



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

März 2007

Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise

Einfluss eines hohen langfristigen Ölpreises
auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel
sowie Energieangebot und –nachfrage

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 31 322 56 11; Fax +41 31 323 25 00

Auftragnehmer:

Frank Vöhringer, Projektleitung, Ecoplan, Bern
André Müller, Ecoplan, Bern

unter Mitarbeit von:

Christoph Böhringer, Professor Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung ZEW, Mannheim

mit einem Beitrag (Anhang B) von:

Manfred Strubegger, IIASA, Laxenburg (A)

Begleitgruppe:

Pascal Previdoli, Bundesamt für Energie BFE, Leitung

Felix Andrist, Bundesamt für Energie BFE

Lucas Bretschger, Professor ETH Zürich

Conrad U. Brunner, CUB, Zürich

Steivan Defilla, seco

Lukas Gutzwiller, Bundesamt für Energie BFE

Matthias Gysler, Bundesamt für Energie BFE

Rolf Hartl, Erdölvereinigung, Zürich

Georg Müller-Fürstenberger, Professor Uni Trier (D)

Rudolf Rechsteiner, Nationalrat, Basel

Philippe Thalmann, Professor EPF Lausanne

Bezugsort der Publikation: www.ewg-bfe.ch und www.energieforschung.ch

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich

Inhaltsübersicht

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	3
	L'essentiel sur deux pages	5
	Inhaltsverzeichnis	7
	Abkürzungsverzeichnis.....	10
	Kurzfassung.....	11
1	Einleitung und Fragestellung.....	27
2	Ressourcen und Preise	29
3	MultiSWISSEnergy und MESSAGE – Modelle im Überblick.....	45
4	Die Szenarien.....	55
5	Auswirkungen hoher Energiepreise auf die Energiesektoren	67
6	Volkswirtschaftliche Auswirkungen hoher Energiepreise	97
7	Sensitivitätsanalyse: Elastizitäten	123
8	Sensitivitätsanalyse: Ölsubstitute	127
9	Schlussfolgerungen.....	131
10	Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten	135
11	Anhang B: Die MESSAGE-Technologieszenarien	149
	Literaturverzeichnis	181

Das Wichtigste auf zwei Seiten

Die vorliegende Untersuchung hat einerseits Szenarien mit hohen Ölpreisen (80 bis 140 \$ pro Fass) und andererseits Szenarien mit drastischen Mengenverknappungen in Form eines in den Jahren 2010 bzw. 2020 erreichten Gipfels der Weltölförderung in die Betrachtung einbezogen. Die untersuchten Energiepreis- und -mengenszenarien enthalten keine politischen Massnahmenpakete. Die Wechselwirkungen der internationalen Märkte mit der Schweiz werden unter diesen Annahmen quantitativ simuliert und diskutiert.

Analyse langfristiger Ölpreise – keine Aussagen zu kurzfristigen Preisausschlägen

Die ausgewiesenen Ergebnisse basieren auf langfristigen ökonomischen Gleichgewichten. Eher kurzfristige Aspekte, wie der derzeitige Investitionsrückstand in der Ölindustrie oder das Überschieszen der Märkte aufgrund psychologischer Effekte, sind nicht berücksichtigt. Nicht Konjunktur, sondern Struktur und langfristige Entwicklungen stehen im Zentrum der Betrachtung. Aus dem Gesamtbild der verschiedenen mit dem dynamischen Mehrländergleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy berechneten Szenarien lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen herauslesen.

Rohölpreise über 100\$ kurzfristig möglich, aber langfristig unwahrscheinlich

Rohölpreise über 100 \$ (in \$ von 2001 pro Fass) werden langfristig nur unter extremen Annahmen erreicht. Selbst sehr pessimistische Annahmen zu den Ölreserven führen trotz des unterstellten Weltwirtschaftswachstums von 3% pro Jahr nicht in diesen Preisbereich. Diese Studie kann keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit kurz- und mittelfristiger Ölpreisvolatilitäten machen, die grundsätzlich auch in den dreistelligen Preisbereich führen könnten. Als langfristiger Gleichgewichtspreis sind Ölpreise von über 100\$ jedoch unwahrscheinlich, weil perfekte und weniger perfekte Substitute (wir haben vor allem Ethanol und Methanol herausgegriffen sowie Strom aus erneuerbaren Quellen) und Energieeffizienzverbesserungen zu niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen.

Hohe Ölpreise dispensieren nicht von einer aktiven, internationalen Klimapolitik

Hohe Ölpreise senken die globalen CO₂-Emissionen zwar kurzfristig, langfristig stellt aber die Substitution von Öl durch Kohle bzw. durch kohlebasierte Brenn- und Treibstoffe eine erhebliche Gefahr für das Klima dar, jedenfalls sofern sich CO₂-Abscheidung und -Speicherung nicht als wesentlich praktikabler und günstiger erweisen als hier auf der Basis von IPCC-Quellen unterstellt. CO₂-Abscheidung und -Speicherung können zwar bei kohlebasierten Grossanlagen, die in der Nähe geeigneter Lagerstätten liegen, einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, aber in den hier simulierten Szenarien ist dieser Beitrag gering, und es bedarf dazu klarer klimapolitischer Anreize oder Vorschriften. Die Verflüssigung von Kohle zu Methanol ist – energetisch betrachtet – ein unsinniger Weg, der nur in Erwägung gezogen wird, weil unsere Technologiewelt in den Bereichen Verkehr und Wärme heute vorwiegend auf flüssigen Treib- und Brennstoffen basiert.

Ethanol kann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten – mögliche Nutzungskonflikte

Aus Biomasse erzeugtes Ethanol ist klimapolitisch die bessere Alternative zum kohle- oder erdgasbasierten Methanol. Allerdings sind für einen bedeutenden Beitrag des Ethanols zur

Energieversorgung noch einige Fragen zu klären, vor allem was Landnutzungskonflikte in Entwicklungsländern sowie Konflikte zwischen Ernährungs- und Energiezielen betrifft. Fest steht, dass die globale Substitution von Energieträgern Gewinner und Verlierer erzeugen wird. Für die Schweiz wird es wichtig sein, rechtzeitig zu erkennen, wo die Reise hingehet und entsprechende Handelsstrukturen zu etablieren (z.B. mit Brasilien als Ethanolproduzent, um nur ein Beispiel zu nennen) bzw. – sofern für den betreffenden Energieträger relevant – entsprechende Infrastruktur zu schaffen.

GuD-Kraftwerke bei hohen Öl- bzw. Gaspreisen nicht rentabel

Die Simulationen zeigen, dass die Preise für fossile Energieträger auch bei hohen Annahmen zur Substitution der Energieträger langfristig nicht vollständig gekoppelt sind. Dennoch steigen die Erdgaspreise in Ölhochpreisszenarien so stark, dass GuD-Kraftwerke keine kostengünstige Lösung zur Schliessung der Stromlücke darstellen. Die Alternativen sind in der Schweiz aus verschiedenen Gründen umstritten (Kernkraft, Grosswasserkraft, Importe), derzeit teuer (Photovoltaik, einheimische Windkraft) oder die Potenziale sind noch unklar (Geothermie, Biogas).

Kosten der Energiesystemanpassungen und verteuerte Energieträgerimporte bremsen Wirtschaftswachstum der Schweiz

Die Schweiz wird trotz der zu erwartenden Anpassungen im Energiesystem (z.B. energetische Gebäudesanierungen, Ersatz von Ölheizungen durch Erdgas und Wärmepumpen, Einführung bzw. Beimischung alternativer Treibstoffe, Erhöhung der Energieeffizienz) bei den hier unterstellten Energiepreisen mehr für ihre Energieimporte zahlen. Da die Schweiz keine eigenen fossilen Bodenschätze besitzt, muss sie zusätzliche Ressourcen für die Produktion von Exporten aufwenden, um die verteuerten Energieträgerimporte zu bezahlen. Schweizer Wirtschaftsleistung und Konsum sinken daher bei hohen Ölpreisen, steigen aber immer noch deutlich im Vergleich zum Basisjahr 2000. Die Arbeitslosigkeit wird nur marginal steigen, da sich die Reallöhne im relativ flexiblen Schweizer Arbeitsmarkt langfristig anpassen werden.

Wohlfahrtsverluste trotz saubererer Luft

Der Wohlfahrtsverlust der Schweiz (je nach Szenario zwischen 1.7% und 5.2% verglichen mit dem Referenzszenario, was einem durchschnittlichen jährlichen Konsumverlust von 7 bis 22 Mrd. CHF entspricht) ist im internationalen Vergleich hoch, was vorwiegend damit zusammenhängt, dass die Schweiz – wie bereits erwähnt – selbst keine fossilen Rohstoffe besitzt. Den Wohlfahrtsverlusten stehen die Sekundärnutzen gegenüber, die vermiedenen externen Kosten im Gesundheits- und Gebäudebereich, die aber mit 0.1% die Wohlfahrtsverluste bei weitem nicht aufwiegen können.

Fazit: Die langfristige Preisentwicklung wird möglicherweise weniger dramatisch verlaufen als von manchen befürchtet. Die volkswirtschaftlichen Implikationen hoher Energiepreise sind aber erheblich. Hohe Ölpreise sind kein geeigneter Ersatz für eine international koordinierte Klimapolitik.

L'essentiel sur deux pages

La présente enquête s'est intéressée, d'une part, à des scénarios tablant sur des prix du pétrole élevés (de 80 à 140 USD le baril) et, d'autre part, à des scénarios privilégiant des pénuries sévères après un pic pétrolier mondial de production survenant en 2010 ou en 2020. Les scénarios examinés concernent le prix de l'énergie et les quantités disponibles, et ne comportent aucune mesure politique. Les interactions des marchés internationaux avec la Suisse sont simulées et étudiées sur cette base.

Analyse des prix du pétrole à long terme – aucune déclaration concernant des fluctuations de prix à court terme

Les résultats reposent sur des équilibres économiques à long terme. Il n'a pas été tenu compte des aspects à court terme comme le retard actuel des investissements dans l'industrie du pétrole ou les soubresauts des marchés dus à des effets psychologiques. Cette enquête se concentre sur la structure et les évolutions à long terme et non sur la conjoncture. Les conclusions suivantes ressortent de l'ensemble des scénarios élaborés avec le modèle dynamique d'équilibre MultiS-WISSEnergy pour plusieurs pays.

Des prix du brut supérieurs à 100 USD sont possibles à court terme, mais improbables à long terme

Le prix du brut ne dépassera 100 USD (en USD de 2001 par baril) à long terme que dans des situations extrêmes. Même des hypothèses très pessimistes concernant les réserves de pétrole ne vont pas en ce sens, et ce en partant d'une croissance économique mondiale de 3% par an. Cette étude ne donne aucune indication sur la probabilité de la volatilité du prix du pétrole à court et à moyen terme, qui pourraient même s'élever à des valeurs à trois chiffres. Toutefois, des prix du pétrole supérieurs à 100 USD sont peu probables en tant que prix d'équilibre à long terme. En effet, nous disposons de substituts parfaits et moins parfaits (nous nous sommes notamment intéressés à l'éthanol, au méthanol, ainsi qu'à l'électricité issue des énergies renouvelables) à des coûts moindres, sans oublier les améliorations de l'efficacité énergétique.

Des prix élevés du pétrole ne dispensent pas d'une politique climatique internationale active

Des prix élevés du pétrole font baisser les émissions globales de CO₂ à court terme, mais à long terme, le remplacement du pétrole par du charbon ou des carburants et combustibles à base de charbon représente une menace considérable pour le climat, ou du moins tant que la séparation et le stockage du CO₂ ne seront pas nettement plus réalisables et avantageux financièrement que ce qui ressort en l'occurrence des sources IPCC. La séparation et le stockage du CO₂ peuvent certes contribuer à la protection du climat dans le cas de grandes installations fonctionnant au charbon et situées à proximité des centres de stockage adéquats. Mais dans les scénarios simulés ici, cette contribution demeure faible et des incitations ou directives claires en matière de politique climatique se révèlent nécessaires. La liquéfaction du charbon pour obtenir du méthanol est – du point de vue énergétique – une solution absurde qui est seulement envisagée parce que, technologiquement, notre société fait principalement appel à des carburants et combustibles liquides dans le domaine des transports et de la chaleur.

L'éthanol peut contribuer à la protection du climat – possibles conflits d'utilisation

En termes de politique climatique, l'éthanol produit à partir de la biomasse est la meilleure alternative au méthanol issu du charbon ou du gaz naturel. Toutefois, quelques questions doivent encore

être résolues avant que l'éthanol puisse jouer un rôle significatif au niveau de l'approvisionnement en énergie. Elles touchent notamment aux conflits d'utilisation du sol dans les pays en voie de développement ainsi qu'aux conflits entre objectifs énergétiques et alimentaires. Une chose est sûre: le remplacement global des agents énergétiques va entraîner des gagnants et des perdants. Pour la Suisse, il sera important d'identifier à temps la voie à suivre et de mettre en place les structures commerciales correspondantes (p. ex. avec le Brésil en tant que producteur d'éthanol) ou l'infrastructure nécessaire – pour autant que l'agent énergétique concerné le requiert.

Les centrales combinées au gaz ne sont pas rentables en cas de prix élevés du pétrole et du gaz

Les simulations montrent que même dans l'hypothèse d'une substitution élevée des agents énergétiques, les prix des agents fossiles ne sont pas entièrement couplés à long terme. Cependant, les prix du gaz naturel augmentent si fortement dans les scénarios de prix de pétrole élevé que les centrales combinées au gaz ne constituent pas une solution bon marché pour pallier au manque de courant. En Suisse, différentes raisons font que certaines alternatives sont controversées (énergie nucléaire, hydraulique, importations), actuellement trop chères (photovoltaïque, énergie éolienne nationale) ou peu claires au niveau de leur potentiel (géothermie, biogaz).

Les coûts de l'adaptation du système énergétique et le renchérissement des importations d'agents énergétiques freinent la croissance économique de la Suisse

Malgré les adaptations attendues au niveau énergétique (p. ex. rénovations énergétiques des bâtiments, remplacement des chauffages au mazout par le gaz naturel et des pompes à chaleur, introduction et adjonction de carburants alternatifs, augmentation de l'efficacité énergétique), la Suisse devra déboursier davantage pour payer ses importations d'énergie vu les prix de l'énergie pris pour référence par l'enquête. De plus, la Suisse ne possédant pas de ressources naturelles fossiles, elle doit dépenser des ressources supplémentaires pour produire des exportations, afin de financer les importations d'agents énergétiques devenus plus chers. La performance économique et la consommation de la Suisse diminuent donc en cas de prix élevés du pétrole, mais progressent quand même sensiblement par rapport à 2000 (année de référence). Le chômage n'augmentera que de manière marginale, les salaires réels s'adaptant à long terme, dans un marché du travail suisse relativement flexible.

Baisse du bien-être malgré un air plus propre

La perte de bien-être de la Suisse (selon les scénarios, entre 1,7% et 5,2% par rapport au scénario de référence, ce qui correspond à une baisse moyenne de la consommation par an de 7 à 22 milliards de francs suisses) est élevée en comparaison internationale. Cela tient principalement au fait que, comme mentionné, la Suisse ne possède pas de matières premières fossiles. Les pertes de bien-être sont à mettre en regard avec les avantages secondaires, les coûts externes évités dans le domaine de la santé et du bâtiment. Toutefois, ces derniers sont nettement insuffisants (0,1%) pour compenser les pertes de prospérité.

Conclusion: Si l'évolution des prix à long terme peut se révéler moins dramatique que ce que redoutent certains, les conséquences économiques de prix de l'énergie élevés seront néanmoins considérables. Un prix du pétrole élevé ne saurait remplacer une politique climatique coordonnée au niveau international.

