

WIFO

A-1103 WIEN, POSTFACH 91
TEL. 798 26 01 • FAX 798 93 86

 **ÖSTERREICHISCHES INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG**

**Energieszenarien für Österreich
bis 2020**

Kurt Kratena, Michael Wüger

Juli 2005

Energieszenarien für Österreich bis 2020

Kurt Kratena, Michael Wüger

Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung
im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

Begutachtung: Angela Köppl

Wissenschaftliche Assistenz: Alexandra Wegscheider

Juli 2005

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Methodik	3
2.1 <i>Energetischer Endverbrauch</i>	3
2.2 <i>Energieumwandlung (Transformation)</i>	5
3. Annahmen für ein "Baseline"-Szenario	11
3.1 <i>Ökonomische Entwicklung</i>	12
3.2 <i>Energiepreise</i>	15
3.3 <i>Energiepolitische Aktionen im Energiebinnenmarkt</i>	18
4. Ergebnisse des "Baseline"-Szenarios	22
5. Sensitivitätsanalysen zum "Baseline"-Szenario	51
6. Ein "Energie-Effizienz"-Szenario	67
Literaturverzeichnis	76
Anhang: Beschreibung des WIFO-Energiemodells	77

1. Einleitung

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit Energieverbrauchsszenarien in Österreich bis zum Jahr 2020. Die Grundlage aller durchgeführten Berechnungen bildet das neu adaptierte Energiemodell des WIFO.

Diese neuen Adaptierungen betreffen

- (i) die Integration des Datensatzes (*Statistik Austria*, November 2004) der Energiebilanzen im erstmals in Österreich angewandten IEA-Format und der Ergebnisse der Nutzenergieanalyse von Statistik Austria.
- (ii) Eine umfassendere Modellierung der Energieumwandlung für Elektrizitäts- und Wärmezeugung im Bereich der öffentlichen Versorgung und der Unternehmen mit Eigenanlagen. Für letztere wird der Umwandlungseinsatz für Elektrizitäts- und Wärmezeugung sektoral aufgeschlüsselt behandelt. Im Bereich der öffentlichen Versorgung kommt ein neues Modell des österreichischen Elektrizitätssektors zum Einsatz, in dem simultan die Technologie der Erzeugung (Wärme, Wasser, Wind und Photovoltaik) und der Elektrizitätspreis für Industrie und Haushalte bestimmt werden. Eine erste Version dieses Modells wurde bereits zur Abschätzung der Liberalisierungseffekte im Strompreis verwendet (*Kratena*, 2004). Mit diesem neuen WIFO-Energiemodell sollen folgende Szenarien gerechnet werden:
 - Ein "Baseline"-Szenario,
 - eine Sensitivitätsanalyse zum "Baseline" bezüglich entscheidender exogener Annahmen, insbesondere internationaler Energiepreise,
 - ein "Energie-Effizienz"-Szenario mit höherer Dynamik der Energie-Effizienz in Bereichen des Endverbrauchs.

Im nächsten Abschnitt wird kurz das neu adaptierte Modell beschrieben. Im Anschluss an die Modellbeschreibung werden die Rahmenbedingungen für ein "Baseline"-Szenario in Form von quantitativen Vorgaben des Rohölpreises, der Bevölkerungs- und der Wirtschaftsentwicklung festgelegt. Die Entwicklung der österreichischen Primärenergiepreise (Kohle, Ölprodukte, Gas) hängt direkt an der Entwicklung des Rohölpreises, sodass mit einer Annahme darüber diese Preisentwicklung determiniert ist. Der Elektrizitäts- und Fernwärmepreis wird direkt aus dem Umwandlungsmodell abgeleitet und hängt damit ebenfalls von den Primärenergiepreisen und von den Erzeugungsstrukturen ab.

Die Wirtschaftsentwicklung wird in Form von Produktionswertentwicklung der Sektoren der IEA-Energiebilanz und der Haushaltseinkommen aus den neuesten langfristigen Prognoserechnungen mit dem disaggregierten Makromodell des WIFO entnommen. Das ist ein wesentlicher Faktor zur Bestimmung des energetischen Endverbrauches insgesamt nach Sektoren. Die

Bevölkerungsentwicklung und die Entwicklung der Haushaltsstrukturen stellt eine wesentliche Eingangsgröße für den Energieverbrauch der privaten Haushalte dar.

Im darauffolgenden Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse des "Baseline"-Szenarios bis 2020 dargestellt, die sich unter diesen Annahmen ergeben. Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen dabei die Entwicklung der Energieintensität nach Sektoren und die Substitution von Energieträgern in Industrie und Elektrizitätserzeugung bis 2020.

Als Alternativen zum "Baseline"-Szenario werden in dieser Studie drei Szenarien präsentiert. Eine wesentliche Annahme für das "Baseline"-Szenario, die zugleich mit großer Unsicherheit behaftet ist, stellt der Entwicklungspfad des Rohölpreises dar. Als Sensitivitätsanalyse zum "Baseline"-Szenario wird daher getestet, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn der Rohölpreis von 2005 bis 2020 einmal 50% über und einmal 50% unter dem Niveau im "Baseline"-Szenario läge. Wenn man annimmt, dass eine Abweichung von 50% in beiden Richtungen gleichzeitig die Schwankungsbreite des Rohölpreises ist, dann kann man die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse als Konfidenzintervall für die Ergebnisse des "Baseline"-Szenarios interpretieren.

Als weiteres Alternativ-Szenario zum "Baseline" wird ein Szenario gerechnet, das sich an den energiepolitischen Leitlinien der EU-Kommission orientiert. Dabei wird angenommen, dass es aufgrund der Umsetzung der Aktionspläne zur Verbesserung der Energie-Effizienz (*EU-Kommission, 2000*) zu einer gesamtwirtschaftlichen Beschleunigung der Energie-Effizienz um 0,5% p.a. kommt, die durch gezielte Eingriffe in gewissen Sektoren erreicht wird. Für die zu erwartenden Ergebnisse konnte auf ein ähnliches Szenario im Rahmen der letzten Energieszenarien im Auftrag der DG TREN der EU-Kommission vom September 2004 zurückgegriffen werden. Dieses Szenario soll einen alternativen Pfad der Entwicklung des Energiesystems aufzeigen, wie er sich bei der Umsetzung der wesentlichen Schritte der Energiepolitik im Binnenmarkt ergäbe.

2. Methodik

Dieses Projekt knüpft an den methodischen Arbeiten im Rahmen des DAEDALUS-Modells an, mit dem die Energieszenarien bis 2020 berechnet wurden (*Kratena - Schleicher, 2001*). Die wesentlichen Weiterentwicklungen im WIFO-Energiemodell seit dieser letzten Publikation sollen im folgenden kurz dargestellt werden. Es betrifft dies:

- Die Umstellung auf die Formate der IEA-Energiebilanz.
- Die Verwendung der Strukturen der Nutzenergieanalyse im Dienstleistungs- und Haushaltsbereich.
- Die Modellierung der Erzeugungsstrukturen, Kosten und Preisbildung in der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung.

Generell ist mit der Umstellung auf die Formate der IEA-Energiebilanz eine signifikante Erweiterung von Kategorien des Energieangebots und der –nachfrage und von Energieträgern gegenüber den zuvor im WIFO Energiemodell verwendeten österreichischen Energiebilanzen verbunden. Die IEA-Energiebilanz weist ca. 40 Energieträger auf (die österreichische Energiebilanz ca. 25) und ca. 70 Kategorien von Energienachfrage und –angebot. Insgesamt sind somit in jedem Jahr ca. 2.800 Variablen im Modell zu erfassen und in weiterer Folge zu prognostizieren. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich im Anhang. Eine einfache Überleitung zwischen dem Konzept der von Statistik Austria für Österreich publizierten Energiebilanzen und den IEA-Energiebilanzen ist nicht möglich, da sich die konzeptuellen Unterschiede auf Details auf tiefster Aggregierungsebene beziehen, die nicht publiziert sind.

Die generelle Modellphilosophie besteht darin, möglichst viele Variable endogen zu berücksichtigen und mit möglichst wenigen exogenen Annahmen auszukommen. Das sollte prinzipiell die Konsistenz und die Transparenz der Szenarienrechnung erhöhen, d.h. es ist an wenigen Annahmen festmachbar, warum z.B. die Entwicklung im "Baseline"-Szenario ein gewisses Wachstum im Energieverbrauch insgesamt ergibt. Auf der Seite der Energiepreise bedeutet die Anwendung dieser Modellphilosophie, dass es (wie schon in *Kratena - Schleicher, 2001*) Preisgleichungen für Kohle, Ölprodukte und Gas gibt und als exogene Größe lediglich der Rohölpreis fungiert. Die Nettopreise im österreichischen Verbrauch der einzelnen Energieträger werden direkt aus der Korrelation mit dem Rohölpreis abgeleitet. Zusätzlich sind andere Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, die auf den Netto- oder Bruttopreis der Energieträger wirken (Besteuerung, Liberalisierung, Ökostromförderung).

2.1 Energetischer Endverbrauch

Durch die Formate der IEA-Energiebilanz ist auch die Sektorgliederung des Modells im energetischen Endverbrauch determiniert, Basis dafür sind die im November 2004 von Statistik Austria an das WIFO gelieferten, revidierten Energiebilanzen. Diese in Übersicht 1 dargestellte Sektor-

gliederung lässt sich durch die in Österreich verwendete ÖNACE-Gliederung definieren und damit können die Energiedaten mit den Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) zu Produktionswert, Wertschöpfung, Investitionen und Beschäftigung zusammengeführt werden. Das bildet auf einer ersten Ebene die Basis zur Bestimmung des Energieverbrauches für fossile plus elektrische Energie einerseits, sowie Wärme und erneuerbare Energie andererseits in der Landwirtschaft und allen Sachgütersektoren (ÖNACE 01 bis 45). Auf einer zweiten Ebene wird dann das Bündel "fossile plus elektrische Energie" weiter in einzelne Energieträger aufgespalten (für technische Details siehe Anhang).

Im Verkehr unterscheidet die Energiebilanz die für einzelne Energieträger relevanten Sektoren und geht damit über das in der VGR generell verwendete Niveau der ÖNACE Zweisteller hinaus. Der Verkehrsbereich wird im Modell nicht behandelt. Parallel zu den Energieszenarien arbeitet eine Forschergruppe im Auftrag des BMVIT an der "Verkehrsprognose Österreich 2025+", aus der sich die Energieverbräuche im Verkehr ergeben. Für den Bereich der Brennstofftransporte wird umgekehrt der aus den Energieszenarien ermittelte Brennstoff-Transportbedarf der Forschergruppe des BMVIT zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus wird gewährleistet, dass alle ökonomischen Rahmendaten, die in der "Verkehrsprognose Österreich 2025+" und in den Energieszenarien verwendet werden, ident sind.

In den Dienstleistungsbereichen (ÖNACE 50 bis 55 und 64 bis 95) und bei den privaten Haushalten wird ein darüber hinaus gehender methodischer Ansatz verwendet, da der Energieverbrauch nicht nur nach Energieträgern aufgeteilt wird, sondern auch (für jeden Energieträger) nach den Anwendungsarten der Nutzenergieanalyse:

Raumheizung und Klimaanlage, Dampferzeugung, Industrieöfen, Standmotoren, Beleuchtung/EDV.

Sowohl in den Dienstleistungssektoren als auch in den privaten Haushalten konzentriert sich der gesamte Endverbrauch in der Raumwärme, den Standmotoren und der Beleuchtung/EDV (im Dienstleistungsbereich ca. 82%, im Haushaltsbereich ca. 85%). Die Kategorie Industrieöfen enthält im Haushaltssektor den Energieaufwand für Kochen und Warmwasser, die Kategorie Standmotoren den Verbrauch der Haushaltselektrogeräte.

Im Umwandlungseinsatz geht die Sektorgliederung ebenfalls (wie im Verkehrsbereich) über die Ebene der ÖNACE-Zweisteller hinaus. Das ist allerdings nicht relevant, da in diesem Bereich keine Anbindung an ökonomische Variablen notwendig ist, sondern der Umwandlungseinsatz in Abhängigkeit von Variablen des Energiesystems (energetischer Endverbrauch, Energiepreise, etc.) determiniert wird (wie im nächsten Abschnitt beschrieben wird).

Übersicht 1: Sektorgliederung des Modells

Energiebilanz	ÖNACE
Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	01,02,05
Bergbau	13,14
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	15,16
Textil und Bekleidung	17,18,19
Holzverarbeitung	20
Papier und Druck	21,22
Chemie und Petrochemie	24
Steine und Erden, Glas	26
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	27
Maschinenbau	28,29,30,31,32
Fahrzeugbau	34,35
Sonstige Sachgütererzeugung	25,33,36
Bauwesen	45
Öffentliche und Private Dienstleistungen	50 - 55, 64 - 95
Private Haushalte	

Q: Energiebilanz Österreich, Statistik Austria.

2.2 Energieumwandlung (Transformation)

Generell gilt auch in diesem Bereich, dass Modelladaptionen notwendig waren, um den wesentlich erweiterten Konzepten der IEA-Energiebilanz gerecht zu werden. Wie bisher wird für Kokerei, Hochofen und Raffinerie ein Input-Output Modell mit fixen Koeffizienten verwendet.

Für die Elektrizitätserzeugung der Unternehmen mit Eigenanlagen (inkl. KWK) wird auf sektorialem Detail gerechnet und diese Erzeugung direkt durch den Produktionswert und den Marktpreis für Elektrizität determiniert. Es zeigt sich deutlich, dass nach der Liberalisierung des Strommarktes in einigen Branchen die Eigenerzeugung gesunken ist, was auf kurzfristige Stilllegungen von Kapazitäten zur Eigenstromerzeugung zurückzuführen ist. Die Eigenerzeugung reagiert somit flexibel (in beiden Richtungen) auf den Marktpreis für Elektrizität und ist *zusätzlich* von der Produktionskapazität abhängig. Das ist besonders für jene Branchen wichtig, die Abfälle (z.B.: Ablaugen) zur Stromerzeugung einsetzen, da die Verfügbarkeit dieser Energieträger an die Produktion gekoppelt ist. Das bedeutet, dass in diesen Branchen Abfälle jedenfalls zur Stromerzeugung verwendet werden und darüber hinaus (bei der Erzeugung aus fossilen Inputs) flexibel auf den Marktpreis für Elektrizität reagiert wird. Die Wärmeerzeugung der Unternehmen mit Eigenanlagen ist so gut wie unbedeutend (kommt nur in einem Sektor vor) und wird einfach fortgeschrieben.

Bei der Darstellung der öffentlichen Elektrizitätserzeugung (inkl. KWK) wurde ein neues Modell unter Berücksichtigung der Erzeugungsstrukturen und –kosten und der Preisbildung am Strommarkt entwickelt. Dabei werden folgende Energieträger unterschieden:

Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Steinkohle, Braunkohle, Ölprodukte, Gas und sonstige Brennstoffe (erneuerbare Energie und Abfälle).

Für diese unterschiedlichen Inputs liegen aus Quellen des Bundeslastverteilers und der Energiebilanzen Daten über die daraus erzeugte Strommenge und den Energieinput als Zeitreihe ab 1980 vor. Da die Definition der "öffentlichen Versorgung" in beiden Datensätzen leicht unterschiedlich ist, mussten die Daten des Bundeslastverteilers an jene der Energiebilanzen angeglichen werden. Übersicht 2 zeigt die langfristige Entwicklung in der Erzeugungsstruktur von der "Outputseite" gemessen, d.h. die Anteile der Energieträger an der gesamten öffentlichen Stromerzeugung. Die Zeitreihen der Anteile weisen sowohl eine hohe Volatilität als auch langfristige Trends auf. Das legt die Vermutung nahe, dass Preiseinflüsse und die Struktur des Kraftwerksparks (determiniert durch die Investitionstätigkeit der Vergangenheit) zusammen die Verschiebungen in den Anteilen an der Erzeugung determinieren. Der hohe Anteil der Erzeugung aus Wasserkraft schwankt jährlich mit der Hydraulizität (Wasserführung der Flüsse) und bleibt – sieht man vom Ausnahmejahr 2003 ab – langfristig beinahe gleich. Im extrem heißen Sommer 2003 mussten zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage die Wärmekraftwerke in Betrieb genommen werden und die Wasserkrafterzeugung war aufgrund der Trockenheit gering; beides hat den Anteil der Wasserkraft abgesenkt. Starke langfristige Verschiebungen in den Anteilen der Energieträger ergeben sich innerhalb der Erzeugung aus Wärmekraft. Dabei steigt die Erzeugung aus Steinkohle und aus Gas anteilmäßig kontinuierlich an.

Übersicht 2: Anteile der Energieträger an der öffentlichen Erzeugung (in %)

	Steinkohle	Braunkohle	Ölprodukte	Gas	Biogene	Wasserkraft	Wind
	Anteile in %						
1980	0,1	6,8	11,7	7,2	0,1	74,2	0,0
1981	0,0	7,1	8,3	7,8	0,1	76,6	0,0
1982	0,0	6,9	7,8	8,9	0,1	76,3	0,0
1983	0,4	7,5	5,9	9,7	0,1	76,3	0,0
1984	0,5	8,8	5,2	11,5	0,2	73,9	0,0
1985	0,5	7,9	3,7	12,2	0,2	75,5	0,0
1986	2,8	5,0	4,5	12,3	0,1	75,4	0,0
1987	5,2	4,0	3,4	10,1	0,1	77,2	0,0
1988	4,5	3,9	2,2	9,5	0,0	79,9	0,0
1989	5,3	3,8	2,4	11,0	0,1	77,5	0,0
1990	9,1	5,2	2,9	13,5	0,1	69,1	0,0
1991	9,9	5,6	3,4	12,8	0,2	68,1	0,0
1992	6,7	2,6	2,8	11,4	0,1	76,4	0,0
1993	4,9	2,3	3,1	11,4	0,1	78,2	0,0
1994	5,4	2,0	3,3	13,2	0,2	75,9	0,0
1995	6,8	3,0	2,3	13,2	0,3	74,4	0,0
1996	8,1	2,8	2,6	14,7	0,3	71,4	0,0
1997	8,5	2,5	4,1	12,0	0,3	72,5	0,0
1998	6,4	1,6	4,6	12,6	0,3	74,4	0,1
1999	5,2	2,8	3,6	11,4	0,3	76,6	0,1
2000	8,1	2,3	1,8	9,6	0,3	77,7	0,1
2001	9,5	2,9	1,9	11,4	0,4	73,6	0,3
2002	9,0	2,6	1,3	12,0	0,6	74,1	0,4
2003	12,0	2,6	2,0	15,1	0,8	66,7	0,7

Q: E-Control, Biogene inklusive Abfälle.

In Übersicht 3 sind die Anteile von der "Inputseite" gemessen dargestellt, d.h. die Anteile der Energieträgerinputs an der gesamten öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung. Die outputseitigen Anteile sind mit diesen Anteilen über den Wirkungsgrad und die effektive Auskoppelung von elektrischer Erzeugung (elektrischer Wirkungsgrad) verbunden. Bei Wind und Wasserkraft werden die Wirkungsgrade gemäß Konvention der IEA mit 100% angenommen. In dieser Darstellung, die auch die relevante für die Modellierung des Sektors ist, sieht man noch deutlicher den Rückgang im Anteil von Braunkohle und Ölprodukten und den Anstieg von Steinkohle und Gas. Es ist anzunehmen, dass die langfristigen Trends, die dieser Anteilsverschiebung zugrunde liegen, wesentlich von der Entwicklung der Investitionstätigkeit abhängen. Diese ist jedoch selbst wieder von der Entwicklung der Brennstoff- und der Kapitalkosten abhängig.

Übersicht 3: Anteile der Energieträgerinputs an der öffentlichen Erzeugung (in %)

	Steinkohle	Braunkohle	Ölprodukte	Gas	Biogene	Wasserkraft	Wind
	Anteile in %						
1980	0,7	21,8	30,7	19,1	1,3	74,2	0,0
1981	0,5	23,5	22,4	19,9	1,3	76,6	0,0
1982	0,5	22,2	22,3	22,0	1,3	76,3	0,0
1983	1,4	24,6	13,9	24,1	1,4	76,3	0,0
1984	2,4	28,8	11,4	29,5	1,7	73,9	0,0
1985	2,8	26,9	8,3	31,3	2,2	75,5	0,0
1986	8,8	17,2	10,1	31,4	2,2	75,4	0,0
1987	14,7	12,2	8,6	25,0	0,5	77,2	0,0
1988	12,6	11,5	6,1	23,4	0,0	79,9	0,0
1989	14,8	10,4	6,6	27,0	0,1	77,5	0,0
1990	24,5	14,4	7,3	33,1	1,1	69,1	0,0
1991	26,1	15,7	8,6	31,5	1,4	68,1	0,0
1992	17,7	7,4	9,1	28,7	1,5	76,4	0,0
1993	12,3	6,6	13,1	28,1	1,3	78,2	0,0
1994	14,0	6,2	12,7	31,3	1,4	75,9	0,0
1995	17,3	8,9	9,7	30,3	1,4	74,4	0,0
1996	20,2	8,4	9,1	42,6	1,6	71,4	0,0
1997	22,8	6,8	11,0	29,3	1,6	72,5	0,0
1998	16,3	4,2	13,5	37,1	1,6	74,4	0,1
1999	13,1	7,3	12,2	33,7	1,7	76,6	0,1
2000	19,9	6,2	6,1	27,4	1,7	77,7	0,1
2001	23,6	7,6	6,2	28,8	2,7	73,6	0,3
2002	21,9	6,8	4,4	32,2	3,6	74,1	0,4
2003	28,5	7,0	6,3	40,7	4,2	66,7	0,7

Q: E-Control, Biogene inklusive Abfälle.

Der Datensatz von Inputs in Energieeinheiten stellt auch die Basis zur Berechnung der Kosten der Elektrizitätserzeugung und in weiterer Folge der Preisbildung am Strommarkt dar. Für die Brennstoffe werden dafür die Brennstoffeinsätze mit dem Brennstoffpreis multipliziert. Die Entwicklung der Brennstoffpreise im Vergleich zum Elektrizitätspreis stellt im Modell eine wesentliche Variable für die Wahl der Anteile der Energieinputs an der gesamten Erzeugung dar. Wie

in *Kratena* (2004) empirisch nachgewiesen wurde, kam es im Zeitraum der Liberalisierung 1999 bis 2002 zu einer massiven Veränderung im Preissetzungsverhalten der EVU's in Österreich. Die höheren Kosten für die Energie-Inputs ab dem Jahr 2000 hätten Preiserhöhungen notwendig gemacht; tatsächlich sind die reinen Energiepreise von Strom gesunken. In den Jahren danach sind dann aufgrund der Regulierung des liberalisierten Marktes auch die Systemnutzungstarife gesunken.

Als weiterer Kostenfaktor wurden jedoch auch noch die Kapitalkosten der einzelnen Inputs berechnet. Dafür wurden die Daten aus dem Investitionstest des WIFO für die Elektrizitätswirtschaft mit den Erzeugungsdaten zusammengeführt. Die tiefste strukturelle Gliederung nach Kraftwerksarten im WIFO-Investitionstest ist jene in Wasser- und Wärmekraftwerke. Daraus kann unter Verwendung von Preisindizes für Investitionsgüter und der Anwendung eines Verfahrens zur Berechnung eines Anfangskapitalstocks eine Zeitreihe eines Kapitalstocks (zu konstanten Preisen des Basisjahres 2000) für Wasser- und Wärmekraft berechnet werden. Stellt man dem die tatsächlich erzeugten Mengen gegenüber, erhält man den Kapitalbedarf pro erzeugter Einheit. Kurzfristig ist diese Variable nicht sehr aussagekräftig, da sie stark von Investitionszyklen und Auslastungsgraden abhängt (Übersicht 4). Genauer gesagt ist der Kapitalbedarf pro erzeugter Stromeinheit das Produkt aus dem – technisch determinierten – Kapitalbedarf pro installierter Leistung und dem Auslastungsgrad (jährliche Betriebsstunden). Für eine aussagekräftigere Modellierung wäre es wünschenswert, zusätzlich Daten über den Auslastungsgrad der Wärmekraft bzw. über die installierte Leistung der Wärmekraft (als Zeitreihe) zu erhalten. Diese Daten sind in Österreich nicht öffentlich zugänglich, für die Berechnung der Energieszenarien musste aber jedenfalls etwas darüber angenommen werden.

Die Entwicklung des Kapitalbedarfes pro Stromeinheit soll im Modell auch lediglich als Anhaltspunkt für das Tempo des technischen Fortschritts im Sinne einer Lernkurve herangezogen werden. Dabei würde sich ergeben, dass die Lernkurve den spezifischen Kapitaleinsatz für Wasserkraft um ca. 2% pro Jahr verringert und für Wärmekraft um nur ca. 0,2% pro Jahr. Bei Wasserkraft dürfte der Effekt auf einer Mischung aus technischem Fortschritt und zu geringer unterstellter Abschreibungsdauer beruhen. Die Lernkurve verknüpft diesen technischen Fortschritt mit der installierten Kapazität einer Technologie. Dadurch beeinflussen heutige Investitionsentscheidungen "automatisch" die künftigen Kosten der Stromerzeugungstechnologien. Die hier aus dem Investitionstest und den Erzeugungsdaten berechneten Variablen werden im Modell mit neueren Daten zu den spezifischen Kapitalinputs unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien verknüpft. Dafür wird auf eine Studie des Bremer Energieinstitutes (*Pfaffenberger - Hille, 2004*) zurückgegriffen (Übersicht 5). Erst diese Verknüpfung liefert dann einen wesentlichen Input für die Dynamik der Kapitalkosten in der öffentlichen Stromerzeugung.

Für die Entwicklung bis 2020 werden bei etablierten Technologien nur mehr geringfügige Erhöhungen des elektrischen Wirkungsgrades (etwa 1 Prozentpunkt pro Jahrzehnt) angenommen. Die Lernkurven für Windenergie und Photovoltaik wurden anhand der Daten von 1996 bis 2003 kalibriert, wobei in einer negativen Exponentialfunktion die Elastizität des Kapitalbe-

darfs pro Stromeinheit auf die installierte Kapazität bei Windenergie -0,2 und bei Photovoltaik -0,26 beträgt. Das bedeutet, dass eine Verdopplung der Kapazitäten eine Absenkung des Kapitalbedarfs pro erzeugter Stromeinheit von 14% bis 18% bewirkt.

Übersicht 4: Kapitalinput pro MWh in Mio. €, real (Preise 2000)

	Wasserkraft	Wärmeleistung
	Mio. €	
1980	1,170	0,102
1981	1,118	0,118
1982	1,121	0,137
1983	1,136	0,162
1984	1,186	0,179
1985	1,096	0,240
1986	1,085	0,276
1987	0,926	0,267
1988	0,927	0,323
1989	0,927	0,291
1990	1,026	0,215
1991	1,010	0,210
1992	0,904	0,301
1993	0,848	0,326
1994	0,868	0,297
1995	0,826	0,263
1996	0,887	0,246
1997	0,838	0,254
1998	0,799	0,271
1999	0,719	0,280
2000	0,680	0,294
2001	0,698	0,248
2002	0,696	0,245

Q: WIFO-Investitionstest, eigene Berechnungen.

Übersicht 5: Technische Daten der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern

	Steinkohle	Braunkohle	Gas (GuD)	Biogene	Wind
Installierte Leistung, MW	600	1000	800	20	1,2
Invest. Kosten (Mio. €) /MW	0,9	1,1	0,5	2,7	1,1
Nutzungsdauer	40	40	30	35	20
Elektr. Wirkungsgrad (%)	45	43	57	30	-

Q: Pfaffenberger - Hille (Bremer Energie-Institut, 2004).

Auf Basis der gesamten Kostendaten (Brennstoffe und Kapital) wurde der Einfluss der Stückkosten auf die Preise geschätzt. Für alle Residuen nach der Liberalisierung (ab 1998) wurde getestet, ob sie statistisch signifikant durch Dummy-Variablen erklärt werden können (siehe dazu: *Kratena*, 2004). Im unvollkommenen Wettbewerbsmodell mit monopolistischer Konkurrenz und ohne technischen Fortschritt ist der Preis als fixer Aufschlag ("mark up") auf diese variablen Stückkosten gegeben. Das in *Kratena* (2004) entwickelte Modell wurde nun hier derartig erweitert, dass in Abhängigkeit von den Stückkosten (Summe aus Brennstoff- und Kapitalkosten pro MWh) für die einzelnen Energieträger auch der Inputkoeffizient dieses Energieträgers gewählt wird. Der Aufschlag auf die Stückkosten ist insbesondere seit der Liberalisierung nicht konstant geblieben und wird auch im "Baseline"-Szenario nur dann unverändert gelassen, wenn die sich daraus ergebende Entwicklung der Strompreise nicht wesentlich von der erwarteten Entwicklung des deutschen Großhandelspreises abweicht.

