industrie	0,0	-42,6	-108,8	-135,2
GHD	0,0	-21,0	-91,0	-167,1
Haushalt	0,0	-89,5	-216,7	-284,6
Verkehr	0,0	-157,6	-267,6	-208,5
Summe	0,0	-310,6	-684,1	-795,3

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006, eigene Berechnungen

Mit 108 PJ liefert der Verkehrssektor im Jahr 2030 einen ähnlich großen Beitrag (-4,2 %), der allerdings ebenfalls zu großen Teilen nachfragebedingt zu erklären ist. Der Rückgang der Verkehrsleistung im Jahr 2030 beträgt 3,2 % im Personen- und 1,4 % im Güterverkehr. Hinzu kommen Verschiebungen im modalen Split hin zu einer verstärkten Nutzung des ÖPNV im Personenverkehr und einer Verlagerung des Gütertransports auf die Schiene. Die absolut drittgrößte Endenergieeinsparung wird 2030 mit knapp 60 PJ im GHD-Sektor realisiert, was einer relativen Einsparung von 4,9 % im Vergleich mit der Referenzprognose entspricht. Hierzu liefern die Erzeugung von Raum- (-10 %)

und Prozesswärme (-4 %) die größten Beiträge, wohingegen die Einsparung bei strombasierten Anwendungen deutlich geringer ausfällt. Mit diesen Einsparungen gehen auch strukturelle Veränderungen des Energiemix im GHD-Sektor einher. Der Einsatz von Steinkohle – hauptsächlich in KWK-Anlagen – vervielfacht sich ebenso wie die Nutzung erneuerbarer Energieträger, während der Anteil von Ölprodukten und Erdgas am GHD-Endenergieverbrauch im Jahr 2030 um 9 %-Punkte gegenüber dem Energiereport IV sinkt. Einen verhältnismäßig geringen Anteil an den Einsparungen im Endenergiebereich liefern die Haushalte mit nur 55 PJ im Jahr 2030 (-2,2 %). Als Gründe hierfür werden die langsame Erneuerung des Gebäudebestandes sowie die geringen Renovierungsraten angeführt. Aufgrund der hohen Energiepreise ergeben sich allerdings Verschiebungen in der Struktur des Energieverbrauchs. Der Einsatz von leichtem Heizöl und Erdgas fällt 2030 im Vergleich mit der Referenzprognose um 5 bzw. 7 % geringer aus. Dagegen steigt der Einsatz erneuerbarer Energien um 23 %, was dann einem Anteil von 10 % am Endenergieverbrauch der Haushalte entspricht.

In den Haushalten finden die Einsparungen hauptsächlich im Bereich der Raumwärme statt wie Abbildung 4-17 zeigt. Weiterhin führt der Einsatz effizienterer Elektrogeräte zu einer Verringerung des Stromverbrauchs der Haushalte um etwa 1,7 TWh im Jahr 2030.

Der Vergleich mit dem Hochpreisszenario der Optimierungsrechnungen zeigt, dass die Beiträge der einzelnen Sektoren zu den beobachteten Endenergieeinsparungen recht unterschiedlich ausfallen. Das lässt sich z.T. mit der unterschiedlichen Behandlung der Sektoren begründen. So sind trotz des wesentlich höheren Energiepreisanstiegs die Einsparungen der Industrie in den Optimierungsrechnungen (2030: -135 PJ) mit denen von EWI/Prognos vergleichbar (2030: -130 PJ). Allerdings sind hierbei lediglich technische Einsparoptionen berücksichtigt, wohingegen bei EWI/Prognos sowohl ein Rückgang der Bruttowertschöpfung als auch strukturelle Veränderungen zu Lasten energieintensiver Branchen unterstellt wurden.

- *Verkehr*

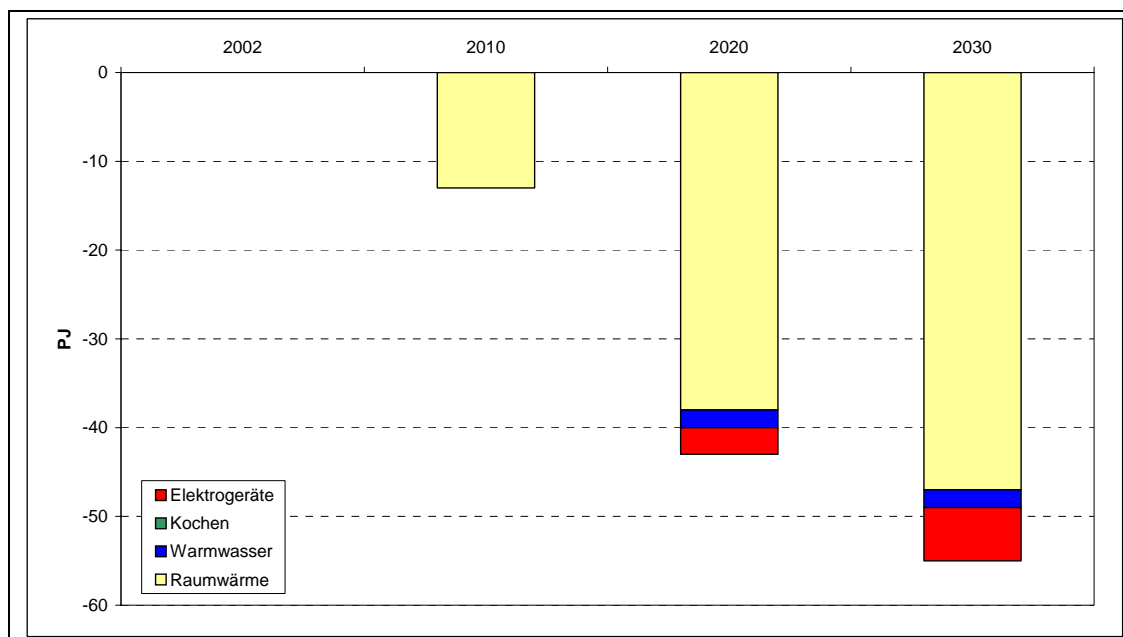
Im Verkehrssektor fallen die endenergieseitigen Einsparungen im IKARUS-Hochpreisszenario mit knapp 210 PJ im Jahr 2030 fast doppelt so hoch aus wie bei EWI/Prognos. Dies lässt sich allerdings u.a. auf die größeren Nachfrageänderungen von -9 % im Personenverkehr und -1 % im Güterverkehr zurückführen (EWI/Prognos: -3,2 % im Personenverkehr und -1,4 % im Güterverkehr). Sowohl in den IKARUS-Rechnungen als auch bei EWI/Prognos ist nur eine marginale Änderung des Modal Split (Änderung der Anteile straßen- und schienengebundener Personenverkehr) für den Bereich des Personenverkehrs festzustellen. Während dieses Potenzial im IKARUS-Modell bereits im Referenzfall vollständig ausgeschöpft wird, ändert es sich in der EWI-Prognos Ölpreisvariante nur geringfügig. Neben dem nachfragebedingten Energie- und Emissionsrückgang, stellt der zunehmende Einsatz von Biokraftstoffen eine weitere wichtige Veränderung als Reaktion auf die erhöhten Energiepreise der EWI/Prognos-Ölpreisvariante dar. So erreicht der energiebezogene Biokraftstoffanteil am gesamten

Verbrauch der Pkw-Flotte im Jahr 2030 einen Anteil von etwa 25%, was einer Erhöhung gegenüber der Referenzprognose von etwa 170% entspricht. Demgegenüber liegt der Anteil im Hochpreisszenario des IKARUS-Modells bei gut 10%. Weiterhin ist im Jahr 2030 bei Prognos/EWI ein signifikanter Anteil von Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb sowie mit Gasversorgung zu verzeichnen, der im IKARUS-Modell nicht so ausgeprägt zu beobachten ist. Der Rückgang der Güterverkehrsleistung in der EWI/Prognos-Hochpreisvariante gegenüber der Referenzprognose ist signifikant geringer. Begründet wird dies durch ein niedrigeres BIP-Wachstum. Der schienengebundene Güterverkehr ändert sich im Vergleich zur Referenzprognose kaum, vielmehr ist ein höherer Anteil wasserstraßengebundenen Verkehrs zu verzeichnen, der im Wesentlichen auf höhere Kohleimportmengen zurückzuführen ist. Demgegenüber ist bei den IKARUS-Rechnungen ein deutlicher Anstieg des schienengebundenen Gütertransports festzustellen, der etwa 20% beträgt. Signifikant ist der in der Ölpreisvariante von EWI/Prognos deutlich höhere Einsatz von Biokraftstoffen für Lkw, der im Jahr 2030 etwa 29% beträgt. Dieser Anstieg ist im IKARUS-Hochpreisszenario bei weitem nicht so ausgeprägt.

- *GHD, Haushalte*

Besonders auffällig ist, dass in den Sektoren GHD und Haushalte die errechneten Einsparungen sehr viel, nämlich um einen Faktor drei bis fünf, höher ausfallen als bei EWI/Prognos. Die Einsparungen gehen dabei sowohl in der EWI-Prognos-Ölpreisvariante als auch bei den Optimierungsrechnungen zum Großteil auf Wärmeschutzmaßnahmen zurück. (Tabelle 4-10, Abbildung 4-17). Wie bereits zuvor gezeigt, sind die unterstellten Energiepreisniveaus deutlich unterschiedlich. Die Energiepreise des Hochpreisszenarios sind signifikant höher als in der EWI/Prognos Ölpreisvariante und führen daher zu deutlich größeren Einsparungen. Die Einsparungen bei EWI/Prognos werden mit einer verbesserten Sanierungseffizienz (um 25% höher als in der Referenzprognose, insbesondere bei Neubauten) und durch eine Verringerung der Neubaufläche begründet. Darüber hinaus werden Öl- und Gasheizungssysteme zunehmend durch Biomasseheizungen und Wärmepumpen ersetzt. Ähnliche Trends sind auch in dem eigenen Hochpreisszenario festzustellen, allerdings in sehr viel stärkerer Ausprägung. Die relativ niedrige Einsparung in EWI/Prognos-Ölpreisvariante wird auch mit der relativ niedrigen Veränderungsdynamik im Gebäudebestand begründet. Vermutlich können aber auch methodische Unterschiede bzw. die Interpretation der Ergebnisse für diese Diskrepanz verantwortlich gemacht werden. Die Einsparungen in den Optimierungsrechnungen sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen als volkswirtschaftlich optimal anzusehen. Hemmnisse, die in der Realität bei der Umsetzung dieser Maßnahmen auftreten können (z.B. Mieter-/Vermieterdilemma), sind hierbei weitestgehend nicht berücksichtigt. Unterstellt man die Energiepreisentwicklung also als gegeben, wären Instrumente zu entwickeln, die ggf. bestehenden Hemmnisse bei der Umsetzung der Maßnahmen beseitigen. Im Fall von EWI/Prognos handelt es sich dagegen um eine Prognose, die neben der Energiepreisentwicklung weitere Annahmen trifft und deren methodisches Zustandekommen nicht ersichtlich ist.

Abbildung 4-17 Differenz im Endenergieverbrauch der Haushalte nach Verwendungszweck



Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 4-10 Vergleich der Differenzen des Haushaltsendenergieverbrauchs in PJ zwischen Hochpreis- und Referenzszenarien bei EWI/Prognos und in IKARUS-LP-Optimierungsrechnungen

	2000	2010	2020	2030
EWI/Prognos				
Raumwärme	0,0	-13,0	-38,0	-47,0
Warmwasser	0,0	0,0	-2,0	-2,0
Kochen	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrogeräte	0,0	0,0	-3,0	-6,0
Summe	0,0	-14,0	-43,0	-55,0
IKARUS-LP Modell				
Raumwärme	0,0	-86,8	-211,5	-276,4
Warmwasser	0,0	-2,7	-5,2	-4,9
Kochen	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrogeräte	0,0	0,0	0,0	-3,3
Summe	0,0	-89,5	-216,7	-284,6

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006, eigene Berechnungen

• *Industrie*

Aufgrund der höheren Energieträgerpreise wird in der EWI/Prognos-Hochpreisvariante von einem niedrigeren Bruttoinlandprodukt und daraus folgend von einer niedrigeren Bruttowertschöpfung der Industrie ausgegangen. So liegen das BIP im Jahr 2030 um etwa 2,5% und die Bruttowertschöpfung um ca. 3,7% niedriger als in der Referenzprognose. Eine Aussage darüber, mit welchen Modellen diese Änderungen errechnet wurden bzw. welche Detailannahmen (z.B. Elastizitäten) zugrunde liegen, findet sich in

dem EWI/Prognos-Bericht nicht. Generell wird gesagt, dass im Vergleich zur Referenzprognose nur geringe zusätzliche Anstrengungen zur weiteren Energieeffizienzverbesserung aufgrund der Energiepreissteigerungen angenommen wurden. Daraus folgt, dass der Rückgang des industriellen Energieverbrauchs im Wesentlichen durch eine niedrigere Industrieproduktion bedingt ist. Die Bruttowertschöpfung beschreibt lediglich die industrielle Produktion in monetären Einheiten. Produktpreise und physikalische Produktion (z.B. Tonnagen) werden im Detail leider nicht ausgewiesen, so dass eine weitere Analyse wie z.B. die Angabe branchenspezifischer Effizienzverbesserungen nicht möglich ist. Festzustellen ist, dass die Bruttowertschöpfung der energieintensiven Branchen deutlich stärker abnimmt, als dies im Durchschnitt der Fall ist. So nehmen die Bruttowertschöpfungen der Branchen Grundstoffchemie, Stein-/Erden und NE-Metalle um fast 10% ab. In der Summe beträgt der Rückgang des industriellen Endenergieverbrauchs aller Branchen für das Jahr 2030 etwa 6% verglichen mit der Referenzprognose. Der vergleichbare Wert für den Rückgang des Stromverbrauchsrückgangs beträgt etwa 4,4%. Weiterhin ist eine Abnahme des Öl- und Erdgasverbrauchs (Anteil 2030: ca. 31%, vergleichbarer Wert Referenzprognose: 38%) festzustellen sowie eine Zunahme des Steinkohleneinsatzes, dessen anteiliger Wert am industriellen Energieverbrauch im Jahr 2030 mit 19% deutlich höher liegt als in der Referenzprognose (13%).

Zwar betragen in der IKARUS-Hochpreisvariante die endenergieseitigen Einsparungen des Industriesektors für das Jahr 2030 ebenfalls etwa 6%, allerdings sind die Ursachen vollständig auf effizienzverbessernde Maßnahmen zurückzuführen. Im Gegensatz zur EWI/Prognos-Analyse wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass keine nachfragebedingten Änderungen stattfinden. Eine solche weitergehende Analyse, die derartige Rückkopplungseffekte in den Blick nimmt und den Einsatz weiterer Modelle notwendig macht, konnte aus Zeit- und Kapazitätsgründen im Rahmen des Projekts nicht geleistet werden.

Die Stromeinsparung für die Industrie im IKARUS-Hochpreisszenario im Vergleich zum Referenzszenario beträgt für das Jahr 2030 etwa 3,4%. Insbesondere in den energieintensiven Branchen (NE-Metalle, Grundstoffchemie etc.) bewirken die höheren Energiepreise, dass die bestehenden Einsparpotenziale signifikant genutzt werden. Für das Jahr 2030 werden in den Branchen, die den industriellen Energieverbrauch maßgeblich bestimmen, fast durchgängig sogenannte Super-Spartechniken eingesetzt. Diese Techniken beschreiben das aus heutiger Sicht maximal mögliche technische Einsparpotenzial. D.h. unter der Annahme der gesetzten Energiepreise bzw. der Energiepreisentwicklung und den geschätzten (Investitions-)Mehrkosten und Effizienzverbesserung für diese Spartechniken, rechnen sich diese Maßnahmen in besonderem Maße. Die Einsparungen führen auch zu einem deutlichen Rückgang des Prozesswärmebedarfs, der etwa 14% niedriger liegt als im Referenzszenario. Ähnlich wie im EWI/Prognos-Hochpreisszenario ist auch im IKARUS-Hochpreisszenario ein Rückgang des Öl- und Erdgaseinsatzes festzustellen. Der Anteil des Erdöl- und Gasverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie beträgt im Jahr 2030 etwa 27%. Die Rückgänge gegenüber der IKARUS-Referenzentwicklung für Öl und Gas betragen 7% bzw. 10%. Ei-

ne Zunahme des Steinkohleeinsatzes, wie sie im EWI/Prognos-Hochpreisszenario prognostiziert wird, ist nicht festzustellen.

4.5 Zusammenfassung Szenarienvergleich

Wie die vorangegangenen Betrachtungen zeigen, hängen die Möglichkeiten eines Vergleichs mit anderen Hochpreisszenarien stark von der verfügbaren Dokumentation ab. Leider ist diese oft unzureichend, weshalb z.T. nur ein qualitativer Vergleich möglich ist. Weitere Schwierigkeiten ergeben sich aus der regionalen Abgrenzung, weshalb naturgemäß ein direkter Vergleich nur mit nationalen Szenarien vorgenommen werden kann. Bei Europäischen Szenarien kann zumindest eine vergleichbare Struktur der Volkswirtschaften unterstellt werden, sodass die Auswirkungen hoher Energiepreise zumindest tendenziell vergleichbar sein sollten.

So gestaltet sich der Vergleich der International Energy Outlooks 2005 und 2006 schwierig, da neben den Energieträgerpreisentwicklungen auch andere Rahmendaten geändert wurden. Eine Separierung der unterschiedlichen Effekte ist daher kaum möglich. Ein Vergleich der Referenzszenarien 2005 und 2006 zeigt, dass in den OECD-Ländern Energieeinsparungen stattfinden. In den asiatischen Ländern wird dieser Effekt allerdings durch die steigende Nachfrage überkompensiert. Die Erhöhung des Ölpreises von 57 auf 96 US-\$/bbl (2030) im IEO 2006 hat bezüglich des Ölverbrauchs ähnliche Auswirkungen wie ein um 18 % niedrigeres weltweites Wirtschaftswachstum. Hohe Energiepreise bewirken den Einsatz von ‚Back-Stop‘-Technologien, wie z.B. Kohleveredlung. Dieser Trend findet sich auch in den im Rahmen dieses Projekts erstellten Hochpreisszenarien. Die größten sektoralen Einsparungen für die USA und Japan sind im Verkehrssektor festzustellen, was für die hier untersuchten Szenarien trotz Berücksichtigung nachfrageseitiger Effekte nicht gilt. Genauere Gründe können aufgrund des nur begrenzten Zahlenmaterials nicht angegeben werden. Allerdings ist zu vermuten, dass das Einsparpotenzial bei amerikanischen Automobilen aufgrund des höheren Verbrauchsniveaus sehr viel größer ist.

Für die Preisvariationen der EU-Szenarien lassen sich trendmäßig ähnliche Entwicklungen wie in den hier erstellten Szenarien feststellen. Allerdings sind die Energiepreiserhöhungen nicht so signifikant wie in den hier behandelten Hochpreis- und Preisschockszenarien. Endenergieseitige Einsparungen finden hauptsächlich im GHD- und Haushaltssektor statt und sind für über 70 % der Energieeinsparungen verantwortlich. Der entsprechende Wert für das mit dem IKARUS-Optimierungsmodell erstellte Hochpreisszenario beläuft sich auf knapp 60 %. In den EU-Szenarien werden die Einsparungen allerdings mehr mit Verbraucherverhalten und weniger mit technischen Maßnahmen begründet, was ein fundamentaler methodischer Unterschied zu den hier betrachteten Szenarien ist. In der Stromerzeugung wird Erdgas hauptsächlich durch Kohle und teilweise Windstrom substituiert, eine Tendenz, die ebenso in den IKARUS-Hochpreisszenarien beobachtet werden kann.

Rückkopplungseffekte von Energiepreiserhöhungen wie bspw. ein verringertes Wirtschaftswachstum wurden im IEO 2006 und in den EU-Szenarien außer Acht gelassen. Dagegen wurde verändertes Verbraucherverhalten teilweise berücksichtigt. In der Ölpreisvariante von EWI/Prognos wurden solche gesamtwirtschaftlichen Effekte hingegen abgeschätzt; sie fallen aber vergleichsweise moderat aus. Trotzdem zeigt sich, dass diese Rückkopplungseffekte (z.B. Strukturveränderungen und verringerte Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe, geringere Verkehrsleistung) einen signifikanten Einfluss auf die endenergieseitigen Einsparungen haben können.

In den EWI/Prognos Szenarien finden sich in der Grundtendenz vergleichbare Effekte, deren Beitrag sich allerdings teilweise deutlich von den hier beobachteten unterscheidet. Einerseits fällt die PEV-Einsparung im Hochpreisszenario der Optimierungsrechnungen mit 7 % gegenüber der Referenzentwicklung im Jahr 2030 deutlich höher aus als bei EWI/Prognos (-2 %). Verantwortlich hierfür sind einerseits das im Hochpreisszenario mit 82 US-\$/bbl gegenüber 60 US-\$/bbl (EWI/Prognos) höhere Preisniveau im Jahr 2030 und andererseits unterschiedliche Preispfade. Weiterhin haben unterschiedliche Energiepreisrelationen in beiden Studien strukturelle Unterschiede des PEV zur Folge. Die Kohlendioxidemissionen gehen im Hochpreisszenario der Optimierungsrechnungen mit -11 % stärker zurück als bei EWI/Prognos (-0,4 %), wobei das letztlich erreichte Niveau in den jeweiligen Hochpreisvarianten vergleichbar ist. Ursache für die Diskrepanz des Rückgangs sind vielmehr unterschiedliche Entwicklungen in den jeweiligen Referenzszenarien. In den Endverbrauchssektoren fällt die Einsparung im Jahr 2030 im IKARUS-Hochpreisszenario (-9 %) etwa doppelt so hoch aus wie bei EWI/Prognos (-4,2 %), wobei auch die einzelnen Endverbrauchssektoren unterschiedlich zu dieser Minderung beitragen.

Zusammenfassend sind die Gründe für die ergebnisseitigen Diskrepanzen in den Unterschieden zwischen den Referenzszenarien sowie in den methodischen Grundlagen zu sehen. Ersteres betrifft insbesondere die Stromerzeugung, wobei hier einerseits die starke Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung und andererseits die Implementierung der zukünftigen Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung in der EWI/Prognos Referenzprognose zu nennen sind. Methodisch gesehen handelt es sich im Fall von EWI/Prognos um eine Prognose, in der eine methodisch heterogene Behandlung der einzelnen Sektoren erfolgt. Neben den Energiepreissteigerungen kommt somit eine Fülle weiterer Annahmen zum Einsatz, deren Auswirkungen nicht isoliert werden kann. Beim IKARUS-Optimierungsmodell wird hingegen ein normativer Ansatz, nämlich die Kostenminimierung unter gegebenen Randbedingungen, eingesetzt, dem einheitlich das gesamte Energiesystem unterworfen wird. Dabei bleiben real existierende Hemmnisse bei der Umsetzung der technischen Maßnahmen weitestgehend unberücksichtigt. Diese sind vielmehr außerhalb des Modells zu analysieren, um ggf. durch Einführung geeigneter Instrumente eine Umsetzung der errechneten kostenoptimalen Strategien zu erreichen.

5 Einzelwirtschaftlich ausgerichtete Szenarienanalysen für den Stromerzeugungssektor

5.1 Vorbemerkungen

Gesamtwirtschaftlich ausgerichtete Modellanalysen verfolgen als Untersuchungszweck die Identifikation volkswirtschaftlich optimaler Gesamtstrategien. Bei einer Analyse aus dieser Perspektive wird vor allem auf die Gesamtkosten des Energiesystems fokussiert, gesellschaftliche Transfers wie Gewinne, Steuern, Subventionen etc. werden dafür sinnvollerweise (weitgehend) ausgeblendet.

Für die Projektion von Entwicklungstrends sollte diese Analyseperspektive jedoch auch durch einzelwirtschaftlich ausgerichtete Analysen ergänzt werden, in denen versucht wird, das reale Verhalten von Wirtschaftssubjekten abzubilden und daraus Schlussfolgerungen über Anpassungsreaktionen bestimmter Wirtschaftszweige auf veränderte Rahmenbedingungen im Bereich der internationalen Energiepreise zu ziehen.

Beide Analysevarianten sind dabei sinnvoll und lassen sich vor allem in der Kombination nutzen, um stabile oder aber auch sensible Entwicklungen und Trends zu identifizieren.

Vor diesem Hintergrund werden die in den vorstehenden Abschnitten präsentierten Modellanalysen mit dem IKARUS-Modell durch Analysen mit dem betriebswirtschaftlich ausgerichteten Sektormodell ELIAS ergänzt. Mit Blick auf die beiden Modellansätze ist auf eine Reihe signifikanter Differenzen hinzuweisen:

- Das IKARUS verfolgt einen gesamtwirtschaftlichen Optimierungsansatz, der Optimierungsansatz des ELIAS-Modells orientiert sich an einzelwirtschaftlichen Investitionskalkülen.
- Beim ELIAS-Modell handelt es sich um ein Partialmodell für den Stromerzeugungssektor, im IKARUS-Modell erfolgt eine sektorübergreifende Optimierung, die insbesondere auch Nachfragereaktionen einschließt.
- Im IKARUS-Modell erfolgt die Optimierung dynamisch, also sowohl für den Einsatz von Bestandsanlagen als auch für die Investitionsentscheidungen bei Neuanlagen. Im ELIAS-Modell wird ausschließlich auf die Investitionsentscheidungen abgestellt, eine dynamische Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt nicht.
- Im IKARUS-Modell können energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen nur vergleichsweise grob abgebildet werden. Das ELIAS-Modell ist dagegen speziell für die sehr detailorientierte Analyse energie- und umweltpolitischer Instrumente entwickelt worden.

Neben diesen konzeptionellen Unterschieden sind bei der Analyse und Bewertung auch die unterschiedlichen Parametrisierungen zu berücksichtigen, die sich aus den – meist historisch gewachsenen – Datenbeständen der Modelle ergeben.

5.2 Kurzbeschreibung des Modells ELIAS

Die Modellierung der zu erwartenden Entwicklung des Kraftwerksparks wird mit Hilfe des Modells ELIAS (Electricity Investment Analysis) des Öko-Instituts vorgenommen.²¹ Ausgangsjahr der Modellierung ist das Jahr 2000. Im Modell wird der Investitionsbedarf im Stromsektor ermittelt, der sich aus dem Ausscheiden alter Kraftwerke aus dem Kraftwerkspark sowie der Entwicklung der Stromerzeugung ergibt. Im nächsten Schritt wird auf Grundlage einer Investitionsrechnung modelliert, wie der Investitionsbedarf durch den Zubau neuer Kraftwerke gedeckt wird.

Der zukünftige Investitionsbedarf hängt wesentlich von der Alterstruktur des bestehenden Kraftwerksparks ab. Dem Modell ELIAS liegt die Platts-Kraftwerksdatenbank (2004) zugrunde, in der für jedes Kraftwerk unter anderem das Inbetriebnahmedatum hinterlegt ist. Auf Grundlage dieser Datenbank wird die derzeitige Altersstruktur des Kraftwerksparks in Deutschland ermittelt. Bei Erreichen der technischen Lebensdauer eines Kraftwerks werden die entsprechenden Stromerzeugungskapazitäten außer Betrieb genommen. Der resultierende Investitionsbedarf wird anhand der durchschnittlichen Stromerzeugung der außer Betrieb gegangenen Bestandskraftwerke und der prognostizierten Stromerzeugung ermittelt. Liegen für einzelne Technologien detailliertere Informationen über den Zeitpunkt der Schließung von Kraftwerken vor, wie beispielsweise bei Kernkraftwerken in Deutschland (Atomausstieg), kann die Stilllegungskurve der Erzeugungskapazitäten außerhalb des Modells ermittelt und in ELIAS eingelesen werden.

Dem modellierten Zubau liegt die Annahme zu Grunde, dass die Wirtschaftssubjekte in die Technologien mit den niedrigsten durchschnittlichen Stromgestehungskosten investieren. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten setzen sich aus Investitionskosten sowie fixen und variablen Betriebskosten zusammen. Durch eine Analyse der Zahlungsflüsse und -zeitpunkte der Kosten über die Abschreibungsdauer werden die finanzmathematischen Durchschnittskosten bezogen auf die Stromerzeugung (€/MWh) ermittelt. Ebenso können die Kosten bzw. Erträge, die aus politischen Rahmenbedingungen wie dem Emissionshandel, dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz oder einer Stromsteuer resultieren, abgebildet und in die Kostenrechnung aufgenommen werden. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern gleichzeitig auch Wärme produzieren, würde eine allein stromseitige Betrachtung der Stromgestehungskosten zu einer Überschätzung der Kosten führen. Um die Wärmeproduktion im Modell zu berücksichtigen, erhalten KWK-Anlagen eine Gutschrift für die erzeugte Wärme. Darüber hinaus können für dezentrale Erzeugungsanlagen Erlöse für vermiedene Netznutzung berücksichtigt werden.

Wird die Entscheidung, welche Technologie zugebaut wird, allein von den durchschnittlichen Kosten bestimmt, kann es zu dem so genannten Penny-Switching-Effekt kommen, d.h. es würde ausschließlich die Technologie mit den geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten zugebaut, unabhängig davon, wie groß der Kostenunterschied zu den übrigen Technologien ist. So kann es zu unplausiblen Ergebnissen

²¹ Eine vollständige Dokumentation des Modells enthält Öko-Institut (2006b).

kommen, da Technologien mit nur minimal höheren Stromgestehungskosten als die kostengünstigste Technologie beim Zubau nicht berücksichtigt werden. Um dem beschriebenen Effekt vorzubeugen und eine realistischere Abbildung des Zubaus zu erreichen, werden im Modell auch Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten zugebaut. Der Anteil dieser Technologien hängt von dem Kostenunterschied zur kostengünstigsten Technologie ab.

Bestimmte Kraftwerkstechnologien können nicht unbegrenzt zugebaut werden, da ihr Potential durch gegebene Rahmenbedingungen begrenzt ist. Dies ist zum Beispiel beim Ausbau der Wasserkraft oder der Braunkohleverstromung der Fall. Für solche Technologien können im Modell obere Begrenzungen eingegeben werden. Ebenso kann ein Mindestzubau von Technologien festgelegt werden. Dies kann beispielsweise für die Erneuerbaren Energien vorgesehen werden, wenn deren Zubau nicht kostengetrieben erfolgt, sondern durch staatliche Ausbauziele bestimmt wird.

Das Modell ELIAS hat zum Ziel, anhand eines Kostenvergleichs verschiedener Stromerzeugungstechnologien zum einen den zukünftigen Technologiemix des Kraftwerks-parks abzubilden. Zum anderen ermöglicht es eine Bewertung politischer Instrumente, die auf den Technologiemix Einfluss nehmen. Damit kann ein Vergleich sowie eine Evaluierung verschiedener detaillierter Ausgestaltungen, beispielsweise des Emissionshandels, vorgenommen werden. Möglich ist sowohl eine Bewertung der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten als auch der Stromerzeugung nach Technologien. Darüber hinaus können Aussagen über die Entwicklung der CO₂-Emissionen des Kraftwerks-parks gemacht werden.

Es ist anzumerken, dass ELIAS kein Marktmodell ist, das einzelne Marktakteure oder strategisches Investitionsverhalten abbildet; eine preisgetriebene Verdrängung bestehender Kraftwerke findet nicht statt.

5.3 Modellannahmen

5.3.1 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Höhe des Investitionsbedarfes im Stromsektor wird von der Entwicklung der künftigen Nettostromerzeugung sowie von der Entwicklung des Kraftwerksbestandes in der Zukunft bestimmt.

Die zukünftige Nettostromerzeugung wurde an den Ergebnissen der IKARUS-Modellierung orientiert (vgl. Kapitel 3). IKARUS projiziert zunächst einen Anstieg der Nettostromerzeugung bis 2010 und dann einen leichten Rückgang bis 2030 (Tabelle 5-1). Diese Dynamik ist sowohl bei den Brennstoffpreisen im Referenzfall wie auch im Fall hoher Preise zu beobachten. Bei einem CO₂-Preis von 20 €₂₀₀₀/EUA in Kombination mit hohen Brennstoffpreisen wird die Spitze der Stromerzeugung bereits 2005 erreicht. ELIAS wurde auf Basis der Referenzprognose von EWI/Prognos für das Jahr 2000 kalibriert. Aus diesem Grund wurde in ELIAS die Stromerzeugung aus EWI/Prognos für das Jahr 2000 verwendet und mit der Dynamik der IKARUS-

Entwicklung (Referenzpreise, CO₂-Preis 0 €) fortgeschrieben und für alle ELIAS-Szenarien verwendet.

Tabelle 5-1 *Nettostromerzeugung in Deutschland*

Stromerzeugung in TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IKARUS (Referenz), CO₂-Preis 0€	539	546	548	541	534	533	530
IKARUS (Hochpreis), CO₂-Preis 0€	539	546	547	540	531	537	535
IKARUS (Referenz), CO₂-Preis 20€	539	546	546	540	531	530	524
IKARUS (Hochpreis), CO₂-Preis 20€	539	546	540	533	527	522	520
EWI/Prognos (Referenzpreise)	537	559	582	569	564	561	558
EWI/Prognos (Ölpreisvariante)	537		554		554		558
Modellierungsdaten ELIAS	537	545	546	539	532	530	528

Quelle: *IKARUS, EWI/Prognos, Berechnungen des Öko-Instituts*

Die entscheidenden Parameter für die weitere Entwicklung des Kraftwerksbestandes sind die technische Lebensdauer der bestehenden Kraftwerke, die Festlegung des Lastbereichs und der Auslastung der verschiedenen Kraftwerkstypen sowie das Auslaufen der Kernenergie, das in Deutschland gesetzlich vorgegeben ist.

Die Lebensdauer legt den Stilllegungszeitpunkt der Kraftwerke fest. Es handelt sich dabei um die technische Lebensdauer der Kraftwerke. Dabei können Investitionen, die die Lebensdauer verlängern, berücksichtigt werden, sofern sie einen signifikanten Teil der Kraftwerke eines Typs betreffen. So wurde beispielsweise die Lebensdauer von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken mit 50 Jahren angegeben, da im Zuge der Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) in den 80er und 90er Jahren viele Kraftwerke Nachrüstungsmaßnahmen unterzogen wurden. Strategische Stilllegungen oder ein Betrieb von Kraftwerken über die technische Lebensdauer hinaus werden vom Modell nicht berücksichtigt. Tabelle 5-2 zeigt die bei der Modellierung verwendeten Lebensdauern.

Tabelle 5-2 *Lebensdauer der Bestandskraftwerke*

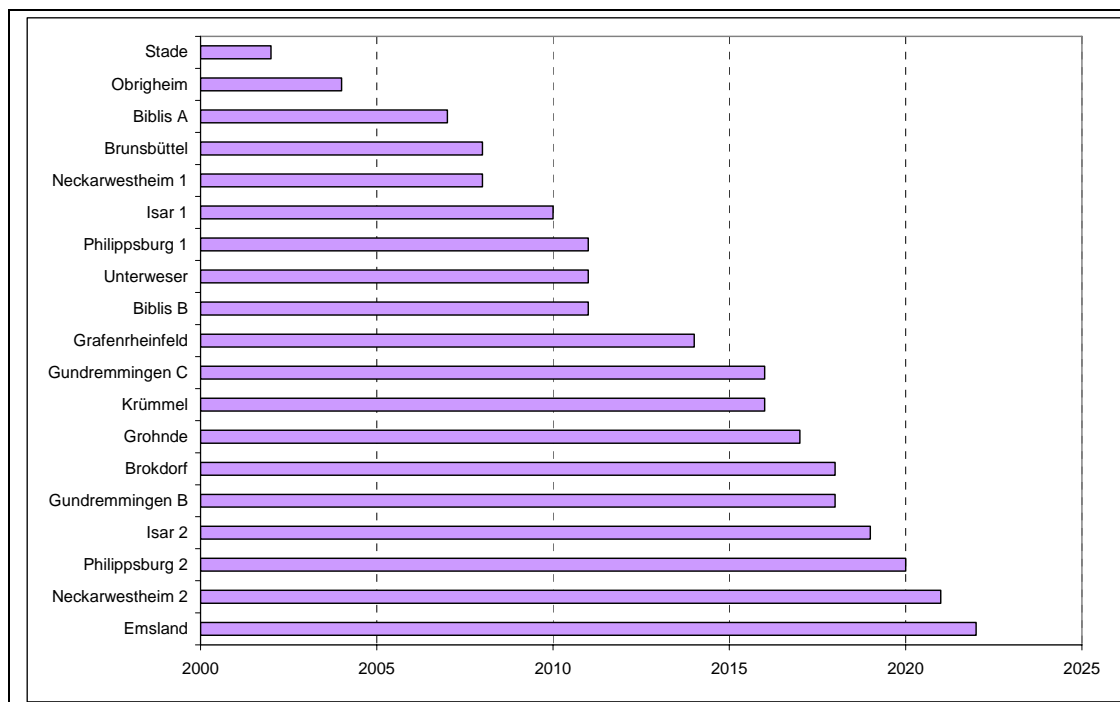
Kraftwerkstyp	Lebensdauer der Kraftwerke in Jahren
Steinkohle	50
Braunkohle	50
Gas	30
Kernenergie	nach AtG 2002
Öl	35
Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)	20
Abfall und Biomasse	35
Wasser	100
Sonstige	30

Quelle: *ELIAS, Öko-Institut*

Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt für Deutschland nicht nach einer bestimmten Lebensdauer, sondern anhand einer extern ermittelten Stilllegungskurve. Dabei wurden

die Restlaufzeiten reaktorscharf anhand der im Atomgesetz (AtG)²² festgelegten Reststrommengen sowie der genehmigten und absehbaren Übertragungen von Reststrommengen und einer geschätzten mittleren Jahresproduktion ermittelt (Abbildung 5-1).²³

Abbildung 5-1 Restlaufzeiten der Kernkraftwerke



Quelle: AtG 2002, Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Anhand der installierten Leistung und der Stromerzeugung je Brennstoff wurde für die im Jahr 2000 bestehenden Kraftwerke die Jahresauslastung (gemessen in Volllaststunden) für jeden Kraftwerkstyp ermittelt. Volllaststunden sind ein Maß für die Ausnutzung von Kraftwerken.²⁴ Bei Kraftwerkstypen, die ausschließlich einem Lastbereich zugeordnet werden können – wie beispielsweise bei Braunkohle- und Kernkraftwerken, die generell in der Grundlast laufen – ermitteln sich die durchschnittlichen Volllaststunden aus dem Quotient der Jahresstromproduktion und der installierten Leistung. Für Kraftwerkstypen, die in mehreren Lastbereichen betrieben werden können, wird die Ausnutzung anhand der Verteilung der Gesamtstromerzeugung auf die Lastbereiche²⁵ sowie von Erfahrungswerten festgelegt. Tabelle 5-3 zeigt die Jahresauslastung der ver-

²² Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22. April 2002, verkündet im BGBl. I, Nr. 26 vom 26. April 2002.

²³ Die Bilanzierung erfolgt immer zum Jahresende, d.h. wird ein Kernkraftwerk beispielsweise im Juli des Jahres 2010 außer Betrieb genommen, endet der Balken mit dem Jahr 2009.

²⁴ Volllaststunden geben die Betriebsstunden pro Jahr bezogen auf die Volllast an.

²⁵ Im Modell werden 65 % der Stromerzeugung der Grundlast, 32 % der Mittellast und 3 % der Spitzenlast zugeordnet.

schiedenen Kraftwerkstypen und Lastbereiche, die in ELIAS für Bestandskraftwerke gelten.

Tabelle 5-3 Auslastung der Bestandskraftwerke nach Lastbereichen

Kraftwerkstyp	Volllaststunden pro Jahr		
	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Steinkohle	5.482	3.965	-
Braunkohle	6.758	-	-
Gas	4.672	3.800	1.374
Kernenergie	7.589	-	-
Öl	-	1.217	374
Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)	-	2.559	-
Abfall und Biomasse	-	5.811	-
Wasser	4.950	-	878
Sonstige	-	1.158	-

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

5.3.2 Zubauoptionen

Nach Ermittlung des Investitionsbedarfs pro Lastbereich wird dieser im Modell durch den Zubau neuer Kraftwerke gedeckt. Dabei werden zunächst die Technologien mit einem Mindestzubau berücksichtigt²⁶ und die verbleibende Lücke in Abhängigkeit von der Höhe der jeweiligen finanzmathematischen Durchschnittskosten der einzelnen Kraftwerkstypen geschlossen.

Hierfür werden im Modell die finanzmathematischen Durchschnittskosten verschiedener neuer Kondensationskraftwerke, neuer Heizkraftwerke (KWK-Anlagen) und von Anlagen der regenerativen Stromerzeugung (Windenergie, Photovoltaik, Biomasse etc.) miteinander verglichen. Neben technischen Parametern wie Wirkungsgrad oder installierter elektrischer und thermischer Leistung fließen in die Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten die Investitionskosten mit Bauherreneigenleistung, die Zinsen während der Bauzeit, die fixen Betriebskosten (Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Versicherungskosten) sowie die variablen Betriebskosten²⁷ ein. Die Tabelle 5-4 bis Tabelle 5-12 zeigen für die Investitionsrechnung zentralen technischen Parameter und Kostenpositionen in der Übersicht. Weitere Kosten bzw. Erträge ergeben sich aus den politischen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 5.3.3) sowie den Brennstoff- und CO₂-Preisen, die je nach Szenario variieren (siehe Abschnitt 5.3.4). Alle Kosten- und Preisdaten werden in realen Preisen (Preisstand 2000) angegeben.

²⁶ Ein Mindestzubau (Bound) wurde nur für Erneuerbaren Energien (Wasser, Biomasse und Abfall sowie sonstige Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)) für einen Teil der Modellläufe festgelegt.

²⁷ Die variablen Kosten schließen beispielsweise die Kosten der Rauchgasentschwefelung sowie verwendete Hilfsstoffe ein. Brennstoff- und CO₂-Kosten werden dagegen als eigenständige Kostenpositionen geführt.

Tabelle 5-4 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (Kondensationskraftwerke)

	Einheit	Kondensationskraftwerke				Gasturbine
		Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800MW	Gas GuD 400MW	
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	750	950	800	400	250
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	-	-	-
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	7 000	7 500	6 500	6 500	-
Mittellast	Stunden	4 600	-	4 400	4 400	-
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	500
Jahresemissionen ^a	t CO ₂ /GWh _{el}	745	975	349	349	554
Lebensdauer	Jahre	40	40	30	30	30
Investitionskosten ^b	€/kWh _{el}	1 050	1 200	550	600	330
Abschreibungszeitraum	Jahre	30	30	20	20	20
Versicherungskosten ^c	%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Personalstärke	Cap	100	120	50	30	18
Wartungs- und Instandhaltungskosten ^b	€/(kW _{el} *a)	26	36	11	11	6
Variable Betriebskosten ^b	€/MWh _{el}	2.0	2.3	0.5	0.5	0.5

^a Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei den Kondensationskraftwerken wird zukünftig von einer rückläufigen Entwicklung der Jahresemissionen aufgrund der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades ausgegangen.
^b Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2010.
^c Die Versicherungskosten sind als Anteil der Investitionskosten angegeben.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Tabelle 5-5 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (KWK-Anlagen)

	Einheit	KWK-Anlagen				Steinkohle
		Gas BHKW	Gas GuD 30MW	Gas GuD 100MW	Gas GuD 407MW	
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	2	30	100	407	320
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	2.6	40	110	426	550
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	4 500	6 000	5 600	5 600	5 050
Mittellast	Stunden	4 500	6 000	5 600	5 600	5 050
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	-
Jahresemissionen ^a	t CO ₂ /GWh _{el}	572	553	492	516	1 150
Lebensdauer	Jahre	20	25	25	25	35
Investitionskosten ^b	€/kWh _{el}	900	1 000	650	550	1 400
Abschreibungszeitraum	Jahre	15	15	15	15	15
Versicherungskosten ^c	%	2%	2%	2%	2%	2%
Personalstärke	Cap	1	7	25	40	200
Wartungs- und Instandhaltungskosten ^b	€/(kW _{el} *a)	63	50	33	28	70
Variable Betriebskosten ^b	€/MWh _{el}	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

^a Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei KWK-Anlagen wird aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades (thermisch und elektrisch) eine konstante Jahresemission erwartet.
^b Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2010.
^c Die Versicherungskosten sind als Anteil der Investitionskosten angegeben.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Für das Gas-BHKW wird angenommen, dass es während des ganzen Jahres mit Wärmeauskopplung betrieben wird. Für die Gas-GuD-Kraftwerke und das Steinkohle-Kraftwerk wird davon ausgegangen, dass diese als Entnahme-Kondensations-Anlagen betrieben werden; für die Berechnung wird angenommen, dass während 85% der Betriebsdauer dieser Kraftwerke Wärmeauskopplung stattfindet.

Bei einem Teil der Modellanalysen wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien fest vorgegeben (siehe Abschnitt 5.3.3), im anderen Fall erfolgt der Ausbau ebenso kostengetrieben wie bei den konventionellen Kraftwerken (relevante Parameter siehe Tabelle 5-6 und Tabelle 5-7). Da das Potential für Wasserkraft in Deutschland weitgehend ausgeschöpft ist, wurde kein neues Wasserkraftwerk in die Zubauoptionen aufgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die gegenwärtige Stromerzeugung aus Wasserkraft weitgehend konstant bleibt.

Tabelle 5-6 Ausgewählte Daten der Biomasseanlagen (ELIAS)

	Einheit	Biomasse Anlagen			
		Holz KondensationsKW	Biogas BHKW I	Biogas BHKW II	Holzgas GuD
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	20	7	7	100
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	10	-
Jahresnutzungsdauer					
Grundlast	Stunden	7 000	7 000	7 000	7 000
Mittellast	Stunden	4 600	4 600	4 600	4 600
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-
Jahresemissionen	t CO ₂ /GWh _{el}	0	0	0	0
Lebensdauer	Jahre	25	20	20	25
Investitionskosten ^a	€/kWh _{el}	2 035	1 780	1 780	3 000
Abschreibungszeitraum	Jahre	15	15	15	15
Versicherungskosten ^b	%	3.5%	5%	5%	2%
Personalstärke	Cap	18	1	1	30
Wartungs- und Instandhaltungskosten	€/(kW _{el} *a)	0	63	63	75
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	6.2	1.7	1.7	5.0

^a Bei den Erneuerbaren Energien werden sinkende Investitionskosten erwartet. Die angegebenen Werte beziehen sich auf das Jahr 2010.

^b Die Versicherungskosten werden als Anteil der Investitionskosten ausgewiesen und enthalten teilweise auch andere Betriebskosten.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Für das Biogas-BHKW mit Wärmeauskopplung wird analog zum fossilen BHKW angenommen, dass während der gesamten Betriebsdauer eine Wärmeauskopplung stattfindet.

Tabelle 5-7 Ausgewählte Daten der sonstigen regenerativen Anlagen (ELIAS)

	Einheit	Regenerative Anlagen			
		Photovoltaik	Wind Onshore	Wind Offshore	Geothermie
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	0.1	2	5	1
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	-	-
Jahresnutzungsdauer					
Grundlast	Stunden	-	2 930	4 010	7 000
Mittellast	Stunden	891	2 060	3 570	4 600
Spitzenlast	Stunden	891	-	-	-
Jahresemissionen	t CO ₂ /GWh _{el}	0	0	0	0
Lebensdauer	Jahre	25	25	25	35
Investitionskosten ^a	€/kWh _{el}	2 941	797	776	12 000
Abschreibungszeitraum	Jahre	20	15	15	30
Versicherung ^b	%	1%	6%	10%	2%
Personalstärke	Cap	0	0	0	0
Wartungs- und Instandhaltungskosten	€/(kW _{el} *a)	0	0	0	100
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	0	0	0	0

^a Bei den Erneuerbaren Energien werden sinkende Investitionskosten erwartet. Die angegebenen Werte beziehen sich auf das Jahr 2010.

^b Die Versicherungskosten werden als Anteil der Investitionskosten ausgewiesen und enthalten teilweise auch andere Betriebskosten, beispielsweise Personalkosten.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Ein weiterer zentraler Parameter für die künftige Entwicklung der finanzmathematischen Durchschnittskosten sowie der CO₂-Emissionen ist die Entwicklung der elektrischen Wirkungsgrade über die Zeit. Tabelle 5-8 zeigt die in ELIAS angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke.

Tabelle 5-8 Wirkungsgrade der Kraftwerke (ELIAS)

	Einheit	Wirkungsgrad			
		2000	2010	2020	2030
Kondensationskraftwerke					
Steinkohle	%	45%	45%	47%	47%
Braunkohle	%	41%	42%	44%	44%
Gas GuD 800 MW	%	55%	58%	63%	63%
Gas GuD 400 MW	%	55%	58%	63%	63%
Gasturbine	%	36%	36%	38%	38%
KWK-Anlagen					
Gas BHKW	%	35%	35%	35%	35%
Gas GuD 30MW	%	36%	36%	36%	36%
Gas GuD 100MW	%	41%	41%	41%	41%
Gas GuD 407MW	%	39%	39%	39%	39%
Steinkohle	%	29%	29%	29%	29%
Biomasse Anlagen					
Holz KondensationsKW	%	27%	29%	31%	32%
Biogas BHKW I	%	36%	36%	36%	36%
Biogas BHKW II	%	36%	36%	36%	36%
Holzgas GuD	%	38%	40%	50%	50%

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Für Photovoltaik-, Windkraft- und Geothermie-Anlagen wird kein Wirkungsgrad ausgewiesen. Zum einen kann für diese Technologien kein Brennstoff als solcher ausgewiesen werden (sondern nur Solarstrahlung, Windenergie oder Erdwärme). Zum anderen ist eine solche Betrachtung für die Investitionsrechnung nicht relevant, da die Energiezufuhr zu diesen Technologien kostenfrei erfolgt.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse des gesamtwirtschaftlich ausgerichteten Modells IKARUS und des einzelwirtschaftlich ausgerichteten Modells ELIAS wurde eine Reihe von Berechnungen mit ELIAS vorgenommen, bei denen die Daten der Zubautechnologien aus dem IKARUS-Modell übernommen wurden (siehe Tabelle 5-9 und Tabelle 5-11).

Es ist der unterschiedlichen Modellphilosophie sowie der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse geschuldet, dass ein Teil der IKARUS-Parameter angepasst oder ergänzt werden musste. Beispielsweise stellt die Auslastung der Kraftwerke im Modell IKARUS ein Berechnungsergebnis, in ELIAS dagegen einen Eingabeparameter dar – in diesem Fall wurde jeweils die Jahresauslastung der ELIAS-Kraftwerke beibehalten. Die Personalkosten werden in IKARUS nicht gesondert ausgewiesen, sie sind in den fixen Betriebskosten enthalten. Für einen Teil der in ELIAS verwendeten Kraftwerke, insbesondere die vielen verschiedenen Größenklassen der Erdgas-GuD-Anlagen, gab es keine entsprechenden IKARUS-Kraftwerke, da in einem LP-Modell eine solche Vielfalt nur eingeschränkt sinnvoll ist (beispielsweise, wenn auf einer anderen Spannungsebene eingespeist wird). In diesen Fällen wurden die Eingabeparameter eines vergleichbaren Kraftwerks verwendet. Nur wenn keine sinnvolle Zuordnung zu einem IKARUS-Kraftwerk möglich war, wurde in der Modellierung das ursprüngliche ELIAS-Kraftwerk beibehalten.²⁸ Die Tabelle 5-9 bis Tabelle 5-12 zeigen die für die IKARUS-Kraftwerke zentralen technischen und Kostenparameter.

²⁸ Dies betrifft die Spitzenlast-Gasturbine, die Holzgas-GuD-Anlage und die Geothermie-Anlage, welche in IKARUS nicht in die Modellierung einbezogen werden.

Tabelle 5-9 Ausgewählte Daten der Kondensationskraftwerke mit IKARUS-Daten

	Einheit	IKARUS Kondensationskraftwerke			
		Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800MW	Gas GuD 400MW
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	750	950	800	400
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	-	-
Jahresnutzungsdauer					
Grundlast	Stunden	7 000	7 500	6 500	6 500
Mittellast	Stunden	4 600	-	4 400	4 400
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-
Jahresemissionen ^a	t CO ₂ /GWh _{el}	691	843	336	336
Lebensdauer	Jahre	40	45	35	35
Investitionskosten ^b	€/kWh _{el}	955	1 106	427	427
Abschreibungszeitraum	Jahre	35	35	35	35
Versicherungskosten ^c	%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Fixe Betriebskosten ^d	€/(kW _{el} *a)	40	42	18	18
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2.5	2.7	1.5	1.5

a Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei den Kondensationskraftwerken wird zukünftig von einer rückläufigen Entwicklung der Jahresemissionen aufgrund der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades ausgegangen.
b Die Investitionskosten beziehen sich auf das Jahr 2010.
c Die Versicherungskosten werden als Anteil der Investitionskosten angegeben.
d Die fixen Betriebskosten schließen Personalkosten sowie Kosten für Wartung- und Instandhaltung ein und beziehen sich auf das Jahr 2010.

Quelle: IKARUS, Ergänzungen und Anpassungen Öko-Institut

Tabelle 5-10 Ausgewählte Daten der KWK-Anlagen mit IKARUS-Daten

	Einheit	IKARUS KWK-Anlagen				
		Gas BHKW	Gas GuD 30MW	Gas GuD 100MW	Gas GuD 407MW	Steinkohle KWK
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	2	30	100	407	320
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	2.5	35	116	472	512
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	4 500	6 000	5 600	5 600	5 050
Mittellast	Stunden	4 500	6 000	5 600	5 600	5 050
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	-
Jahresemissionen ^a	t CO ₂ /GWh _{el}	544	471	471	471	1 043
Lebensdauer	Jahre	20	25	25	25	25
Investitionskosten ^b	€/kWh _{el}	772	722	722	722	1 383
Abschreibungszeitraum	Jahre	15	20	20	20	20
Versicherungskosten ^c	%	2%	2%	2%	2%	2.0%
Fixe Betriebskosten ^d	€/(kW _{el} *a)	35	48	48	48	17
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	7.7	0.2	0.2	0.2	2.0

a Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei KWK-Anlagen wird aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades (thermisch und elektrisch) eine konstante Jahresemission erwartet.
b Die Investitionskosten beziehen sich auf das Jahr 2010.
c Die Versicherungskosten werden als Anteil der Investitionskosten angegeben.
d Die fixen Betriebskosten schließen Personalkosten sowie Kosten für Wartung- und Instandhaltung ein und beziehen sich auf das Jahr 2010.

Quelle: IKARUS, Ergänzungen und Anpassungen Öko-Institut

Tabelle 5-11 Ausgewählte Daten der regenerativen Kraftwerke mit IKARUS-Daten

	Einheit	IKARUS					
		Regenerative Energien					
		Photo-voltaik	Wind Onshore	Wind Offshore	Holz Kond.KW	Biogas BHKW I	Biogas BHKW II
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	0.1	2	5	20	7	7
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	-	-	-	9
Jahresnutzungsdauer							
Grundlast	Stunden	-	2 930	4 010	7 000	7 000	7 000
Mittellast	Stunden	891	2 060	3 570	4 600	4 600	4 600
Spitzenlast	Stunden	891	-	-	-	-	-
Jahresemissionen	t CO ₂ /GWh _{el}	0	0	0	0	0	0
Lebensdauer	Jahre	25	20	20	20	15	15
Investitionskosten ^a	€/kWh _{el}	4 528	1 097	1 822	2 150	1 666	1 666
Abschreibungszeitraum	Jahre	25	20	20	20	15	15
Versicherungskosten ^b	%	0%	0%	0%	1.0%	5%	5%
Fixe Betriebskosten ^c	€/(kWh _{el} *a)	45	45	79	86	35	35
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	0	0	0	8.6	8.3	8.3

a Die Investitionskosten beziehen sich auf das Jahr 2010. Die Investitionskosten der Biogasanlagen enthalten die Biogasaufbereitung.
b Die Versicherungskosten werden als Anteil der Investitionskosten angegeben.
c Die fixen Betriebskosten schließen Personalkosten sowie Kosten für Wartung- und Instandhaltung ein und beziehen sich auf das Jahr 2010.

Quelle: IKARUS, Ergänzungen und Anpassungen Öko-Institut

Tabelle 5-12 Wirkungsgrade der Kraftwerke (IKARUS)

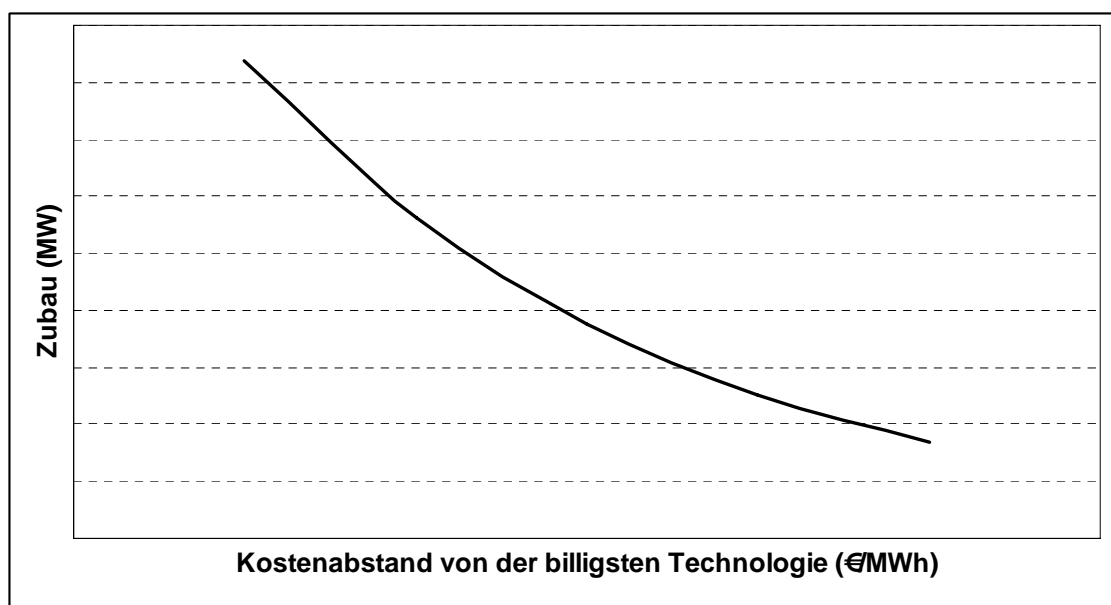
	Einheit	IKARUS			
		Wirkungsgrad			
		2000	2010	2020	2030
Kondensationskraftwerke					
Steinkohle	%	46%	49%	52%	52%
Braunkohle	%	43%	47%	50%	50%
Gas GuD 800 MW	%	58%	60%	61%	61%
Gas GuD 400 MW	%	58%	60%	61%	61%
KWK-Anlagen					
Gas BHKW	%	37%	37%	37%	37%
Gas GuD 30MW	%	43%	43%	43%	43%
Gas GuD 100MW	%	43%	43%	43%	43%
Gas GuD 407MW	%	43%	43%	43%	43%
Steinkohle	%	32%	32%	32%	32%
Biomasse Anlagen					
Holz KondensationsKW	%	29%	30%	31%	32%
Biogas BHKW I	%	37%	37%	37%	37%
Biogas BHKW II	%	37%	37%	37%	37%

Quelle: IKARUS, Ergänzungen und Anpassungen Öko-Institut

Eine wichtige Berechnungsgröße bei der Investitionsrechnung ist die Annahme des Verzinsungsanspruches der Investoren. Innerhalb dieser Untersuchung wird für verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen gerechnet. Der hohe Satz (10 %) orientiert sich an den kalkulatorischen Zinssätzen, welche für betriebswirtschaftlich ausgerichtete Investitionsentscheidungen in Unternehmen verwendet werden (vergleiche auch Enzensberger (2003) sowie EW/Prognos (2005)). Der niedrige kalkulatorische Zinssatz (5 %) orientiert sich an gesamtwirtschaftlichen Optimierungsanalysen wie beispielsweise im Modell IKARUS, in denen gesellschaftliche Transfers wie Gewinne, Steuern, Subventionen etc. nicht berücksichtigt werden.