Inhaltsverzeichnis

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	3
	L'essentiel sur deux pages	5
	Inhaltsverzeichnis	7
	Abkürzungsverzeichnis.....	10
	Kurzfassung.....	11
1	Einleitung und Fragestellung.....	27
2	Ressourcen und Preise	29
2.1	Definitionen	29
2.2	Erdölvorkommen	29
2.3	Campbell-Kritik.....	31
2.4	Peak Oil Diskussion	31
2.5	Raffineriekapazitäten	34
2.6	Preise für fossile Rohstoffe	36
2.6.1	Entwicklung der Rohölpreise von 1970 bis August 2006.....	36
2.6.2	Szenarien der künftigen Ölpreis-Entwicklung	37
2.7	Einfluss hoher Ölpreise auf das Wirtschaftswachstum.....	40
2.7.1	Auswirkungen hoher Ölpreise auf die Konjunktur.....	40
2.7.2	Längerfristige Auswirkungen hoher Ölpreise auf das Wirtschaftswachstum.....	41
3	MultiSWISSEnergy und MESSAGE – Modelle im Überblick	45
3.1	Vorgehen und Modellwahl.....	45
3.2	MultiSWISSEnergy: Methodischer Ansatz und Modellstruktur	46
3.3	MESSAGE: Methodischer Ansatz und Modellstruktur	53
4	Die Szenarien.....	55
4.1	Szenarienübersicht	55
4.2	Die wichtigsten Annahmen zu den einzelnen Szenarien	56
5	Auswirkungen hoher Energiepreise auf die Energiesektoren	67
5.1	Auswirkungen auf die globale Energieentwicklung.....	67
5.2	Auswirkungen auf den Energiebereich Schweiz.....	89
6	Volkswirtschaftliche Auswirkungen hoher Energiepreise	97

6.1	Aussenhandel: Verschlechterung der Terms of Trade	97
6.2	Geringeres Wachstum und Strukturwandel	104
6.3	Moderater Beschäftigungsrückgang bei geringeren Lohnsteigerungen	112
6.4	Konsum	114
6.5	Wohlfahrtseffekte und Sekundärnutzen	119
6.5.1	Wohlfahrtseffekte im internationalen Vergleich.....	119
6.5.2	Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen in der Schweiz	120
7	Sensitivitätsanalyse: Elastizitäten	123
8	Sensitivitätsanalyse: Ölsubstitute	127
9	Schlussfolgerungen.....	131
10	Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten	135
10.1	Ökonomische Rahmendaten.....	135
10.1.1	Der GTAP6-Datensatz für die Weltwirtschaft.....	135
10.1.2	Input-Output-Tabellen	135
10.1.3	Weltwirtschaftliche Rahmenentwicklung.....	138
10.1.4	Schweizer Rahmenentwicklung	139
10.2	Daten zu den Schweizer Energiesektoren	141
10.2.1	Sektorale Energienachfragen.....	141
10.2.2	Stromerzeugung.....	141
10.2.3	Transport	144
10.2.4	Wärme.....	144
10.3	Elastizitäten	145
11	Anhang B: Die MESSAGE-Technologieszenarien	149
11.1	Szenarienüberblick.....	149
11.2	Das verwendete Modell: MESSAGE.....	150
11.3	Grundannahmen zu den Szenarien	151
11.3.1	Rahmenentwicklung.....	151
11.3.2	Technologiewelt konventionelle Energiequellen	153
11.3.3	Technologiewelt forciert erneuerbar	154
11.4	Annahmen zu den Schlüsseltechnologien	154
11.4.1	Potenziale der Primärenergieträger	155
11.4.2	Technologieparameter	159
11.5	Ergebnisse aus den MESSAGE-Technologieszenarien	163
11.5.1	Primärenergieverbrauch.....	163
11.5.2	Endenergieverbrauch.....	167
11.5.3	Elektrizitätsverbrauch und -preis.....	173
11.5.4	Energieimporte Westeuropa	176
11.5.5	CO ₂ -Emissionen.....	178

Literaturverzeichnis 181

Abkürzungsverzeichnis

BaU	Business as Usual
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CES	Constant Elasticity of Substitution
CH	Schweiz
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlendioxid
CSS	Carbon Capture and Storage
DoE	United States Department of Energy
EIA	Energy Information Administration der USA
EJ	Exajoule (10 ¹⁸ Joule)
EU	Europäische Union (in der Regel EU25)
EU25	Europäische Union der 25 Länder
Fass	Fass = 1 Barrel = 159 Liter
FE	Szenario «forciert erneuerbar»
Gt	Gigatonnen
GTAP	Global Trade Analysis Project
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GWyr	Gigawattjahr (Umrechnung: 1 EJ = 31.7 GWyr bzw. 1 GWyr = 0.0315 EJ)
IEA	International Energy Agency
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
IOT	Inpu-Output-Tabelle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KE	Szenario «konventionelle Energiequellen»
KLEM	Kapital, Arbeit, Energie- und Materialinputs
kWh	Kilowattstunde
kWyr	Kilowattjahr
mb/d	Million Barrel per Day, Millionen Fass pro Tag (Mass für die Fördermenge)
MESSAGE	Model for Energy Supply Systems Analysis and their General Environmental impact
MultiSWISSEnergy	Dynamisches Mehrländergleichgewichtsmodell
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PJ	Petajoule (10 ¹⁵ Joule)
Rp.	Rappen
SAM	Social Accounting Matrix
TJ	Terajoule (10 ¹² Joule)
TOT	Terms of Trade (Austauschverhältnis)
TWh	Terawattstunde
US\$, \$	US Dollar
USGS	United States Geological Survey
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook der IEA
WETO	World Energy, Technology and Climate Policy Outlook der EU

Kurzfassung

Verschiedene Entwicklungen und Ereignisse haben in letzter Zeit zu einer Erhöhung der Energiepreise, insbesondere zu einem drastischen Anstieg des Ölpreises geführt. Manche befürchten, dass der Hochpunkt der Ölförderung bald erreicht ist und dass dies zusammen mit der gestiegenen globalen Nachfrage Ölnappheit und damit einen langfristig hohen Ölpreis hervorruft. Die wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen langfristiger sehr hoher Energiepreise wurden bislang kaum untersucht. Dies gilt insbesondere für die Schweiz. Nach den Erfahrungen der Ölkrise der 70er Jahre ist bekannt, dass Energiepreisschocks zu makroökonomischen Krisen, energiesparendem technischem Fortschritt und zu beschleunigtem strukturellen Wandel führen können. Die heutige Ausgangslage ist allerdings von jener der 70er Jahre wesentlich verschieden: Einerseits ist die Energieintensität des BIP niedriger, was mit der Entwicklung zur Dienstleistungsgesellschaft und mit einer höheren Energieeffizienz zusammenhängt, andererseits sind die „low hanging fruit“ bei der Einsparung von Energie grösstenteils schon geerntet worden. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, sich bei der Einschätzung der möglichen Auswirkungen sehr hoher Energiepreise nicht nur auf Erfahrungen früherer Ölkrise zu stützen, sondern aktuell diskutierte Hochpreisszenarien vor dem Hintergrund heutiger Konsummuster, wirtschaftlicher Verflechtungen, Produktionsverfahren und technischer Optionen zu modellieren und zu analysieren.

Fragestellung

Die hier vorgelegte Studie wurde vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegeben und will folgende Fragen beantworten:

- Welchen Einfluss haben hohe Energiepreise auf die Weltwirtschaft und auf die Schweizer Volkswirtschaft, auf Wirtschaftsleistung, Konsum, Investitionen und Beschäftigung?
- Ist die Schweiz wirtschaftlich stärker oder schwächer von hohen globalen Ölpreisen betroffen als andere Länder bzw. Regionen?
- Inwiefern und wann wird technischer Fortschritt im Energiebereich den negativen Einfluss hoher Ölpreise auf die Volkswirtschaft mildern oder kompensieren können?
- Wie entwickeln sich die relativen Weltmarktpreise der Energieträger unter verschiedenen Annahmen zu den vorhandenen Ressourcen für die erneuerbaren Energien?
- Welchen Einfluss haben hohe Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage?

Methodik und Grenzen der Studie

Die wirtschaftlichen Auswirkungen hoher Ölpreise sind auch abhängig von der künftigen technologischen Entwicklung. Bekanntlich lassen sich technische Entwicklungen schwer über mehrere Dekaden hinweg vorhersehen. Vom Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) im österreichischen Laxenburg wurden zwei verschiedene technische Entwicklungsmöglichkeiten mit dem **Technologiemodell MESSAGE** quantifiziert. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dauerhaft hoher Preise für fossile Energieträger werden im **dynamischen Mehrländer-Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy** (Ecoplan/Böhringer, siehe Kasten) simuliert und analysiert. Die Simulationen und Analysen sind auf die Beantwortung langfristiger Fragestel-

lungen ausgelegt (Strukturwandel, technischer Fortschritt, Wandel des Energiesystems, Wachstumspfad, etc.). Kurz- und mittelfristige Phänomene werden ausgeblendet, dazu gehören kurzfristige Volatilitäten und Spekulationsblasen auf den Rohstoffmärkten, politisch festgesetzte Preisbindungen zwischen Energieträgern (z.B. Gas/Öl), kurz- und mittelfristige Rigiditäten in der Energienachfrage. Weiter ist zu beachten, dass der technische Fortschritt exogen vorgegeben wird. Es werden zwar in den untersuchten Szenarien unterschiedliche Lernkurven für den technologischen Fortschritt bei den Energietechnologien unterstellt, diese werden aber exogen vorgegeben und nicht endogen im Modell bestimmt.

Analyse langfristiger Ölpreise – keine Aussagen zu kurzfristigen Preisausschlägen

Die ausgewiesenen Ergebnisse basieren auf langfristigen Gleichgewichten. Eine solche empirische Simulation mit einem inhaltlichen Fokus auf das Jahr 2035 ist keine quantitative Prognose. Insbesondere ist sie keine Konjunkturprognose, da eher kurzfristige Aspekte wie der derzeitige Investitionsrückstand in der Ölindustrie oder das Überschreiten der Märkte aufgrund psychologischer Effekte nicht berücksichtigt sind. Nicht Konjunktur, sondern Struktur und langfristige Entwicklungen stehen im Zentrum der Betrachtung. Dabei kommt es nicht auf die einzelne Zahl an, sondern auf das Gesamtbild, das sich in den Sensitivitätsanalysen als sehr robust erwiesen hat.

MultiSWISSEnergy – ein dynamisches Mehrländergleichgewichtsmodell

MultiSWISSEnergy ist ein dynamisches Mehrländergleichgewichtsmodell der Weltwirtschaft, das neben der Schweiz die wichtigsten geopolitischen Wirtschaftsregionen (EU, USA, Sonstige Industrieländer, OPEC, Sonstige Entwicklungsländer) über bilaterale Handelsbeziehungen explizit darstellt. Dabei ist jede Region in differenzierten Produktions-, Konsum- und Aussenhandelsstrukturen erfasst. Die sektorale Disaggregation umfasst fünf Energie- und sieben Nichtenergiesektoren. Einige der wichtigsten Mechanismen, die das Modell abbildet, sind:

- unterschiedliche Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energieträgern,
- Strukturwandel aufgrund branchenspezifischer Unterschiede in Faktorintensitäten, dem Grad an Faktorsubstitutionsmöglichkeiten und Preiselastizitäten der Güternachfrage,
- preisabhängige Substitutionsmöglichkeiten in Produktion und Konsum,
- preisinduzierte Veränderungen bilateraler Handelsströme,
- dynamisches Investitions- und Sparkalkül,
- prozesstechnische Fundierung wichtiger technologischer Substitutionspotentiale (Schweizer Elektrizitätsangebot: 9 Erzeugungstechnologien, 3 Lastbereiche, Berücksichtigung des Endes der technischen Lebensdauern bestehender Kraftwerke).

Die untersuchten Szenarien

Um den Einfluss hoher Ölpreise auf die Wirtschaft zu simulieren, können zwei Ansatzpunkte gewählt werden. Erstens kann der Ölpreis exogen vorgegeben werden oder zweitens können die Ölressourcen stark beschränkt werden, was den Ölpreis endogen steigen lässt. In dieser Studie werden beide Ansätze verfolgt. Neben der Referenzentwicklung werden drei Öl-Preis-Szenarien (mit exogen vorgegebenen Ölpreisen) und zwei Oil-Peak-Szenarien (mit exogen vorgegebenem Ölangebot) berechnet. Die Referenzentwicklung, das so genannte BaU-Szenario, wird wie folgt festgelegt (vgl. Grafik 1):

- Das **BaU**-Szenario orientiert sich grob an der Prognosen des International Energy Outlook (IEA 2004). Das bedeutet, dass das Referenzszenario kein Hochpreisszenario ist. Im BaU-Szenario wird ein Erdölpreis von 30 \$/Fass (US\$ pro Barrel) exogen vorgegeben. Es wird also implizit unterstellt, dass die Ressourcen für Öl und Gas bis mindestens 2035 ausreichen und sich die nachgefragten Öl- und Gasmengen zu den unterstellten tiefen Kosten fördern lassen.

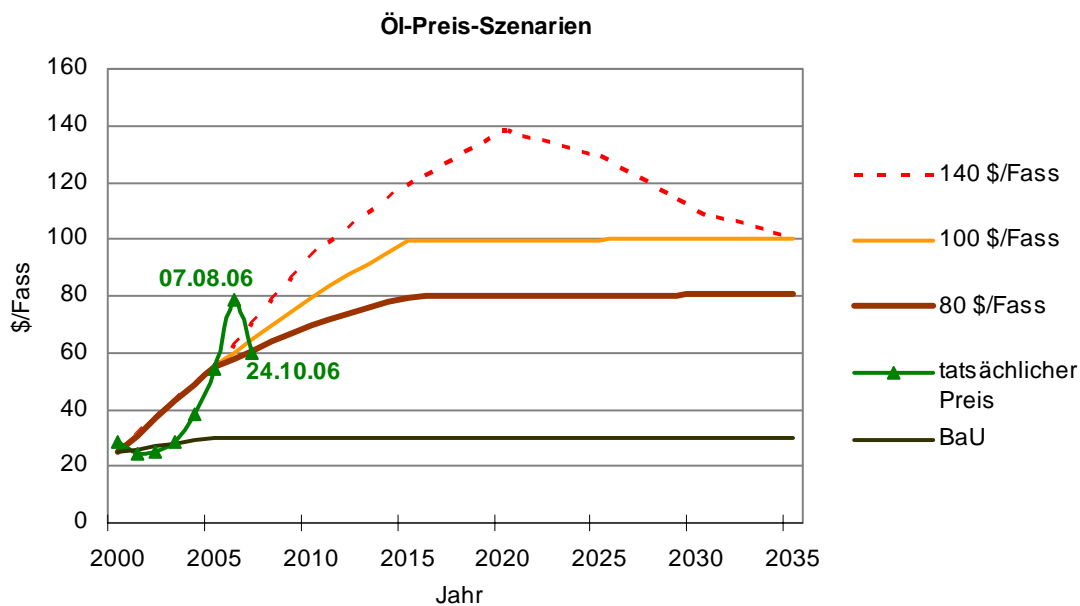
Die **Öl-Preis-Szenarien** sind nach mehreren, deutlich voneinander verschiedene Ölpreispfaden differenziert (vgl. dazu Grafik 1):

- **80 \$/Fass:** Ein langfristiger Rohölpreis, der deutlich über den bisherigen Prognosen der bekannten Institutionen liegt (IEA, usw.). Die 80\$/Fass decken sich in etwa mit dem Szenario «High Prices» der IEA (2006) für das Jahr 2015 oder den im August 2006 erzielten Ölpreisen, bzw. dem inflationsbereinigten Allzeithoch aus dem Jahre 1981. Gegenüber dem Szenario BaU, welches einen Rohölpreis von 30 \$/Fass unterstellt, wird also ein um 166% höherer Preis unterstellt.
- **100 \$/Fass:** Die 100\$/Fass decken sich in etwa mit dem Szenario «High Prices» der IEA (2006) für das Jahr 2030 und liegen etwa 20 \$/Fass oder rund 25% über den bis heute maximal erreichten Preise.
- **140 \$/Fass:** Ein Preispfad, der bis 2025 auf 140 \$/Fass ansteigt und danach – mit der marktlichen Durchdringung mit Öl-Ersatzenergien und –technologien – wieder auf 100 \$/Fass absinkt.

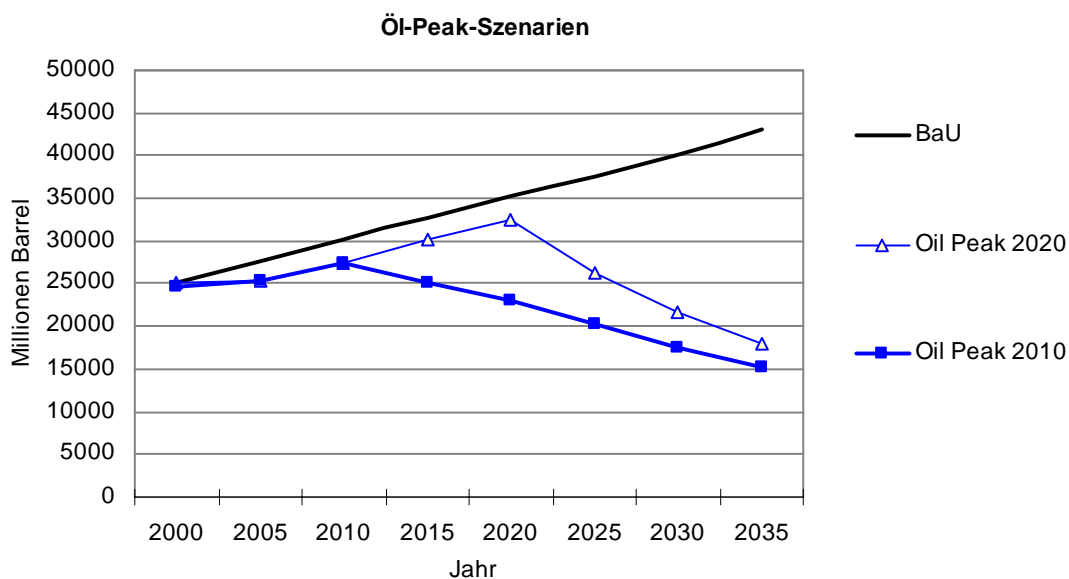
Bei den **Oil-Peak-Szenarien** werden nicht die Ölpreise, sondern die jährlich maximal möglichen Fördermengen vorgegeben. Es werden folgende zwei Oil-Peak-Szenarien vorgegeben (vgl. Grafik 2):

- **Oil-Peak 2010:** Die Öl-Förderung kann bis 2010 noch gesteigert werden, nimmt dann aber ab. Die Entwicklung der jährlich maximalen Ölfördermengen folgt dem Szenario der Oil-Peak-Vertreter (Campbell).
- **Oil-Peak 2020:** In diesem Szenario wird der Peak der jährlich maximal möglichen Ölfördermenge im Jahr 2020 erreicht. Fällt dann aber – im Vergleich zum Szenario Oil-Peak 2010 – leicht stärker ab.