Für die Entwicklung der Inputkoeffizienten der einzelnen Energieträger wird zusätzlich "Hicks-neutraler" technischer Fortschritt für alle Energieträger eingeführt. Dafür nimmt man an, dass die Veränderung der Inputkoeffizienten zerlegbar ist in einen Effekt, der von Brennstoffpreisänderungen abhängt und Substitutionseffekte misst und in eine Komponente technischen Fortschritts, die die Inputkosten reduziert. Letztere wird durch einen autonomen Trend beschrieben, der allerdings aufgrund der langen Lebensdauer des Kapitalstocks in der Stromerzeugung sehr gering ist. Dies ist besonders für die Lernkurven bei den Kapitalkosten von Bedeutung. Insgesamt bedeutet das, dass das Modell der Umwandlung mit jenem des energetischen Endverbrauches verknüpft wird, da der Elektrizitätspreis in Österreich von der Erzeugung (Struktur und Niveau) in Österreich abhängt und diese wiederum vom energetischen Endverbrauch, wo es – preisabhängige – Substitution zwischen elektrischer Energie und anderen Energieträgern gibt.

Für die Modellierung der öffentlichen Wärmeerzeugung wird analog zur Elektrizitätserzeugung vorgegangen. Dabei gibt es jedoch nur Inputs, die mit Brennstoffkosten verbunden sind und die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt weniger detailliert. Bei der Modellierung der Preissetzung fällt überdies die Quantifizierung von Liberalisierungseffekten weg.

3. Annahmen für ein "Baseline"-Szenario

Die Systemgrenzen des hier vorgelegten "Baseline"-Szenarios sind durch die Struktur des im letzten Abschnitt beschriebenen Modells und die sich daraus ergebenden exogenen Variablen determiniert. Diese spiegeln den Zustand zu Beginn der Prognoseberechnung bezüglich in Betrieb befindlicher und genehmigter Anlagen in Industrie und Elektrizitätswirtschaft, umweltpolitische Rahmenbedingungen bezüglich Luftschadstoffe und die Verfügbarkeit von energetischen Rohstoffen wider. Besondere Bedeutung kommt dabei den Energiepreisen zu; einerseits sind sie ein wichtiger Einflussfaktor auf den Energieverbrauch, andererseits sind sie durch eine Fülle von internationalen und nationalen Rahmenbedingungen beeinflusst. Bei der Beurteilung der Szenarienergebnisse sind diese Systemgrenzen des verwendeten methodischen Ansatzes immer auch mitzudenken. ***Für die Abgrenzung aller exogenen Einflüsse, die für das "Baseline"-Szenario berücksichtigt werden können, wurde generell der Stichtag Ende Jänner 2005 gewählt.***

Ein weiterer wesentlicher Einfluss auf die Prognoseergebnisse ist durch die verwendeten Daten gegeben. Dabei wurde im Energiebereich generell von den österreichischen Energiebilanzen in der Gliederung der IEA ausgegangen, wie sie Statistik Austria Ende 2004 zur Verfügung gestellt hat. Dieser Datensatz reicht von 1980 bis 2003 und wurde im Energiemodell des WIFO implementiert. Das bedeutet, dass das Jahr 2004 bereits das erste Prognosejahr darstellt. Für dieses Jahr liegen andererseits aus der kurzfristigen Energiestatistik, v.a. was die Preise und die Elektrizitätswirtschaft betrifft, schon tatsächliche Ergebnisse vor, die mit berücksichtigt wurden. Zusätzlich zu den Daten der IEA-Energiebilanz für Österreich wurden folgende Quellen zur Ableitung von Variablen des WIFO-Energiemodells verwendet:

Daten zur Aufkommenseite von Elektrizität (E-Control), Daten der österreichischen Volkseinkommensrechnung von Statistik Austria, Daten des VPI (WIFO-Datenbank) und Energiepreisdaten von Statistik Austria (Gütereinsatzstatistik in Mengen und Werten).

Diese zusätzlichen Quellen mussten im WIFO-Energiemodell mit den Daten der IEA-Energiebilanz kombiniert werden, was generell die Frage der Kompatibilität der Datensätze aufwirft. Das betrifft insbesondere die Frage der Abgrenzung bzw. Gliederung der Wirtschaftszweige. Hinweise auf eine mangelnde Kompatibilität erhält man durch einige Datenprobleme in den historischen Daten, insbesondere was die Berechnung der Energieintensität betrifft.

Wie in Abschnitt 2 dargestellt, wurde im Verkehrsbereich in Kooperation mit der Forschergruppe, die an der "Verkehrsprognose 2025+" arbeitet, vorgegangen. Da endgültige Prognoseergebnisse zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vorliegen, wurde auf die Ergebnisse einer Verkehrsprognose der TU Graz zurückgegriffen, die derzeit nur in tabellarischer Form vorliegen. Aus diesem Grund kann hier keine genaue Darstellung und Interpretation aller Eingangsgrößen dieser Verkehrsprognose angegeben werden. Für die Entwicklung der Verkehrsleistungen (PKW-Verkehr in Personen-Kilometer, Güterverkehr in Tonnen-Kilometer) lässt sich aus dem vorliegenden Tabellensatz herauslesen, dass diese im PKW-Verkehr 2005 bis 2020 um ca. 1,2%

p.a. expandieren (gegenüber 2,1% p.a. im Zeitraum 1990 bis 2003). Die Verkehrsleistungen im Güterverkehr (schwere Nutzfahrzeuge) wachsen 2005 bis 2010 um ca. 2,3% p.a. und 2010 bis 2020 um ca. 1,6% p.a. (gegenüber 3,9% p.a. in der Periode 1990 bis 2003).

Für das neue "Baseline"-Szenario bis 2020 sind gegenüber den zuletzt publizierten "Energieszenarien 2020" des WIFO (*Kratena - Schleicher, 2001*) neue Festlegungen für die exogenen Variablen, die die Energienachfrage beeinflussen, zu treffen. Das betrifft zunächst einmal jene Faktoren, die auf die Energienachfrage insgesamt wirken. Im Bereich der Sachgütererzeugung und der Dienstleistungen ist das die Wirtschaftsentwicklung. Dafür wurde mit dem disaggregierten makroökonomischen Modell (MULTIMAC) des WIFO ein neues "Baseline"-Szenario bis 2020 berechnet, in dem Sonderentwicklungen in manchen Bereichen (z.B.: Kapazitätsausweitung in der Stahlindustrie) zusätzlich berücksichtigt wurden. Für die Energienachfrage der Haushalte wurde die letzte verfügbare Bevölkerungsvorschau für Österreich von Statistik Austria herangezogen.

Zusätzliche Annahmen für das "Baseline"-Szenario sind in Form gegenwärtiger und zukünftiger Kostenfaktoren (z.B. Förderungen für Strom aus erneuerbarer Energien), die sich aus den energiepolitischen Maßnahmen Österreichs im Kontext der europäischen Gemeinschaft ergeben, in das Modell eingeflossen. Dabei wird nicht vom Endergebnis auf den Energieverbrauch (wie z.B. bestimmten quantitativen Anteilen/Zielen für bestimmte Energieträger in bestimmten Zielperioden) ausgegangen. Vielmehr verknüpft sich mit diesem Ansatz die Fragestellung, wie die energiepolitischen Aktionen (als Kostenfaktoren oder als Forcierungen für bestimmte energiewirtschaftliche Teilbereiche, z.B. Ökostrom) auf die Entwicklung des Energiesystems, oder auch auf bestimmte Parameter wie z.B. die Energieintensität wirken. Beispielsweise ist eine Forcierung der Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Verminderung der Energieeffizienz im Umwandlungseinsatz verbunden, da der Wirkungsgrad von Biomassekraftwerken geringer ist als jener von herkömmlichen (großen) kalorischen Kraftwerken. Hingegen wirken z.B. Kostenfaktoren für CO₂-Emissionen dahingehend, dass ein Trend in Richtung weniger CO₂-intensiver und mehr energieeffizienter Technologien erwartet werden kann.

3.1 Ökonomische Entwicklung

Das WIFO hat im Dezember 2004 seine neuesten Konjunkturprognosen für 2004/2005 vorgelegt. Diese kurzfristigen Prognoseergebnisse wurden in ein neues "Baseline"-Szenario bis 2020 eingearbeitet, das mit dem disaggregierten makroökonomischen Modell (MULTIMAC) des WIFO berechnet wurde. Inzwischen ist auch schon eine neue gesamtwirtschaftliche Prognose des WIFO (bis 2009) erschienen (*Kaniovski et al., 2005*), die hier keine Berücksichtigung mehr finden konnte. Allerdings weicht die dort ausgewiesene durchschnittliche Wachstumsrate des realen BIP für den Zeitraum 2005 - 2009 von 2,3% kaum von der hier verwendeten (Übersicht 6) ab. Übersicht 6 zeigt die Ergebnisse für das BIP-Wachstum (Entstehungsseite; Summe der Wertschöpfung der Wirtschaftsbereiche) sowie die Bevölkerungs- und Wohnungsentwicklung bis 2020 und Übersicht 7 die Entwicklung des Produktionswertes nach Wirtschaftszweigen, die dem "Baseline"-Szenario zugrunde liegen.

Übersicht 6: Jährliches BIP-Wachstum (in %), real (Preise 2000), Bevölkerungsentwicklung und Anzahl der Wohnungen

	BIP- Wachstum	Bevölkerung	Wohnungs- bestand
	in %	in 1.000	in 1.000
2004	1,9	8.105	3.727
2005	2,2	8.131	3.740
2006	2,3	8.158	3.751
2007	2,2	8.184	3.762
2008	2,2	8.209	3.775
2009	2,2	8.233	3.789
2010	2,2	8.255	3.807
2011	2,2	8.277	3.827
2012	2,2	8.298	3.849
2013	2,2	8.316	3.872
2014	2,2	8.333	3.897
2015	2,2	8.348	3.921
2016	2,0	8.361	3.946
2017	2,0	8.373	3.970
2018	2,0	8.383	3.993
2019	2,0	8.393	4.014
2020	2,0	8.401	4.035

Q: WIFO-Berechnungen.

Die Periode 2004 bis 2010 ist durch eine (derzeit noch in der kurzfristigen Prognose enthaltene) Konjunkturerholung 2005/06 charakterisiert, in der es zu einem kräftigen Wachstum der Exporte und damit der Sachgütererzeugung kommt. Dieses überdurchschnittliche Exportwachstum hält einige Jahre an, sodass Sachgütererzeugung und Dienstleistungen gleichmäßig expandieren. In der zweiten Periode kommt es zu einer leichten Abschwächung des BIP-Wachstums aber auch wieder zu einer stärkeren Tertiärisierung in nomineller und realer Rechnung. Das Bevölkerungswachstum nimmt in Relation zur Vergangenheit stark ab; zwischen 2003 und 1988 betrug die gesamte Bevölkerungszunahme ca. 520.000 Personen, zwischen 2004 und 2020 sind es lediglich ca. 300.000 Personen. Der Wohnungsbestand wächst aufgrund des Trends zu Single-Haushalten – wie in der Vergangenheit – stärker als die Bevölkerung, sodass die Anzahl der Personen pro Wohnung weiter sinkt (von ca. 2,17 auf 2,08). Der durchschnittliche (Netto-) Zuwachs beim Wohnungsbestand beträgt 19.000 Einheiten pro Jahr bis 2020.

In den energieintensiven Industrien kommt es zu einer gespaltenen Entwicklung. Die Sektoren Papier und Steine und Erden/Glas expandieren in der Periode bis 2020 fast ebenso stark wie in der Periode 1998 – 2003, die die Hochkonjunkturjahre 1998 – 2000 enthält. Der Sektor Chemie wächst bis 2020 wesentlich schwächer als in der letzten Hochkonjunkturphase; eine Wachstumsrate des Produktionswertes von 1,5 bis 2% entspricht eher dem langjährigen Durchschnitt.

In der Eisen- und Stahlerzeugung beschleunigt sich das Wachstumstempo etwas gegenüber der bereits expansiven Periode 1998 bis 2003. Das ist v.a. auf Kapazitätserweiterungen der Roheisen- und Stahlproduktion am Standort Voestalpine Stahl Linz im Zeitraum 2004 – 2007 zurückzuführen. Die mengenmäßige Produktion von Roheisen ist in Österreich im Zeitraum 1998 – 2003 (nach Angaben des *Steel Statistical Yearbook*, 2004) um ca. 3,2% p.a. gestiegen. Die (aus der VGR stammende) Wachstumsrate des realen Produktionswertes des gesamten Sektors "Eisen- und Stahlerzeugung, NE-Metalle" kann mithilfe anderer Wirtschaftsdaten (Leistungs- und Strukturhebung) in die Wachstumsraten der beiden Sub-Sektoren (Eisen und Stahlerzeugung, NE-Metalle) zerlegt werden. Daraus ergibt sich für die Eisen- und Stahlerzeugung im Zeitraum 1998 - 2003 ein Wachstum von 2,1% p.a. Der Ausbau des Hochofens in Linz ist nun in die Prognose dergestalt eingeflossen, dass (in gewisser Abkopplung vom Konjunkturverlauf) der Produktionswert in der Periode bis 2010 um ca. 0,2 Prozentpunkte p.a. stärker expandieren wird als 1998 – 2003. Der reale Produktionswert der Sachgütererzeugung steigt um ca. 1 Prozentpunkt stärker als das BIP, worin eine sich eine Erhöhung der Vorleistungsintensität der Produktion widerspiegelt. Diese wird durch Veränderungen in der Arbeitsorganisation der Firmen bei der Anwendung neuer Technologien und durch Produktionsauslagerungen angetrieben.

Übersicht 7: Jährliches, durchschnittliches Wachstum der Produktionswerte, real (Preise 2000)

	1990 - 2003	2004 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	0,6	0,3	0,2
Bergbau	-1,3	-1,5	-1,6
Sachgütererzeugung insgesamt	2,7	3,2	3,3
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,3	-0,2	-0,4
Textil und Bekleidung	-0,4	-0,5	-0,6
Holzverarbeitung	3,6	3,6	3,4
Papier und Druck	2,7	2,6	2,4
Mineralölverarbeitung	2,8	3,0	2,7
Chemie	2,1	1,8	1,6
Steine und Erden, Glas	0,9	0,8	0,7
Eisen- und Stahlerzeugung	2,3	2,3	1,8
Nicht-Eisen Metalle	2,7	2,1	2,5
Maschinenbau	4,2	4,2	4,0
Fahrzeugbau	7,6	7,2	6,8
Sonstige Sachgütererzeugung	2,7	2,7	2,5

Q: WIFO-Berechnungen.

Die Entwicklung des Energiesektors (NACE 40) ist in Übersicht 7 nicht angeführt, da sie keine Annahme für die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs (wie bei den Produktionssektoren) sondern ein Endergebnis des Verbrauches und Aufkommens von Energie darstellt. Da-

her wurde die Entwicklung des Energiesektors aus den Ergebnissen des "Baseline"-Szenarios abgeleitet (Übersicht 40).

3.2 Energiepreise

Für die Energiepreise hat sich die Ausgangssituation gegenüber der Basis der "Energieszenarien 2020" des WIFO aus dem Jahr 2001 wesentlich geändert. Eine wichtige neue Informationsquelle stellt der neueste "World Energy Outlook 2004" der IEA dar, der im Oktober 2004 veröffentlicht wurde. Darüber hinaus liegt den mittelfristigen Prognosen internationaler Institute (OECD; Oxford Economic Forecasting = OEF, etc.) und auch jener des WIFO üblicherweise eine Annahme über den Pfad des Rohölpreises zugrunde. Prognosen bzw. Annahmen über den Rohölpreis lassen sich auch aus den Publikationen von Finanzanalysten ableiten. Weiters ist zu bedenken, dass der Pfad des Rohölpreises auch in Abhängigkeit vom Wechselkurs des Dollars (in Euro) gesehen werden muss.

Insgesamt wurde versucht, diese unterschiedlichen Aspekte und Quellen als Grundlage für das "Baseline"-Szenario zu berücksichtigen. Einschränkend ist anzumerken, dass hier keine "Prognose" des Rohölpreises erfolgen soll bzw. kann. Dafür wäre eine modellgestützte Analyse des Weltölmarktes erforderlich, die den Rahmen dieser Studie sprengen würde. Ein derartiger Zugang wird von der IEA im "World Energy Outlook 2004" versucht. Dennoch betonen auch jene Institute, die den Weltölmarkt detailliert analysieren (wie die IEA) den hohen Unsicherheitsgrad von Prognosen des Rohölpreises.

Die hohe Volatilität des Rohölpreises in den neunziger Jahren und die beiden sprunghaften Preisanstiege in den Jahren 2000 und 2004 haben die Analyse des Weltölmarktes vertieft. Für den jüngsten Preisanstieg werden im Großteil der Literatur in erster Linie zwei Faktoren verantwortlich gemacht:

- ein starker Anstieg der Nachfrage in boomenden Schwellenländern (v.a. China),
- eine geopolitische Risikoprämie, die in der Befürchtung zukünftiger Angebotsengpässe begründet ist.

Die geopolitische Risikoprämie hängt auch mit der Unterinvestition im Verarbeitungsbereich (Raffineriesektor) zusammen und spielte auch im Jahr 2000 eine entscheidende Rolle. Das betrifft die Ausstattung der Raffinerien in den USA, bei denen es immer wieder zu Wartungs- und Umbauarbeiten mit den entsprechenden Produktionsausfällen kommt. Durch diese Unterinvestition im Verarbeitungsbereich kommt es zu Preisanstiegen für Ölprodukte (Heizöle, Treibstoffe), die eine Sogwirkung auf den Rohölpreis ausüben. Ein offener Punkt ist, inwieweit eine Änderung in der Politik des OPEC-Kartells erfolgt ist. Jedenfalls hat die OPEC in ihren Stellungnahmen "ex post" im Laufe des Jahres 2004 das gewünschte Preisband nach erfolgten Preiserhöhungen nach oben angepasst. Das ist in direktem Zusammenhang mit der Entwicklung des Dollarkurses zu sehen. Wenn die Kartellabsprachen der OPEC funktionieren, dann kommt es immer in Perioden ausgeprägter Dollarabwertungen (1971/73) zu (überproportionalen) Erhöhungen der Ölpreise. Auf die massive Dollarabwertung 1985 wurde nicht reagiert, da in

dieser Phase die OPEC nicht mehr als Kartell funktioniert hat. Ohne hier näher auf die Ursachen dafür einzugehen, sind derzeit Anzeichen erkennbar, dass (v.a. aufgrund der negativen Erfahrungen des Ölpreisverfalls 1998) die OPEC wieder als Kartell funktioniert und in der Preispolitik auch mit den anderen erdölproduzierenden Ländern kooperiert. Keine entscheidende Rolle dürfte kurzfristig die Frage der Erschöpfbarkeit der Ölressourcen für den Rohölpreis spielen, obwohl auch diese Diskussion in letzter Zeit wieder an Bedeutung gewonnen hat. Das wurde auch durch spektakuläre Fälle von fälschlich überhöhten Reservebeständen bei Royal Dutch/Shell genährt. Mittel- bis langfristig gehen alle Analysen davon aus, dass die Erschließung neuer Reserven die Kosten der Exploration erhöhen wird und damit ein langfristiger Trend zur Erhöhung des Ölpreises besteht. Das hat die IEA auch schon im "Referenz-Szenario" des neuen "World Energy Outlook 2004" berücksichtigt.

Ein erster wesentlicher Ansatzpunkt für die Annahmen über den künftigen Rohölpreis ist die jüngste Entwicklung der Angebots- und Nachfrageseite des Weltölmarktes und des Preises. Bei der Betrachtung dieser Entwicklung ist eine Einschätzung zu treffen, ob es sich um veränderte Rahmenbedingungen bzw. permanente Trendbrüche am Markt oder um außergewöhnliche Ungleichgewichte handelt, die mittelfristig korrigiert werden. Von dieser Entscheidung hängt im Wesentlichen der künftige Preispfad für Rohöl ab. Diese Entscheidung ist zwar durch Analyse wissenschaftlich fundierbar, im Endeffekt jedoch – wie die vergangene Entwicklung am Weltölmarkt gezeigt hat – mit großer Unsicherheit behaftet.

Das "Referenz"-Szenario des IEA-World Energy Outlook 2004 stellt die Option eines vorübergehenden Ungleichgewichtes am Ölmarkt dar. Dabei wird angenommen, dass das Nachfragewachstum in China mittelfristig von derzeit 10% bis 15% p.a. auf etwas mehr als 3% p.a. zurückgehen wird. Auf der Angebotsseite wird angenommen, dass die "geopolitische Risikoprämie" wegfällt und die OPEC nicht nur kurz- sondern auch mittelfristig das Angebot deutlich erhöhen wird. Der zwischen 2002 und 2020 erwartete Anstieg des weltweiten Angebotes von Rohöl um ca. 30 Mio. Barrel pro Tag wird zum Großteil (ca. 22 Mio. Barrel pro Tag) von zusätzlichem OPEC-Angebot gespeist. Ungefähr 6 Mio. Barrel pro Tag an zusätzlichem Angebot kommen in diesem Szenario von den "Transition economies" (v.a. Russland). In diesem Szenario liegt der reale Ölpreis (in konstanten US\$ des Jahres 2000) 2003 und 2020 auf ca. 27 US\$/bbl und geht zwischendurch (zwischen 2003 und 2010) leicht zurück. Dazu ist allerdings anzumerken, dass der Ausgangswert von 27 US\$ (in konstanten US\$ des Jahres 2000) für 2003 bereits nicht mehr aktuell ist. Weitere notwendige Änderungen gegenüber den Entwicklungen im letzten Jahrzehnt, die eintreffen müssen, damit dieses "Referenz"-Szenario realisiert wird, sind nach Ansicht der IEA:

- Kompensation des Investitionsrückstaus in der Infrastruktur (v.a. in der Exploration, aber auch in der Verarbeitung).
- Entdeckung neuer Ressourcen bzw. Umwandlung von "bewiesenen" in tatsächlich "ausbeutbare" Reserven. Das setzt wiederum eine entsprechende erfolgreiche Explorationstätigkeit voraus.

Treten diese Korrekturen in den Mechanismen des Weltölmarktes nicht ein, sondern erweisen sich die jüngsten Entwicklungen als permanente Änderungen, dann erwartet die IEA ein "Hochpreis"-Szenario mit einem realen Ölpreis von 35 US\$ pro bbl (in konstanten US\$ des Jahres 2000). Bei all diesen Angaben der IEA ist zu berücksichtigen, dass der für Österreich maßgebliche Preis von Brent langfristig um ca. 0,5 US\$ pro bbl über dem Referenzpreis der IEA liegt.

Hier wird im Wesentlichen davon ausgegangen, dass sich aufgrund der bestehenden weltwirtschaftlichen Ungleichgewichte (hohes Leistungsbilanzdefizit der USA) der Wechselkurs des Dollars gegenüber dem Euro weiter abschwächen wird und im nächsten Jahr bereits 1,34 US\$ je € betragen wird. Die hier zugrunde gelegte Entwicklung des Euro-Dollarkurses entspricht der jüngsten kurzfristigen Prognose des WIFO für Österreich (vom März 2005) und der letzten mittelfristigen Prognose des WIFO für die Weltwirtschaft (*Schulmeister, 2005*). Von der Dollarabwertung geht jedoch fast kein preiserhöhender Effekt auf Rohöl aus, da sich parallel Ungleichgewichte am Ölmarkt (kurzfristiges "Überschießen" der Preise 2004 im Sinne der Kaufkraftparität der Ölproduzenten) wieder korrigieren. In den Jahren bis 2010 wertet der Dollar dann wieder bis zum Wert von 1,15 US\$ je € auf und es kommt bis 2007 zu einem Rückgang des realen (zu Dollar des Jahres 2000) Ölpreises bis auf 30 US\$ pro bbl. Unter Verwendung einer Inflationsrate von 2% entspricht das ca. 34 US\$ nominell. Der Durchschnitt der Vorschauen der Finanzanalysten ergibt ein wesentlich stärkeres Absinken des Ölpreises auf ca. 24 US\$ pro bbl nominell. Hier wird im Gegensatz dazu davon ausgegangen, dass (v.a. bei anhaltend niedrigem Dollarkurs) die untere Grenze des Preisbandes der OPEC bei über 30 US\$ pro bbl liegt.

Entsprechend den Erwartungen einiger Analysten sollte es danach im Sinne einer zyklischen Bewegung von Rohstoffpreisen wieder zu einem Anstieg der Rohölpreise kommen. Langfristig (bis 2020) wird dann weiter das "Hochpreis"-Szenario der IEA mit einem realen Ölpreis (Brent) von 35,5 US\$ pro bbl (in konstanten US\$ des Jahres 2000) als wahrscheinlicher Entwicklungspfad angenommen. Das bedeutet implizit, dass die geopolitische Risikoprämie am Weltölmarkt persistent ist, da ein Großteil des zusätzlichen Angebotes aus den OPEC-Ländern des Mittleren Osten kommt.

Übersicht 8: Rohölpreis (Brent), in US\$ pro bbl und Dollarkurs

	US\$ Brent, nominell	US\$, 2000 Brent, real	Wechselkurs US\$ je Euro
2004	38,0		1,24
2005	38,6	35,0	1,34
2006	36,6	32,5	1,28
2007	34,5	30,0	1,22
2008	38,1	32,5	1,18
2009	40,6	34,0	1,15
2010	43,3	35,5	1,15
2011	44,1	35,5	1,15
2012	45,0	35,5	1,15
2013	45,9	35,5	1,15
2014	46,8	35,5	1,15
2015	47,8	35,5	1,15
2016	48,7	35,5	1,15
2017	49,7	35,5	1,15
2018	50,7	35,5	1,15
2019	51,7	35,5	1,15
2020	52,8	35,5	1,15

Q: WIFO-Prognose (April 2005), Schulmeister (2005), CERA (2004).

3.3 Energiepolitische Aktionen im Energiebinnenmarkt

Zusätzlich zu den weltwirtschaftlichen Einflussfaktoren auf die Energiepreise müssen jene kostenwirksamen Faktoren berücksichtigt werden, die aus energie- und umweltpolitischen Strategien der europäischen Gemeinschaft und dementsprechend auch der österreichischen Energie- und Umweltpolitik erwachsen. Generell entspricht es der Philosophie des "Baseline"-Szenarios alle bis zum Stichtag Ende Jänner 2005 beschlossenen Politikmaßnahmen und die davon absehbaren Wirkungen im Zeitraum bis 2020 als Annahmen zu berücksichtigen. Das betrifft folgende Bereiche:

- Liberalisierung des Elektrizitäts- und Gasmarktes,
- Energiebesteuerung,
- Fördersysteme für Ökostrom, Kraft-Wärme-Kopplung und Kleinwasserkraft, Verwendung von Biokraftstoffen,
- EU-Wasserrahmenrichtlinie (und deren Auswirkung auf die Wasserkrafterzeugung),
- Klimaschutzbeitrag der Klimaschutzstrategie (Gebäudesanierung, Emissionshandel).

- *Liberalisierung des Elektrizitäts- und Gasmarktes*

Dazu liegt eine neuere Untersuchung des WIFO vor (Kratena, 2004), in der Preiswirkungen der Liberalisierung bis zu den verfügbaren Datenpunkten in 2002 quantifiziert wurden. Dabei wurden massive Preissenkungen für Elektrizität nachgewiesen und für die Gasliberalisierung der Schluss gezogen, dass hier erst unter besonderen Voraussetzungen in der Zukunft (Spotmärkte für Gas, die zur Abkopplung vom Ölpreis führen können) Preiseffekte wirksam werden können. Für das "Baseline"-Szenario wird unterstellt, dass es in Österreich bis 2015 zu keinen nennenswerten zusätzlichen Effekten der Gasliberalisierung auf die Preise kommen wird. Im Elektrizitätssektor stehen zukünftige Netztarifsenkungen höheren Energiepreisen für Elektrizität aufgrund höherer Großhandelspreise gegenüber.

- *Energiebesteuerung*

Für die Besteuerung von Energieträgern wurde davon ausgegangen, dass die im Budgetbegleitgesetz BGBl I Nr. 71/2003 enthaltenen Steuersätze für einzelne Energieträger, die mit Anfang 2004 in Kraft getreten sind, für den gesamten Zeitraum des "Baseline"-Szenarios gelten. Dabei werden jedoch Unternehmen und Haushalte aufgrund der unterschiedlichen Rechtslage unterschiedlich behandelt. Für Unternehmen gilt auch für den Zeitraum des "Baseline"-Szenarios die Regelung zur Steuerrückvergütung, zumindest bis zur Deckelung von 0,5% des Nettoproduktionswertes bzw. den EU-Mindeststeuersätzen. Daher wird für die Unternehmen für den gesamten Zeitraum 2004 bis 2020 das Gelten der EU-Mindeststeuersätze angenommen.