Da unter Realbedingungen nicht davon ausgegangen werden kann, dass Investitionsentscheidungen allein aus eng gefassten Wirtschaftlichkeitsüberlegungen getroffen und von Akteuren getragen werden, die über vollständige Information verfügen, sowie um der Unsicherheit der Kostenprojektion und -erwartungen Rechnung zu tragen, erfolgen die Investitionsentscheidungen im ELIAS-Modell auf der Grundlage einer Unschärfefunktion. In Abhängigkeit von den in der Investitionsplanungsrechnung ermittelten Kostendaten werden auch Kraftwerke errichtet, die nicht die wirtschaftlich attraktivste Variante darstellen. Der Anteil an Investitionen in „suboptimale“ Kraftwerke hängt von der Kostendifferenz des jeweiligen Kraftwerktyps zu der nach der Investitionsrechnung wirtschaftlich attraktivsten Option ab, d.h. je kleiner der Unterschied ist, desto mehr Kraftwerke dieses Typs werden zugebaut (schematische Darstellung in Abbildung 5-2).²⁹

Abbildung 5-2 Unschärfefunktion – Zubau von Kraftwerken in Abhängigkeit der Kostendifferenz zur billigsten Technologie



Quelle: ELIAS, Öko-Institut

5.3.3 Fördermaßnahmen und Zubaubeschränkungen

Politische Rahmenbedingungen jenseits des Emissionshandelssystems können das Gesamtspektrum der Investitionsentscheidungen aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive wesentlich beeinflussen. Dazu gehören die Ausbauziele und Fördermechanismen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Förderung der Kraft-Wärme-

²⁹ Vgl. dazu Öko-Institut (2006b).

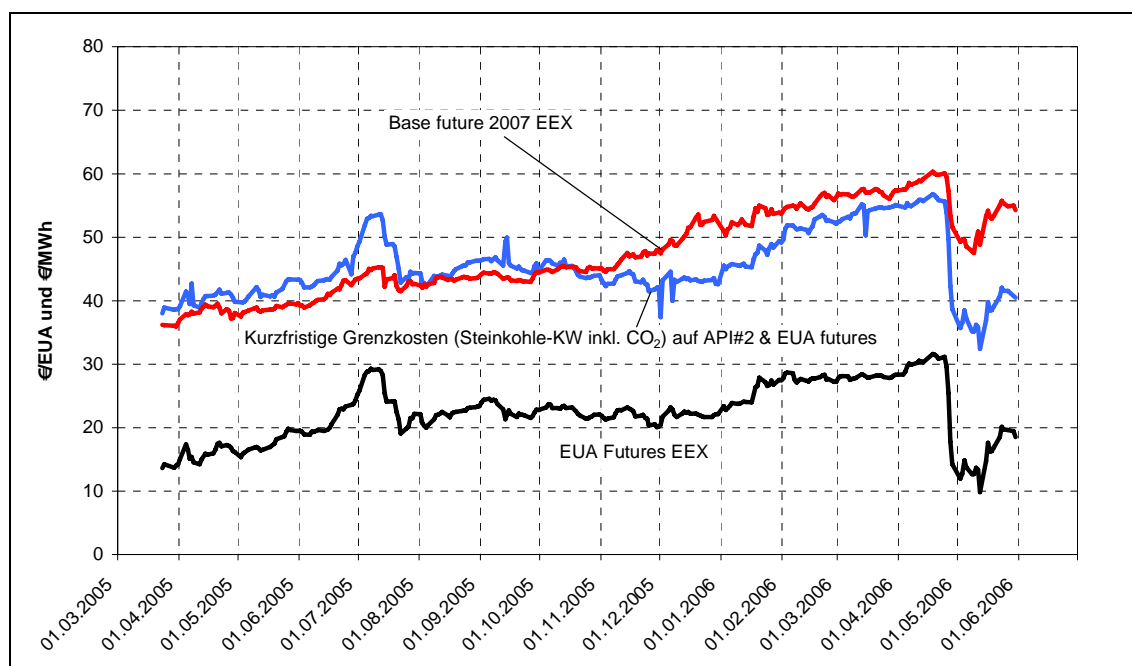
Kopplung durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz sowie Entgelte für vermiedene Netznutzung.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)³⁰ fördert den Ausbau der Erneuerbaren Energien durch vorrangige Abnahme des erneuerbar produzierten Stroms und feste Vergütungssätze für den eingespeisten Strom. Dies wird bei der Kostenrechnung für die Erneuerbaren Energien in ELIAS als Bonus auf den Marktpreis für Strom dargestellt.

Hierzu wurde der Marktpreis für Strom bis 2030 für die verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien projiziert. Der Großhandelspreis orientiert sich auf liberalisierten Märkten an den kurzfristigen Grenzkosten der marginalen Stromerzeugungsoption. Zu diesen Grenzkosten gehören nach Einführung des EU-Emissionshandelssystems auch die CO₂-Kosten (Real- und Opportunitätskosten). Die kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks (Nutzungsgrad ca. 35 %) bilden heute eine relativ gute fundamentale Erklärung für den Großhandelspreis von Grundlaststrom (Base) an der Strombörse EEX. Abbildung 5-3 zeigt die Entwicklung der Strom- und CO₂-Preise sowie die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerkes und veranschaulicht die vergleichsweise gute Übereinstimmung des Preises für Base-Future-Lieferungen und den kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks (unter Einbeziehung der vollen CO₂-Kosten, also unter Ansatz der Real- und Opportunitätskosten für die CO₂-Emissionsberechtigungen). Es ist angesichts des sich nur langsam vollziehenden Modernisierungsprozesses im Kraftwerkssektor zu erwarten, dass auch für die nächsten Dekaden weiterhin Steinkohlekraftwerke (oder Erdgaskraftwerke) die Preis setzenden Kraftwerke bleiben. Braunkohlen- oder Kernkraftwerke werden aufgrund ihrer Kostenstruktur und erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der EEG-Förderung für die Marktpreisbildung keine wesentliche Rolle spielen.

³⁰ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2004, verkündet im BGBI I, Nr. 40 vom 31. Juli 2004

Abbildung 5-3 Kosten- und Preisentwicklung im deutschen Strommarkt

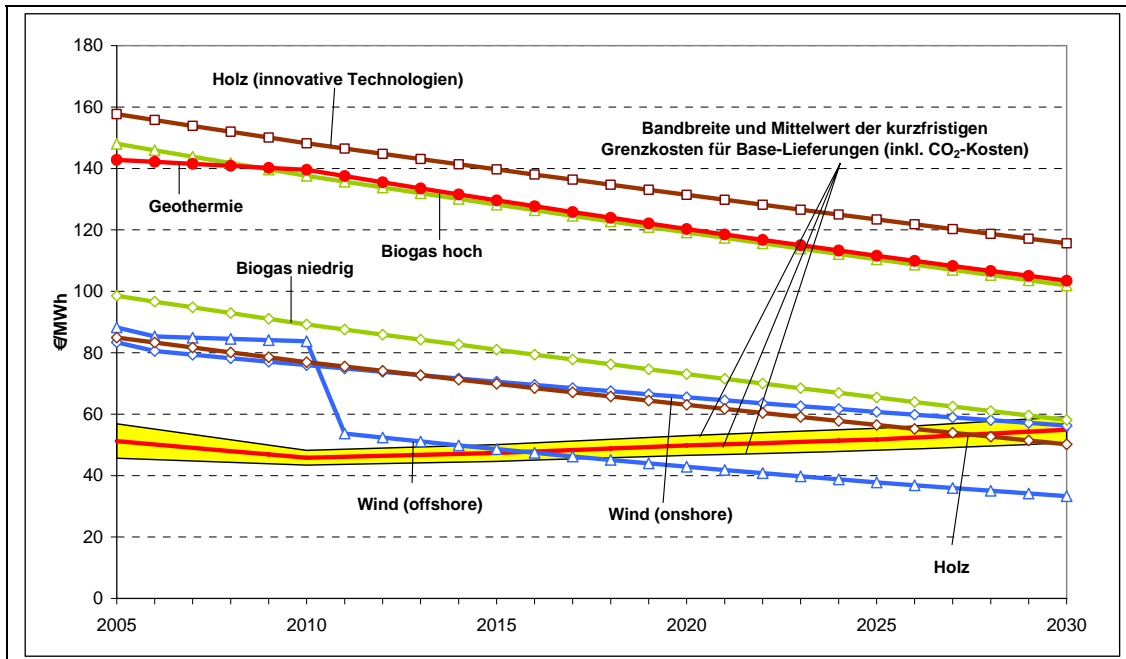


Quelle: EEX, McCloskey, Berechnungen des Öko-Institut

Auf Basis der für dieses Projekt entwickelten Kostenprojektionen für Erdgas und Steinkohle (jeweils frei Kraftwerk) sowie des definierten Preisniveaus für die CO₂-Zertifikate lassen sich in grober Schätzung die zukünftigen Strompreisbänder entwickeln. Auch wenn mit einiger Wahrscheinlichkeit weiterhin ältere Steinkohlenkraftwerke die Preis setzenden Stromerzeugungsoptionen bilden werden, können im Zeitverlauf auch verstärkt Gaskraftwerke als Grenzressource in Frage kommen. Dabei wird es sich jedoch nicht um neu errichtete, sondern stets um ältere Anlagen handeln, die ein höheres Betriebskostenniveau aufweisen. In Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 sind die sich ergebenden Preisbänder für die nächsten drei Dekaden dargestellt. Aus Vereinfachungsgründen wurde für die Berechnungen stets der Mittelwert aus den Grenzkostenverläufen für ältere Steinkohle- und Erdgaskraftwerke zu Grunde gelegt. Die Darstellungen verdeutlichen, dass bei den Energiepreisverläufen entsprechend dem Referenzpreisszenario sowie unter Annahme eines CO₂-Preisniveaus von etwa 20 €/EU Emissions Allowance (EUA) auf der Großhandelsebene Strompreisniveaus von 50 bis 60 €/MWh erwartet werden können. Für die Preistrajektorien des Hochpreisszenarios stellt sich dagegen für den Zeithorizont 2030 ein Strompreisniveau in der Größenordnung von um die 100 €/MWh ein.

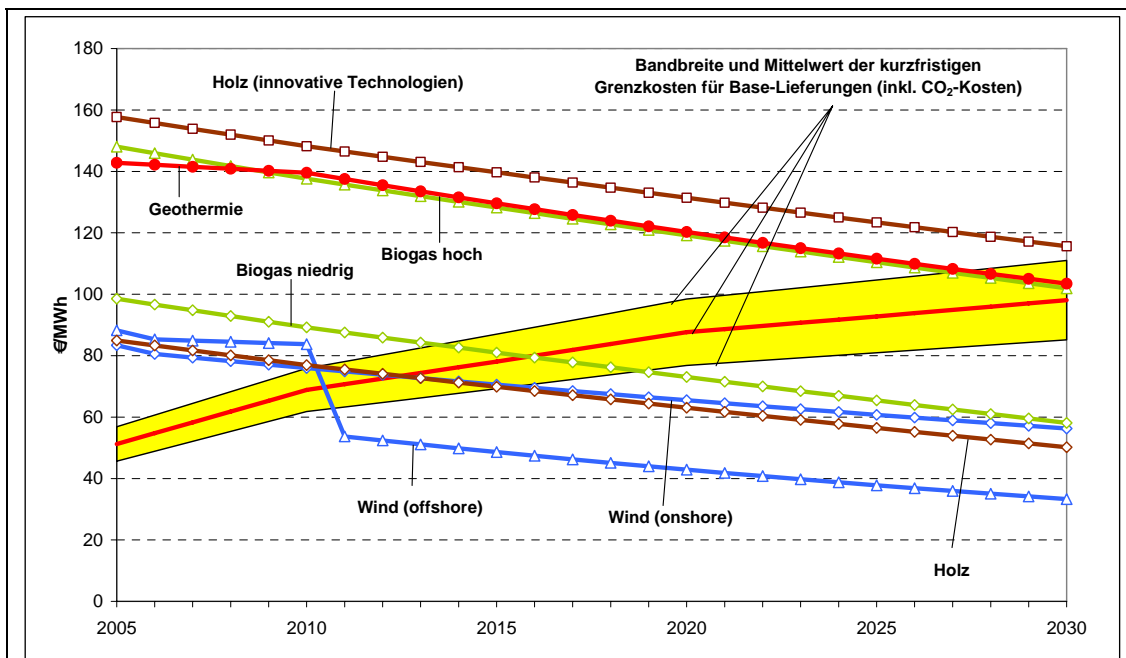
Auf Basis dieser groben Strompreisschätzungen für den Analysezeitraum wurden in einer Variante exemplarische Einspeisevergütungen für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien in Bonuszahlungen umgerechnet.

Abbildung 5-4 Grobschätzung für Großhandels-Strompreise (Base) für das Referenzpreisszenario und EEG-Einspeisevergütungen, 2005-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-5 Grobschätzung für Großhandels-Strompreise (Base) für das Hochpreisszenario und EEG-Einspeisevergütungen, 2005-2030

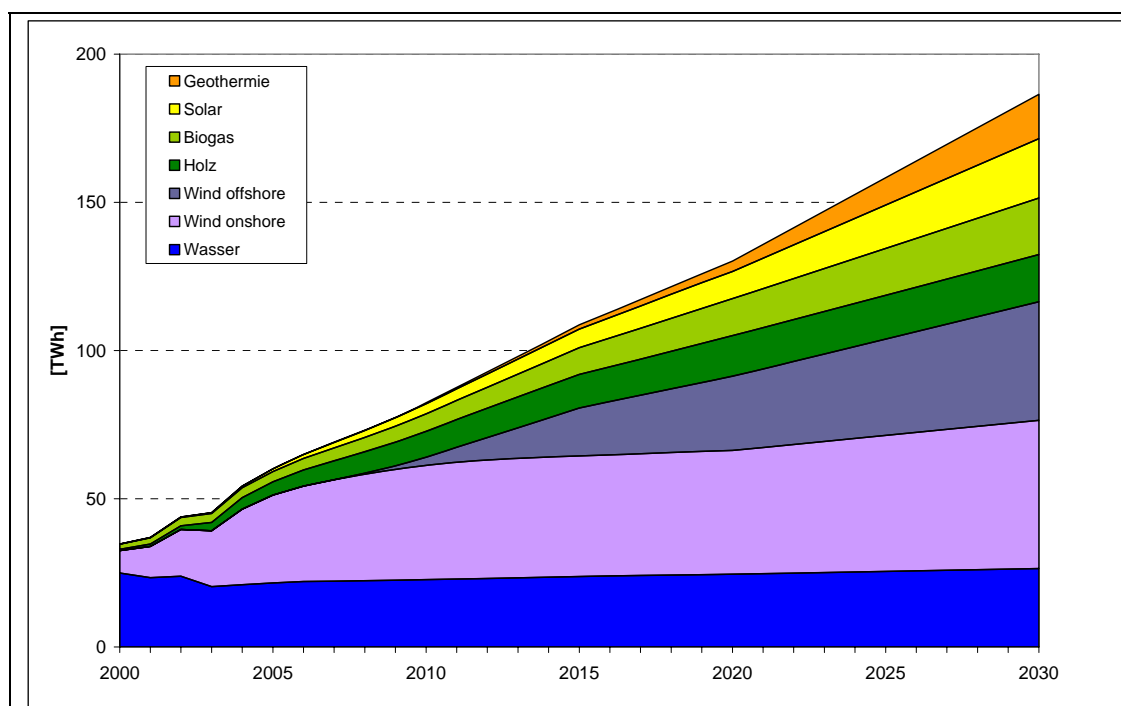


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Übersichten verdeutlichen, dass die Einspeisevergütungen für die meisten erneuerbaren Energien im Referenzpreisszenario erst nach 2020 einen Schnittpunkt mit dem

Großhandelspreisniveau aufweisen (wobei eventuelle Netzgutschriften oder spezifische Lastcharakteristika noch nicht berücksichtigt wurden). Für das Hochpreisszenario ergeben sich solche Schnittpunkte bereits um das Jahr 2015, wobei für die hohen Vergütungssätze im Bereich der solaren und der geothermischen Stromerzeugung sowie für einige Biomassetechnologien eine Niveauangleichung für Einspeisevergütungen und Großhandelspreise in den nächsten drei Dekaden selbst für den Fall sehr hoher Steinkohlen- und Erdgaspreise nicht absehbar ist.

Abbildung 5-6 *Projizierter Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien*



Quelle: DLR et al. (2005), Fortschreibung Öko-Institut

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien findet jedoch nicht allein kostengetrieben statt. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 auf 12,5 % zu steigern.³¹ Das Ausbauziel für 2020 ist 20%. Um dieser politischen Zielsetzung Rechnung zu tragen und die Effekte unterschiedliche Energiepreise und kalkulatorischer Zinssätze auf die Investitionen deutlicher herauszustellen, wurde bei einem Teil der analysierten Szenarien der Ausbau der Erneuerbaren Energien fest vorgegeben und war damit nicht Teil der ökonomischen Optimierung. DLR et al. (2005) kommen bei ihrer Untersuchung zu dem Schluss, dass unter der Bedingung einer Weiterführung des EEG dieses politische Ziel realistischerweise erreicht oder sogar übertroffen werden kann. Abbildung 5-6 zeigt den projizierten Ausbau an Erneuerbaren Energien des Szenarios „Wahrscheinlicher Ausbau“ aus der

³¹ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

genannten Studie mit Fortschreibung und einer Anpassung in Bezug auf Offshore-Windenergieerzeugung im Jahr 2020 durch das Öko-Institut.³²

Während die Stromerzeugung aus Wasserkraft weitgehend konstant bleibt, da die Potenziale im Wesentlichen bereits erschlossen wurden, wird erwartet, dass die Stromerzeugung aus Biomasse und Wind erheblich steigt. Die Autoren der Studie gehen davon aus, dass bis 2010 im Bereich der Windenergie die Onshore-Nutzung ihr Stromerzeugungspotenzial weitgehend erschlossen hat und durch Repowering erhalten bleibt. Der spätere Zuwachs der Windenergie wird vor allem im Offshore-Bereich erwartet (siehe Tabelle 5-13).

Tabelle 5-13 *Projizierte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (TWh)*

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Wasser	25	22	23	24	25	25	26
Wind onshore	8	30	39	41	42	46	50
Wind offshore	0	0	3	16	25	33	40
Holz	0	4	9	11	14	15	16
Biogas	2	3	6	9	12	16	19
Solar	0	1	3	6	9	15	20
Geothermie	0	0	0	1	3	9	15
Summe	35	60	82	109	130	158	186

Quelle: DLR et al. (2005), Fortschreibung Öko-Institut

Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)³³ soll über den befristeten Schutz und die Förderung der Modernisierung bestehender Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung von Brennstoffzellen ein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geleistet werden. Das KWKG verpflichtet Netzbetreiber zum Anschluss von KWK-Anlagen im Sinne des Gesetzes. Zu dem vereinbarten Abnahmepreis für den KWK-Strom muss der Netzbetreiber Zuschlagszahlungen leisten, die sich nach Art der Anlage richten.

Für die Modellierung wurden Zuschläge für neue kleine KWK-Anlagen (größer als 50 kW bis maximal 2 MW installierter elektrischer Leistung) nach §7 (4) KWKG und für neue große KWK-Anlagen nach §7 (3) KWKG berücksichtigt.³⁴ Tabelle 5-14 zeigt die Höhe der entsprechenden Zuschlagszahlung für die Geltungsdauer des Gesetzes

³² DLR et al. (2005) quantifiziert auch Strom aus Erneuerbaren Energien, der im europäischen Stromverbund produziert wurde (ca. 25 TWh im Jahr 2020). Da sich die vorliegende Studie auf den inländischen Strommarkt beschränkt, wurde dieser Importstrom bei der Modellierung nicht berücksichtigt. Die projizierte Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftprojekten wurde wegen absehbarer Verzögerungen reduziert.

³³ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002.

³⁴ Der Zuschlag nach §7 (3) KWKG gilt nur für den Ersatz und die Modernisierung von bestehenden KWK-Anlagen, jedoch nicht für KWK-Anlagen, welche an einem neuen Standort gebaut werden. Diese Restriktion wurde im Modell in Form einer Zubaubeschränkung berücksichtigt.

(2002 bis 2010). Mit Ablauf des Jahres 2010 werden keine weiteren Zuschlagzahlungen mehr berücksichtigt.

Tabelle 5-14 Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen nach KWKG

Kraftwerkstyp	Vergütung (€/MWh)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kleine KWK-Anlage (50 kW _{el} bis 2 MW _{el})	0,0	25,6	25,6	24,0	24,0	22,5	22,5	21,0	21,0	19,4
Große KWK-Anlagen ^a	0,0	17,4	17,4	17,4	16,9	16,9	16,4	16,4	15,9	15,9

^a Modernisierte Bestandsanlagen im Sinne des KWKG

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Die vermiedenen Netznutzungskosten durch dezentrale Erzeugung wurden im Modell ELIAS durch eine Gutschrift in Ansatz gebracht. Die gas- und kohlegefeuerten KWK-Anlagen, das BHKW, das Holz-Kondensationskraftwerk sowie Windenergie (onshore) erhalten eine Gutschrift von 5 €/MWh, Biogas BHKWs und Geothermie-Anlagen eine Gutschrift von 10 €/MWh und die Photovoltaikanlagen von 40 €/MWh.

Für die Modellierung des Zubaus im Kraftwerkssektor sind keine zusätzlichen Steuern relevant. Die Brennstoffbesteuerung von Erdgas wurde im Rahmen des Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderungen des Stromsteuergesetzes vom 15. Juli 2006 (BGBl. I Nr. 33, S. 1534 – 1561) aufgehoben. Demnach entfällt die Steuer auf Erdgas sofern es zur „1. Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen oder 2. zur gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme in ortsfesten Anlagen mit einem Monats oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent“ verwendet wird (§ 53 (1)). Aus diesem Grund wurden bei der Modellierung mit ELIAS keine Brennstoffsteuern berücksichtigt.

Für eine Reihe von Zubauoptionen sind schließlich weitere Begrenzungen zu berücksichtigen, die im Modell durch Bounds abgebildet wurden:

- Die Braunkohlenverstromung in Deutschland ist durch die Erschließbarkeit von Braunkohlevorkommen eingeschränkt. Im Rahmen der Modellierung wurde die Braunkohlenverstromung auf einen Wert von maximal 170 TWh jährlich begrenzt. Dies entspricht etwa der oberen Begrenzung, die in DIW et al. (1999) in Ansatz gebracht wurde.
- Die verfügbaren Wärmesenken für große KWK-Anlagen (vor allem der Größenklasse mit elektrischen Leistungen über 200 MW) sind in Deutschland begrenzt. Der Ausbau von KWK-Anlagen der oberen Leistungsklassen wurde deshalb – bei einem stetigen Anstieg dieser Bounds – bis zum Jahr 2030 auf eine maximale Stromerzeugung von insgesamt 60 TWh begrenzt.
- Da die Potentiale der Erneuerbaren Energien in Deutschland begrenzt sind, wurde für die Szenarien mit kostengetriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien ein oberer Bound festgelegt. Er basiert auf dem Szenario „Obere Variante“ der Analyse in DLR et al. (2005).

Mit Ausnahme des Ausbaus der erneuerbaren Energien bei einem Teil der Rechnungsläufe – und unter Ausschluss der Errichtung von Kernkraftwerken – folgt die Erneue-

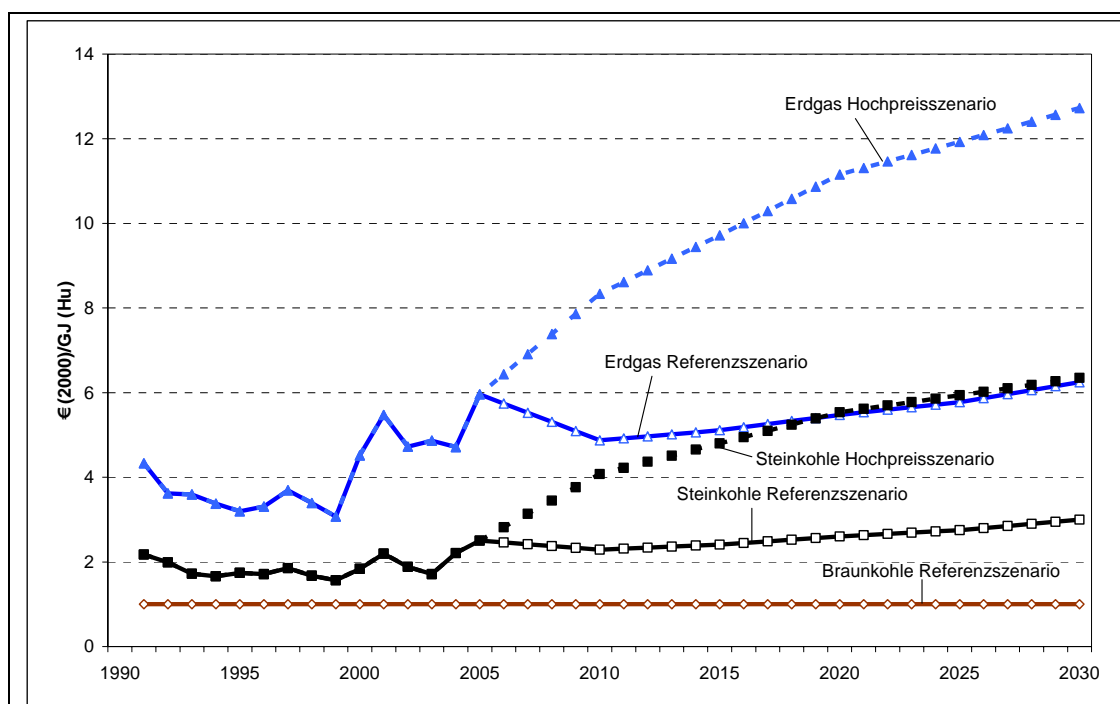
rung des Kraftwerksparks also vollständig einem ökonomischen Optimierungskalkül, wobei für große KWK-Anlagen, Braunkohlekraftwerke sowie den kostengetriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien ressourcen- bzw. wärmesenkenbedingte Obergrenzen eingezogen wurden.

5.3.4 Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate sowie Entwicklung der Wärmegutschrift

Von besonderer Bedeutung für die Modellierung des Kraftwerksparks ist die Entwicklung der Brennstoffpreise. Diese orientieren sich an den in Abschnitt 2 entwickelten Szenarien für Importenergieträger und den daraus abgeleiteten Preisen für ausgewählte Endenergieträger. Anders als in Abschnitt 2 wird im Rahmen der einzelwirtschaftlich ausgerichteten Szenarien nicht das Preisschockszenario betrachtet. Dies liegt in der Modellphilosophie des Strommarktmodells ELIAS begründet. Bei dem in ELIAS verwendeten Ansatz handelt es sich um den so genannten Perfect-Foresight-Ansatz. Damit können exogene Schocks nicht abgebildet werden, da dem Investitionskalkül die Voraussicht der künftigen Preisentwicklung von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten zugrunde liegt.

Abbildung 5-7 zeigt die aus Kapitel 2 abgeleiteten und in ELIAS verwendeten Szenarien der Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Erdgas, Steinkohle sowie Braunkohle.

Abbildung 5-7 Historische Entwicklung und Szenarien für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle, 1991-2030



Quelle: Eigene Berechnungen und Schätzungen Öko-Institut

Neben den Brennstoffpreisen für den Verstromungseinsatz ist für die Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen der anlegbare Wärmepreis von besonderer Bedeutung. Da die Wärme aus KWK-Anlagen einerseits im Regelfall über kapitalintensive Wärmenetze verteilt werden muss (dadurch sinken die erzielbaren Wärmeerlöse frei Kraftwerk) und andererseits die konkurrierende, ungekoppelte Wärmeerzeugung beim Wärmeabnehmer nicht mit den günstigen Brennstoff-Einstandspreisen für die Stromerzeugung rechnen kann (dies erhöht in der Tendenz die frei Kraftwerk erzielbaren Wärmeerlöse), wurden folgende robuste Erfahrungswerte in Ansatz gebracht:

- Für die großen KWK-Anlagen wurde ein anlegbarer Wärmepreis frei Kraftwerk veranschlagt, der um den Faktor 1,5 über den Erdgas-Einstandspreisen für die Stromerzeugung liegt.
- Für kleinere KWK-Anlagen (z.B. mit einer Leistung von 2 MW_{el}) wurde, da hier die Kosten der Wärmeverteilung deutlich geringer ausfallen dürften, ein anlegbarer Wärmepreis angenommen, der um den Faktor 2 über den Erdgas-Einstandspreisen für die Verstromung liegt.

Für die CO₂-Zertifikate wird der für die gesamtwirtschaftlichen Szenarienanalysen angesetzte Preis von konstant 20,84 €/EUA (20 €₂₀₀₀/EUA) angenommen (Abschnitt 3.2.6).

5.3.5 Ausgestaltung des CO₂-Emissionshandelssystems

Der Emissionshandel mit seinen aktuell gültigen Zuteilungsbestimmungen wurde in großer Detailtreue abgebildet und folgt der Grundstruktur der Zuteilungsregeln für Neuanlagen, wie sie im Zuteilungsgesetz 2007 und im notifizierten NAP 2008-2012³⁵ niedergelegt wurden.

Neuanlagen erhalten eine kostenlose Zuteilung entweder im Rahmen der Übertragungsregelung oder im Rahmen einer Zuteilung für zusätzliche Neuanlagen:

- Im Rahmen der Übertragungsregelung erhalten Neuanlagen für 4 Jahre die Zuteilung, wie sie der ersetzten Altanlage bei Weiterbetrieb zugeteilt worden wären. Nach Ablauf dieser 4 Jahre erhält die Anlage für einen Zeitraum von 14 Jahren (ab 2008 für den Zeitraum von 10 Jahren) eine Zuteilung auf Grundlage der realen Emissionen der Anlage, ohne dass ein Erfüllungsfaktor in Ansatz gebracht wird. Erst ab dem 19. (bzw. 15.) Betriebsjahr erfolgt die Zuteilung unter Berücksichtigung des dann geltenden Erfüllungsfaktors. Die Übertragungsregelung wurde in ELIAS entsprechend der zur Übertragung zur Verfügung stehender Kraftwerke nach oben begrenzt. Bis 2020 können demnach maximal 40 TWh von alten Braunkohlekraftwerken und 60 TWh von alten Steinkohlekraftwerken übertragen werden, bis 2030 betragen diese Beschränkungen 80 bzw. 85 TWh.
- Im Rahmen der Zuteilungsregelung für zusätzliche Neuanlagen erhalten diese eine kostenlose Zuteilung auf Basis eines brennstoffdifferenzierten Benchmarks von mindestens 365 EUA/GWh und höchstens 750 EUA/GWh, ein Erfüllungsfaktor wird für einen Zeitraum von 14 Jahren nicht in Ansatz gebracht. KWK-Neuanlagen erhalten darüber hinaus eine Zuteilung für die Wärmeerzeugung von 215 EUA/GWh³⁶. Die Zuteilung ab dem 15. Betriebsjahr erfolgt auf Basis von Benchmarks, auf die der jeweils gültige Erfüllungsfaktor angewendet wird.
- Bereits bestehende KWK-Anlagen erhalten für die Jahre 2005 bis 2007 – wie im §14 ZuG 2007 vorgesehen – eine Sonderzuteilung von 27 EUA/GWh KWK-Strom.
- Der Erfüllungsfaktor beträgt für die Jahre 2005 bis 2007 0,95, ab 2008 beträgt er 0,80.

Als Vergleich zu den derzeit gültigen Emissionshandelsregeln wurde der Idealfall der Auktionierung abgebildet. Obwohl eine vollständige Auktionierung von CO₂-

³⁵ Die Analyse bezieht sich auf den Nationalen Allokationsplan 2008-2012 in der Form, wie er am 28. Juni 2006 der EU Kommission übermittelt wurde (BMU 2006). Spätere Entwicklungen konnten bei der Analyse nicht einbezogen werden.

³⁶ Bezogen auf die Warmwasserbereitung mit Erdgas.

Zertifikaten bis 2012 in der europäischen Emissionshandelsrichtlinie³⁷ ausgeschlossen ist, bildet diese Variante einen geeigneten Referenzfall zur Bewertung der geltenden Allokationsregeln. Diese Variante repräsentiert – wenn auch hinsichtlich der KWK mit Einschränkungen³⁸ – das Idealmodell einer einheitlichen CO₂-Bepreisung.

5.4 Szenarienanalysen - Systematik

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird die Auswirkung verschiedener Brennstoffpreise (Abschnitt 5.3.4) auf Investitionen in neue Kraftwerke analysiert. Zu diesem Zweck werden zahlreiche Szenarien und Sensitivitätsanalysen durchgeführt, in denen die Brennstoffpreisszenarien mit anderen Parametern kombiniert werden.

5.4.1 Technologieoptionen

In Hinblick auf die Technologieoptionen, die für den Zubau berücksichtigt werden, können im Wesentlichen drei Gruppen zusammengefasst werden:

1. *Analyse mit ELIAS-Technologien unter fester Vorgabe des Ausbaus der Erneuerbaren Stromerzeugung.* Während der Zubau neuer fossiler Kraftwerke kostengetrieben erfolgt, wird der Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung fest vorgegeben. In dieser Szenariengruppe wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht allein aus wirtschaftlichen Überlegungen erfolgt, sondern ein politisches Ziel darstellt. Optimierungsstrategien innerhalb des Segments des Zubaus von fossilen Neuanlagen treten hier besonders stark zu Tage.
2. *Analyse mit ELIAS-Technologien und kostengetriebener Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung.* In dieser Analysevariante erfolgt der Zubau aller Technologien dem ökonomischen Optimierungskalkül in ELIAS. Das EEG als wichtiges Förderinstrument der Erneuerbaren Energien wird im Modell abgebildet. Im Gegensatz zu den Szenarien mit vorgegebenem Ausbau der Erneuerbaren

³⁷ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

³⁸ In der Wärmegutschrift für KWK-Anlagen schlägt sich kein Beitrag für die vermiedenen CO₂-Emissionen außerhalb der Anlage nieder. Dies ist durch die Annahme begründet, dass bei Verdrängung einer ungekoppelten Wärmeerzeugung die Gewinne durch Vermarktung der bei der Wärmeerzeugungsanlage frei werdenden Zertifikate nicht notwendigerweise auch beim Betreiber der KWK-Anlage anfallen. Ein solcher Fall kann zwar durchaus vorkommen (Ersatz von Fernwärme aus Heizwerken des gleichen Betreibers), kann aber nicht als Regelfall unterstellt werden und wurde deswegen in der Modellierung nicht berücksichtigt. Zudem wird ein erheblicher Teil des Wärmesektors, beispielsweise Heizkessel in Haushalten, nicht vom EU-Emissionshandelssystem erfasst; die KWK kann hier in Bezug auf den Emissionshandel von der Substitution ungekoppelter Wärmeerzeugung also nicht profitieren.

Energien können sich hier Veränderungen des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung in Abhängigkeit der Energiepreise und der Ausgestaltung des Emissionshandels ergeben.

3. *Analyse unter Verwendung der Kraftwerksdaten des IKARUS-Modells.* Die Modelle ELIAS und IKARUS verwenden unterschiedliche Technik- und Kostendaten für Neubaukraftwerke. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Modellergebnisse zu ermöglichen, werden in dieser Analyse die IKARUS-Daten für Neuanlagen in ELIAS verwendet und gegebenenfalls angepasst (Abschnitt 5.3.2). Die Konfiguration der Bestandsanlagen wird dagegen beibehalten.

5.4.2 Ausgestaltungsoptionen des Emissionshandels

Für alle Analysen werden zwei verschiedene Ausgestaltungsvarianten des Emissionshandels unterstellt. Die Angaben gelten für alle Kraftwerke, die ab 2005, dem Anfangsjahr des europäischen Emissionshandelssystems, zugebaut werden:

1. *Weiterführung des bisherigen Emissionshandelssystems.* Neuanlagen erhalten eine Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach dem Grundmodell des Zuteilungsgesetzes (ZuG) 2007³⁹ und dem notifizierten NAP II auf der Basis brennstoffdifferenzierter Emissionsbenchmarks bzw. im Rahmen der Übertragungsregelung. Die Ausnahmetatbestände der Erfüllungsfaktorbefreiung für Neuanlagen und der Inanspruchnahme der Übertragungsregelung werden abgebildet.
2. *Auktionierung.* Neuanlagen müssen grundsätzlich alle Emissionsberechtigungen im Rahmen einer Auktionierung erwerben. Dies ist vergleichbar mit der Anwendung einer CO₂-Steuer auf die Brennstoffe in Abhängigkeit von ihrem Kohlenstoffgehalt (wie dies im Modell IKARUS implementiert ist).

5.4.3 Kalkulatorischer Zinssatz

Darüber hinaus wird der kalkulatorische Zinssatz (siehe Abschnitt 5.3.2) variiert (5 %, 10 %).

5.4.4 Überblick über die Szenarienanalysen

Die Grundvarianten der Analyse basieren auf der Kombination der Brennstoffpreis-Szenarien mit ELIAS-Technologien unter Vorgabe der Entwicklung der Erneuerbaren Energien und unter Annahme eines einheitlichen Zinssatzes von 10%. Für den Emissi-

³⁹ Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007, zuletzt geändert am 22. Dezember 2004, BGBl. I S. 3704

onshandel wird die Zuteilung nach brennstoffdifferenzierten Benchmarks und die Auktionierung untersucht (Abschnitte 5.5 und 5.6).

In Abschnitt 5.7 werden die Ergebnisse der Grundvarianten mit den Ergebnissen aus den IKARUS-Berechnungsläufen verglichen.

In Sensitivitätsanalysen (Abschnitt 5.8) sollen Unterschiede zwischen Parametern in ELIAS und in IKARUS analysiert werden. Zum einen wird in ELIAS statt eines einheitlichen Verzinsungsanspruchs von 10% der entsprechende Satz aus IKARUS (5%) übernommen (Abschnitt 5.8.2). Zum anderen wird, analog zur IKARUS-Modellierung, die erneuerbare Stromerzeugung über die Investitionsrechnung in ELIAS nicht exogen vorgegeben, sondern modelliert (Abschnitt 5.8.3). In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wurden schließlich die Technologieangaben aus IKARUS übernommen und in ELIAS durchgerechnet (Abschnitt 5.8.4), in diesen Läufen wird ebenfalls die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien modelliert.

Tabelle 5-15 gibt einen Überblick über die durchgeführten Szenarienanalysen.

Tabelle 5-15 Übersicht über Szenarienanalysen⁴⁰

Szenarienanalyse	Brennstoffpreis	Technologieoptionen	Emissionshandel	Erneuerbare	Kalkulatorischer Zinssatz
Grundvariante I: Benchmarks	Referenz	ELIAS	Brennstoff-BM	Vorgegeben	10%
Grundvariante II: Benchmarks	Hochpreis	ELIAS	Brennstoff-BM	Vorgegeben	10%
Grundvariante III: Auktionierung	Referenz	ELIAS	Auktionierung	Vorgegeben	10%
Grundvariante IV: Auktionierung	Hochpreis	ELIAS	Auktionierung	Vorgegeben	10%
Sensitivitätsanalyse: Zinssatz I	Referenz	ELIAS	Brennstoff-BM	Vorgegeben	5%
Sensitivitätsanalyse: Zinssatz II	Hochpreis	ELIAS	Brennstoff-BM	Vorgegeben	5%
Sensitivitätsanalyse: Zinssatz III	Referenz	ELIAS	Auktionierung	Vorgegeben	5%
Sensitivitätsanalyse: Zinssatz IV	Hochpreis	ELIAS	Auktionierung	Vorgegeben	5%
Sensitivitätsanalyse: REG I	Referenz	ELIAS	Brennstoff-BM	Modelliert	10%
Sensitivitätsanalyse: REG II	Hochpreis	ELIAS	Brennstoff-BM	Modelliert	10%
Sensitivitätsanalyse: REG III	Referenz	ELIAS	Auktionierung	Modelliert	10%
Sensitivitätsanalyse: REG IV	Hochpreis	ELIAS	Auktionierung	Modelliert	10%
Sensitivitätsanalyse: IKARUS I	Referenz	IKARUS	Brennstoff-BM	Modelliert	5%
Sensitivitätsanalyse: IKARUS II	Hochpreis	IKARUS	Brennstoff-BM	Modelliert	5%
Sensitivitätsanalyse: IKARUS III	Referenz	IKARUS	Auktionierung	Modelliert	5%
Sensitivitätsanalyse: IKARUS IV	Hochpreis	IKARUS	Auktionierung	Modelliert	5%

Quelle: Darstellung Öko-Institut

Für die Grundvarianten und deren Ergebnisse auf die Entwicklung des Kraftwerksparks besser nachvollziehen zu können, werden in den Abschnitten 5.5 und 5.6 für die in den Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 aufgeführten Kraftwerke (mit Ausnahme der Gasturbine⁴¹) verschiedene Kostenpositionen bei der Investitionsplanung analysiert, die mit den un-

⁴⁰ Zusätzlich befinden sich im Anhang F.3 vier weitere Sensitivitätsrechnungen, sie sind eine Variante der Analysen IKARUS I-IV und unterscheiden sich lediglich durch den kalkulatorischen Zinssatz (10 % statt 5 %).

⁴¹ Die Gasturbine wird hier nicht weiter diskutiert, da sie aufgrund ihrer Anwendung in der Spitzenlast nur von untergeordneter Relevanz für den Zubau innerhalb des gesamten Kraftwerksparks ist.

terschiedlichen Szenarien einhergehen. Daraus erschließt sich die relative Wettbewerbsposition der Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit von Energiepreisen sowie der Ausgestaltung des Emissionshandels. Da absolute Kosten aufgrund der unterschiedlichen Blockgrößen und Abschreibungszeiten nur eingeschränkt zum Vergleich herangezogen werden können, wird der Beitrag einzelner Kostenpositionen zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten in €/MWh ausgewiesen. Dabei können neben Kosten (positiver Beitrag zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten) auch Erlöse (negativer Beitrag) wie beispielsweise die Wärmegutschrift bei KWK-Anlagen wirksam werden.

Zum Vergleich der Effekte der verschiedenen Szenarien werden zum einen die Technikkosten detailliert ausgewiesen. Diese umfassen neben den Kosten für Kapital (Tilgungs- und Zinskosten) und Brennstoffeinsatz Kosten für Personal, Wartung- und Instandhaltung, Versicherung, Abriss sowie variable Betriebskosten. Bei den primärenergiebezogenen Zusatzkosten handelt es sich in den berechneten Szenarien um die mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten (bzw. Erlöse).^{42, 43} Schließlich werden endenergiebezogene (für die Produkte Strom und Wärme relevante) Zusatzkosten und Sondererlöse ausgewiesen. Es handelt sich hierbei um Erlöse für KWK-Anlagen wie Wärmegutschrift, Entgelt für vermiedene Netznutzung, Zuschlag nach KWKG sowie den KWK-Bonus im Emissionshandel.

Die Kosten und Erlöse des Emissionshandels hängen vom Emissionsniveau der Anlage sowie der Art der Zuteilung ab. Kostenwirksam und damit ausschlaggebend für die Investitionsentscheidung sind die Nettokosten bzw. -erlöse. Dieser Nettobetrag entspricht der Anzahl an Zertifikaten, die tatsächlich auf dem Markt gekauft werden muss oder dort verkauft werden kann.

Schließlich werden die finanzmathematischen Durchschnittskosten⁴⁴ ausgewiesen, die denen der Kraftwerke in den unterschiedlichen Szenarien entsprechen. Diese Kosten sind entscheidend für die Aufteilung des Zubaus von Kraftwerken im Modell ELIAS. Die Kostendaten werden im Folgenden jeweils für die Inbetriebnahme im Jahr 2010 ausgewiesen.

Abschnitt 5.9 vergleicht darüber hinaus die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Technologien in Abhängigkeit von den Einstellungen der untersuchten Grundvarianten.

⁴² Ein weiteres Beispiels für primärenergiebezogene Zusatzkosten sind Brennstoffsteuern. Diese wurden jedoch in den Szenarien nicht berücksichtigt und werden dementsprechend nicht ausgewiesen.

⁴³ Bei den hier dargestellten Kraftwerken werden keine Erlöse für die Anwendung der Übertragungsregelung ausgewiesen, da diese nur für einen Teil der Neubaukraftwerke relevant ist. Im Modell ist diese Regelung jedoch implementiert und für damit zu zusätzliche Erlösen und damit zu einer besseren Wettbewerbsposition im Vergleich zu den übrigen Anlagen.

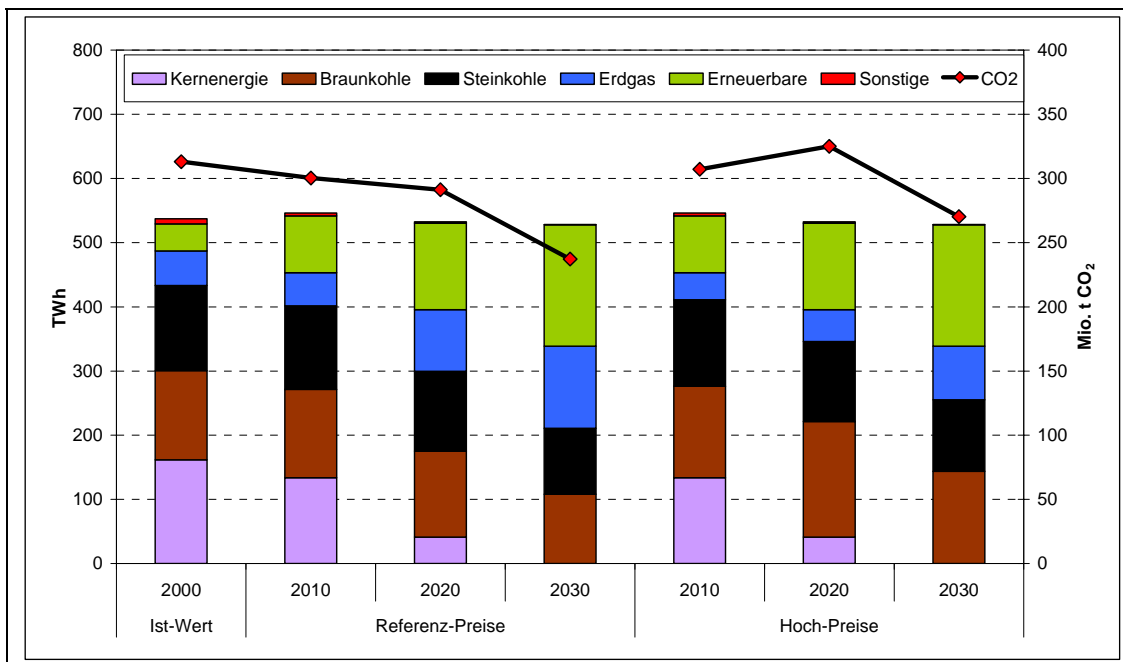
⁴⁴ Es sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass die hier betrachteten Stromgestehungskosten *nicht* den sich am Markt bildenden Strompreisen entsprechen, die sich an den kurzfristigen Grenzkosten des jeweiligen Grenzkraftwerkes (letztes in der ‚Merit Order‘ betriebenes Kraftwerk) orientiert.

5.5 Grundvarianten I und II: Brennstoffbenchmarks

Als Referenzfall für die einzelwirtschaftlich orientierten Analysen für den Bereich der Stromerzeugung wurde die Variante mit einem Verzinsungsanspruch von 10 %, einer Weiterführung des EU-Emissionshandels im System der Zuteilungsregeln des ZuG 2007 (kostenlose Neuanlagenzuteilung mit nach Brennstoffen differenzierten Benchmarks sowie langjährige Zusagen für die Zuteilung mit einem Erfüllungsfaktor von 1, Übertragungsregelung) sowie einer weiterhin zielorientierten Ausgestaltung des EEG (also einem exogen vorgegebenen Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien) definiert. Dies entspricht einer Weiterführung der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen der vergangenen Jahre.

Abbildung 5-8 vermittelt einen ersten Eindruck über die Entwicklung des Stromaufkommens und die damit verbundenen CO₂-Emissionen.⁴⁵

Abbildung 5-8 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

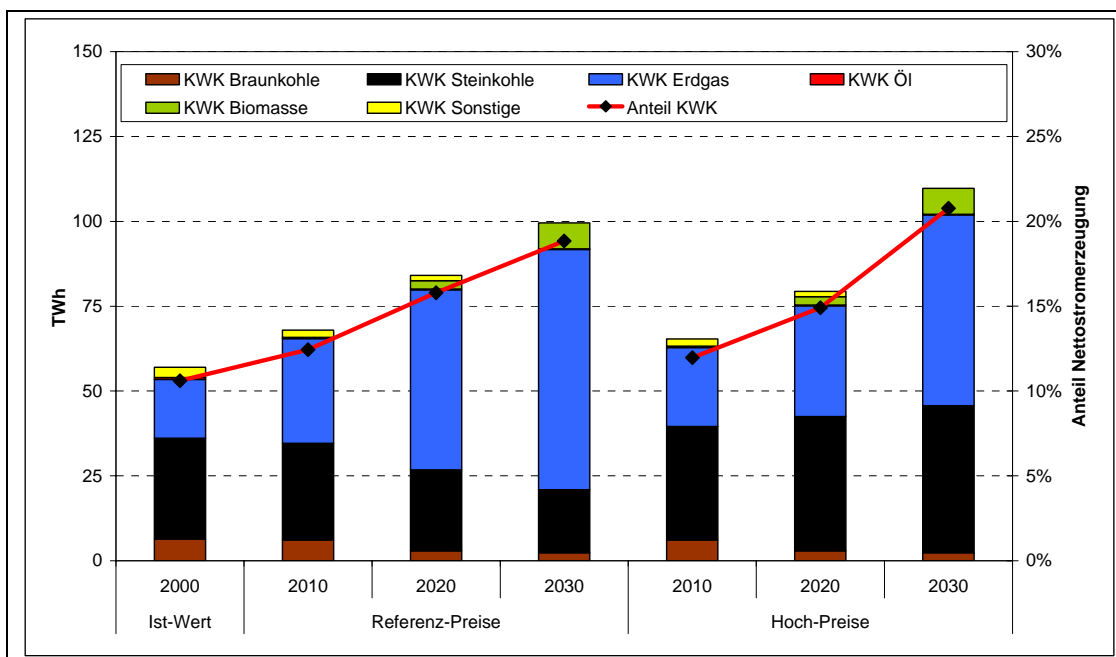
Im Referenzpreisszenario vollzieht sich (neben dem jeweils exogen vorgegebenen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem Auslaufen der Kernenergie) vor allem ein relativ stetiger Ausbau der Erdgasverstromung. So steigt der Anteil von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung von 10 % (2000) auf 24 % (2030), die größte Dynamik ergibt sich hier im Zeitraum 2010 bis 2020. Dagegen verringert sich der Anteil der

⁴⁵ Detaillierte Ergebnisdaten für diese beiden Szenarienrechnungen enthält der Anhang F.

Braunkohle bis 2030 um etwa 6 Prozentpunkte auf 20 % und der Stromerzeugungsanteil von Steinkohle sinkt von 25 % auf 19 %. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (unter Berücksichtigung der indirekten Minderungseffekte durch die Ausweitung der KWK) im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 24 % auf 237 Mio. t CO₂.

Im Hochpreisszenario ergibt sich ein deutlich anderes Entwicklungsmuster. Der Anteil von Braunkohle an der gesamten Stromerzeugung steigt um etwa einen Prozentpunkt auf 27 % im Jahr 2030, der Anteil der Steinkohlenverstromung sinkt in der Periode 2010 bis 2030 leicht von 25 % auf 21 %. Zwar wird die Stromerzeugung auf Erdgasbasis auch in dieser Szenarienvariante ausgebaut, der Anteilsgewinn bleibt jedoch erstens angesichts des niedrigen Ausgangsniveaus mit etwa 6 Prozentpunkten gering und vollzieht sich zweitens ganz überwiegend erst in der dritten Dekade. Die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (wiederum unter Berücksichtigung der sektorexternen Minderungseffekte durch KWK) sinken bis zum Jahr 2030 um ca. 14 % gegenüber 2000, passieren jedoch im Jahr 2020 zunächst ein Niveau von etwa 4 % über dem Wert von 2000. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen ist dabei nahezu vollständig ein Ergebnis des Auslaufens der Kernenergie auf der einen Seite sowie des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien auf der anderen Seite.

Abbildung 5-9 *Nettostromerzeugung aus KWK im Referenz- und im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Eine besondere Rolle spielt in beiden Szenarien die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung. In beiden Szenarienvarianten erfolgt ein wesentlicher Teil des Ausbaus der Erdgasverstromung im Rahmen des KWK-Ausbaus. Während im Basisjahr die KWK einen Anteil von etwa 32 % der Erdgasverstromung repräsentiert, steigt dieser

Anteil im Referenzszenario bis 2030 auf etwa 55 % und im Hochpreisszenario auf etwa 67 % an. Für Steinkohle ergeben sich im Vergleich der beiden Szenarien signifikante Unterschiede. Während der Anteil der KWK-Stromerzeugung am gesamten Stromaufkommen aus Steinkohlenkraftwerken im Referenzszenario von 2000 bis 2030 von 22 % auf 18 % zurück geht, steigt der Anteil im Hochpreisszenario bis 2030 auf ca. 39 % an. Im Fall hoher Öl- und Steinkohlenpreise eröffnet die KWK damit ein neues Segment wirtschaftlich attraktiver Investitionen im Bereich der Steinkohlenverstromung.

Der Anteil der KWK im Bereich der Braunkohlenverstromung bleibt in beiden Szenarien gering. Auch im Bereich der Biomasse erfolgt zwar ein deutlicher Ausbau der Stromerzeugung in KWK, hinsichtlich des Niveaus spielt aber auch dieser Bereich nur eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 5-16 stellt die Beiträge der einzelnen Kostenpositionen zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten für die betrachteten Kraftwerke im Referenzpreisszenario dar. Abbildung 5-10 zeigt den Zubau der Technologien im Referenzpreisszenario für die Jahre 2010, 2020 und 2030. Die Ergebnisse für das Hochpreisszenario zeigen Tabelle 5-17 und Abbildung 5-11.

Der Vergleich des Beitrags der Brennstoffkosten zu den Technikkosten verdeutlicht die unterschiedliche Kapitalintensität der einzelnen Technologien. Während die Brennstoffkosten im Referenzfall nur rund ein Viertel zu den Technikkosten des Braunkohlekraftwerks beitragen, so sind es im Fall des Erdgas-GuD-Kraftwerks (Kondensation) rund 70%. Mit Steinkohle betriebene Kraftwerke sowie KWK-Anlagen liegen zwischen den Extremen.

Dementsprechend sind die Auswirkungen hoher Energiepreise auf die Rentabilität von Kraftwerksinvestition tendenziell stärker für Kraftwerke mit geringem Kapitalbedarf und hohen Brennstoffkosten. So steigen die finanzmathematischen Durchschnittskosten des großen Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks um fast zwei Drittel von etwa 48 €/MWh im Referenzfall auf etwa 78 €/MWh im Fall hoher Energiepreise. Der Kostenbeitrag der Brennstoffkosten verdoppelt sich nahezu. Die finanzmathematischen Durchschnittskosten des Steinkohle-Kondensations-Kraftwerks steigen um rund 50%. Das Braunkohlekraftwerk verzeichnet keine Kostensteigerung, da der Braunkohlepreis als unabhängig vom Verlauf der anderen Brennstoffpreise betrachtet wird.

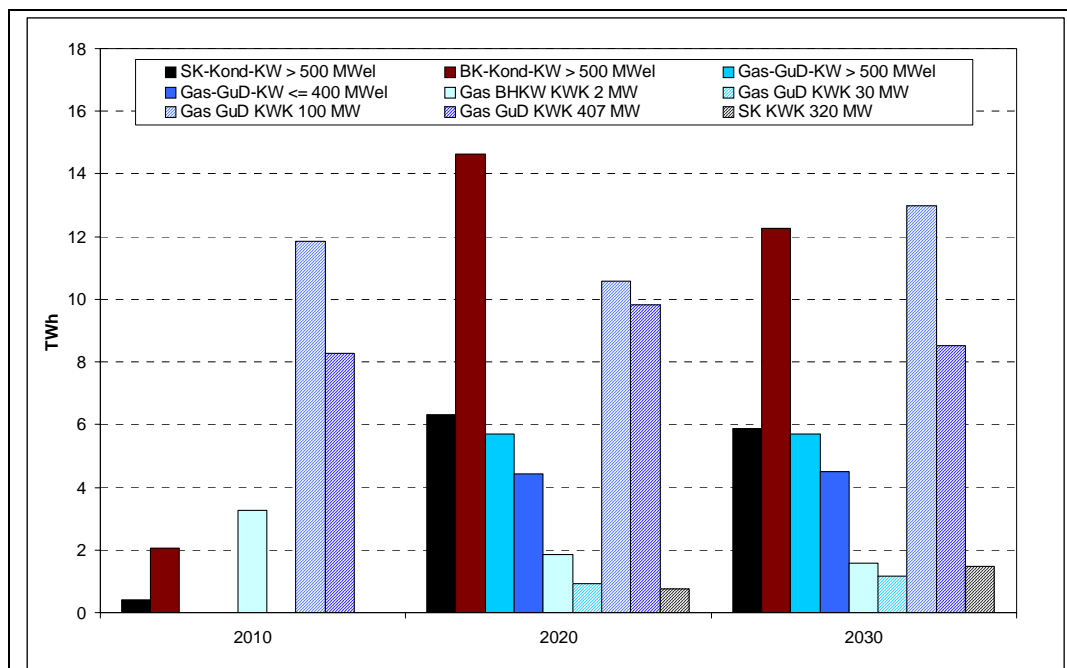
Bei den erdgasbefeuerten KWK-Anlagen wird der Kostenanstieg durch die am Erdgaspreis orientierte Vergütung für die Wärmeeinspeisung gebremst. Einer annähernden Verdopplung des Beitrags der Brennstoffkosten steht eine Zunahme der Vergütung für die Wärmeeinspeisung um rund 70% gegenüber. Das Steinkohle-KWK-Kraftwerk verzeichnet bei hohen Energiepreisen sogar einen Rückgang der finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund 12% und stärkt damit seine Wettbewerbsposition. Dies liegt darin begründet, dass der Anstieg der Brennstoffkosten geringer ausfällt als die Zunahme der Vergütung für die Wärmeeinspeisung.