Grafik 1: Öl-Preis-Szenarien – exogen vorgegebene Entwicklung des Ölpreises



Grafik 2: Öl-Peak-Szenarien – exogen vorgegebene Entwicklung der jährlichen Öl-Fördermengen



Exkurs - zwei Technologiewelten

Die wirtschaftlichen Auswirkungen der oben dargestellten Öl-Preis-Szenarien und Öl-Peak-Szenarien wurden für zwei verschiedene **Technologiewelten** untersucht.

- Die Technologiewelt «**konventionelle Energiequellen**» beruht hauptsächlich auf der vorsichtigen Anhebung bisheriger Effizienztrends bei bestehenden Technologien. Das globale Energiesystem unterliegt keinen klimapolitischen Restriktionen. In der Elektrizitätserzeugung wird die Kernenergie nicht in Frage gestellt, so dass insgesamt die heute bereits verwendeten Grosstechnologien weltweit bestimmend bleiben.
- In der Technologiewelt «**forciert erneuerbar**» wird davon ausgegangen, dass die technische Entwicklung schneller vor sich geht, insbesondere die erneuerbaren Energien wirtschaftlicher werden und weltweit politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine höhere Ausschöpfung der Potenziale erneuerbarer Energien ermöglichen. Zudem wird ein langfristig bedeutendes globales klimapolitisches Engagement vorausgesetzt. In der Schweizer Stromerzeugung wird konsequent auf erneuerbare Energien gesetzt. Allfällige Deckungslücken werden durch Importe gedeckt.

Die beiden Technologieentwicklungen sind keine Politiksznarien im eigentlichen Sinne. Es werden Annahmen zu unterschiedlichen technischen Entwicklungen getroffen, insbesondere zum Fortschritt der erneuerbaren Energien, ohne dass die dazu möglicherweise nötigen Forschungsanstrengungen und politischen Prioritätensetzungen – einschliesslich der damit verbundenen Kosten – explizit erfasst würden. **Die Verwendung zweier getrennter Technologiepfade ermöglicht eine bessere Einschätzung der Auswirkungen hoher Energiepreise unter alternativen Annahmen zur Technologieentwicklung. Aus einem etwaigen Vergleich der Ergebnisse der beiden Technologieszenarien können aber keine Aussagen zur politischen Vorteilhaftigkeit erneuerbarer oder konventioneller Energietechnologien abgeleitet werden.**

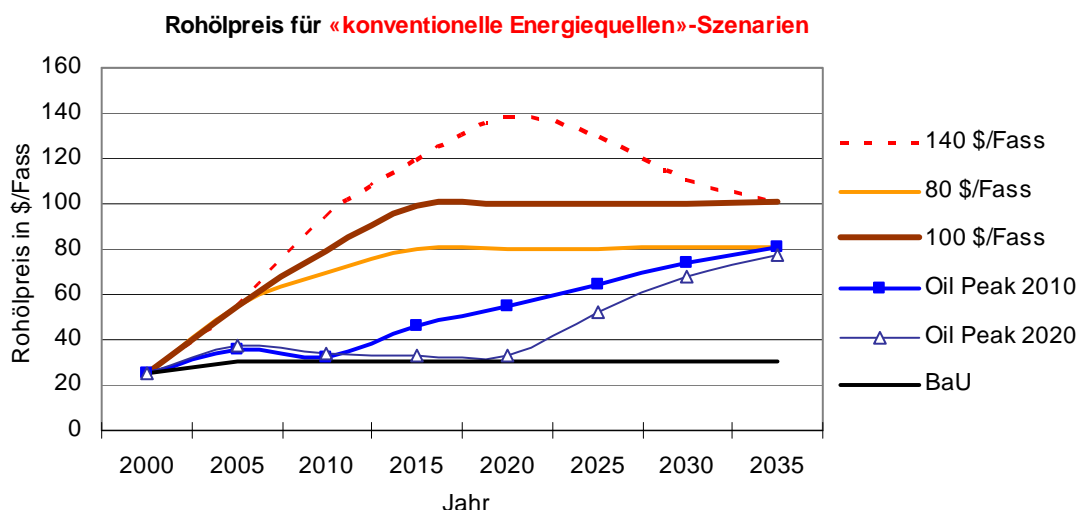
In der vorliegenden Kurzfassung haben wir uns beschränkt auf die **Darstellung der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen»**. Die Ausprägungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind für beide Technologiewelten in derselben Grössenordnung.

Auswirkungen hoher Energiepreise auf den globalen Energiebereich

Rohölpreise über 100\$ kurzfristig möglich, aber langfristig unwahrscheinlich

Dreistellige Rohölpreise (in \$ von 2001 pro Fass) werden in den Modellsimulationen langfristig nur unter extremen Annahmen erreicht. Selbst sehr pessimistische Annahmen zu den Ölreserven führen trotz des unterstellten Weltwirtschaftswachstums von 3% pro Jahr nicht in den dreistelligen Preisbereich – vergleich dazu die in den Oil-Peak-Szenarien bis 2035 maximal erreichten Ölpreise. Diese Studie kann keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit dreistelliger Preise bei kurz- und mittelfristigen Volatilitäten machen. Als langfristiger Gleichgewichtspreis sind sie unwahrscheinlich, weil perfekte und weniger perfekte Substitute zu niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen (wir haben vor allem Ethanol und Methanol herausgegriffen sowie Strom aus erneuerbaren Quellen).

Grafik 3: Rohölpreis in \$/Fass

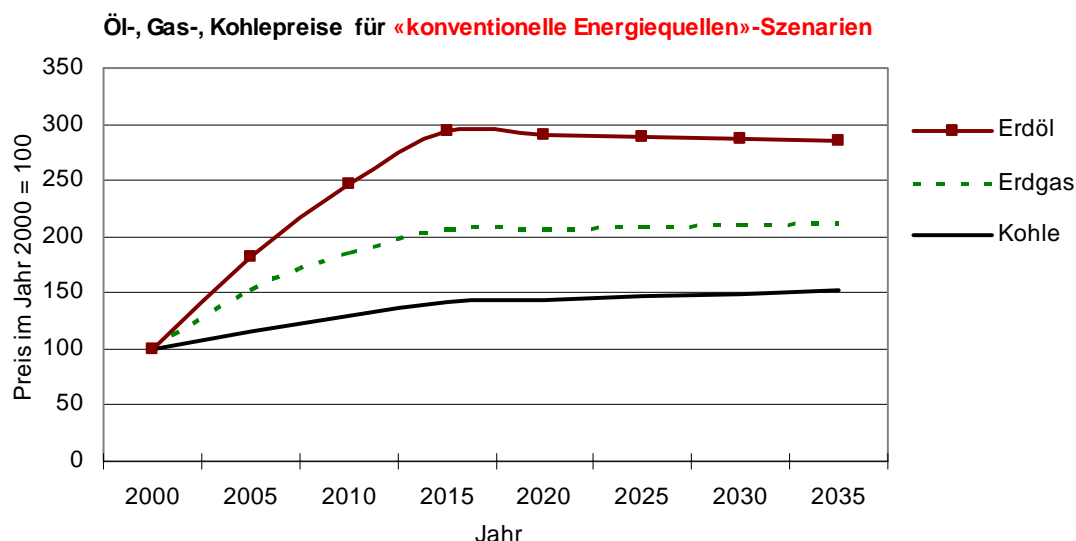


Steigende Ölpreise lassen auch Gas- und Kohlepreise steigen

Die Ölpreiszunahmen haben auch drastische Auswirkungen auf die Preise der wichtigsten konventionellen Ölsubstitute Erdgas und Kohle. Bei Erdgas, welches im Vergleich zu Kohle das nähere Substitut ist zu Öl, verdoppelt sich der Preis (vgl. dazu Grafik 4). Trotz sehr guter Substitutionsmöglichkeiten in der Öl- bzw. Gasnachfrage und einem beschränkt reagiblen Gasangebot steigt der Preis für Erdgas weniger stark als bei Öl. Dies kann damit begründet werden, dass Erdgas letztlich zwar ein gutes, aber kein perfektes Substitut zu Öl ist, bzw. dass es Bereiche mit spürbaren Umrüstkosten gibt: Beispielsweise besitzen viele Entwicklungsländer keine Gasverteilungsinfrastruktur und die Gasinfrastruktur im Bereich Verkehr ist erst noch im Aufbau begriffen. Bei starken Öl-Preisänderungen entbehrt daher die Öl-Gas-Preiskopplung langfristig der ökonomischen Grundlage. Im internationalen Handel ist langfristig nicht damit zu rechnen, dass eine solche Kopplung vollständig stattfindet. Sie national langfristig aufrechtzuerhalten, wäre volkswirtschaftlich ungünstig: Falsche Preisanreize

führen immer zu mehr oder weniger ausgeprägten Fehlallokationen, die volkswirtschaftliche Kosten nach sich ziehen. In diesem konkreten Fall würde eine Öl-Gas-Preisbindung die Substitution von Öl zu Gas behindern, was höhere ökonomische Kosten der Ölpreissteigerung und dazu noch höhere CO₂-Emissionen zur Folge hätte.

Grafik 4: Öl-, Gas-, Kohlepreise für das Szenario 100\$/Fass

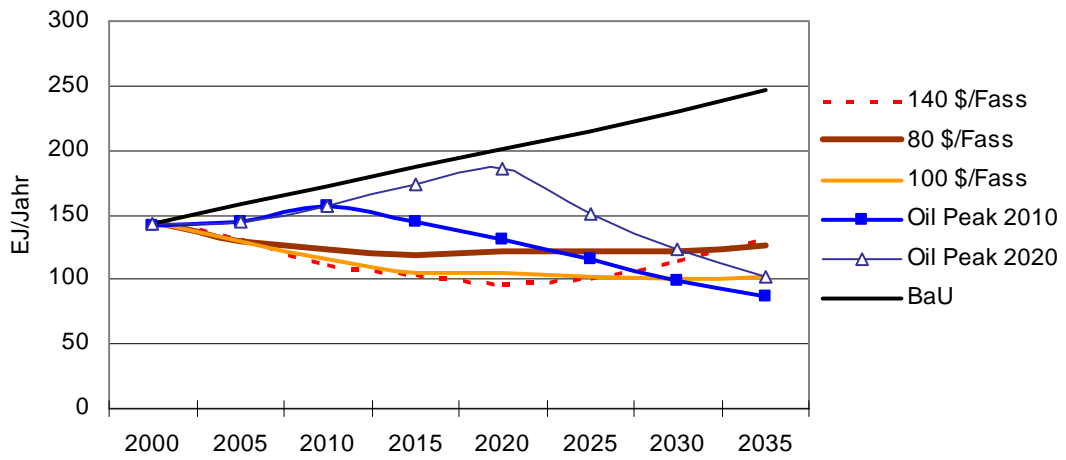


Steigende Ölpreise begünstigen den Einsatz von Kohle

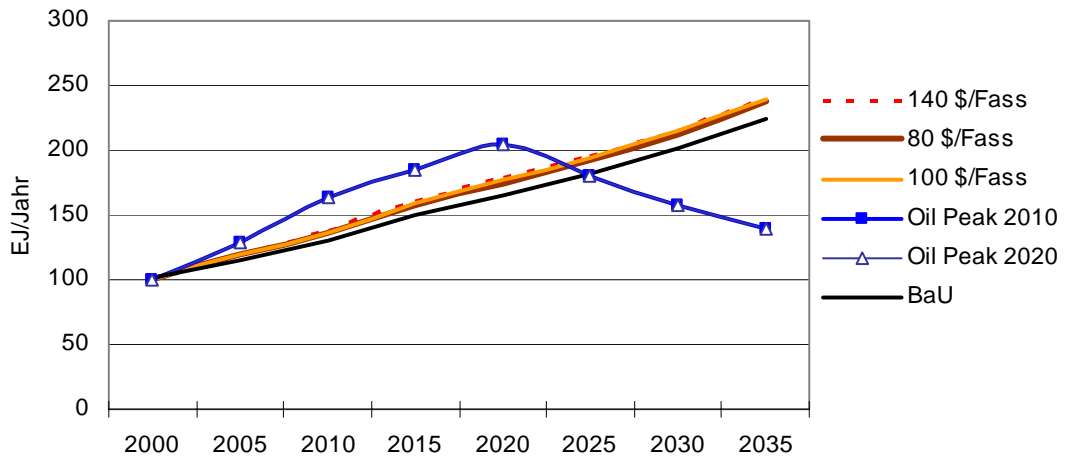
Fossile Energieträger bleiben als Substitute weiterhin verfügbar, jedenfalls von den Vorräten her. Während die Erdgasreserven in den Oil-Peak-Szenarien ähnlich begrenzt sind wie das Öl, ist das Kohleangebot auf Sicht der nächsten Jahrzehnte praktisch unbegrenzt. So steigt dann auch die Kohlenachfrage mit steigendem Ölpreis bzw. begrenztem Ölangebot (vgl. Grafik 5). Sofern Erdgas zur Verfügung steht, so nimmt auch die Erdgasnachfrage mit steigenden Ölpreisen zu. Dies zeigt die Grafik 5 für die Öl-Preis-Szenarien.

Grafik 5: Globale Rohöl-, Erdgas- und Kohlenachfrage

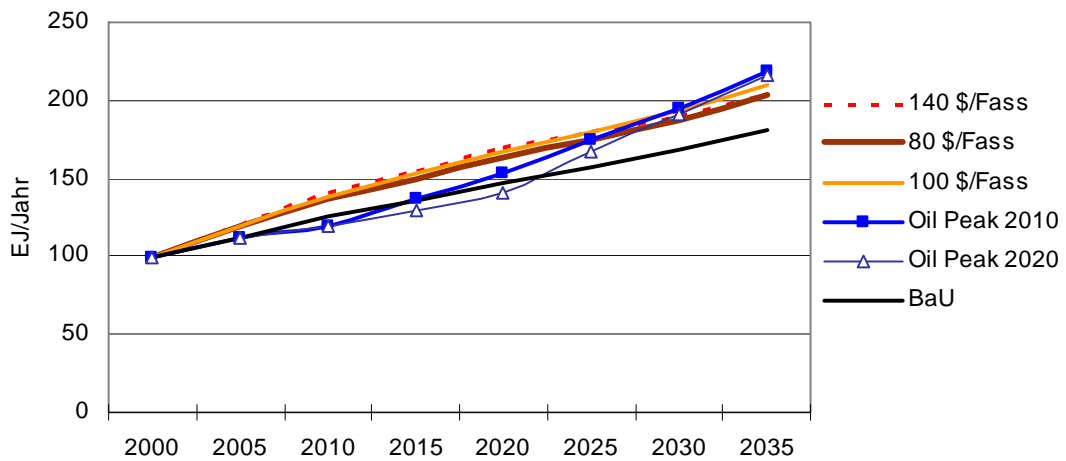
Globale Rohölnachfrage für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien



Globale Erdgasnachfrage für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien



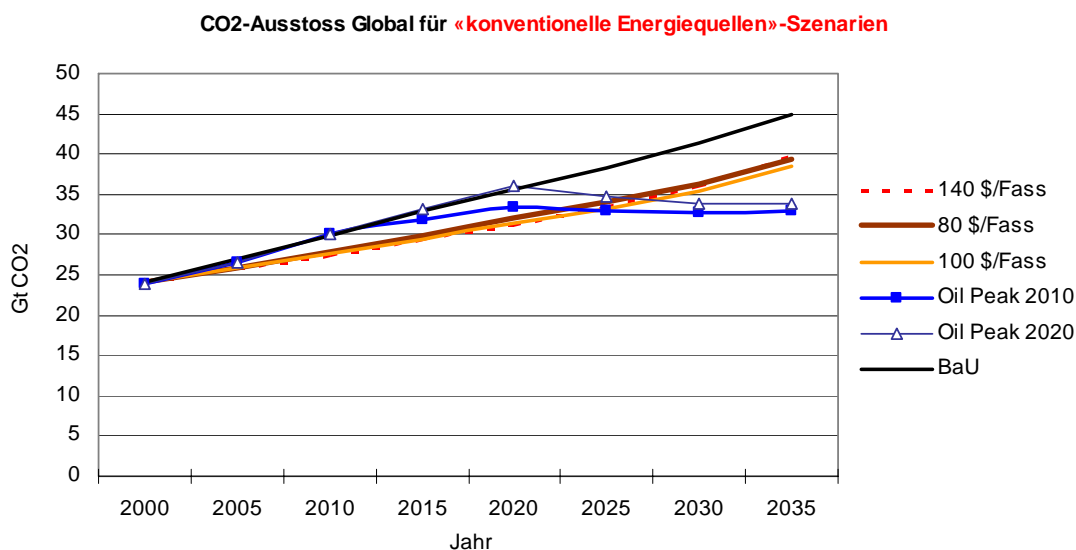
Globale Kohlenachfrage für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien



Hohe Ölpreise dispensieren nicht von einer aktiven, internationalen Klimapolitik

Kohle hat den höchsten energiespezifischen Kohlenstoffgehalt, weshalb eine starke Zunahme der weltweiten Kohleförderung den Treibhauseffekt verstärken würde. Die wichtigste klimapolitische Schlussfolgerung aus dieser Studie lautet daher, dass hohe Ölpreise die globalen CO₂-Emissionen zwar senken können, langfristig aber die Substitution von Öl durch Kohle bzw. durch kohlebasierte Brenn- und Treibstoffe eine erhebliche Gefahr für das Klima darstellt. Insbesondere ist die Verflüssigung von Kohle zu Methanol ein energetisch unsinniger Weg, der nur in Erwägung gezogen wird, weil unsere Technologiewelt in den Bereichen Verkehr und Wärme heute vorwiegend auf flüssigen Treib- und Brennstoffen basiert. CO₂-Abscheidung und Speicherung können zwar bei kohlebasierten Grosstechnologien einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, aber in den hier simulierten Szenarien ist dieser Beitrag klein, und es bedarf dazu klarer klimapolitischer Anreize oder Vorschriften. Insgesamt führen hohe Ölpreise bzw. ein beschränktes Öl- und Gasangebot zu einem sinkenden CO₂-Ausstoss, der aber aus heutiger klimapolitischer Beurteilung auch bei den hier unterstellten sehr hohen Ölpreisen nicht ausreichend ist.