- *Fördersysteme für Ökostrom, Kraft-Wärme-Kopplung und Kleinwasserkraft, Verwendung von Biokraftstoffen*

Die Zuschläge zum Systemnutzungstarif für Kleinwasserkraft, die mit neuen Verordnungen des BMWA im Jahr 2004 neu bestimmt wurden, werden als für den gesamten Zeitraum des "Baseline"-Szenarios konstant angenommen (0,002 Cent/KWh). Der Zuschlag für Kraft-Wärme-Kopplung sinkt ab 2007 auf 0,1 Cent/KWh und dann ab 2009 weiter auf 0,05 Cent/KWh und fällt nach 2010 vollständig weg. Das Fördersystem für Ökostrom wird im Energiemodell des WIFO voll integriert dargestellt, wie es den Berechnungen von E-Control entspricht. Der in den Verordnungen des BMWA sich ergebende Zuschlag zum Elektrizitätspreis stellt die zweite Säule des Fördersystems dar; der andere Teil wird über den per Gesetz festgelegten Verrechnungspreis auf der Ebene der Stromhändler aufgebracht. Aus beiden lässt sich in Zusammenhang mit den Ökostrommengen das Fördervolumen berechnen. Legt man dieses Fördervolumen auf die ins Netz abgegebene Menge von Elektrizität insgesamt um, dann erhält man die Zuschläge zum Systemnutzungstarif für Ökostrom. Im Energiemodell des WIFO wird nun berücksichtigt, dass die Einspeisetarife und die dadurch induzierten Mengen von Ökostrom im Wesentlichen das Fördervolumen und damit die Zuschläge determinieren (der "Verrechnungspreis" wird nicht explizit berücksichtigt). Wie neuere Untersuchungen von E-Control zeigen, wird durch den Boom von Genehmigungen bei Ökostromanlagen bis Ende 2004 die

Entwicklung der Ökostrommengen bis 2007 im Wesentlichen determiniert, wobei es zu massiven Anstiegen der Zuschläge kommt (Übersicht 9). Danach soll eine konstante Kostenbelastung im Sinne eines konstanten Zuschlages zum Strompreis bis zum Ende des "Baseline"-Szenarios angenommen werden. Die grundsätzliche Philosophie für das "Baseline"-Szenario in diesem Bereich besteht somit darin, von der Kostenbelastung durch Zuschläge zum Strompreis auszugehen und daraus die (impliziten) Einspeisetarife abzuleiten. Dabei wird im Modell berücksichtigt, dass ein gewisser Einspeisetarif bei jedem Ökostrom-Energieträger zu einer spezifischen Mengenentwicklung führt. Das bedeutet, dass explizit nicht die Ziele des Ökostromgesetzes für die Modellrechnungen vorgegeben werden, sondern dass das Modell dafür verwendet werden kann, die Erfüllung der Ziele für ein bestehendes Fördersystem (und die davon ausgehenden Kosteneffekte) zu testen. Zur Implementierung der EU-Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen wird angenommen, dass die dort vorgesehenen Mengenziele (Beimischung von 5,75% des Verbrauches bis 2008) erfüllt werden und danach gleich gehalten werden.

- *Klimaschutzbeitrag der Klimaschutzstrategie*

Dieser Bereich umfasst den Klimaschutzbeitrag der Wohnbausanierung und den Klimaschutzbeitrag von Energiewirtschaft und Industrie. Der Beitrag der Wohnbausanierung beruht auf Art. 15a B-VG Vereinbarungen zwischen Bund und einzelnen Bundesländern zur Ökologisierung der Wohnbauförderung. Das wird über eine entsprechend höhere Sanierungsrate (als die historische) von Wohnbauten und die entsprechenden Auswirkungen auf den Energieverbrauch der Haushalte für Raumwärme im Modell implementiert.

Der Beitrag von Energiewirtschaft und Industrie beruht auf dem Nationalen Zuteilungsplan für Österreich, der auf der Basis für das Emissionszertifikate-Gesetz erstellt wurde. Dabei wird von den absoluten Klimaschutzbeiträgen der Sektoren in Mio. Tonnen CO₂ ausgegangen. Der absolute Klimaschutzbeitrag der Sektoren bleibt somit gleich wie im Nationalen Zuteilungsplan, unabhängig vom Emissionspfad und wird auch für die Jahre nach 2007 fortgeschrieben; die sektoralen Klimaschutzbeiträge sind:

Energiewirtschaft :	-1,05 Mio. t CO ₂
Eisen- und Stahlindustrie:	-0,3 Mio. t CO ₂
Sonstige Industrie:	-0,3 Mio. t CO ₂

Diese mengenmäßigen Klimaschutzbeiträge, die im Jahr 2008 zu erreichen sind, ergeben zusammen mit prognostizierten Preisen für Emissionszertifikate eine Kostenbelastung der betroffenen Branchen, die als Annahme in das "Baseline"-Szenario einfließt. Dafür wird von einem Preis von 10 € pro Tonne CO₂ ausgegangen.

- *EU-Wasserrahmenrichtlinie (und deren Auswirkung auf die Wasserkrafterzeugung)*

Bezüglich der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die österreichische Elektrizitätserzeugung wird davon ausgegangen, dass die zu treffenden Maßnahmen nur einen Teil der österreichischen Wasserkrafterzeugungskapazität betreffen. Eine eindeutige Quantifizierung der gesamten Produktionsausfälle von Stromerzeugung aus Wasserkraft war aus den vorliegenden Quellen (Kurzfassung einer Studie der TU Graz) nicht möglich. Allenfalls lässt sich daraus eine Bandbreite an Verlusten zwischen ca. 2% und 7% der Wasserkrafterzeugung ablesen. Der Maximalwert von 7% ergibt sich bei der striktest möglichen Interpretation der Wasserrahmenrichtlinie und ohne dass irgendeine der in der Richtlinie vorgesehenen Ausnahmen in Anspruch genommen wird. Für das "Baseline"-Szenario wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber im Sinne eines Wertes innerhalb der Bandbreite eine Reduktion von 5% der gesamten Wasserkrafterzeugung angenommen. Das ist eine technische Annahme, die in dieser Studie nicht weiter untersucht werden konnte und wahrscheinlich keine Unterschätzung der Auswirkungen auf die Wasserkraft darstellt.

Übersicht 9 : Zuschläge für KWK, Kleinwasserkraft und Ökostrom bis 2020

	2003	2005	2007	2010	2020
	Cent je kWh				
KWK					
Netzebene 1 - 7	0,150	0,130	0,100	0,050	0,000
Ökostrom (mit Kleinwasserkraft)					
Netzebene 1 - 3	0,099	-	-	-	-
Netzebene 4 - 5	0,115	-	-	-	-
Netzebene 6	0,120	-	-	-	-
Netzebene 7	0,139	-	-	-	-
Ökostrom (ohne Kleinwasserkraft)					
Netzebene 1 - 3	-	0,189	0,352		
Netzebene 4 - 5	-	0,222	0,413		
Netzebene 6	-	0,231	0,430		
Netzebene 7	-	0,270	0,503		
Durchschnitt		0,242	0,450		
Kleinwasserkraft					
Netzebene 1 - 7	-	0,002	0,002	0,002	0,002

Q: Ökostrom-Verordnungen des BMWA, E-Control, eigene Berechnungen.

4. Ergebnisse des "Baseline"-Szenarios

Im Folgenden werden die Hauptergebnisse des "Baseline"-Szenarios nach Sektoren und Energieträgern dargestellt. Ein wesentlicher Einflussfaktor dabei ist die Entwicklung der Energiepreise, die im Wesentlichen vom Rohölpreis und von den politischen Regulierungen bestimmt werden (Steuern und Zuschläge). Im Jahr 2004 kam es besonders bei Kohle zu massiven Preissteigerungen, die ins Modell eingebaut werden. Die Effekte des hohen Rohölpreises auf Gas und Strom wirken noch 2005 nach und führen v.a. beim Gaspreis zu einer starken Erhöhung. Mittelfristig setzt sich im Wesentlichen das Entwicklungsmuster der einzelnen Energiepreise (netto, ohne Steuern) in Relation zum Rohölpreis fort. Dabei bleibt die Entwicklung des Kohlepreises direkt an jene des Rohölpreises gekoppelt, während der Gaspreis schwächer steigt. Die kurzfristige Elastizität des Kohlepreises in Bezug auf den Rohölpreis ist mit 0,22 fast so hoch wie jene der Ölproduktepreise (0,26); letztere reagieren aber im gleichen Jahr und der Kohlepreis nur mit Verzögerung. Die höhere Dynamik für den Kohlepreis im Zeitraum des "Baseline"-Szenarios spiegelt die Belastung durch die Energiebesteuerung und den Emissionshandel wider. Die Gaslieferverträge sehen (mit gewisser zeitlicher Verzögerung) eine fixe Bindung des Gaspreises an den Preis gewisser Ölprodukte vor; eine derartige fixe Relation lässt sich ebenfalls statistisch bestätigen.

Die in Übersicht 10 dargestellten Preisentwicklungen beschreiben die Preise inklusive der Energiebesteuerung und des Einflusses des Emissionshandels (impliziter Preis für Energie). Die Aufschläge auf den Nettopreis, die sich aus diesen beiden Quellen ergeben, betreffen Kohle am stärksten und Elektrizität am geringsten, was sich ebenfalls in Übersicht 10 widerspiegelt. Für den Elektrizitätspreis der Industrie und der Haushalte würde das WIFO-Energiemodell für 2004 eine Preiserhöhung von ca. 5% prognostizieren, tatsächlich ist der Strompreis für Haushalte (laut VPI) um 2,7% gestiegen. Die niedrige Veränderungsrate der Strompreise im Zeitraum bis 2020 ergibt sich aus nur geringen Preiserhöhungen von ca. 0,3% ab 2008. In den Jahren 2006 und 2007 steigt der Strompreis, v.a. durch steigende Zuschläge für Ökostrom (siehe dazu weiter unten) um 1,9% bzw. 1,5%.

Die in Übersicht 10 wiedergegebene Preisentwicklung stellt den wesentlichen Einflussfaktor für die Verbrauchsentwicklung dar, v.a. für den Energieträger-Mix in der Industrie.

Übersicht 10a: Energiepreise, Industrie, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Industrie		
Kohle	2,1	1,3
Ölprodukte	1,5	1,3
Naturgas	0,9	0,8
Elektrische Energie	0,8	0,2

Übersicht 10b: Energiepreise, Haushalte, 2005 - 2020

Haushalte	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Kohle	2,0	1,8
Ölprodukte	0,5	0,9
Naturgas	0,4	0,3
Elektrische Energie	0,7	0,4

Energetischer Endverbrauch

Der energetische Endverbrauch wächst in der gesamten Sachgütererzeugung in Zukunft mit 1,1% bis 1,3% p.a. gegenüber 2,3% (1990 - 2003) und in den anderen Sektoren mit ca. 1,5% p.a. gegenüber 2,5% p.a. in der Periode 1990 bis 2003 (Übersicht 11). Innerhalb der vier energieintensiven Industrien kommt es außer in der Eisen- und Stahlerzeugung in allen Bereichen (Chemie, Steine, Erden/Glas, Papier/Druck) zu einer Abnahme der Dynamik im Energieverbrauch. Generell sind Unterschiede des "Baseline" zur historischen Entwicklung im Energieverbrauch einzelner Sektoren immer im Zusammenhang mit der erwarteten Entwicklung der Produktionswerte im Vergleich zur historischen Entwicklung derselben (Übersicht 7) zu sehen. Zwischen 1990 und 2003 ist der reale Produktionswert der gesamten Sachgütererzeugung um 2,7% p.a. angestiegen, was einen durchschnittlichen Anstieg von 2,3% p.a. im energetischen Endverbrauch zur Folge hatte. In der Sachgütererzeugung insgesamt ist in dieser Periode somit die Energieintensität kaum gesunken (nur um 0,3% p.a.). Für die Projektionsperiode 2005 bis 2020 beschleunigt sich das Wachstumstempo der Sachgüterproduktion auf ca. 3,2% p.a. (Übersicht 7) und jenes der Reduktion in der Energieintensität auf ca. 2,0% p.a.. Die Entwicklungen im Produktionsprozess, die dahinter stehen, sind vom Zusammenspiel aller Faktorpreise (Energie, Arbeit, Vorleistungen) und vom faktorspezifischen, technischen Fortschritt, die den Einsatz dieser Produktionsfaktoren pro Outputeinheit bestimmen, abhängig. Das generelle Entwicklungsmuster beim Faktoreinsatz, das sich auch in Zukunft fortsetzen wird, ist eine Kombination von hohen Wachstumsraten bei der Arbeitsproduktivität, etwas geringeren bei der Energie-Effizienz und einem Rückgang der "Vorleistungseffizienz", d.h. die Wirtschaft wird insgesamt vorleistungsintensiver. Weiters sind in Zukunft einige Faktoren wirksam, die die Kostenbelastung für Energie in der Sachgütererzeugung erhöhen (Emissionshandel, Energiebesteuerung und Ökostromzuschläge). Das Muster der Faktornachfrage ist klarerweise sektoral stark unterschiedlich ausgeprägt, sodass im Falle der Energieintensität einige Sektoren eine mittelfristige Stagnation (bzw. einen leichten Anstieg) aufweisen, d.h. die Produktion wird immer energieintensiver (Übersicht 13).

Dieses extreme Bild einer Stagnation in der Energieintensität in der Industrie insgesamt ergibt sich speziell in der Periode 1990 bis 2003. Zwischen 1989 und 1995 ist die Energieintensität in der gesamten Sachgütererzeugung um 1,1% p.a. zurückgegangen. Allerdings weisen einzelne Sektoren auch langfristig (im Rahmen dieser Studie: seit 1988) einen Trend der steigenden Energieintensität auf. Zu diesen Sektoren zählen in der langen historischen Periode: Chemie, Steine u. Erden/Glas, Nahrungs- und Genussmittel/Tabak, Bergbau, Holzverarbeitung und Textil- und Bekleidungsindustrie. Diese Entwicklungsmuster sind in den historischen Daten enthalten und setzen sich teilweise auch in Zukunft fort, wenn es nicht zu grundsätzlichen Änderungen der Rahmenbedingungen kommt. Die Stagnation der Energieintensität im Zeitraum 1990 – 2003 in der Industrie insgesamt darf nicht als technologische Entwicklung interpretiert werden. Gleichzeitig lässt sich aus anderen internationalen Statistiken, z.B. zur Stahlindustrie, herauslesen, dass der spezifische Energieeinsatz z.B. pro Tonne Stahl gesunken und damit die (technologisch bedingte) Intensität sehr wohl gesunken ist. Eine zunehmende Energieintensität in den hier zugrunde liegenden Daten kann einerseits ein statistisches Problem aufgrund der Zusammenführung der Sektoren der VGR mit jenen der Energiebilanz darstellen und andererseits einen "Struktureffekt" innerhalb einer Branche, z.B. Anteil der eigenen Roheisenerzeugung am gesamten Stahl(-produkte)-Output. In der Eisen- und Stahlerzeugung gibt es somit einerseits technologische Erklärungen für eine Zunahme der Energieintensität, andererseits ist durch den Ausbau der Kapazitäten und die bereits angesprochenen Wachstumsperspektiven eine leichte weitere Erhöhung der Energieintensität plausibel. In den energieintensiven Sektoren Chemie und Steine u. Erden/Glas wurde im Trend, der sich aus den Daten der IEA-Energiebilanz ergäbe, eingegriffen und auf den Pfad einer leicht abnehmenden Energieintensität korrigiert. Bei den anderen Sektoren wurde der Trend einer steigenden Energieintensität stark gebremst und (mit Ausnahme des Bergbaus) auf den Pfad einer stagnierenden Intensität gedrückt.

Generell ergibt sich daraus das Bild einer sinkenden Energieintensität in der energieintensiven Industrie (Abbildung 1), einer teilweise stark sinkenden Energieintensität in der wertschöpfungsintensiven Industrie (Abbildung 2), einer stagnierenden Energieintensität in der Konsumgüterindustrie und einer steigenden Energieintensität im Bergbau (Abbildung 3).

Übersicht 11: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, 1990 - 2020

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	2,3	1,1	1,3
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	2,2	3,0	1,8
Chemie und Petrochemie	4,0	0,6	1,0
Steine und Erden, Glas	2,1	0,3	0,7
Fahrzeugbau	2,6	0,1	1,2
Maschinenbau	3,2	2,7	2,5
Bergbau	5,5	0,8	1,1
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	4,3	0,4	0,6
Papier und Druck	2,1	0,4	0,2
Holzverarbeitung	6,8	3,7	4,1
Bauwesen	10,5	3,0	1,6
Textil und Bekleidung	1,0	-0,4	-0,2
Sonstige Sachgütererzeugung	-2,3	-4,2	0,4
Verkehr	3,6	0,3	0,5
Sonstige Sektoren insgesamt	2,5	1,4	1,5
Öffentliche und Private Dienstleistungen	5,0	2,9	2,6
Private Haushalte	2,0	1,0	1,2
Landwirtschaft	-0,4	-0,1	-0,4

Sachgütererzeugung insgesamt ohne Bauwesen.

Übersicht 12: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, in TJ

	1990	2003	2005	2010	2020
	TJ				
Sachgütererzeugung insgesamt	218.860	286.088	294.189	305.753	349.235
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	44.515	59.297	63.590	67.552	82.274
Chemie und Petrochemie	21.678	36.221	37.435	38.366	42.650
Steine und Erden, Glas	27.028	31.877	29.159	29.665	31.848
Fahrzeugbau	10.478	13.569	12.535	12.623	14.491
Maschinenbau	12.090	17.898	19.580	22.329	28.442
Bergbau	5.354	10.007	10.897	11.358	12.854
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	18.268	26.297	24.957	25.415	27.309
Papier und Druck	50.535	59.095	65.428	66.303	67.895
Holzverarbeitung	7.691	16.047	15.439	18.530	27.711
Bauwesen	15.092	51.355	49.092	56.661	66.703
Textil und Bekleidung	7.441	7.282	7.234	7.099	6.993
Sonstige Sachgütererzeugung	13.782	8.498	7.934	6.512	6.768
Verkehr	189.318	298.342	302.743	307.086	321.655
Sonstige Sektoren insgesamt	347.802	460.943	460.146	494.163	575.653
Öffentliche und Private Dienstleistungen	73.809	122.582	124.212	143.339	185.768
Private Haushalte	243.799	309.984	308.408	323.521	363.499
Landwirtschaft	30.194	28.376	27.526	27.303	26.385
Nicht-energetischer Verbrauch	44.887	35.532	40.381	38.696	36.369
Energetischer Endverbrauch insgesamt	815.959	1.132.259	1.146.550	1.202.358	1.349.615

Sachgütererzeugung insgesamt ohne Bauwesen.

Übersicht 13: Energieintensität nach Sektoren, 1996 - 2020

Energieeinsatz / Produktionswert (real),

Haushalte: Energieeinsatz / Wohnung,

Verkehr: Energieeinsatz / Verkehrsleistung

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	-0,3	-2,0	-1,9
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	0,1	0,7	-0,2
Chemie und Petrochemie	2,1	-1,2	-0,6
Steine und Erden, Glas	1,3	-0,5	0,0
Fahrzeugbau	-4,1	-6,8	-5,3
Maschinenbau	-0,9	-1,5	-1,4
Bergbau	8,4	2,3	2,7
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	4,6	0,7	1,0
Papier und Druck	-0,5	-2,2	-2,1
Holzverarbeitung	3,5	0,1	0,7
Bauwesen	7,7	0,6	-0,5
Textil und Bekleidung	1,5	0,1	0,4
Sonstige Sachgütererzeugung	-4,7	-6,8	-2,1
Sonstige Sektoren insgesamt			
Öffentliche und Private Dienstleistungen	1,8	0,0	0,0
Private Haushalte (kWh/Wohnung)	1,1	0,6	0,6
Landwirtschaft	-0,9	0,5	0,5
Verkehr			
PKW (GWh/Personenkilometer)	-0,9	-1,3	-1,4
Leichte Nutzfahrzeuge (GWh/T-km)	-0,3	-0,8	-0,2
Schwere Nutzfahrzeuge (GWh/T-km)	-1,9	-0,4	-0,1

Sachgütererzeugung insgesamt ohne Bauwesen.

Abbildung 1: Energieintensität, energieintensive Industrie, 2005 - 2020

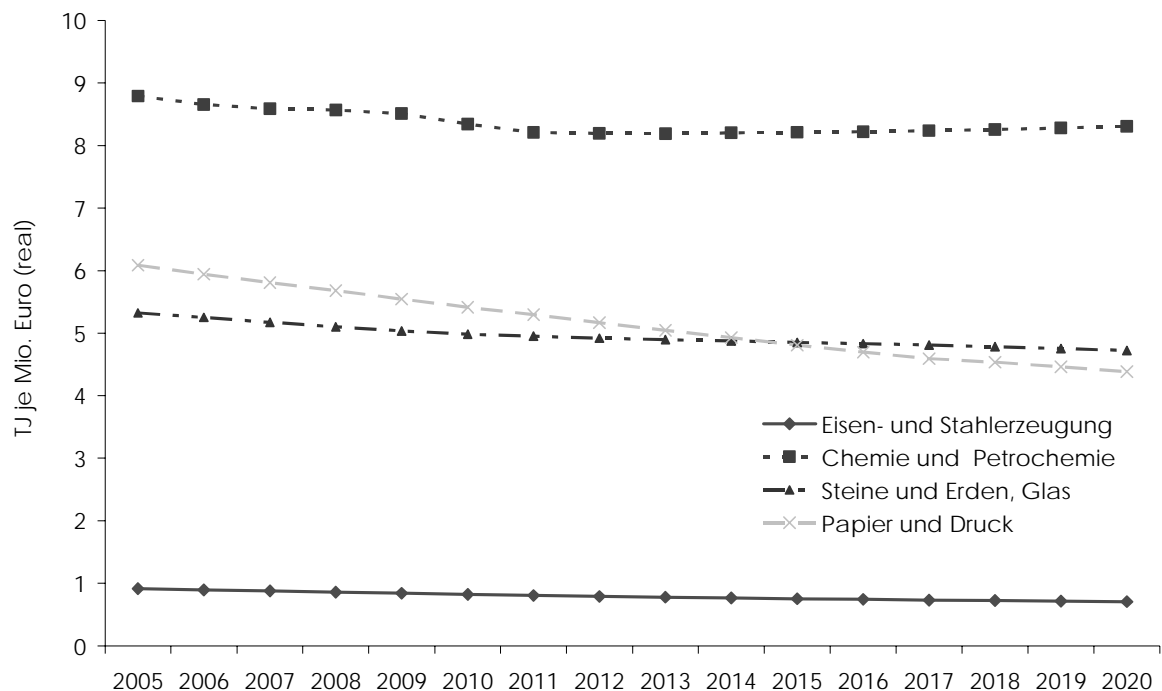


Abbildung 2: Energieintensität, wertschöpfungsintensive Industrie, 2005 - 2020

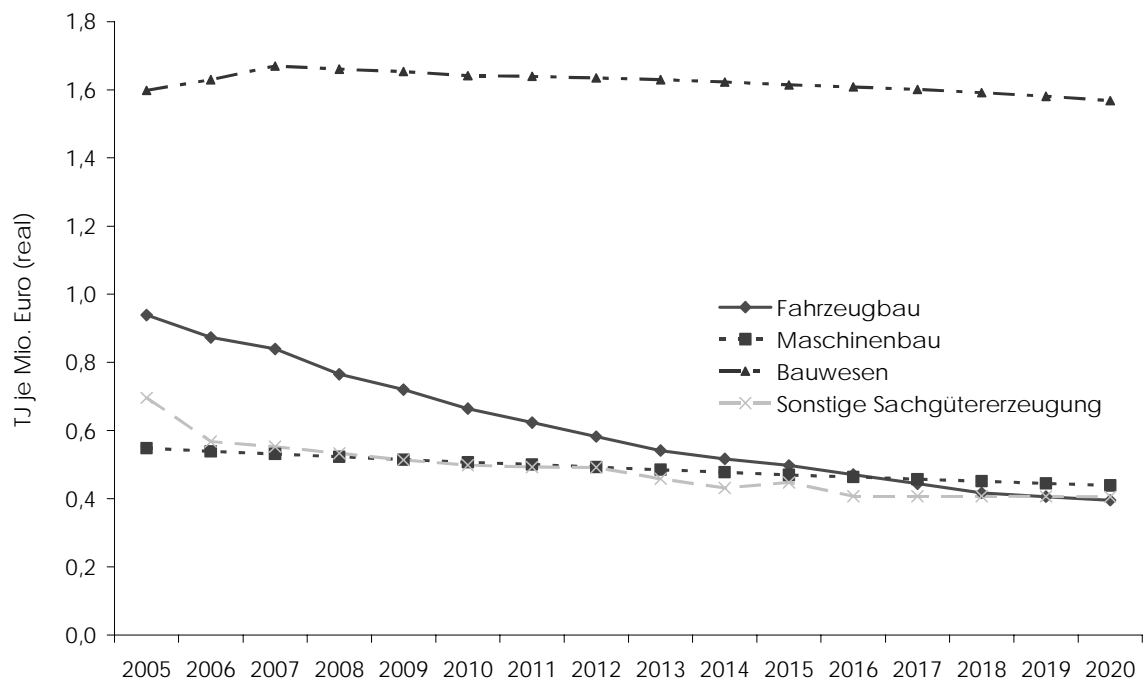


Abbildung 3: Energieintensität, sonstige Industrie, 2005 - 2020

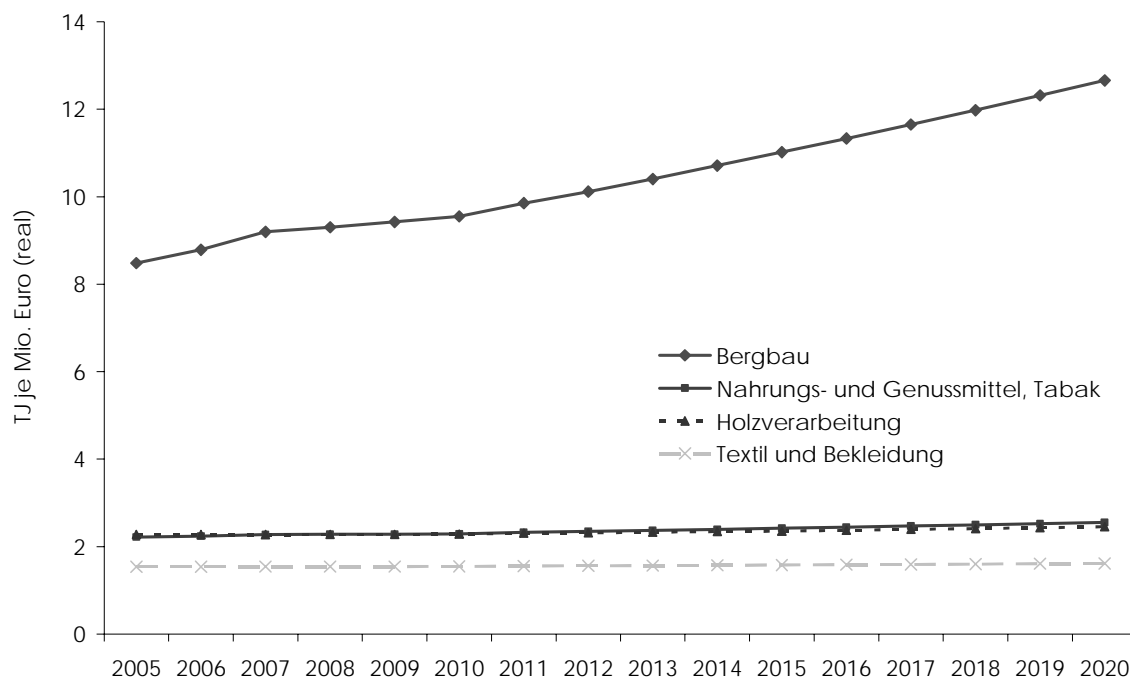
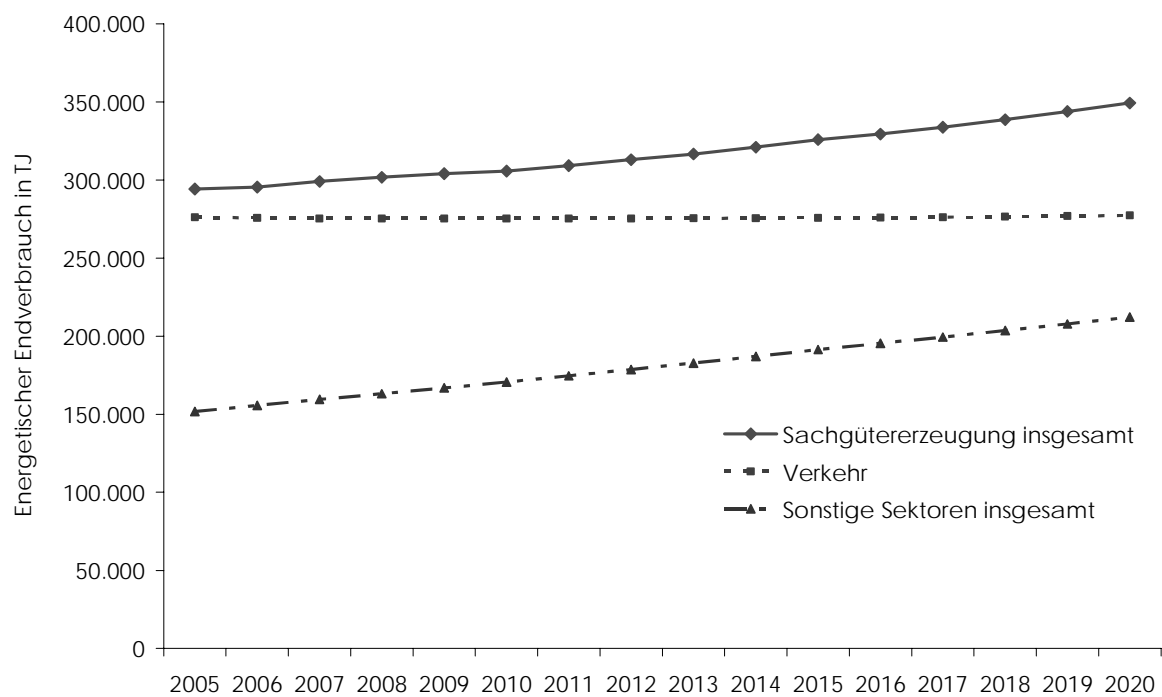


Abbildung 4: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, Industrie, Verkehr, sonstige Sektoren



In den sonstigen Sektoren stagniert der Energieverbrauch in der Landwirtschaft bzw. geht leicht zurück und in den Dienstleistungen und Haushalten wächst der Energieverbrauch etwas schwächer als in der Periode 1990 bis 2003. Sowohl für die Haushalte als auch für die Dienstleistungen wurde zusätzlich berücksichtigt, dass sich die Kategorien für Nutzenergie langfristig stark verschieben. Das hat v.a. Einfluss auf den Energieträger-Mix insgesamt, da die Energieträger in den Nutzenergie-Kategorien nicht gleich flexibel substituiert werden können (Beleuchtung/EDV kann z.B. nur durch Elektrizität erbracht werden). Der Energieträger-Mix insgesamt ist somit durch zwei simultan eingreifende Einflüsse determiniert: die Preise der einzelnen Energieträger und die entsprechende Reaktionsmöglichkeit darauf (gemessen mit der Preiselastizität) und die durch andere ökonomische Faktoren (Haushaltseinkommen, Strukturwandel in der Dienstleistungswirtschaft, etc.) beeinflusste Struktur der Nutzenergie-Kategorien.