Tabelle 5-16 Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2010

	Kondensationskraftwerke				KWK-Anlagen					
	Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800 MW	Gas GuD 400 MW	Gas BHKW	Gas GuD 30 MW	Gas GuD 100 MW	Gas GuD 407 MW	Steinkohle	
	- €/MWh -									
Technikkosten	46,3	37,5	47,7	48,9	106,4	93,3	76,7	73,2	102,0	
Tilgung	5,8	6,1	4,9	5,3	13,3	12,8	8,9	7,5	21,3	
Zinskosten	12,5	13,4	6,6	7,2	13,0	12,4	8,7	7,3	20,7	
Personalkosten	1,1	1,0	0,6	0,7	6,7	2,3	2,7	1,1	7,4	
Instandhaltungskosten	3,9	5,1	1,8	1,8	14,0	8,3	5,8	4,9	13,9	
Versicherung	0,9	0,9	0,5	0,5	4,0	3,8	2,7	2,3	6,4	
Variable Betriebskosten	2,0	2,3	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
Abrisskosten	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	
Brennstoffkosten	20,1	8,6	32,7	32,7	52,8	51,1	45,4	47,6	29,8	
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	0,6	5,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-1,8	-1,3	4,0	
Emissionshandel	0,6	5,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-1,8	-1,3	4,0	
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	-55,7	-38,2	-32,7	-31,4	-47,4	
Wärmeentschärfung	0,0	0,0	0,0	0,0	-48,4	-31,6	-26,1	-24,8	-40,8	
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	
KWK-Bonus (Emissionshandel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Finanzmathematische Durchschnittskosten	46,9	42,8	47,5	48,7	50,7	54,6	42,3	40,5	58,6	

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-10: Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks)



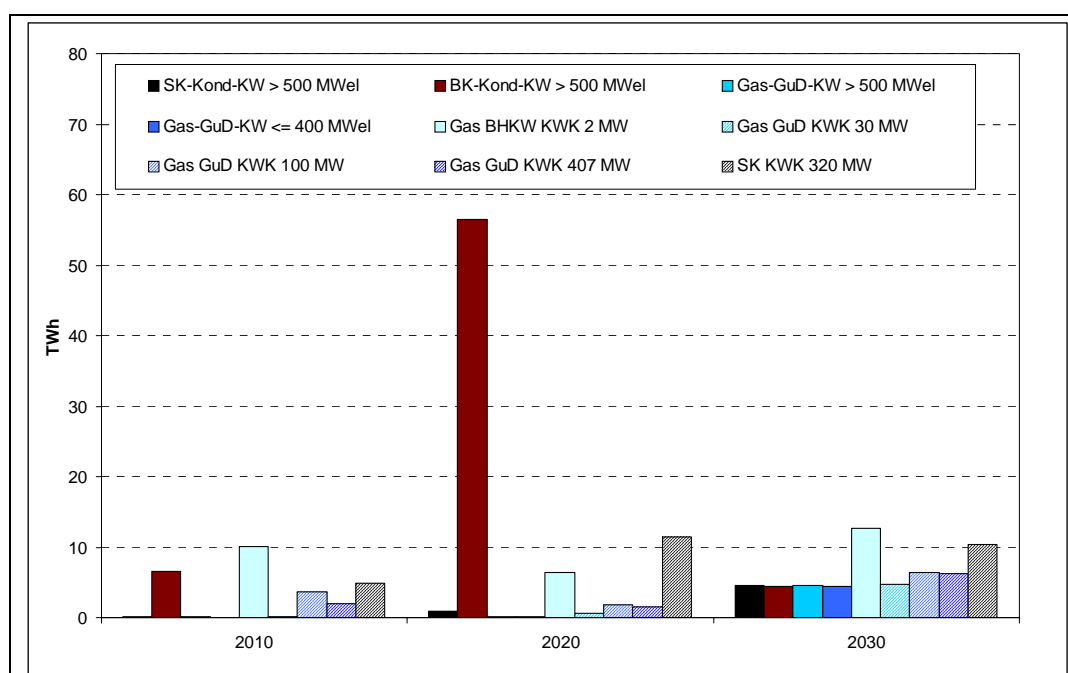
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 5-17 Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2010

	Kondensationskraftwerke				KWK-Anlagen				
	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas GuD 800 MW	Gas GuD 400 MW	Gas BHKW	Gas GuD 30 MW	Gas GuD 100 MW	Gas GuD 407 MW	Stein- kohle
	- €/MWh -								
Technikkosten	66,6	37,5	77,5	78,7	153,5	138,8	117,2	115,6	131,2
Tilgung	5,8	6,1	4,9	5,3	13,3	12,8	8,9	7,5	21,3
Zinskosten	12,5	13,4	6,6	7,2	13,0	12,4	8,7	7,3	20,7
Personalkosten	1,1	1,0	0,6	0,7	6,7	2,3	2,7	1,1	7,4
Instandhaltungskosten	3,9	5,1	1,8	1,8	14,0	8,3	5,8	4,9	13,9
Versicherung	0,9	0,9	0,5	0,5	4,0	3,8	2,7	2,3	6,4
Variable Betriebskosten	2,0	2,3	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Abrisskosten	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Brennstoffkosten	40,4	8,6	62,5	62,5	99,9	96,5	85,9	90,0	59,0
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	0,6	5,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-1,8	-1,3	4,0
Emissionshandel	0,6	5,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-1,8	-1,3	4,0
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	-98,8	-66,4	-55,9	-53,5	-83,7
Wärmeentschärfung	0,0	0,0	0,0	0,0	-91,4	-59,8	-49,3	-46,9	-77,1
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6
KWK-Bonus (Emissionshandel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	67,2	42,8	77,3	78,5	54,6	71,9	59,5	60,8	51,5

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-11 Zubau einzelner Technologien im Hochpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks)



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die zusätzliche Kostenposition durch den Emissionshandel fällt für alle Kraftwerke vergleichsweise gering aus. Dies liegt an der überwiegend bedarfsgerechten Ausstattung im Fall der brennstoffdifferenzierten Benchmarks.

Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 verdeutlichen die Besonderheiten der einzelnen Kraftwerke. Da im Referenzfall die Erdgas-Kondensations- und -KWK-Kraftwerke vergleichsweise nahe an den finanzmathematischen Durchschnittskosten des Braunkohlenkraftwerks liegen, werden entsprechend hohe Kapazitäten an Erdgaskraftwerken zugebaut. Der größte Teil der Erdgasverstromung erfolgt in KWK-Anlagen, da diese die nach der Braunkohle geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten aufweist. Eine Investition in Steinkohle-KWK-Anlagen erscheint im Referenzfall aufgrund der hohen finanzmathematischen Durchschnittskosten (rund 60 €/MWh) als nicht attraktiv. Im Fall hoher Brennstoffpreise steigen die finanzmathematischen Durchschnittskosten der Erdgas- und Steinkohle-Kondensationskraftwerke stark an, womit die Investition in diese Kraftwerke an Attraktivität verliert. Lediglich die KWK-Anlagen können den Kostenanstieg aufgrund der ebenfalls gestiegenen Wärmeerlöse abschwächen. Die im Fall hoher Energiepreise sinkenden finanzmathematischen Durchschnittskosten von Steinkohle-KWK-Anlagen erklären ihren verstärkten Zubau im Vergleich zum Referenzpreisszenario.

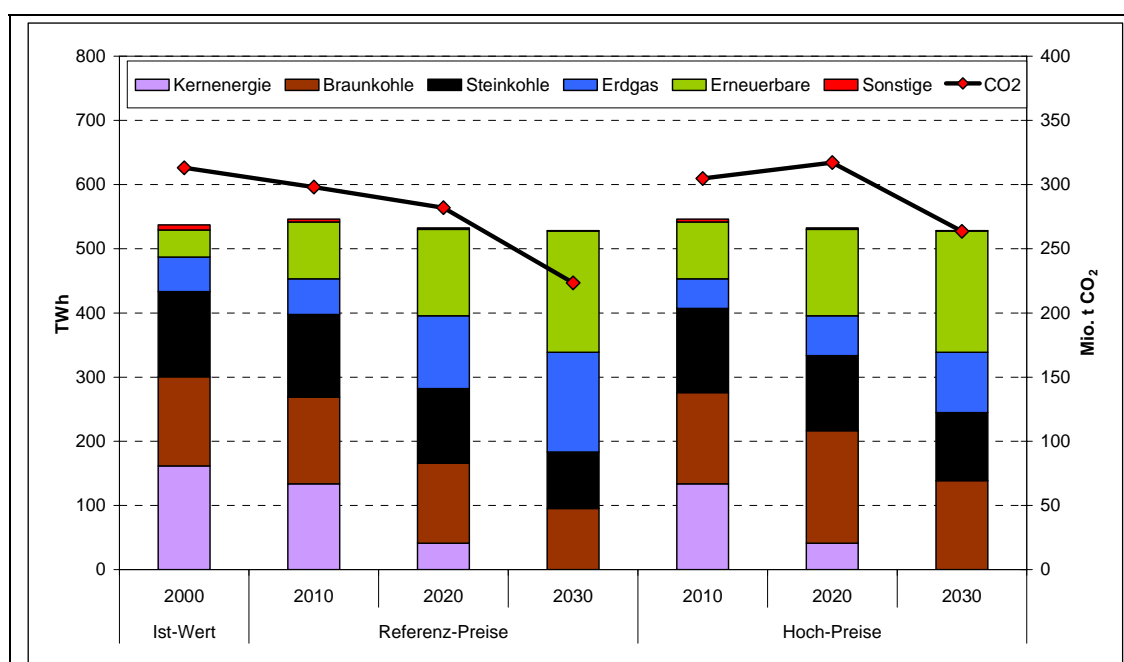
5.6 Grundvariante III und IV: Auktionierung

Die weitgehend kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen für Neuanlagen über vergleichsweise lange Zeiträume führt zu Ergebnissen, die nahe an einer Situation ohne Berücksichtigung des CO₂-Emissionshandels liegt (Öko-Institut 2006a).

Wie auch bei den gesamtwirtschaftlich optimierenden Szenarienrechnungen wurde daher auch hier eine Variante analysiert, bei der die Emissionszertifikate grundsätzlich versteigert werden. Für alle Investitionsrechnungen und damit das vergleichende Wirtschaftlichkeitskalkül der Investoren sind damit die vollen CO₂-Kosten (in der hier betrachteten Variante für das Niveau der CO₂-Zertifikate) einzubeziehen. Eine besondere Situation ergibt sich dabei hinsichtlich der KWK. Bei einer Neuanlagenzuteilung nach dem Muster des deutschen NAP erhalten KWK-Anlagen eine kostenlose Zuteilung nach dem so genannten Doppel-Benchmark, also der Zuteilung für die ungekoppelte Stromerzeugung, zuzüglich einer Zuteilung analog derjenigen für die ungekoppelte Wärmeenerzeugung. Damit wird für den Anlagenbetreiber die Wärmeauskopplung honoriert, die an anderen Stellen (außerhalb des Emissionshandelssystems oder aber eventuell bei anderen Betreibern) auf Grund frei werdender Emissionsberechtigungen zu wirtschaftlichen Erträgen führt. Im hier angenommenen Auktionierungsfall wird diese Situation nicht weiter honoriert.

In Abbildung 5-12 ist die gesamte Nettostromerzeugung nach Energieträgern für die Auktionierungsvariante im Überblick zusammen gestellt.

Abbildung 5-12 Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung), 2000-2030



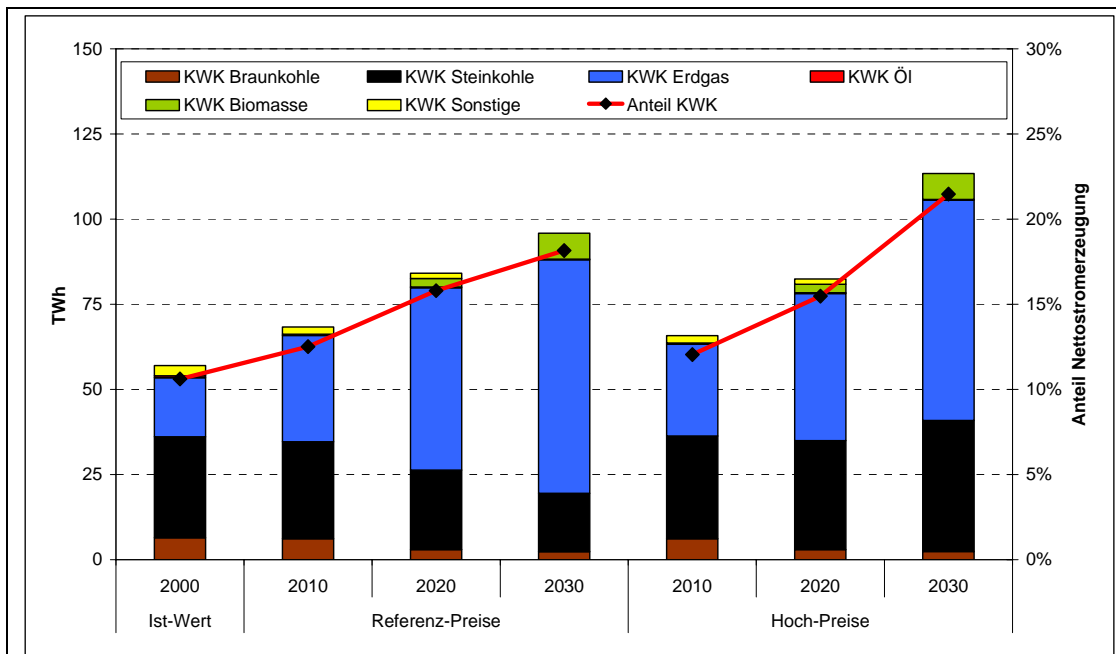
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die volle Wirkung der CO₂-Bepreisung verstärkt für das Referenzpreisszenario die sich in der Grundvariante ergebenden Trends erheblich. Der Anteil der Erdgasverstromung steigt im Vergleich zur Grundvariante für das Jahr 2030 um 5 Prozentpunkte auf 29 %, die Anteile von Braun- und Steinkohle gehen bis zu diesem Zeitpunkt jeweils um etwa 2 Prozentpunkte auf 18 % und 17 % zurück. Die CO₂-Emissionen sinken bis zum Jahr 2030 auf ein Niveau von 223 Mio. t, dies entspricht einer Minderung um 29 % gegenüber dem Vergleichsjahr 2000.

Sehr hohe Preissteigerungen für Erdgas und Steinkohle führen – bei unveränderten CO₂-Preisniveaus – zu einem sehr eingeschränkten Effekt des CO₂-Emissionshandels für den Bereich der Stromerzeugung. Zwar ergeben sich auch hier leichte Verschiebungen innerhalb des Nettostromaufkommens, die Effekte bleiben aber vergleichsweise gering (minus 1 Prozentpunkt für Braun- und Steinkohle, plus 2 Prozentpunkte für die Erdgasverstromung im Jahr 2030). Auch die CO₂-Emissionen stellen sich mit einem Wert von 263 Mio. t CO₂ nur auf einem Niveau ein, das um etwa 7 Mio. t CO₂ unter der Grundvariante liegt. Entsprechend gehen die CO₂-Emissionen im Zeitraum 2000 bis 2030 nur um 16 % zurück (in der Grundvariante mit Brennstoffbenchmarks ca. 14 %).

Die Zusammensetzung der finanzmathematischen Durchschnittskosten (Tabelle 5-18 und Tabelle 5-19) gibt Aufschluss über den Zubau der einzelnen Technologien (Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15).

Abbildung 5-13 *Nettostromerzeugung aus KWK im Referenz- und im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung), 2000-2030*



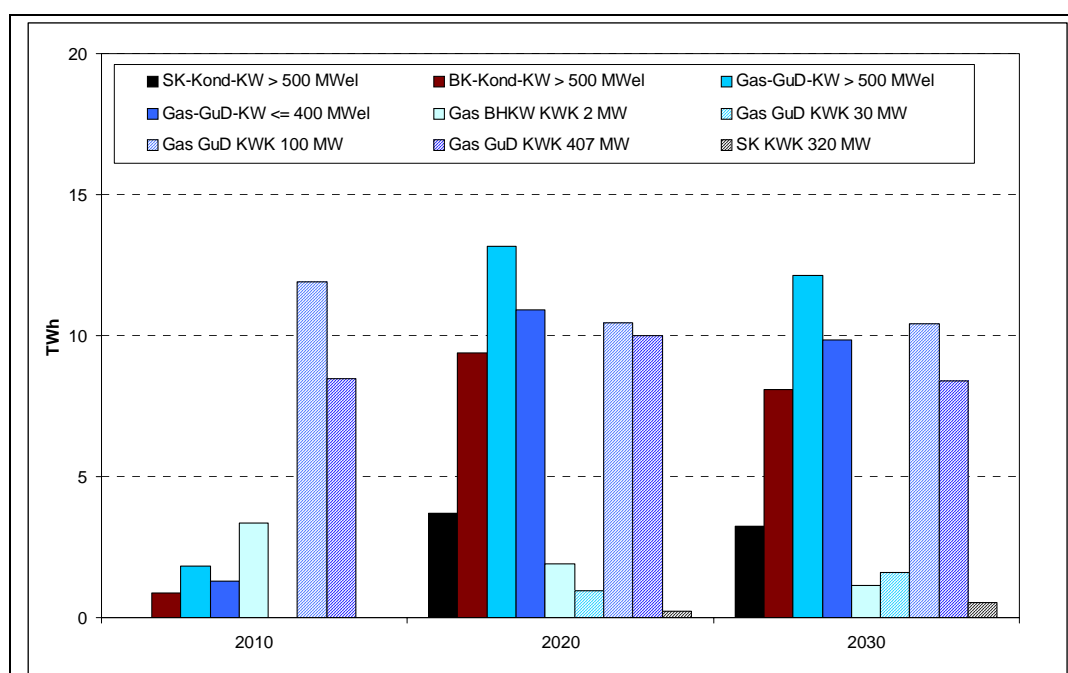
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 5-18 Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Referenzpreis (Emissionshandel: Auktionierung)

	Kondensationskraftwerke				KWK-Anlagen					
	Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800 MW	Gas GuD 400 MW	Gas BHKW	Gas GuD 30 MW	Gas GuD 100 MW	Gas GuD 407 MW	Steinkohle	
	- €/MWh -									
Technikkosten	46,3	37,5	47,7	48,9	106,4	93,3	76,7	73,2	102,0	
Tilgung	5,8	6,1	4,9	5,3	13,3	12,8	8,9	7,5	21,3	
Zinskosten	12,5	13,4	6,6	7,2	13,0	12,4	8,7	7,3	20,7	
Personalkosten	1,1	1,0	0,6	0,7	6,7	2,3	2,7	1,1	7,4	
Instandhaltungskosten	3,9	5,1	1,8	1,8	14,0	8,3	5,8	4,9	13,9	
Versicherung	0,9	0,9	0,5	0,5	4,0	3,8	2,7	2,3	6,4	
Variable Betriebskosten	2,0	2,3	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
Abrisskosten	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	
Brennstoffkosten	20,1	8,6	32,7	32,7	52,8	51,1	45,4	47,6	29,8	
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	15,5	20,3	7,3	7,3	11,9	11,5	10,3	10,7	24,0	
Emissionshandel	15,5	20,3	7,3	7,3	11,9	11,5	10,3	10,7	24,0	
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	-55,7	-38,2	-32,7	-31,4	-47,4	
Wärmeentschärfung	0,0	0,0	0,0	0,0	-48,4	-31,6	-26,1	-24,8	-40,8	
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	
KWK-Bonus (Emissionshandel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Finanzmathematische Durchschnittskosten	61,9	57,8	54,9	56,1	62,7	66,6	54,3	52,6	78,6	

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-14 Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Auktionierung)



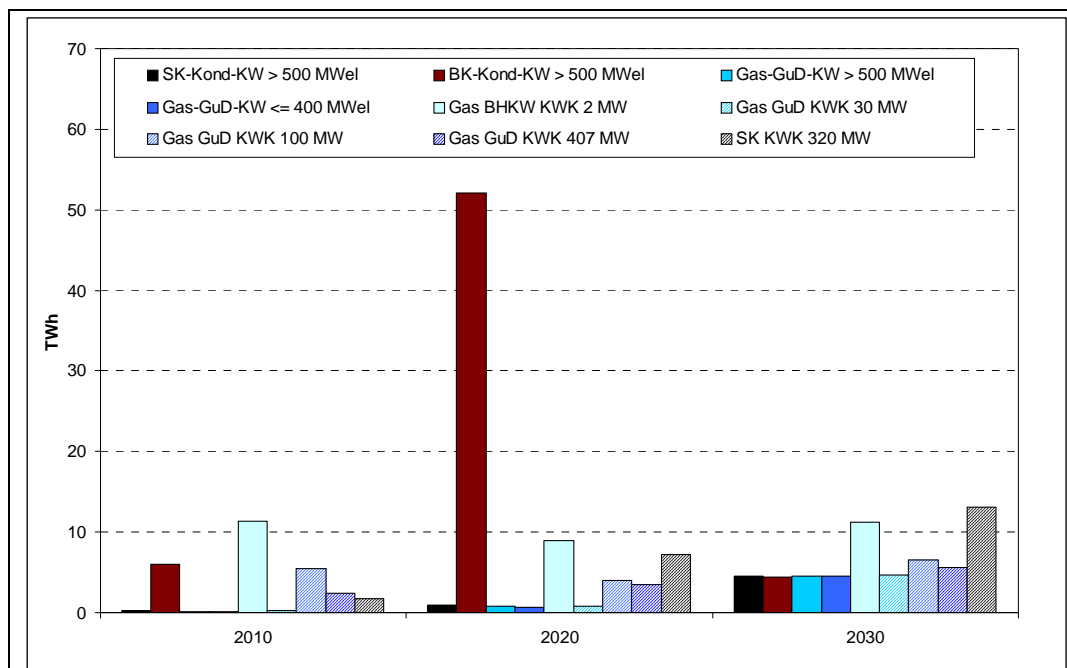
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 5-19 Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung)

	Kondensationskraftwerke				KWK-Anlagen				
	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas GuD 800 MW	Gas GuD 400 MW	Gas BHKW	Gas GuD 30 MW	Gas GuD 100 MW	Gas GuD 407 MW	Stein- kohle
	- €/MWh -								
Technikkosten	66,6	37,5	77,5	78,7	153,5	138,8	117,2	115,6	131,2
Tilgung	5,8	6,1	4,9	5,3	13,3	12,8	8,9	7,5	21,3
Zinskosten	12,5	13,4	6,6	7,2	13,0	12,4	8,7	7,3	20,7
Personalkosten	1,1	1,0	0,6	0,7	6,7	2,3	2,7	1,1	7,4
Instandhaltungskosten	3,9	5,1	1,8	1,8	14,0	8,3	5,8	4,9	13,9
Versicherung	0,9	0,9	0,5	0,5	4,0	3,8	2,7	2,3	6,4
Variable Betriebskosten	2,0	2,3	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Abrisskosten	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Brennstoffkosten	40,4	8,6	62,5	62,5	99,9	96,5	85,9	90,0	59,0
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	15,5	20,3	7,3	7,3	11,9	11,5	10,3	10,7	24,0
Emissionshandel	15,5	20,3	7,3	7,3	11,9	11,5	10,3	10,7	24,0
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	-98,8	-66,4	-55,9	-53,5	-83,7
Wärmeentschärfung	0,0	0,0	0,0	0,0	-91,4	-59,8	-49,3	-46,9	-77,1
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6
KWK-Bonus (Emissionshandel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	82,2	57,8	84,7	85,9	66,6	83,9	71,5	72,8	71,5

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-15 Zubau einzelner Technologien im Hochpreisszenario in den Jahren 2010, 2020 und 2030 (Emissionshandel: Auktionierung)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Neben den Brennstoff- sowie sonstigen Technikkosten wie im Fall der Zuteilung nach Benchmarks (Tabelle 5-16) fallen bei einer Auktionierung zum Teil erhebliche zusätzliche Kosten für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten an. So bedeuten die zusätzlichen Kosten im Falle des emissionsintensiven Braunkohle-Kondensationskraftwerks einen Aufschlag von rund 20 €/MWh auf die finanzmathematischen Durchschnittskosten; dies führt zu einem Anstieg der finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund 35% im Vergleich zur Zuteilung nach brennstoffdifferenzierten Benchmarks. Der Anstieg bei den Erdgas-GuD-Kraftwerken fällt auf Grund der geringeren CO₂-Intensität von Erdgas mit einem Anstieg um rund 7 €/TWh oder 15% deutlich geringer aus. Die finanzmathematischen Durchschnittskosten beider Erdgas-Kondensationskraftwerke liegen bei Referenzpreisen im Auktionierungsfall unter denen des Braunkohlekraftwerks. Hiermit erklärt sich der vergleichsweise starke Zubau der Erdgas-Verstromung (Kondensation und KWK) (siehe Abbildung 5-12 bis Abbildung 5-14).

Im Szenario hoher Brennstoffpreise steigen die finanzmathematischen Durchschnittskosten des Steinkohle-Kondensationskraftwerks sowie der Erdgas-GuD-Kondensations- und -KWK-Kraftwerke stark an. Lediglich das Steinkohle-KWK-Kraftwerk kann durch die gestiegenen Wärmeerlöse von den hohen Brennstoffpreisen profitieren. Die Kostenposition der Kraftwerke stellt sich damit sehr ähnlich dar wie im Fall hoher Brennstoffpreise und der Zuteilung nach Benchmarks. Dies bestätigt aus Kostensicht die oben getroffene Aussage, dass hohe Brennstoffpreise nur zu einer sehr eingeschränkten CO₂-Wirksamkeit des Emissionshandels führen.

5.7 Vergleich der Grundvarianten mit den IKARUS-Modellrechnungen

5.7.1 Vorbemerkungen

Ein Vergleich der Ergebnisse des IKARUS- und des ELIAS-Modells steht vor erheblichen Schwierigkeiten. Unterschiedliche Modellphilosophien und unterschiedliche Parametrisierungen führen zwangsläufig zu strukturellen Unterschieden in den Ergebnissen. Im Folgenden sollen dennoch ein Vergleich vorgenommen und Erklärungsmuster für die Unterschiede entwickelt werden. In den anschließenden Abschnitten werden diese verschiedenen Aspekte dann über Sensitivitätsanalysen weiter eingegrenzt und spezifiziert.

Bei allen Unterschieden im Detail können eine Reihe von Strukturmerkmalen identifiziert werden, die eine Gruppierung der Berechnungsergebnisse aus den beiden Modellierungen ermöglichen:

- Es werden jeweils die Rechnungsläufe beider Modelle mit den gleichen Energiepreisannahmen verglichen. Dies sind die Referenzpreisvariante und die Hochpreisvariante, da das Preisschockszenario im Perfect-Foresight Modell ELIAS nicht sinnvoll abgebildet werden kann.
- Die Behandlung und Abbildung des Emissionshandels unterscheidet sich maßgeblich. Während in der IKARUS-Modellierung das Emissionshandelssystem letztlich wie eine CO₂-Steuer abgebildet wird, ist das ELIAS-Modell auf die sehr detailgenaue Abbildung von Instrumentendesigns orientiert. Vor diesem Hintergrund sind sinnvolle Vergleiche einerseits nur zwischen den IKARUS-Berechnungen ohne CO₂-Preis und in ELIAS den Zuteilungsvarianten nach dem notifizierten Nationalen Allokationsplan sinnvoll (die langjährigen Vollausstattungen führen zu einer Situation fast ohne Berücksichtigung der CO₂-Kosten bei Investitionsentscheidungen). Andererseits entspricht die CO₂-Preisvariante im IKARUS-Modell weitgehend einem Allokationsmodell mit vollständiger Auktionierung der Zertifikate, so dass auch hier sinnvolle Vergleiche zwischen beiden Modellen möglich sind.

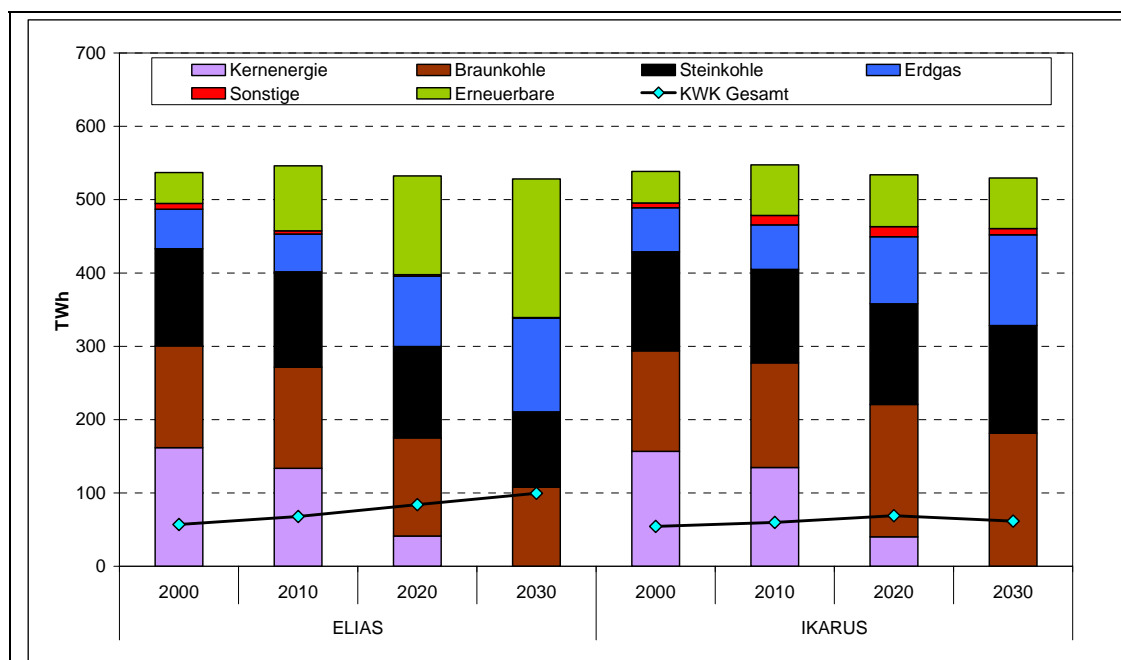
Im Unterschied zu den Auswertungen der Optimierungsrechnungen in Kapitel 3 wird die KWK-Stromerzeugung des IKARUS-Modells hier nach Energieträgern aufgeschlüsselt. Dies ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des ELIAS-Modells.

5.7.2 Brennstoffpreis-Referenzszenario bzw. -Hochpreisszenario ohne/mit geringer CO₂-Bepreisung (Brennstoffbenchmarks (ELIAS) bzw. CO₂-Preis von 0 €/EUA (IKARUS))

Ein Vergleich der Brennstoffpreis-Referenzszenarien von ELIAS und IKARUS zeigt, dass sich die projizierten Mengen an Strom aus Kernkraftwerken entsprechen, da vorab eine Harmonisierung der zugrunde liegenden Reststrommengen in den Modellen stattgefunden hat (siehe Abbildung 5-16). Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken kann durch die Festlegung im Atomgesetz mit hoher Genauigkeit abgeschätzt werden.

Ein großer Unterschied besteht im projizierten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien in IKARUS rund 13 %, während in den Berechnungen von ELIAS ein Anteil von 36 % angenommen wird. Jedoch erfolgt bei ELIAS der Ausbau der Erneuerbaren nicht kostengetrieben, er ist nach Vorgabe des Auftraggebers modellexogen fest vorgegeben und geht von einer wachsenden Rolle der Erneuerbaren Energien aus (vgl. Abschnitt 5.3.3). Der Anteil der Stromerzeugung mit Erdgas nimmt in beiden Modellen einen ähnlichen Verlauf, die geringere Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in IKARUS wird hauptsächlich durch Kohleverstromung kompensiert.

Abbildung 5-16 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenz-Brennstoffpreise (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks (ELIAS) bzw. CO₂-Preis von 0 €/EUA (IKARUS))



Quelle: IKARUS, ELIAS, Darstellung Öko-Institut

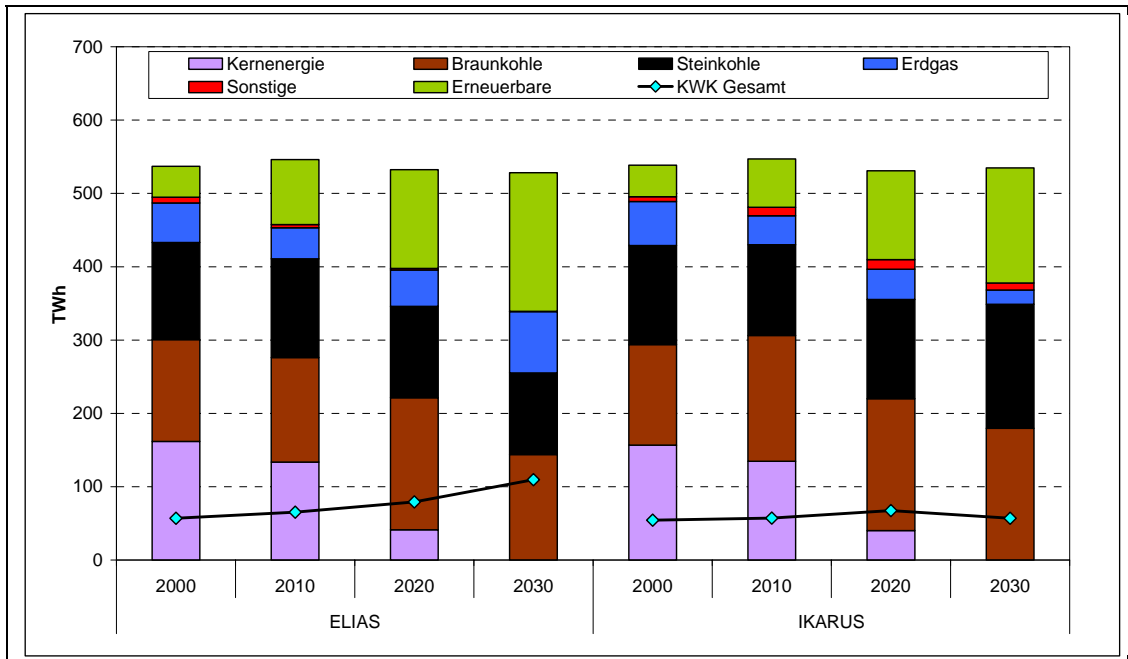
Im Modelllauf von IKARUS nimmt die Braunkohleverstromung um ein Drittel zu, während sie im Szenario von ELIAS sinkt. Ein niedriger kalkulatorischer Zinssatz wirkt

sich positiv für Technologien mit hohen Investitions- und niedrigen Betriebskosten aus. Da der kalkulatorische Zinssatz bei IKARUS 5 % beträgt und bei ELIAS in der Referenzvariante 10 %, war für die IKARUS-Modellierung der stärkere Zubau von Braunkohlekraftwerken zu erwarten. Ein weiterer Faktor für den höheren Zubau könnte der Unterschied in der CO₂-Bepreisung sein. Das gegenwärtige Emissionshandelssystem, das in ELIAS abgebildet wird, setzt zwar nur einen sehr geringen Anreiz für Investitionen in emissionsarme Neuanlagen, da neue Steinkohle- und Erdgasanlagen 14 Jahre lang ihren jeweiligen Bedarf kostenlos zugeteilt bekommen und von der Anwendung des Erfüllungsfaktors befreit sind. Braunkohlekraftwerke erhalten die gleiche Zuteilung wie Steinkohlekraftwerke und müssen wegen ihren höheren Emissionen eine gewisse Menge Zertifikate zukaufen. Nach den 14 Jahren findet der Erfüllungsfaktor auch bei Neuanlagen Anwendung und sie müssen CO₂-Zertifikate zukaufen, diese Kosten gehen als kleiner Posten in die Investitionsentscheidung ein (allerdings bleibt Braunkohle im hier unterstellten Zuteilungsregime auch mit diesem geringen CO₂-Bepreisungsanteil ein sehr kostengünstiger Brennstoff). In IKARUS wird dagegen in den Berechnungsläufen mit einem CO₂-Preis von 0 €/EUA eine Situation ohne Emissionshandel abgebildet.

Die Zuwachsrate der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in ELIAS ist wesentlich höher als in IKARUS. Eine der möglichen Erklärungen ist hierbei, dass in ELIAS gesellschaftliche Transfers wie das KWKG oder Entgelte für vermiedene Netznutzung abgebildet werden, während dies der Modellphilosophie von IKARUS widerspricht. Zudem konkurriert im IKARUS-Modell die in KWK-Anlagen erzeugte Fernwärme, deren Infrastruktur ebenfalls in aggregierter Form abgebildet ist, direkt mit dezentralen Wärmeerzeugungstechnologien in den Endverbrauchssektoren, während in ELIAS angenommen wird, dass die in KWK-Anlagen erzeugte Wärme auch abgesetzt werden kann. Außerdem ist zu beachten, dass die zentral erzeugte Fernwärme vom modellierten CO₂-Preis betroffen ist, während die Wärmeerzeugung in den Endverbrauchssektoren in der Regel nicht im Emissionshandel enthalten ist und damit entsprechend nicht pönalisiert wird.

Ein Vergleich der Brennstoffpreis-Hochpreisszenarien der beiden Modelle (siehe Abbildung 5-17) zeigt, dass bei hohen Brennstoffpreisen die Erdgasverstromung abnimmt. In IKARUS zeigt sich dies auch durch die geringe Auslastung der Erdgaskraftwerke besonders gegen Ende des modellierten Zeitraumes (8 % in 2030). Da in ELIAS davon ausgegangen wird, dass der Kraftwerksbestand mit konstanter Auslastung betrieben wird, reagiert die Stromerzeugung weniger sensibel. Der Neubau insbesondere von Erdgas-Kondensationskraftwerken, aber auch von Erdgas-KWK-Anlagen (obwohl diese bei hohen Brennstoffpreisen auch von einer höheren Wärmegutschrift profitieren) liegt jedoch deutlich unter dem projizierten Zubau bei Referenzpreisen. Dass die Stromerzeugung in KWK-Anlagen bei ELIAS im Jahr 2030 sogar um 10 % höher liegt, ist in der größeren Attraktivität der Steinkohle-KWK-Anlagen begründet, rund ein Drittel der Stromerzeugung in neuen KWK-Anlagen erfolgt mit Steinkohle. In IKARUS bleibt hingegen die Stromerzeugung in KWK-Anlagen weitgehend konstant und unterscheidet sich nur geringfügig von der Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Referenzpreisszenario.

Abbildung 5-17 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis von 0 €/EUA)



Quelle: IKARUS, ELIAS, Darstellung Öko-Institut

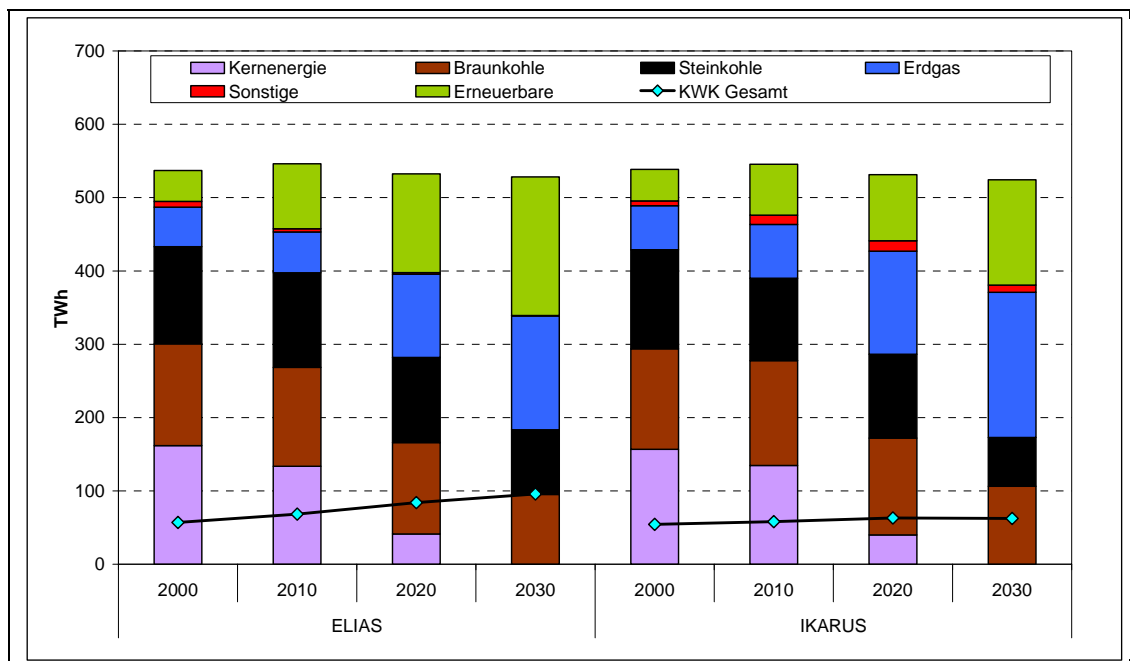
Bei ELIAS erreicht die Braunkohleverstromung im Jahr 2020 einen Höchststand, ein Drittel des Stroms wird mit Braunkohle produziert. Bis 2030 fällt der Anteil wieder, da zunehmend Strom mit Erneuerbaren Energien und in KWK-Anlagen erzeugt wird. Auch in IKARUS steigt im Hochpreisszenario der Anteil der Braunkohleverstromung von einem Viertel der Gesamterzeugung im Jahr 2000 auf ein Drittel in den Jahren 2020 und 2030. Ebenso steigt der Anteil der Steinkohleverstromung in IKARUS auf ein knappes Drittel der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2030.

Die hohen Brennstoffpreise begünstigen bei IKARUS den Ausbau der Erneuerbaren Energien, sie können ihre Stromerzeugung mehr als verdoppeln. Insbesondere die Stromerzeugung aus Wind nimmt außerordentlich zu, und stellt im Jahr 2030 15 % der Stromerzeugung (86 TWh, verglichen mit 29 TWh im Referenzpreisszenario), insgesamt erreichen die Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 einen Anteil von 29 %. Dennoch erreichen die Erneuerbaren Energien in IKARUS nicht den hohen Anteil von 36 % der Stromerzeugung, welcher in ELIAS für das Jahr 2030 vorgegeben wurde.

5.7.3 Brennstoffpreis-Referenzszenario bzw. -Hochpreisszenario mit voller CO₂-Bepreisung (Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20 €)

Unter Maßgabe einer vollen Bepreisung des CO₂-Gehaltes der Brennstoffe büßt die Kohleverstromung im Brennstoffpreis-Referenzszenario erheblich an Attraktivität ein. Der Anteil der Braunkohleverstromung an der Stromversorgung sinkt trotz der geringen Brennstoffkosten in beiden Modellen auf rund 20 % der Stromerzeugung im Jahr 2030 (siehe Abbildung 5-18). In IKARUS ist der Unterschied im Vergleich zum Referenzpreisszenario ohne CO₂-Bepreisung weit höher als bei ELIAS. In ELIAS wird davon ausgegangen, dass der bestehende Kraftwerkspark mit unveränderter Auslastung betrieben wird, deswegen reagiert das Modell langsamer auf Änderungen der politischen Rahmenbedingungen (ca. zwei Drittel des 2030 erzeugten Braunkohlestroms stammen aus Kraftwerken, welche bereits heute in Betrieb sind). Ebenso sinkt die Steinkohleverstromung in beiden Modellen, in IKARUS wiederum noch stärker als in ELIAS, von 25 % im Jahr 2000 auf 13 % (IKARUS) bzw. 17 % (ELIAS) im Jahr 2030.

Abbildung 5-18 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise (Emissionshandel: Auktionierung (ELIAS) bzw. CO₂-Preis von 20 €/EUA (IKARUS))



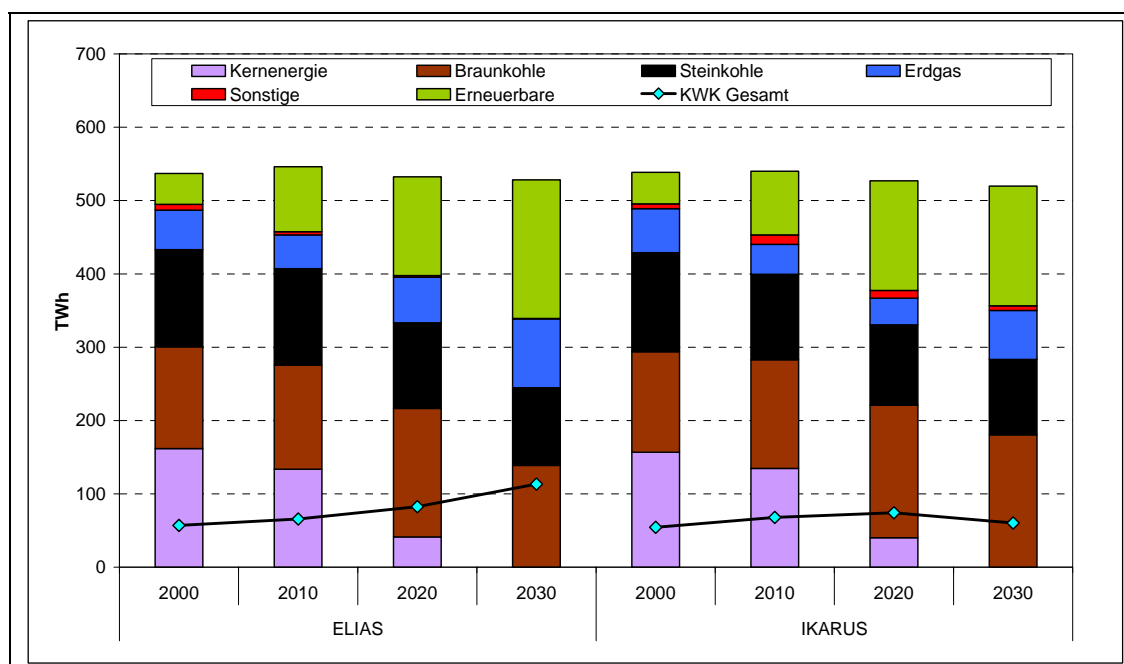
Quelle: IKARUS, ELIAS, Darstellung Öko-Institut

Die Stromerzeugungslücke im Grundlastbereich durch den geringeren Anteil der Kohlekraftwerke wird über den Zubau von Erdgaskraftwerken in beiden Modellen und die weit höhere Auslastung der Erdgaskraftwerke in IKARUS gefüllt (die Auslastung der öffentlichen Erdgaskraftwerke steigt auf das Dreifache (53 %) im Jahr 2030 verglichen mit 2000).

Im IKARUS-Modell profitieren von der CO₂-Bepreisung auch die erneuerbaren Energien. Im Gegensatz zum Szenario mit Referenzpreisen und einem CO₂-Preis von 0 €/EUA, bei dem die Erneuerbaren sich ab dem Jahr 2010 bei einer Stromproduktion von rund 70 TWh stabilisieren, erfolgt im Szenario mit CO₂-Bepreisung zwischen 2020 und 2030 ein weiterer Wachstumsschub. Im Jahr 2030 produzieren die Erneuerbaren Energien 144 TWh Strom (davon produzieren 89 TWh Windkraftanlagen der öffentlichen Versorgung). Da in den Referenzläufen von ELIAS der Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung fest vorgegeben ist, bleibt dieser naturgemäß konstant unabhängig von der Ausgestaltung des Emissionshandels.

Der Kostenvorteil der Erdgasverstromung bei voller CO₂-Bepreisung reduziert sich jedoch bei hohen Brennstoffpreisen (siehe Abbildung 5-19).

Abbildung 5-19 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise (Emissionshandel: Auktionierung (ELIAS) bzw. CO₂-Preis von 20 €/EUA (IKARUS))



Quelle: IKARUS, ELIAS, Darstellung Öko-Institut

Die Stromerzeugung aus Erdgas liegt in den IKARUS-Modellrechnungen im Jahr 2030 nur noch bei einem Drittel der Stromerzeugung in der Referenzpreisvariante mit CO₂-Bepreisung (67 TWh verglichen mit 198 TWh), bei ELIAS erreicht sie immerhin noch knapp zwei Drittel der Erzeugung bei Referenzpreisen (94 TWh verglichen mit 156 TWh). Wird jedoch bei ELIAS nur die Stromerzeugung mit Erdgaskraftwerken ohne Wärmeauskopplung betrachtet, ergibt sich das gleiche Bild wie bei IKARUS; die Erzeugung sinkt auf ein Drittel. Die Stromerzeugung in Erdgas-KWK-Anlagen bleibt dank Wärmegutschrift in ELIAS von der Brennstoffpreiserhöhung weitgehend unberührt. Die Stromerzeugung in Steinkohle-KWK-Anlagen nimmt in ELIAS erheblich zu, dementsprechend steigt der KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung auf 21 %.

Auch bei IKARUS steigt die Stromerzeugung in KWK-Anlagen leicht und erreicht mit 74 TWh im Jahr 2020 seinen höchsten Stand, dies entspricht 14 % der Stromerzeugung im entsprechenden Jahr.

Trotz ihrer Emissionsintensität nimmt die Stromerzeugung mit Braunkohle wieder stark zu und erreicht bei beiden Modellen fast das Niveau der Hochpreisszenarien ohne CO₂-Bepreisung. Offensichtlich kann ein CO₂-Preis von 20 €/EUA nicht den Preisvorteil von Braunkohle verglichen mit den anderen Brennstoffen in der Hochpreisvariante kompensieren. Dagegen wird in IKARUS bei der Annahme hoher Brennstoffpreise deutlich weniger Steinkohle verstromt als ohne CO₂-Bepreisung (103 TWh verglichen mit 169 TWh), die Lücke wird durch eine höhere Stromproduktion mit Erdgas und Erneuerbaren gefüllt.

Von allen vier verglichenen Varianten ist die Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien in IKARUS bei der Annahme hoher Brennstoffpreise und voller CO₂-Bepreisung am höchsten ist, sie erreicht im Jahr 2030 163 TWh. Damit liegt die Erzeugung zwar noch unter dem vorgegebenen Wert für das Jahr 2030 in ELIAS (189 TWh), dagegen übersteigt die projizierte Stromerzeugung im Jahr 2020 in IKARUS (150 TWh) die in ELIAS (135 TWh).

Bei IKARUS haben die hohen Brennstoffpreise in Kombination mit den CO₂-Preisen von 20 € eine minimal dämpfende Wirkung auf die Stromnachfrage, die Erzeugung im Jahr 2030 liegt 10 TWh niedriger als bei der Referenzpreisentwicklung ohne CO₂-Bepreisung (520 statt 530 TWh). Bei ELIAS wird angenommen, dass die Stromnachfrage unelastisch ist. Da die Unterschiede jedoch so gering sind, fällt dies bei einem Vergleich kaum ins Gewicht.

5.8 Sensitivitätsanalysen

5.8.1 Vorbemerkungen

Beim Vergleich der Modellergebnisse aus ELIAS und IKARUS wurden einige stabile Trends, jedoch auch eine Reihe von Unterschieden identifiziert.

In den nachfolgenden Sensitivitätsanalysen soll daher versucht werden, den Einfluss zentraler Stellgrößen für die Modellierung näher zu analysieren. Daher wurden mit dem ELIAS-Modell für eine Reihe von Parametern Variantenrechnungen vorgenommen, die entsprechende Hinweise liefern können:

- erstens betrifft dies die in Ansatz gebrachten kalkulatorischen Zinssätze (Verzinsungsansprüche);
- zweitens betrifft dies die modellexogen definierten Vorgaben für den Beitrag erneuerbarer Energien zum Stromaufkommen;
- drittens betrifft dies die unterschiedlichen Parameterannahmen für eine Reihe zentraler Kostenannahmen.

Die folgenden Abschnitte vermitteln einen Eindruck über den Einfluss der wichtigsten Parametrisierungsvarianten.

5.8.2 Sensitivitätsanalyse: Kalkulatorischer Zinssatz

Ein zentraler Unterschied zwischen der Modellierung des Stromsektors nach dem gesamtwirtschaftlich orientierten Optimierungsansatz und der Analyse über einzelwirtschaftliche Investitionskalküle liegt in den angesetzten Verzinsungsansprüchen. Während für die gesamtwirtschaftliche Analyse gesellschaftliche Transfers wie Gewinne, Steuern, Subventionen etc. (weitgehend) ausgeklammert werden, spielen derartige Faktoren für das betriebswirtschaftliche Kalkül eine zentrale Rolle.

Daher wurde in einer Reihe von Sensitivitätsanalysen untersucht, welche Rolle die angesetzten Verzinsungsansprüche für die Modellergebnisse spielen. Neben dem Standard-Zinssatz für die ELIAS-Modellierungen (10 %) wurden daher Rechenläufe mit sonst identischem Datenkranz auch für den im IKARUS-Modell verwendeten Zinssatz von 5 % durchgeführt.⁴⁶

Tabelle 5-20 zeigt den Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten bei einem Verzinsungsanspruch von 5%. Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21 zeigen den entsprechenden Zubau einzelner Technologien im Jahr 2010 für einen Verzinsungsanspruch von 10% bzw. 5%.

Kapitalintensive Technologien ziehen aus niedrigeren Verzinsungsansprüchen kompetitive Vorteile, insbesondere da geringere Zinskosten anfallen (vergleiche Tabelle 5-16 und Tabelle 5-20). Darüber hinaus fallen bei Kraftwerken mit hohen Betriebskosten (insbesondere Brennstoffkosten) diese Kosten bei einer niedrigeren Verzinsung stärker ins Gewicht (verminderter Abzinsungseffekt bei niedrigeren Diskontfaktoren). Der Vergleich der Kostenkomponenten zeigt jedoch, dass der Zinseffekt dominierend ist. Entsprechend steigen die Anteile der Braun- und Steinkohlenverstromung aufgrund ihrer Kapitalintensität im Vergleich zur Stromerzeugung aus Erdgas (die erneuerbaren Energie sowie die Kernenergie bleiben konventionsgemäß unverändert). Dies wird aus Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21 für das Jahr 2010 ersichtlich: Die kapitalintensiven Stein- und Braunkohle-Kondensationskraftwerke sowie das Erdgas-BHKW profitieren von der niedrigen Verzinsung, während die vergleichsweise kapitalextensiveren GuD-KWK-Anlagen an Zubau verlieren. Zwar kann das Steinkohle-KWK-Kraftwerk seine Zinskosten ebenfalls beträchtlich senken. Die resultierenden finanzmathematischen Durchschnittskosten bleiben jedoch zu hoch, so dass kein Zubau erfolgt.

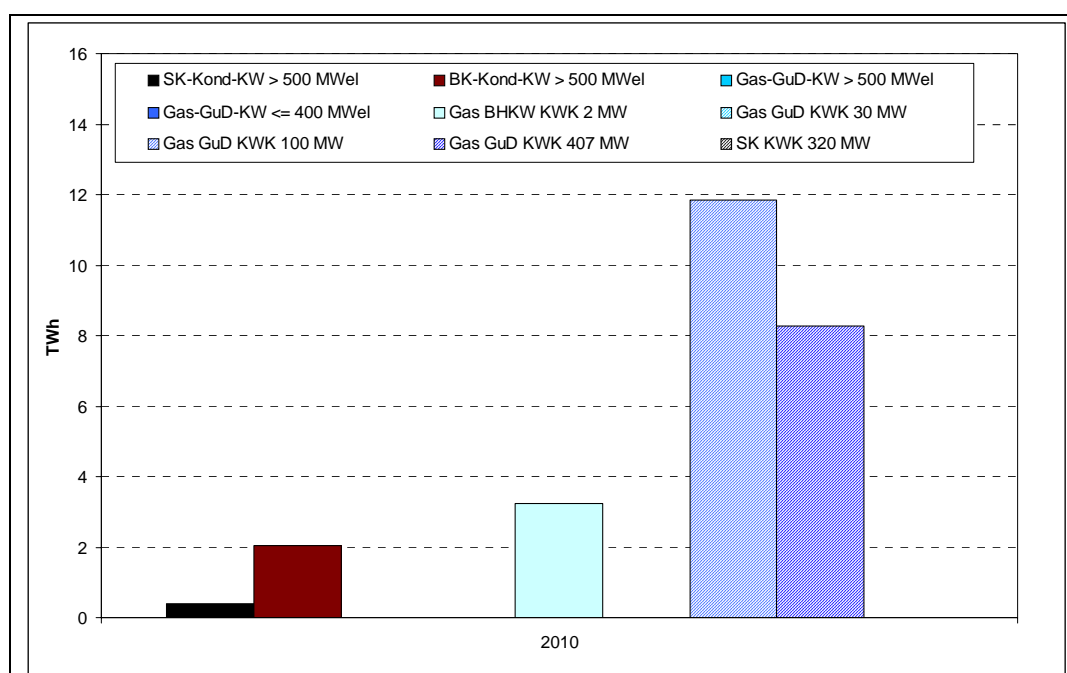
⁴⁶ Die detaillierten Berechnungsergebnisse sind im Anhang F zusammengestellt.

Tabelle 5-20 Beitrag einzelner Kostenkomponenten zu den finanzmathematischen Durchschnittskosten im Brennstoffpreis-Referenzszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 5% Verzinsung

	Kondensationskraftwerke				KWK-Anlagen				
	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas GuD 800 MW	Gas GuD 400 MW	Gas BHKW	Gas GuD 30 MW	Gas GuD 100 MW	Gas GuD 407 MW	Stein- kohle
	- €/MWh -								
Technikkosten	40,1	30,1	44,7	45,6	100,1	87,2	72,6	69,9	91,3
Tilgung	5,8	6,1	4,9	5,3	13,3	12,8	8,9	7,5	21,3
Zinskosten	5,5	5,8	2,9	3,2	5,9	5,7	4,0	3,4	9,5
Personalkosten	1,1	1,0	0,6	0,7	6,7	2,3	2,7	1,1	7,4
Instandhaltungskosten	4,0	5,2	1,9	1,9	14,0	8,3	5,8	4,9	13,9
Versicherung	0,9	0,9	0,5	0,5	4,0	3,8	2,7	2,3	6,4
Variable Betriebskosten	2,0	2,3	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Abrisskosten	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4
Brennstoffkosten	20,8	8,6	33,3	33,3	53,3	51,6	45,9	48,1	30,2
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	1,0	5,8	0,0	0,0	0,0	-0,4	-1,7	-1,2	4,0
Emissionshandel	1,0	5,8	0,0	0,0	0,0	-0,4	-1,7	-1,2	4,0
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	-55,6	-38,2	-32,6	-31,3	-47,4
Wärmeentschärfung	0,0	0,0	0,0	0,0	-48,8	-31,9	-26,3	-25,1	-41,2
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,8	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
KWK-Bonus (Emissionshandel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	41,1	35,9	44,7	45,6	44,4	48,6	38,3	37,3	47,9

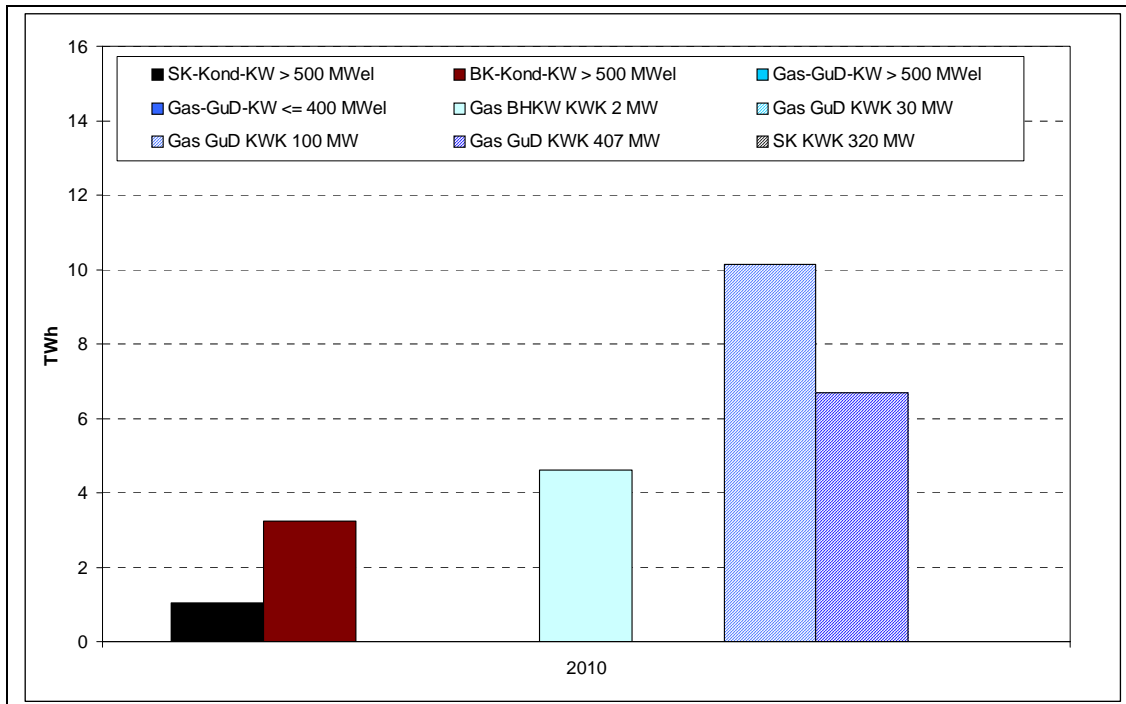
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-20 Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario im Jahr 2010 (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 10% Verzinsung



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-21 Zubau einzelner Technologien im Referenzpreisszenario im Jahr 2010
(Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 5% Verzinsung

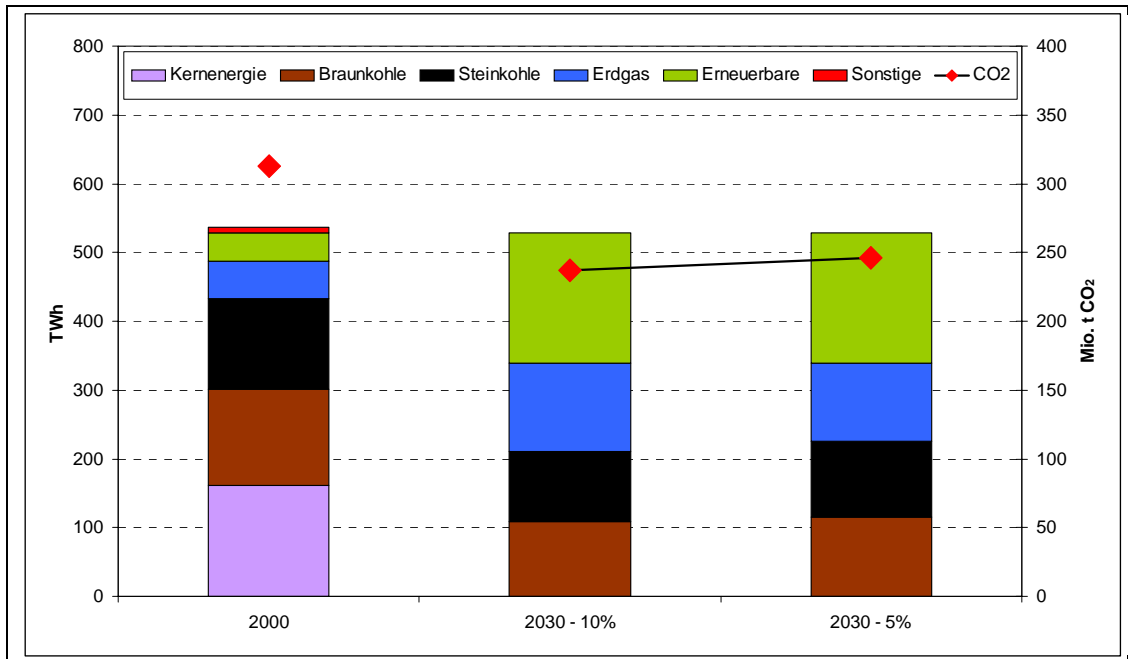


Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die Entwicklung der Technologien innerhalb des gesamten Szenarienhorizonts ist maßgeblich von weiteren Parametereinstellungen abhängig. Für das Referenzpreisszenario und bei Betrachtung der Brennstoffbenchmarks führen diese Effekte insgesamt zu steigenden CO₂-Emissionen. So liegen im Referenzpreisszenario die Emissionen im Jahr 2030 bei einem Zinssatz von 5% um knapp 9 Mio. t CO₂ über dem für einen Zinssatz von 10% errechneten Niveau (Abbildung 5-22).