Grafik 6: Globaler CO₂-Ausstoss – ohne klimapolitische Massnahmen



Ethanol kann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten – mögliche Nutzungskonflikte

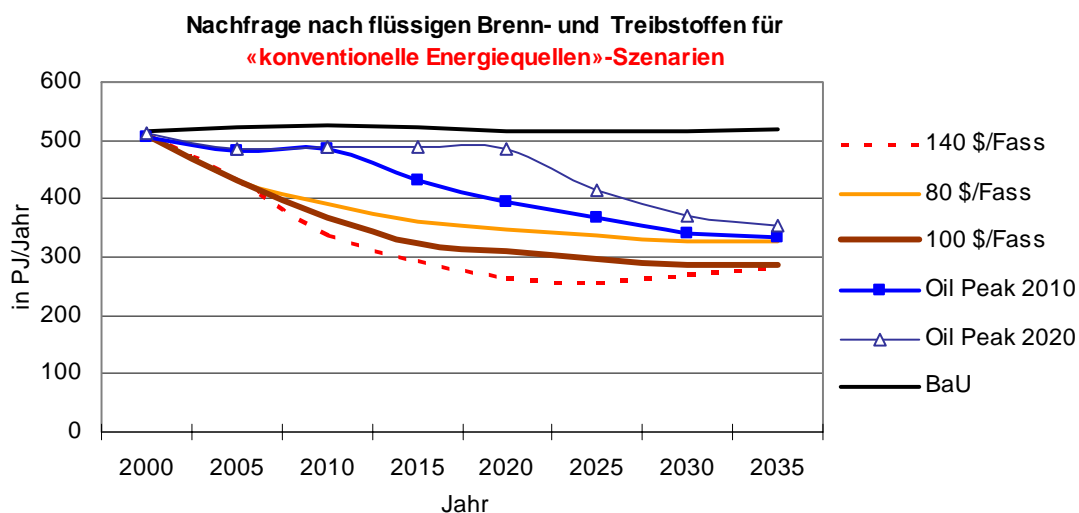
Aus Biomasse erzeugtes **Ethanol** ist klimapolitisch die bessere Alternative zum kohle- oder erdgasbasierten Methanol. Allerdings sind für einen bedeutenden Beitrag des Ethanols zur Energieversorgung noch einige Fragen zu klären, vor allem was Landnutzungskonflikte in Entwicklungsländern sowie Konflikte zwischen Ernährungs- und Energiezielen betrifft. Fest steht, dass die globale Substitution von Energieträgern Gewinner und Verlierer erzeugen wird. Für die Schweiz wird es wichtig sein, rechtzeitig zu erkennen, wo die Reise hingehet, entsprechende Handelsstrukturen zu etablieren (z.B. mit Brasilien als Ethanolproduzent, um nur ein Beispiel zu nennen) bzw. – sofern für den betreffenden Energieträger relevant – entsprechende Infrastruktur zu schaffen.

Auswirkungen auf den Energiebereich Schweiz

Erwartungsgemäss geht im besonders ölintensiven Bereich Verkehr die Aktivität zurück. Die unterstellten hohen Rohölpreise führen zu Benzin- und Dieselpreisen, die längerfristig eine merkliche Reaktion von bis zu 9% weniger Verkehrsaufkommen im Vergleich zu BaU zur Folge haben. Mit anderen Worten: Das Verkehrsaufkommen wächst bei sehr hohen Ölpreisen weniger stark als im Referenzfall. Zudem zeigen Veränderungen im Modal Split, dass mancher bei hohen Ölpreisen das Auto stehen lässt und auf Bus oder Bahn umsteigt. Quantitativ bedeutender könnte die teilweise Verlagerung des Strassengüterverkehrs auf die Schiene sein. Zusätzlich bewirkt die höhere Bedeutung der Energieeffizienz, dass der spezifische Treibstoffverbrauch unter Hochpreisbedingungen stärker sinkt.

Im Wärmebereich sind die Substitutionspotentiale für Heizöl auf lange Sicht besonders hoch. In der Summe geht die Nachfrage nach flüssigen Brenn- und Treibstoffen (einschliesslich Methanol und Bioethanol) bis 2035 um 30 bis 40% zurück (vgl. Grafik 7).

Grafik 7: Nachfrage nach flüssigen Brenn- und Treibstoffen [PJ/Jahr]



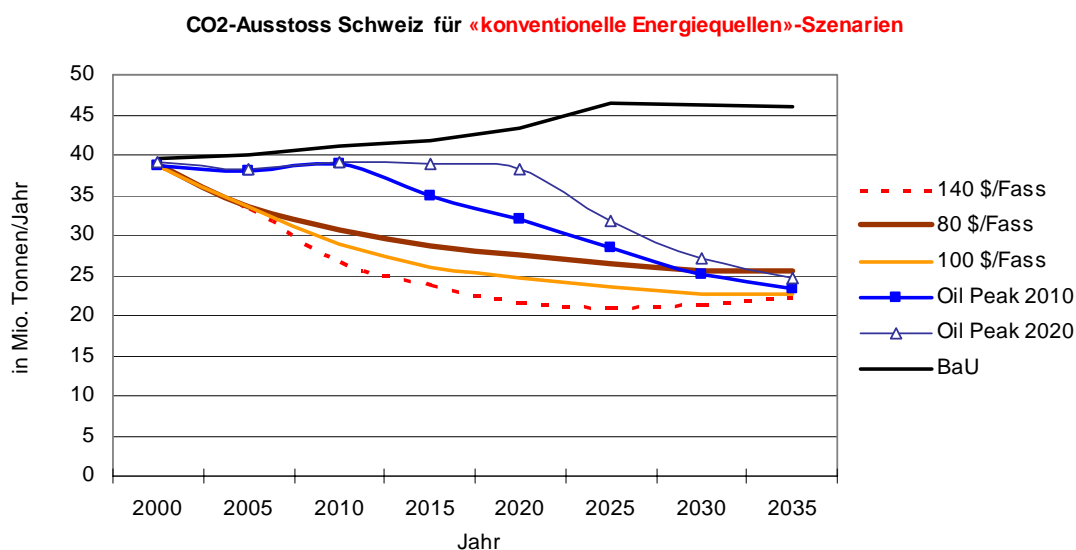
GuD-Kraftwerke bei hohen Öl- bzw. Gaspreisen nicht rentabel

Die Simulationen zeigen, dass die Preise für fossile Energieträger auch bei hohen Annahmen zur Substitution der Energieträger langfristig nicht vollständig gekoppelt sind. Dennoch steigen die Erdgaspreise in Ölhochpreisszenarien so stark, dass GuD-Kraftwerke keine kostengünstige Lösung zur Schliessung der Stromlücke darstellen. Die Alternativen sind in der Schweiz aus verschiedenen Gründen umstritten (Kernkraft, Grosswasserkraft, Importe), derzeit teuer (Photovoltaik, einheimische Windkraft) oder die Potenziale sind noch unklar (Geothermie, Biogas).

Starker Rückgang des CO₂-Ausstosses in der „kohlenfreien“ Schweiz

Der CO₂-Ausstoss geht in der Schweiz gegenüber BaU stark zurück (vgl. Grafik 8). Der Verzicht auf GuD-Kraftwerke bei hohen Erdgaspreisen spielt dabei eine wesentliche Rolle. Hinzu kommt der starke Preisanstieg bei Heizöl, der die Schweizer mittel- bis langfristig auf andere – CO₂-ärmere (Erdgas) oder CO₂-neutrale – Heizsysteme setzen lässt.

Grafik 8: CO₂-Ausstoss Schweiz



Bemerkung: Der im BaU steigende CO₂-Ausstoss ist auf die GuD-Kraftwerke zurückzuführen, die bei den niedrigen Preisen in BaU zur Deckung der Stromlücke zugebaut werden.

Die hohen Ölpreise haben auf die Schweizer CO₂-Emissionen einen viel grösseren Einfluss als auf die globalen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Schweiz heute kaum mehr Kohle einsetzt und wir unterstellt haben, dass Kohle für die Schweiz auch in Zukunft keine Option ist.

Volkswirtschaftliche Auswirkungen hoher Energiepreise

Verschlechterung der Terms of Trade - Schweiz muss mehr exportieren, um die verteuerten Energieträgerimporte zu bezahlen

Die Schweiz muss trotz der zu erwartenden Anpassungen im Energiesystem (z.B. energetische Gebäudesanierungen, Ersatz von Ölheizungen durch Erdgas und Wärmepumpen, Einführung bzw. Beimischung alternativer Treibstoffe) bei den hier unterstellten Preisen mehr für ihre Energieimporte zahlen. Da die Schweiz keine fossilen Bodenschätze besitzt, verschlechtern sich die Terms of Trade deutlich. Die Schweiz trägt also nicht nur die Kosten der Anpassung des Energiesystems in Richtung Energieträgersubstitution und höherer Energieeffizienz (wobei es eine Reihe von Energiesparmassnahmen gibt, die sich sehr gut rechnen), sondern muss zusätzliche Ressourcen für die Produktion von Exporten aufwenden, um die verteuerten Energieträgerimporte zu bezahlen.

Von hohen Ölpreisen sind fast alle Branchen negativ betroffen

Mit Ausnahme des Schienenverkehrs sind alle Branchen negativ von den Ölhochpreisszenarien betroffen (vgl. Grafik 9). Die Angebotsbedingungen verschlechtern sich nicht nur aufgrund höherer Energiekosten, sondern auch die Energieeffizienzmassnahmen, die zur Umgehung dieser Kosten getroffen werden, sind häufig selbst mit Kosten verbunden. Die Verschlechterung der Terms of Trade verursacht zudem einen Rückgang der heimischen Nachfrage. Über die sektorale Verflechtung schlagen diese Effekte auf fast alle Branchen durch.

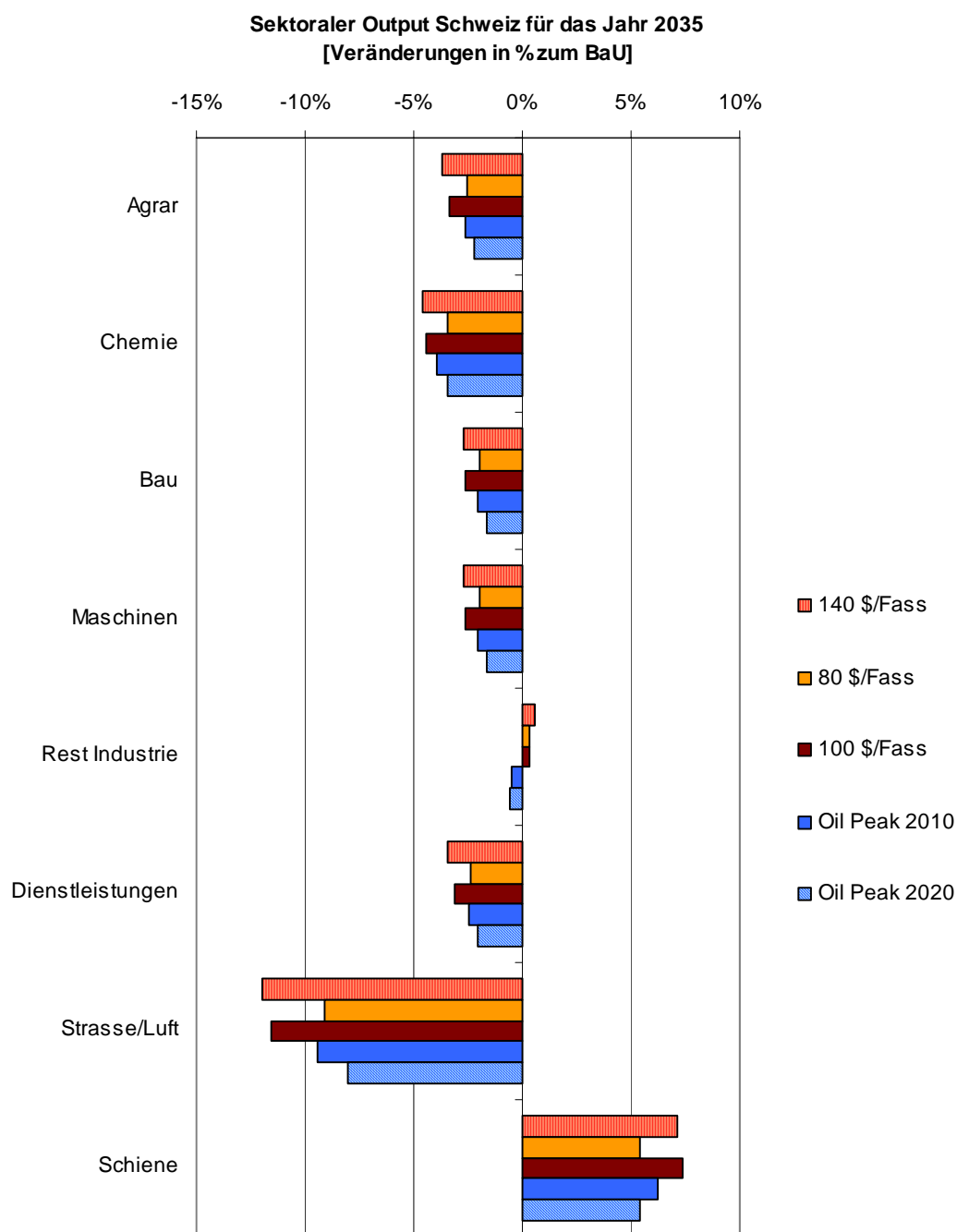
Gewinner und Verlierer bei der Wirtschaftsleistung

Als Folge des für die meisten Branchen rückgängigen Outputs fällt auch der aggregierte Indikator für die Wirtschaftsleistung, das Bruttoinlandsprodukt (BIP), vgl. Tabelle 1 für einen Länder- bzw. Weltregionenvergleich im Jahr 2035. Der internationale Vergleich zeigt die OPEC als massiven wirtschaftlichen Gewinner der Terms of Trade-Veränderungen (vor allem in den Preisszenarien), während die an fossilen Ressourcen arme Schweiz einen der höchsten Rückgänge der Wirtschaftsleistung zu beklagen hat. Bei den sonstigen Industrieländern spielt Russland mit seinen vielen Bodenschätzen eine bedeutende Rolle, die zu einer insgesamt sehr geringen Wirkung auf das regionale BIP führt. Eine einleuchtende Faustregel lautet also: Je mehr eigene Vorräte ein Land an fossilen Energieträgern hat, desto besser ist seine komparative Situation bei einer Preissteigerung fossiler Energieträger.

Tabelle 1: BIP im Jahr 2035 [Veränderungen in % zum BaU]

	«konventionelle Energiequellen»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Schweiz	-3.0%	-2.3%	-3.0%	-2.4%	-2.0%
EU 25	-3.3%	-2.4%	-3.2%	-2.5%	-2.0%
Sonstige Industrieländer	0.8%	0.1%	-0.2%	-0.4%	-0.7%
Sonstige Entwicklungsländer	-2.9%	-2.2%	-2.9%	-3.9%	-3.4%
OPEC	30.5%	16.5%	18.6%	5.1%	3.6%
USA	-2.4%	-1.8%	-2.4%	-1.9%	-1.5%

Grafik 9: Sektoraler Output Schweiz für das Jahr 2035, «konventionelle Energiequellen»-Szenarien [Veränderungen in % zum BaU]



Moderater Beschäftigungsrückgang bei geringeren Lohnsteigerungen

Konjunktur und Beschäftigung werden bekanntermassen durch hohe Ölpreise beeinträchtigt. Der hier untersuchte langfristige negative Einfluss hoher Energiepreise auf die Arbeitslosenrate bleibt aber trotz hoher Wohlfahrtsverluste einigermassen moderat (für die meisten Szenarien im Bereich eines halben Prozentpunkts). Dies hängt mit der hohen mittel- bis langfristigen Flexibilität der Schweizer Reallöhne zusammen. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass die geringe Steigerung der Arbeitslosenrate mit weniger stark steigenden Reallöhnen für jene Arbeitnehmergruppen „erkauft“ wird, die vom Strukturwandel bei hohen Energiepreisen am meisten betroffen sind.