Markant ist der Rückgang des Anteils für Raumwärme und der Anstieg des Anteils der Nutzenergie-Kategorien, die in erster Linie Elektrizität benötigen: Standmotoren/Traktion und Beleuchtung/EDV. Ersteres enthält alle Anwendungen, bei denen Elektromotoren zum Einsatz kommen (im Haushaltsbereich z.B. Haushaltsmaschinen), zweiteres auch den zunehmenden Energieverbrauch für elektronische Anwendungen. In der Nutzenergie-Kategorie "Industrieöfen/Elektrochemie sind im Haushaltsbereich der Energieaufwand für Kochen und Warmwasser enthalten.

Übersicht 14: Anteile der Nutzenergie-Kategorien, Haushalte und Dienstleistungen, 2005 - 2020

	2005	2010	2020
	Anteile in %		
Haushalte			
Raumheizung und Klimaanlage	66,7	64,9	61,3
Industrieöfen und elektrochemische Zwecke	16,0	16,4	17,1
Beleuchtung und EDV	3,6	3,9	4,5
Standmotoren und Traktion	13,7	14,8	17,1
Insgesamt	100,0	100,0	100,0
Dienstleistungen			
Raumheizung und Klimaanlage	26,5	21,7	12,1
Dampferzeugung	2,2	1,9	1,3
Industrieöfen und elektrochemische Zwecke	15,5	15,0	14,1
Beleuchtung und EDV	45,0	50,2	60,7
Standmotoren und Traktion	10,8	11,2	11,8
Insgesamt	100,0	100,0	100,0

Der Energieverbrauch der Dienstleistungen wächst im Gleichschritt mit dem Output des Sektors, was insgesamt keine Veränderung der Energieintensität ergibt. In der Periode 1990 bis 2003 ist die Energieintensität in den Dienstleistungen um 1,8% p.a. angestiegen (Übersicht 13). Das ist allerdings sehr von der Abgrenzung der Periode abhängig, generell schwankt die Energieintensität in den Dienstleistungen sehr stark. Das hängt auch mit der Datenqualität der

Energiebilanz in diesem Bereich zusammen, da zahlreiche Korrekturen, die sich im Aggregat als notwendig erweisen, im Dienstleistungsbereich vorgenommen werden. Hier wird eine Spezifizierung gewählt, in der der Energieverbrauch langfristig ungefähr im gleichen Ausmaß wie der Produktionswert ansteigt und stark auf Witterungsbedingungen reagiert. Daraus ergibt sich das ca. 2,8%ige Wachstum des Energieverbrauches der Dienstleistungen (Übersicht 11), das auch dem langfristigen Durchschnitt (1988 – 2003) entspricht.

Im Haushaltsbereich ergibt sich bei langfristig nur geringfügig wachsender Bevölkerung dennoch ein Zuwachs im Wohnungsbestand von ca. 3,73 Mio. Einheiten (2004) auf ca. 4,03 Mio. Einheiten im Jahr 2020; das entspricht einem Zuwachs von ca. 19.000 Einheiten pro Jahr. Dieser Zuwachs wird durch steigendes Haushaltseinkommen und eine entsprechend hohe Einkommenselastizität der Haushalte für Wohnen angetrieben. Der Energieverbrauch der Haushalte insgesamt pro Wohnungseinheit ist in der Periode 1990 bis 2003 trotz starker Verbesserungen in der Gebäudequalität und Effizienz der Heizsysteme und Geräte um ca. 1% p.a. gestiegen (Übersicht 13) und steigt weiter mit 0,6% p.a. an. In dieser Zahl sind mehrere simultane Einflüsse enthalten: (i) der technologisch notwendige Energieeinsatz für Raumwärme sinkt, (ii) die Fläche pro Wohnungseinheit steigt, (iii) die technologische Absenkung wird teilweise durch Verhaltensänderungen kompensiert und (iv) der Energieverbrauch insgesamt enthält zunehmend Energieeinsatz abseits der Raumwärme (s. Übersicht 14). Diese Trends ergeben in Summe trotz Verbesserungen in der Bauphysik und in der Effizienz von Heizsystemen und Haushaltsgeräten das ca. 1%ige Wachstum des Energieverbrauches der Haushalte, was – wie bei den Dienstleistungen – dem langfristigen Durchschnitt seit Beginn der 80er Jahre entspricht.

Übersicht 15: Energetischer Endverbrauch, Haushalte, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Kohle	-4,6	-6,9
Ölprodukte	0,0	0,0
Naturgas	1,4	1,6
Elektrische Energie	2,1	2,2
Erneuerbare Energieträger	0,8	1,0
Fernwärme	2,5	2,6
Insgesamt	1,0	1,2

Erneuerbare Energie: Biomasse und thermische Solarenergie

Eine Sonderstellung im Rahmen dieser Energieszenarien nimmt der Verkehrssektor ein. In früheren Energieszenarien des WIFO (*Kratena - Schleicher, 2001*) wurde der Energieverbrauch dieses Sektors ebenfalls im WIFO-Energiemodell abgebildet und die Modellergebnisse mit den Szenarienrechnungen anderer Forschergruppen im Verkehr verglichen und damit auf Plausibilität überprüft. Hier wurde nun erstmals ein anderer Ansatz gewählt, der die Duplizierung

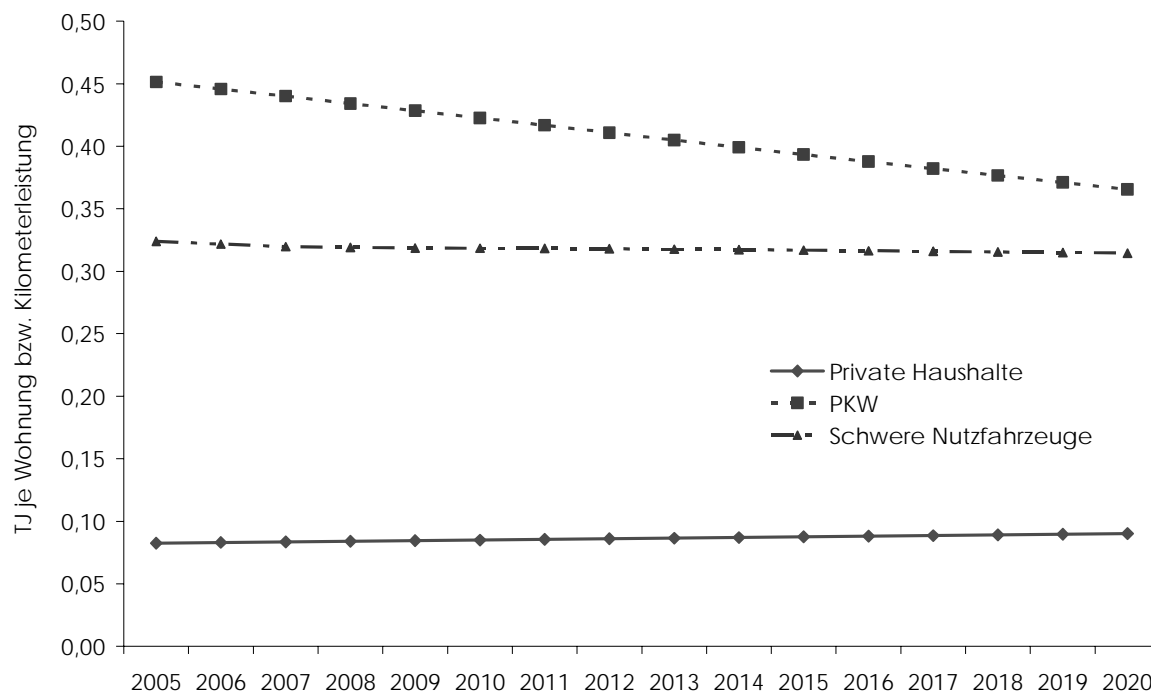
von Modellrechnungen vermeiden soll und eine intensive Koordination mit den Arbeiten an der Verkehrsprognose 2025+ (im Auftrag des BMVIT) ermöglicht. Als Input für die Verkehrsprognose 2025+ wurde darauf geachtet, dass die zugrunde liegende Wirtschaftsentwicklung nach Sektoren in beiden "Baseline"-Szenarien die gleiche ist. Da zum gegebenen Zeitpunkt noch keine Ergebnisse der Verkehrsprognose 2025+ vorliegen, wurde auf eine andere Studie über langfristige Verkehrsprognosen der TU Graz zurückgegriffen und deren Ergebnisse hier (exogen) eingesetzt.¹ Wie Übersicht 15 zeigt, wächst der Treibstoffverbrauch weiterhin, allerdings in geringerem Ausmaß als in der jüngsten Vergangenheit, die in den Zuwächsen auch den Tanktourismus enthält. Aufgrund von Schätzungen aus einer aktuellen Studie für das BMLFUW (*TRAFICO - E.V.A. - TU-Graz, 2004*) macht der Tanktourismus bereits ca. 30% des Verbrauches an Treibstoffen in Österreich aus. Diese Zahlen beruhen nicht auf der Beobachtung tatsächlich von ausländischen Fahrzeugen getankter Mengen, sondern auf Schätzungen dieses (ähnlich wie die Schattenwirtschaft) nicht beobachtbaren Phänomens. Die Ergebnisse der Verkehrsprognose, die hier verwendet wurden, enthalten implizit eine Reduktion des Tanktourismus aufgrund eines Rückganges des Preisdifferentials zum Ausland, v.a. bei Diesel. Da die Verordnung zur Beimischung von Biokraftstoffen ebenfalls in das "Baseline" integriert wurde, wächst dieser Bereich besonders dynamisch. Aufgrund des Strukturwandels im Fahrzeugbestand geht der Verbrauch von Benzin weiter zurück, während der Dieserverbrauch (der auch den Güterverkehr beinhaltet) weiter ansteigt. Der Dieserverbrauch würde in der ersten Projektionsperiode (2005 bis 2010) mit über 2% p.a. ansteigen, wenn nicht gleichzeitig die Biokraftstoff-Verordnung implementiert würde. Langfristig (nach 2010) wirkt dann die Annahme des Verschwindens des Tanktourismus in Österreich dämpfend auf den Dieserverbrauch, sodass er nur noch mit ca. 1% p.a. wächst. Effizienzsteigerungen bei der Bahn dämpfen den Verbrauch von Elektrizität im Vergleich zur historischen Periode. Im PKW-Verkehr ergibt sich aus der Prognose eine Verstärkung des Trends der Intensität gemessen in Energieverbrauch pro Verkehrsleistung, die weiter um ca. 1,3% p.a. abnimmt. Auch im Güterverkehr ergibt sich eine weitere Absenkung der Energieintensität, beim Schwerverkehr allerdings stark gedämpft (langfristig nur noch ca. -0,1% p.a.) im Vergleich zur Periode 1990 - 2003.

Übersicht 16: Energetischer Endverbrauch, Verkehr, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Benzin	-5,4	-4,4
Kerosin	3,6	3,4
Diesel, Straße	1,0	1,1
Biokraftstoffe	21,5	1,1
Elektrizität, Bahn	0,2	0,2

¹ Leider liegen diese Ergebnisse bisher nur in tabellarischer Form und nicht als Text vor, sodass eine detaillierte Information über die zugrundeliegenden Annahmen nicht gegeben werden kann.

Abbildung 5: Energieintensität, sonstige Sektoren, 2005 - 2020



Aufgrund der oben dargestellten Verschiebungen der relativen Preise zwischen Kohle, Öl und Erdgas werden in der Industrie (sektoral stark unterschiedlich) Substitutionsprozesse von Ölprodukten zu Erdgas begünstigt. Neben den Energiepreisen wirkt für jeden Energieträger in jedem Sektor noch ein autonomer technischer Trend, der den Energieverbrauch beeinflusst. Dieser Trend kann ein positives oder negatives Vorzeichen aufweisen und repräsentiert den Einfluss des technologischen Wandels auf die einzelnen Energieträger. Wenn z.B. mehr mit Gas befeuerte Technologien für gewisse Anwendungen (z.B.: Dampferzeugung) in den Markt diffundieren und solche mit Ölbefuerung ablösen, dann würde das einen positiven Trend bei Gas und einen negativen bei Ölprodukten bedeuten. Der Einfluss der Energiepreise lässt sich mit Hilfe der Preiselastizität der Energienachfrage messen (die angibt, um wieviel Prozent ceteris paribus der Verbrauch sinkt, wenn der entsprechende Preis um 1% steigt). Die Eigenpreiselastizitäten sind in Übersicht A1 im Anhang über die Modellbeschreibung angegeben. Zusätzlich sind aber auch noch die Kreuzpreiselastizitäten zu berücksichtigen, die zeigen, welche Energieträger komplementär sind.

Von den wenigen energieintensiven Sektoren, in denen der Kohleverbrauch quantitativ noch bedeutend ist, kommt es v.a. in der Stahlindustrie zu hohem Verbrauchswachstum. Das entspricht der Expansion und der niedrigen Preiselastizität in diesem Sektor. In der Chemie geht der Kohleverbrauch weiter zurück. In den anderen beiden energieintensiven Sektoren (Pa-

pier, Steine u. Erden/Glas) kommt es zu einer leichten Zunahme des Kohleverbrauches, was mit Substitutionsprozessen zwischen Kohle und Ölprodukten erklärt werden kann; im Sektor Papier ist die Preiselastizität für Ölprodukte extrem hoch. In den Dienstleistungen und privaten Haushalten verschwindet der Kohleverbrauch bis 2020 fast vollständig und bleibt mit ca. 2% Marktanteil erhalten.

Der Verbrauch von Ölprodukten sinkt in der Industrie weiterhin ab, allerdings insgesamt etwas schwächer als im historischen Zeitraum. In manchen Sektoren kommt es zu einem beschleunigten Rückgang bei Ölprodukten und de facto zu einem Verschwinden dieses Energieträgers (Nicht-Eisen Metalle, Papier, Nahrungs- und Genussmittel). In den Dienstleistungen ist das Verschwinden der Ölprodukte mit dem Rückgang des Raumwärme-Anteils zu erklären; im Haushaltsbereich stagniert der Ölverbrauch. Dieser Verbrauchsrückgang bei Ölprodukten wird sowohl von hohen Preissteigerungen (v.a. in Relation zu Gas) als auch von einem negativen autonomen Trend für Ölprodukte in vielen Sektoren bestimmt.

Eine Beschleunigung erfährt v.a. der Gasverbrauch in der Industrie, der zuletzt stagniert ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Auswirkungen der Rohölpreishaube 2003/2004 auf den Gaspreis bis ins Jahr 2006 weiterwirken und der neuerliche Anstieg des Rohölpreises ab 2010 sich kontinuierlich auf eine längere Periode verteilt. In den sonstigen Sektoren verläuft das Wachstum des Erdgasverbrauches wesentlich gedämpfter, was v.a. mit dem Rückgang der Bedeutung der Raumwärme zu erklären ist. In gewisser Weise stellt die Entwicklung des Gasverbrauches die gegenläufige Entwicklung zum Verbrauch von Ölprodukten dar; ebenfalls von Preiseffekten und dem autonomen technischen Trend angetrieben.

Der Elektrizitätsverbrauch der Industrie wächst im "Baseline" nur geringfügig, wobei wiederum starke (sektoral unterschiedliche) Substitutionseffekte zwischen Elektrizität und den fossilen Energieträgern zu beobachten sind, die v.a. auch auf das Muster des technischen Fortschritts zurückzuführen sind. Dieses Muster ergibt, dass bei gegebener Entwicklung der Energieintensität in jedem Sektor der Verbrauch von Erdgas überdurchschnittlich zunimmt. Dem steht ein rückläufiger Verbrauch von Ölprodukten in den meisten Sektoren gegenüber. Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauches stellt dann gewissermaßen das Resultat aus der Entwicklung von Energieintensität (insgesamt), Ölprodukte- und Gasverbrauch dar. Daraus erklärt sich, dass in manchen Sektoren ein hohes Gasverbrauchswachstum mit nur gedämpft wachsendem Verbrauch von Elektrizität zusammenfällt. Dieser Trend betrifft nicht die wertschöpfungsintensiven Industrien (Fahrzeugbau, Maschinenbau, Holzverarbeitung), die Elektrizität hauptsächlich für hochwertige mechanische Energie verwenden, sondern eher jene Sektoren, in denen Elektrizität und fossile Energie gut substituiert werden können. Etwas stärker als in der historischen Periode wächst der Elektrizitätsverbrauch im Bereich der Haushalte und Dienstleistungen aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Beleuchtung/EDV.

Der gesamte energetische Endverbrauch expandiert in der gesamten Projektionsperiode mit 1,1% p.a., was bei einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 2% bis 2,2% einer Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energie-Effizienz (bzw. Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität) um ca. 1,1% p.a. entspricht. Das bedeutet eine deutliche Beschleunigung v.a. gegenüber der Periode 1990 bis 2003. In dieser ist nicht nur die Energieintensität der Sachgütererzeugung kaum gesunken, sondern es ist bei einem BIP-Wachstum von durchschnittlich 2,5% p.a. und einem Endverbrauchswachstum von 2,6% p.a. auch zu einer gesamtwirtschaftlichen Stagnation der Energie-Effizienz gekommen. Wie Übersicht 13 deutlich macht, waren neben der Sachgütererzeugung hauptsächlich Haushalte und Dienstleistungen davon betroffen (und nicht der Verkehr). Für die Projektionsperiode ergibt sich aufgrund höherer Kostenbelastung für Energie (z.B.: Besteuerung, Emissionshandel, Ökostrom-Zuschläge) und der Verwendung der langen Zeitreihen im Energiemodell des WIFO (und nicht nur der Periode 1990 bis 2003), ein echter Fortschritt im Sinne der Absenkung der Energieintensität in der Sachgütererzeugung und eine Dämpfung des Anstieges der Energieintensität bei Dienstleistungen und Haushalten. Eine Absenkung der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität um 1,1% p.a. liegt aber noch unter den Ergebnissen vergleichbarer Szenario-rechnungen, wie z.B. der letzten von der DG TREN herausgegebenen (*EU-Kommission, 2004*). Dort ergibt sich für die EU 15 im Zeitraum bis 2020 bei einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 2,3%p.a. und einem Wachstum des energetischen Endverbrauchs von 0,8% p.a. eine Absenkung der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität um 1,5% p.a..

Das hohe Verbrauchswachstum der Eisen- und Stahlerzeugung ist auch am Endverbrauch nach Energieträgern ablesbar (Steinkohle, Kokereigas, Gichtgas). Bei den Treibstoffen kommt es weiterhin zu Verschiebungen von Benzin zu Diesel und zu einem starken Wachstum bei Flugpetroleum. Aufgrund der Annahmen bezüglich der Beimischung von Biokraftstoffen kommt es in der Periode bis 2010 zu einem massiven Anstieg dieser Kraftstoffe, die in der Energiebilanz in den sonstigen biogenen Brennstoffen enthalten sind. Abgesehen davon ist das Verbrauchswachstum der erneuerbaren Energieträger (das auch alle Abfälle enthält) im energetischen Endverbrauch unterdurchschnittlich. Die wesentlichen Impulse für diese Energieträger schlagen sich in der Prognoseperiode im Umwandlungseinsatz nieder. Bei den Industrieabfällen kommt es aufgrund des Wachstums in einigen Sektoren noch zu einem nennenswerten Verbrauchszuwachs. Leicht überdurchschnittlich wächst der Gasverbrauch, der Verbrauch der anderen fossilen Brennstoffe (Kohle, Ölprodukte) ist rückläufig. Aufgrund des hohen Preisniveaus für fossile Energie kommt es auch zu einem starken Anstieg der Fernwärme. Das Wachstum des Stromverbrauches liegt bei 2 bis 3%. Dabei steht einem Wachstum des Stromverbrauches von etwas unter 1% p.a. in der Sachgütererzeugung ein Wachstum von ca. 4% p.a. in den sonstigen Sektoren gegenüber (Übersicht 23). In der zweiten Periode expandieren nur Fernwärme und Elektrizität überdurchschnittlich.

Übersicht 17: Energetischer Endverbrauch, Kohle, 1998 - 2020

	1998 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	1,8	2,1	1,8
Eisen- und Stahlerzeugung	6,9	2,8	1,9
Chemie und Petrochemie	-5,4	-19,8	-13,6
Nicht-Eisen Metalle	-1,2	-8,9	-4,3
Steine und Erden, Glas	-11,0	1,3	1,8
Fahrzeugbau			
Maschinenbau			
Bergbau			
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak			
Papier und Druck	-6,1	2,9	1,9
Holzverarbeitung			
Bauwesen			
Textil und Bekleidung			
Sonstige Sachgütererzeugung			
Sonstige Sektoren insgesamt	-11,2	-5,4	-7,2
Öffentliche und Private Dienstleistungen			
Private Haushalte		-4,6	-7,2
Landwirtschaft			

Übersicht 18: Energetischer Endverbrauch, Kohle in TJ, 2000 - 2020

	2000	2003	2005	2010	2020
	TJ				
Sachgütererzeugung insgesamt	40.321	35.356	36.831	37.981	45.394
Eisen- und Stahlerzeugung	28.953	28.315	30.552	32.133	38.801
Chemie und Petrochemie	2.103	1.512	1.155	293	52
Nicht-Eisen Metalle	197	141	130	80	50
Steine und Erden, Glas	5.497	2.933	2.810	3.008	3.610
Fahrzeugbau					
Maschinenbau					
Bergbau					
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	508	141	120	70	0
Papier und Druck	3.063	2.314	2.065	2.398	2.881
Holzverarbeitung					
Bauwesen					
Textil und Bekleidung					
Sonstige Sachgütererzeugung					
Sonstige Sektoren insgesamt	10.132	7.163	6.370	4.805	2.265
Öffentliche und Private Dienstleistungen	454	264	180	0	0
Private Haushalte	9.460	6.758	6.090	4.805	2.265
Landwirtschaft	218	142	100	0	0

Übersicht 19: Energetischer Endverbrauch, Ölprodukte, 1998 - 2020

	1998 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	-2,3	-2,0	-0,4
Eisen- und Stahlerzeugung	-2,0		
Chemie und Petrochemie	-2,1	-2,8	-3,8
Nicht-Eisen Metalle	-3,7		
Steine und Erden, Glas	-4,2	-2,1	-1,3
Fahrzeugbau	5,9	-1,0	0,3
Maschinenbau	-4,5	-1,0	-2,3
Bergbau	15,1	2,7	2,9
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-6,3	-9,5	-22,9
Papier und Druck	-12,0		
Holzverarbeitung	1,5	3,1	5,0
Bauwesen	15,1	3,5	2,1
Textil und Bekleidung	-2,1	-3,6	-3,6
Sonstige Sachgütererzeugung	-2,9	-2,8	2,4
Sonstige Sektoren insgesamt	2,4	-0,7	-1,5
Öffentliche und Private Dienstleistungen	8,9	-3,9	
Private Haushalte	2,1	0,0	0,0
Landwirtschaft	0,7	-0,7	-0,9

Übersicht 20: Energetischer Endverbrauch, Ölprodukte in TJ, 2000 - 2020

	2000	2003	2005	2010	2020
	TJ				
Sachgütererzeugung insgesamt	28.978	35.353	29.778	27.291	26.294
Eisen- und Stahlerzeugung	1.141	538	137	117	63
Chemie und Petrochemie	1.242	1.603	1.370	1.197	801
Nicht-Eisen Metalle	733	774	632	451	0
Steine und Erden, Glas	4.861	6.621	5.886	5.311	4.662
Fahrzeugbau	6.947	8.530	7.625	7.287	7.511
Maschinenbau	2.714	2.682	2.706	2.567	2.031
Bergbau	2.733	4.776	4.078	4.683	6.216
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	2.720	2.597	2.008	1.202	2
Papier und Druck	2.285	2.250	1.067	409	80
Holzverarbeitung	937	1.644	1.273	1.493	2.434
Bauwesen	25.918	46.389	44.112	52.291	64.671
Textil und Bekleidung	1.270	1.801	1.573	1.310	904
Sonstige Sachgütererzeugung	1.396	1.540	1.422	1.264	1.589
Sonstige Sektoren insgesamt	103.442	127.353	122.517	117.865	101.170
Öffentliche und Private Dienstleistungen	11.452	21.759	19.788	15.937	505
Private Haushalte	74.779	88.491	86.441	86.246	86.376
Landwirtschaft	17.211	17.102	16.287	15.682	14.289

Übersicht 21: Energetischer Endverbrauch, Gas, 1998 - 2020

	1998 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	0,0	2,1	2,0
Eisen- und Stahlerzeugung	-4,6	5,2	2,9
Chemie und Petrochemie	5,1	1,3	2,1
Nicht-Eisen Metalle	0,1	2,1	1,9
Steine und Erden, Glas	-3,7	0,1	0,8
Fahrzeugbau	2,5	-1,9	-1,9
Maschinenbau	-3,0	2,9	2,4
Bergbau	0,8	1,3	2,4
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	10,5	3,0	2,2
Papier und Druck	1,7	0,9	0,4
Holzverarbeitung	-1,7	6,6	7,4
Bauwesen			
Textil und Bekleidung	0,9	1,3	1,0
Sonstige Sachgütererzeugung	-4,7	-2,8	2,5
Sonstige Sektoren insgesamt	4,0	0,9	0,5
Öffentliche und Private Dienstleistungen	3,1	-1,1	-6,2
Private Haushalte	5,3	1,4	1,6
Landwirtschaft	5,3	1,4	1,2

Übersicht 22: Energetischer Endverbrauch, Gas in TJ, 2000 - 2020

	2000	2003	2005	2010	2020
	TJ				
Sachgütererzeugung insgesamt	85.148	86.374	94.788	102.551	124.426
Eisen- und Stahlerzeugung	13.482	11.958	14.991	16.977	22.601
Chemie und Petrochemie	15.055	13.956	14.871	15.746	19.389
Nicht-Eisen Metalle	2.296	2.549	2.480	2.808	3.404
Steine und Erden, Glas	9.560	10.749	10.066	10.136	10.952
Fahrzeugbau	938	1.137	976	891	733
Maschinenbau	5.109	4.860	5.615	6.474	8.189
Bergbau	2.282	2.524	3.708	3.972	5.015
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	14.388	16.841	16.332	18.822	23.503
Papier und Druck	15.965	16.186	19.681	19.976	20.835
Holzverarbeitung	1.671	1.596	1.662	2.307	4.707
Bauwesen	1.420	2.986	3.128	3.043	453
Textil und Bekleidung	3.164	2.638	3.047	3.242	3.578
Sonstige Sachgütererzeugung	1.239	1.380	1.360	1.200	1.519
Sonstige Sektoren insgesamt	74.243	85.808	85.347	89.180	93.958
Öffentliche und Private Dienstleistungen	19.160	17.920	17.199	16.164	8.449
Private Haushalte	54.452	67.125	67.337	72.148	84.529
Landwirtschaft	631	763	812	868	980

Übersicht 23: Energetischer Endverbrauch, Elektrizität, 1998 - 2020

	1998 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	4,9	0,2	0,7
Eisen- und Stahlerzeugung	2,5	1,6	1,1
Chemie und Petrochemie	7,0	-0,1	-0,2
Nicht-Eisen Metalle	5,4	3,2	3,0
Steine und Erden, Glas	7,1	-0,8	-0,2
Fahrzeugbau	7,3	2,6	3,8
Maschinenbau	4,3	3,6	3,4
Bergbau	6,8	-2,8	-5,1
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	5,2	-4,7	-4,4
Papier und Druck	5,7	-0,2	-0,6
Holzverarbeitung	5,8	4,2	5,4
Bauwesen			
Textil und Bekleidung	2,2	-1,1	-0,9
Sonstige Sachgütererzeugung	3,0	-6,3	-2,3
Sonstige Sektoren insgesamt	3,1	4,0	4,1
Öffentliche und Private Dienstleistungen	4,8	5,8	5,5
Private Haushalte	2,2	2,1	2,2
Landwirtschaft	-0,4	1,3	0,3