Der Wirkungsmechanismus der Verzinsung für das Hochpreisszenario beziehungsweise bei Betrachtung der Auktionierung ist prinzipiell identisch. Ob eine Veränderung des Verzinsungsanspruches jedoch zu insgesamt steigenden oder sinkenden CO₂-Emissionen durch veränderten Zubau einzelner Technologien führt, hängt neben der Verzinsung von weiteren zentralen Parameterannahmen wie Brennstoffpreisverlauf oder Zubaubaubeschränkungen ab.

Abbildung 5-22 *Nettostromerzeugung im Brennstoffpreis-Referenzszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), verschiedene Verzinsungsansprüche, 2030*



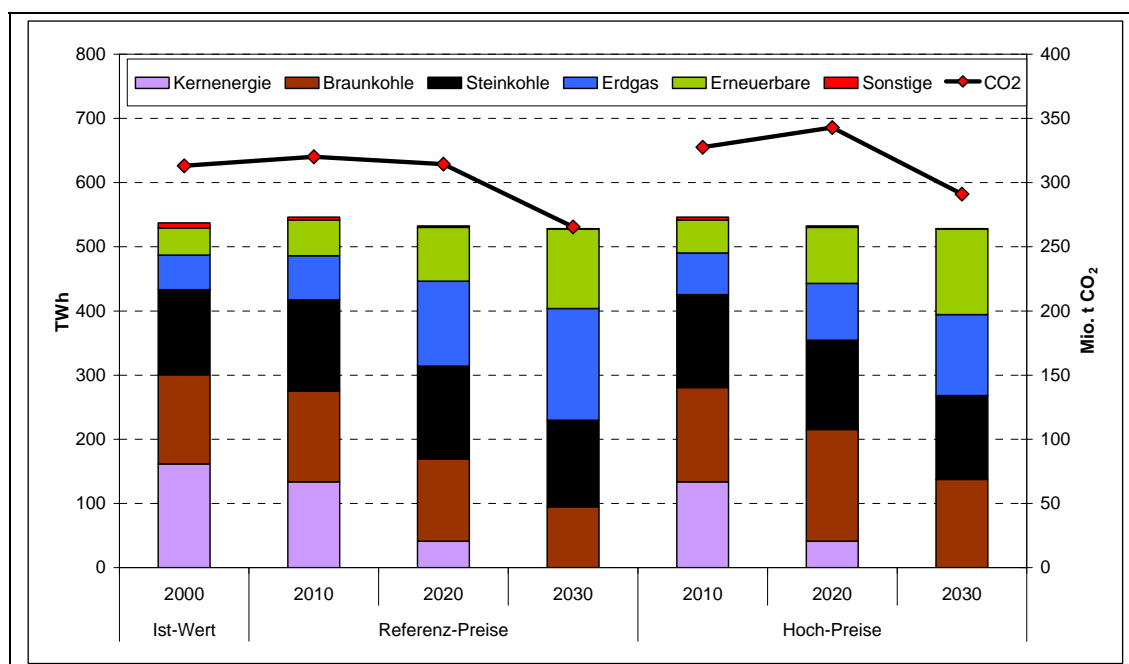
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.8.3 Sensitivitätsanalyse: Erneuerbare Stromerzeugung

In den Grundvarianten der Szenarienanalysen wird die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dem Modell exogen vorgegeben. Hintergrund dieser Annahme ist die Hypothese, dass die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien fest vorgegeben werden und das System von Garantiepreisen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien stets entsprechend nachgesteuert wird.

In einer weiteren Gruppe von Sensitivitätsanalysen wurde versucht, das Einspeisemodell des EEG für die heutigen Vergütungssätze nachzubilden und auch die Entwicklung der erneuerbaren Energien dem Optimierungsansatz des ELIAS-Modells zu unterwerfen. Modelltechnisch wurde das System von Einspeisvergütungen so nachgebildet, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem Bonus honoriert wird, der sich als Differenz der derzeitigen Vergütungssätze (mit den heute gültigen Degressionsätzen) und der prognostizierten Strompreisentwicklung (für Base-Lieferungen) ergibt. Dieser Ansatz stellt natürlich nur eine stark vereinfachende Näherungsmethode dar, die sich weniger prognostischen Ansprüchen stellt und eher prinzipielle Zusammenhänge zeigen soll. Hintergrund des beschriebenen Modellansatzes ist, dass die verschiedenen Technologien von Veränderungen der Strompreisniveaus in ähnlicher Weise profitieren, so dass sich jenseits der grundsätzlichen wirtschaftlichen Darstellbarkeit von Investitionen in fossile oder regenerative Stromerzeugungsprojekte interessante Interaktionen hinsichtlich der wirtschaftlichen Attraktivität solcher Investitionen ergeben können.

Abbildung 5-23 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen im Referenzpreis- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks) bei wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030*

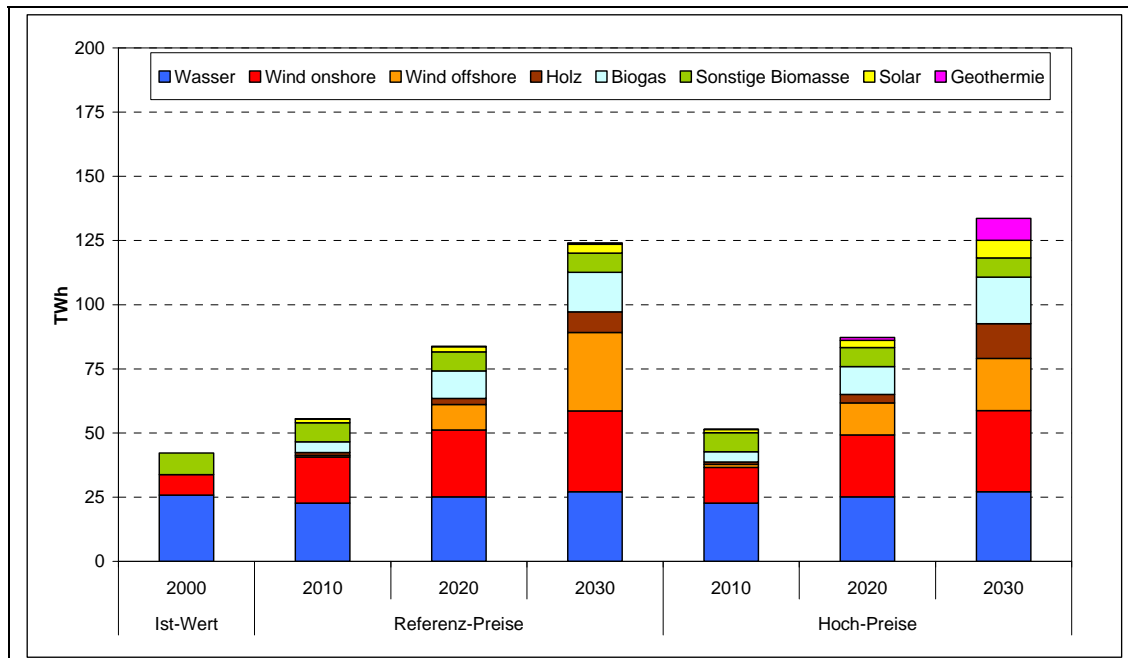


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-23 vermittelt einen ersten Eindruck der Ergebnisse im Fall der Ausgestaltung des Emissionshandels nach brennstoffdifferenzierten Benchmarks. Zunächst wird deutlich, dass bis zum Jahr 2030 das für den modellexogen definierten Ausbau der erneuerbaren Energien in Ansatz gebrachte Stromerzeugungsniveau aus erneuerbaren Energien nicht erreicht wird. Statt einer Stromerzeugung von knapp 190 TWh aus erneuerbaren Energien werden nur Erzeugungsniveaus von 124 TWh (Referenzpreisszenario) bzw. 133 TWh (Hochpreisszenario) erreicht. Bei sonst weitgehend unveränderten Mustern für die Entwicklung der fossil gestützten Stromerzeugung ergeben sich für die CO₂-Emissionen Verläufe, die nur teilweise dem für den Fall eines exogen definierten Ausbaus beobachteten Muster folgen. Im Referenzpreisszenario steigen die Emissionen zunächst leicht an und sinken nach einer Stabilisierungsphase ab 2020 deutlich auf ein Niveau von 15 % unter dem Vergleichswert für das Jahr 2000. Im Hochpreisszenario ist zunächst ein starker Anstieg der Emissionen aus der Stromerzeugung zu beobachten, der im Jahr 2020 mit einem Wert von 10 % über dem Ausgangsniveau von 2000 seine Spitze erreicht und dann bis 2030 auf ein Niveau absinkt, das etwa 7 % unter dem Ausgangswert von 2000 liegt.

Eine nähere Analyse für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen im Bereich der erneuerbaren Energien führt zu einem sehr differenzierten Bild (Abbildung 5-24). Zunächst wird deutlich, dass für die solare und die geothermische Stromerzeugung mit den derzeit angelegten Einspeisevergütungen nennenswerte Anteile an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 nicht erschlossen werden können und das auch in den hier betrachteten Szenarienvarianten beobachtete starke Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen von der Windenergie und der Biomasse getragen wird.

Abbildung 5-24 *Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreis- und -Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks) bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030*

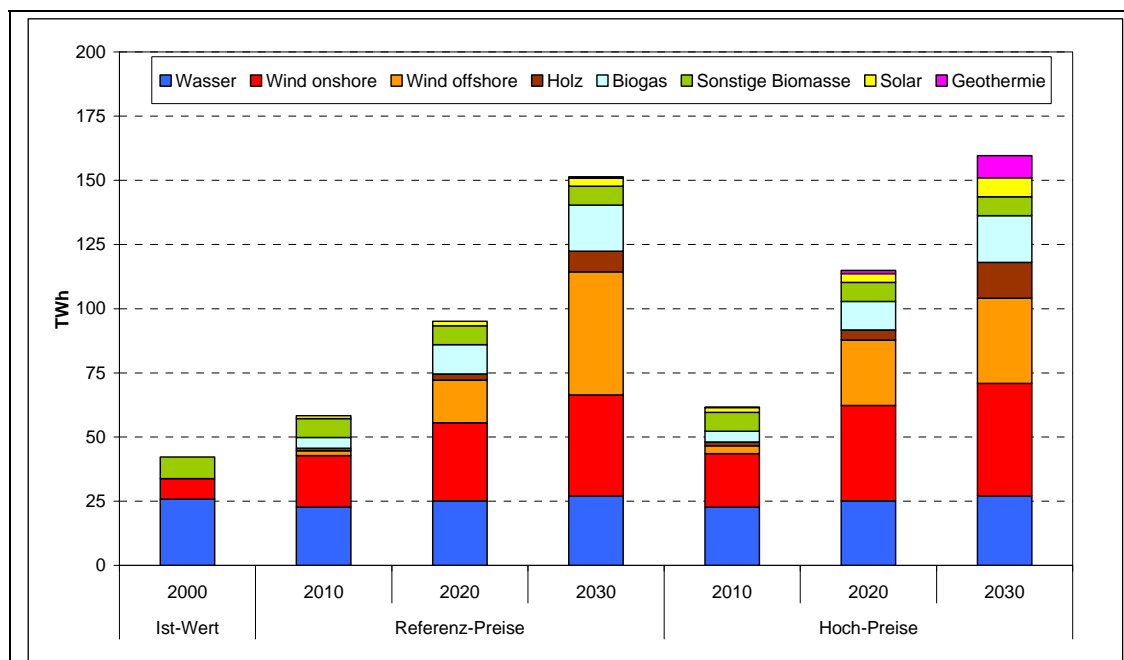


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Gerade für die Stromerzeugung mit Photovoltaik-Anlagen zeigt sich, dass die relativ stark sinkenden Einspeisevergütungen in diesem Bereich durch die Kostendegression nicht aufgefangen werden. Für die Offshore-Windstromerzeugung erweist sich das Zusammenspiel aus stark degressiven Einspeisevergütungen und stark steigenden Energie- und Strompreisen als problematisch. Mit steigenden Strompreisen verbessert sich zwar die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Offshore-Windkraftanlagen. Da sich diese Verbesserung der Wirtschaftlichkeit jedoch auch auf alle konkurrierenden Investitionsoptionen bezieht, ergibt sich aus den stark sinkenden Einspeisevergütungen im Bereich der Offshore-Windkraft und den weiterhin vergleichsweise hohen Investitionskosten eine Verschlechterung ihrer wirtschaftlichen Attraktivität.

Paradoxerweise ergibt sich, dass je marktferner die regenerativen Stromerzeugungstechnologien sind und je höher die Einspeisevergütungen sind bzw. bleiben, um so attraktiver bleiben diese Investitionen für den Fall steigender Energie- und Strompreise, wenn sie investitionsseitig mit dem gleichen Kalkül wie für Stromerzeugungsanlagen auf fossiler Basis bewertet werden.

Abbildung 5-25 *Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreis- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung) bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien, 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Verbesserung der Wettbewerbssituation für die erneuerbaren Energien ergibt sich, wenn sich die konkurrierenden fossilen Stromerzeugungsoptionen durch die volle CO₂-Bepreisung verteuern. Da sich durch die Auktionierung der CO₂-Zertifikate *keine* Veränderungen bei den Strompreisen in den jeweiligen Preisszenarien ergeben (die Strompreiseffekte ergeben sich über die Einpreisung von Real- und Opportunitätskosten für die CO₂-Emissionsberechtigungen unabhängig davon, ob eine kostenlose Zuteilung erfolgt oder nicht), steigt der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Auktionierungsfall signifikant an.

Der Zuwachs ergibt sich hier vor allem im Bereich der Windstromerzeugung, die im Jahr 2030 Niveaus von 62 TWh (Referenzpreisszenario) bzw. 52 TWh (Hochpreisszenario) erreicht (siehe Anhang F.3). Auch hier entsteht durch die starke Degression der Einspeisevergütung für die Offshore-Windstromerzeugung und die stark steigenden Strompreise (die für alle regenerativen Technologien zu Vorteilen führen) eine schwierigere Wettbewerbssituation für die Offshore-Windkraft.

Auch in dieser Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass bei den unterstellten Kostendegressionen und den derzeit festgelegten Pfaden für die Einspeisevergütungen für die solare und die geothermische Stromerzeugung diese Technologien keinen wesentlichen Anteil am gesamten Stromaufkommen in Deutschland erzielen werden (dies gilt zumindest für den Fall, wenn Investoren diese Stromerzeugungstechnologien – wie hier im ELIAS-Modell unterstellt – mit exakt dem gleichen Investitionskalkül bewerten wie die konkurrierenden Stromerzeugungsoptionen).

5.8.4 Sensitivitätsanalyse: IKARUS-Technologieparameter

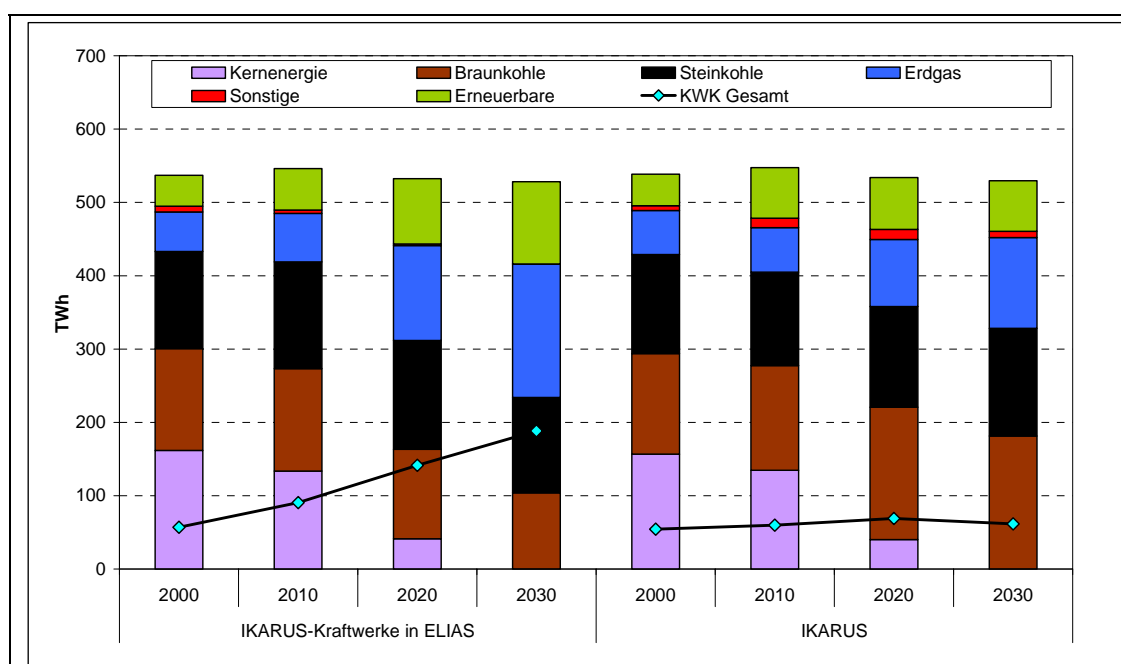
Die betrachteten Modelle ELIAS und IKARUS arbeiten mit unterschiedlichen Annahmen bezüglich der verschiedenen Kraftwerke, so unterscheiden sich beispielsweise die Investitionskosten oder die Abschreibungsdauern bei einem Teil der Kraftwerke. Um den Einfluss der unterschiedlichen Annahmen auf die Modellergebnisse zu testen, wurden für einen Teil der Rechnungsläufe die Parameter der IKARUS-Kraftwerke in ELIAS eingepflegt. Kapitel 5.3.2 bietet einen Überblick über die verschiedenen Kostenparameter, die verwendet wurden.

Im Folgenden werden vier Szenarien verglichen, jeweils die Berechnungsergebnisse der IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und die entsprechenden Originaldaten. Es werden die die Brennstoffpreise (Referenz- und Hochpreise) sowie das Emissionshandelssystem (Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis von 0 €/EUA und Auktionierung bzw. CO₂-Preis von 20 €/EUA) variiert. Der kalkulatorische Zinssatz beträgt bei allen Rechnungsläufen 5 %. Die erneuerbaren Energien werden nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül zugebaut.

Eine Gemeinsamkeit aller vier Szenarien (siehe Abbildung 5-26 bis Abbildung 5-29) ist der wesentlich stärkere Zubau von KWK-Anlagen in ELIAS mit IKARUS-Kraftwerken verglichen mit den IKARUS-Originaldaten. Bei einem Teil der Kostenparameter wurden die ELIAS-Daten beibehalten, da durch die unterschiedliche Modellphilosophie die entsprechenden Daten nicht IKARUS entnommen werden konnten. Dies ist bei den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie dem Emissionshandel, der Wärmeentscheidung für KWK-Anlagen, der vermiedenen Netznutzung und der KWKG-Vergütung der Fall. Diese Rahmenbedingungen haben insbesondere für die finanzmathematischen Durchschnittskosten von KWK-Anlagen eine erhebliche kostendämpfende Wirkung, selbst bei hohen Brennstoffkosten. Dies erklärt ebenso für die Szenarien mit hohen Brennstoffkosten den höheren Anteil der Stromerzeugung in Gaskraftwerken mit IKARUS-Parametern in ELIAS als in den ursprünglichen IKARUS-Rechnungsläufen.

Die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken ist in den IKARUS-Rechnungsläufen in allen Szenarien und für alle Stichjahre höher als bei den entsprechenden ELIAS-Rechnungsläufen mit IKARUS-Kraftwerken. Da für den Zubau in ELIAS entscheidend ist, wie groß der Unterschied der finanzmathematischen Durchschnittskosten der verschiedenen Technologien zueinander ist, kann dies ebenso durch die geringer veranschlagten Kosten der KWK-Anlagen verursacht werden.

Abbildung 5-26 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis von 0€/EUA)

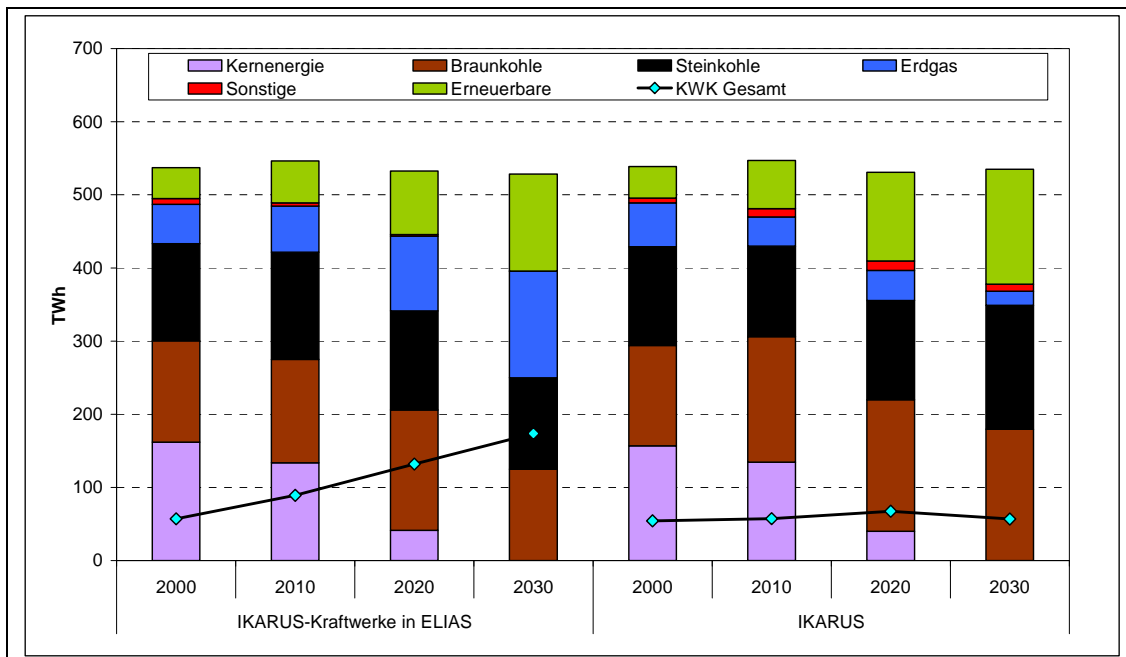


Quellen: Berechnungen Öko-Institut und STE Jülich

Unter der Annahme von Referenz-Brennstoffpreisen und der Fortführung des Emissionshandels in seiner jetzigen Form erfolgt in ELIAS eine wesentliche Ausweitung der Stromerzeugung mit Erdgas (siehe Abbildung 5-26). Im Jahr 2030 stellt wird ein Drittel des Stroms mit Erdgas produziert (182 TWh), fast drei Viertel dieser Stromerzeugung erfolgt in KWK-Anlagen (133 TWh). Die Erneuerbaren legen ebenfalls kontinuierlich zu und tragen im Jahr 2030 mit einem Fünftel zur Stromerzeugung bei (112 TWh).

Der Anteil der Steinkohlestromerzeugung bleibt überwiegend konstant bei rund einem Viertel der gesamten Stromerzeugung. Durch die lange Lebensdauer der Kohlekraftwerke erfolgt noch im Jahr 2030 der Hauptteil der Steinkohleverstromung in Anlagen, welche bereits im Jahr 2000 in Betrieb waren (86 von 130 TWh). Der Anteil der Braunkohleverstromung geht leicht zurück, die Braunkohle-Stromerzeugung sinkt von 139 TWh auf 104 TWh.

Abbildung 5-27 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis von 0€/EUA)



Quellen: Berechnungen Öko-Institut und STE Jülich

Im Szenario mit Brennstoffbenchmarks und hohen Brennstoffpreisen wird im Vergleich zu den Referenzpreisen die Braunkohleverstromung und die Erzeugung mit Erneuerbaren ausgebaut (+21 bzw. +20 TWh im Jahr 2030). Dagegen sinkt die Stromerzeugung mit Erdgas (-36 TWh) und mit Steinkohle (-5 TWh). Da Braunkohle und die erneuerbaren Energien im Gegensatz zu Steinkohle und Erdgas nicht von der Preissteigerung der Brennstoffe betroffen sind, haben sie einen komparativen Kostenvorteil. Der Anteil der KWK-Stromerzeugung kann sich bei knapp einem Drittel halten (174 TWh), da die KWK-Anlagen im Hochpreisszenario ebenso von einer höheren Wärmegutschrift profitieren.

Tabelle 5-21 CO₂-Emissionen der ELIAS-Berechnungen mit IKARUS-Kraftwerken

IKARUS-Kraftwerke in ELIAS	2000	2010	2020	2030
	[Mt CO ₂]			
Referenzpreise, Brennstoffbenchmarks	313,1	317,7	302,6	258,1
Hochpreis, Brennstoffbenchmarks	313,1	318,9	321,2	260,9
Referenzpreise, Auktionierung	313,1	309,7	291,8	232,7
Hochpreis, Auktionierung	313,1	315,5	308,8	243,7

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Bei den ELIAS-Berechnungen mit IKARUS-Kraftwerken und Brennstoffbenchmarks unterscheiden sich die Emissionen vor allem im Jahr 2020 (siehe Tabelle 5-21). Im Jahr 2010 ist der überwiegende Teil der Emissionen durch den bestehenden Kraftwerkspark verursacht, hier unterscheiden sich die Berechnungsergebnisse nur minimal. Im Jahr 2030 kann die erhöhte Braunkohleverstromung im Hochpreisszenario durch die größere

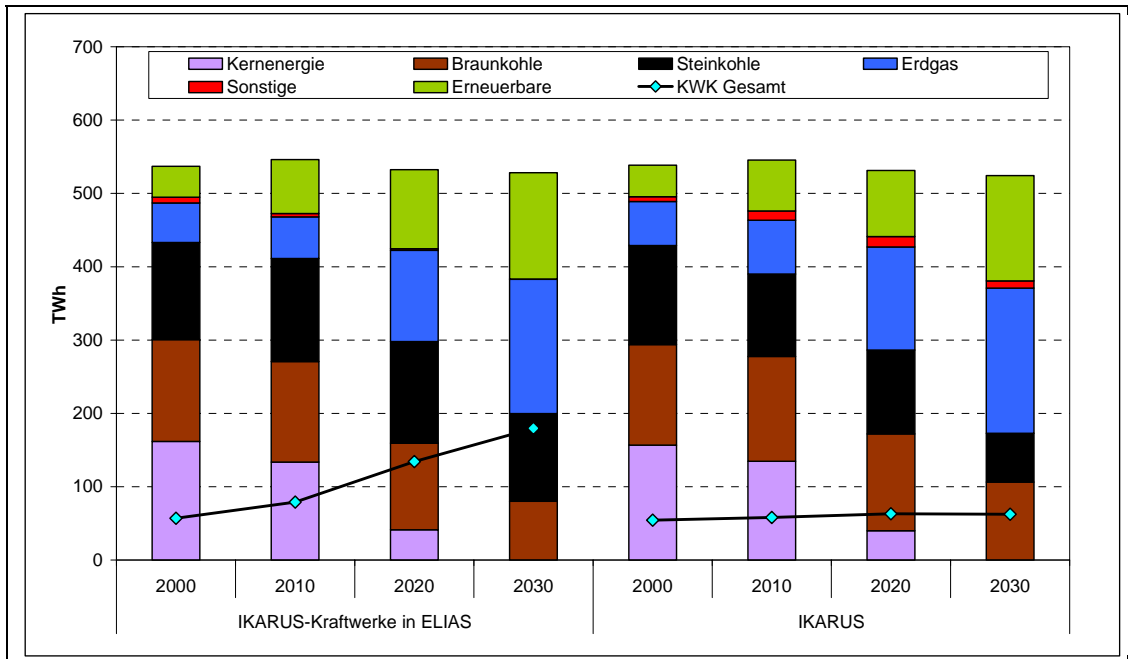
Rolle der Erneuerbaren kompensiert werden. Im Jahr 2020 dagegen sind die Erneuerbaren noch nicht weit genug ausgebaut, um den großen Anteil der Braunkohle (165 TWh) auszugleichen. Im Jahr 2030 liegt das Emissionsniveau für beide Preisszenarien bei rund 120 Mt CO₂, dies stellt im Vergleich zum Jahr 2000 eine Minderung von gut 50 Mt CO₂ dar. Ein wesentlicher Anteil an der Emissionsreduktion im Stromerzeugungssektor ist der externen CO₂-Minderung durch neue KWK geschuldet (-41 bzw. -45 Mt CO₂).

Im Falle der Auktionierung und Referenzbrennstoffpreisen sinkt der Anteil der CO₂-intensiven Braunkohleverstromung erheblich von 139 TWh im Jahr 2000 auf 80 TWh in 2030 (siehe Abbildung 5-28). Die Steinkohleverstromung sinkt ebenfalls leicht auf 120 TWh. Der Zubau von Steinkohle-KWK-Anlagen bleibt konstant, ebenso die Stromerzeugung mit Erdgas. Allerdings verschiebt sich der Zubau von erdgasbefeuerten Kraftwerken leicht zugunsten der Kondensationskraftwerke, da KWK-Anlagen durch die gleichzeitige Produktion von Wärme trotz des höheren Gesamtwirkungsgrades pro KWh erzeugten Strom höhere Emissionen als Kondensationskraftwerke haben. Die erneuerbaren Energien können ihren Anteil noch weiter als im Szenario mit hohen Brennstoffpreisen und Brennstoffbenchmarks steigern (145 TWh in 2030) und tragen so erheblich zu einer Senkung der Emissionen des Stromerzeugungssektors auf 233 Mt CO₂ bei.

Im Falle hoher Brennstoffpreise und einer vollen Berücksichtigung der CO₂-Intensität der Brennstoffe durch ein Emissionshandelssystem ohne kostenlose Zuteilung können die erneuerbaren Energien einen weiteren Zuwachs verzeichnen, sie tragen im Jahr 2030 mit 164 TWh zur Stromerzeugung bei (siehe Abbildung 5-29). Dennoch sind die Emissionen höher als im Falle der Referenzbrennstoffpreise (244 Mt CO₂ im Vergleich zu 233 Mt CO₂), da Braunkohlekraftwerke vermehrt ans Netz gehen und im Jahr 2030 114 TWh Strom erzeugen. Die Stromerzeugung mit Steinkohle sinkt leicht, wiederum ist vor allem die Kondensationsstromerzeugung betroffen. Am stärksten treffen die hohen Brennstoffpreise die erdgasbefeuerten Kraftwerke, sowohl die Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken wie in KWK-Anlagen liegt von allen vier betrachteten Szenarien am niedrigsten.

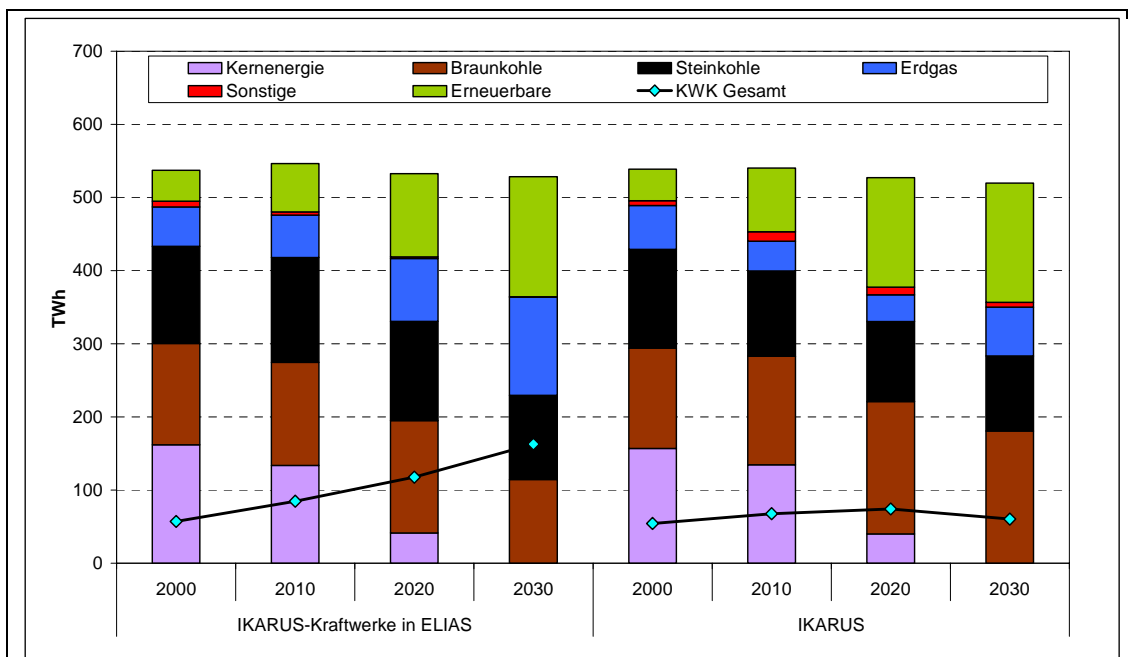
Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass ein wesentlicher Teil der Ergebnisunterschiede für die IKARUS- und die ELIAS-Modellrechnungen aus der unterschiedlichen Parametrisierung der Modelle erklärt werden kann. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass in einigen Bereichen – vor allem hinsichtlich der KWK – Unterschiede verbleiben, die vor allem aus den unterschiedlichen methodischen Ansätzen und weniger aus der Parametrisierung der Modelle resultieren müssen. Hier verbleibt weiterer Analysebedarf.

Abbildung 5-28 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung bzw. CO₂-Preis von 20€/EUA)



Quellen: Berechnungen Öko-Institut und STE Jülich

Abbildung 5-29 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung bzw. CO₂-Preis von 20€/EUA)



Quellen: Berechnungen Öko-Institut und STE Jülich

5.9 Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit einzelner Technologien

Zentrales Entscheidungskriterium für den Zubau in ELIAS sind die finanzmathematischen Durchschnittskosten, die verschiedene Kraftwerkstechnologien unter den Rahmenbedingungen der untersuchten Szenarien aufweisen.

Der Kostenvergleich der *Technologien untereinander* wurde bereits in den Abschnitten 5.5 und 5.6 vorgenommen. Mit dieser Analyse wurden Verschiebungen beim Zubau von Technologien innerhalb der Szenarien möglich.

In diesem Abschnitt soll nun ein Vergleich der Wettbewerbsfähigkeit *einzelner Technologien* in den untersuchten Grundvarianten durchgeführt werden.

Tabelle 5-22 stellt die finanzmathematischen Durchschnittskosten der in ELIAS betrachteten Kondensations- und KWK-Kraftwerke in den unterschiedlichen Grundvarianten dar⁴⁷.

Tabelle 5-22 Finanzmathematische Durchschnittskosten von Kondensations- und KWK-Anlagen in den vier untersuchten Grundvarianten sowie Änderungen gegenüber der Grundvariante I

Technologie	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Steinkohle (Kond)	46,9	48,2	49,8	67,2	72,6	75,5	61,9	63,1	64,8	82,2	87,6	90,4
Braunkohle (Kond)	42,8	42,1	42,5	42,8	42,1	42,5	57,8	57,1	57,4	57,8	57,1	57,4
Gas GuD 800 MW (Kond)	47,5	47,8	50,1	77,3	82,8	87,0	54,9	55,2	57,5	84,7	90,2	94,4
Gas GuD 400 MW (Kond)	48,7	49,0	51,3	78,5	84,0	88,2	56,1	56,4	58,7	85,9	91,4	95,6
Gas BHKW	50,7	53,8	54,4	54,6	59,0	60,0	62,7	65,8	66,4	66,6	71,1	72,0
Gas GuD 30 MW (KWK)	54,6	58,9	60,8	71,9	81,9	85,2	66,6	70,9	72,8	83,9	93,9	97,2
Gas GuD 100 MW (KWK)	42,3	46,6	48,4	59,5	69,4	72,7	54,3	58,6	60,4	71,5	81,4	84,7
Gas GuD 407 MW (KWK)	40,5	45,3	47,4	60,8	72,2	76,0	52,6	57,3	59,4	72,8	84,2	88,0
Steinkohle (KWK)	58,6	59,5	59,1	51,5	50,0	49,0	78,6	79,4	79,1	71,5	70,0	68,9
Steinkohle (Kond)				43%	51%	51%	32%	31%	30%	75%	82%	81%
Braunkohle (Kond)				0%	0%	0%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Gas GuD 800 MW (Kond)				63%	73%	74%	16%	15%	15%	78%	89%	89%
Gas GuD 400 MW (Kond)				61%	71%	72%	15%	15%	14%	76%	87%	86%
Gas BHKW				8%	10%	10%	24%	22%	22%	32%	32%	32%
Gas GuD 30 MW (KWK)				32%	39%	40%	22%	20%	20%	54%	59%	60%
Gas GuD 100 MW (KWK)				41%	49%	50%	28%	26%	25%	69%	75%	75%
Gas GuD 407 MW (KWK)				50%	59%	60%	30%	27%	25%	80%	86%	86%
Steinkohle (KWK)				-12%	-16%	-17%	34%	34%	34%	22%	18%	17%

EH: Emissionshandel
BrSt: Brennstoff(preis)

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Betrachtung der Grundvariante I zeigt deutlich, dass große Erdgas-GuD-KWK-Anlagen (100 MW, 407 MW) neben Braunkohlekraftwerken kostenmäßig zu den att-

⁴⁷ Diese Tabelle bezieht sich auf die für das Grundlastband vorgesehenen Kraftwerke als den wichtigsten Lastbereich der Modellierung. Dementsprechend wird die Gasturbine hier nicht dargestellt, da sie lediglich für den Spitzenlastbereich relevant ist.

raktivsten Kraftwerksoptionen gehören. Für die Jahre 2020 und 2030 verschlechtert sich die Wettbewerbsposition der KWK-Anlagen jedoch im Vergleich zu den Braunkohlekraftwerken etwas, da der Erdgaspreis, im Gegensatz zum Preis für Rohbraunkohle, steigt. Darüber hinaus können die KWK-Anlagen ihre gute Wirtschaftlichkeit aufgrund der Begrenztheit der Wärmesenken (Abschnitt 5.3.3) nur eingeschränkt nutzen.

Die Grundvariante II zeigt, dass Erdgas- und Steinkohle-befeuerte Anlagen mit einem zum Teil starken Anstieg der finanzmathematischen Durchschnittskosten rechnen müssen, während die Braunkohlekraftwerke hiervon unberührt bleiben. Der stärkste Kostenzuwachs ist bei den GuD-Kondensations-Kraftwerken zu verzeichnen, während insbesondere KWK-Anlagen einen gedämpften Kostenanstieg aufweisen. Dies liegt darin begründet, dass den erhöhten Beschaffungskosten für Erdgas auch eine höhere anlegbare Wärmegutschrift (die sich am Erdgaspreis orientiert (Abschnitt 5.3.4), gegenüber steht. Ein Sonderfall stellt hier das Steinkohle-KWK-Kraftwerk dar, das im Vergleich zur Grundvariante sinkende finanzmathematische Durchschnittskosten aufweist, was darin begründet liegt, dass der Brennstoffpreis für Steinkohle zwar steigt, aber durch die Erhöhungen der Wärmegutschrift überkompensiert wird.

In Grundvariante III weisen alle untersuchten Kraftwerkstechnologien steigende finanzmathematische Durchschnittskosten auf, da die Kosten für die Emission von CO₂ durch die Auktionierung voll kostenwirksam werden. Der Kostenanstieg ist bei denjenigen Technologien, deren Brennstoff einen hohen CO₂-Emissionsfaktor aufweist, sowie bei Technologien mit einem vergleichsweise geringen Wirkungsgrad am größten. Aus diesem Grund fällt die Kostensteigerung beim Braunkohle-Kondensations-Kraftwerk am höchsten aus. Auch die Steinkohle-KWK-Anlage verzeichnet starke Kostenzuwächse, insbesondere durch den geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich zum Kondensationskraftwerk. CO₂-Vorteile außerhalb des Emissionshandels (beispielsweise durch Ersatz von Kesseln in Haushalten durch Fernwärme) können nicht als Gutschrift in Ansatz gebracht werden (Abschnitt 5.3.5). Die geringste Kostensteigerung erfahren die GuD-Kondensationsanlagen auf Grund des geringen CO₂-Emissionsfaktors von Erdgas sowie des hohen elektrischen Wirkungsgrades.

Die Grundvariante IV schließlich stellt die Kombination der Effekte höherer Erdgas- und Steinkohlepreise sowie einer Auktionierung von Emissionsberechtigungen dar. Die Steinkohle-KWK-Anlage sowie das BHKW müssen mit den insgesamt am geringsten steigenden finanzmathematischen Durchschnittskosten rechnen, während der Zuwachs auf Grund der starken Steigerung der Brennstoffpreise bei GuD-Anlagen (Kondensation und KWK) nach wie vor hoch ist. Aufgrund der stabilen Preise von Rohbraunkohle stellt sich das Braunkohle-Kraftwerk als vergleichsweise robust dar; es weist die geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten auf.

In einer weiteren Betrachtung sollen die Effekte für die einzelnen Technologien auf einer weiter detaillierten Ebene betrachtet werden. Hierzu werden als Kondensationskraftwerke das kostengünstigere GuD-Kondensationskraftwerk (800 MW) sowie das Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerk untersucht. Für die KWK-Anlagen werden die große Erdgas-GuD-KWK-Anlage (407 MW) und das Steinkohle-KWK-Kraftwerk genauer dargestellt. Aufgrund der in allen Szenarien vergleichsweise hohen finanzmathe-

matischen Durchschnittskosten wird das Erdgas-BHKW hier nicht detailliert dargestellt. Die Angaben zu den hier nicht detailliert aufgeführten Kraftwerken können dem Anhang (Tabelle E- 9 bis Tabelle E- 12 und Abbildung E- 25 bis Abbildung E- 28) entnommen werden.

Steinkohle (Kondensation)

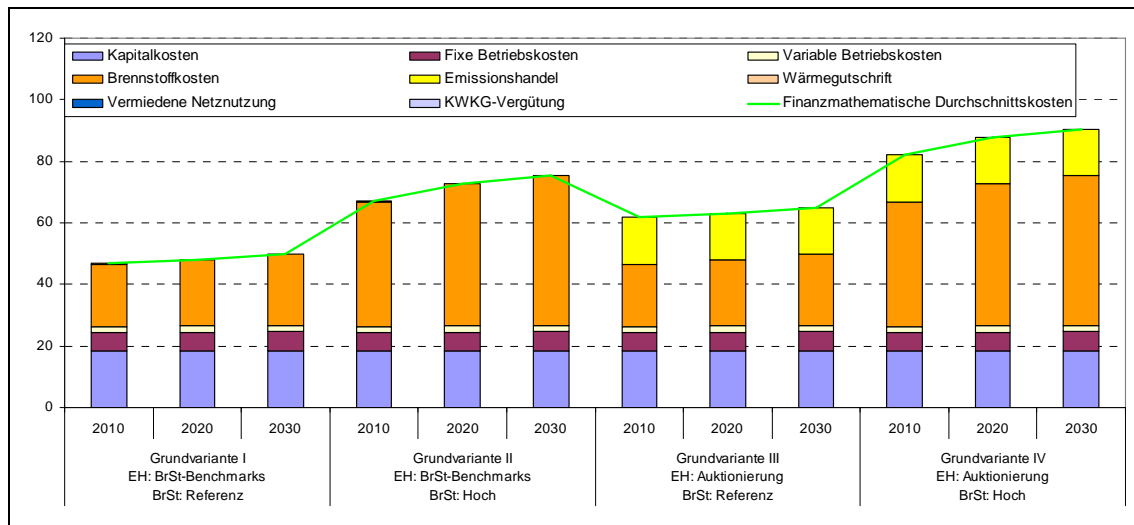
Die Darstellung der Kostenkomponenten und der finanzmathematischen Durchschnittskosten eines Steinkohle-Kondensationskraftwerks zeigt, dass die Kapitalkosten und die Brennstoffkosten in der Grundvariante I jeweils rund 40% der gesamten finanzmathematischen Durchschnittskosten ausmachen. Die Kosten des Emissionshandels sind bei Anwendung von Brennstoffbenchmarks für dieses Kraftwerk zu vernachlässigen. Aufgrund des vergleichsweise hohen Anteils der Brennstoffkosten führen hohe Energiepreise dazu (Grundvariante II), dass sich die finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund die Hälfte gegenüber der Grundvariante I erhöhen. Eine Auktionierung der Emissionsberechtigungen (Grundvarianten III und IV) führt nochmals zu einer Erhöhung der finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund 30%. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Auktionierungsfall die Emissionsberechtigungen voll in das Wirtschaftlichkeitskalkül einbezogen werden. Die Wirtschaftlichkeit des Steinkohle-Kondensationskraftwerks ist also wesentlich von der Entwicklung der Energiepreise als auch von der Ausgestaltung des Emissionshandels abhängig.

Tabelle 5-23 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Steinkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	46,3	48,1	49,8	66,6	72,6	75,4	46,3	48,1	49,8	66,6	72,6	75,4
Kapitalkosten	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Fixe Betriebskosten	5,9	6,2	6,5	5,9	6,2	6,5	5,9	6,2	6,5	5,9	6,2	6,5
Variable Betriebskosten	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Brennstoffkosten	20,1	21,6	23,0	40,4	46,1	48,6	20,1	21,6	23,0	40,4	46,1	48,6
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	0,6	0,1	0,1	0,6	0,1	0,1	15,5	15,0	15,0	15,5	15,0	15,0
Emissionshandel	0,6	0,1	0,1	0,6	0,1	0,1	15,5	15,0	15,0	15,5	15,0	15,0
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmegutschrift	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	46,9	48,2	49,8	67,2	72,6	75,5	61,9	63,1	64,8	82,2	87,6	90,4

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-30 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Steinkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Braunkohle (Kondensation)

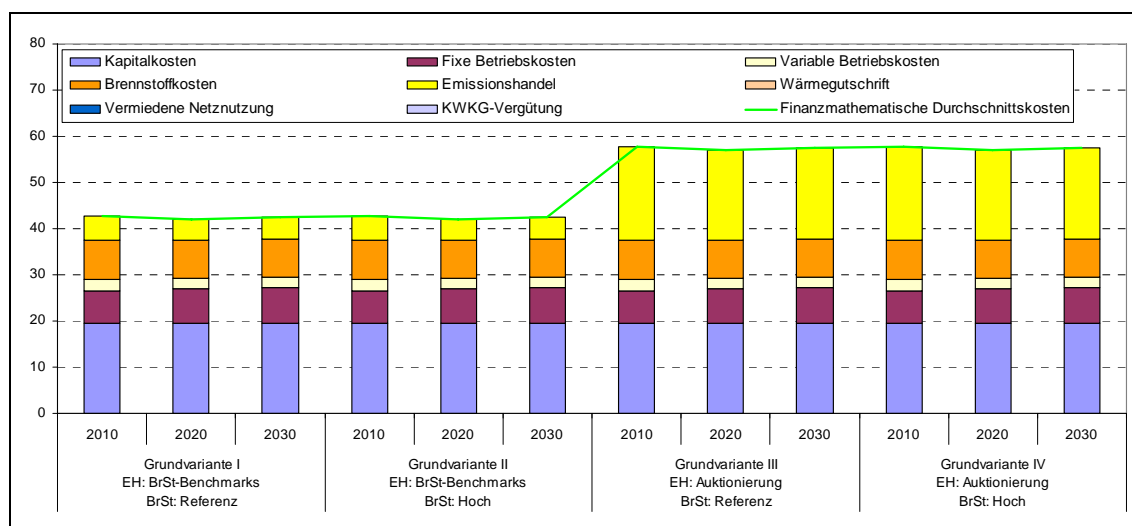
Die Darstellung der Kostenkomponenten und finanzmathematischen Durchschnittskosten des Braunkohle-Kondensationskraftwerks zeigen, dass die Kapitalkosten rund die Hälfte der finanzmathematischen Durchschnittskosten ausmachen. Die Brennstoffkosten gehen mit nur rund 20% ein. Der Anteil des Emissionshandels an den Kosten ist in der Grundvariante I mit gut zehn Prozent moderat. Das Hochpreisszenario (Grundvariante II und IV) hat für das Braunkohle-Kondensationskraftwerk keine Auswirkungen, da Rohbraunkohle ein lokaler Energieträger ist und somit nicht von den Preisrisiken anderer Energieträger betroffen ist. Sofern die Emissionsrechte voll in das Wirtschaftlichkeitskalkül einbezogen werden müssen (Grundvariante III und IV), so erhöhen sich die finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund ein Drittel im Vergleich zur Zuteilung auf Basis brennstoffspezifischer Benchmarks und damit um eine noch stärkere Erhöhung als beim Steinkohle-Kondensationskraftwerk. Die Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kondensationskraftwerken wird also wesentlich von der Ausgestaltung des Emissionshandels beeinflusst, während die Entwicklung der Brennstoffpreise keine Auswirkungen hat.

Tabelle 5-24 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Braunkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	37,5	37,5	37,9	37,5	37,5	37,9	37,5	37,5	37,9	37,5	37,5	37,9
Kapitalkosten	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Fixe Betriebskosten	7,0	7,4	7,8	7,0	7,4	7,8	7,0	7,4	7,8	7,0	7,4	7,8
Variable Betriebskosten	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Brennstoffkosten	8,6	8,2	8,2	8,6	8,2	8,2	8,6	8,2	8,2	8,6	8,2	8,2
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	5,4	4,6	4,6	5,4	4,6	4,6	20,3	19,6	19,6	20,3	19,6	19,6
Emissionshandel	5,4	4,6	4,6	5,4	4,6	4,6	20,3	19,6	19,6	20,3	19,6	19,6
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmegutschrift	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	42,8	42,1	42,5	42,8	42,1	42,5	57,8	57,1	57,4	57,8	57,1	57,4

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-31 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Braunkohle-Kondensationskraftwerks für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Erdgas-GuD (Kondensation, 800 MW)

Im Gegensatz zu Kohlekraftwerken sind Erdgas-GuD-Anlagen deutlich weniger kapitalintensiv. So beträgt der Anteil der Kapitalkosten in der Grundvariante I nur rund ein

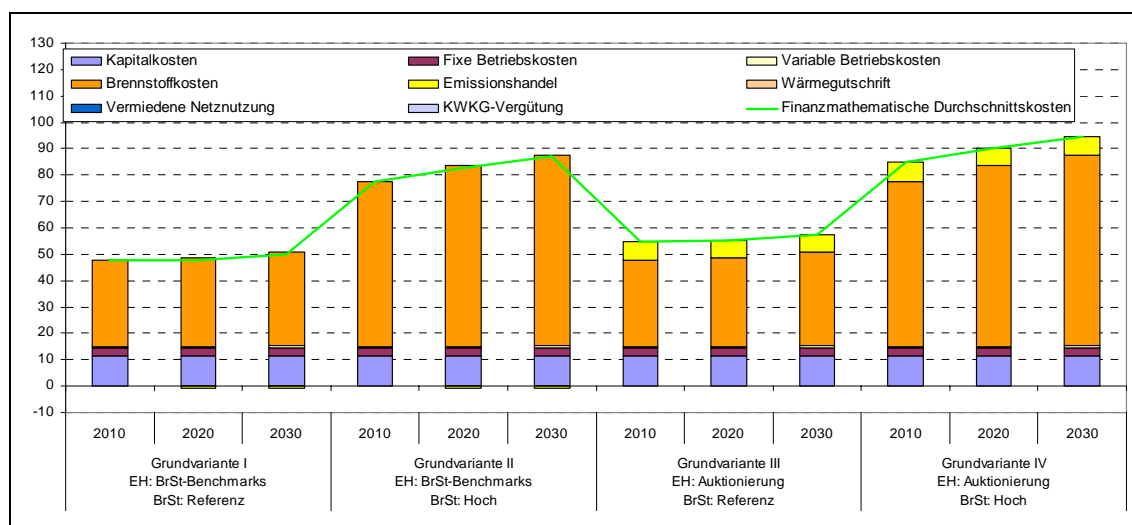
Viertel der finanzmathematischen Durchschnittskosten. Zentral sind jedoch die Brennstoffkosten mit einem Anteil von rund 70%. Eine Erhöhung der Brennstoffpreis (Grundvariante II) führt dementsprechend zu stark steigenden finanzmathematischen Durchschnittskosten (rund 60%). Eine Auktionierung von Emissionsberechtigungen hat jedoch nur vergleichsweise geringe Auswirkungen, da Erdgas ein vergleichsweise emissionsarmer Energieträger ist. Die Auktionierung führt lediglich zu einer Erhöhung der finanzmathematischen Durchschnittskosten um rund 15%, also deutlich weniger als bei Stein- und Braunkohlekraftwerken. Zentrales Wirtschaftlichkeitskriterium dieses Kraftwerk ist also die erwartete Entwicklung des Erdgaspreises. Die Ausgestaltung des Emissionshandels hat zwar für die finanzmathematischen Durchschnittskosten der GuD-Anlage vergleichsweise geringe Auswirkungen, durch die jedoch starken Änderungen bei Stein- und Braunkohlekraftwerken verbessert sich die komparative Wettbewerbsposition für Erdgaskraftwerke jedoch deutlich.

Tabelle 5-25 Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (800 MW) für vier untersuchte Grundvarianten

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	47,7	48,5	50,8	77,5	83,5	87,7	47,7	48,5	50,8	77,5	83,5	87,7
Kapitalkosten	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Fixe Betriebskosten	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2
Variable Betriebskosten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Brennstoffkosten	32,7	33,4	35,6	62,5	68,4	72,5	32,7	33,4	35,6	62,5	68,4	72,5
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-0,1	-0,8	-0,8	-0,1	-0,8	-0,8	7,3	6,7	6,7	7,3	6,7	6,7
Emissionshandel	-0,1	-0,8	-0,8	-0,1	-0,8	-0,8	7,3	6,7	6,7	7,3	6,7	6,7
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmegutschrift	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	47,5	47,8	50,1	77,3	82,8	87,0	54,9	55,2	57,5	84,7	90,2	94,4

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-32 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (800 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Erdgas-GuD (KWK, 407 MW)

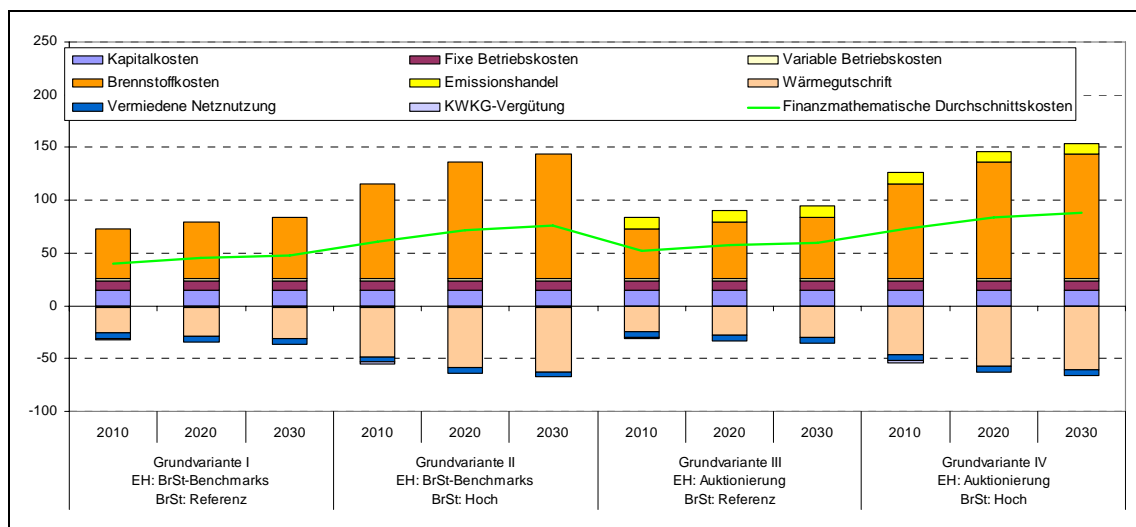
Die Übersicht der Kostenkomponenten und finanzmathematischen Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage zeigen deutlich, dass Erlöse für die Wärmegutschrift, aber auch für vermiedene Netznutzung und nach dem KWKG zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sind. Darüber hinaus sind KWK-Anlagen sehr anfällig für Änderungen des Brennstoffpreises, da der elektrische Wirkungsgrad aufgrund der KWK-Konfiguration im Vergleich zu Kondensationsanlagen geringer ist. So haben die Brennstoffkosten einen Anteil von rund zwei Dritteln an den Technikkosten in der Grundvariante I. Ein Teil der Brennstoffkosten wird jedoch durch die Wärmegutschrift kompensiert, die sich ebenfalls an der Entwicklung des Erdgaspreises orientiert. Dementsprechend führen hohe Erdgaspreise (Grundvariante II) zu stark steigenden Brennstoffkosten, die jedoch teilweise durch eine ebenfalls steigende Wärmegutschrift kompensiert werden. Die finanzmathematischen Durchschnittskosten steigen jedoch insgesamt um rund 50%. Eine Auktionierung von Emissionsberechtigungen (Grundvarianten III und IV) hat vergleichsweise geringe Auswirkungen auf das Wirtschaftlichkeitskalkül dieser Anlagen, da es sich bei Erdgas um einen vergleichsweise emissionsarmen Energieträger handelt.