Auswirkungen auf die Wohlfahrt und Sekundärnutzen

Welche Auswirkungen zeigen die klimapolitischen Szenarien auf die Wohlfahrt? Die Wohlfahrt entspricht in der hier zunächst unterstellten Betrachtung den Konsummöglichkeiten: Je mehr Konsum, desto höher die Wohlfahrt. Diese Betrachtung ist zwar nützlich, greift aber in einem zentralen Punkt zu kurz: Es wird nicht berücksichtigt, dass eine geringere Nachfrage nach fossilen Brennstoffen Vorteile bei der Minderung von Luftschadstoffen und beim Klimaschutz mit sich bringt, also einen Sekundärnutzen hat. Die nachfolgende Grafik zeigt die Wohlfahrtseffekte mit und ohne Sekundärnutzen für die Schweiz. Für die anderen Länder und Regionen sind keine Sekundärnutzen berücksichtigt. Der Nutzen eines verringerten Klimawandels und Wirkungen auf andere Risiken (z.B. Kernkraft Risiken) bleiben allerdings gänzlich ausgespart.

Tabelle 2: Wohlfahrtseffekte – ohne Berücksichtigung des Klimanutzens hoher Ölpreise [Veränderungen in % zum BaU]

Jahr	«konventionelle Energiequellen»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
CH, exkl. Sekundärnutzen	-5.28%	-3.62%	-4.51%	-2.51%	-1.75%
inkl. Sekundärnutzen	-5.22%	-3.56%	-4.45%	-2.46%	-1.71%
EU 25	-3.7%	-2.4%	-3.1%	-1.7%	-1.2%
Sonstige Industrieländer	-1.0%	-0.7%	-0.9%	-0.2%	-0.2%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.2%	-2.0%	-2.6%	-2.2%	-1.7%
OPEC	14.3%	9.0%	10.0%	3.4%	1.9%
USA	-1.8%	-1.2%	-1.5%	-0.8%	-0.5%

Die OPEC profitiert – und das ist wenig überraschend – stark von den Preisszenarien. Grundsätzlich gilt, dass Länder und Regionen mit vielen fossilen Bodenschätzen besser dastehen als andere Länder. Der prozentuale Wohlfahrtsverlust der Schweiz (je nach Szenario zwischen 1.7% und 5.2%, bzw. 5.5% in der Technologiewelt «forciert erneuerbar») ist im internationalen Vergleich deshalb besonders hoch. Der durchschnittliche jährliche Verlust an

Schweizer Konsum über die nächsten dreissig Jahre (in Schweizer Franken von 2001 und zu Marktpreisen bewertet) beträgt zwischen 7 und 22 Mrd. Franken. Die Wohlfahrtsverluste sind in den Mengenszenarien am niedrigsten, weil die nachteiligsten Perioden weiter in der Zukunft liegen und stärker diskontiert werden. Die Schweizer Wohlfahrtsverluste in der Gröszenordnung von 5% kommen also nur unter Annahmen zustande, bei denen das Angebot an Ölsubstituten im Modell künstlich verknappt wird, um die entsprechenden Preispfade als Gleichgewichte erreichen zu können.

Wohlfahrtsverluste trotz sauberer Luft

Für die Schweiz, die hier annahmegemäss nicht auf die Option Kohle setzen kann, führen hohe Ölpreise zu einem geringeren Einsatz von fossilen Energien und damit zu einer Reduktion von CO₂ und auch anderen Schadstoffen (Partikel, NO_x, SO₂, VOCs etc.). So nehmen also auch die nicht klimarelevanten externen Kosten ab und die Wohlfahrt steigt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne Sekundärnutzen. Die Tabelle 2 enthält die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz mit und ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen (vermiedene externe Kosten in den Bereichen Gesundheit und Gebäude). Im Vergleich zu den grossen Wohlfahrtseinbussen hoher Ölpreise von 1.7% bis 5.3% sind die Sekundärnutzen aber relativ bescheiden. Der Wohlfahrtsverlust fällt etwa um 0.1% (oder in Konsumeinheiten im jährlichen Durchschnitt um etwa 0.4 Mrd. CHF) geringer aus als ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen.

Zusammenfassendes Fazit

Die langfristige Preisentwicklung wird möglicherweise weniger dramatisch verlaufen als von manchen befürchtet. Die volkswirtschaftlichen Implikationen hoher Energiepreise sind aber erheblich. Hohe Ölpreise sind kein geeigneter Ersatz für eine international koordinierte Klimapolitik.

1 Einleitung und Fragestellung

Verschiedene Entwicklungen und Ereignisse haben in letzter Zeit zu einer Erhöhung der Energiepreise, insbesondere zu einem drastischen Anstieg des Ölpreises geführt. Hohe Wachstumsraten in China und anderen Ländern erhöhen die Energienachfrage. Auf der Angebotsseite verringerte der Irak-Krieg die Fördermengen. Zuletzt brachten Wirbelstürme die Ölförderung im Golf von Mexiko zum Erliegen. Während langfristige Prognosen bisher von einem allmählich steigenden Ölpreis (ungefähr im Bereich zwischen 30 und 40 US\$ pro Fass) ausgingen, steckt in der Preisreaktion der Märkte deutliche Sorge, auch über die langfristige Verfügbarkeit von Öl und Gas. Manche befürchten, dass der Hochpunkt der Ölförderung bald erreicht ist und dass dies zusammen mit der gestiegenen globalen Nachfrage Ölknappheit und damit einen langfristig hohen Ölpreis hervorruft. Preisschätzungen von 100 US\$ pro Fass machen die Runde. Auch wenn es sich dabei um ad-hoc-Schätzungen handelt, so zeigt die derzeitige Entwicklung auf den Energiemärkten doch, dass möglicherweise mit deutlich höheren Energiepreisen zu rechnen ist als bisher (z.B. im Rahmen der Schweizer Energieperspektiven 2035) angenommen.

Die wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen langfristig sehr hoher Energiepreise wurden bislang kaum untersucht. Dies gilt insbesondere für die Schweiz. Nach den Erfahrungen der Ölkrise der 70er Jahre ist bekannt, dass Energiepreisschocks zu makroökonomischen Krisen, energiesparendem technischem Fortschritt und zu beschleunigtem strukturellen Wandel führen können. Die heutige Ausgangslage ist allerdings von jener der 70er Jahre wesentlich verschieden: Einerseits ist die Energieintensität des BIP niedriger, was mit der Entwicklung zur Dienstleistungsgesellschaft und mit einer höheren Energieeffizienz zusammenhängt, andererseits sind die „low hanging fruit“ bei der Einsparung von Energie grösstenteils schon geerntet worden. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, sich bei der Einschätzung der möglichen Auswirkungen sehr hoher Energiepreise nicht nur auf Erfahrungen früherer Ölkrise zu stützen, sondern aktuell diskutierte Hochpreisszenarien vor dem Hintergrund heutiger Konsummuster, wirtschaftlicher Verflechtungen, Produktionsverfahren und technischer Optionen zu modellieren und zu analysieren.

Die hier vorgelegte Studie wurde vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegeben und will folgende Fragen beantworten:

- Welchen Einfluss haben hohe Ölpreise auf die Weltwirtschaft?
- Welchen Einfluss haben sie auf die Schweizer Volkswirtschaft, auf Wirtschaftsleistung, Konsum, Investitionen und Beschäftigung?
- Ist die Schweiz wirtschaftlich stärker oder schwächer von hohen globalen Ölpreisen betroffen als andere Länder bzw. Regionen?
- Inwiefern und wann wird technischer Fortschritt im Energiebereich den negativen Einfluss hoher Ölpreise auf die Volkswirtschaft mildern oder kompensieren können?
- Wie entwickeln sich die relativen Weltmarktpreise der Energieträger unter verschiedenen Annahmen zu den vorhandenen Ressourcen für die erneuerbaren Energien?

- Welchen Einfluss haben hohen Ölpreise auf Strukturwandel, Energieangebot und -nachfrage?

Die wirtschaftlichen Auswirkungen hoher Ölpreise sind auch abhängig von der künftigen technologischen Entwicklung. Bekanntlich lassen sich technische Entwicklungen schwer über mehrere Dekaden hinweg vorhersehen. Vom Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) im österreichischen Laxenburg wurden zwei verschiedene technische Entwicklungsmöglichkeiten mit dem **Technologiemodell MESSAGE** quantifiziert. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dauerhaft hoher Preise für fossile Energieträger werden im **dynamischen Mehrländer-Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy** (Ecoplan/Böhringer) simuliert und analysiert. Die Simulationen und Analysen sind auf die Beantwortung langfristiger Fragestellungen ausgelegt (Strukturwandel, technischer Fortschritt, Wandel des Energiesystems, Wachstumspfad, etc.). Kurz- und mittelfristige Phänomene werden ausgeblendet, dazu gehören:

- kurzfristige Volatilitäten und Spekulationsblasen auf den Rohstoffmärkten,
- politisch festgesetzte Preisbindungen zwischen Energieträgern (z.B. zwischen Gas und Öl),
- kurz- und mittelfristige Rigiditäten in der Energienachfrage.

Der hier vorliegende Bericht gibt im nachfolgenden Kapitel 2 einen knappen Überblick über die Öl-Ressourcen-Diskussion. Die vergangene Ölpreisentwicklung wird nachgezeichnet und die aktuelleren Ölpreisszenarien der bekanntesten Institutionen vorgestellt. Zum Verständnis des Berichts ist das Kapitel 3 essenziell: Das Vorgehen und die beiden angewandten Modelle (MESSAGE und MultiSWISSEnergy) werden in aller Kürze vorgestellt. Die wichtigsten Informationen zu den in MultiSWISSEnergy untersuchten Szenarien sind Kapitel 4 zu entnehmen. Die Resultate aus den Simulationen mit MultiSWISSEnergy werden in den Kapitel 5 (Energie) und Kapitel 6 (volkswirtschaftliche Auswirkungen) dargestellt und diskutiert. Die Kapitel 7 und 8 untersuchen im Rahmen von Sensitivitätsanalysen, welchen Einfluss Änderungen von Modellparametern auf die in den Kapiteln 5 und 6 dargestellten Resultate haben. Die Schlussfolgerungen sind dem Kapitel 9 zu entnehmen.

Der Anhang A gibt einen Überblick über die Modellparametrisierung und die wichtigsten Dateninputs. Anhang B zeigt die Resultate der Technologieszenarien aus dem MESSAGE-Modell.

2 Ressourcen und Preise

In den folgenden Abschnitten werden wir auf die Ressourcenlage des Rohstoffs Erdöl eingehen. In einem ersten Schritt werden einige Begriffe geklärt. Danach werden die aktuellsten Zahlen zu den Reserven präsentiert. Die Schätzungen des USGS (US Geological Survey) über die gesamten Erdölvorkommen bilden den nächsten Punkt. Ein Vergleich der Vorhersagen der ‚Optimisten‘, vertreten durch die Prognose des USGS, mit jenen der ‚Pessimisten‘ zeigt, welche grosse Unterschiede zwischen diesen Gruppen liegt. Die Kritikpunkte der ‚Pessimisten‘ werden besprochen aber nicht bewertet. Als Letztes wird auf Förder- und Raffineriekapazitäten eingegangen und aufgezeigt, welche Probleme sich für die Zukunft ergeben.

2.1 Definitionen

Eine erste gebräuchliche Unterscheidung ist jene zwischen den **konventionellen** und den **unkonventionellen** Erdölvorkommen. Das Unterscheidungskriterium ist die Wirtschaftlichkeit der Förderung. Die konventionellen Vorkommen sind jene, die bei heutiger Technik und gegenwärtigen Preisen wirtschaftlich gefördert werden können. Sie werden also grösser, sobald neue Technologien die Förderung verbilligen oder die Preise steigen. Die unkonventionellen Vorkommen sind jene, die zwar förderbar wären, aber zu den aktuellen Preisen nicht wirtschaftlich extrahiert werden können (Kägi et al. 2003).

Eine zweite Unterscheidung nehmen wir zwischen den (gesicherten) **Reserven** und den **Ressourcen** vor. Die Reserven entsprechen dem Konzept der konventionellen Vorkommen. Somit haben die technologische und die Preisentwicklung einen Einfluss auf die Höhe der Reserven: höhere Preise und technischer Fortschritt erhöhen auch die Reserven (OECD 2004). Zu den Ressourcen zählen alle bekannten oder vermuteten Vorkommen, die aufgrund von Technik oder Preisen nicht gefördert werden.

Die gesamten Erdölvorkommen, die nach heutiger Meinung über die Zeit gefördert werden können, ist das geschätzte **Gesamtpotenzial** (EUR Estimated Ultimate Recovery). Es besteht aus den Reserven, den Ressourcen und dem bisher geförderten Erdöl.

Ein oft verwendetes Mass um die Reichweite der Erdölvorkommen anzugeben ist das Verhältnis von Produktion zu Reserven. Es gibt an, wie lange die heutigen Reserven bei heutigem Verbrauch noch reichen werden. Die Aussagekraft ist allerdings beschränkt, da weder die Reserven noch die Produktion auf dem aktuellen Niveau verharren werden. Wie wir weiter unten sehen werden, ist es möglich, dass die Produktion nach dem Höhepunkt schnell sinkt.

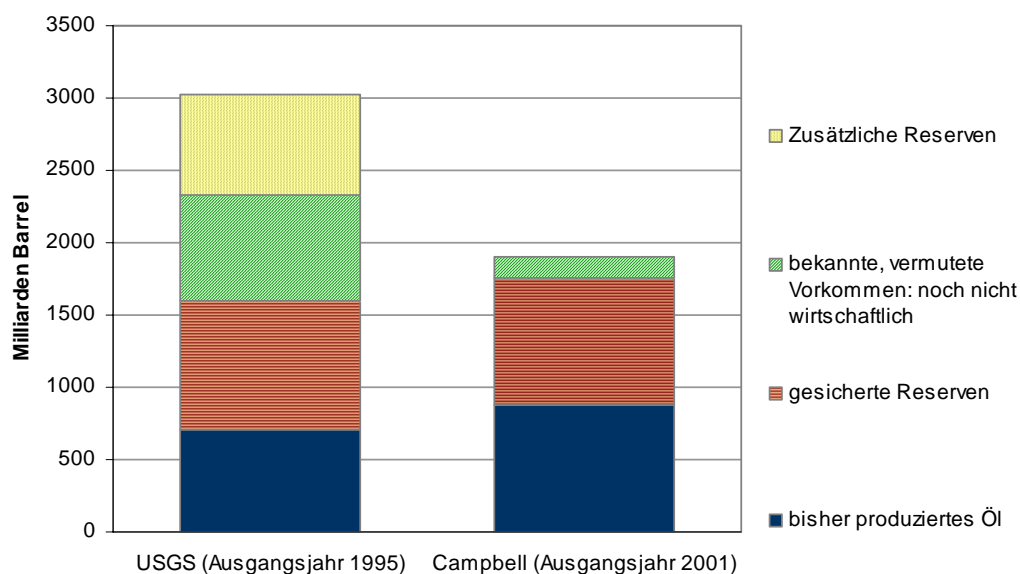
2.2 Erdölvorkommen

Die weltweiten gesicherten Ölreserven per Ende 2004 werden im BP Annual Statistical Review of World Energy 2005 auf etwa 1190 Milliarden Barrels beziffert. Davon befinden sich rund 75% in Ländern der OPEC. Die Produktion beträgt 2004 80.26 mb/d. Das Reserve-to-

Production (R/P) Verhältnis beträgt laut BP somit 40.5 Jahre. Die OPEC (2004) beziffert die gesicherten Ölreserven auf 1150 Milliarden Barrels, wovon sich rund 78% in Ländern der OPEC, bzw. 65% im Mittleren Osten befinden.

Das USGS (2000) bezeichnet das Gesamtpotenzial der Erdölressourcen auf 3'021 Milliarden Barrel. Dabei lag die kumulierte bisherige Öl-Produktion bis 1995 weltweit bei 710 Milliarden Barrel. Die gesicherten Reserven werden mit 891 Milliarden Barrel beziffert. Das USGS sieht, wie es dem optimistischen Lager entspricht, noch ein ziemlich grosses Potenzial bei den Ressourcen. Durch technologische und Preisentwicklung aber auch die Neuentdeckung von Ölfeldern sollen nochmals 732 Milliarden Barrel zu den Ressourcen hinzukommen. Im Weiteren wird mit zusätzlichen Reserven von 688 Milliarden Barrel gerechnet. Diese zusätzlichen Reserven kommen daher, dass börsennotierte Unternehmen nur jene Reserven angeben dürfen, welche auch mit 95%iger Wahrscheinlichkeit gefördert werden können. Ausserdem dürfen auch keine Ressourcen angegeben werden, von denen man zwar weiss, dass sie existieren, die aber aus ökonomischen Gründen erst später gefördert werden. Erst zum Zeitpunkt der Förderung darf man diese in die Reserven aufnehmen. Die tatsächlichen Reserven werden daher systematisch unterschätzt (Kägi et al. 2003).