Übersicht 24: Energetischer Endverbrauch, Elektrizität in TJ, 2000 - 2020

	2000	2003	2005	2010	2020
	TJ				
Sachgütererzeugung insgesamt	72.162	86.998	87.841	87.745	93.898
Eisen- und Stahlerzeugung	9.607	12.078	11.981	11.763	13.071
Chemie und Petrochemie	11.130	13.887	14.326	14.221	13.956
Nicht-Eisen Metalle	2.362	2.771	2.506	3.023	4.041
Steine und Erden, Glas	5.030	6.748	6.171	5.947	5.845
Fahrzeugbau	2.557	3.105	3.104	3.523	5.107
Maschinenbau	8.061	9.261	10.138	12.096	16.871
Bergbau	1.990	2.688	3.091	2.678	1.588
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	4.728	5.527	5.328	4.152	2.634
Papier und Druck	17.037	19.822	21.648	21.342	20.123
Holzverarbeitung	3.347	3.887	2.994	3.685	6.211
Bauwesen	1.337	1.433	1.276	667	729
Textil und Bekleidung	2.170	2.651	2.402	2.275	2.069
Sonstige Sachgütererzeugung	4.142	4.572	4.152	3.040	2.381
Sonstige Sektoren insgesamt	101.026	113.392	118.408	144.090	214.685
Öffentliche und Private Dienstleistungen	45.931	54.816	58.907	78.288	133.773
Private Haushalte	50.715	54.187	55.160	61.194	76.185
Landwirtschaft	4.379	4.389	4.341	4.608	4.727

Übersicht 25: Energetischer Endverbrauch, Erneuerbare Energieträger in TJ, 2003 - 2020

	2003	2005	2010	2020
	TJ			
Sachgütererzeugung insgesamt	32.995	36.318	40.885	48.656
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	0	0	0	0
Chemie und Petrochemie	3.392	3.936	4.993	6.233
Steine und Erden, Glas	4.810	4.217	5.196	6.730
Fahrzeugbau	0	0	0	0
Maschinenbau	150	150	150	150
Bergbau	1	0	0	0
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	172	170	170	170
Papier und Druck	15.481	18.300	19.357	20.954
Holzverarbeitung	8.222	8.800	10.307	13.558
Bauwesen	414	425	450	450
Textil und Bekleidung	14	16	21	31
Sonstige Sachgütererzeugung	753	729	690	829
Sonstige Sektoren insgesamt	82.165	81.573	84.590	92.683
Öffentliche und Private Dienstleistungen	3.799	3.800	3.800	3.800
Private Haushalte	72.386	71.786	74.650	82.495
Landwirtschaft	5.980	5.986	6.141	6.388

Übersicht 26: Energetischer Endverbrauch, Fernwärme in TJ, 2003 - 2020

	2003	2005	2010	2020
	TJ			
Sachgütererzeugung insgesamt	9.012	8.637	9.275	10.548
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	174	181	200	243
Chemie und Petrochemie	1.870	1.777	1.913	2.218
Steine und Erden, Glas	16	18	23	33
Fahrzeugbau	797	831	921	1.140
Maschinenbau	945	971	1.041	1.200
Bergbau	18	20	25	35
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	1.019	1.000	1.000	1.000
Papier und Druck	3.044	2.662	2.841	3.018
Holzverarbeitung	698	710	738	800
Bauwesen	132	151	209	400
Textil und Bekleidung	178	196	251	410
Sonstige Sachgütererzeugung	254	271	321	450
Sonstige Sektoren insgesamt	45.062	45.941	53.564	70.869
Öffentliche und Private Dienstleistungen	24.024	24.348	29.080	39.219
Private Haushalte	21.037	21.593	24.484	31.650
Landwirtschaft	0	0	0	0

Übersicht 27: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, 1990 - 2020, detaillierte Energieträger

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Energetischer Endverbrauch insgesamt	2,6	1,1	1,1
Steinkohle	-2,7	-2,5	-0,2
Braunkohle	-4,2	1,0	1,2
Brenntorf	0,0	-4,6	-6,9
Koks	-4,3	-0,8	-1,6
Braunkohlen-Briketts	-8,9	-5,8	-7,1
Kokereigas	4,1	2,8	1,7
Gichtgas	6,2	2,8	1,7
Benzin	-0,9	-5,1	-4,0
Spezialbenzine	1,3	-0,3	0,0
Flugbenzin	-1,0	0,0	0,0
Flugpetroleum	3,7	3,6	3,4
Petroleum	35,2	-3,9	
Diesel	8,3	1,2	1,0
Gasöl für Heizzwecke	4,1	-0,3	-0,6
Heizöl	-2,9	-1,4	-1,2
Flüssiggas	5,4	-1,4	-3,0
Petrolkoks	21,3	-2,1	-1,4
Naturgas	3,7	1,4	1,1
Geothermie	15,5	0,0	0,0
Solarenergie	15,2	0,6	0,8
Industrieabfälle	5,1	4,1	2,5
Brennholz	1,3	0,8	1,0
Holzabfälle	7,2	1,9	1,7
Ablaugen	0,6	1,1	0,8
Sonstige biogene Brennstoffe	16,6	35,1	1,1
Biogas	15,6	3,2	1,8
Elektrische Energie	2,7	2,3	2,7
Fernwärme	6,6	2,9	2,7

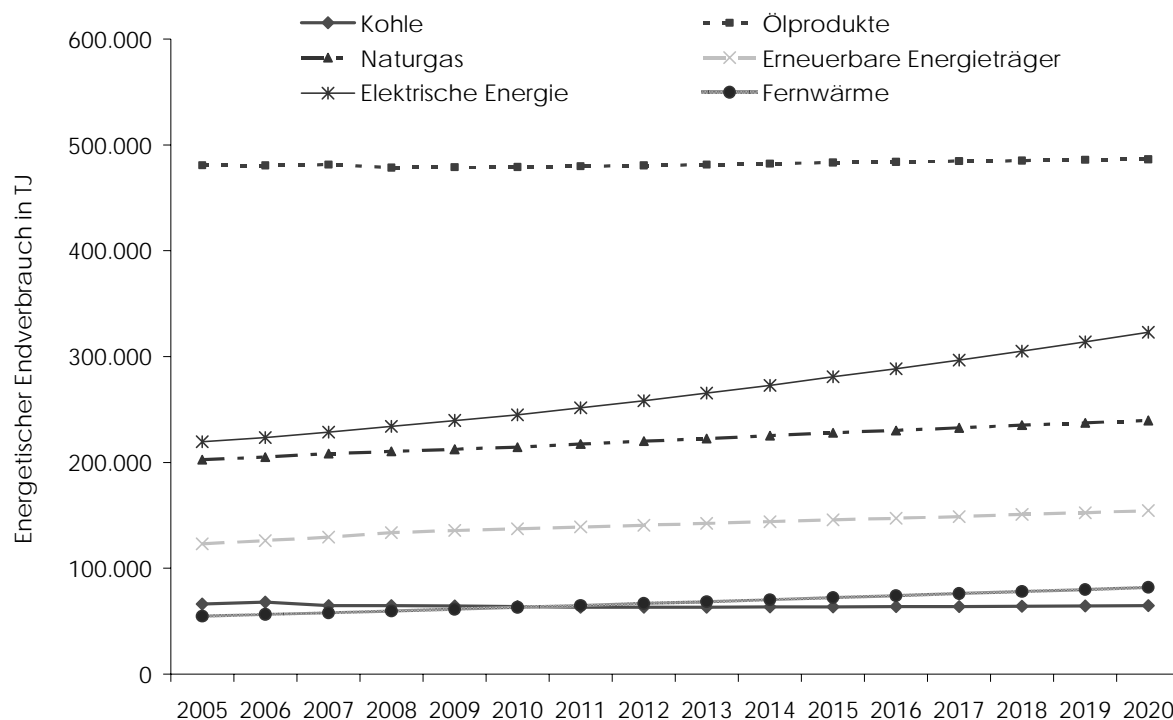
Übersicht 28: Energetischer Endverbrauch, insgesamt in TJ, 1990 - 2020

	1990	2003	2005	2010	2015	2020
	TJ					
Energetischer Endverbrauch insgesamt	815.959	1.132.259	1.146.550	1.202.358	1.273.818	1.349.615
Steinkohle	11.256	6.848	6.056	5.231	5.122	5.289
Braunkohle	3.968	1.669	1.528	1.615	1.699	1.832
Brenntorf	9	9	8	6	5	3
Koks	48.250	26.198	31.871	28.900	26.630	24.682
Braunkohlen-Briketts	5.694	1.390	1.228	906	687	427
Kokereigas	6.111	5.962	6.433	6.766	7.391	8.170
Gichtgas	9.370	17.756	19.159	20.151	22.013	24.332
Benzin	106.246	93.344	83.414	64.199	51.186	43.190
Spezialbenzine	458	485	466	459	460	464
Flugbenzin	125	85	85	85	85	85
Flugpetroleum	13.036	21.259	26.580	31.797	37.899	44.395
Petroleum	785	216	197	159	96	5
Diesel	89.375	243.404	242.108	258.854	274.851	285.891
Gasöl für Heizzwecke	52.952	85.419	82.916	81.402	79.560	76.182
Heizöl	63.509	38.097	34.727	32.631	30.797	28.965
Flüssiggas	5.741	8.142	7.639	7.144	6.279	5.183
Petrolkoks	1.212	2.857	2.540	2.292	2.140	2.012
Naturgas	128.392	195.272	202.355	214.472	228.063	239.549
Geothermie	60	341	341	341	341	341
Solarenergie	621	3.297	3.276	3.380	3.520	3.666
Industrieabfälle	4.034	8.145	7.886	9.599	10.874	12.102
Brennholz	63.119	71.782	71.329	74.256	78.093	82.043
Holzabfälle	9.873	16.714	17.551	19.307	21.060	22.835
Ablaugen	12.539	12.516	14.794	15.625	16.204	16.957
Sonstige biogene Brennstoffe	1.138	2.869	7.509	14.341	15.226	15.899
Biogas	0	313	362	427	468	506
Elektrische Energie	152.452	213.664	219.476	244.879	280.845	322.761
Fernwärme	25.636	54.206	54.716	63.134	72.224	81.848

Übersicht 29: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, 1990 - 2020, Energieträger-Hauptgruppen

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Energetischer Endverbrauch insgesamt	2,6	1,1	1,1
Kohle	-2,6	-0,8	0,2
Öl Brennstoffe	0,7	-0,7	-0,9
Öl Treibstoffe	4,2	0,2	0,5
Naturgas	3,7	1,4	1,1
Erneuerbare Energieträger	1,9	2,2	1,2
Elektrische Energie	2,7	2,3	2,7
Fernwärme	6,6	2,9	2,7

Abbildung 6: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, 2005 - 2020, Energieträger-Hauptgruppen



Umwandlungseinsatz

Deutliche Verschiebungen in der Energieträgerstruktur sind auch in der öffentlichen Stromerzeugung (inkl. KWK) zu erwarten. Den wesentlichen (exogenen) Faktor in diesem Bereich stellt die Annahme einer konstanten Kostenbelastung nach 2007 durch Zuschläge zum Strompreis (für Ökostrom, KWK und Kleinwasserkraft) dar. Dabei wurde noch berücksichtigt, dass es im Dezember 2004 nochmals zu einem markanten Anstieg der Genehmigungen für Ökostromanlagen gekommen ist. Zu den Auswirkungen auf den Zuschlag liegen vorläufige Abschätzungen von E-Control vor, die zeigen, dass der Zuschlag für Ökostrom bis 2007 nicht (wie ursprünglich vorhergesehen) im Durchschnitt der Netzebenen nur auf 0,45 Cent/KWh steigt, sondern auf bis zu 0,5 Cent/KWh steigen könnte. Da exakte Zahlen für die Entwicklung der Zuschläge nur bis 2007 vorliegen (Übersicht 9) wurde im Modell diese Entwicklung implementiert und angenommen, dass der Zuschlag aufgrund des Genehmigungsbooms bis 2010 weiter auf ca. 0,48 Cent/KWh steigt. Da der KWK-Zuschlag sinkt und ab 2010 gänzlich wegfällt, ergibt sich ein gewisser Spielraum für einen Anstieg der Ökostromförderung. Ein weiterer diesbezüglicher Spielraum ergibt sich aufgrund des Verbrauchswachstums. Wie in Abschnitt 3.3 zu den Annahmen für das "Baseline"-Szenario erläutert wurde besteht sich die inhaltliche Annahme zur Förderung von Ökostrom, KWK und Kleinwasserkraft in einem konstanten Zuschlag (= einer konstanten Kostenbelastung) zum Strompreis aufgrund dieser Förderungen. Da im Energie-

modell des WIFO die Zuschläge zum Strompreis jedoch eine endogene Größe sind, müssen als Eingangsgröße die Einspeisetarife so lange verändert werden, bis die dadurch induzierten Ökostrommengen (gegeben ein gewisses Verbrauchswachstum) die angenommenen Zuschläge zum Strompreis ergeben. Die Einspeisetarife sind somit nicht Gegenstand von Annahmen über die zukünftige Gestaltung der Förderung, sondern Ergebnisse der Modellrechnung. Dabei erschien es sinnvoll, sonstige Beschränkungen des Ausbaues von Ökostrom ("Deckelung" bei Photovoltaik und Potential bzw. Gunstlagen bei Windenergie) in die Betrachtung mit einzubeziehen. Daraus ergeben sich die in Übersicht 30 dargestellten Einspeisetarife. Diese erlauben einen Anstieg der Ökostromförderung von ca. 270 Mio. € im Jahr 2007 auf ca. 500 Mio. € im Jahr 2020, während der Zuschlag zum Strompreis für die für die Industrie maßgebliche Netzebene konstant bei ca. 0,57 Cent je KWh bleibt.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle läuft annahmegemäß bis 2007 völlig aus und die jetzt schon relativ unbedeutende Erzeugung aus Ölprodukten sinkt bis 2020 auf weniger als die Hälfte ab. Der Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung steigt an, da der Rückgang von Braunkohle teilweise dadurch kompensiert wird und die Preisentwicklung eine stärkere Ausnutzung der Kraftwerkskapazitäten als ökonomisch rentabel erscheinen lässt. Die "kalorische Lücke" zwischen dem Verbrauchswachstum und dem Außenhandelsaldo bei gegebener Entwicklung von Kohle, Öl und erneuerbaren Energieträgern wird durch Erdgas gefüllt, das entsprechend stark wächst und dessen Einsatz im Jahr 2020 156 PJ ausmacht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Größe der "kalorischen Lücke" auch vom absoluten Rückgang der Erzeugung aus Wasserkraft bis 2020 um ca. 6 PJ beeinflusst wird. Das beruht auf der Annahme der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie, die im Rahmen dieses Projektes in Abstimmung mit dem Auftraggeber getroffen wurde.

Für den Außenhandel im liberalisierten Markt wurde angenommen, dass die Exporte im Wesentlichen von der Entwicklung der kostengünstigen Stromerzeugungstechnologien (Wasserkraft) angetrieben werden und sich die Netto-Importe von Elektrizität gemessen am Verbrauch weiter erhöhen. Bis 2003 ist es bereits zu einem Anstieg des Netto-Importsaldos auf ca. 9% des Verbrauches gekommen. Das stellt aufgrund der extremen Witterung im Sommer 2003 einen statistischen Ausreißer dar, sodass es kurzfristig wieder zu einer Korrektur kommt. Der Netto-Importsaldo beträgt 2005 ca. 5% des Verbrauches und sinkt bis 2010 weiter auf 3,8%. Bis 2020 setzt sich jedoch der Trend eines steigenden Netto-Importsaldos auf bis zu 11% fort, da auch die Exporte aufgrund der rückläufigen Erzeugung aus Wasserkraft zurückgehen. Im Durchschnitt der Projektionsperiode liegt der Netto-Importsaldo bei 6,5% des Verbrauches. Eine wesentliche Vorbedingung für eine Expansion der Importe in dem hier unterstellten Ausmaß ist eine Behebung der Engpässe in den innerösterreichischen Netzkapazitäten.

Die Veränderungen im Wirkungsgrad der Technologien werden bis 2020 als äußerst gering angenommen, es kommt hauptsächlich zu Verschiebungen zwischen kalorischer Erzeugung und Wasserkraft. Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft wurde angenommen, dass es nur bis 2010 aufgrund des schon genehmigten Ausbaues der Kleinwasserkraft zu einer Steigerung der effektiven Engpassleistung (um 0,1% p.a.) kommt. Aufgrund des Förderregimes für Klein-

wasserkraft werden bis 2006 insgesamt 18,7 MW zusätzliche Leistung wirksam; das sind schon in Bau befindliche Kraftwerksprojekte. Im Planungsstadium befinden sich weitere Projekte im Ausmaß von 38,8 MW, die im Zeitraum 2006 bis 2010 als zusätzliche Leistung angenommen wurden. Ab 2015 kommt es zu einem permanenten "Knick" in der Wasserkrafterzeugung von 5% aufgrund der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie. Bereits bis 2015 nimmt das Gewicht der kalorischen Inputs am gesamten Energieeinsatz der öffentlichen Stromerzeugung zu, was sich nach 2015 noch verstärkt; das entspricht der Fortsetzung des bisherigen Trends.

In der ersten Teilperiode bis 2010 expandieren die Biomasse-Energieträger in der öffentlichen Stromerzeugung im Ausmaß von bis zu 20% p.a.. Dieses Wachstum schwächt sich bis 2020 deutlich ab, sodass auch der gesamte Umwandlungseinsatz wesentlich schwächer wächst.

Der Anteil von Ökostrom aus der öffentlichen Versorgung (in einer weiteren Definition inkl. Hausmüll, Deponiegas und Klärgas) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt im hier vorliegenden "Baseline"-Szenario im Jahr 2005 3% und im Jahr 2010 8,3%. Der gesamte Anteil des Stroms aus erneuerbarer Energie (mit Wasserkraft) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt demgegenüber in beiden Jahren ca. 63%. Dieser Anteil geht bis 2020 im "Baseline"-Szenario auf ca. 47% zurück. Das wird durch verschiedene Faktoren verursacht. Zunächst kommt es in der Projektionsperiode zu einem hohen Verbrauchswachstum von Elektrizität. Das beeinflusst auch den Anteil von Ökostrom im engeren Sinn, der von 8,3% im Jahr 2010 auf 7,3% im Jahr 2020 absinkt. Auf den Anteil der erneuerbaren Energie insgesamt wirkt außerdem noch der hier unterstellte massive Rückgang der Wasserkrafterzeugung im Gefolge der Wasserrahmenrichtlinie.

Für die Stromerzeugung der Unternehmen mit Eigenanlagen sind die Entwicklung der Produktionswerte in den entsprechenden Industrien und des Industriestrompreises maßgebend. Je höher letzterer, umso stärker ist der Anreiz, die eigenen Anlagen zur Stromerzeugung zur Deckung des eigenen Bedarfes zu verwenden. Der Strompreis für die Industrie steigt bis 2020 kontinuierlich an und die Produktion der energieintensiven Industrien steigt teilweise sehr kräftig, sodass auch der Umwandlungseinsatz der Energieträger in diesen Industrien (Holzabfälle, Ablagen) relativ stark expandiert. Der Umwandlungseinsatz in der Wärmeerzeugung steigt ebenfalls aufgrund der Dynamik der Fernwärme stark an.

Insgesamt steigt der Umwandlungseinsatz für alle Transformationsprozesse kräftig an, mit 2,3% p.a. in der ersten Teilperiode bis 2010 stärker als in der zweiten (+1,9% p.a.). Dabei steht ein überdurchschnittliches Verbrauchswachstum von Gas in der Umwandlung einem starken Rückgang von Ölprodukten gegenüber. Das Wachstum im Einsatz von Abfällen und erneuerbarer Energie ist in der ersten Teilperiode überdurchschnittlich und schwächt sich dann aufgrund schon ausgeschöpfter Potentiale ab.

Der Bruttoinlandsverbrauch von Energie wächst in beiden Teilperioden in etwa gleich stark mit 1,2% p.a., wobei dieselben massiven Verschiebungen zwischen den Energieträgern auffallen wie bei den Teilaggregaten. Bei einem BIP-Wachstum von 2,2% p.a. im Prognosezeitraum ergibt sich bezogen auf den Bruttoinlandsverbrauch eine durchschnittliche jährliche

Steigerung der Energie-Effizienz von ca. 1%. Demgegenüber hat die Entwicklung von 1990 bis 2003 wie schon anhand des energetischen Endverbrauches gezeigt, keine Verbesserung der Energie-Effizienz ergeben (Bruttoinlandsverbrauch: +2,5% p.a., BIP: + 2,5% p.a.). Die Entwicklung der Produktionswerte des Energiesektors ergibt sich aus der Produktion von Elektrizität und Wärme in Österreich bei gegebener Verbrauchs- und Außenhandelsentwicklung (Übersicht 39). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es bis 2010 zu einer Reduktion im Netto-Importsaldo kommt und damit der Produktionswert der Elektrizitätswirtschaft stärker wächst als der Verbrauch. In der Periode bis 2020 steigt der Netto-Importsaldo stark an und die Annahmen zur Wasserrahmenrichtlinie dämpfen die Erzeugung, die daher wesentlich schwächer wächst als der Verbrauch.

Übersicht 30: Einspeisetarife für Ökostrom, 2005 - 2020

	2005	2010	2020
	Cent je kWh		
Einspeisetarife			
Windenergie	6,20	3,60	3,60
Photovoltaik	44,00	18,00	18,00
Biomasse	10,80	10,80	10,80
	Mio. Euro		
Förderungen für Ökostrom	160	370	510
	Cent je kWh		
Zuschlag zum Strompreis für Ökostrom	0,25	0,53	0,56

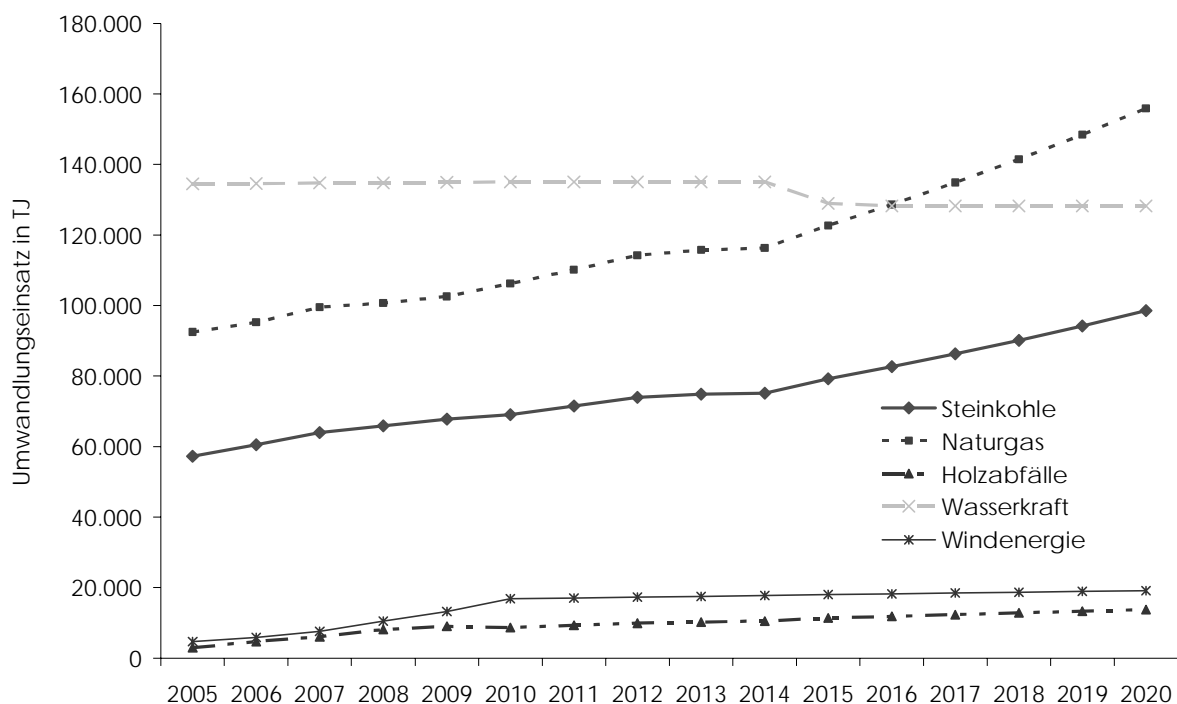
Übersicht 31: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Stromerzeugung, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Umwandlungseinsatz insgesamt	2,3	2,0
Steinkohle	3,8	3,5
Braunkohle	-62,4	
Heizöl	-5,0	-5,0
Natargas	3,6	3,9
Geothermie	9,1	1,9
Industrieabfälle	2,7	-4,0
Hausmüll	2,1	0,9
Holzabfälle	21,0	4,0
Deponiegas	2,9	-3,6
Klärgas	14,7	1,9
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	15,6	8,0
Wasserkraft	0,1	-0,5
Windenergie	34,0	3,7
Photovoltaik	10,5	1,7

Übersicht 32: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Stromerzeugung in TJ, 2003 - 2020

	2003	2005	2010	2015	2020
	TJ				
Umwandlungseinsatz insgesamt	310.160	314.993	353.934	376.435	430.201
Steinkohle	57.338	57.242	69.092	79.222	98.487
Braunkohle	14.180	5.040	0	0	0
Heizöl	12.701	11.462	8.869	6.863	5.310
Naturgas	81.882	92.469	106.222	122.701	155.857
Geothermie	11	14	27	31	34
Industrieabfälle	1.977	2.215	3.094	2.662	2.203
Hausmüll	3.978	3.914	5.314	5.861	6.220
Holzabfälle	2.163	2.918	8.700	11.378	13.802
Deponiegas	225	240	336	291	250
Klärgas	49	66	142	164	183
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	0	40	101	156	233
Wasserkraft	134.296	134.535	135.041	128.937	128.282
Windenergie	1.318	4.752	16.857	18.018	19.188
Photovoltaik	42	86	139	151	151

Abbildung 7: Umwandlungseinsatz, öffentliche Stromversorgung, 2005 - 2020



Übersicht 33: Umwandlungseinsatz, Unternehmen mit Eigenanlagen, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Umwandlungseinsatz insgesamt	3,1	2,0
Steinkohle	-23,6	
Braunkohle	3,1	2,8
Kokereigas	2,7	2,5
Gichtgas	4,3	3,2
Heizöl	-21,0	2,5
Naturgas	1,8	1,3
Industrieabfälle	7,8	1,2
Holzabfälle	7,1	1,8
Ablaugen	7,4	2,8
Deponiegas	1,1	1,1
Klärgas	1,1	1,1
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	6,4	0,9
Wasserkraft	1,5	1,4

Übersicht 34: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Wärmeerzeugung, 2005 - 2020

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Umwandlungseinsatz insgesamt	5,8	3,3
Gasöl für Heizzwecke		
Heizöl		
Naturgas	3,6	-0,4
Geothermie		
Hausmüll	2,6	0,8
Holzabfälle	8,7	4,4

Übersicht 35: Umwandlungseinsatz, insgesamt, 2005 - 2020, detaillierte Energieträger

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Umwandlungseinsatz insgesamt	2,3	1,9
Kokskohle	0,4	0,7
Steinkohle	3,4	3,4
Braunkohle	-26,7	2,8
Koks	3,1	2,2
Braunkohlen-Briketts		
Kokereigas	2,6	2,4
Gichtgas	4,3	3,2
Diesel		
Gasöl für Heizzwecke		
Heizöl	-7,3	-4,9
Flüssiggas		
Raffinerierestgas		
Naturgas	3,3	3,3
Geothermie	10,7	5,1
Industrieabfälle	3,6	-2,3
Hausmüll	1,9	0,9
Brennholz		
Holzabfälle	10,3	3,9
Deponiegas	1,4	-1,2
Klärgas	2,4	1,2
Ablaugen	7,4	2,8
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	8,7	3,9
Wasserkraft	0,1	-0,4
Windenergie	34,0	3,7
Photovoltaik	10,5	1,7

Übersicht 36: Umwandlungseinsatz, insgesamt, 2005 - 2020, Energieträger-Hauptgruppen

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Umwandlungseinsatz insgesamt	2,3	1,9
Kohle	1,0	2,3
Ölprodukte	-7,2	-4,9
Naturgas	3,3	3,3
Erneuerbare Energieträger	3,2	0,8

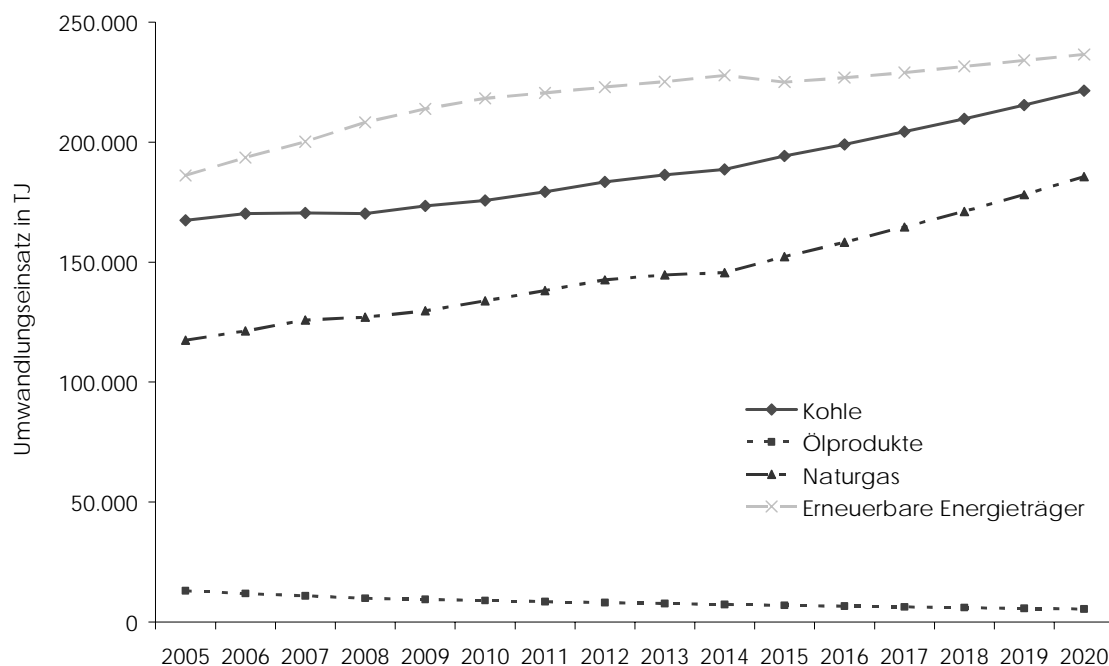
Übersicht 37: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt in TJ, 1990 – 2020, Energieträger-Hauptgruppen

	1990	2003	2005	2010	2015	2020
	TJ					
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	1.046.612	1.401.820	1.403.894	1.479.672	1.566.050	1.665.129
Kohle	171.261	165.510	163.444	169.242	181.663	204.194
Ölprodukte	436.599	599.522	584.043	579.932	583.725	586.753
Naturgas	219.239	319.491	335.811	365.458	398.702	444.801
Erneuerbare Energieträger	221.165	297.088	309.107	355.476	370.704	390.892
Elektrische Energie	-1.651	20.209	11.490	9.564	31.257	38.489

Übersicht 38: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt, 1990 - 2020, Energieträger-Hauptgruppen

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	2,5	1,1	1,2
Kohle	0,9	1,1	1,8
Ölprodukte	2,6	-0,3	0,1
Naturgas	3,5	2,1	2,0
Erneuerbare Energieträger	1,8	2,9	1,0

Abbildung 8: Umwandlungseinsatz, insgesamt, 2005 - 2020, Energieträger-Hauptgruppen



*Übersicht 39: Jährliches, durchschnittliches Wachstum der Produktion im Energiesektor (real),
Elektrizität und Wärme*

	2004 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Elektrizitätserzeugung	2,6	2,0
Wärmeerzeugung	2,2	2,7

5. Sensitivitätsanalysen zum "Baseline"-Szenario

Die Entwicklungspfade, die mit dem Energiemodell des WIFO für das "Baseline"-Szenario berechnet wurden, hängen wesentlich von den Annahmen über Eingangsgrößen ab. Besondere Bedeutung kommt dabei den Annahmen über die Energiepreise zu, die den Energieverbrauch insgesamt, v.a. aber die Verbrauchsentwicklung nach Energieträgern determinieren. Hier stellt der internationale Rohölpreis einen veritablen Unsicherheitsfaktor dar. Wie im Abschnitt 3 ausgeführt, hängt das zugrunde liegende Szenario eines im Wesentlichen stabilen Rohölpreises davon ab, ob sich fundamentale Ungleichgewichte am Weltölmarkt rasch korrigieren und die zuletzt eher steigende geopolitische Risikoprämie wieder fällt. Aufgrund der ausgeprägten Zyklen des Rohölpreises in der Vergangenheit wäre in einem derartigen Szenario auch ein massiver Rückgang der Preise möglich.