Tabelle 5-26 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (407 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	73,2	79,5	83,7	115,6	135,7	143,4	73,2	79,5	83,7	115,6	135,7	143,4
Kapitalkosten	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
Fixe Betriebskosten	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Variable Betriebskosten	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8
Brennstoffkosten	47,6	53,6	57,5	90,0	109,8	117,2	47,6	53,6	57,5	90,0	109,8	117,2
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Emissionshandel	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	-31,4	-33,0	-35,0	-53,5	-62,3	-66,1	-31,4	-33,0	-35,0	-53,5	-62,3	-66,1
Wärmegutschrift	-24,8	-28,0	-30,0	-46,9	-57,3	-61,1	-24,8	-28,0	-30,0	-46,9	-57,3	-61,1
Vermiedene Netznutzung	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	40,5	45,3	47,4	60,8	72,2	76,0	52,6	57,3	59,4	72,8	84,2	88,0

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-33 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (407 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Steinkohle (KWK)

Die Analyse der Kostenkomponenten der Steinkohle-KWK-Anlage zeigt, dass die Kapitalkosten einen größeren Anteil an den Technikkosten (rund 40% in der Grundvarian-

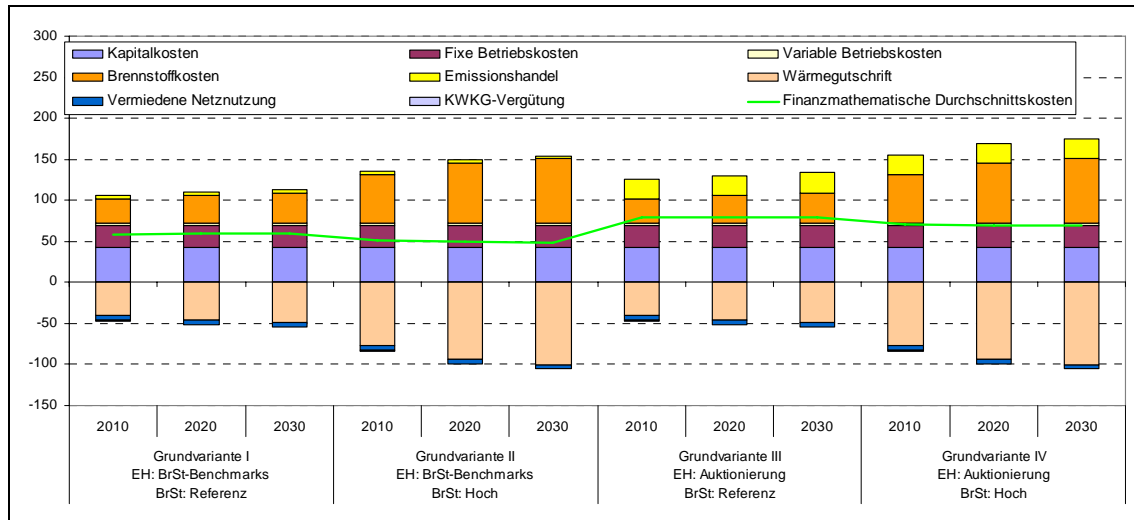
te I) aufweisen als das Erdgas-GuD-KWK-Kraftwerk. Auf der anderen Seite fallen die Brennstoffkosten mit nur rund 30% geringer ins Gewicht. Einen annähernd ebenso großen Posten machen die fixen Betriebskosten aus, wobei hier die vergleichsweise hohen Kosten für Wartung und Instandhaltung den größten Anteil ausmachen. Die Erlöse durch die Wärmegutschrift sind höher als die Brennstoffkosten, da sich der Wärmeerlös am Erdgaspreis orientiert, während der eingesetzte Brennstoff Steinkohle ist. Höhere Brennstoffpreise (Grundvariante II) für zwar zu deutlich steigenden Kosten für die Brennstoffbeschaffung. Die Wärmegutschrift steigt jedoch noch stärker, so dass die Steinkohle-KWK-Anlage die einzige Anlage ist, die Wettbewerbsvorteile aus höheren Brennstoffpreisen ziehen kann. Die Auktionierung von Emissionsrechten führt zu deutlich steigenden finanzmathematischen Durchschnittskosten von rund einem Drittel (Grundvariante III gegenüber Grundvariante I). Die Wirtschaftlichkeit von Steinkohle-KWK-Anlagen werden also maßgeblich durch die Ausgestaltung des Emissionshandels beeinflusst, während steigende Brennstoffpreise sogar positive Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen haben.

Tabelle 5-27 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Steinkohle-KWK-Anlage für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	102,0	106,4	109,4	131,2	145,1	150,4	102,0	106,4	109,4	131,2	145,1	150,4
Kapitalkosten	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2	42,2
Fixe Betriebskosten	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
Variable Betriebskosten	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8
Brennstoffkosten	29,8	34,0	36,7	59,0	72,6	77,7	29,8	34,0	36,7	59,0	72,6	77,7
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Emissionshandel	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	-47,4	-50,9	-54,3	-83,7	-99,1	-105,4	-47,4	-50,9	-54,3	-83,7	-99,1	-105,4
Wärmegutschrift	-40,8	-45,9	-49,3	-77,1	-94,1	-100,4	-40,8	-45,9	-49,3	-77,1	-94,1	-100,4
Vermiedene Netznutzung	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	58,6	59,5	59,1	51,5	50,0	49,0	78,6	79,4	79,1	71,5	70,0	68,9

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 5-34 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Steinkohle-KWK-Anlage für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Regenerative Stromerzeugung

Eine detaillierte Analyse der kostenmäßigen Wettbewerbssituation der regenerativen Stromerzeugung wie für die fossile Stromerzeugung kann an dieser Stelle nicht durchgeführt werden, da ein kostengetriebener Zubau der Erneuerbaren Energien lediglich im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht wurde.

Prinzipiell gilt jedoch, dass steigende Brennstoffpreise zu einer erhöhten Attraktivität der erneuerbaren Stromerzeugung führen. Gleichmaßen führt die volle Einpreisung der Kosten für CO₂-Emissionen durch die Auktionierung von Emissionsberechtigung zu einer komparativen Besserstellung der erneuerbaren Energien im Vergleich zu den fossilen Erzeugungsoptionen. Eine Diskussion der Effekte kann Abschnitt 5.8.3 entnommen werden.

6 Fazit

Für die Analyse des Einflusses unterschiedlicher Energiepreisentwicklungen wurden drei verschiedene Szenarien für die Ölpreisentwicklung entwickelt:

- Im Referenzpreisszenario sinken die Preise für Rohöl bis zum Jahr 2015 auf ein Niveau von ca. 30 US-\$/bbl (konstante Preise auf Basis 2000) und steigen danach bis 2030 wieder auf etwa 37 US-\$/bbl.
- Im Hochpreisszenario erreichen die Preise ein Niveau von 54 US-\$/bbl im Jahr 2010 und steigen von da an stetig weiter, so dass sich für das Jahr 2030 ein Preis von knapp 82 US-\$/bbl ergibt.
- Im Preisschockszenario steigen die Rohöl-Preise bis zum Jahr 2010 auf ein Niveau von 105 US-\$/bbl, gehen danach bis zum Jahr 2025 auf Werte von ca. 34 US-\$/bbl zurück und steigen im Zeitraum danach, entsprechend der Referenzentwicklung, wieder leicht und stetig an.

Auf der Grundlage des empirischen Befundes zur Entwicklung der Preise für Erdgas, (importierte) Steinkohle und Mineralölprodukte wurden aus den drei genannten Szenarien für die Rohölpreisentwicklung Szenarien für die Importpreise von Erdgas, Steinkohle und Mineralölprodukte generiert.

Aus den jeweiligen Importpreisen wurden die inländischen Preisniveaus und –trends für verschiedene – in den unterschiedlichen Modellanalysen benötigte – Energieträger ermittelt.

Diese Energiepreisannahmen bilden – zusammen mit der Annahme über einen Preis für CO₂-Emissionszertifikate von konstant 20 € – die Grundlage für die Analyse mit zwei unterschiedlichen Modellen. Während mit dem IKARUS-Modell eine normative gesamtwirtschaftliche Optimierung des gesamten Energiesystems durchgeführt wurde, wurde das ELIAS-Modell genutzt, um die sich aus einzelwirtschaftlich ausgerichteten (Investitions-) Entscheidungen in der Stromwirtschaft ergebenden Trends zu analysieren.

Die Analyse verschiedener Pfade für die Entwicklung der auf internationalen Märkten gehandelten Energieträger führt zu sehr differenzierten Ergebnissen.

In den *gesamtwirtschaftlich orientierten Szenarienanalysen mit dem IKARUS-Modell* führt die hohe Preisentwicklung für Mineralöl, Erdgas und importierte Steinkohle zu einer signifikanten Minderung des Primärenergieverbrauchs. Während sich der Primärenergieverbrauch im Referenzpreisszenario in der Periode 2000 bis 2030 um 19 bis 20% (je nach Ansatz für die CO₂-Kosten) verringert, nimmt er in den Hochpreisszenarien im gleichen Zeitraum um 24% (Hochpreisszenario) bzw. um 20% (Preisschockszenario) ab. Im Vergleich zum Referenzpreisszenario entspricht dies einer Minderung um etwa 7 bzw. 2%. Diese Unterschiede sind vor allem auf den Relaxationseffekt im Preisschockszenario zurückzuführen, in dem die Umsetzung von Primärenergie einsparend wirkenden Maßnahmen nach Abklingen des Preisschocks nach dem Jahr 2015 deutlich abnimmt.

Die Struktur des Primärenergieaufkommens ist durch sehr unterschiedliche Reaktionen auf die veränderten Energiepreisniveaus bzw. die CO₂-Bepreisung charakterisiert:

- Die hohen Energiepreispfade für Mineralöl, Steinkohle und Erdgas führen – soweit CO₂-Kosten nicht berücksichtigt werden – zu einem höheren Anteil von Steinkohle im Jahr 2030 (ca. 70 bzw. 110 PJ im Preisschock- bzw. im Hochpreisszenario). Das Aufkommen von Mineralöl sinkt um etwa 220 (Preisschockszenario) bzw. 520 PJ (Hochpreisszenario), das Aufkommen von Erdgas geht von 230 (Preisschockszenario) bis 1.000 PJ (Hochpreisszenario) zurück (alle Angaben im Vergleich zum Referenzszenario).
- Das Primärenergie-Aufkommen aus erneuerbaren Energien steigt im Hochpreisszenario im Jahr 2030 – verglichen mit dem Referenzpreisszenario – um ca. 640 PJ und im Preisschockszenario um ca. 150 PJ. Dieser Zuwachs vollzieht sich unter den gesetzten Energieträgerpreispfaden quasi autonom und wird nicht zusätzlich durch andere politischen Maßnahmen generiert.
- Dagegen führt die CO₂-Bepreisung zunächst zu einem massiv verringerten Einsatz von Stein- und Braunkohle im Referenzszenario. Das CO₂-bedingte Minderaufkommen von 690 PJ für Steinkohle und von 550 PJ für Braunkohle (im Vergleich zum Referenzszenario ohne CO₂-Bepreisung) wird jedoch in den Hochpreisszenarien zu erheblichen Teilen wieder kompensiert.
- Anders gestaltet sich die Situation für Mineralöl. Durch die CO₂-Bepreisung wird hier nur ein sehr geringer Aufkommenseffekt erzielt, wesentliche Effekte ergeben sich auch wieder ausschließlich über die erhöhten Energiepreise (ca. 570 PJ im Hochpreisszenario und 210 PJ im Preisschockszenario, jeweils für das Jahr 2030).
- Gegenläufige Effekte ergeben sich für den Anteil von Erdgas am Primärenergieaufkommen. So lässt die Bepreisung von CO₂ das Erdgasaufkommen im Jahr 2030 im Referenzpreisszenario zunächst um ca. 470 PJ wachsen, durch die hohen Erdgaspreise nimmt dieser Beitrag dann um fast 1.200 PJ (Hochpreisszenario) bzw. um etwa 560 PJ (Preisschockszenario) ab.
- Das Primärenergieaufkommen aus erneuerbaren Energien steigt mit Bepreisung der CO₂-Emission im Jahr 2030 um ca. 560 PJ an, die erhöhten Energiepreise führen dann zu einem weiteren Ausbau des Primärenergieaufkommens um etwa 120 PJ (Hochpreisszenario) bzw. 26 PJ (Preisschockszenario).

Die CO₂-Emissionen sinken in der Periode 2000-2030 bereits im Referenzpreisszenario um knapp 100 Mio. t pro Jahr (dies entspricht einer Minderung um ca. 11%). Werden weiterhin durchgängig CO₂-Kosten von ca. 20 €/t CO₂ in Ansatz gebracht, erhöht sich die CO₂-Minderung für die Periode 2030 auf etwa 190 Mio. t pro Jahr (ca. 22%). Im Vergleich der beiden Szenarien ergibt sich für das Jahr 2030 eine zusätzliche CO₂-Minderung von etwa 95 Mio. t CO₂ durch die CO₂-Bepreisung. Dies verdeutlicht, dass ein CO₂-Preis von 20 €/t in der Summe eine ähnliche Auswirkung auf die Emissionen hat wie die unterstellten Energiepreiserhöhungen.

Die größten Minderungsbeiträge werden dabei im Referenzszenario ohne Berücksichtigung von CO₂-Kosten von den Sektoren Industrie, Haushalte und Kleinverbrauch erbracht, die im Jahr 2030 ca. 95% der Minderungsleistung betragen. Dagegen führt die Berücksichtigung der CO₂-Kosten zu zusätzlichen Emissionsminderungen, die nahezu vollständig im Bereich der Stromerzeugung erbracht werden, wobei ein größerer Anteil dem massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren zuzurechnen ist. Der Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas in der fossilen Stromerzeugung erbringt eine ähnlich bedeutende Emissionsreduktion.

Während für die Hochpreisszenarien mit Berücksichtigung der CO₂-Kosten im Vergleich zur entsprechenden Variante des Referenzszenarios nur noch geringe zusätzliche Minderungen (für den Zeithorizont 2030 ca. 20 Mio. t CO₂ im Hochpreisszenario) oder sogar eine Emissionserhöhung (ca. 10 Mio. t CO₂ im Preisschockszenario) errechnet werden, erbringen die Hochpreisszenarien ohne Berücksichtigung der vollen CO₂-Kosten gegenüber dem Referenzszenario teilweise erhebliche CO₂-Minderungseffekte (etwa 80 Mio. t CO₂ im Hochpreisszenario und ca. 20 Mio. t CO₂ im Preisschockszenario). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die beiden Hochpreisvarianten über den Zeitablauf sehr unterschiedlich auf die Maßnahmen wirken. Vorübergehend werden im Preisschockszenario höhere Emissionseinsparungen erreicht, die kumuliert zu einer größeren Reduktion der CO₂-Emissionen führen als im Hochpreisszenario.

Insgesamt führt die Analyse der sektoralen CO₂-Minderungseffekte zu den folgenden Ergebnissen:

- Dauerhaft hohe Energiepreise führen nur für die Sektoren Haushalte (19 Mio. t CO₂), Verkehr (16 Mio. t CO₂) und Kleinverbrauch (10 Mio. t CO₂) und in vergleichsweise geringerem Maße für die Stromerzeugung (12 Mio. t CO₂) zu zusätzlichen CO₂-Emissionenminderungen. Die CO₂-Emissionen aus der Industrie sind in Bezug auf die Energiepreisniveaus weitgehend unelastisch.
- Eine durchgängige Bepreisung von CO₂ wirkt vor allem auf den Bereich der Stromerzeugung. Diese bewirkt im Referenzszenario eine massive Ausweitung der CO₂-Minderung (ca. 77 Mio. t CO₂). Die CO₂-Emissionen der anderen Sektoren ändern sich durch die zusätzlichen CO₂-Kosten nur in geringem Maße, da nur der Umwandlungs- und der Industriesektor davon betroffen sind.
- Durch dauerhaft hohe Energiepreisniveaus (v.a. bei Steinkohle und Erdgas) erhöhen sich in der Variante ohne CO₂-Bepreisung die Minderungsbeiträge der Elektrizitätswirtschaft vor allem als Ergebnis des zusätzlichen Ausbaues erneuerbarer Energien. In den Szenarien mit Berücksichtigung der CO₂-Kosten erodieren die hohen Energiepreise die durch die CO₂-Bepreisung entstandenen Minderungseffekte in erheblichem Maße. So nimmt die Emissionsminderung in der Periode 2000 bis 2030 im Hochpreisszenario im Vergleich zum Referenzpreisszenario um ca. 35 Mio. t CO₂ ab, im Preisschockszenario um etwa 12 Mio. t CO₂.
- Das Preisschockszenario führt zu signifikanten Relaxationseffekten; in den Zwischenjahren der Periode 2000 bis 2030 werden also erhebliche Minderungseff-

fekte erzielt, die jedoch insgesamt bis zum Ende der Periode weitgehend wieder kompensiert werden. Der einzige Sektor, in dem auch im Preisschockszenario aus den zwischenzeitlich sehr hohen Preisniveaus länger anhaltende CO₂-Minderungseffekte verbleiben, ist der Bereich der privaten Haushalte, vor allem hinsichtlich des Gebäudesektors.

Zusammenfassend ergeben sich aus den Szenarienanalysen mit dem IKARUS-Modell die folgenden Effekte auf die CO₂-Emissionsminderung:

- Die CO₂-Emissionen im Bereich der Industrie sind weitgehend unelastisch sowohl in Bezug auf die Energiepreisniveaus als auch hinsichtlich der CO₂-Bepreisung.
- Hohe Energiepreise bewirken vor allem in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Kleinverbrauch deutliche Emissionsminderungen. Die Bepreisung der CO₂-Emissionen führt in diesen Sektoren nur zu untergeordneten Effekten, da es sich lediglich um sekundäre Effekte der CO₂-Preise in den Sektoren Umwandlung und Industrie handelt.
- Dagegen bewirken hohe Energiepreise im Bereich der Stromerzeugung nur vergleichsweise geringe CO₂-Minderungen. Diese lassen sich zu wesentlichen Teilen auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückführen und werden teilweise durch einen verstärkten Trend zur Kohleverstromung kompensiert. Signifikante Emissionsminderungen ergeben sich in diesem Bereich vor allem aus der vollen CO₂-Bepreisung, die jedoch durch steigende Erdgaspreise teilweise wieder kompensiert werden. Für den Zeithorizont 2030 wird die Emissionsminderung durch die CO₂-Bepreisung jedoch selbst im Hochpreisszenario im Vergleich zur Variante ohne CO₂-Bepreisung noch etwa verdoppelt.
- Hohe Energiepreise und die volle Bepreisung von CO₂-Emissionen führen jeweils zu einer Vergrößerung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Primärenergieaufkommen. Für den Referenzfall der Preisentwicklung existiert nur der Effekt der vollständigen CO₂-Bepreisung, für das Hochpreisszenario dominieren klar die Effekte der deutlich erhöhten Primärenergieträgerpreise.

Insgesamt ergibt sich damit über die CO₂-Bepreisung eine „Absicherung“ bestimmter CO₂-Minderungseffekte, die sich in der Summe in ähnlicher Größenordnung – sektoral aber deutlich anders verteilt – auch im Fall sehr hoher Energiepreissteigerungen einstellen würden. Sofern auf die CO₂-Bepreisung verzichtet wird, so ergibt sich für den Fall, dass sich eine Preisentwicklung in Richtung des Referenzszenarios einstellt, für den Zeithorizont etwa eine Halbierung der CO₂-Minderungseffekte.

Hinzuweisen ist jedoch auf die sektoral unterschiedlichen Trends. Hohe Energiepreise führen vor allem in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Kleinverbrauch zu signifikanten Emissionsminderungen. Demgegenüber ergeben sich im Bereich der Stromerzeugung besonders starke Emissionsminderungseffekte für den Fall einer vollständigen CO₂-Bepreisung, die mit steigenden Preisen für Steinkohle und Erdgas über den zusätzlichen Einsatz von Braun- und Steinkohle teilweise wieder kompensiert werden.

Diese sektoralen Differenzen führen auch zu einer komplizierten Situation hinsichtlich der realen Umsetzung der verschiedenen Emissionsminderungsoptionen. Gerade für diejenigen Verbrauchsbereiche, denen vor allem im Fall sehr hoher Energiepreise eine große Rolle bei der Emissionsminderung zukommt (Verkehr, private Haushalte, Kleinverbrauch), sind hinsichtlich ihrer Preissensitivität in der Realität wegen einer Vielzahl an Hemmnissen als eher problematisch anzusehen. Für die Bereiche, die mit Blick auf die Preisentwicklung (sowohl bei Brennstoffen als auch bei CO₂) sehr sensitiv sind, führen die Hochpreis-Szenarien zu einer deutlich komplizierteren Situation für die Emissionsminderung.

Die realen Handlungsbedingungen wirken im Gegensatz zu den Modellierungsansätzen nicht durchgängig dämpfend auf die CO₂-Minderungsbeiträge. So führt die Berücksichtigung von Kraftstoffsteuern im Verkehrsbereich dazu, dass die Kraftstoffsteuern einen deutlich größeren Effekt bewirken als die Preisunterschiede zwischen dem Referenz- und dem Hochpreisszenario.

Vor dem Hintergrund des Spannungsfeldes zwischen der gesamtwirtschaftlich orientierten Modellanalyse im IKARUS-Modell und den realen Handlungsbedingungen wurde eine Sektoranalyse für den wichtigen Quellbereich der Stromerzeugung mit dem ELIAS-Modell vorgenommen, das weniger auf die gesamtwirtschaftliche Optimierung als auf das reale Handlungskalkül der im Stromsektor agierenden Wirtschaftssubjekte orientiert ist.

Wird zunächst unterstellt, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sich an den bisher (politisch) diskutierten Zielen orientiert und die entsprechenden Fördermechanismen – soweit und so lange wie notwendig – im Zeitverlauf angepasst werden, so wird die Entwicklung der CO₂-Emissionen unter den sonstigen getroffenen Annahmen (d.h. vor allem den Ausstieg aus der Kernenergie) weitgehend durch die Entwicklung der Erneuerbaren geprägt. Bei einem *exogen vorgegebenen* Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von ca. 40 TWh im Jahr 2000 auf knapp 190 TWh im Jahr 2030 ergeben sich erhebliche Emissionsreduktionen:

- Im Fall des Referenzpreisszenarios und einer Fortsetzung der Neuanlagenzuteilung nach dem bisher in Deutschland verfolgten Ansatz (brennstoffdifferenzierte Zuteilung und langjährige Zuteilungsgarantien) gehen die CO₂-Emissionen im Zeitverlauf relativ stetig zurück und liegen im Jahr 2030 um gut 75 Mio. t unter dem Ausgangswert von 2000.
- Im Hochpreisszenario gehen die CO₂-Emissionen bis 2010 um ca. 6 Mio. t zurück, steigen dann – bedingt durch das Auslaufen der Kernenergie und die sinkende Attraktivität der Erdgasverstromung – bis zum Jahr 2020 um 18 Mio. t an und gehen danach bis 2030 um etwa 55 Mio. t zurück (dies entspricht einer Emissionsminderung von 43 Mio. t CO₂ im Vergleich zu 2000).
- Sofern ein idealtypisches Emissionshandelssystem mit Versteigerung der Emissionsberechtigungen für Neuanlagen (bzw. ohne kostenlose Neuanlagenzuteilung) unterstellt wird, sinken die CO₂-Emissionen im Referenzpreisszenario bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2000 um etwa 90 Mio. t CO₂.

- Für das Hochpreisszenario mit voller Berücksichtigung der CO₂-Kosten fällt die Emissionsreduktion deutlich geringer aus, bleibt aber mit fast 50 Mio. t CO₂ doch in einer erheblichen Größenordnung.

Für den Zeithorizont 2030 entstehen – bei dem hier unterstellten sehr ehrgeizigen Ausbau der erneuerbaren Energien – durch den veränderten Zuteilungsmechanismus für Neuanlagen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems zusätzliche Emissionsminderungen von knapp 15 Mio. t CO₂ im Fall des Referenzpreisszenarios. Diese zusätzlichen CO₂-Minderungen halbieren sich im Fall des Hochpreisszenarios auf ca. 7 Mio. t CO₂. Vor dem Hintergrund sei aber ausdrücklich darauf verwiesen, dass die volle CO₂-Bepreisung für die Anlagen der fossilen Stromerzeugung einen erheblichen Einfluss auf die wirtschaftliche Attraktivität von Investitionen in erneuerbare Energien haben kann(s.u.).

Im Wesentlichen ergeben sich die Unterschiede in den Emissionsniveaus aus der wirtschaftlichen Situation der Kohlen- und der Erdgasverstromung einerseits und aus der ökonomischen Attraktivität der Kraft-Wärme-Kopplung andererseits.

So sinkt in den Hochpreis-Szenarien die wirtschaftliche Attraktivität der Erdgasverstromung deutlich ab. Während im Referenzpreisszenario die Erdgasverstromung im Fall des heute verfolgten Zuteilungsmodells sich etwas mehr als verdoppelt und im Auktionierungsfall verdreifacht wird, bleibt das Niveau der Erdgasverstromung in den Hochpreis-Szenarien für das Jahr 2030 deutlich unter dem Doppelten des Niveaus von 2000. Auch die volle Bepreisung der CO₂-Emissionen führt im Hoch-Preisszenario nur zu einer leichten Ausweitung der Erdgasverstromung.

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung nimmt dagegen mit steigenden Energiepreisen und mit voller CO₂-Bepreisung zu und kann so im Jahr 2030 Werte von deutlich über 20% erreichen.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Ergebnisstrukturen der IKARUS-Modellrechnungen und der ELIAS-Rechnungen für die Grundvarianten teilweise sehr ähnlich sind, teilweise aber auch deutlich voneinander abweichen, wurden eine Reihe von Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, um die Unterschiede erstens einzugrenzen und die Wirkung der entsprechenden Parametervariationen auf die Ergebnisse zu quantifizieren.

Die *erste Sensitivitätsanalyse* für die ELIAS-Modellrechnungen adressiert die Unterschiede im kalkulatorischen Zinssatz. Während für einzelwirtschaftlich orientierte Analysen Verzinsungsansprüche von 10% und mehr in Ansatz gebracht werden müssen, werden gesamtwirtschaftlich orientierten Modellrechnungen oft kalkulatorische Zinssätze von etwa 5% zu Grunde gelegt.

- Kapitalintensive Technologien ziehen aus niedrigeren Verzinsungsansprüchen kompetitive Vorteile, insbesondere da geringere Zinskosten anfallen. Hohe Betriebskosten (insbesondere Brennstoffkosten) fallen bei einer niedrigeren Verzinsung stärker ins Gewicht. Der Zinseffekt ist jedoch dominierend.

- Für das Referenzpreisszenario und bei Betrachtung der Brennstoffbenchmarks führen diese Effekte insgesamt zu steigenden CO₂-Emissionen. So liegen im Referenzpreisszenario für die Energiepreise die Emissionen im Jahr 2030 bei einem Zinssatz von 5% um knapp 9 Mio. t CO₂ über dem für einen Zinssatz von 10 % errechneten Niveau.
- Der Wirkungsmechanismus der Verzinsung für das Hochpreisszenario beziehungsweise bei Betrachtung der Auktionierung ist prinzipiell identisch. Ob eine Veränderung des Verzinsungsanspruches zu insgesamt steigenden oder sinkenden CO₂-Emissionen führt, hängt neben der Verzinsung jedoch von weiteren zentralen Parameterannahmen wie Brennstoffpreisverlauf oder Zubauabschränkungen ab.

Eine *zweite Sensitivitätsanalyse* betrifft die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wenn diese dem gleichen wirtschaftlichen Entscheidungskalkül unterworfen wird, wie die anderen Stromerzeugungsoptionen, wobei der Fördermechanismus des EEG in diese Entscheidungen einbezogen wird.

- Sofern keine volle Bepreisung der CO₂-Emissionen von Neuanlagen erfolgt, führt das Hochpreisszenario zwar zu einem deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien, trotzdem steigen die CO₂-Emissionen in den Jahren 2010 und 2020 deutlich über das Basisniveau von 2000 und gehen bis 2030 nur auf einen Wert von 22 Mio. t CO₂ unter dem Basisniveau von 2000 zurück. Dagegen übersteigen die CO₂-Emissionen im Referenzpreisszenario das Niveau von 2000 nur leicht und gehen dann bis 2030 um ca. 48 Mio. t CO₂ zurück.
- Die volle Berücksichtigung der CO₂-Kosten bei den Investitionsentscheidungen würde den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung nochmals deutlich erhöhen, in Kombinationen mit den Effekten der CO₂-Bepreisung für die verbleibende fossile Stromerzeugung ergibt sich für 2030 eine CO₂-Minderung von 48 Mio. t CO₂ im Vergleich zu den Werten von 2000.

Angesichts der Orientierung der EEG-Vergütungssätze an den Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ändert sich das Gesamtniveau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen dem Referenzpreis- und dem Hochpreisszenario nur unwesentlich, wenn die CO₂-Kosten für Neuanlagen – wie im derzeitigen deutschen Zuteilungsmodell – bei Investitionsentscheidungen weitgehend ausgeblendet werden.

Diese Situation ändert sich wesentlich, wenn die Attraktivität von Investitionen in neue fossile Kraftwerke durch eine volle CO₂-Bepreisung deutlich gemindert wird. Das Erzeugungsniveau der regenerativen Kraftwerke steigt hierdurch um nochmals signifikant an.

Insgesamt sind die Wirkungen der Energiepreisniveaus wie auch der CO₂-Bepreisung auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der IKARUS-Modellrechnungen deutlich stärker als bei den ELIAS-Rechnungen. Dies ist maßgeblich auf die Berücksichtigung des EEG im ELIAS-Modell zurück zu führen, die bereits im Referenzpreisszenario ohne CO₂-Bepreisung zu einer signifikanten Ausweitung

der regenerativen Stromerzeugung führt, die dann auf weitere Änderungen der Rahmendaten nur noch deutlich gedämpft reagiert.

Eine *dritte Sensitivitätsanalyse* wurde hinsichtlich der Technologieparametrisierung durchgeführt, wobei hier die im IKARUS-Modell verwendeten Anlagendaten exemplarisch in das ELIAS-Modell übernommen wurden.

- Bei der Beibehaltung des Emissionshandelssystems mit seinen derzeitigen Zuteilungsregeln, steigen die Emissionen zunächst leicht an (um 5-6 Mt CO₂). Im Falle des Referenzpreisszenarios erfolgt die Trendwende im Jahr 2020, während im Hochpreisszenario die Emissionen weiter ansteigen. Im Jahr 2030 sinken die Emissionen in beiden Szenarien auf ca. 126 Mt CO₂ (minus 52 bzw. 55 Mt CO₂ im Vergleich zum Jahr 2000).
- Im Falle der vollständigen CO₂-Bepreisung kann bei Referenzpreisen für die fossilen Brennstoffe eine stetige Minderung der Emissionen verzeichnet werden. Bei hohen Preisen erfolgt zunächst eine Stabilisierung der Emissionen, im Jahr 2030 können bei beiden Preisvarianten im Vergleich zum Jahr 2000 erhebliche Minderungen (70 bzw. 80 Mt CO₂) erreicht werden, welche deutlich unter den Minderungen im Falle der Weiterführung des Emissionshandelssystems mit brennstoffdifferenzierter Zuteilung liegen.

In allen Szenarien trägt die externe CO₂-Minderung durch neue KWK-Anlagen erheblich zur Emissionsminderung bei, die Emissionsminderung fällt dabei in den beiden Referenzpreisszenarien höher aus, da mehr erdgasbefeuerte KWK-Anlagen zugebaut werden als unter der Annahme hoher Brennstoffpreise.

Der gleiche Effekt ist bei den Erdgas-Kondensationskraftwerken zu beobachten, sie werden bei hohen Preisen weniger zugebaut. Die Erneuerbaren Energien hingegen profitieren von hohen Brennstoffpreisen, sie können ihren Anteil ausbauen und den ebenfalls gestiegenen Anteil der Braunkohleverstromung emissionsseitig teilweise kompensieren. Die Einführung einer vollständigen Auktionierung im Emissionshandel wirkt ebenfalls zu Gunsten der Erneuerbaren Energien. Im Fall des Referenzpreisszenarios wird zudem der Zubau neuer Braunkohlekraftwerke gebremst, im Falle hoher Preise überwiegt dagegen der Preisvorteil der Braunkohle als Brennstoff und hebt die Wirkung der Auktionierung von CO₂-Zertifikate weitgehend auf.

Im Vergleich zu den Ergebnissen der Originalrechnungen mit dem IKARUS-Modell zeigt sich, dass das IKARUS-Modell wesentlich rascher auf geänderte Rahmenbedingungen reagiert. Während in den ELIAS-Rechnungen mit den IKARUS-Anlagendaten die Emissionen für das Jahr 2010 weitgehend stabil bleiben, gehen sie in den IKARUS-Rechnungen – insbesondere im Falle der CO₂-Bepreisung – spürbar zurück. Dies ist maßgeblich den unterschiedlichen Modellphilosophien geschuldet; während im IKARUS-Modell die Auslastung der jeweiligen Bestandskraftwerke sich als Berechnungsergebnis ergibt, bildet diese im auf die Investitionsentscheidungen fokussierten ELIAS-Modell eine exogene Vorgabe.

Ein zentraler Unterschied im Modell- und Parametervergleich ergibt sich schließlich hinsichtlich der Rolle der KWK. Während sich hinsichtlich der anderen Technologien im Vergleich der IKARUS- und der ELIAS-Modellrechnungen oft vergleichbare Ergebnisstrukturen ergeben, ergeben sich im IKARUS-Modell sowohl hinsichtlich der Preise als auch der Berücksichtigung von CO₂-Kosten geringe Reaktionen beim Anteil der KWK Nutzung. Ein Grund für die Unterschiede der beiden Modellanalysen liegt darin, dass die Wärmenachfrageseite im IKARUS-Modell endverbrauchsseitig auf sektoral differenziert abgebildet ist, während dies ELIAS-Modell nicht der Fall ist. Die im KWK-Bereich genutzten Energieträger hängen allerdings sehr stark sowohl von den Brennstoff- als auch den CO₂-Preisen ab. Während in der Referenzentwicklung hauptsächlich Kohle und Erdgas in KWK-Anlagen genutzt werden, kommt in den Hochpreisszenarien und unter CO₂-Preisen fast ausschließlich Biomasse zum Einsatz. Dagegen reagiert das ELIAS-Modell im Bereich der KWK vergleichsweise sensitiv auf Änderungen der Brennstoff- und CO₂-Preise. Hier verbleibt weiterer Analyse- und Forschungsbedarf.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass hohe Energiepreinsniveaus vor allem in den Bereichen Haushalte und Verkehr zu deutlichen Emissionsminderungen führen, während sich im Bereich der Stromerzeugung nur geringe Emissionsminderungen ergeben (insbesondere wenn die Effekte des EEG mit einbezogen werden). Dagegen reagiert der Stromerzeugungssektor sehr sensitiv auf die Bepreisung der CO₂-Emissionen, wobei sich hier auch unter den Rahmenbedingungen des EEG eine verbesserte Konkurrenzsituation für die erneuerbaren Energien ergibt. Die Kraft-Wärme-Kopplung ergibt sich – zumindest in einigen Modellrechnungen – als Technologie, die hohe Energiepreise zumindest teilweise abfedern kann.

Bei der Interpretation der Ergebnisse aus den Modellrechnungen mit dem normativ gesamtwirtschaftlich optimierenden IKARUS-Modell und dem vor allem auf die Modellierung einzelwirtschaftlich ausgerichteter Investitionskalküle ausgerichteten ELIAS-Modell sollte jedoch beachtet werden, dass sich die unterschiedlichen Modell-Sensitivitäten in Bezug auf die Energie- und CO₂-Preise in der Realität keineswegs für alle Sektoren so abbilden. So sind insbesondere für die Sektoren, die im Modell vor allem auf die Energiepreise sehr stark reagieren, in der Realität eine Vielzahl von Hemmnissen (vom Nutzer-Investor-Dilemma bis zur asymmetrischen Information bei sehr dezentralen), aber auch verstärkende Mechanismen zu berücksichtigen sind. Aus diesem Grund ist der Verkehrssektor in IKARUS auch gesondert behandelt worden, um beispielsweise die Mineralölbesteuerung abzubilden.

Allerdings sind solche nicht betrachteten Hemmnisse vor dem Hintergrund der Philosophie eines Optimierungsmodells zu interpretieren. Die Einsparungen in den Optimierungsrechnungen sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen als volkswirtschaftlich optimal anzusehen. Hemmnisse, die in der Realität bei der Umsetzung dieser Maßnahmen auftreten können, sind hierbei nicht berücksichtigt. Unterstellt man die Energie- und CO₂-Preisentwicklung also als gegeben, wären Instrumente zu entwickeln, die die ggf. bestehenden Hemmnisse bei der Umsetzung der Maßnahmen beseitigen.

Um die Ergebnisse der Hochpreisszenarien einordnen zu können, erfolgte eine Sichtung verschiedener Hochpreisszenarien, sowohl auf globaler (International Energy Outlook der EIA), europäischer (European Energy and Transport – Trend to 2030 der EU Kommission) und nationaler Ebene (Ölpreisvariante des Energiereport IV von EWI/Prognos). Die Möglichkeiten eines Vergleichs mit anderen Hochpreisszenarien hängen dabei stark von der verfügbaren Dokumentation und dem Aggregationsgrad der Ergebnisse ab.

Qualitativ lassen sich in der Summe tendenziell ähnliche Auswirkungen hoher Energiepreise beobachten. Im Detail sind die Unterschiede allerdings in der Regel erheblich:

- In der Stromerzeugung wird Erdgas durch Kohle substituiert (EU Kommission 2004, EWI/Prognos 2006), der Umfang von der Entwicklung des Verhältnisses des Erdgas/Kohlepreises bestimmt wird. Dieses Preisverhältnis ist dabei in den verfügbaren Hochpreisszenarien sehr unterschiedlich.
- Hohe Energiepreise bewirken den Einsatz von ‚Back-Stop‘-Technologien, wie z.B. Kohleveredlung (EIA 2006b). Dieser Trend findet sich auch in den im Rahmen dieses Projekts erstellten Hochpreisszenarien ab einem Ölpreis von etwa 54 US-\$/bbl.
- In den Endverbrauchssektoren finden Einsparungen statt, wobei sich die Beiträge einzelner Sektoren deutlich unterscheiden. Während die endenergieseitigen Einsparungen in (EU Kommission 2004) zu etwa 70 % im GHD- und Haushaltssektor stattfinden, was tendenziell mit dem IKARUS-Hochpreisszenario übereinstimmt (ca. 60 %), zeichnen diese beiden Sektoren bei EWI/Prognos nur für ein knappes Drittel der Endenergieeinsparung verantwortlich. Der Verkehr trägt hier deutlich stärker zur Einsparung bei, was wiederum in ähnlicher Form für den International Energy Outlook ebenfalls gilt.

Die Gründe für die ergebnisseitigen Diskrepanzen sind in den Unterschieden zwischen den Szenarioannahmen sowie in den methodischen Grundlagen zu sehen. Methodisch gesehen weisen alle Vergleichsszenarien einen prognostischen Charakter auf, in der eine methodisch heterogene Behandlung der einzelnen Sektoren erfolgt. Neben den Energiepreissteigerungen kommt somit eine Fülle weiterer Annahmen zum Einsatz, deren Auswirkungen nicht isoliert werden kann. Beim IKARUS-Optimierungsmodell wird hingegen ein normativer Ansatz, nämlich die Kostenminimierung unter gegebenen Randbedingungen, eingesetzt, dem einheitlich das gesamte Energiesystem unterworfen wird. Diese methodischen Unterschiede sind auch beim Vergleich und der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

7 Literatur

- Bénassi-Quéré A., Amina Lahrèche-Reville, A. and Mignon, V. 2006: Europe-USA-Asia: Equilibrium Exchange Rates. German-French Experts of Economic Policy meeting. 13. März 2006, Berlin
- Berger, Roland & Partner 1997: Study on oil refining in the European Community. London
- Bohnen, U. 1982: Regressionsanalytische Untersuchung der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Abhängigkeit von Wirtschaftswachstum, Energiepreisniveau und Temperatur. In: Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 26, München
- BP 2005: Statistical Review 2004. London
- Bremer Energie Institut (BEI) 2004: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Bremer Energie Institut, Bremen.
- Bundesbank 2006: Devisenkurse der Frankfurter Börse bzw. Euro-Referenzkurse der EZB
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2006, Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 28. Juni 2006, http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap_germany_final.pdf
- Bureau of Economic Analysis 2006: US Economic Accounts. Washington
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)/Forschungszentrum Jülich (FZJ-STE)/Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI)/Öko-Institut 1999: Politikszenerarien für den Klimaschutz. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 20, Jülich
- DLR–Institut für Technische Thermodynamik (DLR)/Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)/Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) 2005: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 - Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorforschung, Stuttgart, Wuppertal.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Prognos 2005: Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energie-wirtschaftliche Referenzprognose. Universität zu Köln/Prognos AG. Köln, Basel, www.bmwi.de
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Prognos 2006: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage - Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Universität zu Köln /Prognos AG. Köln, Basel
- Energy Information Administration (EIA) 2003: Model Documentation Report: System for the Analysis of Global Energy Markets (SAGE). U.S. Department of Energy. Washington DC, www.eia.doe.gov

- Energy Information Administration (EIA) 2005: International Energy Outlook. U.S. Department of Energy. Washington DC, www.eia.doe.gov
- Energy Information Administration (EIA) 2006a: Annual Energy Outlook. U.S. Department of Energy. Washington DC, www.eia.doe.gov
- Energy Information Administration (EIA) 2006b: International Energy Outlook. U.S. Department of Energy. Washington DC., www.eia.doe.gov
- Enzensberger, N. (2003): Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, VDI Verlag, Düsseldorf.
- Erber, G. 2006: EZB-Fed-Zinsdisparitäten. Wechselkurse als Random-Walk und die Wechselkurspolitik der Zentralbanken. Unveröffentlichtes Diskussionspapier. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin
- EU Kommission 2003: European Energy and Transport - Trends to 2030. EU Kommission. Brüssel
- EU Kommission 2004: European Energy and Transport - Scenarios on Key Drivers. EU Kommission. Brüssel
- Fishbone, L. G.; Giesen, G.; Goldstein, G.; Hymmen, H. A.; Stocks, K. J.; Vos, H.; Wilde, D.; Zöcher, R.; Balzer, C. & Abilock, H. 1983: User's Guide for MARKAL. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich
- FIZ Karlsruhe 2003: IKARUS Datenbank - Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien Version 4.1. Fachinformationszentrum Karlsruhe. Karlsruhe
- Goldmann Sachs, Global Investment research 2005: US Energy: Oil. Super spike period may be upon us. Sector attractive. March 30, 2005, New York
- Greene, D. L. 1997: Transportations's Oil Dependence and Energy Security in the 21th Century. Nato Advanced Research Workshop on Environmental Change Adaptation and Human Security. October 9-12, Budapest
- IFEU 2005: Fortschreibung "Daten- und Rechenmodell": Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030. Ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg
- International Energy Agency (IEA) 2004: World Energy Outlook 2004. Paris
- International Energy Agency (IEA) 2005: World Energy Outlook 2005. Paris
- International Energy Agency (IEA) 2006: World Energy Outlook 2006. Paris
- International Energy Agency (IEA): Energy prices and Taxes. Verschiedene Jahrgänge, Paris
- Jadot, P.; Fuchsova, J.; Vankelecom, E.; Voort, E. V. d. & Thonet, C. 1981: EFOM 12C Software - General Overview. EU Kommission. Brüssel
- Jagodzinski, P.; Krüger, W.; Martinsen, D. & Walbeck, M. 1995: Dokumentation des Optimierungsmodells - Anhang 1: Strukturbilder Teil 3: Oberstruktur (Logistik). Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich

- Kabelitz, K. R. 2006: Der Gasmarkt in Europa. Die Energiepolitik in Deutschland zwischen Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit. Vortrag in der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) am 1. Juni 2006, Berlin
- Linßen, J.; Sonnenschein, D. & Walbeck, M. 2003: IKARUS Verkehrsmodell Version 1.01b. Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich
- Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A. & Goldstein, G. 2005: Documentation for the TIMES Model. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme. Paris
- Loulou, R.; Goldstein, G. & Noble, K. 2004: Documentation for the MARKAL Family of Models. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme. Paris
- Lynch, M. C. 2005: Unconventional Oil: Filling in the Gap or Flooding the Market? Department of Energy, National Energy Modeling System. April 12, 2005
- Manne, A. S. & Richels, R. G. 1992: Buying Greenhouse Insurance: The Economic Costs of Carbon Dioxide Emission Limits. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts
- Markewitz, P. & Stein, G. (Hg.) 2003: Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Umwelt/Environment Band/Volume 39, 2003
- Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P. & Vögele, S. 2004: A New Dynamical Bottom-Up Energy Model for Germany - Model Structure and Model Results. IAEE Proceedings. 1-3 September 2004, Zürich
- Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P. & Vögele, S. 2006: CCS: A Future CO₂ Mitigation Option for Germany? A Bottom-up Approach. Energy policy Vol. 35, Issue 4, April 2007, pages 2110-2120
- National Technical University of Athens (NTUA) 1997: The PRIMES Energy System Model. Athens, <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMsd.pdf>
- Nierhaus, W. 2001: Wirtschaftswachstum in den volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen. Ein Vergleich Deutschland –USA. In: IFO-Schnelldienst 3 (2001), S. 41-51.
- Öko-Institut 2006a: Auswirkung verschiedener Allokationsregeln auf Investitionen im Strommarkt. Berlin
- Öko-Institut 2006b: Electricity Investment Analysis (ELIAS). Modell zur Entwicklung von Szenarien über die Struktur der Stromerzeugung. Dokumentation, Stand 1. November 2006
- Pfaffenberger, W. & Haupt, U. 2002: Projekt IKARUS - Makroökonomische Einbettung: Handbuch. Bremer Energie Institut. Bremen
- Platts-Datenbank 2004: UDI World Electric Power Plants Data Base, Platts, A division of the McGraw-Hill Companies, Inc., Washington, DC
- Programmgruppe STE 2003: IKARUS Optimierungsmodell LP Version 4.0. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich
- Reichel, W. 2006: Argumente für die Sicherung eines heimischen Steinkohlesockels. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2006), Heft 1, S. 32-38

Shell 2001: Energy Needs, Choices and Possibilities: Exploring the Futures. Scenarios to 2050. Shell International. New York

Statistik der Kohlenwirtschaft 2006: Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Essen

Statistisches Bundesamt 2000: Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis zum Jahr 2050 - Ergebnisse der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden

Statistisches Bundesamt 2006: Bruttoinlandsprodukt in jeweiligen Preisen und preisbereinigt. Wiesbaden

Statistisches Bundesamt: Außenhandel nach Ländern und Warengruppen. Fachserie 7, Reihe 2/3. Diverse Ausgaben, Wiesbaden

UBA 2006: Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung, Dessau

Anhang A – Technologiedaten im IKARUS-Optimierungsmodell

Im folgenden Abschnitt sind ausgewählte Technologiedaten des IKARUS-Optimierungsmodells dokumentiert.

A.1 Verkehr

Tabelle A-1 Technische und ökonomische Daten von Benzin- und Diesel-Pkw im IKARUS-Optimierungsmodell

Benzin Pkw	Einheit	2010		2030	
		Normal-Pkw	Spar-Pkw	Normal-Pkw	Spar-Pkw
zusätzl. Herstellkosten	€/Fahrzeug		4010		2606
zusätzl. fixe Kosten	€/Fahrzeug		321		209
max Auslastung	km/a	11898	11898	11631	11631
ökonomische Lebensdauer	a	10	10	10	10
technische Lebensdauer	a	12	12	12	12
Input Benzin PNV	GJ/100km	0,273	0,214	0,248	0,195
CO ₂ Emissionen PNV	kg/100km	19,8	15,5	18,0	14,1
Input Benzin PFV	GJ/100km	0,219	0,172	0,183	0,144
CO ₂ Emissionen PFV	kg/100km	15,8	12,4	13,3	10,4
Diesel Pkw	Einheit	Normal-Pkw	Spar-Pkw	Normal-Pkw	Spar-Pkw
zusätzl. Herstellkosten	€/Fahrzeug		3408		3554
zusätzl. fixe Kosten	€/Fahrzeug		273		284
max Auslastung	km/a	11898	11898	11631	11631
ökonomische Lebensdauer	a	10	10	10	10
technische Lebensdauer	a	12	12	12	12
Input Diesel PNV	GJ/100km	0,236	0,185	0,209	0,164
CO ₂ Emissionen PNV	kg/100km	17,4	13,6	15,4	12,1
Input Diesel PFV	GJ/100km	0,198	0,155	0,168	0,132
CO ₂ Emissionen PFV	kg/100km	14,6	11,4	12,4	9,7

Quelle: FIZ Karlsruhe 2003

Tabelle A-2 Technische und ökonomische Daten von Diesel-Lkw im IKARUS-Optimierungsmodell

Diesel Lkw	Einheit	2010		2030	
		Normal-Lkw	Spar-Lkw	Normal-Lkw	Spar-Lkw
zusätzl. Herstellkosten	€/Fahrzeug		5213		3483
zusätzl. fixe Kosten	€/Fahrzeug		0		0
max Auslastung	km/a	18600	18600	18600	18600
ökonomische Lebensdauer	a	10	10	10	10
technische Lebensdauer	a	15	15	15	15
Input Diesel GFV	GJ/100km	0,795	0,630	0,712	0,564
CO ₂ Emissionen GFV	kg/100km	58,7	46,5	52,5	41,6

Quelle: FIZ Karlsruhe 2003

A.2 Kohleverflüssigung

Tabelle A-3 Technische und ökonomische Daten zur Braunkohleverflüssigung im IKARUS-Optimierungsmodell

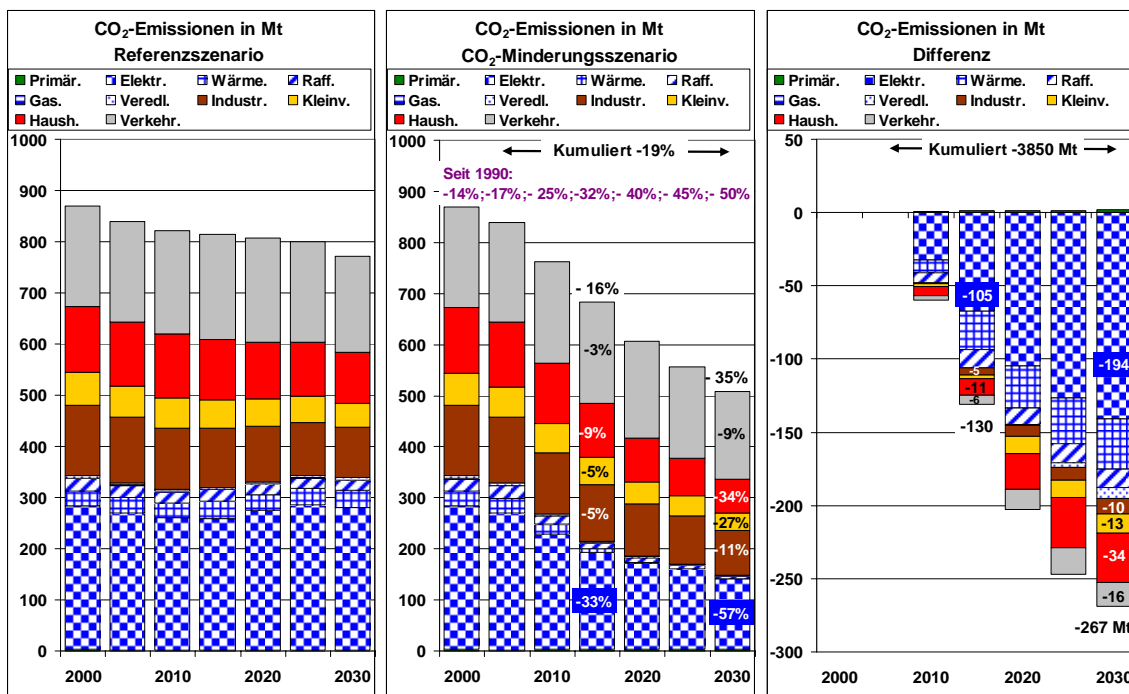
	Einheit	Wert
Technik-Daten		
Investitionskosten	€/(GJ/a)	22,10
Fixkosten	€/(GJ/a)	1,19
variable Kosten	€/GJ	0,43
max Auslastung	-	0,85
Bauzeit	a	3
ökonomische Lebensdauer	a	30
Input Braunkohle	GJ	1
Output Benzin	GJ	0,288
Output Heizöl leicht	GJ	0,262
CO ₂ Emissionen	kg/GJ	70,0
Begrenzungen		
2005	PJ/a	0
2010	PJ/a	90
2015	PJ/a	150
2020	PJ/a	300
2025	PJ/a	450
2030	PJ/a	600

Quelle: FIZ Karlsruhe 2003, eigene Daten

Anhang B – IKARUS CO₂-Minderungsszenario

Als Variante wurde ein CO₂-Minderungsszenario, das 2030 nur noch 50 % der CO₂-Emissionen des Jahres 1990 aufweist, gerechnet. Der Emissionspfad und ein Vergleich mit dem Referenzszenario sind Abbildung B-1 zu entnehmen. Bei der Implementierung des CO₂-Minderungsszenarios wurden auf Wunsch des Auftraggebers CCS-Kraftwerke (CCS: Carbon Capture and Sequestration) als Minderungsoption nicht berücksichtigt. Das Umweltbundesamt geht davon aus, dass die Technologie der Kohlendioxidabscheidung und –speicherung bis zum Jahr 2020 noch keine nennenswerte kommerzielle Nutzbarkeit erreicht haben wird (UBA 2006). Die Rechnungen wurden für den Preispfad mit niedrigen Energieträgerimportpreisen (Referenz) durchgeführt. Abbildung B-1 zeigt die Struktur der CO₂-Emissionen im Referenzszenario (Basis) und im Minderungsszenario sowie die Emissionsminderung als Differenz der beiden Szenarien. Die erforderliche zusätzliche Emissionsminderung für den Zeitraum 2005 bis 2030 beträgt im Minderungsszenario 3850 Mt kumuliert oder 19 % in Bezug auf den entsprechenden Wert im Referenzszenario. Die jährliche CO₂-Minderung steigt damit auf ca. 270 t/a im Jahr 2030. Den überwiegenden Anteil hieran leistet der Umwandlungssektor mit ca. 72 % im Jahr 2030, hauptsächlich bei der Stromerzeugung (52 % in 2030). Die Beiträge der Endverbrauchersektoren liegen zwischen 20 % (2010) und 27 % (2030), wobei die Haushalte die Hauptlast tragen.

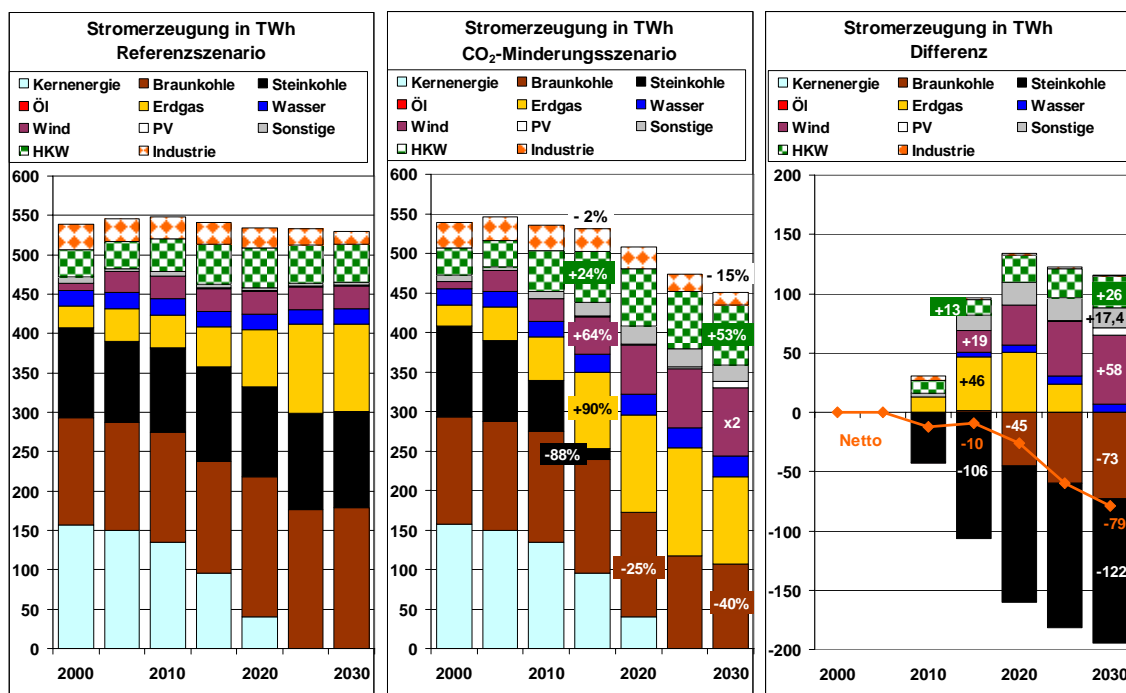
Abbildung B-1 Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen Referenz- und CO₂-Minderungsszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Abbildung B-2 zeigt die Veränderungen in der Stromerzeugung, wobei in der rechten Grafik wiederum die Differenz zwischen Minderungs- und Referenzszenario dargestellt ist. Die eingezeichnete Linie in dieser wie in den folgenden Abbildungen entspricht der Netto-Veränderung über alle Energieträger summiert. Im Minderungsszenario ist ein deutlicher Rückgang des Strombedarfs (-15 %) zu verzeichnen, der auf Stromeinsparungen in den Endverbrauchssektoren zurückzuführen ist. Insbesondere in der Industrie (Anteil 45 %) und dem Haushaltssektor (Anteil 39 %) finden diese Einsparungen statt. In der Struktur der Stromerzeugung findet eine Verschiebung in Richtung Windenergie und HKW (mit Erneuerbaren) statt bei einer deutlich verminderten Verstromung von Kohle, insbesondere von Steinkohle, die im Jahr 2030 praktisch nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Demgegenüber sinkt der Braunkohleneinsatz nicht auf Null, da eine Mindestfördermenge in Anlehnung an die unternehmensspezifischen Planungen der Braunkohlenförderindustrie exogen vorgegeben wurde (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Abbildung B-2 Stromerzeugung im Referenz- und im CO₂-Minderungsszenario

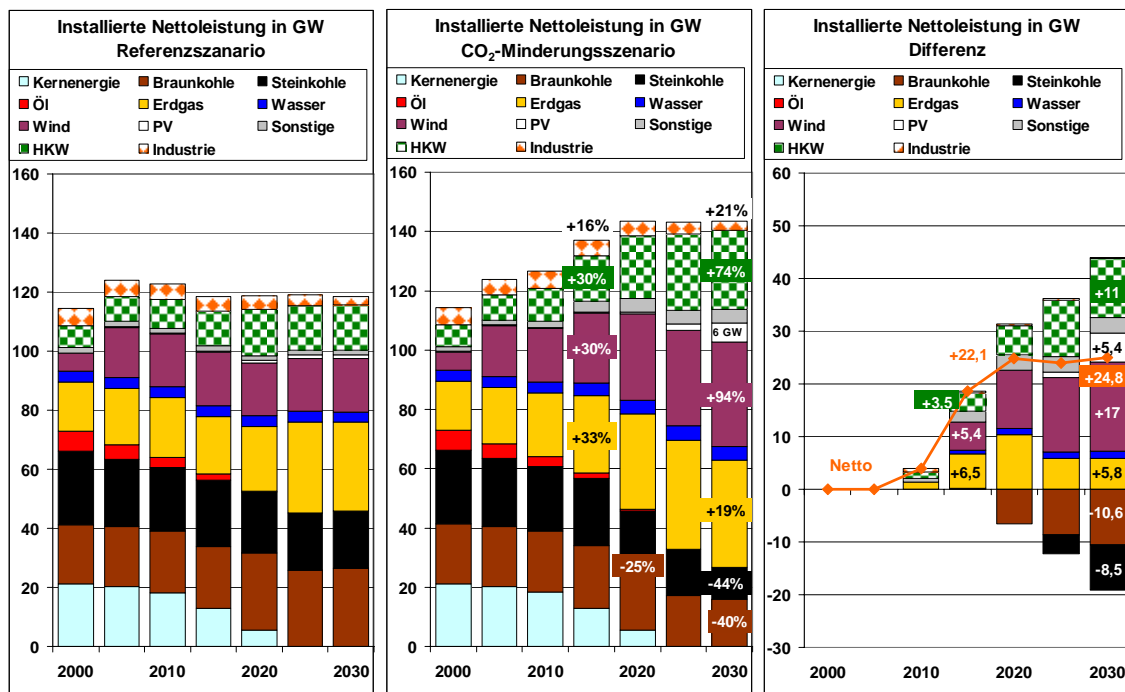


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Aufgrund der niedrigeren Auslastung der öffentlichen Kraftwerke im Minderungsszenario im Vergleich zum Referenzszenario ergibt sich bis zum Jahr 2030 eine um ca. 25 GW erhöhte Nettokapazität. Dabei sinkt die Auslastung der Kohlekraftwerke auf Null und die der Gaskraftwerke von 42 % auf 35 %. Durch den erhöhten Beitrag der Windkraftwerke mit unterdurchschnittlicher Auslastung wird die mittlere Auslastung des Kraftwerkparks weiter abgesenkt, und zwar auf etwa 36 % im Jahr 2030 gegenüber gut 53 % im Referenzszenario. Im Bereich der HKW/HW werden nach 2010 praktisch nur erneuerbare Energieträger (Biogas und Biomasse) eingesetzt (Abbildung B-4). Ins-

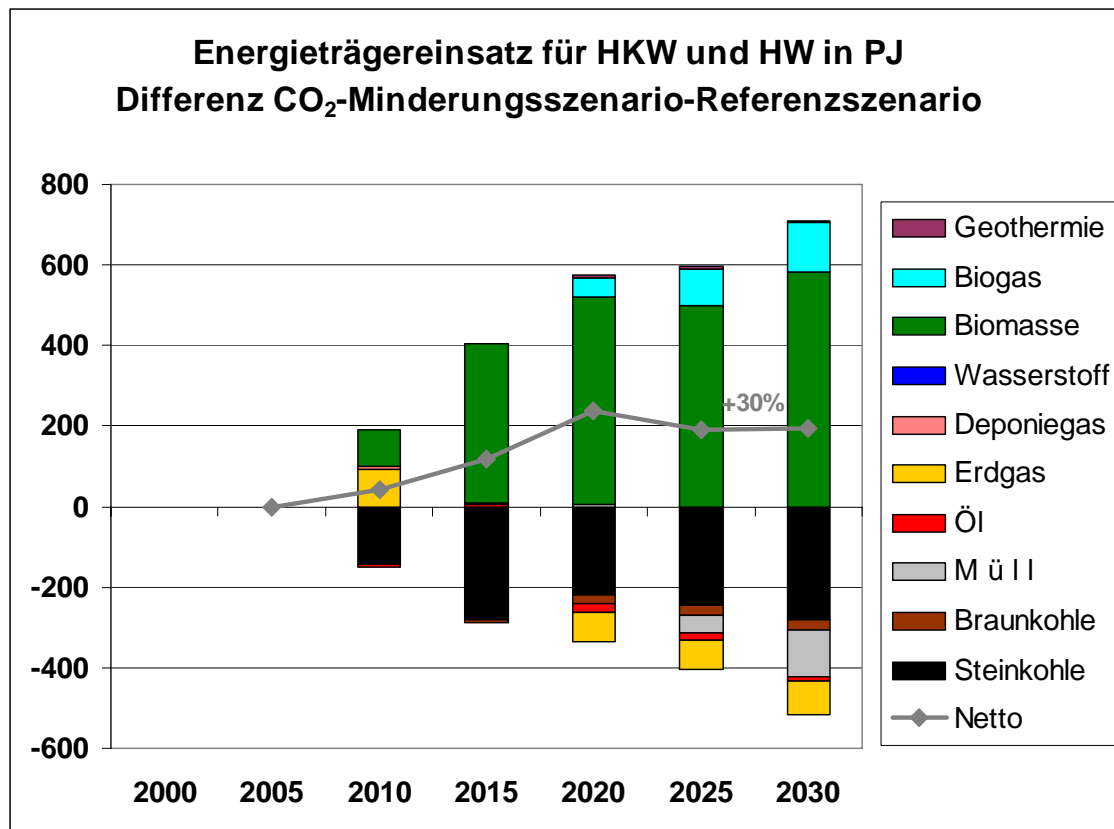
gesamt nimmt der Energieträgereinsatz für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung um ca. 30 % zu, wobei das Strom- zu Wärmeverhältnis im Minderungsszenario deutlich höher liegt als im Referenzszenario. Im Jahr 2030 beträgt dieses im Minderungsszenario 0,71 und im Referenzszenario 0,46. Insgesamt nimmt auch im Bereich der HKW/HW die durchschnittliche Auslastung ab, von ca. 46 % im Jahr 2005 auf 32 % (Minderungsszenario) bis 36 % (Referenzszenario) im Jahr 2030.