Grafik 2-1: Erdölreserven: USGS vs. Campbell



Quelle: USGS 2000 (Ausgangsjahr 1995), Campbell 2002 (Ausgangsjahr 2001)

Die Grafik 2-1 zeigt, dass sich die Schätzung des gesamten Erdölpotenzials des ‚Pessimisten‘ Campbell erheblich von jener des USGS unterscheidet. Campbell (2002) prognostiziert gesamte Ressourcen von lediglich 1'901 Milliarden Barrel. Die wesentlichen Unterschiede sind die Folgenden: Erstens prognostiziert Campbell deutlich weniger neu zu findende Ölfel-

der, und zweitens bezieht er keine auf die systematische Unterschätzung zurückzuführenden zusätzlichen Reserven in seine Prognose mit ein. Weshalb Campbell so viel tiefere Annahmen trifft, wird im nächsten Abschnitt erläutert.

2.3 Campbell-Kritik

Campbell (2002) kritisiert den US Geological Survey v.a. in zwei Punkten. Erstens hält er die Schätzungen für die neu zu entdeckenden Ölfelder für viel zu hoch. Die USGS-Prognosen hätten für den Zeitraum von 1995-2025 674 Milliarden Barrel neu entdeckte Ölfelder vorhergesagt. Bis 2002 lagen die Entdeckungen laut Campbell (2002) aber nur durchschnittlich bei 10 Milliarden Barrel pro Jahr, bei vorhergesagten 25. In diesem Zusammenhang muss auch angesprochen werden, dass viele der ‚Neuentdeckungen‘ eigentlich nur Meldungen über grössere als erwartete Reserven in einem Feld sind. Das heisst viele der ‚neuen‘ Reserven sind nicht auf neu entdeckte sondern auf alte Felder zurückzuführen, weshalb eine Rückdatierung der neu gemeldeten Reserven zur ursprünglichen Entdeckung des Feldes erfolgen müsse. Mit dieser Methode erscheint dann auch die Entwicklung der Reserven wesentlich anders. Datiert man die Reserven auf die Entdeckung des Feldes zurück, sind die Reserven schon seit Mitte der 80er Jahre rückläufig.

Zweitens seien die Prognosen für das Wachstum der bestehenden Felder überrissen. Für die alten grossen Felder stellte sich heraus, dass die Schätzung der gesicherten Reserven jeweils um etwa ein Drittel zu niedrig ist. Für die neueren kleineren Offshore-Felder wird vom USGS der gleiche Wachstumsfaktor angenommen wie für die älteren grossen Felder auf dem US-Festland, was vom Geologen Campbell als unrealistisch angesehen wird.

2.4 Peak Oil Diskussion

Die Diskussion um den Höhepunkt der Ölproduktion ist insofern von Bedeutung, da man weiss, dass die Produktion nach dem Höhepunkt rapide fällt (vgl. u. a. EIA 2004). Im WEO 2004 sagt die IEA aus, dass die bislang gesicherten Reserven ausreichen werden, damit die Produktion nicht vor 2030 ihren Höhepunkt erreicht.

Dies wird allerdings von einigen Quellen bezweifelt. Campbell und Laherrère (1998) halten die Schätzungen für die konventionellen Ölressourcen für zu hoch und den Höhepunkt der Produktion des günstigen konventionellen Öls ab dem Jahr 2008 für möglich. Sie sagen nicht ein Ende der gesamten Ölvorräte voraus, sondern dass in absehbarer Zeit das Ende des günstigen Öls kommt und der Konsum nur noch mit teurerem unkonventionellen Öl (Ölsande, Schweröl, Öl aus der Tiefsee) aufrechterhalten werden kann (vgl. Campbell 2002, 2005; Laherrère 2005). Grafik 2-2 und Grafik 2-3 zeigen die von Campbell 2002 gemachten Abschätzungen zum Ölangebot.

Illum (2005) kritisiert die Vorhersagen der IEA bezüglich des Oil Peak. Insbesondere die Annahme des WEO 04, dass bei einem Nachfragewachstum von 1.6% und den nötigen Investitionen der Höhepunkt der Produktion nicht vor 2030 erfolge. Dabei werde die Frage nach den

Aussichten über 2030 hinaus vernachlässigt. Es wäre auch möglich, dass ein höheres Nachfragewachstum auftritt, die Reserven nicht so schnell ansteigen und die nötigen Investitionen nicht getätigt werden. Er entwirft drei Szenarien mit verschiedenen Wachstumsannahmen bzgl. Nachfrage und Reserven. Im besten Fall, welcher den Annahmen des WEO 2004 entspricht, erfolgt der Peak im Jahre 2030. Im schlechtesten Fall, einem Nachfragewachstum von 2.2% und geringeren Reserven schon 2017.

Mit den immer häufiger werdenden Veröffentlichungen, die einen baldigen Höhepunkt der Produktion voraussagen, sah sich die EIA (2004) dazu veranlasst, selbst verschiedene Szenarien zu entwickeln, die den Zeitpunkt des Oil Peak prognostizieren. Die EIA hat unter verschiedenen Annahmen bzgl. der Ressourcen und des jährlichen Wachstums der Nachfrage den jeweiligen Zeitpunkt des Höhepunktes der Produktion und die Produktion im Peak bestimmt. Das Ergebnis ihrer Studie sieht man in der Tabelle 2-1.

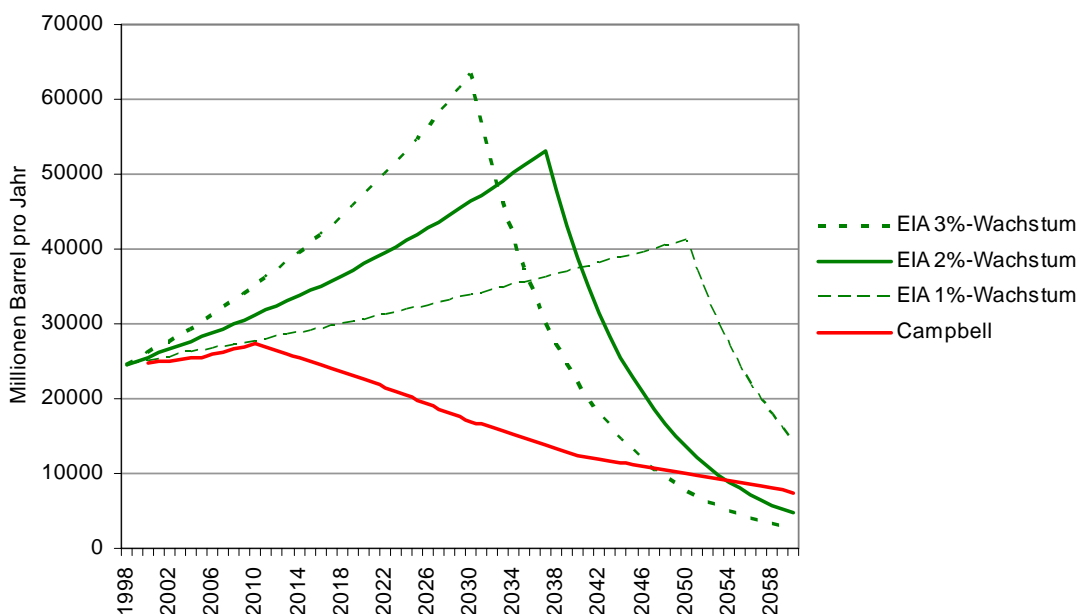
Tabelle 2-1: Vorhersage des Oil Peaks gemäss EIA

Ressourcenschätzung (Wahrscheinlichkeit)	Gesamte förderbare Res- ourcen (Ressourcenbasis) Mia. Barrell	Jährliches Nachfra- gewachstum in %	Peak Jahr	Peak Rate in mb/y	Peak Rate in mb/d
Tief (95%)	2248	0	2045	24'580	67
	2248	1	2033	34'820	95
	2248	2	2026	42'794	117
	2248	3	2021	48'511	133
Erwarteter Wert (50%)	3003	0	2075	24'580	67
	3003	1	2050	41'238	113
	3003	2	2037	53'209	146
	3003	3	2030	63'296	173
Hoch (5%)	3896	0	2112	24'580	67
	3896	1	2067	48'838	134
	3896	2	2047	64'862	178
	3896	3	2037	77'846	213

Quelle: EIA 2002

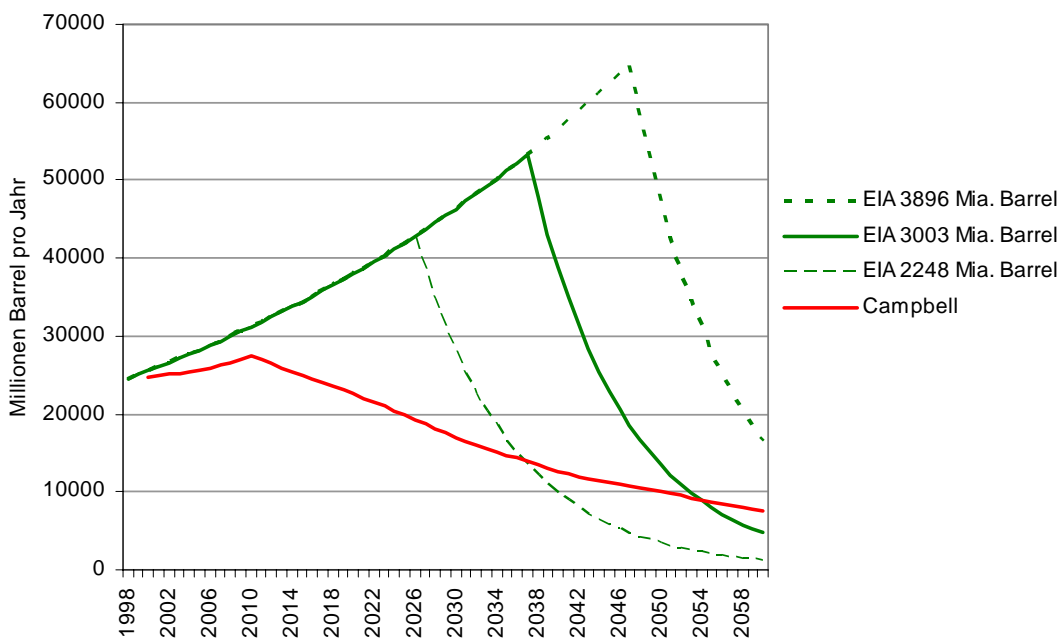
Zur weiteren Illustration wie sich unterschiedliche Wachstumsraten der Nachfrage nach Erdöl und verschiedene Ressourcenbasen auf den Peak auswirken, können wir die Grafik 2-2 und Grafik 2-3 ansehen. Bei gleicher Ressourcenbasis von 3'003 Milliarden Barrell macht ein Unterschied von einem Prozentpunkt im Nachfragewachstum einen Unterschied von 13 bzw. 7 Jahren auf den Zeitpunkt des Peaks aus. Bei gleichem Wachstum der Nachfrage von 2% ergeben sich in Abhängigkeit der unterstellten Ressourcenbasis Unterschiede von rund 10 Jahren auf den Zeitpunkt des Peaks.

Grafik 2-2: Auswirkungen verschiedener Wachstumsraten auf den Peak (Annahme: Ressourcenbasis = 3003 Milliarden Barrel)



Quelle: EIA 2002, Campbell 2002

Grafik 2-3: Auswirkungen unterschiedlicher Ressourcenbasis auf den Peak (Annahme: Nachfragewachstum = 2%)



Quelle: EIA 2002, Campbell 2002

Die Unterschiede zwischen den Schätzungen EIA und Campbell können wie folgt zusammengefasst werden:

- Campbell rechnet damit, dass der Oil Peak unmittelbar bevorsteht (in seiner Abschätzung 2002 geht er davon aus, dass der Oil Peak ungefähr im Jahr 2010 sein wird). Die EIA geht davon aus, dass auch im „Worst Case“, also bei hohem Nachfragewachstum von 3% und geringen Ressourcen der Oil Peak frühestens um 2021 erreicht wird.
- EIA geht im Weiteren davon aus, dass der Rückgang der Ölproduktion nach Erreichen des Peaks viel schneller vor sich gehen wird, der eigentliche „Mengenschock“ also viel dramatischere Ausmasse annimmt als bei Campbell.

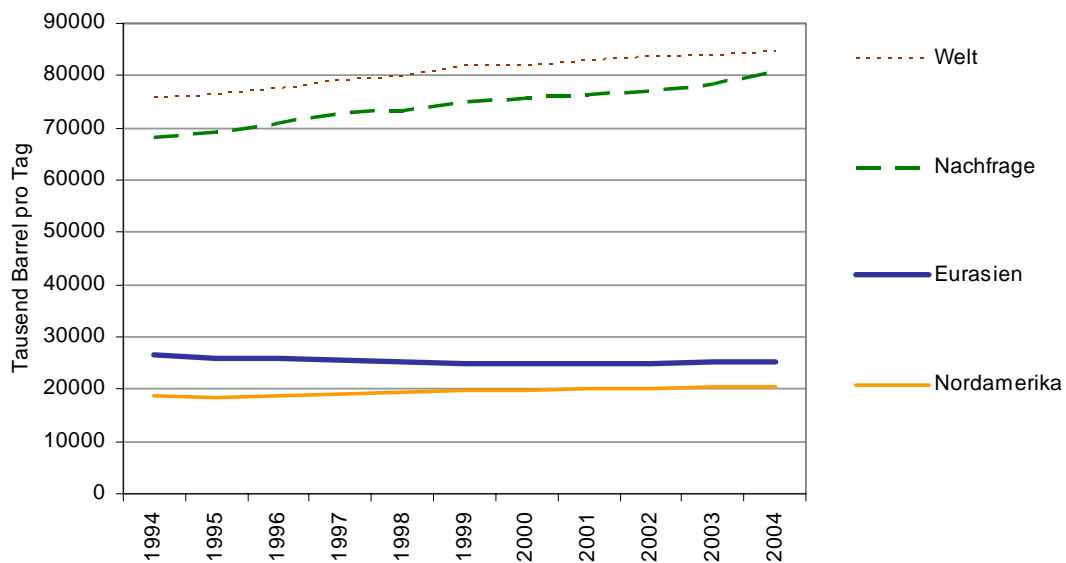
2.5 Raffineriekapazitäten

Die Raffineriekapazitäten sind von entscheidender Bedeutung für die Versorgung mit Erdöl. Maugeri (2006) geht davon aus, dass die gegenwärtigen Hochpreise nicht auf knapper werdende Ressourcen, sondern auf fehlende Raffineriekapazitäten zurückzuführen sind. Den Grund für die fehlenden Kapazitäten sieht er in ausgebliebenen Investitionen in den 90er Jahren, als die Erdölpreise zu niedrig waren, um genügende Investitionsanreize zu schaffen. In den letzten 20 Jahren wurde in den USA keine neue Raffinerie gebaut. Dabei ist nicht nur einfach die Kapazität ein Problem, sondern auch die grosse Nachfrage nach immer leichtem und schwefelarmem Benzin, das gleichzeitig aus immer schlechter werdendem Öl gewonnen werden muss. Ausserdem erschweren strengere Umweltauflagen und der Widerstand der Bevölkerung einen Ausbau der Kapazitäten in den Industrieländern (Maugeri 2006, IEA 2005).

Im WEO 2005 widmet sich die IEA ebenfalls dieser Problematik. Gemäss ihrem Referenzszenario muss die Raffineriekapazität weltweit von 83mb/d 2004 auf 118mb/d 2030 ausgebaut werden. Die erforderlichen Investitionen in den Raffineriebereich gibt sie mit 487 Milliarden Dollar an, was jährlichen Investitionen von 18.7 Milliarden Dollar entspricht. Von diesen müssen 315 Milliarden in neue und die Aufwertung bestehender Raffinerien investiert werden.

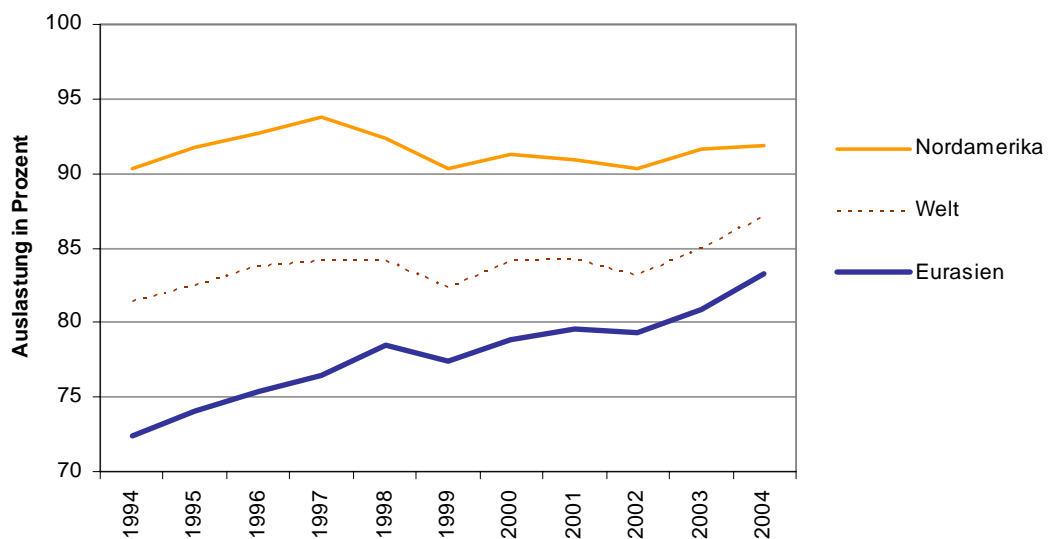
Grafik 2-4 zeigt, dass die Raffineriekapazitäten von 1994 bis 2004 in Europa und Nordamerika praktisch unverändert geblieben sind. Ein allfälliger Ausbau der Raffineriekapazitäten fand fast ausschliesslich in den Entwicklungsländern statt. Da aber in dieser Zeit der Erdölkonsum auch in Europa und Nordamerika zugenommen hat, sind die Raffineriekapazitäten sehr stark ausgelastet. Die Behauptung, dass die aktuellen Hochpreise auf Raffinerieengpässe zurückzuführen sind, erhält eine gewisse empirische Evidenz, zumal der Hurrikan Kathrina Raffineriekapazitäten in den USA zerstört hat.