Für zwei Sensitivitätsanalysen bezüglich des Rohölpreises wurde nun angenommen, dass der Rohölpreis in einem alternativen Szenario ab 2005 in jedem Zeitpunkt um 50% höher liegt als im "Baseline" ("BRENT +50%") oder um 50% niedriger ist als im "Baseline" ("BRENT -50%"). Der Rohölpreis beträgt dann im Jahr 2010 statt (nominell) 43,3 US\$/bbl im ersten Szenario 64,9 US\$/bbl und im zweiten 21,6 US\$/bbl. Bis zum Jahr 2020 steigt der Rohölpreis in "BRENT +50%" auf (nominell) 79,1 US\$/bbl, im Niedrigpreis-Szenario auf 26,4 US\$/bbl (gegenüber 52,8 US\$/bbl im "Baseline").

Der erste direkte Effekt, der davon ausgeht, betrifft die Preise der einzelnen Energieträger. Dabei zeigt sich, dass in "BRENT +50%" der (Industrie-)Preis für Ölprodukte im Jahr 2020 um ca. 22% über jenem des "Baseline" liegt. Bei Kohle beträgt die Abweichung ca. 20%, bei Gas 12% und bei Elektrizität 1,3%. Im Niedrigpreis-Szenario betragen die Differenzen: Kohle: -38%, Ölprodukte: -41%, Gas: -27% und Elektrizität: -3%. Das bedeutet, dass der Kohlepreis fast gleich reagiert wie der Preis der Ölprodukte, während der Gaspreis sich nur in geringerem Ausmaß mit dem Brent-Preis mitbewegt. Am geringsten ist die Reaktion des Strompreises. Die unterschiedlichen Effekte auf die Energiepreise in Prozent ergeben sich daraus, dass die in der üblichen Prozentrechnung symmetrisch implementierten Veränderungsrate der beiden Szenarien (+50% und -50%) gemessen in Veränderungen des natürlichen Logarithmus, wie sie in den dynamischen Preisgleichungen des WIFO-Energiemodells verwendet werden, nicht symmetrisch sind. Der positive Preisschock beträgt in Veränderung des natürlichen Logarithmus bezogen auf den Rohölpreis im "Baseline"-Szenario ca. +41% und der negative Preisschock ca. -70%. Die in der Rechnungsart des Modells nicht symmetrischen Preiseffekte müssen dann weiters auch nicht symmetrische Verbrauchseffekte ergeben. Das Bild der Sensitivitätsanalyse ist davon geprägt, dass im Jahr 2005 ein Preisschock eintritt, der innerhalb von ca. 2 Jahren voll in Preisen und Mengen wirksam wird. Das bedeutet, dass der wesentliche Einfluss des Schocks in der ersten Teilperiode bis 2010 wirkt und danach der Schock lediglich aufrechterhalten wird. Der Rohölpreis ist dann zwar permanent höher als im "Baseline"-Szenario, die Dynamik ist jedoch dieselbe.

Da das Verkehrsmodell, mit dem die Verkehrsprognose 2025+ berechnet wird, noch nicht für eine abgestimmte Simulationsrechnung zur Verfügung stand, mussten im Verkehrsbereich Annahmen über Preiselastizitäten getroffen werden. In den letzten WIFO-Energieszenarien (*Kratena - Schleicher, 2001*), in denen der Verkehrsbereich vollständig im WIFO-Energiemodell abgebildet war, ergaben sich durchschnittliche Preiselastizitäten für Treibstoffe von ca. -0,2 bis -0,3. Hier wurde nun für den PKW-Verkehr die geringere Preiselastizität von -0,2 angenommen und für den Güterverkehr von -0,5. Letztere beruht auf einer im Rahmen einer WIFO-Studie (*Kratena - Puwein, 2002*) zur LKW-Maut durchgeführten Literaturrecherche. Hinter den Preiselastizitäten stehen komplexe Anpassungsreaktionen im Verkehr, wie sie in detaillierten Verkehrsmodellen (wie z.B. jenem, das für die Verkehrsprognose 2025+ verwendet wird) abgebildet werden. Die höhere Preiselastizität im Güterverkehr erklärt sich damit, dass es in diesem Bereich wesentlich stärker zu Verkehrsreduktion kommt und das Potential für Reduktionen im spezifischen Verbrauch der Fahrzeuge auch im "Baseline" – Szenario schon weitgehend ausgeschöpft ist. Das hängt mit der höheren Kosteneffizienz im Güterverkehr zusammen. Demgegenüber kann es im PKW-Verkehr mittelfristig zu massiven Veränderungen im Durchschnittsverbrauch der Flotte kommen, da dieser nicht nur technologisch und von Kostenüberlegungen, sondern auch vom Verhalten bestimmt wird. Die Preiselastizität für PKW- und Güterverkehr kann mithilfe der Gewichte der beiden Treibstoffe (Benzin, Diesel) in diesen Verkehrskategorien auf Preiselastizitäten für Benzin (-0,21) und für Diesel (-0,34) umgelegt werden, die dann direkt in das WIFO-Energiemodell einfließen.

Energetischer Endverbrauch ("BRENT +50%")

Im Szenario "BRENT +50%" kommt es im Vergleich zum "Baseline"-Szenario zu einem ca. 4% bis 5% geringeren energetischen Endverbrauch der Sachgütererzeugung insgesamt und nur zu einem geringfügigen Effekt auf den Endverbrauch in Dienstleistungen und Haushalten. Die sektoralen Effekte spiegeln teilweise die Preiselastizitäten für den Energieverbrauch insgesamt wider, wie sie in Übersicht A1 dargestellt sind. Stark überdurchschnittlich reagiert der Energieverbrauch im Bergbau, in Nahrungs- und Genussmittel/Tabak, im Fahrzeugbau und in der Bauwirtschaft. Keine Verbrauchseffekte zeigen sich in den Dienstleistungen und nur sehr geringe Reduktionen weisen der Haushaltssektor, Maschinenbau und Papier/Druck auf. Die Effekte sind jedoch nicht *nur* von den Preiselastizitäten abzulesen, die lediglich "ceteris paribus"-Effekte beschreiben. Im Modellzusammenhang kommt es zu wichtigen Wechselwirkungen. Wie oben beschrieben, beeinflusst der Rohölpreis die einzelnen Energieträger in unterschiedlichem Ausmaß und die Gewichte dieser Energieträger variieren stark zwischen den Sektoren. Das bedeutet, dass die Veränderung im Energiepreis (Preis des Bündels der Energieträger) in den einzelnen Sektoren stark unterschiedlich ist. Der energetische Endverbrauch insgesamt liegt um ca. 3% unter jenem des "Baseline"-Szenarios. Der Effekt tritt hauptsächlich in der ersten Teilperiode (2005 bis 2010) ein und wird dann lediglich aufrechterhalten. In dynamischer Betrachtung erhält man das Ergebnis, dass das durchschnittliche Wachstum des energetischen Endverbrauchs p.a. in der zweiten Teilperiode gleich ist wie im "Baseline"-Szenario

(+1,1%) und in der ersten Teilperiode auf 0,5% p.a. absinkt (gegenüber 1% im "Baseline"-Szenario). Das entspricht einem Anstieg im Wachstum der gesamten Energie-Effizienz um 0,5% p.a. in der ersten Teilperiode. Um permanent derartige Effekte auf die Dynamik der Energie-Effizienz zu erzielen, wären somit permanent derartige Preissteigerungen im Rohölpreis (jeweils 50% in 5 Jahren) notwendig.

Für die einzelnen Energieträger zeigt sich folgendes Bild:

Stark überdurchschnittlich ist der Rückgang des Kohleverbrauchs gegenüber dem "Baseline"-Szenario. Dabei geht der Verbrauch jener Kohleprodukte, die in der Stahlindustrie eingesetzt werden durchschnittlich zurück, da der Effekt auf den Energieverbrauch insgesamt in der Eisen- und Stahlerzeugung auch durchschnittlich ist. Massive Rückgänge im Kohleverbrauch ergeben sich aber in den Sektoren Steine/Erden (-13%) und Papier (-9%).

Der Effekt auf den Verbrauch von Ölprodukten für Heizung fällt unterdurchschnittlich aus, was v.a. mit dem geringen Energieverbrauchseffekt im Haushaltssektor zurückzuführen ist. Auffällig ist der relativ hohe Verbrauchseffekt auf Treibstoffe. Das ist eine direkte Folge der hier angenommenen Preiselastizitäten in diesem Bereich, die im Gegensatz zu den Preiselastizitäten in den anderen Bereichen nicht anhand von österreichischen Daten statistisch überprüft wurden. Da der Preiseffekt für Treibstoffe ebenso hoch ist wie für die anderen Ölprodukte (ca. + 20%), kommt es bei den verwendeten Elastizitäten zu Verbrauchseffekten bei Treibstoffen von fast 8% bis 2020. Die Effekte auf den Verbrauch von Naturgas und Elektrizität sind unter Bezugnahme auf die geringen Preiseffekte für diese beiden Energieträger stark überproportional. Das spiegelt die hohen Verbrauchseffekte in manchen Industriesektoren wider. Das Bild aus Übersicht 44, dass der Verbrauchseffekt auf Treibstoffe herausragt, ist daher zu relativieren. In einzelnen Industriesektoren erhält man für alle Energieträger sehr hohe Verbrauchseffekte, v.a. bei Gas und Elektrizität. Die relativ niedrigen Verbrauchseffekte auf Brennstoffe im Vergleich zu Treibstoffen sind eben darin begründet, dass die Effekte auf Brennstoffe einen Durchschnitt von relativ hohen Verbrauchseffekten in der Industrie und fast keinen Effekten im Dienstleistungs- und Haushaltssektor darstellen. Aufgrund der höheren fossilen Preise ist der Verbrauch von Fernwärme höher. Einen geringfügig positiven Effekt im Vergleich zum "Baseline"-Szenario erhält man auch für die erneuerbaren Energieträger, wobei v.a. jene, die flexibel in der Industrie selbst gesteigert werden können (Abfälle), reagieren.

Übersicht 40: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, Differenz zum BASELINE in % ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Sachgütererzeugung insgesamt	-4,1	-4,6	-4,9	-4,7
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	-4,5	-4,9	-4,8	-4,5
Chemie und Petrochemie	-1,2	-1,6	-1,9	-2,0
Steine und Erden, Glas	-5,1	-5,9	-6,7	-7,0
Fahrzeugbau	-7,2	-7,6	-6,9	-5,3
Maschinenbau	-1,3	-1,4	-1,1	-0,6
Bergbau	-17,9	-20,1	-22,3	-22,7
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-9,9	-11,2	-12,5	-12,9
Papier und Druck	-1,2	-1,3	-0,9	-0,5
Holzverarbeitung	-3,6	-4,2	-5,0	-5,3
Bauwesen	-11,0	-12,2	-13,4	-13,5
Textil und Bekleidung	-2,8	-3,3	-4,0	-4,4
Sonstige Sachgütererzeugung	-3,0	-3,7	-4,4	-4,4
Verkehr	-3,8	-4,4	-5,0	-5,1
Sonstige Sektoren insgesamt	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Öffentliche und Private Dienstleistungen	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Landwirtschaft	-4,4	-4,6	-4,7	-4,7

Übersicht 41: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, in TJ ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Sachgütererzeugung insgesamt	289.153	291.578	309.981	332.727
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	63.430	64.221	70.510	78.611
Chemie und Petrochemie	37.453	37.770	39.932	41.799
Steine und Erden, Glas	28.034	27.920	28.648	29.611
Fahrzeugbau	11.734	11.664	12.441	13.729
Maschinenbau	20.926	22.020	25.102	28.271
Bergbau	9.364	9.070	9.388	9.942
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	22.942	22.565	23.072	23.793
Papier und Druck	65.298	65.460	66.104	67.579
Holzverarbeitung	16.602	17.747	21.638	26.236
Bauwesen	48.728	49.727	53.950	57.673
Textil und Bekleidung	6.960	6.867	6.771	6.688
Sonstige Sachgütererzeugung	6.411	6.273	6.375	6.470
Verkehr	293.259	293.720	297.991	305.161
Sonstige Sektoren insgesamt	478.255	492.099	532.522	573.487
Öffentliche und Private Dienstleistungen	135.494	143.339	164.512	185.768
Private Haushalte	316.339	322.705	342.381	362.562
Landwirtschaft	26.422	26.055	25.630	25.156

Übersicht 42: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in % ("BRENT +50%"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	-2,7	-3,0	-3,3	-3,3
Steinkohle	-8,7	-10,4	-12,4	-13,1
Braunkohle	-8,6	-9,6	-10,7	-10,7
Brenntorf	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Koks	-0,7	-0,8	-0,9	-1,0
Braunkohlen-Briketts	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Kokereigas	-3,9	-4,3	-4,1	-3,8
Gichtgas	-3,9	-4,3	-4,1	-3,8
Benzin	-3,7	-4,2	-4,9	-5,0
Spezialbenzine	-2,9	-3,1	-2,9	-2,4
Flugbenzin	0,0	0,0	0,0	0,0
Flugpetroleum	0,0	0,0	0,0	0,0
Petroleum	-2,7	-3,1	-4,7	-69,5
Diesel	-6,9	-7,8	-8,9	-9,3
Gasöl für Heizzwecke	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Heizöl	-5,2	-5,9	-6,6	-7,0
Flüssiggas	-3,1	-3,4	-4,0	-4,7
Petrolkoks	-9,8	-11,4	-13,3	-14,0
Naturgas	-2,2	-2,5	-2,8	-2,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarenergie	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Industrieabfälle	9,2	9,6	9,6	9,1
Brennholz	0,2	0,2	0,2	0,2
Holzabfälle	0,4	0,4	0,3	0,2
Ablaugen	-1,0	-1,0	-0,7	-0,3
Sonstige biogene Brennstoffe	0,1	0,1	0,1	0,1
Biogas	-0,4	-0,3	-0,5	-0,6
Elektrische Energie	-2,0	-2,2	-2,1	-1,9
Fernwärme	1,5	1,6	1,8	1,9

Übersicht 43: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; in TJ ("BRENT +50%"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	1.148.696	1.165.820	1.231.809	1.305.417
Steinkohle	5.100	4.687	4.485	4.594
Braunkohle	1.451	1.460	1.518	1.636
Brenntorf	7	6	5	3
Koks	29.783	28.667	26.388	24.440
Braunkohlen-Briketts	1.013	904	685	426
Kokereigas	6.400	6.473	7.085	7.861
Gichtgas	19.060	19.277	21.101	23.411
Benzin	68.571	61.479	48.693	41.019
Spezialbenzine	450	445	447	453
Flugbenzin	85	85	85	85
Flugpetroleum	29.623	31.797	37.899	44.395
Petroleum	173	154	91	2
Diesel	234.118	238.615	250.397	259.335
Gasöl für Heizzwecke	81.686	81.012	79.175	75.835
Heizöl	31.722	30.717	28.772	26.938
Flüssiggas	7.167	6.900	6.025	4.940
Petrolkoks	2.165	2.030	1.856	1.729
Naturgas	205.578	209.125	221.688	232.701
Geothermie	341	341	341	341
Solarenergie	3.332	3.376	3.516	3.661
Industrieabfälle	9.700	10.517	11.923	13.199
Brennholz	73.144	74.421	78.244	82.177
Holzabfälle	18.666	19.376	21.119	22.885
Ablaugen	15.176	15.469	16.093	16.912
Sonstige biogene Brennstoffe	13.892	14.355	15.244	15.922
Biogas	402	425	466	503
Elektrische Energie	229.404	239.540	274.937	316.650
Fernwärme	60.490	64.170	73.532	83.365

Übersicht 44: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in % Energieträger-Hauptgruppen ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	-2,7	-3,0	-3,3	-3,3
Kohle	-2,9	-3,3	-3,6	-3,7
Öl Brennstoffe	-2,1	-2,3	-2,5	-2,6
Öl Treibstoffe	-5,7	-6,5	-7,4	-7,7
Naturgas	-2,2	-2,5	-2,8	-2,9
Erneuerbare Energieträger	0,7	0,7	0,8	0,8
Elektrische Energie	-2,0	-2,2	-2,1	-1,9
Fernwärme	1,5	1,6	1,8	1,9

Umwandlungseinsatz ("BRENT +50%")

Auf den Umwandlungseinsatz wirken zwei gegensätzliche Ergebnisse des Endverbrauches, nämlich der geringere Strom- und der höheren Fernwärmeverbrauch. Das geringere Wachstum des Stromverbrauches bewirkt bei gleichem Außenhandelsaldo und gleicher Erzeugung aus Wasserkraft eine Absenkung des Einsatzes in der kalorischen Erzeugung, v.a. bei Kohle und Gas. Der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik reagiert nicht auf die höheren fossilen Preise, da angenommen wurde, dass es im "Baseline"-Szenario bereits zu einer weitgehenden Ausschöpfung des Potentials dieser Energieträger bei weiterhin aufrechten Einspeisetarifen kommt. Dabei wurde berücksichtigt, dass der Eingriff der Einspeisetarife in den relativen Preis (kalorisch zu erneuerbar) quantitativ wesentlich bedeutsamer ist, als der Anstieg im Preis der kalorischen Stromerzeugung aufgrund des Rohölpreisschocks. Innerhalb der kalorischen Stromerzeugung ergibt sich ein Substitutionseffekt zwischen fossiler Energie und Biomasse. Insgesamt jedoch kommt es aufgrund der Behandlung der Biomasse im WIFO-Energiemodell für Biomasse in der öffentlichen Stromerzeugung zu einer Dominanz des Mengeneffektes (bei der kalorischen Stromerzeugung) über den Substitutionseffekt (innerhalb der kalorischen Stromerzeugung). Das ist direkte Folge der Annahme, dass die Biomasse als ein Energieträger innerhalb der kalorischen Erzeugung dann zum Einsatz kommt, wenn kalorische Erzeugung benötigt wird.

Sinnvoll im Zusammenhang mit dem System der Ökostromförderung ist diese Annahme insoweit, als es sich bei den betreffenden Anlagen um KWK-Kraftwerke oder solche mit Zufeuerung von Biomasse handelt. Werden die Biomasse-Kraftwerke jedoch wie die Anlagen zur Wind- und PV-Erzeugung zur vollen Ausschöpfung der Einspeisetarife auf Vollast betrieben, dann wäre wie für Windenergie und PV kein Verbrauchseffekt zu erwarten. Der Einsatz von Holzabfällen und anderer Biomasse wächst auch langsamer als im "Baseline", wenngleich die Abschwächung der Dynamik weniger ausgeprägt ist als bei den beiden zentralen Inputs in der kalorischen Erzeugung (Kohle und Gas). Ein weiterer Nachteil des WIFO-Energiemodells in der aktuellen Version besteht auch darin, dass Biomasse und Abfälle in der öffentlichen Stromerzeugung gemeinsam behandelt werden und daher für beide ein Verbrauchseffekt eintritt. Sinnvollerweise wäre dieser für Hausmüll, Klärgas und Deponiegas auszuschließen, da diese Energieträger entsprechend ihrer Verfügbarkeit eingesetzt werden. Eine Alternative zu dem hier ausgewiesenen negativen Verbrauchseffekt für Biomasse bestünde somit darin, dass dieser wie bei Wind und PV Null betrüge.

Der in Übersicht 45 ausgewiesene Rückgang der Biomasse in der öffentlichen Stromerzeugung betrifft die gesamte Inputmenge. Für den Anteil der erneuerbaren Energie an der öffentlichen Stromerzeugung erhält man aber aufgrund des Rückganges im Stromverbrauch gegenüber dem "Baseline"-Szenario einen Anstieg. Der Anteil von Ökostrom aus der öffentlichen Versorgung (in einer weiteren Definition inkl. Hausmüll, Deponiegas und Klärgas) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt im Szenario "BRENT +50%" im Jahr 2010 8,4% (im "Baseline": 8,3%); der gesamte Anteil des Stroms aus erneuerbarer Energie (mit Wasserkraft) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt 2010 64% (im "Baseline": 63%).

Der Gesamteffekt auf den Umwandlungseinsatz ist mit ca. -1,5% in etwa halb so hoch wie jener auf den energetischen Endverbrauch. Darin kommt eben zum Ausdruck, dass durch den höheren Fernwärmeverbrauch in der Endenergie mehr Umwandlungsinput benötigt wird.

Der Bruttoinlandsverbrauch liegt in diesem Szenario um ca. 2,5% unter jenem des "Baseline"-Szenarios. Die im energetischen Endverbrauch sichtbaren Muster der Verbrauchseffekte auf die einzelnen Energieträger setzen sich auch im Bruttoinlandsverbrauch fort. Insgesamt ergibt sich, dass ein um 50% höherer Rohölpreis, der zu ca. 20% höheren Kohle- und Ölproduktpreisen und ca. 12% höheren Gaspreisen führt, mittelfristig eine Reduktion im energetischen Endverbrauch und im Bruttoinlandsverbrauch um ca. 3% nach sich zieht.

Übersicht 45: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Stromerzeugung; Differenz zum BASELINE in % ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	-2,3	-2,5	-2,6	-2,4
Steinkohle	-4,3	-4,8	-4,6	-3,8
Braunkohle				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Naturgas	-4,4	-4,8	-4,6	-3,9
Biomasse, Abfälle	-2,6	-2,7	-2,3	-1,1
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 46: Umwandlungseinsatz, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, detaillierte Energieträger ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	-1,4	-1,6	-1,6	-1,5
Kokskohle	-1,5	-1,7	-1,7	-1,6
Steinkohle	-4,2	-4,8	-4,6	-3,8
Braunkohle	0,1	0,2	0,2	0,2
Koks	-2,5	-2,8	-2,6	-2,3
Braunkohlen-Briketts				
Kokereigas	0,2	0,2	0,3	0,3
Gichtgas	0,2	0,2	0,3	0,3
Diesel				
Gasöl für Heizzwecke				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Flüssiggas				
Raffinerierestgas				
Naturgas	-3,1	-3,4	-3,4	-3,1
Geothermie	6,5	6,7	6,2	6,0
Industrieabfälle	-1,9	-1,9	-1,5	-0,7
Hausmüll	-0,1	-0,1	0,0	0,7
Brennholz				
Holzabfälle	3,3	3,5	3,2	3,5
Deponiegas	-1,4	-1,4	-1,0	-0,4
Klärgas	-0,4	-0,4	-0,4	-0,2
Ablaugen	0,1	0,2	0,2	0,2
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	-0,8	-0,9	-1,0	-0,6
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 47: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt in TJ ("BRENT +50%"), Energieträger-Hauptgruppen

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	1.415.500	1.439.544	1.519.794	1.616.441
Kohle	161.418	163.722	175.607	197.946
Ölprodukte	556.131	552.985	552.423	553.589
Naturgas	345.335	355.582	387.174	432.293
Erneuerbare Energieträger	343.956	357.691	373.333	394.124
Elektrische Energie	8.660	9.564	31.257	38.489

Übersicht 48: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, Energieträger-Hauptgruppen ("BRENT +50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	-2,4	-2,7	-3,0	-2,9
Kohle	-2,9	-3,3	-3,3	-3,1
Ölprodukte	-4,1	-4,6	-5,4	-5,7
Naturgas	-2,4	-2,7	-2,9	-2,8
Erneuerbare Energieträger	0,6	0,6	0,7	0,8

Energetischer Endverbrauch ("BRENT -50%")

Im Szenario "BRENT -50%" zeigen sich im Wesentlichen die entsprechenden symmetrischen Effekte auf den energetischen Endverbrauch. Dabei sind die Effekte aufgrund der oben beschriebenen nicht symmetrischen Preiseffekte (+41% und -70%) entsprechend höher. Unter Berücksichtigung der höheren Preiseffekte in diesem Szenario sind die Verbrauchseffekte jedoch nicht proportional höher; der energetische Endverbrauch steigt nur um 5,1% in Relation zu 3,3% im Szenario "BRENT +50%" und nicht um 5,6% (was aufgrund von 70%/41% proportional wäre). In diesem Unterschied von 0,5 Prozentpunkten kommen "Sperrklinken"-Effekte zum Ausdruck, da die Technologien gemeinsam mit den Preisen den Verbrauch determinieren. Ein Preisrückgang führt dann nicht zu technologischem Rückschritt sondern lediglich zu Verhaltenseffekten bei gegebener Technologie. Die sektoralen Verbrauchseffekte und die Verbrauchseffekte nach Energieträgern sind ähnlich wie im anderen Brent-Szenario. Erneuerbare Energieträger und Abfälle liegen im Allgemeinen unter jenen des "Baseline"-Szenarios (eine Ausnahme bilden nur die Ablaugen und das Biogas, die als komplementäre Inputs zur fossilen Energie behandelt werden). Symmetrisch zum Szenario "BRENT +50%" ist auch der Verbrauchsrückgang von Fernwärme.