Abbildung B-3 *Installierte Nettokapazität im Referenz- und im CO₂-Minderungsszenario*



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

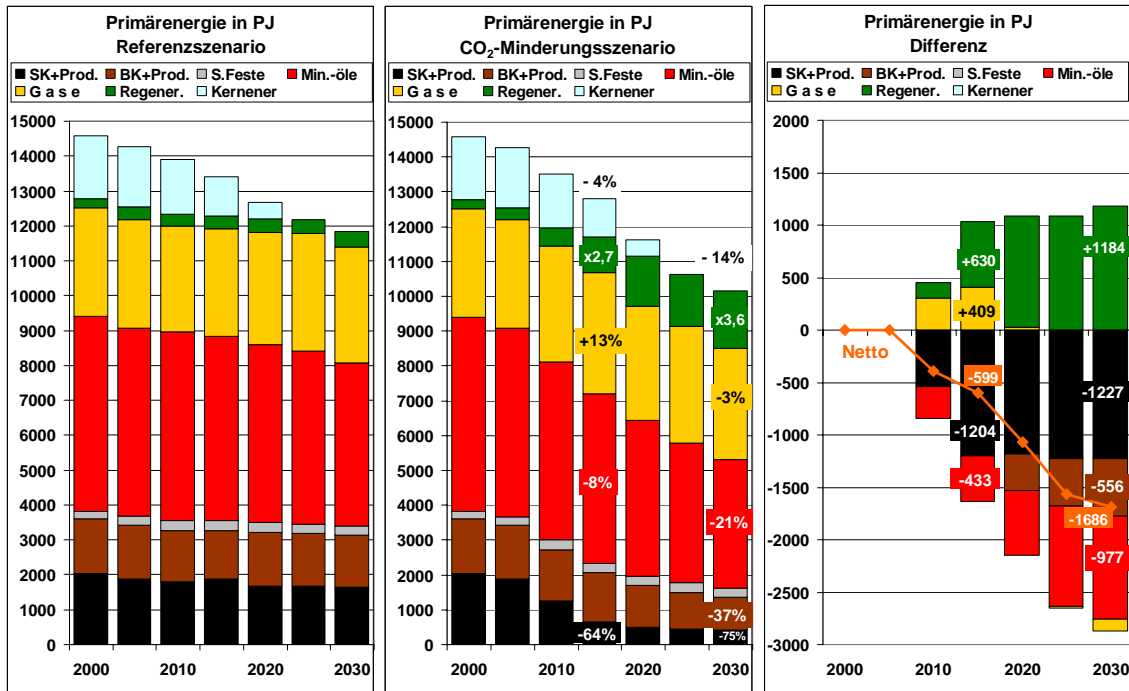
Abbildung B-4 Änderung des Energieträgereinsatzes für HKW und HW im CO₂-Minderungsszenario im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

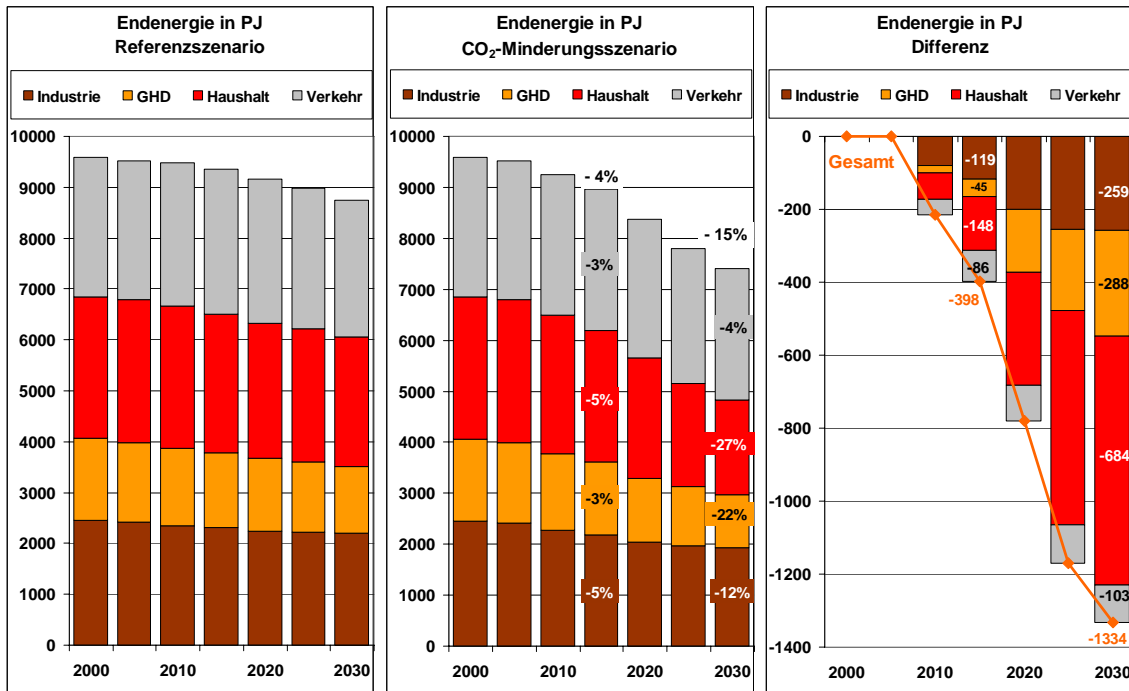
Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Minderungsszenario ist im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung B-5) zum einen durch einen starken Rückgang bis 2030 und zum anderen durch eine Verschiebung der Energieträgerstruktur von fossilen Energieträgern (vor allem Steinkohle und Öl) zu Erneuerbaren (hauptsächlich Windenergie und Biomasse) geprägt. Parallel hierzu findet im Minderungsszenario ein starker Rückgang des Endenergieverbrauchs um ca. 15 % im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2030 statt (Abbildung B-6). Dabei ist die prozentuale Endenergieeinsparung in den Haushalten am größten (-27 %), gefolgt von den Sektoren GHD (-22 %), Industrie (-12 %) und Verkehr (-4 %). Insgesamt liegt der Endenergiebedarf im Jahr 2030 um ca. 1300 PJ niedriger als in der Referenzentwicklung. Die entsprechenden Änderungen in der Endenergieträgerstruktur betreffen hauptsächlich Mineralölprodukte (-21 %), Erdgas (-13 %) sowie Elektrizität (-15 %). Bei den erneuerbaren Energieträgern ist dagegen ein Zuwachs zu beobachten, der allerdings den Rückgang bei den fossilen bei weitem nicht kompensieren kann.

Abbildung B-5 Vergleich der Primärenergie zwischen CO₂-Minderungsszenario und Referenzszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

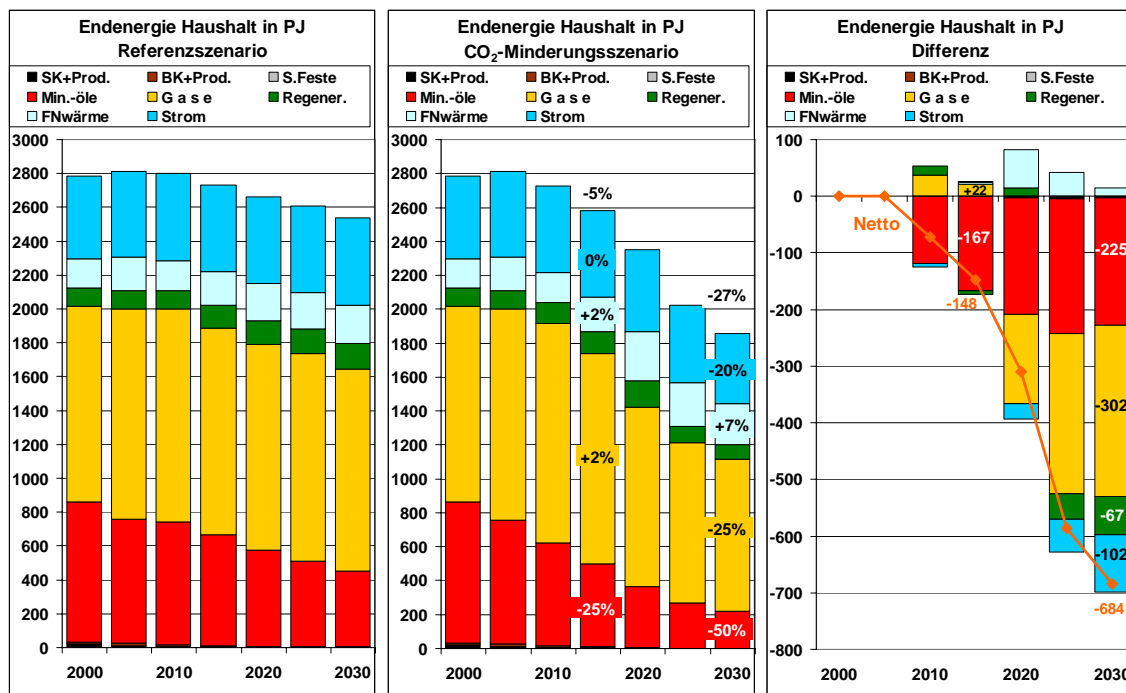
Abbildung B-6 Vergleich der sektoralen Aufteilung der Endenergie zwischen CO₂-Minderungsszenario und Referenzszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Im Folgenden sollen kurz die Veränderungen im Haushalts- und Verkehrssektor beschrieben werden. Wie aus Abbildung B-7 hervorgeht, beträgt der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Haushaltssektor des Minderungsszenarios im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2030 ca. 680 PJ/a. Dabei vermindert sich der Einsatz aller Energieträger bis auf eine kleine Zunahme bei Fernwärme. Die Abnahme findet – wie zu erwarten – insbesondere bei den fossilen Energieträgern wie Heizöl und Erdgas statt.

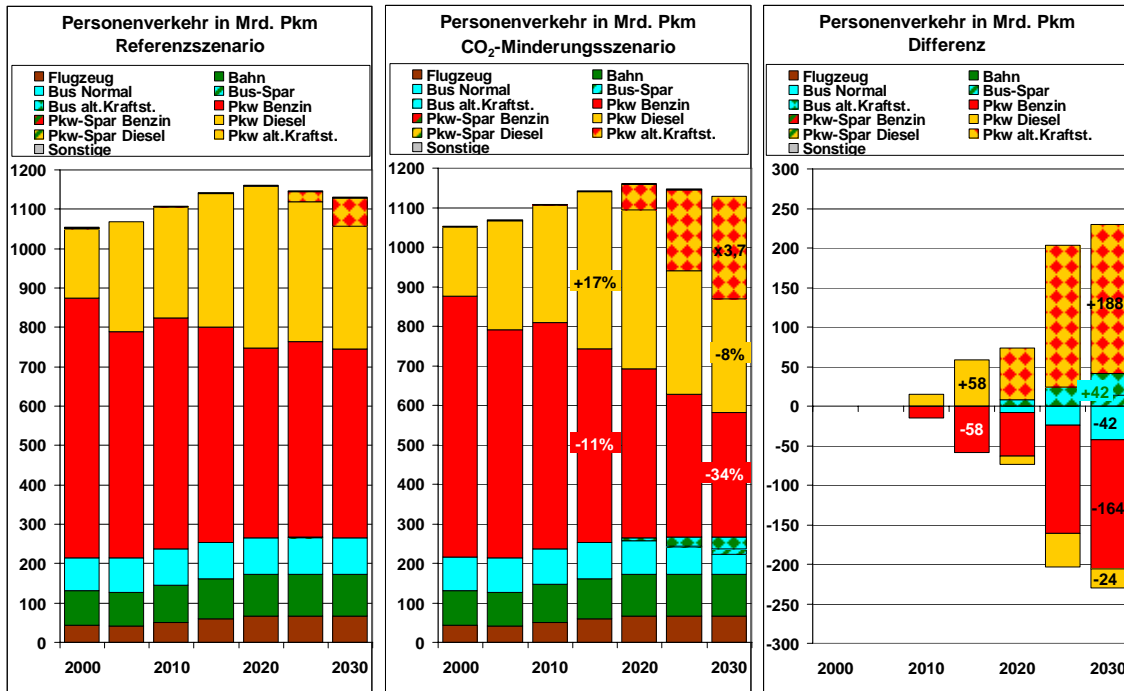
Abbildung B-7 Endenergie Haushalt im Referenz- und im CO₂-Minderungsszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

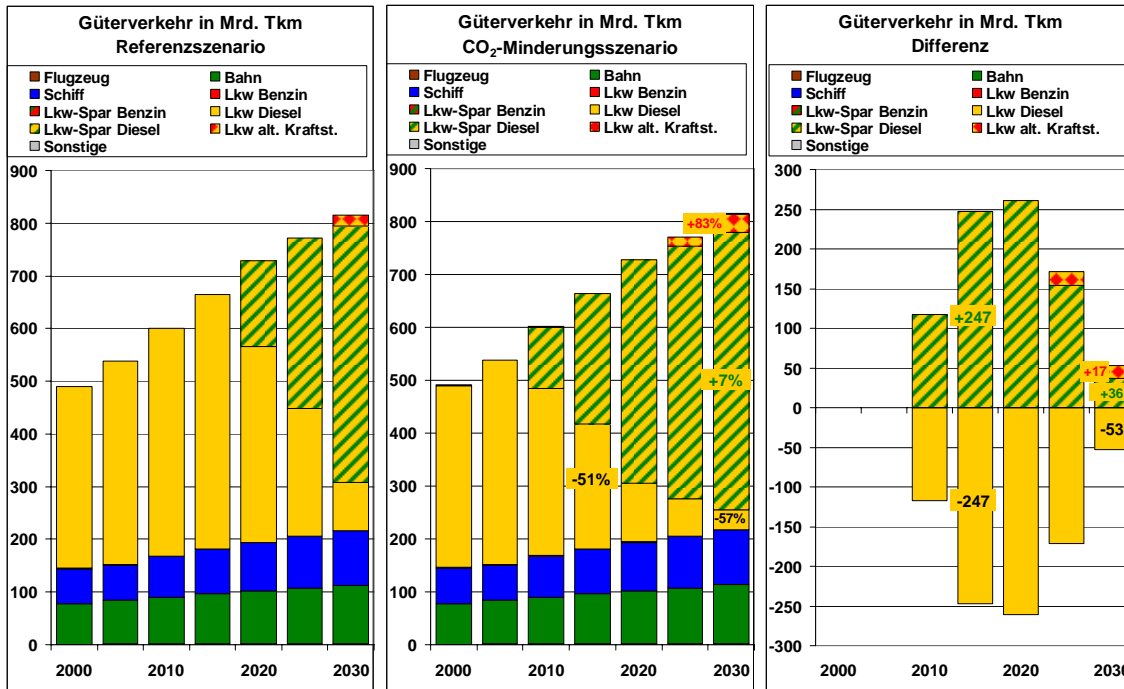
Die strukturellen Änderungen beim Personen- und Güterverkehr zeigen Abbildung B-8 und Abbildung B-9. Im Personenverkehr werden im Reduktionsfall insbesondere verstärkt Fahrzeuge mit Antrieben auf der Basis alternativer Kraftstoffe, im Wesentlichen LPG und Rapsöl, eingesetzt, die vor allem Fahrzeuge mit Ottomotoren substituieren. Im Güterverkehr ersetzen Lkw mit effizienteren Motoren die konventionellen Dieselantriebe, wobei der Einsatz von solchen Spar-Lkw ab 2020 schon im Referenzfall erfolgt, so dass sich das zusätzliche Substitutionspotential bis 2030 deutlich reduziert.

Abbildung B-8 Struktur des Personenverkehrs im Referenz- und im CO₂-Minderungsszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

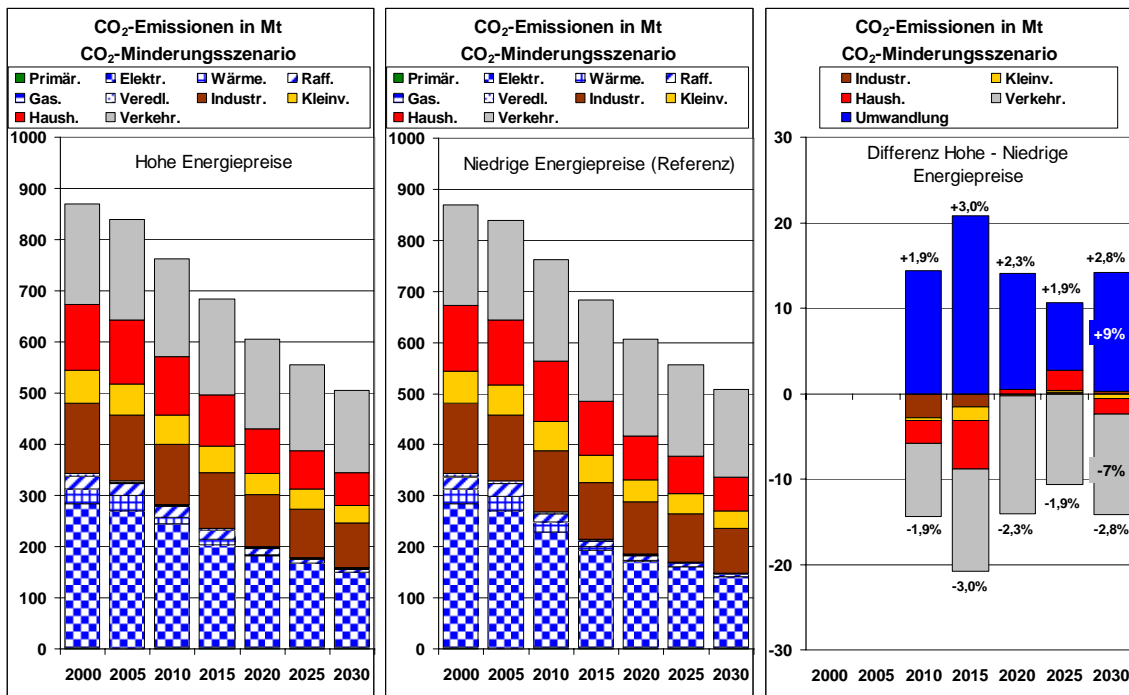
Abbildung B-9 Struktur des Güterverkehrs im Referenz- und im CO₂-Minderungsszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Wie oben schon erwähnt, dominieren die Effekte aufgrund der CO₂-Restriktion (Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990) im Vergleich zu den Auswirkungen der höheren Importenergieträgerpreise. Abbildung B-10 zeigt, dass sich die sektorale Aufteilung der CO₂-Emissionen im Referenz- und im Hochpreisszenario bei einer 50 % CO₂-Restriktion sehr ähneln. Im Hochpreisszenario ist allerdings die Nachfrage im Verkehrssektor etwas geringer (Preiselastizität), sodass die Ausgangsemissionen hier etwas niedriger sind und entsprechend vom Modell geringerer Aufwand getrieben werden muss, um die CO₂-Restriktion insgesamt einzuhalten. Die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor liegen im Hochpreisszenario mit CO₂-Restriktion niedriger als in der Referenzvariante des Minderungsszenarios. Als Ausgleich hierfür fallen insbesondere die Emissionen im Umwandlungssektor etwas höher aus. Insgesamt liegen die strukturellen Verschiebungen der CO₂-Emissionen in einem Intervall von maximal ± 3 %, bezogen auf die vorgegebene obere Grenze für die gesamten CO₂-Emissionen.

Abbildung B-10 Vergleich der sektoralen Aufteilung der CO₂-Emissionen in den CO₂-Minderungsszenarien bei niedrigen und bei hohen Energiepreisen



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Anhang C – UBA-Abschätzung der Energiepreisszenarien-Effekte auf Verkehrsleistung und Modal Split

Dokumentation zur Abschätzung der Effekte der Energiepreisszenarien auf die Verkehrsleistung und den Modal Split⁴⁸

Vom Forschungsnehmer wurden drei Energiepreisszenarien definiert, ein Referenzszenario, ein Hochpreisszenario, in dem die Kraftstoffpreise bis 2030 stetig steigen, und ein Spikeszenario, in dem die Preise 2010 bis 2015 einen Höhepunkt erreichen und dann wieder auf das Referenzniveau fallen. Die Effekte auf Verkehrsleistung und Modal Split werden auf der Basis der Verkehrsprognose des UBA-Modells TREMOD geschätzt. Es wird unterstellt, dass die in TREMOD abgebildete Verkehrsentwicklung mit der vom FN definierten Preisentwicklung des Referenzszenarios korrespondiert. Die Verkehrsleistung der Szenarien wird jeweils als Abweichung von der Verkehrsleistung des Referenzszenarios berechnet, wobei die Abweichung der mit einem Elastizitätskoeffizienten gewichteten Differenz der Preise im betrachteten Szenario zum Referenzwert entspricht.

$$VL_{pt} = VL_{rt} + V_{rt} \cdot (P_{pt} - P_{rt}) / P_{rt} \cdot \varepsilon_{VL}$$

VL = Verkehrsleistung

P = Kraftstoffpreis

ε = Elastizitätskoeffizient

p = Preisszenario

r = Referenzszenario

t = Jahr

Die Elastizitätskoeffizienten für den Personenverkehr wurden aus Hautzinger et al. 2004 übernommen⁴⁹:

- Preiselastizität für den Pkw-Verkehr $\varepsilon = -0,3$
- Kreuzpreiselastizität für die öffentlichen Verkehrsmittel $\varepsilon = 0,04$

Die Elastizitätskoeffizienten geben die prozentuale Veränderung der Verkehrsleistung bezogen auf die prozentuale Veränderung des Kraftstoffpreises an. Steigt der Kraftstoffpreis um 10 %, so sinkt bei einem Elastizitätskoeffizienten von $\varepsilon = -0,3$ die Pkw-Verkehrsleistung um 3 %, wegen der niedrigen Kreuzpreiselastizität von $\varepsilon = 0,04$, steigt die Verkehrsleistung der öffentlichen Verkehrsmittel nur um 0,4 %.

⁴⁸ UBA I 3.1, erstellt am 12.09.2006 von Dr. Hedwig Verron.

⁴⁹ Hautzinger, Heinz et al. 2004. Analyse von Änderungen des Mobilitätsverhaltens als Reaktion auf geänderte Kraftstoffpreise. Forschungsprojekt Nr. 96.0756/2002/ im Auftrag des BMVBW. Heilbronn

Für den Güterverkehr wurden Elastizitätskoeffizienten aus Rothengatter und Doll (2001) abgeleitet⁵⁰:

- Preiselastizität für den Straßengüterverkehr $\varepsilon = -0,12$
- Kreuzpreiselastizität für den Schienengüterverkehr = $\varepsilon = 0,25$

Veränderungen des Modal Split im Güterverkehr werden lediglich als Trade-Off zwischen Straße und Schiene berechnet. Für die Binnenschifffahrt liegen uns keine Elastizitätskoeffizienten vor. Die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt entspricht daher hier in allen Szenarien dem Referenzwert.

⁵⁰ Rothengatter, Werner, Doll, Klaus: Anforderung an eine umweltorientierte Schwerverkehrsabgabe. Berlin, UBA-Texte 57/01

Anhang D – Tabellen zur gesamtwirtschaftlich ausgerichteten Szenarienanalyse

In den folgenden Tabellen finden sich die den Abbildungen in Kapitel 3.3 zugrundeliegenden Zahlen. Die Zuordnung der Abbildungen und Tabellen ist wie nachfolgend angegeben:

Tabelle D- 1 Zuordnung der Abbildungen in Kapitel 3.3 zu Tabellen

Abbildung	Zahlen aus Tabelle(n)
Abbildung 3-4	Tabelle D-1, Tabelle D-3, Tabelle D-7
Abbildung 3-5	Tabelle D-1
Abbildung 3-6	Tabelle D-2
Abbildung 3-7	Tabelle D-3
Abbildung 3-8	Tabelle D-4
Abbildung 3-9	Tabelle D-5
Abbildung 3-10	Tabelle D-6
Abbildung 3-11	Tabelle D-7
Abbildung 3-12	Tabelle D-8
Abbildung 3-13	Tabelle D-9
Abbildung 3-14	Tabelle D-9
Abbildung 3-16	Tabelle D-11
Abbildung 3-17	Tabelle D-12
Abbildung 3-18	Tabelle D-13
Abbildung 3-19	Tabelle D-14
Abbildung 3-20	Tabelle D-1
Abbildung 3-21	Tabelle D-3
Abbildung 3-22	Tabelle D-4
Abbildung 3-23	Tabelle D-15
Abbildung 3-24	Tabelle D-16
Abbildung 3-25	Tabelle D-17
Abbildung B-1	Tabelle D-18
Abbildung B-2	Tabelle D-19
Abbildung B-3	Tabelle D-20
Abbildung B-5	Tabelle D-21
Abbildung B-6	Tabelle D-22
Abbildung B-7	Tabelle D-23
Abbildung B-8	Tabelle D-24
Abbildung B-9	Tabelle D-25
Abbildung B-10	Tabelle D-26

D.1 Rechnungen mit Kraftstoffsteuern und Nachfrageelastizität im Verkehrssektor

Tabelle D- 2 Primärenergie in PJ/a

0 €/t CO2	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	Kernener	Summe
Referenz									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1792,9	1466,0	286,0	5407,5	3037,8	0,0	354,5	1562,0	13906,7
2015	1868,6	1391,5	282,0	5297,4	3066,1	0,0	382,0	1109,7	13397,3
2020	1680,2	1542,0	278,0	5101,3	3222,1	0,0	387,5	465,2	12676,2
2025	1685,0	1492,5	272,0	4976,3	3355,0	0,0	409,7	0,0	12190,5
2030	1636,6	1493,0	266,0	4681,0	3307,4	0,0	461,8	0,0	11845,8
Hochpreis									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1778,0	1691,0	286,0	5035,0	2881,4	0,0	363,6	1562,0	13597,0
2015	1637,1	1591,5	282,0	4804,3	2766,0	0,0	779,1	1109,7	12969,8
2020	1660,6	1542,0	278,0	4487,6	2697,2	0,0	914,9	465,2	12045,6
2025	1819,9	1492,5	272,0	4279,5	2484,0	0,0	1074,2	0,0	11422,1
2030	1745,1	1493,0	266,0	4156,7	2307,3	0,0	1098,1	0,0	11066,2
Preisschock									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1504,1	1691,0	286,0	4722,9	2522,9	0,0	802,3	1562,0	13091,2
2015	1537,8	1591,5	282,0	4490,6	2345,6	0,0	1135,2	1109,7	12492,3
2020	1568,7	1542,0	278,0	4507,4	2559,9	0,0	1148,9	465,2	12070,2
2025	1631,8	1492,5	272,0	4590,2	3059,5	0,0	769,2	0,0	11815,2
2030	1705,4	1493,0	266,0	4456,6	3072,2	0,0	609,1	0,0	11602,4

20 €/t CO2	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	Kernener	Summe
Referenz									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1629,5	1466,0	286,0	5345,3	3166,8	0,0	354,4	1562,0	13810,1
2015	1538,7	1391,5	282,0	5214,8	3324,2	0,0	382,0	1109,7	13243,0
2020	1447,0	1192,0	278,0	4982,1	3597,5	0,0	630,5	465,2	12592,4
2025	1166,4	1041,9	272,0	4869,7	3897,3	0,0	841,5	0,0	12088,9
2030	948,1	945,1	266,0	4725,9	3776,5	0,0	1022,6	0,0	11684,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 3 Primärenergie Erneuerbare in PJ/a

0 €/t CO2	Biomasse	Rapsöl	Ethanol	Biogas	Wasserkr	W i n d	Solar	Geotherm
Referenz								
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	73,1	32,7	8,7	0,0
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	73,9	94,0	8,8	0,0
2010	102,6	32,2	0,0	35,0	72,3	103,6	8,6	0,0
2015	99,2	29,2	0,0	70,0	71,1	103,6	9,0	0,0
2020	98,6	25,8	0,0	80,0	69,8	103,6	9,6	0,0
2025	105,0	31,0	0,0	90,0	69,1	103,6	10,7	0,2
2030	110,8	68,0	0,0	100,0	68,5	103,6	10,6	0,3
Hochpreis								
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	73,1	32,7	8,7	0,0
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	73,9	94,0	8,8	0,0
2010	102,7	32,2	0,0	52,5	69,1	98,5	8,6	0,0
2015	496,4	29,2	0,0	70,0	71,1	103,6	8,7	0,1
2020	521,6	54,0	0,0	80,0	69,8	179,9	9,5	0,2
2025	583,1	61,0	0,0	90,0	69,1	260,3	10,5	0,2
2030	529,1	80,0	0,0	100,0	68,5	308,0	12,3	0,2
Preisschock								
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	73,1	32,7	8,7	0,0
2005		35,2	0,0	31,7	73,9	94,0	8,8	0,0
2010	514,2	32,2	0,0	60,0	65,7	117,4	12,7	0,1
2015	781,2	42,5	0,0	70,0	71,1	156,2	14,1	0,2
2020	791,4	38,7	0,0	80,0	69,8	156,3	12,5	0,2
2025	412,9	31,0	0,0	90,0	69,1	155,9	10,0	0,2
2030	225,5	68,0	0,0	100,0	68,5	136,9	10,0	0,3

20 €/t CO2	Biomasse	Rapsöl	Ethanol	Biogas	Wasserkr	W i n d	Solar	Geotherm
Referenz								
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	73,1	32,7	8,7	0,0
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	73,9	94,0	8,8	0,0
2010	102,6	32,2	0,0	35,0	72,3	103,6	8,6	0,0
2015	99,0	29,2	0,0	70,0	71,1	103,6	8,9	0,1
2020	332,8	34,0	0,0	80,0	69,8	103,6	9,6	0,7
2025	526,8	41,0	0,0	90,0	69,1	103,6	10,7	0,2
2030	529,0	68,0	0,0	100,0	68,5	246,3	10,6	0,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 8 Endenergie nach Energieträgern in PJ/a

0 € t CO ₂	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	FNwärme	Indwärme	Summe
Referenz										
2000	520,6	45,1	0,0	4083,4	2226,3	1760,3	151,9	417,2	376,4	9581,1
2005	469,5	41,6	0,0	3880,4	2337,0	1796,7	181,2	451,5	365,4	9523,3
2010	417,3	33,8	0,0	3913,7	2361,1	1809,3	177,3	413,3	346,4	9472,2
2015	389,8	30,1	0,0	3825,6	2361,4	1793,4	205,2	412,4	340,4	9358,4
2020	360,0	24,2	0,0	3647,3	2394,5	1773,7	210,9	414,4	329,8	9154,8
2025	337,4	21,4	0,0	3511,6	2369,7	1776,1	232,1	397,5	331,2	8977,1
2030	310,1	19,0	0,0	3248,3	2372,0	1773,5	284,6	404,9	328,9	8741,2
Hochpreis										
2000	520,6	45,1	0,0	4083,4	2226,3	1760,3	151,9	417,2	376,4	9581,1
2005	469,5	41,6	0,0	3880,4	2337,0	1796,7	181,2	451,5	365,4	9523,3
2010	417,2	33,6	0,0	3607,4	2342,6	1802,8	194,9	433,6	329,6	9161,7
2015	388,2	29,6	0,0	3415,2	2289,2	1789,0	203,8	427,4	312,5	8855,0
2020	357,9	23,2	0,0	3142,0	2226,1	1756,4	240,4	426,1	298,5	8470,7
2025	335,8	20,7	0,0	2970,3	2125,0	1781,7	262,1	400,8	288,4	8184,8
2030	309,2	18,8	0,0	2853,4	2017,4	1781,6	302,1	381,1	282,3	7945,9
Preisschock										
2000	520,6	45,1	0,0	4083,4	2226,3	1760,3	151,9	417,2	376,4	9581,1
2005	469,5	41,6	0,0	3880,4	2337,0	1796,7	181,2	451,5	365,4	9523,3
2010	411,2	31,8	0,0	3373,5	2137,2	1750,2	232,5	449,6	317,1	8703,1
2015	379,0	27,9	0,0	3210,9	1998,1	1775,0	260,0	449,3	290,7	8390,8
2020	355,2	22,7	0,0	3204,8	2043,2	1772,8	244,8	456,7	290,5	8390,6
2025	337,2	21,0	0,0	3263,3	2140,8	1786,4	228,8	424,9	318,4	8520,7
2030	310,0	19,0	0,0	3096,9	2207,2	1787,3	280,5	402,7	328,9	8432,5

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 9 Endenergie Erneuerbare in PJ/a

0 € t CO ₂	Biomasse	Rapsöl u.a.	Bioethanol	Biogas	Solar	Summe
Referenz						
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	8,0	151,9
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	7,9	181,2
2010	102,6	32,2	0,0	35,0	7,5	177,3
2015	99,2	29,2	0,0	70,0	6,8	205,2
2020	98,6	25,8	0,0	80,0	6,5	210,9
2025	105,0	31,0	0,0	90,0	6,1	232,1
2030	110,8	68,0	0,0	100,0	5,8	284,6
Hochpreis						
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	8,0	151,9
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	7,9	181,2
2010	102,7	32,2	0,0	52,5	7,5	194,9
2015	98,0	29,2	0,0	70,0	6,5	203,8
2020	100,1	54,0	0,0	80,0	6,3	240,4
2025	105,2	61,0	0,0	90,0	5,9	262,1
2030	114,6	80,0	0,0	100,0	7,5	302,1
Preisschock						
2000	103,0	12,5	0,0	28,4	8,0	151,9
2005	106,4	35,2	0,0	31,7	7,9	181,2
2010	139,6	32,2	0,0	49,1	11,6	232,5
2015	146,5	42,5	0,0	59,1	11,9	260,0
2020	127,7	38,7	0,0	69,1	9,3	244,8
2025	102,3	31,0	0,0	90,0	5,5	228,8
2030	107,4	68,0	0,0	100,0	5,1	280,5

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 10 Endenergie nach Sektoren in PJ/a

0 €t CO2	Industrie	GHD	Haushalt	Verkehr	Summe
Referenz					
2000	2458,1	1607,5	2785,6	2729,9	9581,1
2005	2423,2	1563,7	2813,8	2722,6	9523,3
2010	2354,2	1522,7	2798,6	2796,7	9472,2
2015	2306,5	1472,1	2730,2	2849,6	9358,4
2020	2235,7	1433,9	2662,7	2822,5	9154,8
2025	2226,3	1375,9	2608,0	2767,0	8977,1
2030	2196,5	1317,1	2540,2	2687,5	8741,2
Hochpreis					
2000	2458,1	1607,5	2785,6	2729,9	9581,1
2005	2423,2	1563,7	2813,8	2722,6	9523,3
2010	2311,6	1501,7	2709,2	2639,2	9161,7
2015	2232,0	1432,2	2568,7	2622,0	8855,0
2020	2126,9	1342,9	2446,0	2554,9	8470,7
2025	2098,0	1208,5	2356,7	2521,6	8184,8
2030	2061,3	1150,0	2255,6	2479,0	7945,9
Preisschock					
2000	2458,1	1607,5	2785,6	2729,9	9581,1
2005	2423,2	1563,7	2813,8	2722,6	9523,3
2010	2220,6	1453,4	2582,8	2446,3	8703,1
2015	2141,6	1343,4	2428,7	2477,1	8390,8
2020	2119,2	1304,7	2334,9	2631,8	8390,6
2025	2186,8	1280,5	2329,7	2723,7	8520,7
2030	2194,2	1275,2	2276,3	2686,8	8432,5

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 11 Endenergie Haushalte in PJ/a

0 €t CO2	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	FNwärme	Summe
Referenz									
2000	18,8	13,7	0,0	829,7	1156,1	491,3	104,8	171,1	2785,6
2005	13,3	12,7	0,0	729,9	1245,5	507,4	107,8	197,1	2813,8
2010	7,8	8,4	0,0	724,5	1257,2	515,4	108,0	177,4	2798,6
2015	6,3	6,1	0,0	653,9	1218,7	510,1	134,4	200,7	2730,2
2020	4,7	2,9	0,0	567,1	1215,4	511,3	139,6	221,8	2662,7
2025	4,5	1,4	0,0	506,4	1223,9	513,5	146,6	211,7	2608,0
2030	3,0	0,6	0,0	445,5	1194,8	516,2	153,1	227,0	2540,2
Hochpreis									
2000	18,8	13,7	0,0	829,7	1156,1	491,3	104,8	171,1	2785,6
2005	13,3	12,7	0,0	729,9	1245,5	507,4	107,8	197,1	2813,8
2010	7,8	8,4	0,0	601,3	1253,5	516,9	121,5	199,7	2709,2
2015	6,3	6,1	0,0	484,2	1210,4	514,7	127,9	219,1	2568,7
2020	4,7	2,9	0,0	371,9	1178,8	516,0	134,3	237,6	2446,0
2025	4,5	1,5	0,0	319,4	1147,7	526,4	137,8	219,5	2356,7
2030	3,0	0,7	0,0	278,0	1072,5	531,6	159,7	210,2	2255,6
Preisschock									
2000	18,8	13,7	0,0	829,7	1156,1	491,3	104,8	171,1	2785,6
2005	13,3	12,7	0,0	729,9	1245,5	507,4	107,8	197,1	2813,8
2010	7,8	7,4	0,0	563,8	1118,8	505,9	159,3	219,8	2582,8
2015	6,3	5,6	0,0	443,7	1047,3	509,8	167,7	248,3	2428,7
2020	4,7	2,3	0,0	343,7	1048,4	510,9	151,3	273,6	2334,9
2025	4,4	1,1	0,0	310,1	1114,2	517,2	136,6	246,1	2329,7
2030	2,8	0,6	0,0	308,9	1065,1	526,9	143,8	228,1	2276,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 12 Endenergie Verkehr in PJ/a

0 €t CO2	Benzin	Diesel	Strom	H2	Alkohole	Kerosin	andere	Summe
Referenz								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	1051,7	1367,7	43,3	0,0	0,2	333,3	0,6	2796,7
2015	957,9	1473,4	43,3	0,0	0,3	374,6	0,0	2849,6
2020	831,3	1547,2	42,3	0,0	0,2	401,5	0,0	2822,5
2025	852,0	1419,3	40,5	0,6	0,4	423,1	31,0	2767,0
2030	813,3	1257,1	38,6	2,6	0,4	435,7	139,8	2687,5
Hochpreis								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	967,1	1292,8	45,2	0,0	0,2	333,3	0,6	2639,2
2015	861,8	1339,7	45,6	0,0	0,3	374,6	0,0	2622,0
2020	734,0	1345,1	45,1	0,7	0,2	401,5	28,2	2554,9
2025	682,9	1247,0	43,4	0,7	0,4	423,1	124,2	2521,6
2030	650,2	1206,7	41,5	2,6	0,4	435,7	142,0	2479,0
Preisschock								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	874,2	1193,9	44,1	0,0	0,2	333,3	0,6	2446,3
2015	795,9	1248,7	43,9	0,0	0,3	374,6	13,7	2477,1
2020	772,7	1399,3	42,5	2,2	0,2	401,5	13,3	2631,8
2025	790,0	1436,4	40,5	2,2	0,4	423,1	31,2	2723,7
2030	809,2	1249,9	38,6	4,6	0,4	435,7	148,4	2686,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 13 Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm/a

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Bus Normal	Bus-Spar	Bus alt.Kraftst.	Pkw Benzin	Pkw-Spar Benzin	Pkw Diesel	Pkw-Spar Diesel	Pkw alt.Kraftst.	Sonstige	Summe PV
Referenz												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	586,6	0,0	282,7	0,0	0,5	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	547,7	0,0	339,4	0,0	0,2	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	481,9	0,0	411,7	0,0	0,1	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	497,6	0,0	355,3	0,0	25,5	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	478,6	0,0	312,5	0,0	70,3	2,0	1129,8
Hochpreis												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	96,3	91,4	0,1	0,0	539,9	0,0	267,6	0,0	0,5	0,6	1047,8
2015	59,5	102,6	93,6	0,3	0,0	492,0	0,0	314,0	0,0	0,2	0,8	1063,0
2020	67,5	106,3	94,3	0,6	0,0	424,1	0,0	345,6	0,0	23,4	1,0	1062,7
2025	67,5	106,3	95,0	0,9	0,0	398,6	0,0	290,7	0,0	84,1	1,5	1044,6
2030	67,5	106,4	94,1	1,2	0,0	382,3	0,0	302,5	0,0	70,9	2,0	1027,0
Preisschock												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	97,5	92,6	0,1	0,0	486,4	0,0	234,4	0,0	0,5	0,6	963,6
2015	59,5	103,4	94,4	0,3	0,0	453,6	0,0	281,7	0,0	11,1	0,8	1004,8
2020	67,5	105,5	93,6	0,6	0,0	447,6	0,0	378,0	0,0	12,9	1,0	1106,8
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	461,3	0,0	389,7	0,0	27,4	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	476,2	0,0	311,9	0,0	73,3	2,0	1129,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 14 Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm/a

0 €/t CO2	Flugzeug	Bahn	Schiff	Lkw Benzin	Lkw-Spar Benzin	Lkw Diesel	Lkw-Spar Diesel	Lkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe GV
Referenz										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	1,0	0,0	432,6	0,0	0,0	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,4	0,0	482,7	0,0	0,0	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,4	0,0	371,0	162,8	0,0	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	242,3	323,6	0,0	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	91,5	486,9	19,6	0,1	814,7
Hochpreis										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	99,5	77,5	0,7	0,4	315,8	104,0	0,0	0,1	599,1
2015	1,5	109,8	85,0	0,0	0,4	235,7	228,4	0,0	0,1	660,8
2020	1,7	119,4	92,8	0,0	0,4	109,3	398,6	0,0	0,1	722,3
2025	2,0	127,1	98,5	0,0	0,0	107,2	427,6	2,6	0,1	765,1
2030	2,2	133,9	104,1	0,0	0,0	88,5	457,0	21,6	0,1	807,4
Preisschock										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	82,4	0,7	0,3	309,6	80,0	0,0	0,1	563,0
2015	1,5	94,6	90,2	0,0	0,3	229,6	206,5	0,0	0,1	622,9
2020	1,7	99,9	94,4	0,0	0,3	107,5	406,0	0,0	0,1	709,9
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	110,7	455,2	0,0	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	89,1	486,9	22,0	0,1	814,7

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 15 CO₂-Emissionen Verkehrssektor in Mt/a

0 €/t CO2	GV-Strasse	GV-Sonstige	PV-Strasse	PV-Sonstige	Summe
Referenz					
2000	56,2	8,2	115,4	16,2	196,1
2005	59,4	9,3	112,2	15,2	196,0
2010	62,0	10,5	111,5	17,3	201,3
2015	62,2	12,3	112,2	18,5	205,3
2020	59,3	13,4	111,3	19,5	203,5
2025	56,6	15,2	106,0	19,4	197,2
2030	50,5	16,4	101,5	19,2	187,6
Hochpreis					
2000	56,2	8,2	115,4	16,2	196,1
2005	59,4	9,3	112,2	15,2	196,0
2010	58,0	10,5	103,8	17,3	189,7
2015	55,2	12,4	102,4	18,5	188,5
2020	52,0	13,4	96,6	19,6	181,6
2025	51,4	15,2	90,0	19,4	176,0
2030	47,9	16,4	88,0	19,2	171,5
Preisschock					
2000	56,2	8,2	115,4	16,2	196,1
2005	59,4	9,3	112,2	15,2	196,0
2010	54,4	10,7	93,3	17,3	175,7
2015	52,1	12,5	93,9	18,5	177,0
2020	52,2	13,5	103,2	19,5	188,4
2025	54,1	15,2	105,3	19,4	194,0
2030	50,1	16,4	101,7	19,2	187,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

D.2 Varianten mit/ohne Kraftstoffsteuern und Nachfrageelastizität im Verkehrssektor

Tabelle D-16 Endenergie Verkehrssektor in PJ/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität

0 €t CO2	Benzin	Diesel	Strom	H2	Alkohole	Kerosin	andere	Summe
Hochpreis ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	1051,9	1367,6	43,3	0,0	0,2	333,3	0,6	2796,8
2015	1065,9	1380,8	43,3	0,0	0,3	374,6	0,0	2864,9
2020	1069,5	1386,0	42,3	0,0	0,3	401,5	0,0	2899,6
2025	1042,9	1340,6	40,5	0,0	0,5	423,1	31,0	2878,6
2030	1010,3	1226,7	38,6	0,0	0,5	435,7	80,0	2791,7
Hochpreis mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	1001,6	1373,0	43,3	0,0	0,2	333,3	0,6	2752,0
2015	902,5	1449,0	43,3	0,0	0,2	374,6	0,0	2769,5
2020	791,7	1509,6	42,3	0,7	0,1	401,5	0,0	2745,9
2025	742,1	1447,7	40,5	0,7	0,0	423,1	75,6	2729,7
2030	709,4	1407,2	38,6	2,6	0,0	435,7	93,7	2687,3
Hochpreis mit Steuern, mit Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	967,1	1292,8	45,2	0,0	0,2	333,3	0,6	2639,2
2015	861,8	1339,7	45,6	0,0	0,3	374,6	0,0	2622,0
2020	734,0	1345,1	45,1	0,7	0,2	401,5	28,2	2554,9
2025	682,9	1247,0	43,4	0,7	0,4	423,1	124,2	2521,6
2030	650,2	1206,7	41,5	2,6	0,4	435,7	142,0	2479,0

0 €t CO2	Benzin	Diesel	Strom	H2	Alkohole	Kerosin	andere	Summe
Preisschock ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	1052,3	1367,8	43,3	0,0	0,2	331,1	0,6	2795,3
2015	1065,9	1344,7	43,3	0,0	0,3	374,6	0,0	2828,8
2020	1069,5	1350,9	42,3	0,0	0,3	401,5	0,0	2864,6
2025	1042,9	1346,0	40,5	0,0	0,2	423,1	0,0	2852,7
2030	1010,3	1345,8	38,6	0,0	0,2	435,7	17,0	2847,6
Preisschock mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	978,5	1393,1	43,3	0,0	0,0	333,3	0,7	2748,9
2015	866,1	1403,6	43,3	2,2	0,0	374,6	77,4	2767,3
2020	780,2	1446,1	42,3	2,2	0,0	401,5	74,5	2746,8
2025	780,4	1457,2	40,5	2,2	0,0	423,1	28,8	2732,2
2030	827,6	1287,0	38,6	4,6	0,2	435,7	106,1	2699,7
Preisschock mit Steuern, mit Nachfrageelastizität								
2000	1259,6	1139,6	42,8	0,0	0,0	283,6	4,3	2729,9
2005	1056,6	1333,5	40,6	0,0	0,0	289,5	2,3	2722,6
2010	874,2	1193,9	44,1	0,0	0,2	333,3	0,6	2446,3
2015	795,9	1248,7	43,9	0,0	0,3	374,6	13,7	2477,1
2020	772,7	1399,3	42,5	2,2	0,2	401,5	13,3	2631,8
2025	790,0	1436,4	40,5	2,2	0,4	423,1	31,2	2723,7
2030	809,2	1249,9	38,6	4,6	0,4	435,7	148,4	2686,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 17 Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Bus Normal	Bus-Spar	Bus alt. Kraftst.	Pkw Benzin	Pkw-Spar Benzin	Pkw Diesel	Pkw-Spar Diesel	Pkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe PV
Hochpreis ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	586,7	0,0	282,7	0,0	0,4	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	598,9	0,0	288,4	0,0	0,0	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	603,3	0,0	290,5	0,0	0,0	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	592,9	0,0	285,5	0,0	0,0	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	581,5	0,0	280,0	0,0	0,0	2,0	1129,8
Hochpreis mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	563,0	0,0	306,3	0,0	0,5	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	517,5	0,0	369,6	0,0	0,1	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	460,5	0,0	432,5	0,0	0,8	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	433,3	0,0	398,4	0,0	46,8	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	417,3	0,0	396,4	0,0	47,7	2,0	1129,8
Hochpreis mit Steuern, mit Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	96,3	91,4	0,1	0,0	539,9	0,0	267,6	0,0	0,5	0,6	1047,8
2015	59,5	102,6	93,6	0,3	0,0	492,0	0,0	314,0	0,0	0,2	0,8	1063,0
2020	67,5	106,3	94,3	0,6	0,0	424,1	0,0	345,6	0,0	23,4	1,0	1062,7
2025	67,5	106,3	95,0	0,9	0,0	398,6	0,0	290,7	0,0	84,1	1,5	1044,6
2030	67,5	106,4	94,1	1,2	0,0	382,3	0,0	302,5	0,0	70,9	2,0	1027,0

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Bus Normal	Bus-Spar	Bus alt.Kraftst. t.	Pkw Benzin	Pkw-Spar Benzin	Pkw Diesel	Pkw-Spar Diesel	Pkw alt.Kraftst. t.	Sonstige	Summe PV
Preisschock ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,0	95,0	90,6	0,1	0,0	587,1	0,0	282,8	0,0	0,4	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	598,9	0,0	288,4	0,0	0,0	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	603,3	0,0	290,5	0,0	0,0	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	592,9	0,0	285,5	0,0	0,0	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	581,5	0,0	280,0	0,0	0,0	2,0	1129,8
Preisschock mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	552,0	0,0	317,4	0,0	0,4	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	497,6	0,0	343,1	0,0	46,6	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	453,9	0,0	394,6	0,0	45,2	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	455,7	0,0	405,1	0,0	17,6	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	487,1	0,0	324,5	0,0	49,9	2,0	1129,8
Preisschock mit Steuern, mit Nachfrageelastizität												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	97,5	92,6	0,1	0,0	486,4	0,0	234,4	0,0	0,5	0,6	963,6
2015	59,5	103,4	94,4	0,3	0,0	453,6	0,0	281,7	0,0	11,1	0,8	1004,8
2020	67,5	105,5	93,6	0,6	0,0	447,6	0,0	378,0	0,0	12,9	1,0	1106,8
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	461,3	0,0	389,7	0,0	27,4	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	476,2	0,0	311,9	0,0	73,3	2,0	1129,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 18 Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm/a mit/ohne Kraftstoffsteuern und/oder Nachfrageelastizität

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Schiff	Lkw Benzin	Lkw-Spar Benzin	Lkw Diesel	Lkw-Spar Diesel	Lkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe GV
Hochpreis ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	1,0	0,0	432,5	0,0	0,1	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,4	0,0	482,5	0,0	0,2	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,4	0,0	533,5	0,0	0,2	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	550,3	0,0	15,6	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	398,2	158,4	41,5	0,1	814,7
Hochpreis mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	0,7	0,4	316,0	116,5	0,0	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,0	0,4	236,1	246,6	0,0	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,0	0,4	110,2	423,6	0,0	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	110,7	455,2	0,0	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	101,3	486,9	9,8	0,1	814,7
Hochpreis mit Steuern, mit Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	99,5	77,5	0,7	0,4	315,8	104,0	0,0	0,1	599,1
2015	1,5	109,8	85,0	0,0	0,4	235,7	228,4	0,0	0,1	660,8
2020	1,7	119,4	92,8	0,0	0,4	109,3	398,6	0,0	0,1	722,3
2025	2,0	127,1	98,5	0,0	0,0	107,2	427,6	2,6	0,1	765,1
2030	2,2	133,9	104,1	0,0	0,0	88,5	457,0	21,6	0,1	807,4

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Schiff	Lkw Benzin	Lkw-Spar Benzin	Lkw Diesel	Lkw-Spar Diesel	Lkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe GV
Preisschock ohne Steuern, ohne Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	1,0	0,0	432,5	0,0	0,1	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,4	0,0	360,0	122,5	0,2	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,4	0,0	404,0	129,6	0,2	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	434,3	131,5	0,1	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	589,2	0,0	8,9	0,1	814,7
Preisschock mit Steuern, ohne Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	0,7	0,4	316,0	116,5	0,0	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,0	0,4	236,1	243,7	2,9	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,0	0,4	110,2	420,6	3,0	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	110,7	452,1	3,1	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	95,7	486,9	15,4	0,1	814,7
Preisschock mit Steuern, mit Nachfrageelastizität										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	82,4	0,7	0,3	309,6	80,0	0,0	0,1	563,0
2015	1,5	94,6	90,2	0,0	0,3	229,6	206,5	0,0	0,1	622,9
2020	1,7	99,9	94,4	0,0	0,3	107,5	406,0	0,0	0,1	709,9
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	110,7	455,2	0,0	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	89,1	486,9	22,0	0,1	814,7

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

D.3 CO₂-Minderungsszenario (-50 % bis 2030 im Vergleich zu 1990). Referenzpreisentwicklung, 0 €/t CO₂

Tabelle D- 19 CO₂-Emissionen in Mt/a

0 €/t CO ₂	Primär.	Elektr.	Wärme.	Raff.	Gas.	Veredl.	Industr.	Verkehr.	Haush.	Kleinv.	Gesamt
Referenz											
2000	2,8	281,6	28,2	24,2	1,2	5,7	137,0	196,1	128,9	63,9	869,6
2005	2,2	267,3	29,7	23,8	1,2	4,5	129,2	196,0	125,8	59,7	839,4
2010	2,6	257,6	28,5	22,7	1,2	3,2	120,6	201,3	125,1	58,4	821,1
2015	2,4	256,3	34,9	21,9	1,2	3,0	115,5	205,3	117,3	55,8	813,5
2020	2,2	273,0	30,7	20,2	1,2	2,8	110,0	203,5	110,3	53,5	807,3
2025	2,2	283,3	31,5	20,6	1,3	4,3	103,6	197,2	106,1	50,7	800,8
2030	2,2	277,4	34,6	19,0	1,3	4,7	97,5	187,6	99,8	47,8	771,8
CO₂-Restriktion											
2000	2,8	281,6	28,2	24,2	1,2	5,7	137,0	196,1	128,9	63,9	869,6
2005	2,2	267,3	29,7	23,8	1,2	4,5	129,2	196,0	125,8	59,7	839,4
2010	3,0	225,2	19,8	15,9	1,3	3,1	119,8	198,2	118,4	56,8	761,6
2015	3,7	188,9	8,5	9,9	1,3	2,9	110,2	199,1	106,2	53,2	683,8
2020	3,6	168,5	2,0	8,6	1,2	2,6	102,0	189,7	86,0	41,8	606,0
2025	3,8	156,7	0,6	7,3	1,2	1,3	94,6	178,9	72,4	38,8	555,5
2030	4,0	136,7	0,0	6,4	1,1	-2,7	87,2	171,4	66,1	34,9	505,0
Differenz											
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,4	-32,4	-8,7	-6,7	0,1	0,0	-0,7	-3,1	-6,7	-1,6	-59,5
2015	1,3	-67,4	-26,4	-11,9	0,1	-0,1	-5,3	-6,2	-11,1	-2,6	-129,7
2020	1,4	-104,5	-28,7	-11,6	0,0	-0,2	-7,9	-13,8	-24,2	-11,7	-201,3
2025	1,6	-126,6	-30,9	-13,3	-0,1	-2,9	-9,0	-18,3	-33,8	-11,9	-245,3
2030	1,8	-140,7	-34,6	-12,6	-0,1	-7,4	-10,4	-16,2	-33,7	-12,9	-266,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 20 Stromerzeugung in TWh