Grafik 2-4: Raffineriekapazitäten 1994 bis 2004



Quelle: BP 2005

Grafik 2-5: Auslastung der Raffineriekapazitäten von 1994 bis 2004



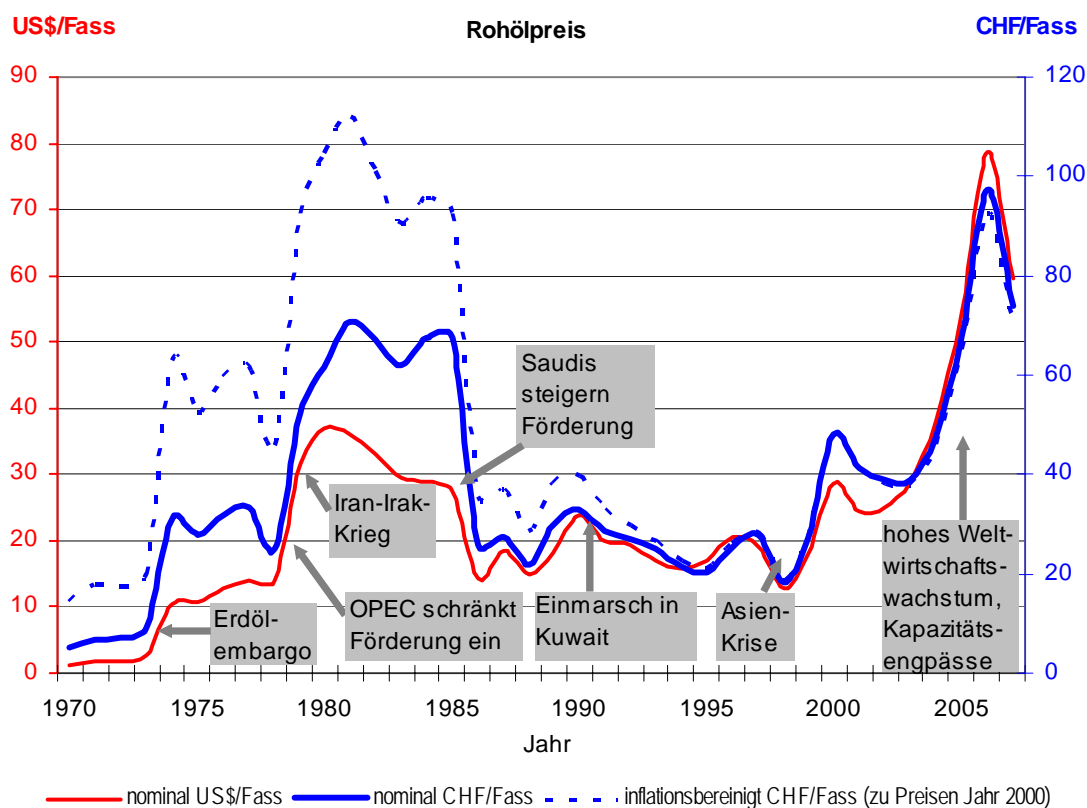
Quelle: BP 2005

2.6 Preise für fossile Rohstoffe

2.6.1 Entwicklung der Rohölpreise von 1970 bis August 2006

Die bisherige Entwicklung der Rohölpreise wurde massgeblich geprägt durch Erdölförderbeschränkungen, wirtschaftliche Boom- und Rezessionsphasen, kriegerische Ereignisse, Naturkatastrophen (bspw. Wirbelsturm Katharina) und Raffinerieengpässe. Die nachfolgende Grafik zeigt die wichtigsten Ereignisse im Überblick.

Grafik 2-6: Entwicklung der Rohölpreise von 1970 bis am 7. August 2006¹



¹ Quellen und Annahmen: Die Rohölpreisentwicklung nominal in US\$/Fass entspricht der Rohölpreisentwicklung der Erdölsorten Dubai (1970 bis 1975) und Brent (ab 1976). Es handelt sich um Jahresdurchschnittswerte. Der Wert für das Jahr 2006 entspricht dem Rohölpreis vom 7. August 2006. Für die Umrechnung von USD in CHF wurde der von der SNB veröffentlichte Devisenkurs verwendet (Jahresmittelwert). Der Wert für das Jahr 2006 entspricht dem Monatsmittel vom Juli 2006. Die Inflationsbereinigung wurde mit Hilfe des vom Bundesamt für Statistik veröffentlichten Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) vorgenommen. Die inflationsbereinigten Werte beziehen sich auf das Jahr 2000 (Index für das Jahr 2000 = 100). Der Wert für das Jahr 2000 entspricht dem LIK vom Juli 2006.

Die wichtigsten Ereignisse können kurz wie folgt zusammengefasst werden:

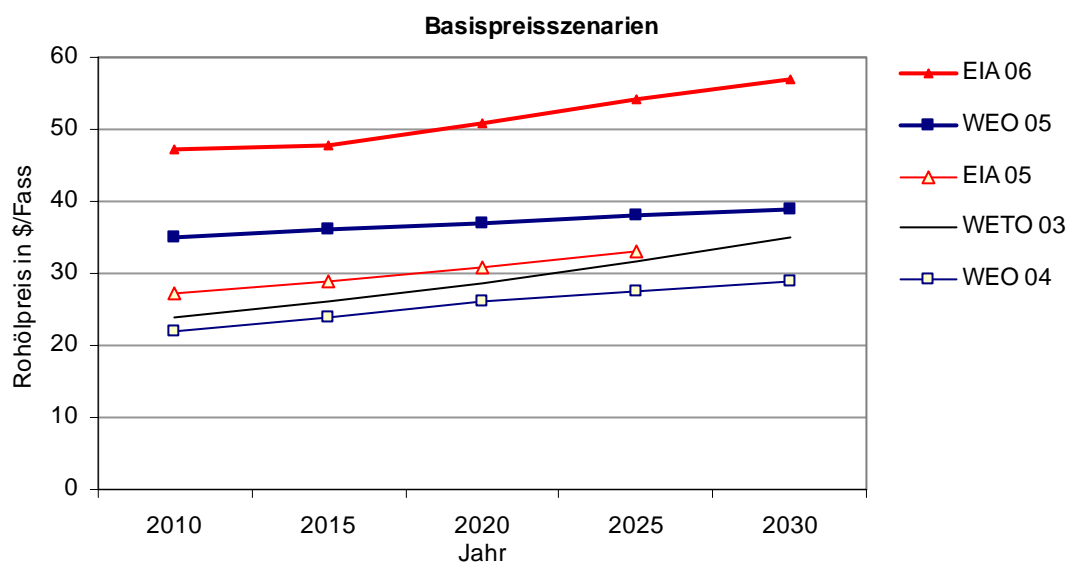
- 1973 - Erdölembargo, 1. Erdölkrise: Die erste und wirtschaftlich einschneidendste Ölkrise begann im Herbst 1973, als die OPEC die Fördermengen drosselte, um den Preis für Erdöl zu erhöhen. Der Erdölpreis stieg von gut 2 \$/Fass auf über 10 \$/Fass, entspricht einer Zunahme des Rohölpreises um über 400%. Die stark erdölabhängigen Industrieländer wurden vom massiven Ölpreisanstieg unvorbereitet getroffen, das Ende des Wirtschaftswunders der vorangegangenen Jahrzehnte war die Folge.
- 1979/80 – 2. Erdölkrise: Der zweite massive Erdölpreisanstieg wurde im Wesentlichen ausgelöst durch Förderausfälle und –Einschränkungen seitens der OPEC und der Verunsicherung nach der Revolution im Iran sowie dem folgenden Iran-Irak-Krieg (1. Golfkrieg). Der Preis stieg in der Folge von etwa 13 \$/Fass auf rund 36 \$/Fass, entspricht einer Zunahme des Rohölpreises um knapp 200%. Aus Schweizer Sicht wurde 1981 ein bisheriges Allzeit-Jahresmittel-Hoch von 112 CHF/Fass (inflationbereinigt zu Preisen des Jahres 2000) erreicht.
- 1986 – OPEC-Kartell-Zerfall, weltweite Rohölüberproduktion: Im Laufe des Jahre 1986 stürzte der Preis wegen weltweiter Überproduktion an Rohöl und dem Versuch einiger OPEC-Staaten (insbesondere Saudiarabien), ihre Weltmarktstellung durch Preissenkungen zu verbessern, auf zwischenzeitlich weniger als 10 \$/Fass.
- 1990/91 – 2. Golfkrieg: 1990 und 1991, als der Irak Kuwait annektierte und den 2. Golfkrieg verlor, bestand die Gefahr einer 3. Erdölkrise, denn beide Länder gehörten zu diesem Zeitpunkt zu den grössten Erdölproduzenten. Es kam aber nur zu einem kurzzeitigen Hochschnellen des Preises.
- 2000 – Millenniumsboom: Nach Überwindung der Asienkrise wuchs die Weltwirtschaft und damit auch der Ölbedarf schnell an. Die Witterungsbedingungen im strengen Winter 2001/2002 führten in der Folge zu einem erhöhten Ölbedarf und zu höheren Ölpreisen.
- 2004 bis 2006 – steigende Ölnachfrage und Kapazitätsengpässe: Ab dem Jahr 2003 werden weltwirtschaftliche Wachstumsraten von teilweise deutlich über 4%/Jahr erreicht. Im Laufe des Jahres 2004 erreichte der Ölpreis zeitweilig einen Stand von 53 \$/Fass. Neben der starken Ölnachfrage und politischen Belastungen lockte das Umfeld Spekulanten an und führte zu stark ansteigenden Preisen. Am 29. August 2005 stiegen die Rohölpreise auf 70 \$/Fass, dies als Folge des Hurrikans Katrina, der die Ölförderung im Golf von Mexiko und die Raffination in den USA beeinträchtigte. Die gut laufende Weltkonjunktur liess die Nachfrage nach Erdöl und in der Folge den Ölpreis weiter steigen. Auf Grund der auch für die Jahre 2006 und 2007 guten weltwirtschaftlichen Aussichten und den Angebotsrestriktionen auf den Ölmärkten, wird in naher Zukunft nicht mit einem Preiszerfall auf den Rohölmärkten gerechnet.

2.6.2 Szenarien der künftigen Ölpreis-Entwicklung

Die verschiedenen Ölpreis-Szenarien variieren erheblich zwischen den verschiedenen Institutionen. Als Haupteinflussfaktoren auf die langfristige Preisentwicklung der fossilen Rohstoffe werden das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum genannt (vgl. u.a. EC 2003). Da sich

die Preise im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergeben, ist im Hinblick auf mögliche Abweichungen von den Basisszenarien in Richtung höherer Preise, danach zu fragen, welche Entwicklungen realistischerweise eintreten können, die entweder die Nachfrage höher oder das Angebot knapper als erwartet werden lassen.

Grafik 2-7: Preisprognosen für Erdöl (in \$/Fass)



Bevor hier auf die Unsicherheiten und Hochpreisfaktoren eingegangen wird, betrachten wir einige Basis-Szenarien. Im WEO 2005 prognostiziert die IEA nur eine leichte Erhöhung der Erdölpreise 36 \$/Fass 2004 auf 39 \$/Fass im Jahr 2030. Die EU geht in ihrem WETO-Bericht (2003) im Jahr 2030 von einem Erdölpreis von 35 \$/Fass aus. Angesichts der anhaltenden Hochpreise, geht die EIA (2006) von wesentlich höheren Preisen auch im Referenzszenario aus: bis 2010 prognostiziert sie einen Rückgang auf 47.3 und bis 2030 wieder einen Anstieg auf 57 \$/Fass gemessen am Preisniveau von 2004 voraus. Interessant anzusehen ist, dass IEA und EIA ihre **Preisprognosen in den letzten Jahren auch im Basisszenario nach oben korrigiert haben**. Markant ist die Korrektur der EIA, die ihre Prognose für das Jahr 2025 von 33 (EIA 2005) um über 20 Dollar auf 54.1 \$/Fass (EIA 2006) angehoben hat.

Die EIA (2006) gibt für diese Korrektur nach oben folgende Gründe an: die geringen Auswirkungen der momentan hohen Ölpreise auf das Weltwirtschaftswachstum und die Nachfrage nach Öl. Somit haben die Öl-exportierenden Länder kaum Anreize ihre Produktion auszuweiten und halten ihre Investitionen gering. Im Weiteren der noch schlechter geworden Zugang privater Ölfirmen zu den Ländern mit den grössten Reserven. Dem ersten Argument hält die OECD (2004) entgegen, dass die grossen Öl-exportierenden Länder sehr wohl daran interessiert sind, die Preise für Öl langfristig tief zu halten und dies aus zwei Gründen: bei einem hohen Preis lohnt es sich für Länder mit nur schwer und teuer zugänglichen Reserven, mehr

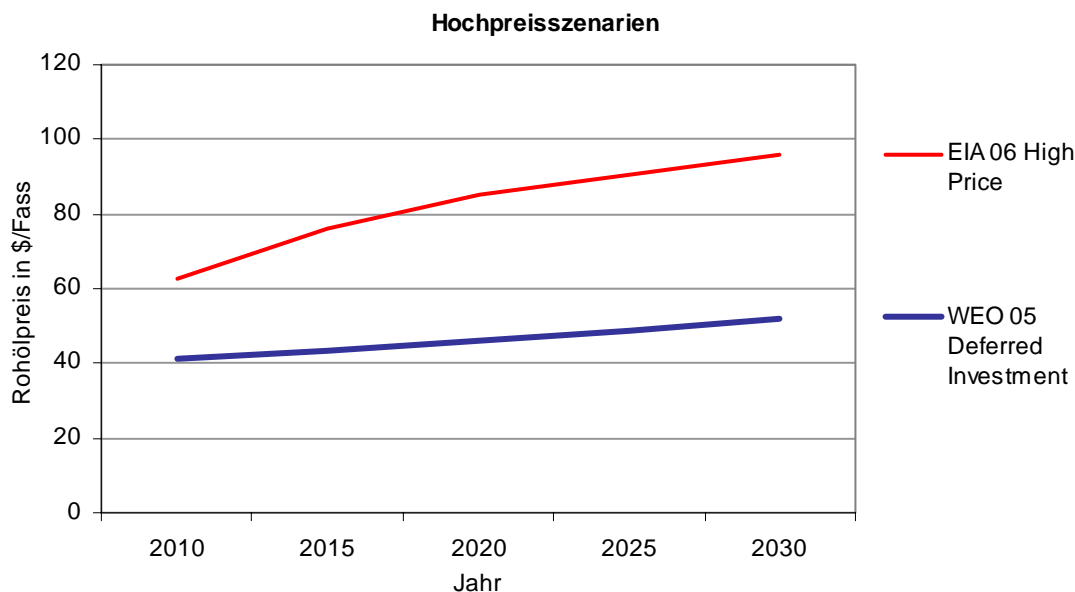
in die Erforschung neuer Fördertechnologien zu investieren. Ausserdem wird bei höheren Preisen mehr in energiesparende Technologie investiert, was den Konsum verringern würde.

Hochpreisszenarien: Im Folgenden betrachten wir einige Unsicherheitsfaktoren, welche Eingang in Preisszenarios gefunden haben. Auf der Nachfrageseite muss beachtet werden, dass das Wirtschaftswachstum höher liegen könnte als in den Basis-Szenarien angenommen. Dieser Unsicherheit widmet sich die OECD (2004). Sie entwickelte verschiedene Preisszenarien für einen Fall höheren Wachstums, höherer Einkommenselastizität und tieferer Preiselastizität der Nachfrage. Im Extremfall, wenn also alle drei Bedingungen eintreten, rechnet sie für 2030 mit einem Ölpreis von 55\$/b und damit 20\$/b über dem Basis-Szenario.

Angebotsseitig sollte, wie oben erwähnt, die Möglichkeit in die Überlegungen einfließen, dass sich die förderbaren fossilen Rohstoffe als geringer als erwartet erweisen. Im WETO (EC 2003) werden in einem Szenario geringere Öl- und Gasreserven angenommen. Werden im Referenzfall 2'708 Gbl Öl- und 2'157 Gbl gesamte förderbare Gasreserven angenommen, sind es 2'127 bzw. 1597 Gbl im ressourcenarmen Szenario. Die Preisunterschiede im Jahre 2030 sind beträchtlich. Der Ölpreis liegt bei geringeren Ressourcen 2030 um 22% und der Gaspreis im europäischen Markt um 28% höher als im Basis-Szenario.