Übersicht 49: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, Differenz zum BASELINE in % ("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Sachgütererzeugung insgesamt	7,0	7,8	8,1	7,8
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	7,0	7,6	7,2	6,6
Chemie und Petrochemie	1,8	2,3	2,7	2,9
Steine und Erden, Glas	8,5	9,7	11,1	11,6
Fahrzeugbau	12,4	12,9	10,4	6,1
Maschinenbau	1,8	1,8	1,1	0,2
Bergbau	35,5	40,7	46,1	47,1
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	17,7	20,1	22,6	23,3
Papier und Druck	1,8	1,8	1,2	0,4
Holzverarbeitung	5,7	6,6	7,7	8,2
Bauwesen	21,3	23,9	26,1	26,0
Textil und Bekleidung	4,4	5,0	6,1	6,7
Sonstige Sachgütererzeugung	4,6	5,6	6,6	6,6
Verkehr	4,9	5,5	6,1	6,3
Sonstige Sektoren insgesamt	0,7	0,7	0,7	0,7
Öffentliche und Private Dienstleistungen	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	0,4	0,4	0,4	0,4
Landwirtschaft	8,5	8,9	9,1	9,1

Übersicht 50: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, in TJ ("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Sachgütererzeugung insgesamt	322.843	329.602	352.333	376.392
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	71.062	72.717	79.416	87.688
Chemie und Petrochemie	38.616	39.240	41.783	43.869
Steine und Erden, Glas	32.040	32.549	34.129	35.543
Fahrzeugbau	14.216	14.250	14.754	15.378
Maschinenbau	21.578	22.727	25.651	28.505
Bergbau	15.453	15.984	17.656	18.908
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	29.986	30.527	32.352	33.671
Papier und Druck	67.299	67.518	67.482	68.162
Holzverarbeitung	18.214	19.754	24.527	29.993
Bauwesen	66.427	70.186	78.546	84.075
Textil und Bekleidung	7.471	7.458	7.480	7.462
Sonstige Sachgütererzeugung	6.908	6.879	7.104	7.213
Verkehr	319.759	323.933	332.805	341.798
Sonstige Sektoren insgesamt	483.741	497.869	538.520	579.517
Öffentliche und Private Dienstleistungen	135.494	143.339	164.512	185.768
Private Haushalte	318.250	324.792	344.665	364.954
Landwirtschaft	29.997	29.738	29.344	28.795

Übersicht 51: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in % ("BRENT -50%"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	4,3	4,8	5,2	5,1
Steinkohle	15,3	18,6	22,2	23,4
Braunkohle	14,9	16,8	18,5	18,5
Brenntorf	0,4	0,4	0,4	0,4
Koks	1,0	1,1	1,2	1,3
Braunkohlen-Briketts	0,4	0,4	0,4	0,4
Kokereigas	5,6	6,1	5,5	4,9
Gichtgas	5,6	6,1	5,5	4,9
Benzin	5,4	6,1	6,8	6,8
Spezialbenzine	5,2	5,4	4,7	3,3
Flugbenzin	0,0	0,0	0,0	0,0
Flugpetroleum	0,0	0,0	0,0	0,0
Petroleum	4,9	5,6	8,5	131,3
Diesel	11,4	12,7	14,2	14,7
Gasöl für Heizzwecke	0,8	0,8	0,8	0,8
Heizöl	9,7	11,0	12,4	13,2
Flüssiggas	5,6	6,3	7,5	8,8
Petrolkoks	17,2	20,0	23,4	24,9
Naturgas	3,8	4,2	4,7	4,8
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarenergie	0,1	0,2	0,2	0,2
Industrieabfälle	-16,6	-17,6	-18,0	-17,1
Brennholz	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4
Holzabfälle	-0,8	-0,8	-0,6	-0,5
Ablaugen	1,5	1,4	0,8	0,1
Sonstige biogene Brennstoffe	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Biogas	0,5	0,4	0,5	0,7
Elektrische Energie	2,7	3,0	2,8	2,5
Fernwärme	-2,3	-2,5	-2,8	-2,8

Übersicht 52: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, in TJ ("BRENT -50%"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	1.232.071	1.260.285	1.339.569	1.418.151
Steinkohle	6.435	6.201	6.258	6.525
Braunkohle	1.823	1.886	2.014	2.172
Brenntorf	7	6	5	3
Koks	30.288	29.230	26.954	24.993
Braunkohlen-Briketts	1.019	909	690	429
Kokereigas	7.030	7.180	7.801	8.566
Gichtgas	20.938	21.383	23.233	25.513
Benzin	75.070	68.091	54.641	46.122
Spezialbenzine	488	484	481	479
Flugbenzin	85	85	85	85
Flugpetroleum	29.623	31.797	37.899	44.395
Petroleum	186	167	104	12
Diesel	280.288	291.796	313.991	328.046
Gasöl für Heizzwecke	82.682	82.058	80.207	76.773
Heizöl	36.716	36.207	34.614	32.796
Flüssiggas	7.807	7.593	6.751	5.641
Petrolkoks	2.814	2.750	2.641	2.512
Naturgas	218.149	223.478	238.754	250.995
Geothermie	341	341	341	341
Solarenergie	3.340	3.385	3.526	3.672
Industrieabfälle	7.409	7.913	8.914	10.028
Brennholz	72.618	73.901	77.761	81.740
Holzabfälle	18.449	19.159	20.924	22.713
Ablaugen	15.551	15.847	16.338	16.976
Sonstige biogene Brennstoffe	13.847	14.307	15.184	15.848
Biogas	405	428	470	510
Elektrische Energie	240.410	252.160	288.762	330.735
Fernwärme	58.252	61.539	70.224	79.533

Übersicht 53: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, Energieträger-Hauptgruppen ("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	4,3	4,8	5,2	5,1
Kohle	4,5	5,1	5,4	5,4
Öl Brennstoffe	3,7	4,2	4,6	4,8
Öl Treibstoffe	9,2	10,4	11,7	12,1
Naturgas	3,8	4,2	4,7	4,8
Erneuerbare Energieträger	-1,3	-1,5	-1,6	-1,6
Elektrische Energie	2,7	3,0	2,8	2,5
Fernwärme	-2,3	-2,5	-2,8	-2,8

Umwandlungseinsatz ("BRENT -50%")

Die Effekte im Umwandlungseinsatz sind ebenfalls symmetrisch zu jenen im Szenario "BRENT +50%": der höhere Stromverbrauch stimuliert den Umwandlungseinsatz und der niedrigere Fernwärmeverbrauch dämpft ihn. Wiederum ist angenommen worden, dass der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik nicht auf die höheren fossilen Preise reagiert. Der Verbrauchseffekt von Biomasse in der öffentlichen Stromerzeugung zeigt ebenfalls wieder die Dominanz des Mengeneffektes über den Substitutionseffekt. Dafür gelten wiederum die Einschränkungen bezüglich des hier verwendeten Modells, die schon oben ausgeführt wurden. Der Gesamteffekt auf den Umwandlungseinsatz ist mit ca. +2% weniger als halb so hoch wie jener auf den energetischen Endverbrauch.

Der Bruttoinlandsverbrauch liegt in diesem Szenario um ca. 4,5% über jenem des "Baseline"-Szenarios. Insgesamt ergibt sich, dass ein um 50% höherer Rohölpreis, der zu ca. 40% niedrigeren Kohle und Ölproduktpreisen und ca. 27% höheren Gaspreisen führt, mittelfristig eine Reduktion im energetischen Endverbrauch und im Bruttoinlandsverbrauch um ca. 4% bis 5% nach sich zieht.

Übersicht 54: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Stromerzeugung; Differenz zum BASELINE in % ("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	3,1	3,4	3,5	3,1
Steinkohle	5,5	6,1	5,7	4,5
Braunkohle				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Naturgas	6,3	6,9	6,6	5,6
Biomasse, Abfälle	2,9	3,0	2,3	0,6
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 55: Umwandlungseinsatz, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, detaillierte Energieträger ("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	1,9	2,1	2,1	1,8
Kokskohle	2,2	2,4	2,3	2,1
Steinkohle	5,4	6,1	5,7	4,5
Braunkohle	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Koks	3,7	3,9	3,4	3,0
Braunkohlen-Briketts				
Kokereigas	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4
Gichtgas	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4
Diesel				
Gasöl für Heizzwecke				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Flüssiggas				
Raffinerierestgas				
Naturgas	4,5	4,9	4,9	4,3
Geothermie	-9,6	-9,9	-9,0	-8,7
Industrieabfälle	2,2	2,1	1,5	0,4
Hausmüll	-0,5	-0,6	-0,7	-1,8
Brennholz				
Holzabfälle	-5,1	-5,3	-5,0	-5,2
Deponiegas	1,6	1,5	1,0	0,3
Klärgas	0,5	0,5	0,4	0,1
Ablaugen	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	0,9	1,0	1,0	0,3
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 56: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt, in TJ ("BRENT -50%"), Energieträger-Hauptgruppen

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	1.506.263	1.542.768	1.637.829	1.739.920
Kohle	172.772	176.839	189.740	212.230
Ölprodukte	618.785	623.823	634.017	639.667
Naturgas	367.557	381.003	416.781	464.258
Erneuerbare Energieträger	338.489	351.539	366.034	385.277
Elektrische Energie	8.660	9.564	31.257	38.489

Übersicht 57: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, Energieträger-Hauptgruppen("BRENT -50%")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	3,8	4,3	4,6	4,5
Kohle	4,0	4,5	4,4	3,9
Ölprodukte	6,7	7,6	8,6	9,0
Naturgas	3,8	4,3	4,5	4,4
Erneuerbare Energieträger	-1,0	-1,1	-1,3	-1,4

6. Ein "Energie-Effizienz"-Szenario

Die Ergebnisse zum "Baseline"-Szenario haben gezeigt, dass die künftige Entwicklung der Energieintensität eine zentrale Variable im Energiesystem darstellt. Das ergibt sich insbesondere auch im Vergleich dieser Ergebnisse mit der Entwicklung in der Periode 1990 bis 2003, in der überhaupt keine gesamtwirtschaftliche Steigerung (gemessen am Endverbrauch und am Bruttoinlandsverbrauch) der Energie-Effizienz Platz gegriffen hat. Zwischen 1990 und 2003 standen geringe Zuwächse der Effizienz in der Industrie von ca. 0,3% p.a. einem Anstieg der Energieintensität (= Rückgang der Effizienz) im Haushalts- und Dienstleistungssektor gegenüber. Die Ergebnisse des "Baseline"-Szenarios erbrachten demgegenüber eine Verbesserung der Effizienz in der Industrie und eine Abschwächung der Dynamik zu höherer Energieintensität in den anderen Sektoren. Für die Industrie (Sachgütererzeugung) sind im "Baseline"-Szenario eine Reihe von energie- und umweltpolitischen Eingriffen in Kraft (Emissionshandel, Energiebesteuerung, Strompreiszuschläge) und das Tempo der Effizienzsteigerung beträgt ca. 2% p.a.. Eine Fortsetzung von Trends sinkender Energieintensität zeigt sich im "Baseline" auch im Verkehr, wobei sich dieser Trend im Güterverkehr etwas abschwächt. Im PKW-Verkehr ist zu berücksichtigen, dass eine Fortsetzung des Trends der Vergangenheit nicht die volle Ausschöpfung des Potentials zur Effizienzverbesserung enthält, sondern implizit auch einen Trend im Anstieg des durchschnittlichen Hubraumes der Fahrzeuge und des Durchschnittsverbrauchs der PKW-Flotte. Im Bereich der Dienstleistungen und Haushalte kommt es im "Baseline"-Szenario überhaupt nicht zu einer Erhöhung der Energie-Effizienz, sondern es schwächen sich lediglich Trends einer steigenden Energieintensität in Zukunft ab. In den Dienstleistungen wächst der Energieverbrauch proportional zum Produktionswert und im Haushaltssektor steigt der Verbrauch pro Wohneinheit um 0,6% p.a. weiter an.

Aus all diesen Ergebnissen zum "Baseline"-Szenario lässt sich ableiten, dass v.a. im Haushalts- und Dienstleistungssektor und beim PKW-Verkehr ein Potential zur Effizienzverbesserung besteht. Das hier vorgelegte "Energie-Effizienz"-Szenario konzentriert sich daher auf diese drei Bereiche des Energieverbrauches und orientiert sich bei der Implementierung am Szenario "energy efficiency and renewables" der DG TREN (*EU-Kommission, 2004*). Dieses Szenario der DG TREN führt im Ergebnis für die EU-15 zu einer Beschleunigung der gesamtwirtschaftlichen Effizienzsteigerung um 0,5% p.a., wobei in allen Sektoren (auch in der Industrie) eingegriffen wurde. Außerdem wurde eine Steigerung des Einsatzes erneuerbarer Energie implementiert, wovon hier ebenfalls abgesehen wurde. Im "Baseline"-Szenario ergibt sich durch die weitere Ökostromförderung bei konstantem Zuschlag zum Strompreis ein weiterer Anstieg der erneuerbaren Energie, der insbesondere bis 2010 sehr forciert erfolgt und z.B. bei Windenergie bereits eine hohe Ausschöpfung des gesamten Potentials beinhaltet.

Der wesentliche Modellinput für dieses Szenario lässt sich folgendermaßen zusammenfassen: Wenn im Ergebnis eine Beschleunigung der gesamtwirtschaftlichen Energie-Effizienz um 0,5 Prozentpunkte pro Jahr erreicht werden soll und (i) in der Industrie kein Potential mehr besteht und (ii) im PKW-Verkehr bis 2020 eine Absenkung um 10% gegenüber dem "Baseline" erreicht

wird (analog zum "energy efficiency and renewables" – Szenario der DG TREN), dann muss im Dienstleistungs- und Haushaltssektor zusammen der energetische Endverbrauch im Jahr 2020 um 15% unter jenem des "Baseline"-Szenarios liegen. Davon ausgehend wurden die entsprechenden Effizienzsteigerungen in diesen beiden Sektoren dergestalt implementiert, dass (wiederum in Analogie zum "energy efficiency and renewables" – Szenario der DG TREN) ein ungefähr eineinhalb so hoher Effekt im Dienstleistungssektor wie im Haushaltssektor wirksam wird. Die Begründung dafür liegt in der höheren Kosteneffizienz und im höheren Kostenbewusstsein beim Energieverbrauch im Dienstleistungssektor gegenüber dem vom Verhalten gesteuerten Haushaltsbereich.

Übersicht 58: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, Differenz zum BASELINE in % ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Sachgütererzeugung insgesamt	0,0	0,0	0,1	0,1
Verkehr	-0,1	-1,2	-3,2	-4,3
Sonstige Sektoren insgesamt	-2,8	-4,8	-10,0	-14,4
Öffentliche und Private Dienstleistungen	-5,0	-8,0	-14,9	-20,0
Private Haushalte	-2,2	-3,7	-8,4	-12,6
Landwirtschaft	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 59: Energetischer Endverbrauch, nach Sektoren, in TJ ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Sachgütererzeugung insgesamt	301.732	305.802	326.060	349.479
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	66.399	67.560	74.090	82.317
Chemie und Petrochemie	37.925	38.370	40.708	42.675
Steine und Erden, Glas	29.549	29.671	30.741	31.880
Fahrzeugbau	12.644	12.624	13.364	14.493
Maschinenbau	21.204	22.331	25.380	28.446
Bergbau	11.413	11.362	12.100	12.873
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	25.484	25.423	26.417	27.355
Papier und Druck	66.112	66.312	66.733	67.908
Holzverarbeitung	17.233	18.535	22.799	27.754
Bauwesen	54.767	56.661	62.303	66.707
Textil und Bekleidung	7.161	7.100	7.054	6.998
Sonstige Sachgütererzeugung	6.608	6.514	6.675	6.780
Verkehr	304.676	303.359	303.630	307.868
Sonstige Sektoren insgesamt	466.634	470.642	481.452	492.705
Öffentliche und Private Dienstleistungen	128.749	131.865	139.990	148.615
Private Haushalte	310.245	311.474	314.573	317.701
Landwirtschaft	27.641	27.303	26.890	26.389

Übersicht 60: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %
("EFFIZIENZSZENARIO"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	-1,2	-2,3	-4,9	-7,1
Steinkohle	-0,4	-0,6	-1,1	-1,0
Braunkohle	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4
Brenntorf	-2,2	-3,7	-8,4	-12,6
Koks	-0,2	-0,4	-0,7	-0,7
Braunkohlen-Briketts	-2,1	-3,7	-8,4	-12,6
Kokereigas	0,0	0,0	0,1	0,1
Gichtgas	0,0	0,0	0,1	0,1
Benzin	0,4	0,4	-2,0	-8,9
Spezialbenzine	0,0	0,0	0,0	0,0
Flugbenzin	0,0	0,0	0,0	0,0
Flugpetroleum	0,0	0,0	0,0	0,0
Petroleum	-5,2	-8,3	-15,4	-20,6
Diesel	-0,3	-1,7	-3,4	-3,5
Gasöl für Heizzwecke	-2,4	-4,0	-8,6	-12,6
Heizöl	-1,1	-1,8	-3,3	-3,7
Flüssiggas	-2,1	-3,3	-5,8	-5,9
Petrolkoks	0,0	0,0	0,1	0,2
Naturgas	-1,1	-1,9	-3,7	-5,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarenergie	-1,7	-3,0	-6,8	-10,3
Industrieabfälle	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Brennholz	-2,0	-3,4	-7,6	-11,5
Holzabfälle	-0,5	-0,8	-1,8	-2,6
Ablaugen	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige biogene Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogas	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrische Energie	-2,1	-3,6	-7,7	-11,4
Fernwärme	-3,1	-5,1	-10,3	-14,5

Übersicht 61: Energetischer Endverbrauch, insgesamt, in TJ ("EFFIZIENZSZENARIO"), detaillierte Energieträger

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	1.167.111	1.175.161	1.210.811	1.253.127
Steinkohle	5.562	5.197	5.066	5.237
Braunkohle	1.584	1.610	1.691	1.825
Brenntorf	7	6	4	3
Koks	29.923	28.796	26.455	24.520
Braunkohlen-Briketts	994	872	630	373
Kokereigas	6.658	6.767	7.397	8.178
Gichtgas	19.830	20.154	22.029	24.355
Benzin	71.466	64.452	50.154	39.356
Spezialbenzine	463	459	460	464
Flugbenzin	85	85	85	85
Flugpetroleum	29.623	31.797	37.899	44.395
Petroleum	168	145	81	4
Diesel	250.857	254.462	265.451	275.920
Gasöl für Heizzwecke	80.111	78.133	72.703	66.611
Heizöl	33.096	32.036	29.781	27.897
Flüssiggas	7.239	6.907	5.915	4.879
Petrolkoks	2.403	2.293	2.143	2.015
Naturgas	207.896	210.466	219.549	227.269
Geothermie	341	341	341	341
Solarenergie	3.278	3.279	3.282	3.289
Industrieabfälle	8.882	9.596	10.862	12.086
Brennholz	71.539	71.738	72.147	72.626
Holzabfälle	18.504	19.146	20.681	22.236
Ablaugen	15.330	15.627	16.208	16.959
Sonstige biogene Brennstoffe	13.879	14.341	15.226	15.899
Biogas	403	427	468	506
Elektrische Energie	229.233	236.139	259.312	285.807
Fernwärme	57.757	59.889	64.789	69.992

Übersicht 62: Energetischer Endverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, Energieträger-Hauptgruppen ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Energetischer Endverbrauch insgesamt	-1,2	-2,3	-4,9	-7,1
Kohle	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4
Öl Brennstoffe	-2,0	-3,3	-6,9	-9,7
Öl Treibstoffe	-0,1	-1,2	-2,9	-3,7
Naturgas	-1,1	-1,9	-3,7	-5,1
Erneuerbare Energieträger	-1,2	-2,0	-4,5	-6,7
Elektrische Energie	-2,1	-3,6	-7,7	-11,4
Fernwärme	-3,1	-5,1	-10,3	-14,5

Energetischer Endverbrauch ("Energie-Effizienz-Szenario")

Für den PKW-Verkehr wird aufgrund einer Abnahme im durchschnittlichen Flottenverbrauch ein im Jahr 2020 um 10% niedrigerer Energieverbrauch (bei gleicher Verkehrsleistung) angenommen. Das bewirkt im Verkehrssektor insgesamt (der auch den gewerblichen Verkehr, Flugverkehr, etc. enthält) eine Abnahme des Energieverbrauches gegenüber dem "Baseline"-Szenario um 4,3%. Die Abnahme im Flottenverbrauch kann z.B. durch die Umsetzung freiwilliger Vereinbarungen erfolgen (EU-Kommission, 2004). Der energetische Endverbrauch der Dienstleistungen liegt im Jahr 2020 um 20% unter jenem des "Baseline"-Szenarios, jener der Haushalte um 12,6%. Die Effizienzsteigerung wird (analog zum "energy efficiency and renewables"-Szenario der DG TREN) durch die Implementierung der europäischen Aktionspläne zur Steigerung der Energie-Effizienz erreicht. Das beinhaltet die EU-Gebäuderichtlinie, ökologische Auszeichnung von Elektrogeräten, die Anwendung neuer Klimatisierungssysteme auf Erdwärme-Basis, etc. Durch geringe Rückwirkungen auf den Strompreis und numerische Ungenauigkeiten im Modell kommt es auch in der Industrie zu geringfügigen Verbrauchseffekten, die jedoch nicht von Bedeutung sind. In dynamischer Sicht (Übersicht 67) reduzieren die Änderungen in der Energie-Effizienz das Wachstum des Energieverbrauches in den sonstigen Sektoren von ca. 1,5 p.a. auf ca. 0,6% p.a., also beinahe um einen Prozentpunkt.

Der Verbrauchseffekt im Haushaltsbereich wirkt hauptsächlich auf die Raumwärme und die dort eingesetzten Energieträger, was sich auch bei der Betrachtung der Verbrauchseffekte in Übersicht 60 zeigt. Hier sind v.a. Kohle und Gasöl für Heizzwecke betroffen, aber auch erneuerbare Energieträger und Fernwärme. Im Dienstleistungsbereich geht der Anteil von Raumwärme am gesamten Verbrauch bis 2020 massiv zugunsten des Anteils von Beleuchtung/EDV zurück, sodass vom Verbrauchseffekt in den Dienstleistungen v.a. Elektrizität betroffen ist. Der gesamte Rückgang im energetischen Endverbrauch von 7% gegenüber dem "Baseline"-Szenario betrifft somit am stärksten die Brennstoffe (Ölprodukte), elektrische Energie und Fernwärme. In dynamischer Sicht (Übersicht 68) reduziert sich das Wachstum des energetischen Endverbrauches (ab 2006) genau um jene 0,5 Prozentpunkte, die erreicht werden sollten und beträgt im Schnitt nur noch 0,6% pro Jahr. Das Wachstum des Stromverbrauches beträgt in diesem Szenario nur noch ca. 1,8% p.a. statt über 2,5% p.a. im "Baseline"-Szenario.

Umwandlungseinsatz ("Energie-Effizienz-Szenario")

Ein entscheidendes Ergebnis dieses Szenarios ist die Abbildung von "Multiplikator"-Effekten im Energiemodell des WIFO, das das gesamte Energiesystem beschreibt. Sowohl die Absenkung des Stromverbrauches als auch die des Fernwärmeeinsatzes dämpfen den Umwandlungseinsatz. Dabei wurde angenommen, dass dieses Szenario das österreichische Pendant zum entsprechenden DG TREN-Szenario darstellt und somit europaweit implementiert wird. Aus diesem Grund kommt es in Österreich nicht zu Abweichungen vom Pfad der Elektrizitätspreise der anderen Länder, sodass auch die Außenhandelsentwicklung von Elektrizität nicht be-

troffen ist. In der öffentlichen Stromerzeugung kommt es zu einem Verbrauchseffekt von -14% gegenüber dem "Baseline"-Szenario im Jahr 2020. Wiederum beträgt aufgrund der unterschiedlichen Annahmen für die Reaktion von Wind und Photovoltaik einerseits und Biomasse andererseits der Verbrauchseffekt im ersten Fall Null und für Biomasse ca. -22%, wie für die restliche kalorische Stromerzeugung. Der Input von Gas beträgt in diesem Szenario im Jahr 2020 nur noch 122 PJ gegenüber 156 PJ im "Baseline"-Szenario. Was den Anteil der erneuerbaren Energie in der öffentlichen Stromerzeugung betrifft, so kommt es bei gleichbleibender Wasser- und Windkraft und Photovoltaik und gleichzeitig massivem Verbrauchsrückgang zu einem erheblichen Anstieg. Der Anteil von Ökostrom aus der öffentlichen Versorgung (in einer weiteren Definition inkl. Hausmüll, Deponiegas und Klärgas) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt im "Energie-Effizienz-Szenario" im Jahr 2010 10% (im "Baseline": 8,3%); der gesamte Anteil des Stroms aus erneuerbarer Energie (mit Wasserkraft) am gesamten Verbrauch von Elektrizität beträgt 2010 ca. 77% (im "Baseline": 63%). Die im "Baseline"-Szenario v.a. durch den Rückgang in der Wasserkrafterzeugung (aufgrund der Annahmen zur Wasserrahmenrichtlinie) bewirkte Absenkung dieses Anteils auf ca. 47% bis 2020 bleibt in diesem Szenario aus; der Anteil beträgt 2020 ca. 75%.

Der Umwandlungseinsatz liegt im "Energie-Effizienz-Szenario" im Jahr 2020 um 10% unter jenem des "Baseline"-Szenarios. Dabei sind wiederum aufgrund der einheitlichen Behandlung von Biomasse und Abfällen auch letztere vom Verbrauchsrückgang betroffen, was einen Mangel in der Spezifizierung des WIFO-Energiemodells darstellt.

Bei der Betrachtung des Bruttoinlandsverbrauches zeigt sich nun ein anderes Bild nach Energieträgern als im energetischen Endverbrauch. Da das gesamte Gewicht der Brennstoffe an den Ölprodukten gering ist, ist der hohe Effekt im Endverbrauch auf diesen Energieträger im Bruttoverbrauch nicht mehr sichtbar. Der Verbrauchseffekt auf Kohle und Gas tritt demgegenüber aufgrund der Effekte in der kalorischen Stromerzeugung stärker hervor. Insgesamt beträgt der Effekt auf den Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2020 -7% gegenüber dem "Baseline"-Szenario.

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass eine Steigerung der Energie-Effizienz im PKW-Verkehr, Dienstleistungs- und Haushaltsbereich, die gesamtwirtschaftlich zu einer Erhöhung der Effizienzsteigerung von 1,1% auf 1,6% p.a. (um 0,5 Prozentpunkte) führt, den energetischen Endverbrauch und den Bruttoinlandsverbrauch bis 2020 gegenüber dem "Baseline"-Szenario um 7% absenken kann.