0 €/t CO ₂	Kern-energie	Braun-kohle	Stein-kohle	Öl	Erdgas	Wasser	Wind	PV	Sonstige	HKW	Industrie	Gesamt
Referenz												
2000	156,9	136,1	114,6	0,0	27,2	20,3	9,1	0,2	8,1	34,0	32,1	538,5
2005	149,7	137,8	102,7	0,0	41,5	20,5	26,1	0,3	4,1	33,9	29,7	546,3
2010	134,7	140,4	106,3	0,0	42,3	20,1	28,8	0,3	6,4	40,6	27,9	547,7
2015	95,8	142,0	120,5	0,0	50,4	19,7	28,8	0,6	4,3	51,9	26,6	540,6
2020	40,1	177,9	114,8	0,0	72,3	19,4	28,8	0,9	4,0	50,2	25,4	533,8
2025	0,0	176,5	122,1	0,0	112,9	19,2	28,8	1,3	3,6	48,0	20,4	532,8
2030	0,0	179,1	122,2	0,0	111,0	19,0	28,8	1,3	3,2	49,4	15,6	529,6
CO₂-Restriktion												
2000	156,9	136,1	114,6	0,0	27,2	20,3	9,1	0,2	8,1	34,0	32,1	538,5
2005	149,7	137,8	102,7	0,0	41,5	20,5	26,1	0,3	4,1	33,9	29,7	546,3
2010	134,6	140,3	64,0	0,0	54,9	20,1	28,2	0,3	9,7	51,3	31,7	535,2
2015	95,7	143,3	14,2	0,0	95,9	23,4	47,3	0,6	17,6	64,6	28,4	531,1
2020	40,1	132,8	0,0	0,0	123,0	25,5	62,5	0,9	23,5	72,5	27,0	507,7
2025	0,0	116,9	0,0	0,0	136,6	26,2	74,4	2,5	22,3	72,6	21,8	473,3
2030	0,0	106,6	0,0	0,0	111,1	26,2	86,3	7,4	20,6	75,7	16,4	450,3
Differenz												
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,0	-0,1	-42,3	0,0	12,7	0,0	-0,6	0,0	3,3	10,7	3,8	-12,5
2015	-0,1	1,4	-106,3	0,0	45,5	3,7	18,5	0,0	13,3	12,7	1,8	-9,5
2020	-0,1	-45,1	-114,8	0,0	50,7	6,1	33,7	0,0	19,5	22,4	1,6	-26,1
2025	0,0	-59,6	-122,1	0,0	23,7	7,0	45,6	1,3	18,7	24,6	1,4	-59,4
2030	0,0	-72,5	-122,2	0,0	0,1	7,1	57,6	6,1	17,4	26,3	0,8	-79,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 21 Installierte Nettokapazität in GW

0 €t CO2	Kern- energie	Braun- kohle	Stein- kohle	Öl	Erdgas	Wasser	Wind	PV	Sonstige	HKW	Industrie	Gesamt
Referenz												
2000	21,3	20,0	25,0	6,6	16,5	3,9	6,0	0,2	1,6	7,4	5,9	114,3
2005	20,3	20,2	22,9	4,9	19,0	3,8	17,0	0,2	1,7	8,4	5,5	124,0
2010	18,3	20,6	21,7	3,4	20,3	3,7	18,0	0,3	1,5	9,8	5,2	122,7
2015	13,0	20,8	22,6	1,9	19,6	3,6	18,0	0,5	1,6	11,7	5,0	118,5
2020	5,5	26,1	20,7	0,5	21,7	3,6	18,0	0,8	1,6	15,6	4,8	118,8
2025	0,0	26,0	19,2	0,0	30,9	3,6	18,0	1,2	1,6	15,0	3,8	119,2
2030	0,0	26,4	19,4	0,0	30,2	3,5	18,0	1,2	1,5	15,4	3,0	118,6
CO2-Restriktion												
2000	21,3	20,0	25,0	6,6	16,5	3,9	6,0	0,2	1,6	7,4	5,9	114,3
2005	20,3	20,2	22,9	4,9	19,0	3,8	17,0	0,2	1,7	8,4	5,5	124,0
2010	18,3	20,6	21,7	3,4	21,6	3,7	18,0	0,3	2,2	11,0	5,9	126,7
2015	13,0	21,1	22,6	1,9	26,0	4,3	23,4	0,5	3,7	15,2	5,3	137,1
2020	5,5	19,5	20,7	0,5	32,1	4,7	29,0	0,8	4,5	21,1	5,1	143,6
2025	0,0	17,3	15,6	0,0	36,7	4,9	32,0	2,3	4,5	25,8	4,1	143,2
2030	0,0	15,8	10,9	0,0	36,0	4,9	35,0	6,6	4,4	26,8	3,1	143,5
Differenz												
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,7	1,3	0,8	4,0
2015	0,0	0,2	0,0	0,0	6,5	0,6	5,4	0,0	2,1	3,5	0,3	18,7
2020	0,0	-6,6	0,0	0,0	10,4	1,1	11,0	0,0	2,9	5,5	0,3	24,7
2025	0,0	-8,6	-3,5	0,0	5,8	1,3	14,0	1,1	2,9	10,7	0,3	24,0
2030	0,0	-10,6	-8,5	0,0	5,8	1,3	17,0	5,4	2,9	11,3	0,1	24,9

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 22 Primärenergie in PJ

0 €t CO2	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	Kernener	Summe
Referenz									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1792,9	1466,0	286,0	5407,5	3037,8	0,0	354,5	1562,0	13906,7
2015	1868,6	1391,5	282,0	5297,4	3066,1	0,0	382,0	1109,7	13397,3
2020	1680,2	1542,0	278,0	5101,3	3222,1	0,0	387,5	465,2	12676,2
2025	1685,0	1492,5	272,0	4976,3	3355,0	0,0	409,7	0,0	12190,5
2030	1636,6	1493,0	266,0	4681,0	3307,4	0,0	461,8	0,0	11845,8
CO2-Restriktion									
2000	2036,9	1573,8	203,0	5584,3	3109,9	0,0	258,5	1816,8	14583,2
2005	1887,9	1540,0	244,5	5405,0	3111,2	0,0	350,1	1734,6	14273,3
2010	1251,3	1466,0	286,0	5103,6	3342,3	0,0	502,9	1562,0	13514,1
2015	664,3	1391,5	282,0	4864,0	3474,9	0,0	1012,3	1109,7	12798,7
2020	501,0	1192,0	278,0	4480,6	3248,6	0,0	1445,5	465,2	11610,9
2025	457,3	1038,3	272,0	4022,5	3335,6	0,0	1495,2	0,0	10621,0
2030	414,0	937,3	266,0	3704,2	3192,7	0,0	1645,6	0,0	10160,0
Differenz									
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	-541,6	0,0	0,0	-303,9	304,4	0,0	148,4	0,0	-392,6
2015	-1204,3	0,0	0,0	-433,4	408,8	0,0	630,2	0,0	-598,7
2020	-1179,2	-350,0	0,0	-620,7	26,6	0,0	1058,0	0,0	-1065,3
2025	-1227,6	-454,2	0,0	-953,8	-19,3	0,0	1085,5	0,0	-1569,5
2030	-1222,6	-555,7	0,0	-976,7	-114,7	0,0	1183,9	0,0	-1685,8

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 23 Endenergie nach Sektoren in PJ

0 €t CO2	Industrie	GHD	Haushalt	Verkehr	Summe
Referenz					
2000	2458,1	1607,5	2785,6	2729,9	9581,1
2005	2423,2	1563,7	2813,8	2722,6	9523,3
2010	2354,2	1522,7	2798,6	2796,7	9472,2
2015	2306,5	1472,1	2730,2	2849,6	9358,4
2020	2235,7	1433,9	2662,7	2822,5	9154,8
2025	2226,3	1375,9	2608,0	2767,0	8977,1
2030	2196,5	1317,1	2540,2	2687,5	8741,2
CO2-Restriktion					
2000	2458,1	1607,5	2785,6	2729,9	9581,1
2005	2423,2	1563,7	2813,8	2722,6	9523,3
2010	2274,1	1501,7	2726,6	2754,4	9256,8
2015	2187,9	1426,8	2582,6	2763,0	8960,3
2020	2036,5	1260,8	2352,4	2724,2	8373,8
2025	1970,6	1154,0	2021,4	2660,9	7806,9
2030	1937,9	1029,3	1856,2	2584,3	7407,6
Differenz					
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	-80,1	-21,0	-72,0	-42,4	-215,5
2015	-118,6	-45,3	-147,6	-86,6	-398,1
2020	-199,2	-173,1	-310,3	-98,3	-781,0
2025	-255,7	-221,9	-586,6	-106,0	-1170,2
2030	-258,6	-287,8	-684,0	-103,2	-1333,6

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 24 Endenergie Haushalte in PJ

0 €t CO2	SK+Prod.	BK+Prod.	S.Feste	Min.-öle	G a s e	Strom	Regener.	FNwärme	Summe
Referenz									
2000	18,8	13,7	0,0	829,7	1156,1	491,3	104,8	171,1	2785,6
2005	13,3	12,7	0,0	729,9	1245,5	507,4	107,8	197,1	2813,8
2010	7,8	8,4	0,0	724,5	1257,2	515,4	108,0	177,4	2798,6
2015	6,3	6,1	0,0	653,9	1218,7	510,1	134,4	200,7	2730,2
2020	4,7	2,9	0,0	567,1	1215,4	511,3	139,6	221,8	2662,7
2025	4,5	1,4	0,0	506,4	1223,9	513,5	146,6	211,7	2608,0
2030	3,0	0,6	0,0	445,5	1194,8	516,2	153,1	227,0	2540,2
CO2-Restriktion									
2000	18,8	13,7	0,0	829,7	1156,1	491,3	104,8	171,1	2785,6
2005	13,3	12,7	0,0	729,9	1245,5	507,4	107,8	197,1	2813,8
2010	7,8	8,4	0,0	605,9	1294,4	508,7	123,9	177,5	2726,6
2015	6,3	5,9	0,0	487,4	1240,4	510,5	128,1	203,9	2582,6
2020	2,4	2,0	0,0	362,3	1057,3	484,5	155,1	288,7	2352,4
2025	1,6	0,2	0,0	268,1	940,8	455,9	101,3	253,3	2021,4
2030	0,6	0,1	0,0	220,8	892,6	414,5	85,9	241,8	1856,2
Differenz									
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,0	0,0	0,0	-118,6	37,2	-6,7	15,9	0,1	-72,0
2015	0,0	-0,1	0,0	-166,5	21,7	0,4	-6,3	3,3	-147,6
2020	-2,3	-0,9	0,0	-204,8	-158,0	-26,8	15,6	67,0	-310,3
2025	-2,9	-1,2	0,0	-238,3	-283,0	-57,6	-45,3	41,7	-586,6
2030	-2,4	-0,5	0,0	-224,8	-302,2	-101,7	-67,1	14,8	-684,0

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 25 Personenverkehrsleistung in Mrd. Pkm

0 €t CO2	Flug- zeug	Bahn	Bus Normal	Bus- Spar	Bus alt. Kraftst.	Pkw Benzin	Pkw- Spar Benzin	Pkw Diesel	Pkw- Spar Diesel	Pkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe PV
Referenz												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	586,6	0,0	282,7	0,0	0,5	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	547,7	0,0	339,4	0,0	0,2	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	92,6	0,6	0,0	481,9	0,0	411,7	0,0	0,1	1,0	1160,2
2025	67,5	104,8	93,6	0,9	0,0	497,6	0,0	355,3	0,0	25,5	1,5	1146,7
2030	67,5	104,9	92,7	1,2	0,0	478,6	0,0	312,5	0,0	70,3	2,0	1129,8
CO2-Restriktion												
2000	42,7	88,3	84,5	0,0	0,0	659,5	0,0	175,8	0,0	2,3	0,6	1053,8
2005	42,5	83,9	88,1	0,0	0,0	575,3	0,0	277,7	0,0	1,3	0,6	1069,4
2010	51,5	95,0	90,6	0,1	0,0	571,2	0,0	298,1	0,0	0,5	0,6	1107,6
2015	59,5	101,4	92,5	0,3	0,0	489,5	0,0	397,6	0,0	0,2	0,8	1141,8
2020	67,5	104,8	84,6	0,6	8,0	426,4	0,0	401,7	0,0	65,7	1,0	1160,2
2025	67,0	104,8	70,0	0,9	23,6	360,8	0,0	313,4	0,0	204,8	1,5	1146,7
2030	67,0	104,9	50,8	14,9	28,2	314,9	0,0	288,5	0,0	258,6	2,0	1129,8
Differenz												
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-15,5	0,0	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-58,2	0,0	58,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	0,0	0,0	-8,0	0,0	8,0	-55,5	0,0	-10,0	0,0	65,5	0,0	0,0
2025	-0,5	0,0	-23,6	0,0	23,6	-136,9	0,0	-41,9	0,0	179,3	0,0	0,0
2030	-0,5	0,0	-41,9	13,7	28,2	-163,8	0,0	-24,0	0,0	188,3	0,0	0,0

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 26 Güterverkehrsleistung in Mrd. Tkm

0 €t CO2	Flugzeug	Bahn	Schiff	Lkw Benzin	Lkw-Spar Benzin	Lkw Diesel	Lkw-Spar Diesel	Lkw alt. Kraftst.	Sonstige	Summe GV
Referenz										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	1,0	0,0	432,6	0,0	0,0	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,4	0,0	482,7	0,0	0,0	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,4	0,0	371,0	162,8	0,0	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	242,3	323,6	0,0	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	91,5	486,9	19,6	0,1	814,7
CO2-Restriktion										
2000	0,8	77,3	66,2	1,9	0,0	344,3	0,0	0,0	0,1	490,6
2005	1,0	83,1	66,4	1,3	0,0	386,7	0,0	0,0	0,1	538,6
2010	1,2	88,7	77,3	0,7	0,4	316,0	116,5	0,0	0,1	600,9
2015	1,5	94,8	84,6	0,0	0,4	236,1	246,6	0,0	0,1	664,1
2020	1,7	100,0	92,1	0,0	0,4	110,2	423,6	0,0	0,1	728,1
2025	2,0	105,7	97,6	0,0	0,0	70,5	477,7	17,7	0,1	771,3
2030	2,2	111,2	103,2	0,0	0,0	38,9	523,2	35,9	0,1	814,7
Differenz										
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,0	0,0	0,0	-0,4	0,4	-116,5	116,5	0,0	0,0	0,0
2015	0,0	0,0	0,0	-0,4	0,4	-246,6	246,6	0,0	0,0	0,0
2020	0,0	0,0	0,0	-0,4	0,4	-260,8	260,8	0,0	0,0	0,0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-171,8	154,1	17,7	0,0	0,0
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-52,6	36,3	16,4	0,0	0,0

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Tabelle D- 27 Vergleich der CO₂-Emissionen in den Minderungsszenarien Referenz und Hochpreis

0 € t CO ₂	Primär.	Elektr.	Wärme.	Raff.	Gas.	Veredl.	Industr.	Verkehr.	Haush.	Kleinv.	Gesamt
Hochpreis											
2000	2,8	281,6	28,2	24,2	1,2	5,7	137,0	196,1	128,9	63,9	869,6
2005	2,2	267,3	29,7	23,8	1,2	4,5	129,2	196,0	125,8	59,7	839,4
2010	3,4	240,7	13,6	20,8	1,1	3,1	117,0	189,7	115,7	56,5	761,6
2015	3,7	200,2	9,5	18,5	1,1	2,9	108,6	187,2	100,5	51,6	683,8
2020	3,6	177,8	2,1	12,9	1,1	2,6	102,0	175,8	86,5	41,6	606,0
2025	3,9	163,1	0,2	7,4	1,2	2,8	94,8	168,3	74,8	38,9	555,5
2030	2,7	146,9	0,0	6,1	1,1	2,5	87,5	159,6	64,3	34,3	505,0
Referenz											
2000	2,8	281,6	28,2	24,2	1,2	5,7	137,0	196,1	128,9	63,9	869,6
2005	2,2	267,3	29,7	23,8	1,2	4,5	129,2	196,0	125,8	59,7	839,4
2010	3,0	225,2	19,8	15,9	1,3	3,1	119,8	198,2	118,4	56,8	761,6
2015	3,7	188,9	8,5	9,9	1,3	2,9	110,2	199,1	106,2	53,2	683,8
2020	3,6	168,5	2,0	8,6	1,2	2,6	102,0	189,7	86,0	41,8	606,0
2025	3,8	156,7	0,6	7,3	1,2	1,3	94,6	178,9	72,4	38,8	555,5
2030	4,0	136,7	0,0	6,4	1,1	-2,7	87,2	171,4	66,1	34,9	505,0
Differenz											
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2010	0,3	15,5	-6,2	4,9	-0,1	0,0	-2,8	-8,5	-2,8	-0,3	0,0
2015	0,0	11,4	1,0	8,6	-0,2	0,0	-1,6	-11,9	-5,7	-1,6	0,0
2020	0,0	9,3	0,1	4,3	-0,1	0,0	-0,1	-13,9	0,5	-0,2	0,0
2025	0,1	6,4	-0,3	0,2	0,0	1,5	0,2	-10,7	2,4	0,1	0,0
2030	-1,2	10,2	0,0	-0,3	0,0	5,2	0,3	-11,8	-1,8	-0,6	0,0

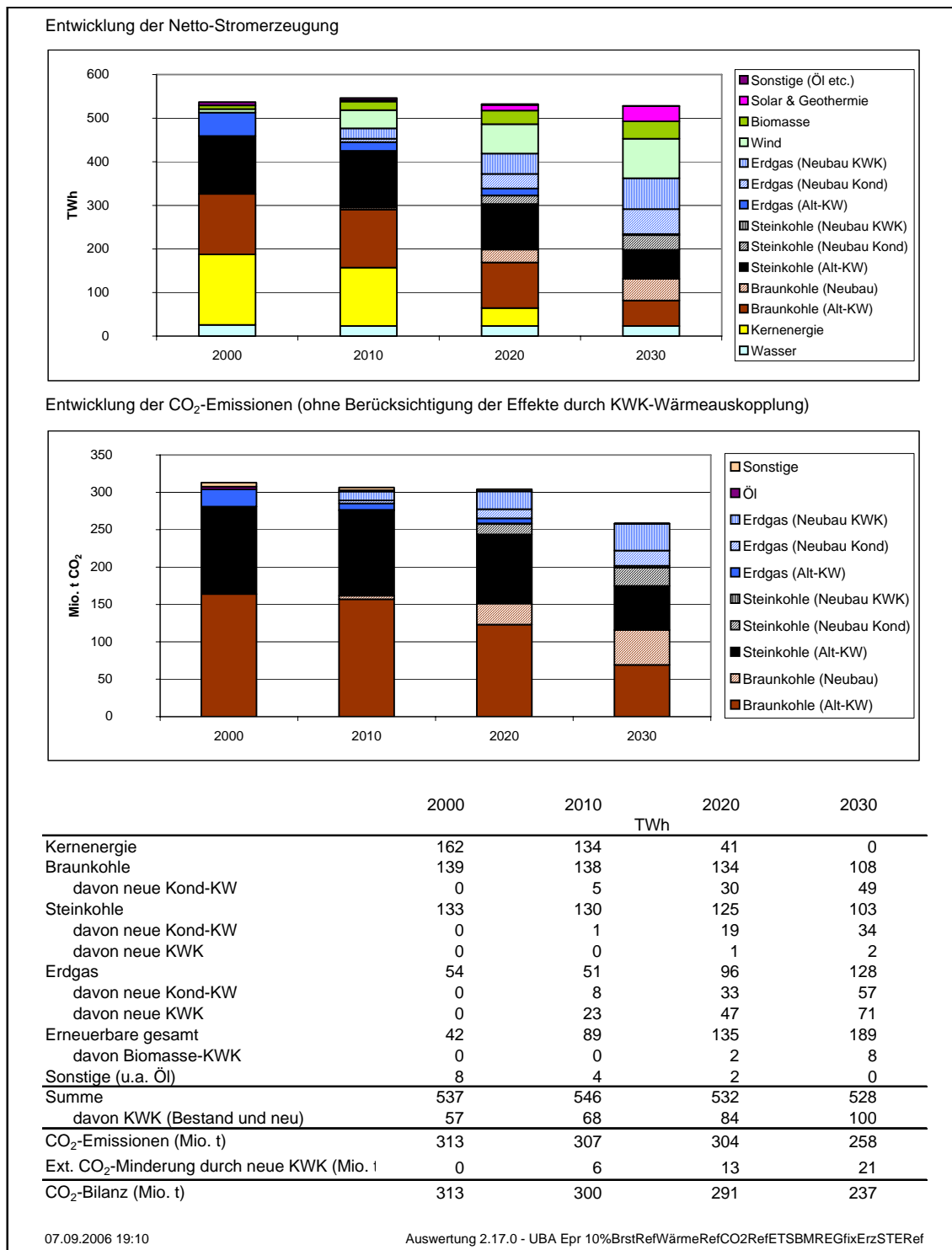
Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich

Anhang E – Ergebnisdaten zur einzelwirtschaftlich ausgerichteten Szenarienanalyse

Im Folgenden finden sich die Ergebnisdaten zur einzelwirtschaftlichen Szenarienanalyse des Öko-Instituts in Kapitel 5 dieses Berichts.

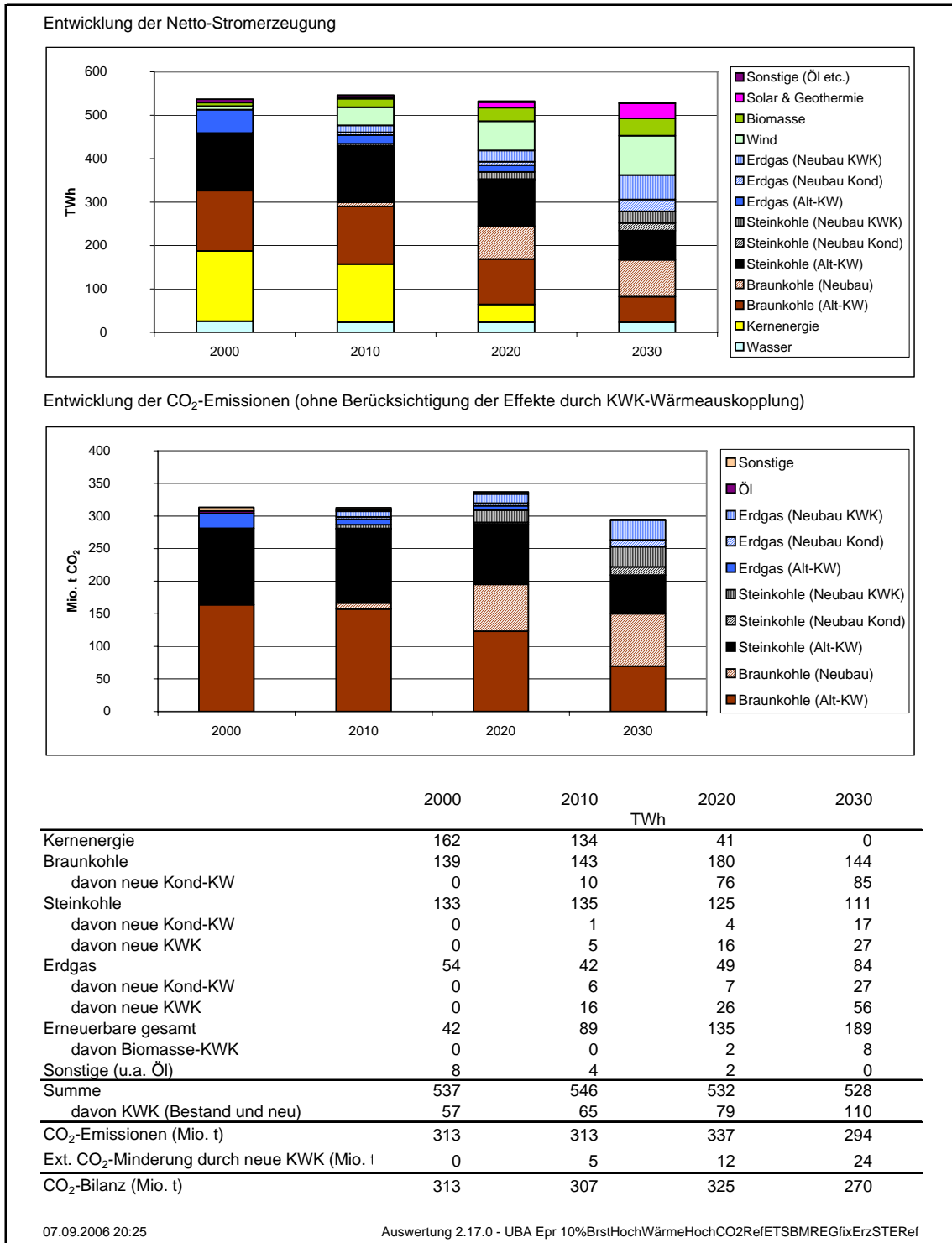
E.1 Tabellen und Abbildungen zu Kapitel 5.4

Abbildung E-1 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %



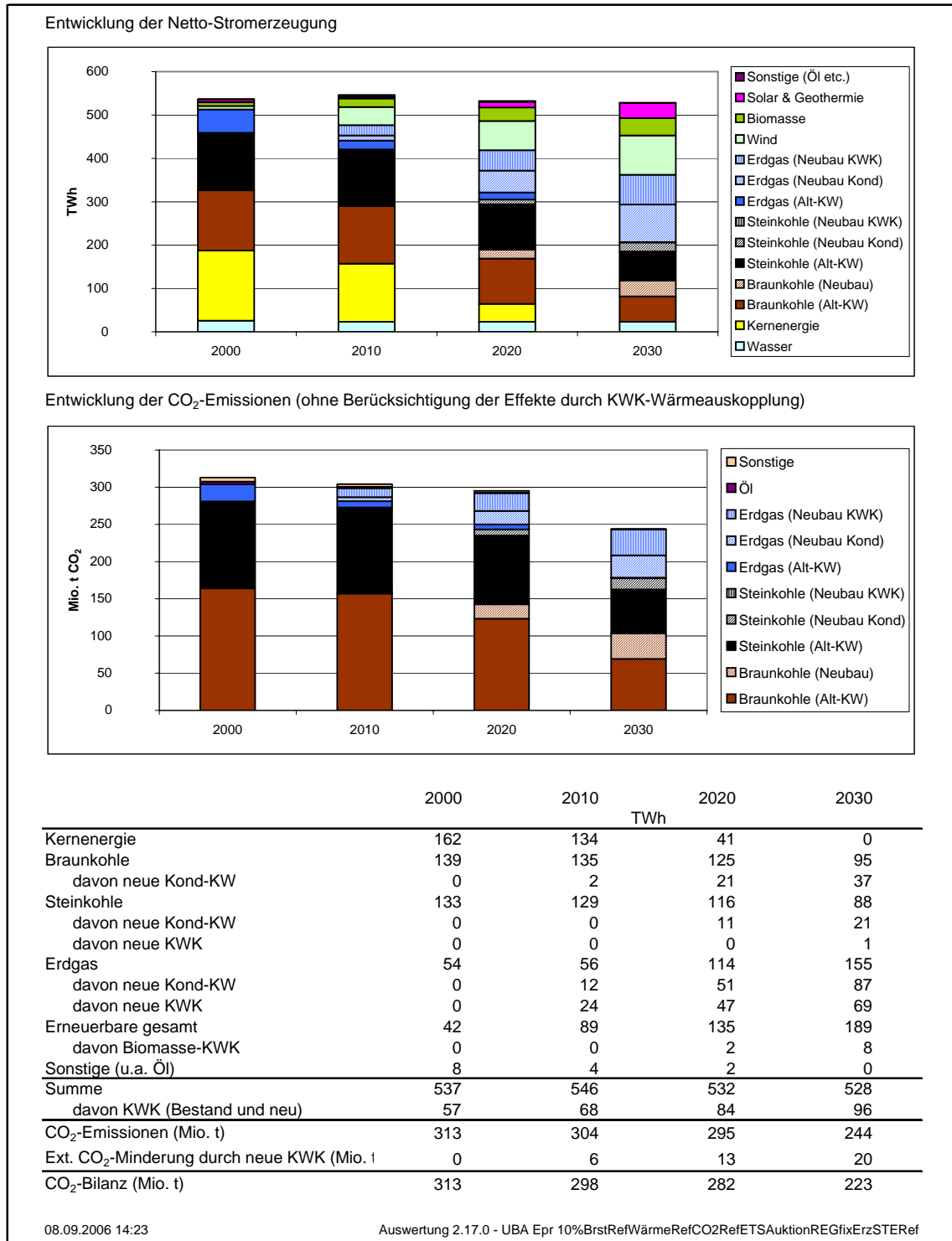
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 2 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %



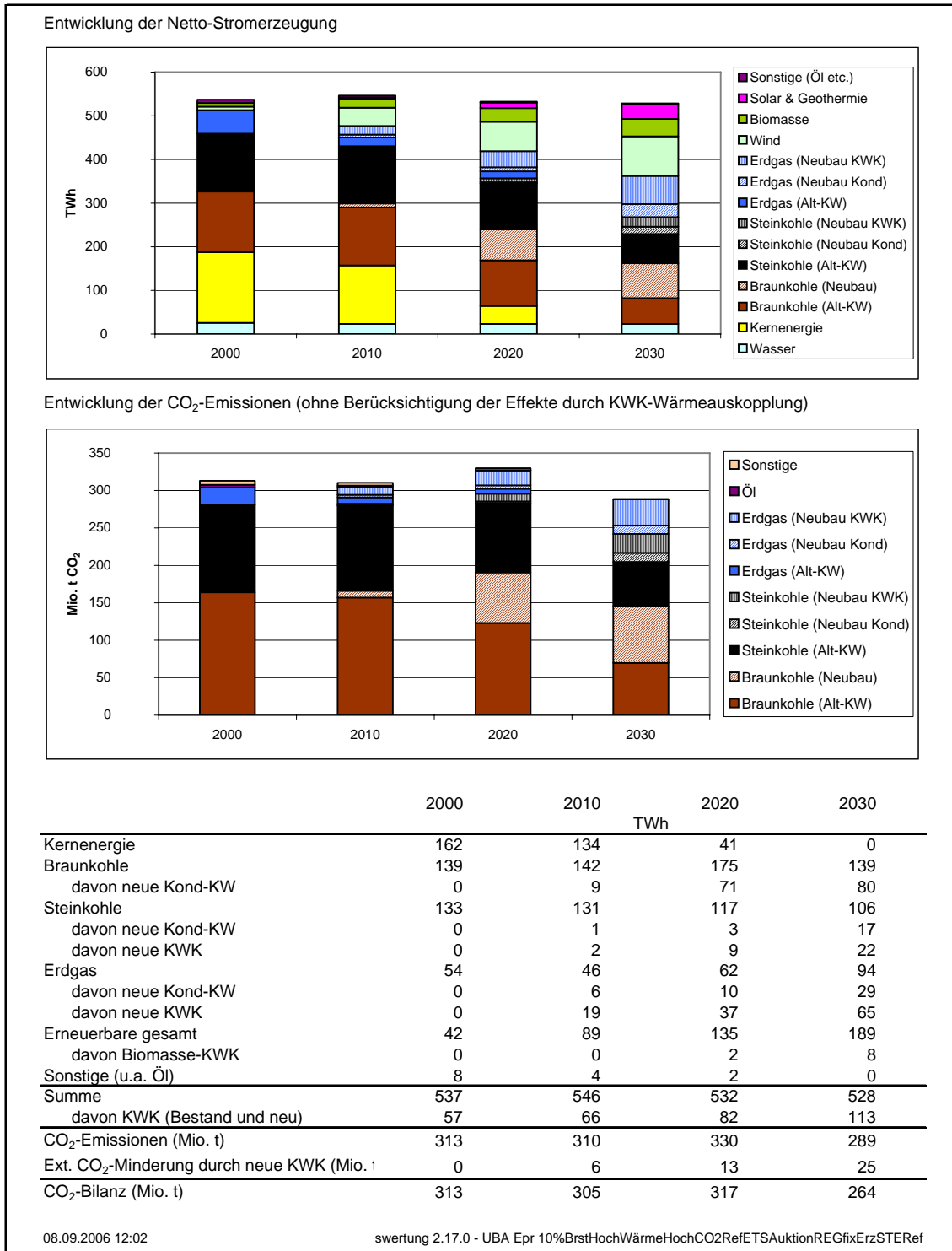
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 3 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktio-
nierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 4 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Auktio-
nierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

E.2 Tabellen zu Kapitel 5.7

Tabelle E- 1 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis 0€/EUA

[TWh]	ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	137,8	134,0	108,0	137,0	142,9	180,6	181,4
Steinkohle	132,6	130,2	124,6	102,7	135,0	127,3	137,1	146,9
Erdgas	53,8	51,4	95,9	128,2	60,0	60,7	91,6	123,8
Erneuerbare	42,2	88,7	134,7	189,0	42,9	69,0	70,5	68,9
Sonstige	7,9	4,4	2,2	0,3	6,7	12,9	13,8	8,6
KWK Gesamt	57,0	68,0	84,1	99,5	54,5	59,9	69,0	61,6

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

Tabelle E- 2 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis 0€/EUA

[TWh]	ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	142,6	180,2	143,8	137,0	171,5	179,9	179,7
Steinkohle	132,6	134,7	124,7	111,4	135,0	123,8	135,5	169,1
Erdgas	53,8	42,2	49,5	83,6	60,0	39,6	41,1	19,4
Erneuerbare	42,2	88,7	134,7	189,0	42,9	66,0	121,1	157,0
Sonstige	7,9	4,4	2,2	0,3	6,7	11,5	13,1	9,6
KWK Gesamt	57,0	65,4	79,4	109,7	54,5	57,3	67,5	56,9

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

Tabelle E- 3 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€/EUA

[TWh]	ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,0	0,0
Braunkohle	138,8	134,8	124,8	95,3	137,0	143,0	132,0	106,4
Steinkohle	132,6	129,0	116,1	88,2	135,0	112,4	114,5	66,5
Erdgas	53,8	55,7	113,5	155,5	60,0	73,4	140,6	198,0
Erneuerbare	42,2	88,7	134,7	189,0	42,9	69,4	90,3	143,7
Sonstige	7,9	4,4	2,2	0,3	6,7	12,6	14,1	9,8
KWK Gesamt	57,0	68,3	84,1	99,5	54,5	58,1	63,1	62,6

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

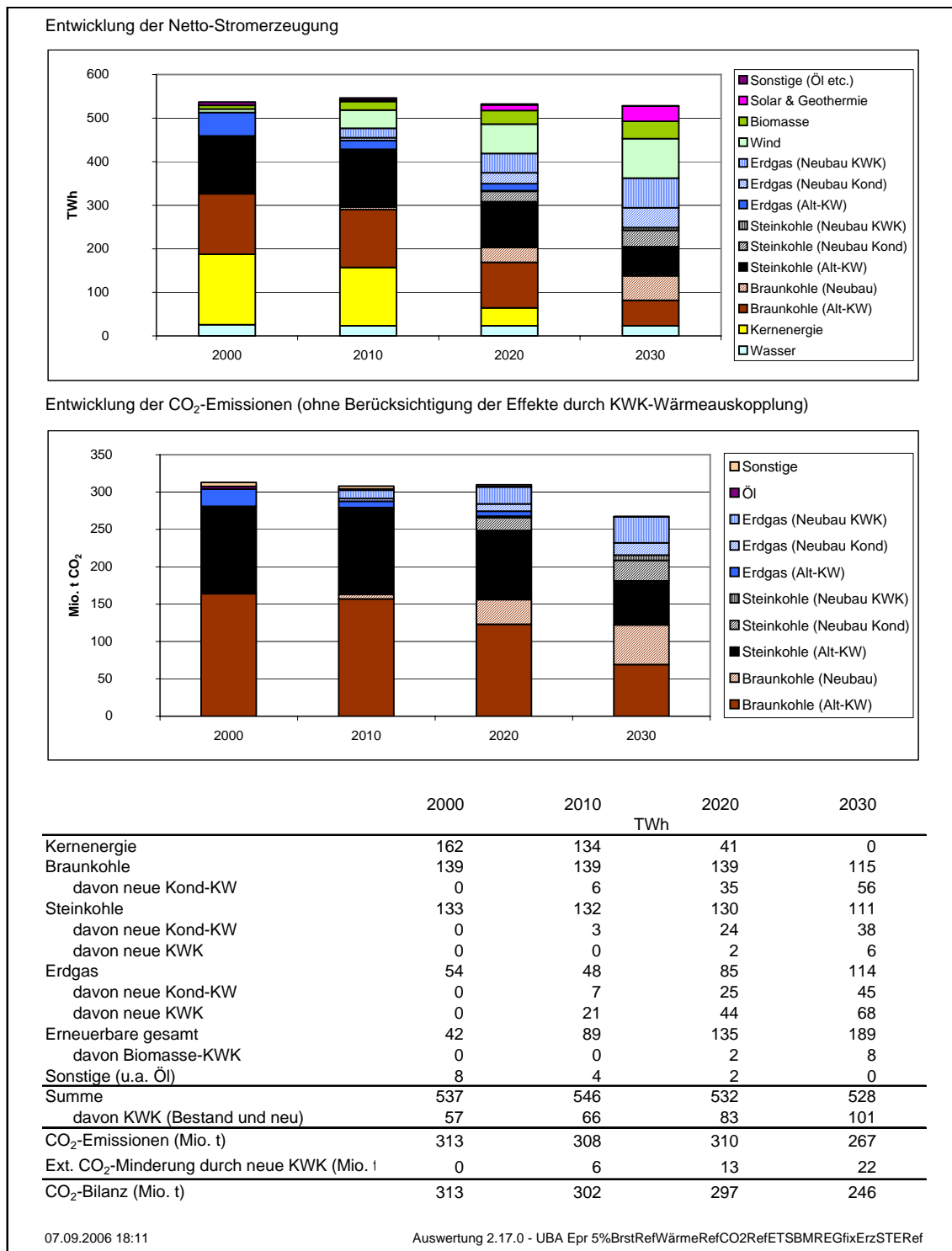
Tabelle E- 4 Stromerzeugungsdaten aus ELIAS und IKARUS im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise, Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€/EUA

[TWh]	ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,6	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	142,1	175,3	138,8	137,0	148,3	180,8	180,5
Steinkohle	132,6	131,3	117,0	106,0	135,0	116,5	109,5	102,9
Erdgas	53,8	46,0	62,1	94,1	60,0	40,9	36,6	66,7
Erneuerbare	42,2	88,7	134,7	189,0	42,9	86,9	149,7	163,2
Sonstige	7,9	4,4	2,2	0,3	6,7	12,9	10,4	6,4
KWK Gesamt	57,0	65,8	82,4	113,4	54,5	67,8	74,2	60,3

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

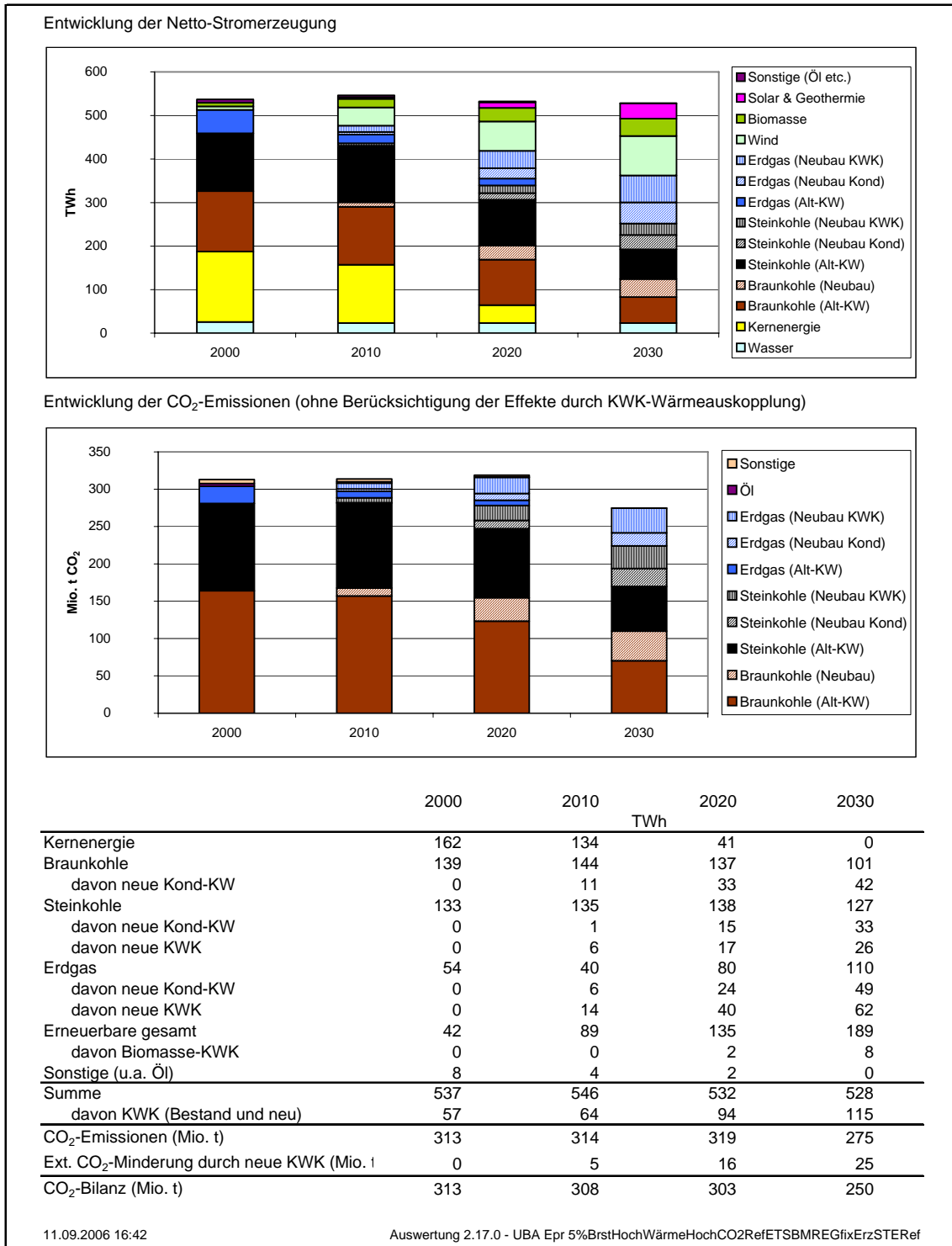
E.3 Tabellen und Abbildungen zu Kapitel 5.8

Abbildung E- 5 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



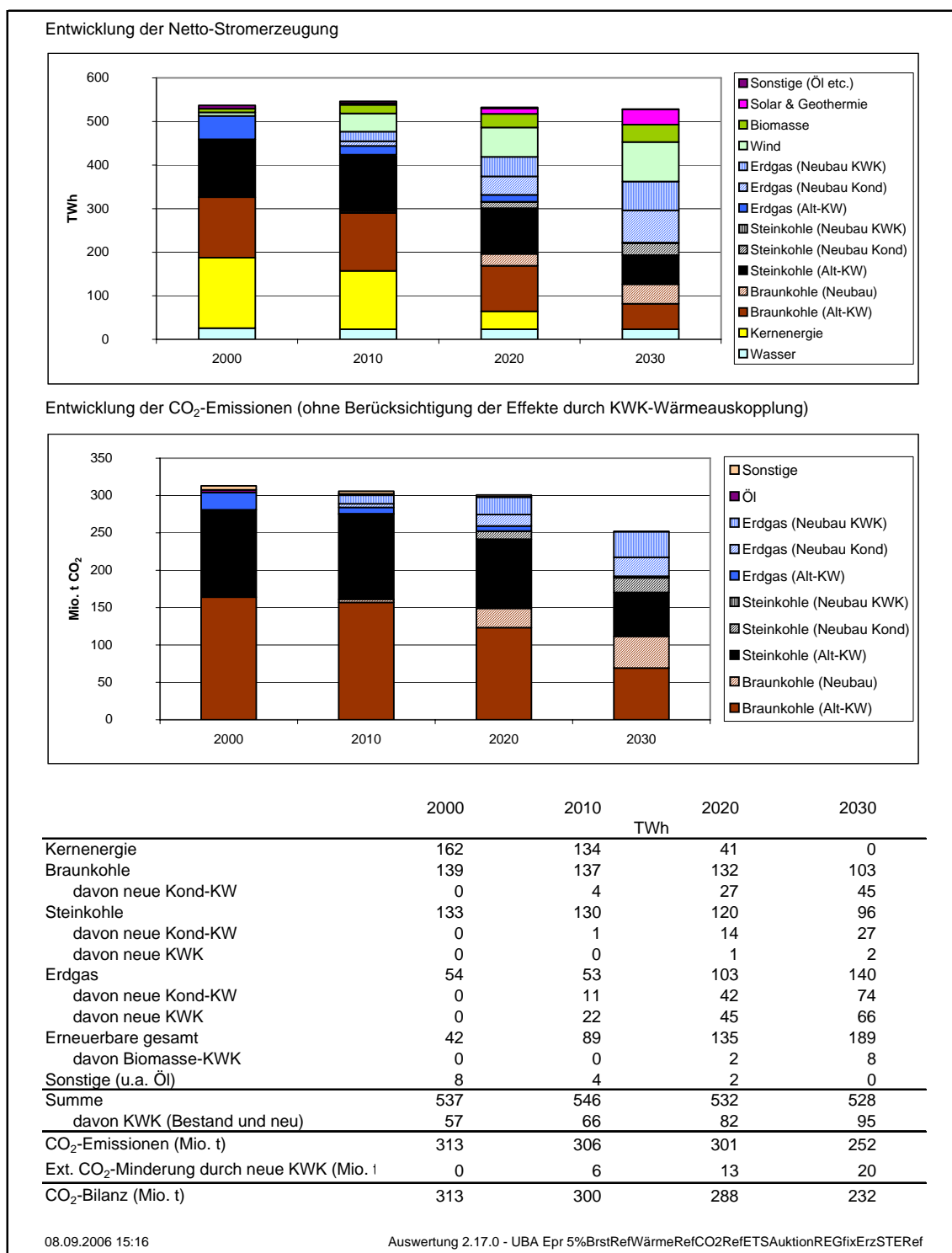
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 6 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



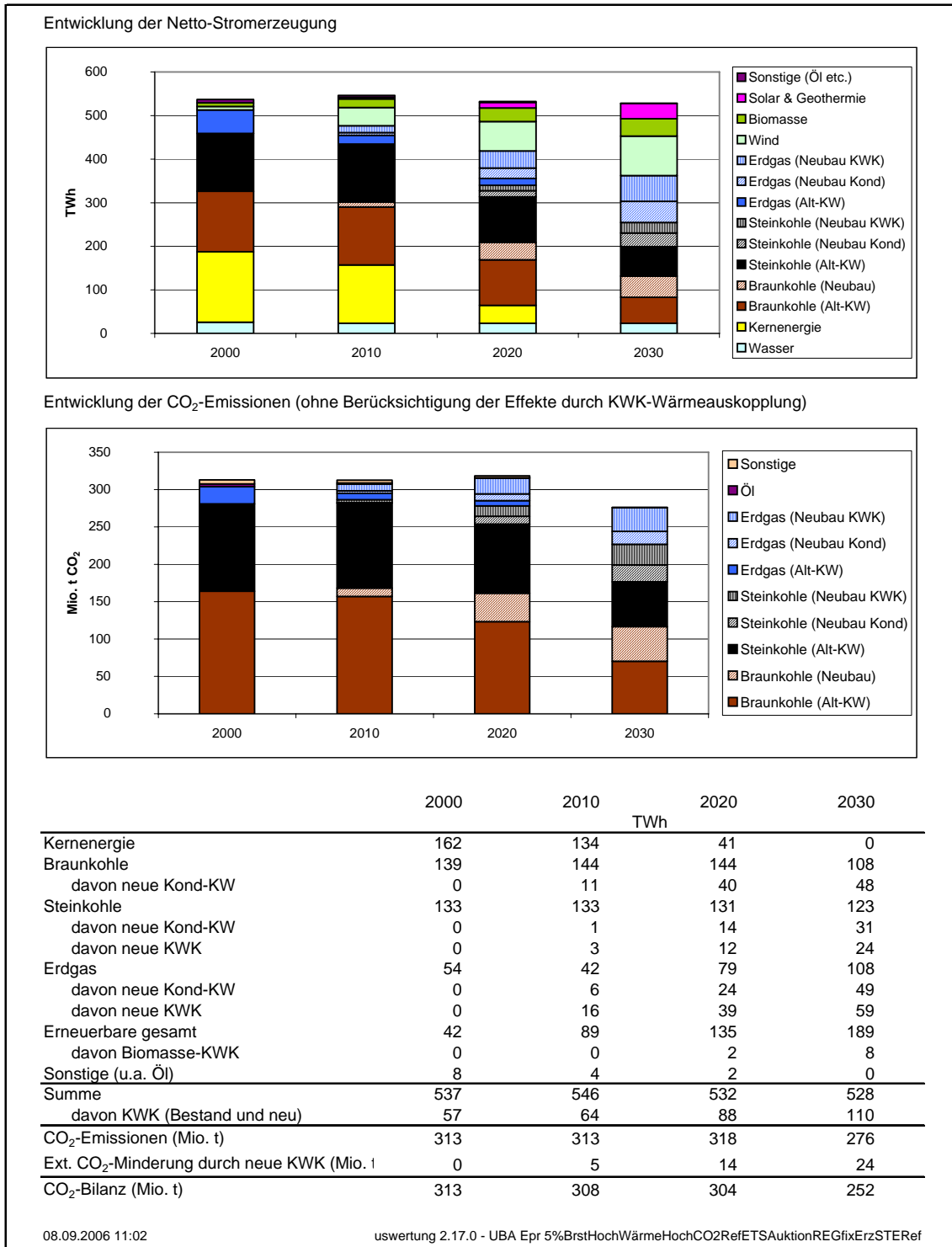
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 7 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktio-
nierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



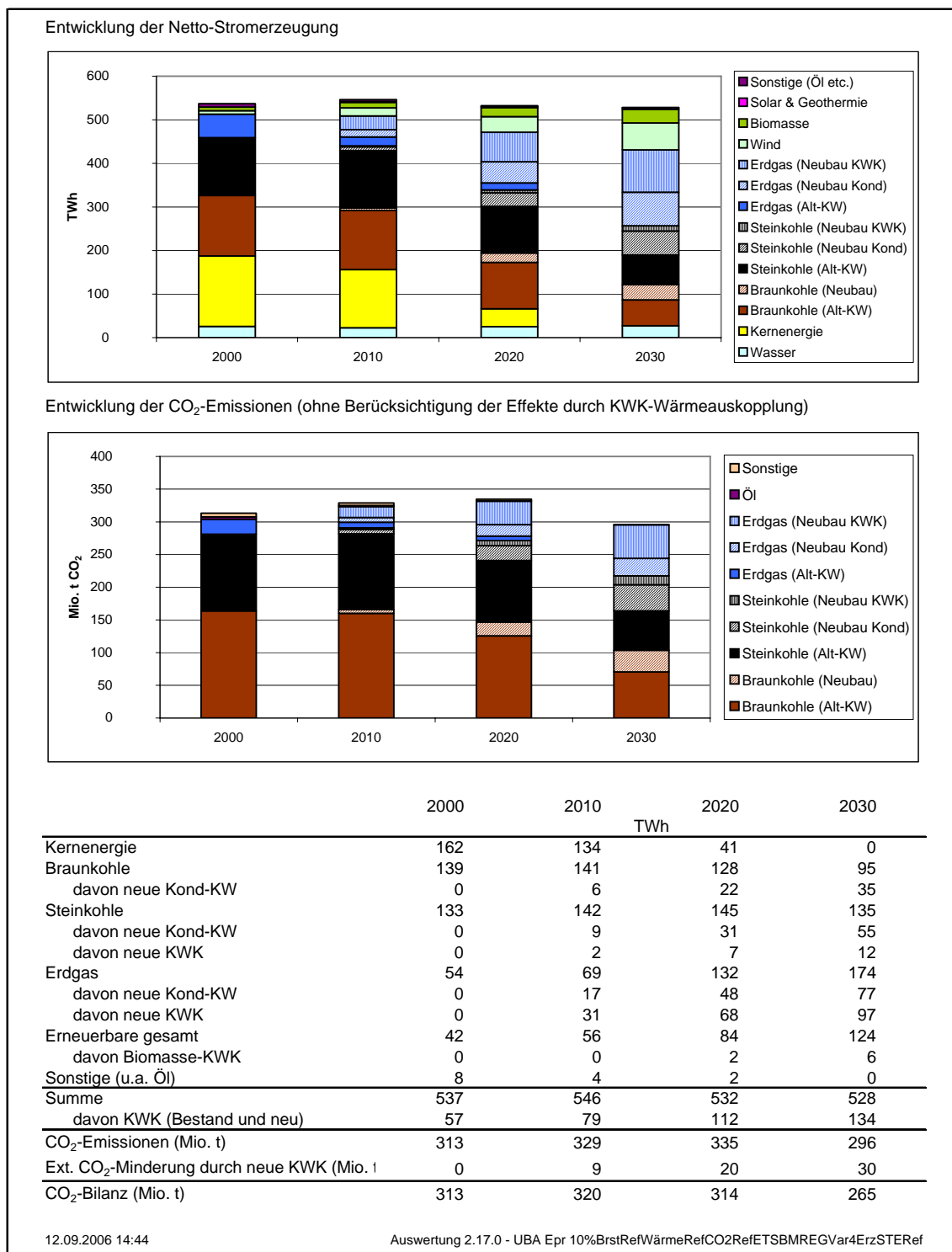
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 8 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei hohen Brennstoffpreisen, Auktio-
nierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



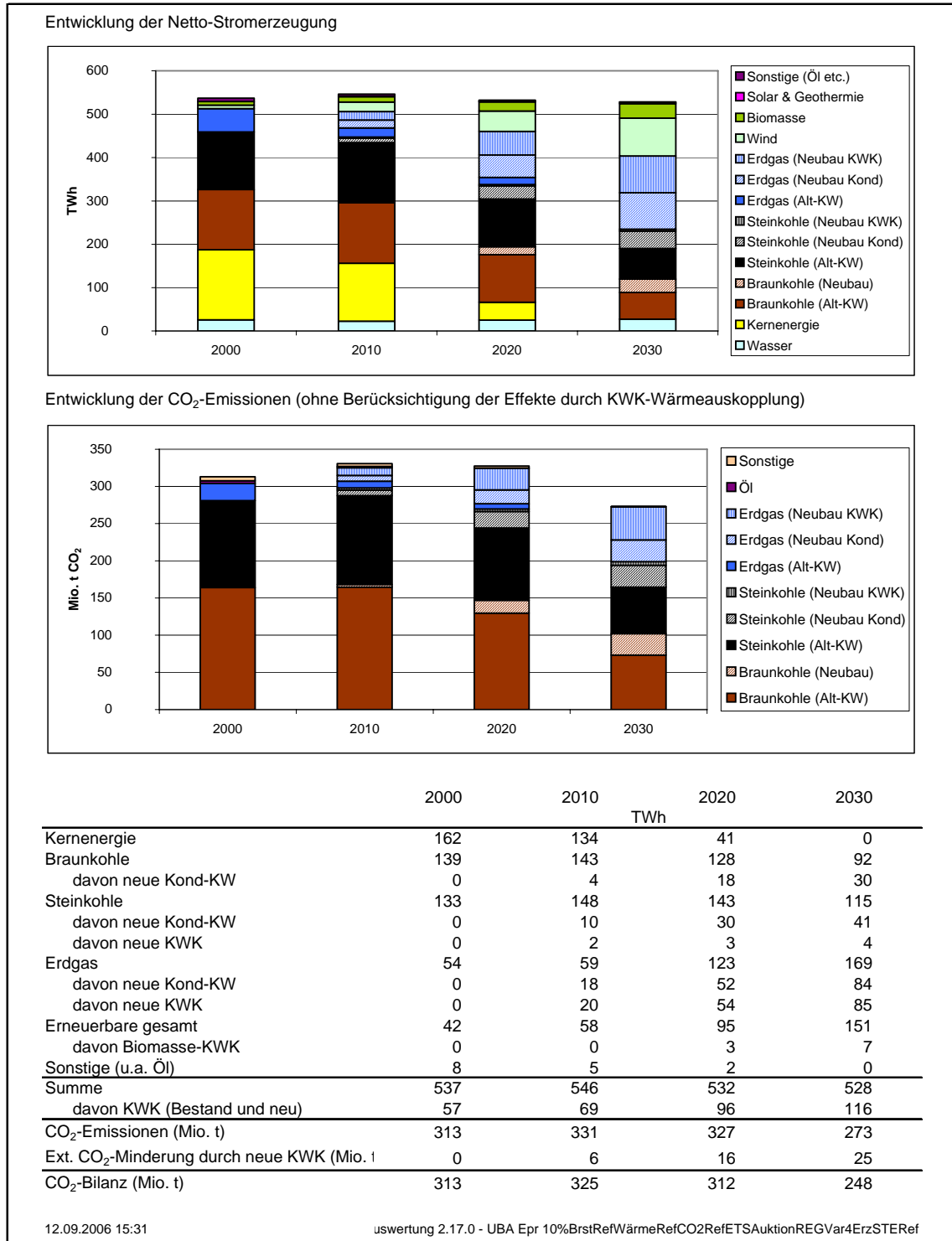
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 9 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %



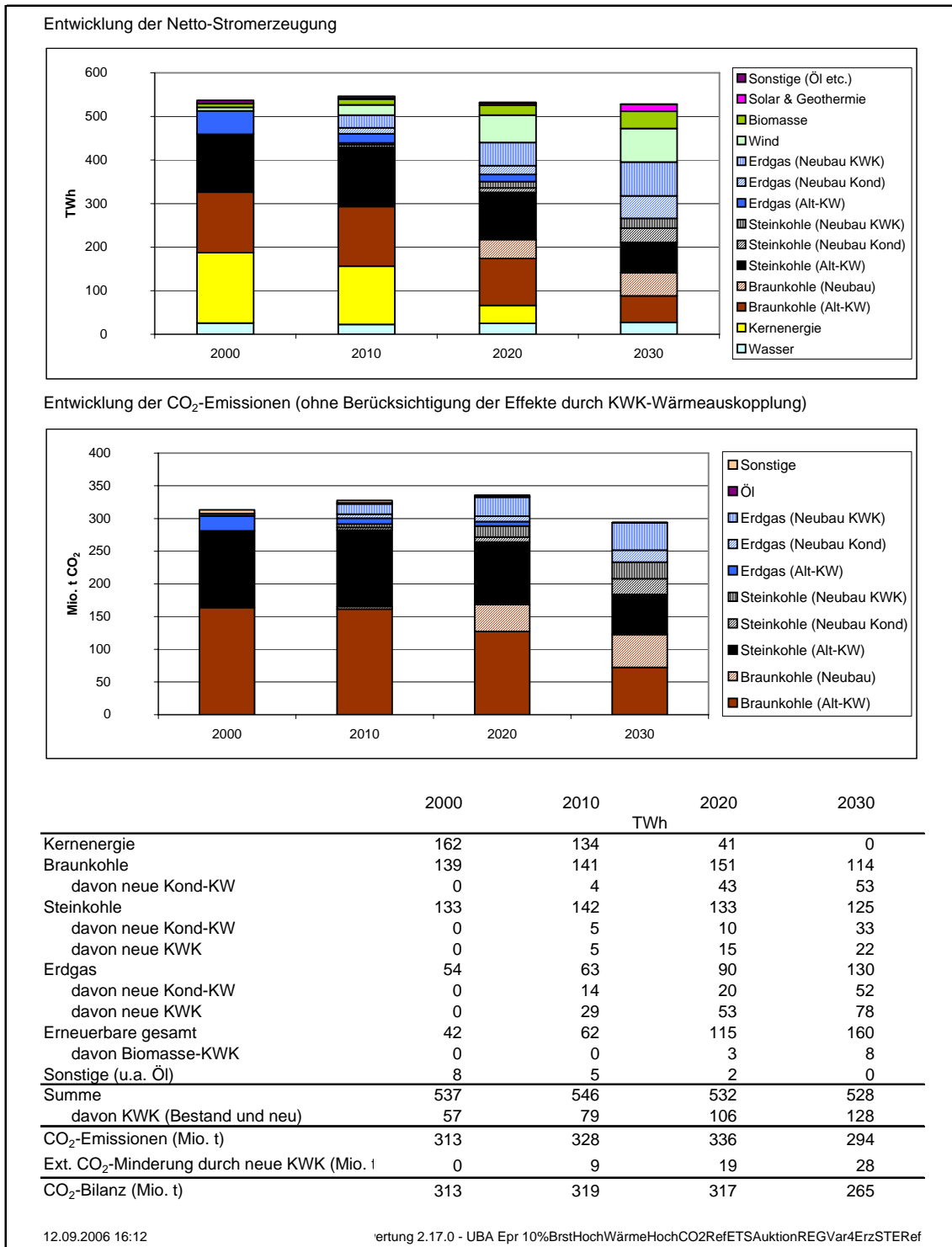
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 11 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



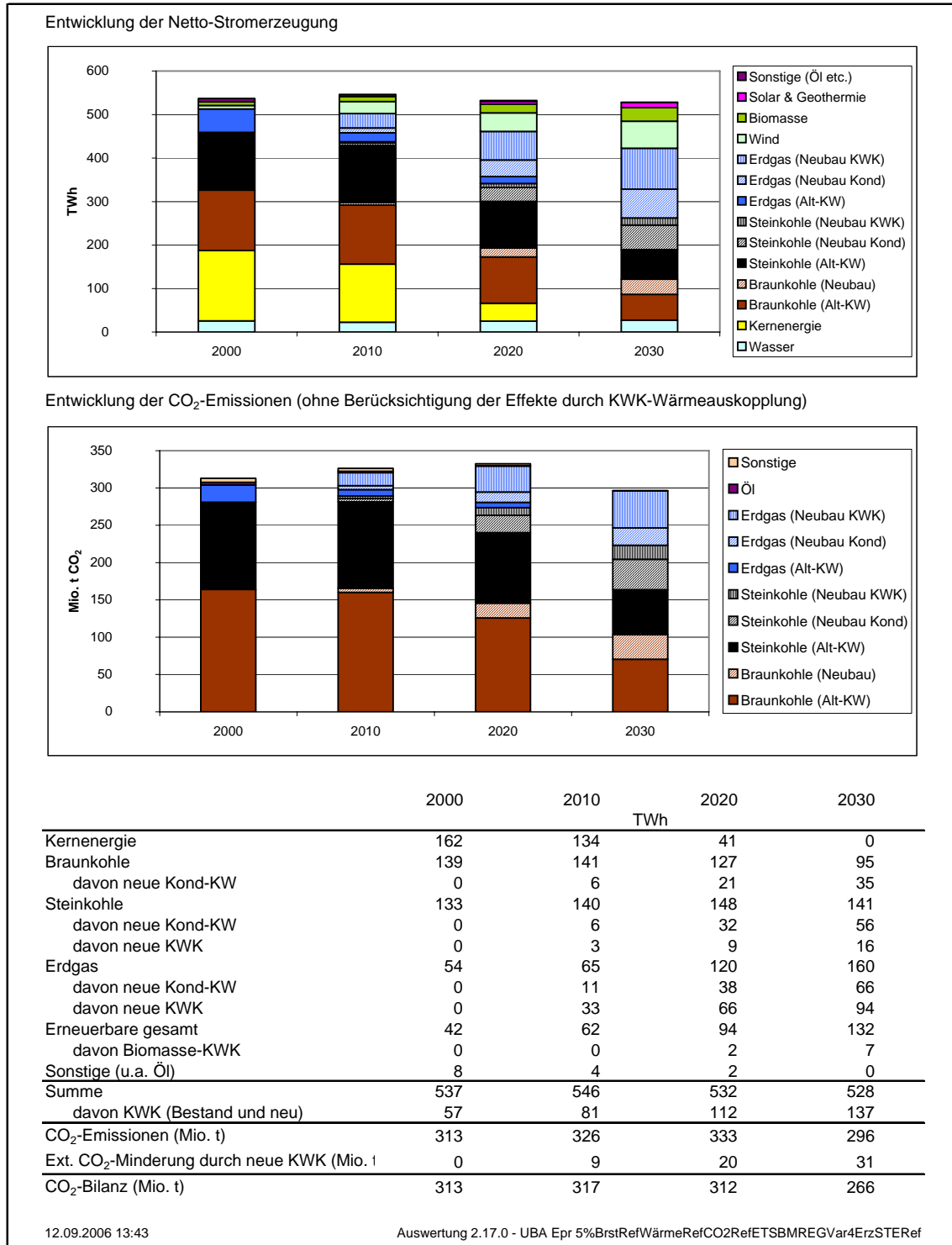
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 12 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



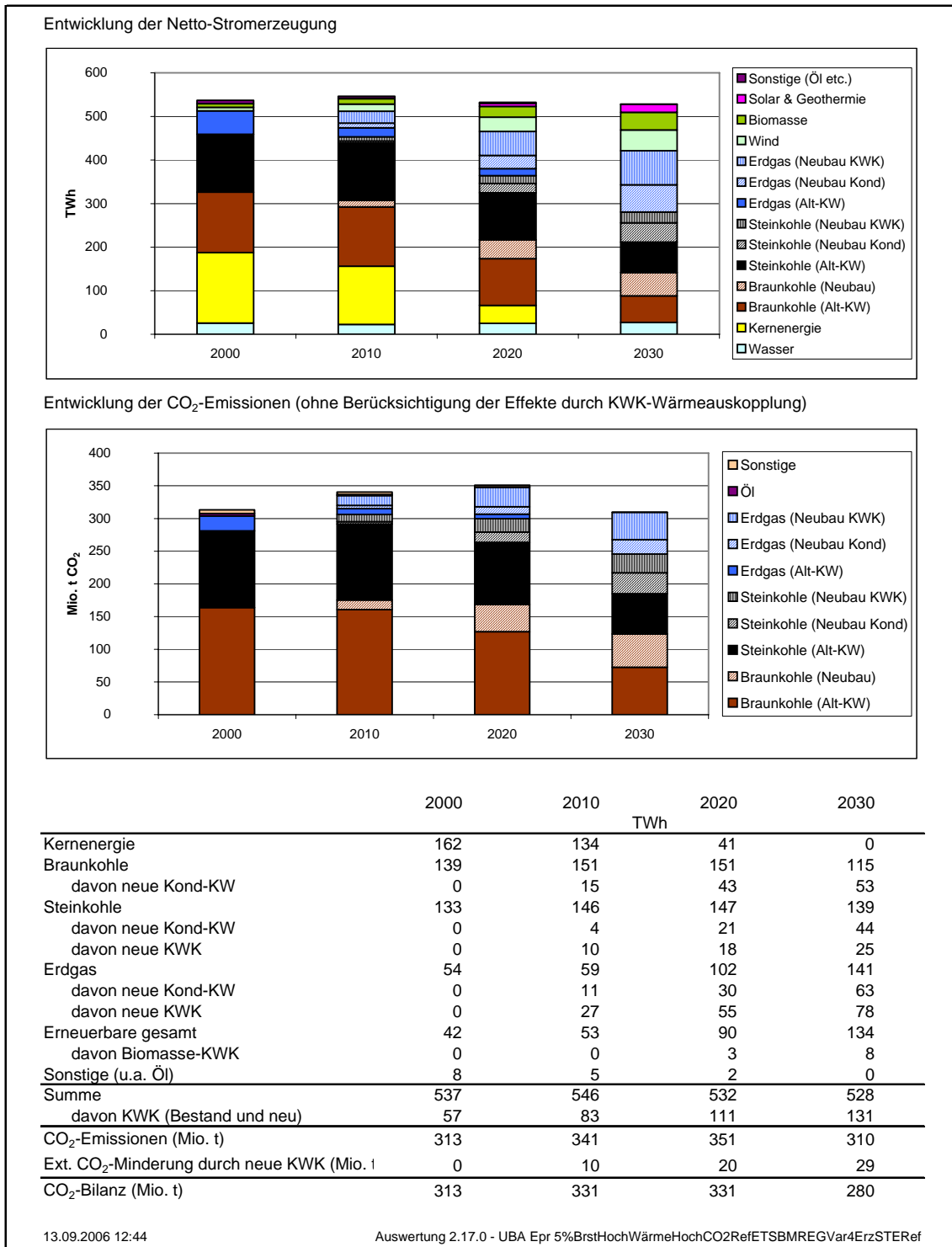
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 13 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



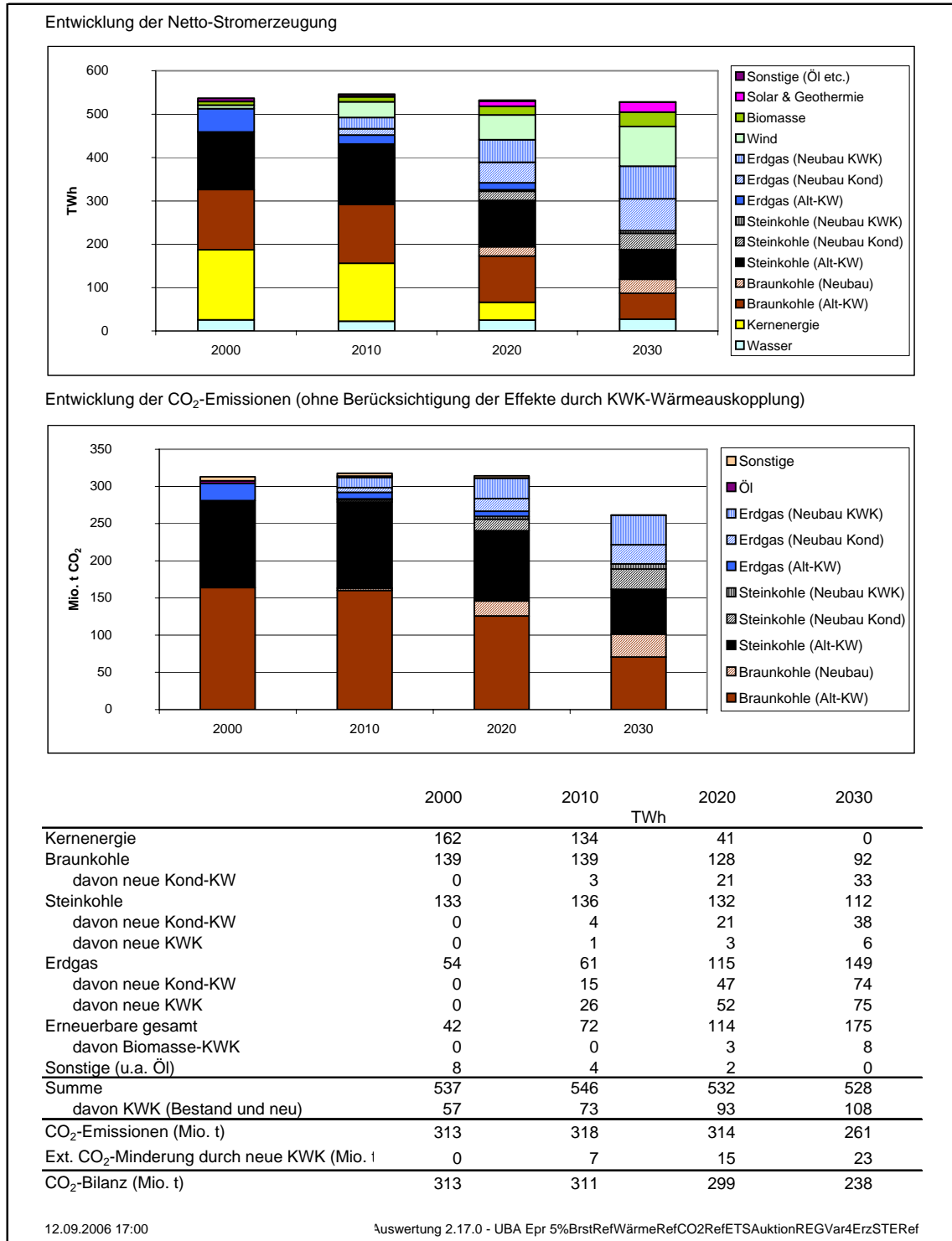
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 14 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



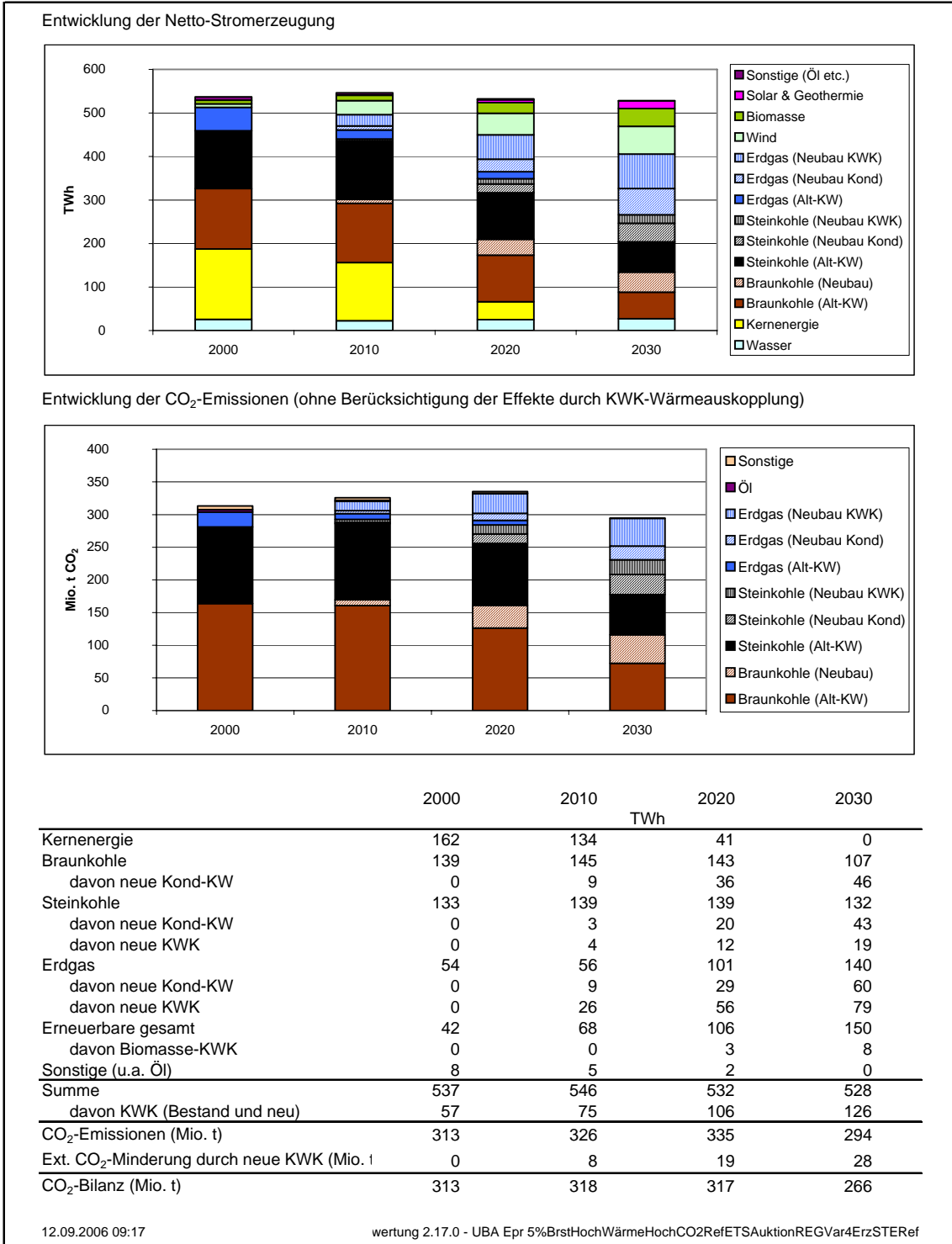
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 15 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



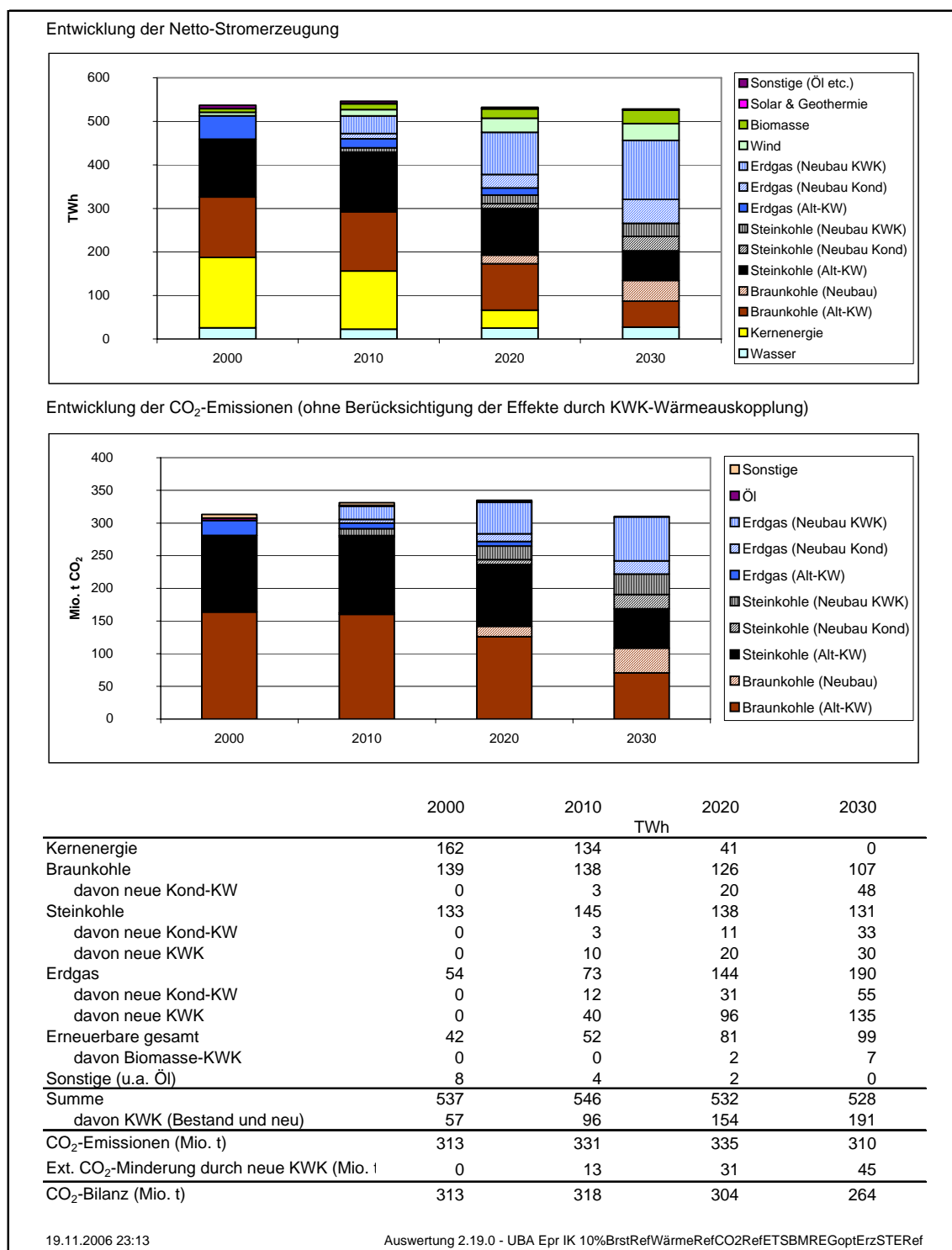
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 16 ELIAS-Berechnungsergebnisse bei nach wirtschaftlichem Optimierungskalkül ausgerichtetem Zubau der erneuerbaren Energien und hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



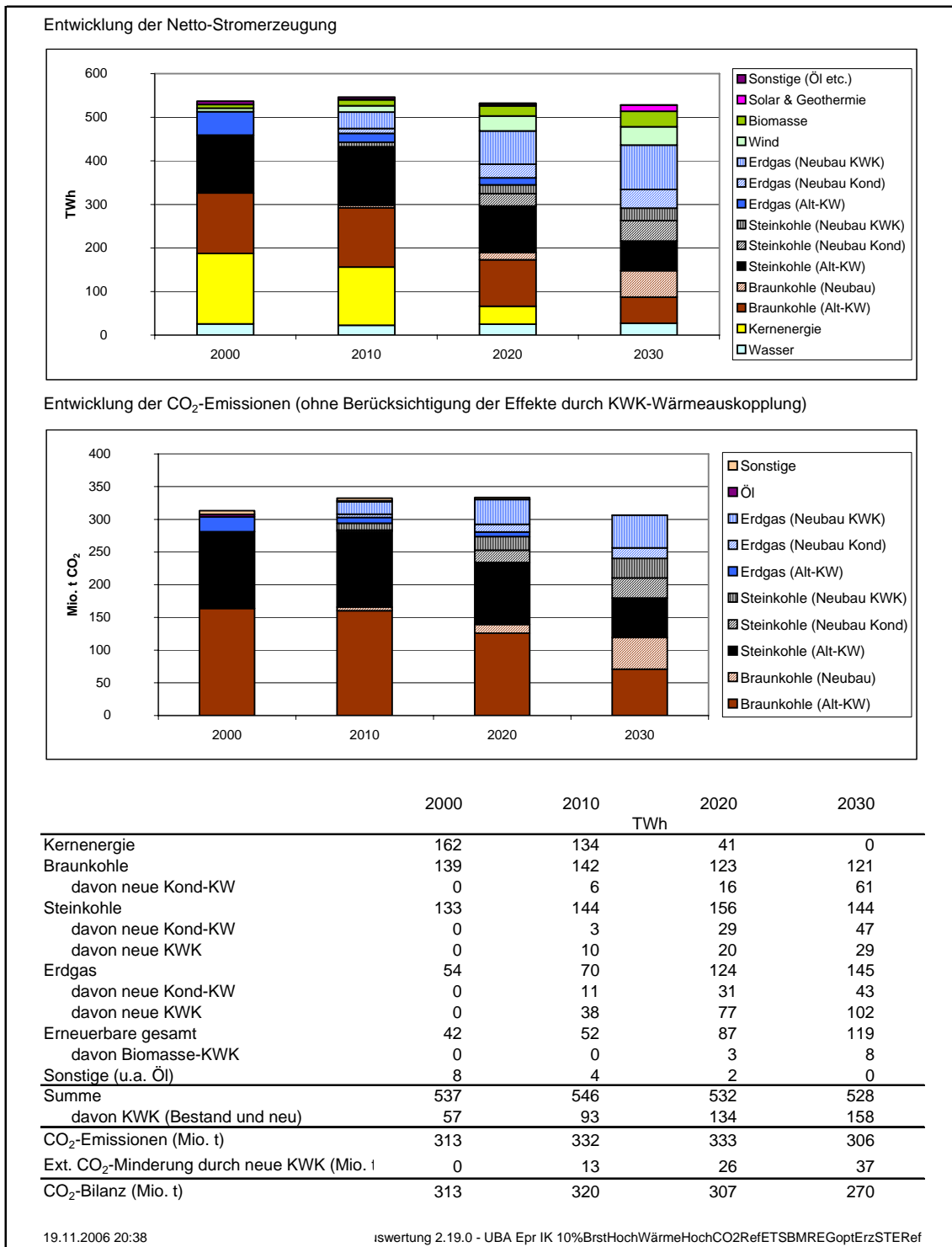
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 17 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %



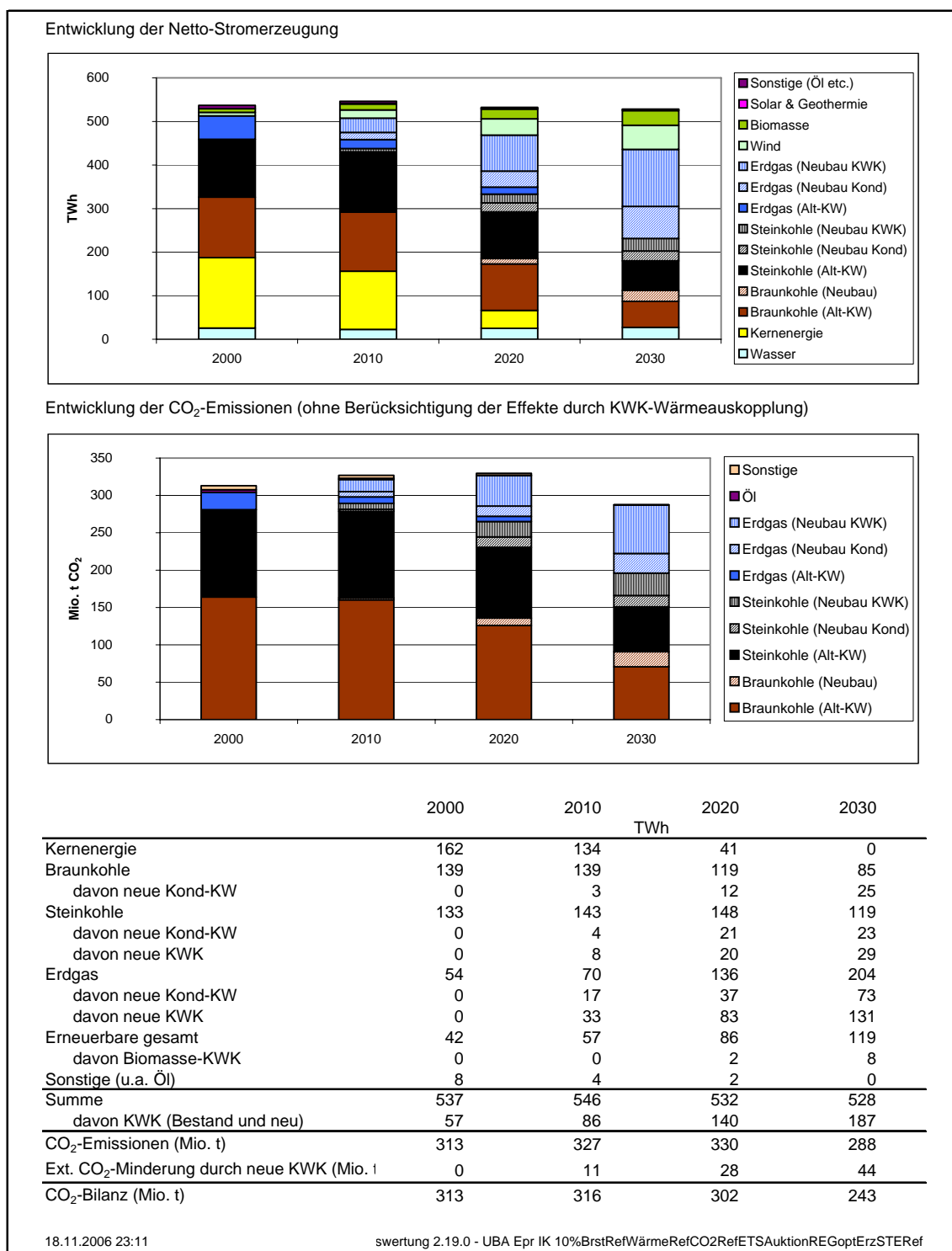
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 18 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 10 %



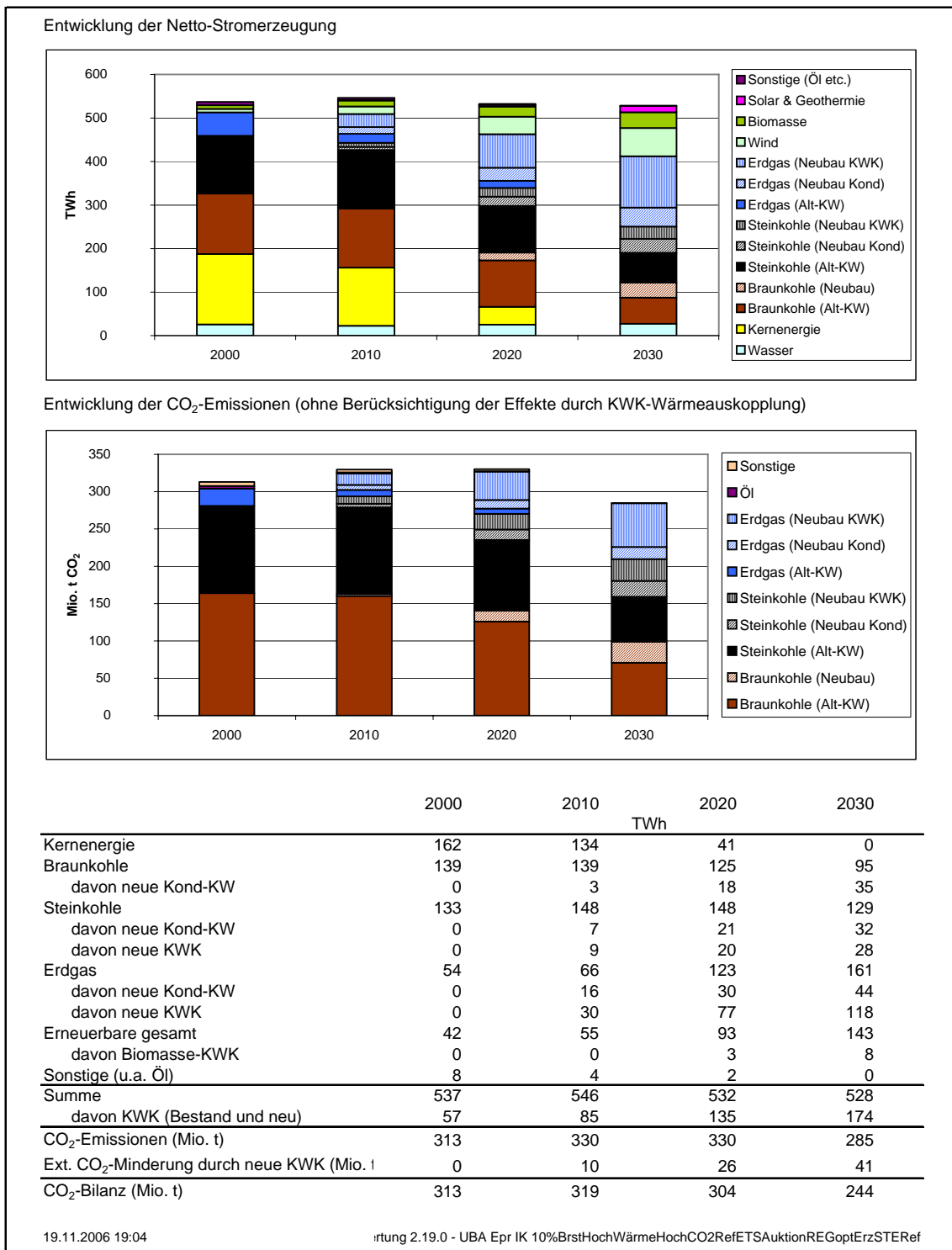
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 19 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



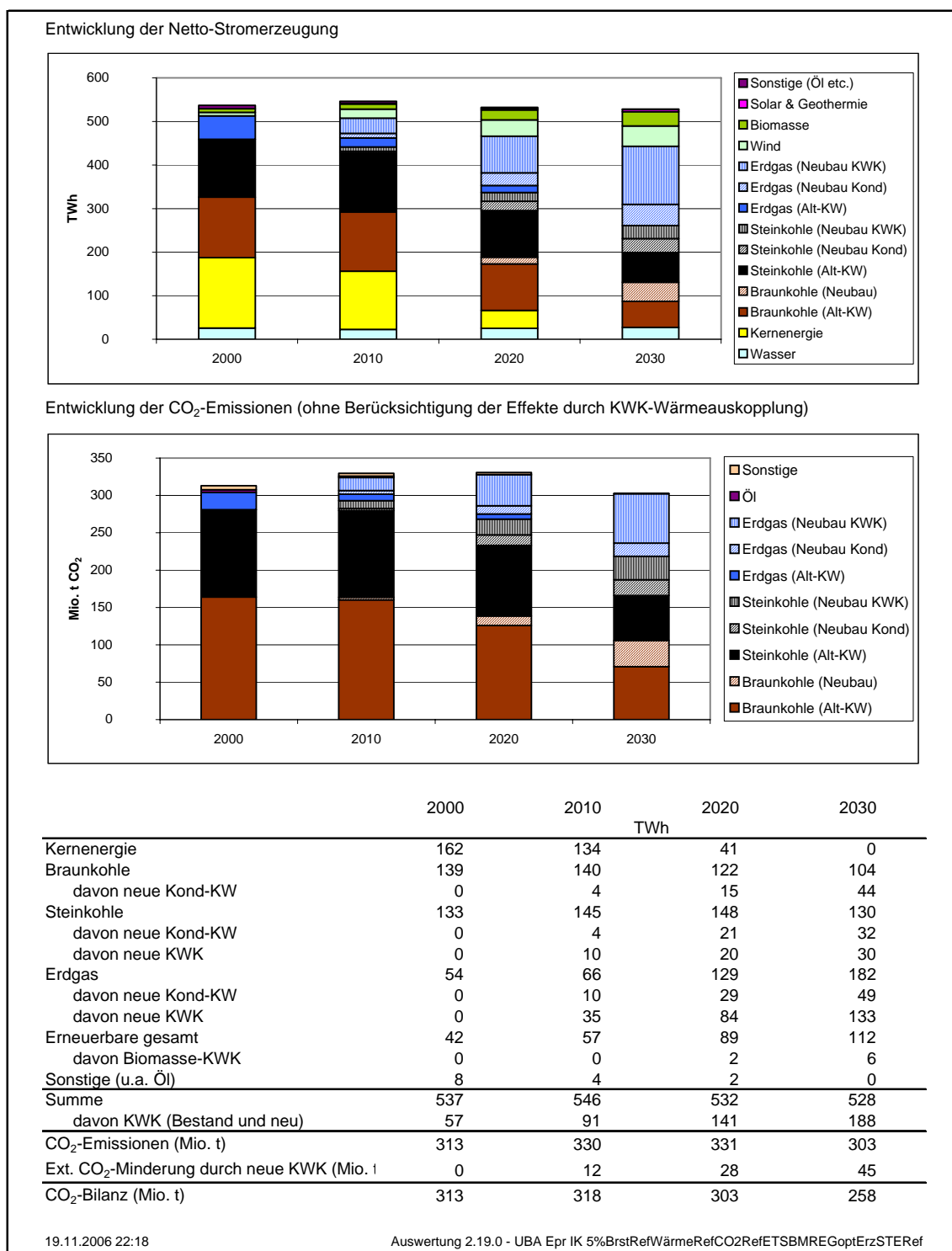
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 20 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 10 %



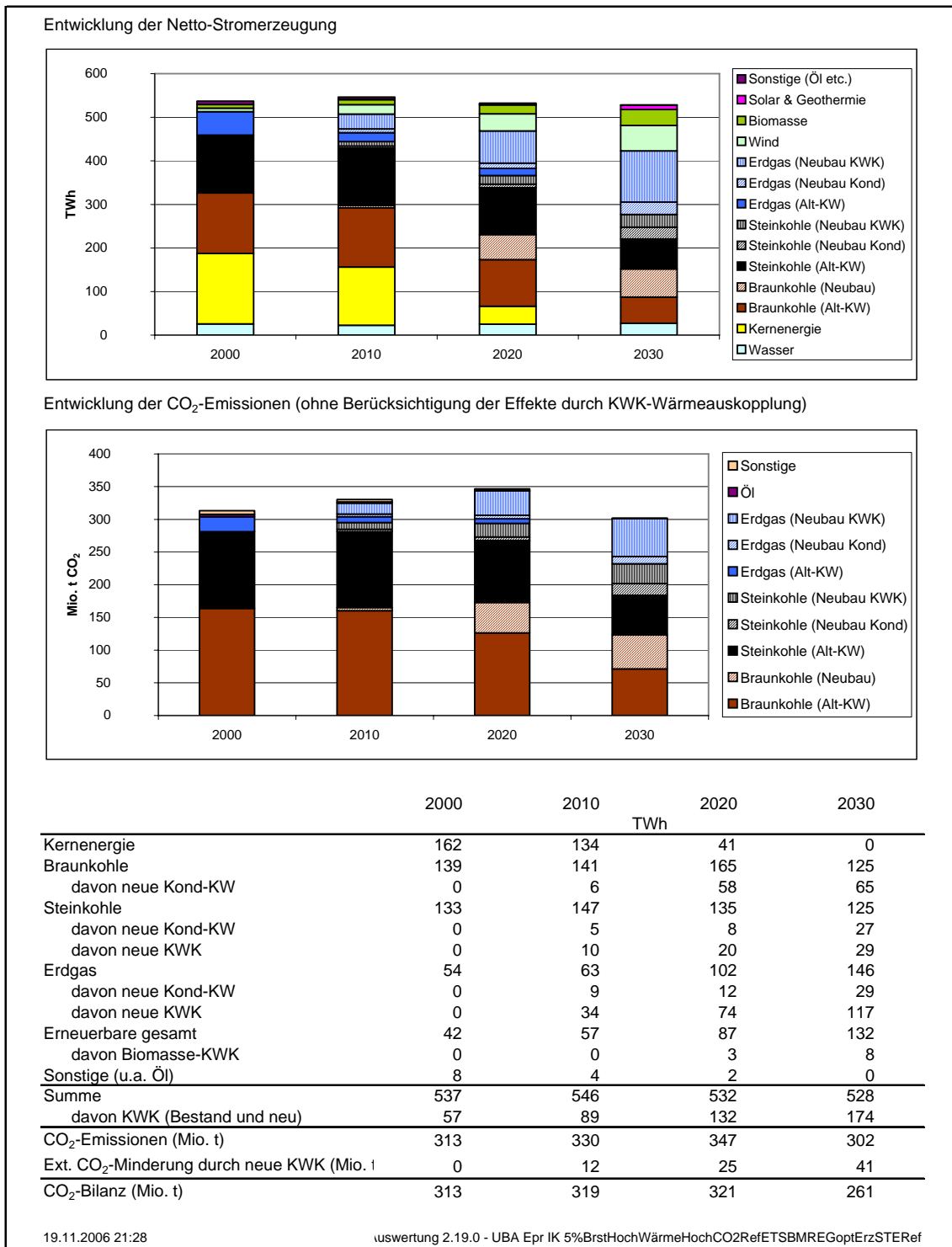
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 21 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



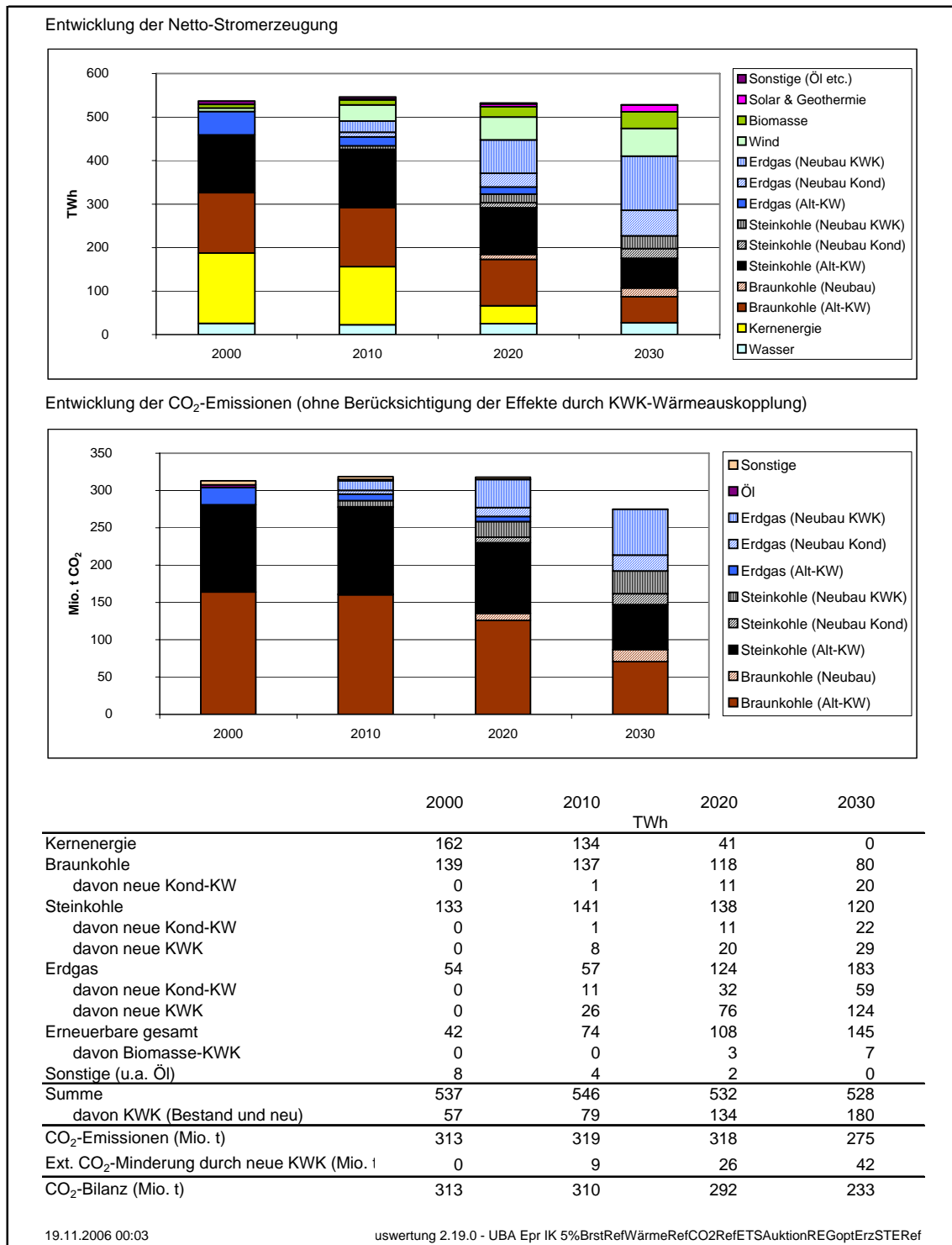
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 22 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Zuteilung nach Brennstoffbenchmarks und Verzinsungsanspruch von 5 %



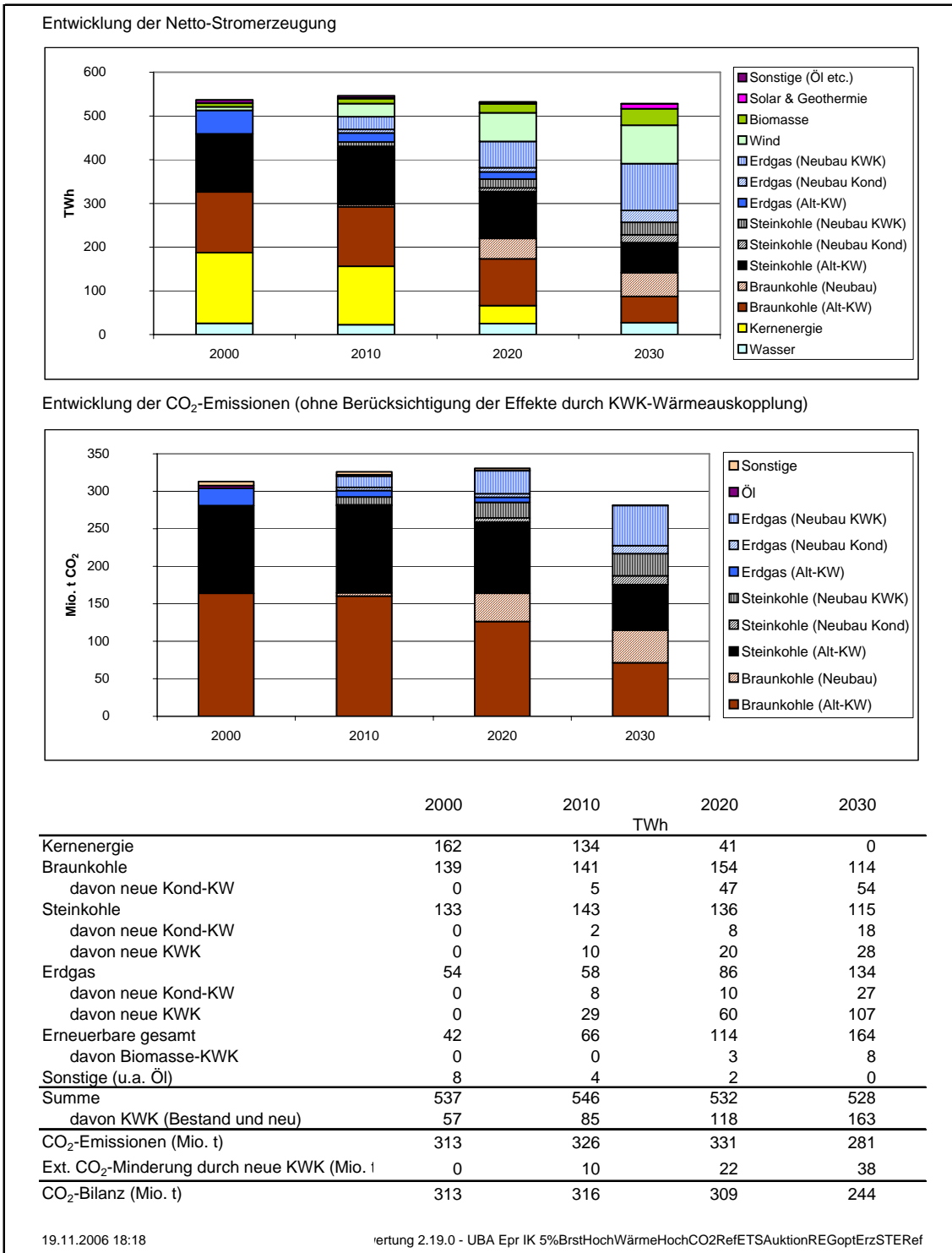
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 23 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei Referenzbrennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung E- 24 ELIAS-Berechnungsergebnisse mit IKARUS-Kraftwerken bei hohen Brennstoffpreisen, Auktionierung und Verzinsungsanspruch von 5 %



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle E- 5 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise und Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis 0€

[TWh]	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	139,7	122,1	103,9	137,0	142,9	180,6	181,4
Steinkohle	132,6	145,4	148,4	130,0	135,0	127,3	137,1	146,9
Erdgas	53,8	66,2	129,4	181,8	60,0	60,7	91,6	123,8
Erneuerbare	42,2	56,7	89,1	112,1	42,9	69,0	70,5	68,9
Sonstige	7,9	4,5	2,2	0,3	6,7	12,9	13,8	8,6
KWK Gesamt	57,0	90,7	141,5	188,5	54,5	59,9	69,0	61,6

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

Tabelle E- 6 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise und Brennstoffbenchmarks bzw. CO₂-Preis 0€

[TWh]	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	141,3	164,7	125,0	137,0	171,5	179,9	179,7
Steinkohle	132,6	146,5	135,4	124,7	135,0	123,8	135,5	169,1
Erdgas	53,8	62,9	102,3	145,9	60,0	39,6	41,1	19,4
Erneuerbare	42,2	57,3	86,6	132,3	42,9	66,0	121,1	157,0
Sonstige	7,9	4,5	2,2	0,3	6,7	11,5	13,1	9,6
KWK Gesamt	57,0	89,3	131,8	173,8	54,5	57,3	67,5	56,9

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

Tabelle E- 7 IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Referenzbrennstoffpreise und Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€

[TWh]	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,7	40,0	0,0
Braunkohle	138,8	137,0	118,2	80,2	137,0	143,0	132,0	106,4
Steinkohle	132,6	140,5	138,5	119,6	135,0	112,4	114,5	66,5
Erdgas	53,8	57,0	124,4	183,1	60,0	73,4	140,6	198,0
Erneuerbare	42,2	73,6	107,9	145,0	42,9	69,4	90,3	143,7
Sonstige	7,9	4,5	2,2	0,3	6,7	12,6	14,1	9,8
KWK Gesamt	57,0	79,1	134,3	179,6	54,5	58,1	63,1	62,6

Quelle: Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut

Tabelle E- 8 *IKARUS-Kraftwerke in ELIAS und IKARUS-Originaldaten im Vergleich: Hohe Brennstoffpreise und Auktionierung bzw. CO₂-Preis 20€*

[TWh]	IKARUS-Kraftwerke in ELIAS				IKARUS			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Kernenergie	161,8	133,7	41,2	0,0	156,9	134,6	40,1	0,0
Braunkohle	138,8	140,8	153,7	114,4	137,0	148,3	180,8	180,5
Steinkohle	132,6	143,4	135,7	115,2	135,0	116,5	109,5	102,9
Erdgas	53,8	58,0	86,0	134,2	60,0	40,9	36,6	66,7
Erneuerbare	42,2	65,9	113,6	164,1	42,9	86,9	149,7	163,2
Sonstige	7,9	4,5	2,2	0,3	6,7	12,9	10,4	6,4
KWK Gesamt	57,0	84,7	117,7	162,8	54,5	67,8	74,2	60,3

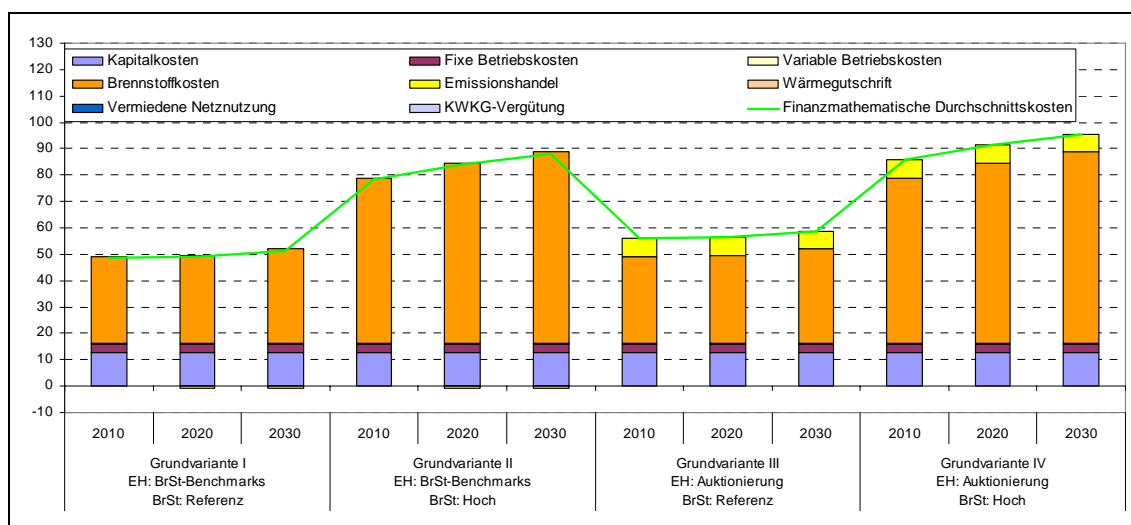
Quelle: *Berechnungen Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut*

Tabelle E- 9 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (400 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	48,9	49,7	52,0	78,7	84,7	88,9	48,9	49,7	52,0	78,7	84,7	88,9
Kapitalkosten	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Fixe Betriebskosten	3,1	3,2	3,3	3,1	3,2	3,3	3,1	3,2	3,3	3,1	3,2	3,3
Variable Betriebskosten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Brennstoffkosten	32,7	33,4	35,6	62,5	68,4	72,5	32,7	33,4	35,6	62,5	68,4	72,5
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-0,1	-0,8	-0,8	-0,1	-0,8	-0,8	7,3	6,7	6,7	7,3	6,7	6,7
Emissionshandel	-0,1	-0,8	-0,8	-0,1	-0,8	-0,8	7,3	6,7	6,7	7,3	6,7	6,7
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmegutschrift	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermiedene Netznutzung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWKG-Vergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	48,7	49,0	51,3	78,5	84,0	88,2	56,1	56,4	58,7	85,9	91,4	95,6

Quelle: *Berechnungen Öko-Institut*

Abbildung E- 25 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerks (400 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*



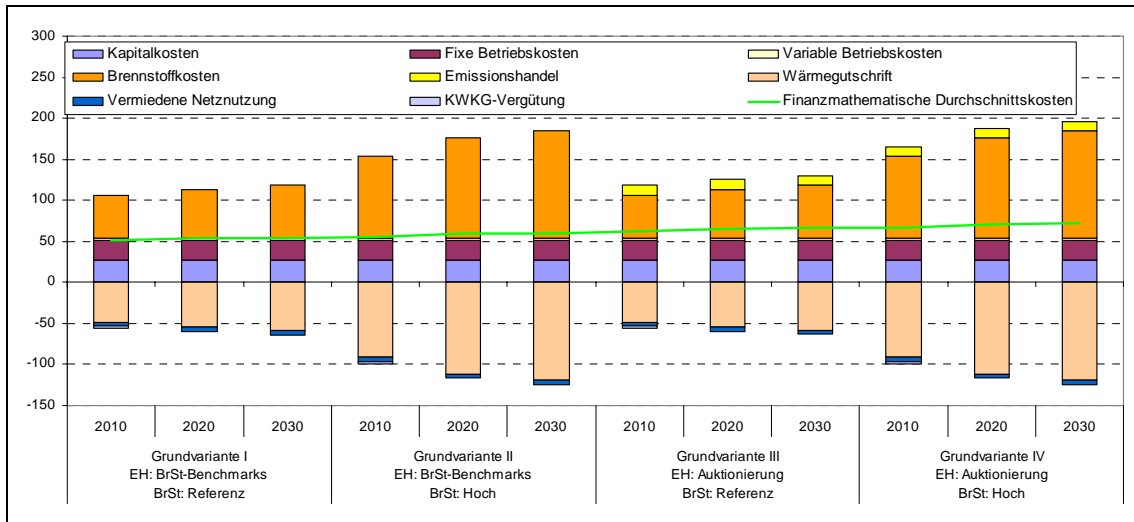
Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle E- 10 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-BHKWs für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	106,4	113,4	118,0	153,5	175,7	184,2	106,4	113,4	118,0	153,5	175,7	184,2
Kapitalkosten	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
Fixe Betriebskosten	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
Variable Betriebskosten	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8
Brennstoffkosten	52,8	59,5	63,9	99,9	121,9	130,1	52,8	59,5	63,9	99,9	121,9	130,1
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Emissionshandel	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	-55,7	-59,5	-63,5	-98,8	-116,6	-124,1	-55,7	-59,5	-63,5	-98,8	-116,6	-124,1
Wärmegutschrift	-48,4	-54,5	-58,5	-91,4	-111,6	-119,1	-48,4	-54,5	-58,5	-91,4	-111,6	-119,1
Vermiedene Netznutzung	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	-2,3	0,0	0,0	-2,3	0,0	0,0	-2,3	0,0	0,0	-2,3	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	50,7	53,8	54,4	54,6	59,0	60,0	62,7	65,8	66,4	66,6	71,1	72,0

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung E- 26 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten eines Erdgas-BHKWs für vier untersuchte Grundvarianten*



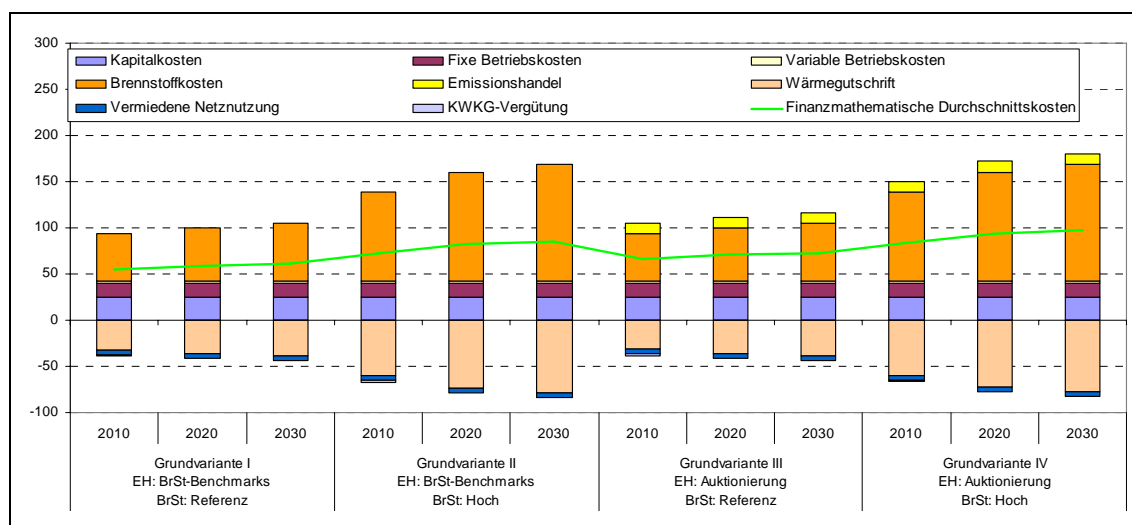
Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle E- 11 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (30 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	93,3	100,1	104,5	138,8	160,3	168,5	93,3	100,1	104,5	138,8	160,3	168,5
Kapitalkosten	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Fixe Betriebskosten	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Variable Betriebskosten	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8
Brennstoffkosten	51,1	57,5	61,7	96,5	117,8	125,8	51,1	57,5	61,7	96,5	117,8	125,8
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Emissionshandel	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	-38,2	-40,6	-43,2	-66,4	-78,0	-82,9	-38,2	-40,6	-43,2	-66,4	-78,0	-82,9
Wärmegutschrift	-31,6	-35,6	-38,2	-59,8	-73,0	-77,9	-31,6	-35,6	-38,2	-59,8	-73,0	-77,9
Vermiedene Netznutzung	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	54,6	58,9	60,8	71,9	81,9	85,2	66,6	70,9	72,8	83,9	93,9	97,2

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung E- 27 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (30 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*



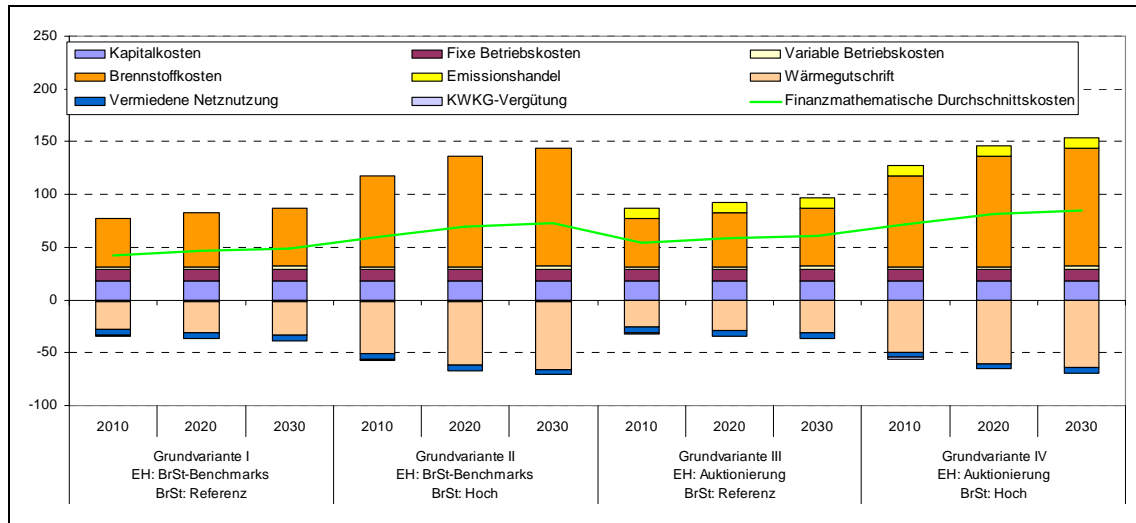
Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle E- 12 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (100 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*

	Grundvariante I EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Referenz			Grundvariante II EH: BrSt-Benchmarks BrSt: Hoch			Grundvariante III EH: Auktionierung BrSt: Referenz			Grundvariante IV EH: Auktionierung BrSt: Hoch		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
	- €/MWh -											
Technikkosten	76,7	82,7	86,7	117,2	136,3	143,7	76,7	82,7	86,7	117,2	136,3	143,7
Kapitalkosten	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
Fixe Betriebskosten	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Variable Betriebskosten	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8	2,3	2,6	2,8
Brennstoffkosten	45,4	51,2	54,9	85,9	104,8	111,9	45,4	51,2	54,9	85,9	104,8	111,9
Primärenergiebezogene Zusatzkosten	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Emissionshandel	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Endenergiebezogene Zusatzkosten (+) und Sondererlöse (-)	-32,7	-34,4	-36,5	-55,9	-65,2	-69,3	-32,7	-34,4	-36,5	-55,9	-65,2	-69,3
Wärmegutschrift	-26,1	-29,4	-31,5	-49,3	-60,2	-64,3	-26,1	-29,4	-31,5	-49,3	-60,2	-64,3
Vermiedene Netznutzung	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
KWKG-Vergütung	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0
Finanzmathematische Durchschnittskosten	42,3	46,6	48,4	59,5	69,4	72,7	54,3	58,6	60,4	71,5	81,4	84,7

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung E- 28 *Kostenkomponenten und finanzmathematische Durchschnittskosten einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (100 MW) für vier untersuchte Grundvarianten*



Quelle: Berechnungen Öko-Institut