Übersicht 63: Umwandlungseinsatz, Öffentliche Stromerzeugung; Differenz zum BASELINE in % ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	-2,4	-4,1	-9,4	-14,2
Steinkohle	-4,3	-7,5	-16,0	-22,0
Braunkohle				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Naturgas	-4,3	-7,4	-15,8	-21,8
Biomasse, Abfälle	-4,3	-7,5	-16,0	-22,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 64: Umwandlungseinsatz, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, detaillierte Energieträger ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Umwandlungseinsatz insgesamt	-1,8	-3,1	-7,0	-10,5
Kokskohle	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1
Steinkohle	-4,3	-7,4	-16,0	-22,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Koks	0,0	0,0	0,1	0,1
Braunkohlen-Briketts				
Kokereigas	0,0	0,0	0,0	0,0
Gichtgas	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel				
Gasöl für Heizzwecke				
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0
Flüssiggas				
Raffinerierestgas				
Naturgas	-3,7	-6,3	-13,4	-18,9
Geothermie	-4,8	-7,5	-13,0	-17,3
Industrieabfälle	-3,3	-5,6	-11,1	-13,9
Hausmüll	-4,6	-7,8	-15,7	-21,6
Brennholz				
Holzabfälle	-3,9	-6,3	-11,9	-16,3
Deponiegas	-2,4	-3,9	-7,5	-9,2
Klärgas	-0,7	-1,2	-2,8	-4,1
Ablaugen	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogene Brenn- u. Treibstoffe	-1,4	-2,7	-7,3	-12,1
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0

Übersicht 65: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt, in TJ ("EFFIZIENZSZENARIO"), Energieträger-Hauptgruppen

	2008	2010	2015	2020
	TJ			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	1.434.135	1.447.351	1.490.814	1.548.075
Kohle	163.197	163.902	168.729	182.291
Ölprodukte	576.756	571.306	564.168	560.804
Naturgas	346.971	353.050	369.781	397.372
Erneuerbare Energieträger	338.551	349.529	356.879	369.120
Elektrische Energie	8.660	9.564	31.257	38.489

Übersicht 66: Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt; Differenz zum BASELINE in %, Energieträger-Hauptgruppen ("EFFIZIENZSZENARIO")

	2008	2010	2015	2020
	Differenz zum Baseline in %			
Bruttoinlandsverbrauch insgesamt	-1,1	-2,2	-4,8	-7,0
Kohle	-1,8	-3,2	-7,1	-10,7
Ölprodukte	-0,5	-1,5	-3,4	-4,4
Naturgas	-2,0	-3,4	-7,3	-10,7
Erneuerbare Energieträger	-1,0	-1,7	-3,7	-5,6

Übersicht 67: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren, 1998 - 2020 ("EFFIZIENZSZENARIO")

	1990 - 2003	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %		
Sachgütererzeugung insgesamt	2,3	1,1	1,3
Eisen- und Stahlerzeugung / NE-Metalle	2,2	3,0	1,8
Chemie und Petrochemie	4,0	0,6	1,0
Steine und Erden, Glas	2,1	0,3	0,7
Fahrzeugbau	2,6	0,1	1,2
Maschinenbau	3,2	2,7	2,5
Bergbau	5,5	0,8	1,1
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	4,3	0,4	0,7
Papier und Druck	2,1	0,4	0,2
Holzverarbeitung	6,8	3,8	4,1
Bauwesen	10,5	3,0	1,6
Textil und Bekleidung	1,0	-0,4	-0,2
Sonstige Sachgütererzeugung	-2,3	-4,2	0,4
Verkehr	3,6	0,1	0,1
Sonstige Sektoren insgesamt	2,5	0,6	0,5
Öffentliche und Private Dienstleistungen	5,0	1,5	1,2
Private Haushalte	2,0	0,3	0,2
Landwirtschaft	-0,4	-0,1	-0,4

Übersicht 68: Energetischer Endverbrauch, Energieträger-Hauptgruppen, 2005 - 2020
("EFFIZIENZSZENARIO")

	2005 - 2010	2010 - 2020
	Durchschnittliche jährliche Veränderung in %	
Energetischer Endverbrauch insgesamt	0,7	0,6
Kohle	0,3	0,0
Öl Brennstoffe	-1,3	-1,6
Öl Treibstoffe	-0,2	0,2
Naturgas	1,1	0,8
Erneuerbare Energieträger	2,3	0,7
Elektrische Energie	1,6	1,9
Fernwärme	2,0	1,6

Literaturverzeichnis

- Allen, C., Hall, St., *Macroeconomic Modelling in a Changing World*, Chichester, 1997.
- Berndt, E. R., ed., *The Practice of Econometrics: Classic and Contemporary*, Massachusetts (Addison – Wesley), 1991.
- Berndt, E. R., Hesse, D., *Measuring and Assessing Capacity Utilization in the Manufacturing Sectors of Nine OECD Countries*, *European Economic Review*, 30, S 961-989, 1986.
- Cambridge Energy Research Associates (CERA), *CERA Global Energy Watch*, 2004.
- Conrad, K., Seitz, H., *The Economic Benefits of Public Infrastructure*, *Applied Economics*, 26, S 303-311, 1994.
- EU-Kommission, *Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the Economic and Social Committee, and the Committee of the regions, Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community*, COM (2000) 247 final, Brussels 26 April 2000.
- EU-Kommission, Directorate-General for Energy and Transport, *European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers*, Brussels, September 2004.
- Flaig, G., Steiner, V., *Markup Differentials, Cost Flexibility, and Capacity Utilisation in West-German Manufacturing*, *Volkswirtschaftliche Diskussionsreihe Universität Augsburg*, Beitrag Nr. 40, 1990.
- Hanoch, G., *The Elasticity of Scale and the Shape of Average Costs*, *American Economic Review*, 65:3, S 492-497, 1975.
- International Iron and Steel Institute; Committee on Economic Studies, *Steel Statistical Yearbook 2004*, Brussels, 2004
- IEA, *World Energy Outlook 2004*, Paris, Oktober 2004.
- Kaniovski, S., Marterbauer, M., Baumgartner J., *Mittelfristig langsame Erholung der Inlandsnachfrage. Prognose der österreichischen Wirtschaft bis 2009*, WIFO-Monatsberichte 5/2005.
- Kratena, K., *Makroökonomische Evaluierung der Liberalisierung im österreichischen Energiemarkt*, WIFO-Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Wien, 2004.
- Kratena, K., Puwein, W., *Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer fahrleistungsabhängigen Lkw-Maut*, WIFO-Monatsberichte 2/2002.
- Kratena, K., Schleicher, S. *Energieszenarien 2020*, WIFO, Wien, 2001.
- Meade, D., *The Relationship of Capital Investment and Capacity Utilisation with Prices and Labour Productivity*, Paper Presented at the *Twelfth International Conference on Input – Output Techniques*, New York, 18 – 22 May 1998.
- Morrison, C. J., *Quasi-Fixed Inputs in U.S. and Japanese Manufacturing: A Generalized Leontief Restricted Cost Function Approach*, *The Review of Economics and Statistics*, 70, S 275-287, 1989.
- Morrison, C. J., *Decisions of Firms and Productivity Growth with Fixed Input Constraints on: An Empirical Comparison of U.S. and Japanese Manufacturing*, in: Hulten, C., (ed.), *Productivity Growth in Japan and the United States*, Chicago: University of Chicago Press, S 135-172, 1990.
- Pfaffenberger, W; Hille, M., *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*, Bremen/Berlin 2004.
- Schulmeister, S., *Mittelfristige Prognose der Weltwirtschaft bis 2009*, WIFO-Monatsberichte 1/2005.
- Statistik Austria, *Energiebilanzen Österreich*, Wien, 2004.
- TRAFICO Verkehrsplanung, Energieverwertungsagentur, Technische Universität Graz, *Abschätzung der Auswirkungen des Tanktourismus auf den Treibstoffverbrauch und die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Österreich*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Endbericht, 2004.

Anhang: Beschreibung des WIFO-Energiemodells

Das WIFO-Energiemodell wurde in zwei Aspekten gegenüber der letzten Version der "Energieszenarien 2020" aus 2001 erweitert und verbessert. Einerseits wurde die Abbildung des Produktionsprozesses im disaggregierten makroökonomischen Modell mit der Energienachfrage in ein Modell integriert. Andererseits wurde die Modellierung der Strom- und Wärmeerzeugung weiterentwickelt, sodass jetzt der Pfad der erneuerbaren Energie modellendogen erklärt wird und bei neuen Technologien Lerneffekte zur Anwendung kommen.

1. Produktion

Produktionsprozesse können generell mittels einer Produktions- oder einer Kostenfunktion abgebildet werden. Im ersten Fall geht man von einer Optimierung der Produktion bei gegebenen Inputs aus, im zweiten von einer Minimierung der Kosten der Produktion bei gegebenen Inputpreisen, gegebenem Output und gegebener Produktionstechnologie. Beide Ansätze liefern identische Ergebnisse (*Berndt – Hesse, 1986, Berndt, 1991*). Für die Verwendung einer Kostenfunktion zur Abbildung des Produktionsprozesses spricht, dass in diesem Fall die Faktornachfrage konsistent abgeleitet werden kann, Energie ein wichtiger Produktionsfaktor ist und flexible funktionale Formen für die Kostenfunktion entwickelt wurden, die allgemeine Abbildungen mit mehreren Inputfaktoren erlauben. Außerdem kann über die Kostenfunktion unternehmerisches Verhalten in Bezug auf die Preissetzung adäquat modelliert werden²). Weiters lassen sich über die Ableitung der Kostenfunktion nach dem Output Angaben über Skaleneffekte machen (*Hanoch, 1975, Berndt, 1991, Flaig - Steiner, 1990*) und die dort angegebene Literatur).

Die in der ökonomischen Literatur am häufigsten verwendeten flexiblen Kostenfunktionen sind die Translog-Kostenfunktion und die Generalized Leontief-Kostenfunktion. Beide sind Anpassungen zweiter Ordnung an eine beliebige Kostenfunktion (*Berndt, 1991, Morrison, 1989, 1990*). Formal gilt:

Translog-Kostenfunktion :

$$(1) \quad \ln C = \alpha_0 + \sum_i \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln p_i \ln p_j + \alpha_y \ln Y + \frac{1}{2} \gamma_{yy} (\ln Y)^2 + \sum_i \gamma_{iy} \ln p_i \ln Y$$

² Bei vollkommenem Wettbewerb auf den Gütermärkten entspricht der Preis den Grenzkosten, ein fixer mark up auf die Grenzkosten entspricht der Preissetzung bei monopolistischer Konkurrenz, ein variabler mark up der Preissetzung bei oligopolistischer Konkurrenz.

Generalized Leontief-Kostenfunktion :

$$(2) \quad C = Y \sum_i \sum_j \alpha_{ij} (p_i p_j)^{1/2}$$

Wie aus Beziehung (1) hervorgeht, werden bei einer Translog-Kostenfunktion die Kosten (C) durch die Inputpreise (p_i) und den Output (Y) erklärt (Tayloransatz) und eine logarithmische Transformation verwendet. Außerdem wird von der Gültigkeit der Additivitäts-, Homogenitäts- und Symmetriebedingung ausgegangen³).

Aus der Beziehung (2) ist ersichtlich, dass bei einer Generalized Leontief-Kostenfunktion die Kosten (C) vom Output (Y) und einer Art Preisindex abhängig sind, wobei bei den Preisen (p_i) eine Wurzeltransformation verwendet wird. Bei einer Generalized Leontief-Kostenfunktion wird von der Gültigkeit der Symmetriebedingung ausgegangen.

Die vorher erwähnte Flexibilität der beiden Ansätze äußert sich darin, dass keine a priori Restriktionen über die Substitutionsbeziehungen der Inputfaktoren unterstellt werden⁴). Beide Ansätze erlauben eine konsistente Abbildung der Faktornachfrage. *Allen - Hall* (1997) empfehlen auf hochaggregierter Ebene (Gesamtwirtschaft) eher eine Translog- auf disaggregiertem Niveau hingegen eine Generalized Leontief-Kostenfunktion zu verwenden. Dieser Empfehlung folgend werden wir auf der ersten (hochaggregierten) Ebene, auf der die Energienachfrage insgesamt ermittelt wird, eine Translog-Kostenfunktion verwenden, auf der zweiten Ebene, auf der die Nachfrage auf die einzelnen Energieträger aufgeteilt wird, hingegen eine Generalized Leontief-Kostenfunktion. Die vorher dargestellten Ansätze ((1), (2)) wurden modifiziert, um die Realität besser abbilden zu können. Bei diesen Ansätzen geht man nämlich davon aus, dass die Anpassung der tatsächlichen an die optimalen Kosten innerhalb einer Beobachtungsperiode erfolgt, was bei manchen Faktoren zumindest nicht ohne gewisse Kosten möglich ist⁵). Eine entscheidende Frage bei der Betrachtung von Kostenfunktionen ist daher die Behandlung kurzfristig nicht voll anpassbarer Faktoren (z.B. Kapitalstock). Dieses Problem wird meist mit der Definition fixer oder "quasi-fixer" Faktoren gelöst, sodass die Faktorpreise der variablen Faktoren und die Inputmengen der fixen Faktoren gemeinsam die Inputmengen der variablen Faktoren determinieren (*Berndt - Hesse, 1986, Conrad - Seitz, 1994*)⁶. Die Berücksichtigung von fixen bzw. "quasi-fixen" Faktoren ermöglicht, neben den kurzfristigen auch

³ Additivität bedeutet, dass sich die Kostenanteile der Inputfaktoren auf 1 addieren, Homogenität, dass gleich große Preisänderungen der Inputfaktoren zur selben Entscheidung führen (frei sein von "Geldillusion") und Symmetrie, dass eine Verteuerung des Faktors i auf die Nachfrage nach dem Faktor j denselben Effekt hat wie die des Faktors j auf den Faktor i.

⁴ Bei einer Cobb Douglas Produktionsfunktion geht man z.B. von einer Substitutionselastizität von 1 aus.

⁵ Hat man Jahresdaten zur Verfügung, so bedeutet das z.B., dass der Kapitalstock innerhalb eines Jahres an den optimalen angepasst wird.

⁶ Um Messprobleme hintan zu halten, müssen die fixen Faktoren geeignet standardisiert und so transformiert werden, wie es die unterstellte Kostenfunktion erfordert.

langfristige Effekte zu erfassen und z.B. optimale Kapitalstöcke und Auslastungsmaße abzuleiten (Morrison, 1989, 1990, Flaig - Steiner, 1990), die dann in eine Investitionsfunktion (Allen - Hall, 1997, Meade, 1998) eingebaut werden können. Eine weitere wichtige Modifikation der ursprünglichen Ansätze stellt die Berücksichtigung des technischen Fortschritts dar. Diese Berücksichtigung hat passend zur unterstellten Kostenfunktion und – ähnlich wie bei den Substitutionsbeziehungen - möglichst ohne a priori-Annahmen über die Auswirkungen des technischen Fortschritts (z.B. arbeitssparend oder arbeitsvermehrend) zu erfolgen.

In der Modellierung wählen wir eine zweistufige Vorgangsweise: Zuerst wird die Energienachfrage insgesamt erfasst und dann konsistent auf die einzelnen Energieträger aufgeteilt. Ausgangspunkt dabei ist eine flexible Kostenfunktion, aus der die Faktornachfrage und die Preisgleichung konsistent abgeleitet werden, wobei unterschiedliche Marktgegebenheiten (vollkommene, monopolistische und oligopolistische Konkurrenz) getestet werden. Den Kapitalstock führen wir als fixen oder "quasi-fixen" Faktor ein und berücksichtigen technischen Fortschritt. Die Gesamtkosten G bestehen - wie aus Beziehung (3) hervorgeht - aus den variablen Kosten C für die variablen Inputs (die wie in (2) modelliert sein können) und den Fixkosten $Z_k X_k$ für die fixen Inputs X_k . Dabei ist Z_k der Schattenpreis des fixen Inputs k , der sich aus dem Einfluss der Menge des fixen Faktors auf die variablen Kosten ergibt (siehe Beziehung (4)). Er gibt die Ersparnis an variablen Kosten an, die durch die Erhöhung des fixen Faktors um eine Einheit erzielt werden kann.

$$(3) \quad C = G + \sum_k Z_k X_k$$

$$(4) \quad Z_k = - \frac{\delta G}{\delta X_k}$$

Kapital ist so ein "quasi-fixer" Faktor in der kurzen Frist. Der Kapitaleinsatz senkt variable Kosten (spart Inputs) und hat daher einen "Schattenpreis", der in Kapitalgleichungen berücksichtigt werden kann. Langfristig ist Kapital variabel. Es gibt Anpassungskosten fürs Kapital ("User costs of capital") und die Beziehung zur Energie kann sowohl komplementär als auch substitutiv sein.

Faktornachfrage nach Arbeit, Energie und Vorleistungen

Als variable Faktoren gehen in unser Modell Arbeit (L), Energie (E) und Vorleistungen (M) ein, Kapital ist ein "quasi-fixer" Faktor. Die entsprechende Translog-Kostenfunktion hat nach (1) folgende Gestalt:

$$\begin{aligned}
 (5) \quad \log C = & \alpha_0 + \alpha_Y \log Y + \alpha_L \log p_L + \alpha_E \log p_E + \alpha_M \log p_M + \beta_K \log K + \\
 & + 0.5 \gamma_{YY} (\log Y)^2 + 0.5 \gamma_{LL} (\log p_L)^2 + \gamma_{LE} (\log p_L \log p_E) + 0.5 \gamma_{EE} (\log p_E)^2 + \gamma_{LM} (\log p_L \log p_M) + \\
 & \gamma_{EM} (\log p_E \log p_M) + 0.5 \gamma_{MM} (\log p_M)^2 + \\
 & + 0.5 \gamma_K (\log K)^2 + \\
 & + \rho_{LY} (\log p_L \log Y) + \rho_{EY} (\log p_E \log Y) + \rho_{MY} (\log p_M \log Y) + \rho_{KY} (\log K \log Y) + \rho_{KL} (\log p_L \log K) + \rho_{KE} \\
 & (\log p_E \log K) + \rho_{MK} (\log p_M \log K)
 \end{aligned}$$

Zur Herleitung der Faktornachfrage aus Kostenfunktionen bedient man sich Shephard's Lemma, wonach die partiellen Ableitungen der Kostenfunktion nach den Faktorpreisen (p_L, p_E, p_M) die jeweiligen Inputmengen (L, E, M) liefern. Die Ableitung der Kostenfunktion nach dem Vorleistungspreis (p_M) ergibt die Nachfrage nach Vorleistungen (M), die Ableitung nach den Löhnen (p_L) die Nachfrage nach Arbeit (L) und die Ableitung nach dem Energiepreis (p_E) die Energienachfrage (E) insgesamt. Die so erhaltenen Inputmengen (L, E, M) werden in Beziehung zu den Gesamtkosten (C) gesetzt, wodurch man die optimalen Input-Output-Koeffizienten erhält⁷).

Für den Fall der vorher angeführten Translog-Kostenfunktion (5) lässt sich die Faktornachfrage nach Energie in Relation zu den Gesamtkosten C anschreiben als⁸):

$$(6) \quad \frac{p_E E}{C} = \alpha_E + \gamma_{EE} \ln(p_E) + \gamma_{LE} \ln(p_L) + \gamma_{ME} \ln(p_M) + \rho_{KE} \ln K + \rho_{EY} \ln Y$$

Wir gehen von der Gültigkeit der Additivitäts-, Homogenitäts- und Symmetriebedingung aus und schätzen ein System von Nachfragegleichungen vom Typ (6) zusammen mit einer Gleichung für den Schattenpreis für K (siehe: *Berndt – Hesse, 1986*) und einer Preisgleichung. Dabei wird im Gegensatz zu *Berndt – Hesse (1986)* angenommen, dass der Preis nicht den Grenzkosten entspricht (kein vollkommener Wettbewerb), sondern dass ein fixer mark up auf die Grenzkosten aufgeschlagen wird, was der Marktform der monopolistischen Konkurrenz entspricht. Wir erhalten so einen Modellblock, der die Produktion über die Kostenfunktion

⁷ Im Falle der Generalized Leontief-Kostenfunktion erfolgt diese Standardisierung, um Heteroskedastizität in der Schätzgleichung zu vermeiden, sowie gleiche Integrationsordnung für die rechte und die linke Seite der Regressionsgleichung sicherzustellen.

⁸ Außerdem lässt sich ein optimaler Kapitalstock K^* berechnen, der sich aus der Beziehung (4) und der Bedingung, dass der Schattenpreis Z_k mit den tatsächlichen "user costs" p_k identisch ist, ergibt.

abbildet, aus der die Faktornachfrage und die Angebotsfunktion (Preisgleichung) und der Schattenpreis (= die effektive "ex post"-Rentabilität des Kapitalstocks) konsistent hergeleitet werden. Dabei wird der Output Y jedoch von der Nachfrageseite bestimmt, der Einfluss der Angebotsseite wirkt ausschließlich über das Preissystem.

Die Bestimmung des Schattenpreises Z_k bildet den Ausgangspunkt für die Ableitung von Funktionen, die die Anpassung des aktuellen an den "optimalen" Kapitalstock beschreiben. Der optimale Kapitalstock ist in der Situation erreicht, in der der Schattenpreis Z_k dem Kapitalpreis p_k , i.e. den "user costs of capital" entspricht ($Z_k = p_k$). Die Anpassung für den Kapitalstock erfolgt in Form einer dynamischen "stock adjustment"-Funktion, in der die Relation von Z_k zu p_k als erklärende Variable fungiert.

Aus den Schätzergebnissen zu den Faktornachfragefunktionen lassen sich Eigenpreis-, Kreuzpreis- und Outputelastizitäten ableiten, die isolierte Effekte wiedergeben und zeitvariabel sind. Die Eigenpreis- und Kreuzpreiselastizitäten $e_{(ij)}$ sind auch aus den "Hicks Allen elasticities of substitution" (AES) $\sigma_{(ij)}$ ableitbar und zwar über die Beziehung

$$(7) \quad e_{(ij)} = \sigma_{(ij)} S_j,$$

wobei S_j den Kostenanteil des Faktors j darstellt. Für die AES gilt die Symmetriebedingung: $\sigma_{(ji)} = \sigma_{(ij)}$.

Da die Summe der kompensierten Preiselastizitäten immer Null sein muss, ergibt sich, dass die Eigenpreiselastizität $e_{(ii)}$ der negativen Summe der Kreuzpreiselastizitäten sein muss.

$$(8) \quad e_{ii} = - \sum e_{ij}$$

Bei Zugrundelegung einer Translog-Kostenfunktion errechnen sich die Elastizitäten wie folgt:

$$(9) \quad \sigma_{ij} = (\gamma_{ij} + S_i S_j) / (S_i S_j)$$

$$\sigma_{ii} = (\gamma_{ii} + S_i^2 - S_i) / S_i^2$$

$$e_{ij} = (\gamma_{ij} + S_i S_j) / S_i$$

$$e_{ii} = (\gamma_{ii} + S_i^2 - S_i) / S_i$$

Energienachfrage nach Kohle, Öl, Gas und Elektrizität

Die im vorigen Kapitel erhaltene Gesamtenergienachfrage E mit Energiekosten EC wird im folgenden konsistent auf die Energieträger (Kohle, Öl, Gas, Elektrizität) aufgeteilt. Dazu verwenden wir, wie vorher begründet, als Ausgangspunkt eine Generalized Leontief-Kostenfunktion (2), wobei wir auch noch technischen Fortschritt berücksichtigen. Die Kostenfunktion mit variablen Faktoren (Index i, j) und einem deterministischen Trend (t) zur Erfassung des technischen Fortschrittes lässt sich darstellen als:

$$(10) \quad EC = E \left[\sum_i \sum_j \alpha_{ij} (p_i p_j)^{1/2} + \sum_i \delta_i p_i t^{1/2} + \sum_i \gamma_i p_i t \right]$$

Der erste Term auf der rechten Seite gibt die variablen Kosten wieder, der zweite und dritte den technischen Fortschritt.

Zur Herleitung der Faktornachfrage aus diesen Kostenfunktionen bedienen wir uns wieder Shephard's Lemma, wonach die partiellen Ableitungen der Kostenfunktion nach den Faktorpreisen die jeweiligen Inputmengen (Kohle, Öl, Gas und Elektrizität) liefern. Die Ableitung der Kostenfunktion nach dem Preis der Energieträger ergibt deren Nachfrage. Bei Zugrundelegung einer Generalized Leontief-Kostenfunktion mit den variablen Faktoren Elektrizität (EL), Gas (GAS), Öl (OIL) und Kohle (CO) und einem deterministischen Trend (t) erhält man z.B. für die Nachfrage nach Elektrizität:

$$(12) \quad \frac{EL}{E} = \alpha_{EL,EL} + \alpha_{EL,CO} \left(\frac{P_{CO}}{P_{EL}} \right)^{1/2} + \alpha_{EL,OIL} \left(\frac{P_{OIL}}{P_{EL}} \right)^{1/2} + \alpha_{EL,GAS} \left(\frac{P_{GAS}}{P_{EL}} \right)^{1/2} + \delta_{EL} t^{1/2} + \gamma_{EL} t$$

Analog ergibt sich die Nachfrage nach den anderen Energieträgern. Wir erhalten also eine konsistente Aufteilung der Energienachfrage auf die einzelnen Energieträger. Ökonometrisch geschätzt wird dann ein Nachfragesystem mit 4 Gleichungen (bzw. 3 Gleichungen, wenn die Homogenitätsbedingung vorausgesetzt wird).

Die Kreuzpreis- (13) und Eigenpreiselastizitäten (14) errechnen sich folgendermaßen:

$$(13) \quad e_{ij} = 1/2 [\alpha_{ij} (p_i/p_j)^{-1/2}] / a_i$$

und es gilt wiederum die Bedingung (8), dass die Summe der kompensierten Preiselastizitäten immer Null sein muss.

In Übersicht A1 sind die Eigenpreiselastizitäten für Energie insgesamt (aus dem *LEM*-Modell) und die Eigenpreiselastizitäten der einzelnen Energieträger (aus dem *CO/OIL/GAS/EL*-Modell) dargestellt.

Übersicht A1: Preiselastizitäten der Energienachfrage nach Sektoren

	Insgesamt	Kohle	Öl	Gas	Elektrizität
Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	0,000	-	-0,018	-0,169	-0,001
Bergbau	-1,619	-	-0,527	-1,184	-0,160
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-1,662	-	-0,120	-0,011	0,000
Textil und Bekleidung	-0,508	-	-0,311	-0,506	-0,002
Holzverarbeitung	-0,956	-	-0,139	-1,122	-0,062
Papier und Druck	-0,317	-0,068	-2,333	-0,403	-0,002
Chemie	-0,270	0,000	-0,032	0,000	-0,004
Steine und Erden, Glas	-0,787	-0,008	-0,047	-0,036	-0,029
Eisen- und Stahlerzeugung	-0,453	-0,078	-0,392	-1,012	-0,065
Nicht-Eisen Metalle	-0,210	-	-0,077	-0,223	-0,051
Maschinenbau	-0,716	-	-0,078	-0,087	-0,376
Fahrzeugbau	-1,534	-	-0,260	-0,074	-0,022
Sonstige Sachgütererzeugung	-0,737	-	-0,041	-0,181	-0,413
Dienstleistungen	0,000	-1,742	-0,204	-0,111	-0,016
Haushalte	-0,050	-1,000	-0,065	-0,151	-0,060

Energienachfrage in der Elektrizitätserzeugung

Ausgangspunkt der Modellierung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung bildet wieder eine allgemeine Kostenfunktion mit variablen und fixen Faktoren wie in (3), wobei die variablen Kosten der kalorischen Erzeugung G_{EL} zusammen mit den fixen Kapitalkosten der nicht-kalorischen, erneuerbaren Energie ($r =$ Wasserkraft, Wind und Photovoltaik (PV)) $\sum_r Z_{rk} K_r$ die Gesamtkosten C_{EL} ergeben.

$$(14) \quad C_{EL} = G_{EL} + \sum_r Z_{rk} K_r$$

$$(15) \quad Z_{rk} = - \frac{\partial G_{EL}}{\partial K_r}$$

Der Schattenpreis für den Kapitalstock der nicht-kalorischen erneuerbaren Energie ergibt sich aus dem Einfluss auf die variablen Kosten der kalorischen Erzeugung (15). Die Kostenfunktion lässt sich explizit anschreiben mit:

$$(16) \quad C_{EL} = Q_{EL} \left[\sum_i \frac{e_i}{\eta_i} p_i + \sum_r Z_{rk} e_r k_r^h \right]$$

Hier sind e_i die Erzeugungsanteile der i variablen Faktoren (Kohle, Öl, Gas, etc.) in der gesamten Stromerzeugung Q_{EL} und η_i und p_i die entsprechenden Wirkungsgrade und Preise (fossiler Brennstoffpreis plus spezifische Kapitalkosten). Die Erzeugungsanteile der nicht-kalorischen erneuerbaren Energie sind mit e_r bezeichnet und haben (gemäß dem IEA-Energiebilanz-Konzept) einen Wirkungsgrad von 1. Der spezifische Kapitalinput der erneuerbaren Technologien gemessen als Kapitalinput (zu fixen Preisen) pro installierter Leistung (in MW), wie er in Übersicht 5 dargestellt ist, ist hier auf Basis durchschnittlicher Betriebsstunden, die von natürlichen Bedingungen (Wasser, Wind, Sonne) abhängen, als Kapitalinput (zu fixen Preisen) pro produzierter Einheit (K_r/Q_r) k_r^h angegeben. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade beträgt die Substitutionselastizität zwischen erneuerbarer Energie und kalorischen Inputs immer $1/\eta_i$, da eine Einheit erneuerbarer Input immer entsprechend mehr kalorischen Input verdrängt. Der Einfluss des Kapitalstocks auf die variablen (kalorischen) Kosten lässt sich zerlegen in einen Substitutionseffekt erneuerbar/kalorisch und einen Kapitalinput-Effekt für erneuerbare Energie:

$$(17) \quad \frac{\partial G_{EL}}{\partial K_r} = \frac{\partial G_{EL}}{\partial e_r} \frac{\partial e_r}{\partial K_r} = - Z_{rk}$$

Daraus folgt, dass der Schattenpreis im wesentlichen vom effektiven Preis der kalorischen Erzeugung $\sum_i \frac{p_i}{\eta_i}$ und dem spezifischen Kapitalinput der erneuerbaren Technologien abhängt.

Der erste Teil von (17) determiniert die Dynamik der Anpassung an den "optimalen" Kapitalstock (gemessen als installierte Kapazität in MW) in Abhängigkeit von der Relation des "effektiven" kalorischen Preises zu den "user costs of capital" in der kalorischen Erzeugung. Für den zweiten Teil von (17) wurde in jeder erneuerbaren Technologie eine Lernkurve geschätzt, in der der spezifische Kapitalinput k_r^h selbst von der installierte Kapazität in MW abhängig ist ("learning by doing"). Die Elastizität des Kapitalstocks (gemessen als installierte Kapazität in MW) auf die Relation des "effektiven" kalorischen Preises zu den "user costs of capital" beträgt für Windenergie 1,17 und für Photovoltaik 0,78. In der Endversion des Modells wurde die Wasserkraft nicht in die Gruppe der erneuerbaren Energie aufgenommen, da dieser Energieträger im "Baseline"-Szenario nahezu unverändert bleibt und ab 2015 exogen durch die unterstellte Annahme zur WRRR abgesenkt wird. Es macht daher keinen Sinn, die Wasserkraft endogen zu modellieren.

Innerhalb der kalorischen Erzeugung kommt wiederum eine GL-Funktion zur Anwendung, wobei hier im wesentlichen zwischen Kohle, Gas und Biomasse substituiert wird. Das entspricht der Annahme, dass die Biomasse anders behandelt wird als die anderen erneuerbaren Energieträger und nur zum Einsatz kommt, wenn kalorische Erzeugung nachgefragt wird. Die Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten in der kalorischen Erzeugung sind in Übersicht A2 dargestellt. Es zeigt sich dass sich sowohl Erneuerbare als auch Kohle zu Gas substitutiv verhalten.

Übersicht A2: Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten der Energienachfrage in der kalorischen Stromerzeugung

	Kohle	Gas	Erneuerbare
Kohle	-0,45	0,46	-0,01
Gas	0,32	-0,54	0,22
Erneuerbare	-0,01	0,75	-0,74

© 2005 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Medieninhaber (Verleger), Herausgeber und Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung,
Wien 3, Arsenal, Objekt 20 • Postanschrift: A-1103 Wien, Postfach 91 • Tel. (+43 1) 798 26 01-0 •
Fax (+43 1) 798 93 86 • <http://www.wifo.ac.at/> • Verlags- und Herstellungsort: Wien

Verkaufspreis: 50,00 € • Download 40,00 €:

http://publikationen.wifo.ac.at/pls/wifosite/wifosite.wifo_search.get_abstract_type?p_language=1&pubid=25657