Die EIA (2006) trifft in ihrem Hochpreisszenario ähnliche Annahmen. Gegenüber dem Referenzszenario, dass sich bezüglich der Ressourcen auf das US Geological Survey stützt, werden im Hochpreisszenario um 15% tiefere Reserven und eine teurere Produktion angenommen. Dies führt in diesem Modell zu im Vergleich zu allen anderen Prognosen extrem hohen Preisen. So liegt der Preis laut diesem Szenario für ein Barrel Öl 2010 bei 62.7, 2020 bei 85.1 und 2030 bei 95.7 Dollar (vgl. Grafik 2-8). Auf dieses Resultat kommt die EIA unter Betrachtung der Einwände von Campbell (2002) gegenüber den Vorhersagen über die Ressourcenentwicklung des US Geological Survey.

Ebenfalls oben angesprochen wurde, dass die weltweiten Investitionen in den Energiesektor laut IEA (2005) bis 2030 17 Billionen Dollar betragen müssen, damit die Nachfrage nach Energie gedeckt werden kann. Davon müssen laut IEA jeweils 3 Billionen Dollar in den Öl- und Gassektor investiert werden. Für den Mittleren Osten und Nordafrika nimmt die IEA an, dass bis 2030 484 Milliarden Dollar in den Upstream-Bereich investiert werden müssen. Im ‚Deferred Investment Scenario‘ geht sie von Investitionen in der Höhe von 371 Milliarden Dollar aus, womit die Förderkapazitäten geringer als der Bedarf werden. Als Ursachen der zu tiefen Investitionen werden Gewinnmaximierungsüberlegungen der OPEC-Länder genannt, der Wunsch einen Teil der Ressourcen auch kommenden Generationen zur Verfügung zu stellen, fehlendes Kapital in den ölproduzierenden Ländern, sowie unsichere Rechtslage und Konflikte, die ausländische Investoren abschrecken können. Was auch immer der Grund für die tieferen Investitionen wäre, die Ölpreise würden gegenüber dem Referenzszenario bis 2030 um 13\$/b auf 52\$/b ansteigen. Mit 52\$/b liegt die Vorhersage aus dem Hochpreisszenario der IEA (2005) aber immer noch unter den 57\$/b des Basisszenarios der EIA (2006).

Grafik 2-8: Hochpreisszenarien für Erdöl (in \$/Fass)

2.7 Einfluss hoher Ölpreise auf das Wirtschaftswachstum

2.7.1 Auswirkungen hoher Ölpreise auf die Konjunktur

Die IEA (2004) sagt für einen Anstieg des Erdölpreis von 25\$/b auf 35\$/b eine Reduktion des BIP 0.4% der OECD Länder in den ersten beiden Jahren nach dem Schock. Die stark von Erdölimporten abhängigen Länder der Euro Zone sollen gar mit einem Rückgang um 0.5% zu rechnen haben. Die IEA nimmt konstante Wechselkurse an. Die OECD (2004a) kommt unter der Annahme von konstanten realen Zinsen bei einem dauerhaften Preisanstieg um 15\$, von 32 zu 47\$, zum Ergebnis, dass das BIP der Eurozone im ersten Jahr um 0.5 und im zweiten Jahr um 0.35% Prozent zurückgehen würde. Jimenez-Rodriguez und Sanchez (ECB 2004) finden für Deutschland einen negativen Effekt eines 100%igen Ölpreisanstiegs auf das BIP von 3.2% nach 3 Jahren.

Atukeren (2003) hat mit einem makroökonomischen Modell für die Schweiz der Konjunkturforschungsstelle der ETHZ, mit welchem jeweils auch die Konjunkturprognosen für die Schweiz erstellt werden, die Reaktion der Schweizer Wirtschaft auf eine 45%ige Erhöhung der Erdölpreise getestet. Im Modell sinken die Preise allmählich wieder auf 20% über dem Basisniveau. Während er für das erste Jahr einen Rückgang des realen BIP von 0.07 Prozentpunkten gegenüber der Basis prognostiziert, soll sich der negative Effekt im zweiten Jahr auf 0.29 Prozentpunkte erhöhen. Für den Rückgang im BIP sind vor allem der Rückgang des privaten Konsums, -0.45 Prozentpunkte im zweiten Jahr, und der Investitionen, -0.66 bei den Gebäuden und -1.66 Prozentpunkte bei den Maschinen und Ausrüstung, verantwortlich. Über Effekte über die zwei Jahre nach dem Schock hinaus trifft er keine Aussagen.

2.7.2 Längerfristige Auswirkungen hoher Ölpreise auf das Wirtschaftswachstum

Während der Einfluss hoher Ölpreise auf die Konjunktur – wie beschrieben – in einer Reihe von Studien thematisiert und auch quantifiziert worden ist, werden die längerfristigen Auswirkungen hoher Ölpreise auf das Wirtschaftswachstum vorwiegend aus theoretischer Sicht beleuchtet. Die vorliegende empirische Studie schliesst in dieser Hinsicht eine Lücke.

Der längerfristige Einfluss hoher Ölpreise auf das Wachstum einer Volkswirtschaft wird von verschiedenen Faktoren bestimmt:

- Handelt es sich um ein Öl- (und Gas-)förderland, und wie bedeutend ist die Öl- und Gasförderung bezogen auf die Gesamtwirtschaft? Bewegen sich die Förderkosten in einem Bereich, der bei hohen Ölpreisen das Abschöpfen von Bodenrenten ermöglicht?
- Wie abhängig sind Produktion, Verkehr und Energieversorgung vom Öl? Wie energieintensiv ist die Produktion? Welche Möglichkeiten hat das Land, Öl zu substituieren, und zu welchen Kosten kann dies gelingen?
- Ist das Land in der internationalen Arbeitsteilung so positioniert, dass es von der verstärkten ausländischen Nachfrage nach
 - Substituten (Erdgas, Biotreibstoffe, Elektrizität, etc.),
 - Energietechnik (Energietechnik zur Stromerzeugung mit erneuerbaren, Clean Coal, energieeffiziente Geräte, etc.) und
 - Fördertechnik zur Erschliessung neuer Energiequellen (Öl oder Substitute) profitieren kann? Bestehen auf dieser Basis Chancen, an den Vorteilen eines Innovationschubs im Bereich der Energietechnik zu partizipieren?
- Bietet das Land Waren und Dienstleistungen an, die besonders von den ökonomischen Nutznießern in den Öl- (und Gas-)förderländern nachgefragt werden (Uhren, Schmuck, Finanzdienstleistungen, Autos, etc.)?
- Welchen Einfluss haben die veränderten Kapitalströme auf die Finanzierungsbedingungen für Unternehmen und Gebietskörperschaften? Bietet das Land Bedingungen, die dazu führen, dass die Nutznießer in den Öl- (und Gas-)förderländern geneigt sind, sich mit zusätzlichem Vermögen an den Unternehmen des betreffenden Landes zu beteiligen oder öffentliche Anleihen des betreffenden Landes zu erwerben? Welchen Einfluss hat dies auf Zinsniveau und Wechselkurse?
- Wie flexibel reagieren Arbeitsmarkt, Spar- bzw. Konsumverhalten, Wirtschaftsstruktur und Wechselkurse auf den Ölpreisschock? Bestehen die politischen Voraussetzungen dafür, dass eine allfällige Anpassungskrise schnell überwunden werden kann, oder besteht die Gefahr, dass aus der Krise heraus strukturelle Probleme entstehen, die das längerfristige Wachstum beeinträchtigen?

In der Tendenz gilt, dass (Netto-)Ölexporture von hohen Ölpreisen profitieren, während Ölimportländer wirtschaftliche Nachteile hinnehmen müssen, da der primäre Effekt hoher Ölpreise in einer Erhöhung der Zahlungsströme – und in der Folge von Konsummöglichkeiten – von den Importeuren zu den Exporteuren besteht. Ähnliches gilt für nahe Substitute des Erdöls, wie z.B. das Erdgas. Der Vorteil für die Exporteure fossiler Energieträger ist bei jenen

Ländern besonders gross, in denen die Extraktionskosten deutlich unter dem erzielbaren Weltmarktpreis liegen, so dass ökonomische Renten kassiert werden können.

Gerade in der langen Frist haben viele so genannte Rentengesellschaften allerdings beim Wachstum unterdurchschnittlich abgeschnitten. Man spricht in diesem Zusammenhang von der „resource curse hypothesis“. Die Gründe für diesen empirisch belegbaren Umstand sind vielfältig und werden intensiv diskutiert. Dieser Diskurs soll hier nicht aufgegriffen werden. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sowohl verteilungspolitische Aspekte als auch mangelnde Innovationsanreize in vielen Fällen eine Rolle spielen. So kann es dazu kommen, dass ein Grossteil der Renten nicht für produktive inländische Zwecke eingesetzt, sondern zum Kauf ausländischer Konsumprodukte verwendet oder im Ausland investiert wird.

Im Umkehrschluss haben ressourcenarme Länder die Chance, sich über beschleunigten Strukturwandel und verstärkte Innovation erfolgreich an die neuen Bedingungen anzupassen. Sind die Spill-over-Effekte der Innovationen aus dem Energiebereich auf andere Branchen der Volkswirtschaft gross genug, so kann der negative Einfluss hoher Energiepreise langfristig zumindest teilweise kompensiert werden. Die Chancen dafür stehen besonders gut für Länder, deren Wirtschafts- und Aussenhandelsstruktur bereits heute in beträchtlichem Masse Güter und Dienstleistungen beinhaltet, die unter den veränderten Bedingungen bessere Absatzchancen besitzen (neue Energietechniken, Luxuskonsumgüter, Finanzdienstleistungen, etc.).

Die Schweiz ist als Industrieland ohne nennenswerte fossile Ressourcen in besonderem Masse vom primären Effekt der Verteuerung der Energieträgerimporte betroffen. Zwar basiert die Stromproduktion fast ausschliesslich auf nicht-fossilen Energieressourcen, aber Verkehr und Wärme sind nach heutigem Stand stark von fossilen Energieträgerimporten abhängig. Vor allem ist der Anteil des Heizöls an der Wärmeproduktion in der Schweiz nach wie vor im internationalen Vergleich hoch. Hier liegen allerdings auch beträchtliche kostengünstige Substitutionspotenziale (zu Erdgasheizungen, aber auch zu Wärmepumpen und Pelletheizungen) und Einsparpotenziale durch verbesserte Energieeffizienz von Gebäuden.

Chancen liegen für die Schweiz auch im Bereich des Aussenhandels: Viele OPEC-Länder, die zu den Gewinnern eines Ölpreisanstiegs gehören, weisen ungleiche Einkommensverteilungen auf, so dass die Chance besteht, den Profiteuren des Ölpreisanstiegs Luxuskonsumgüter zu verkaufen, sie in alpinen Ferien- und Kurorten zu begrüßen und ihre grösser werdenden Wertpapierdepots zu verwalten. Die Schweizer Exportchancen im Technologiebereich hängen stark von den Innovationen der nächsten Jahre und Jahrzehnte ab. Nach heutigem Stand beschränken sie sich eher auf wenige Nischen.

Die Schweiz weist einen vergleichsweise flexiblen Arbeitsmarkt und ein politisches Klima auf, das die flexible Anpassung an externe Schocks – wie z.B. an einen Ölpreisanstieg – in der Regel ermöglicht. Eine potenzielle Gefahr kann darin begründet liegen, dass zusätzliche Kapitalströme in den Schweizer Franken fließen. Bei den derzeit noch immer relativ geringen Zinsen wäre der Vorteil, der durch die dann zu erwartende Entspannung der Geldpolitik entstünde, gering. Die Exportwirtschaft müsste dagegen vorübergehend mit einem höheren Wechselkurs rechnen, der sich als Standortnachteil manifestieren könnte. Die hier skizzierte

Beurteilung dieser makroökonomischen Effekte ist jedoch nicht allgemeingültig, sondern abhängig von den makroökonomischen Bedingungen zu einem gegebenen Zeitpunkt.

Das in dieser Studie verwendete empirische Modell MultiSWISSEnergy ist ein realwirtschaftliches Modell der Schweizer Volkswirtschaft und der Weltwirtschaft, das solche geld- und währungspolitische Überlegungen ausspart, da diese eher für Konjunkturmodelle als im Rahmen sehr langfristiger Analysen relevant sind. Das Augenmerk liegt also auf Aspekten der Energiesektoren, sowie der Wirtschafts- und Aussenhandelsstruktur, die – wie hier theoretisch dargestellt – die Auswirkungen hoher Ölpreise auf die Volkswirtschaft wesentlich bestimmen. Im folgenden Kapitel wird der methodische Ansatz näher vorgestellt und erläutert.

3 MultiSWISSEnergy und MESSAGE – Modelle im Überblick

3.1 Vorgehen und Modellwahl

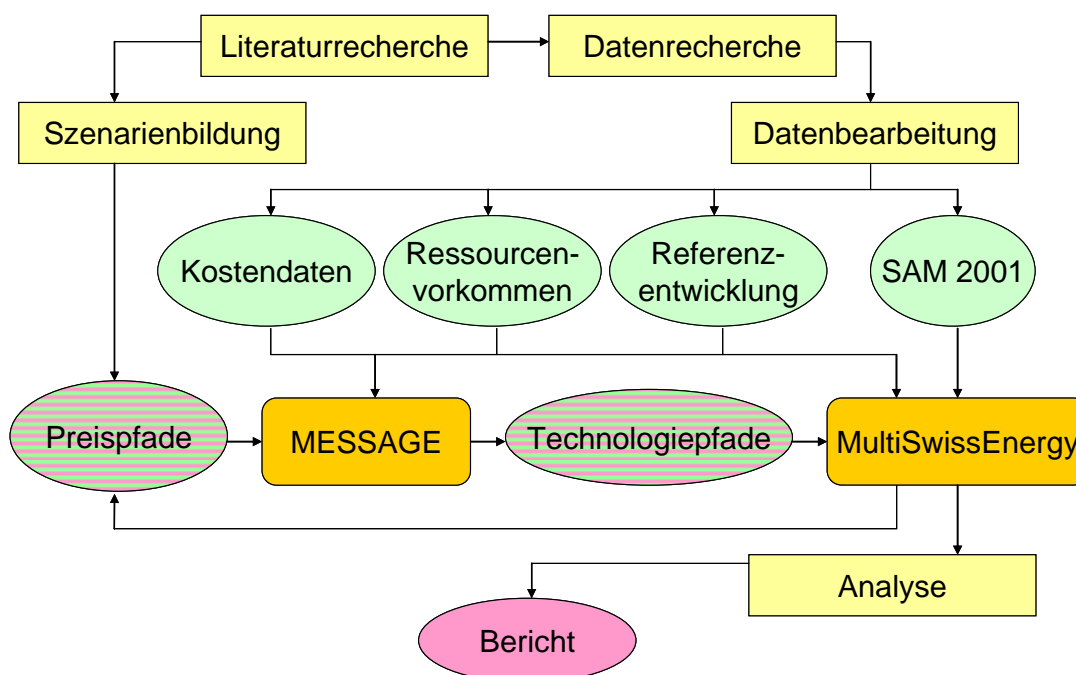
Das Vorgehen ist durch die Überlegung gekennzeichnet, dass – hinsichtlich der Auswirkung hoher Energiepreise – Aspekte der wirtschaftlichen und technischen Entwicklung interagieren. Energiepreisveränderungen lösen eine Vielzahl ökonomischer Anpassungsreaktionen aus, zu denen auch vermehrte Forschung und Entwicklung in den Bereichen neue Energietechnologien und Energieeffizienz gehört. Die Richtung der daraus resultierenden technischen Entwicklung bestimmt wiederum wesentlich die Voraussetzungen für ökonomische Entscheidungen in der Zukunft. Letztlich beeinflussen also wirtschaftliche und technische Entwicklungen die Auswirkungen hoher Energiepreise gemeinsam.

Angewandte Modelle legen ihren Schwerpunkt gewöhnlich auf das eine oder das andere, die wirtschaftlichen oder die technologischen Aspekte.

- Welthandelsmodelle, die für den Einsatz in der Energie- und Klimapolitik konzipiert sind, erklären die ökonomischen Anpassungsreaktionen der Wirtschaftssubjekte mithilfe der mikroökonomischen Theorie. Produktions- und Faktoreinsatzentscheidungen der Unternehmen sowie Faktorangebots- und Konsumententscheidungen der Haushalte basieren somit durchweg auf einem konsistenten ökonomischen Kalkül. Die Angebots- und Nachfrageentscheidungen reagieren dabei auf Preisveränderungen und umgekehrt. Diese Modelle sind deshalb besonders geeignet, Veränderungen der Energiepreise, der Produktions- und Aussenhandelsstruktur, des Konsumverhaltens sowie makroökonomischer Grössen zu untersuchen.
- Energiesystemmodelle legen den Schwerpunkt auf die technischen Optionen in Energiegewinnung, -umwandlung, -transport und -verwendung. Endnachfrage und Preise werden typischerweise exogen vorgegeben. Lernkurven bilden über technologiespezifische Kostendegression die Experteneinschätzungen hinsichtlich der langfristigen technischen Entwicklung ab. Energiesystemmodelle sind daher besonders geeignet zur Untersuchung der Einflüsse verschiedener ökonomischer Rahmenbedingungen auf die technische Entwicklung und auf die Struktur des Energiesystems.

In dieser Studie werden die Vorteile der beiden beschriebenen Modelltypen miteinander verknüpft. Wir verwenden das am IIASA entwickelte Energiesystemmodell MESSAGE zur Bestimmung detaillierter Technologiepfade, die unter dem Einfluss hoher Öl- bzw. Energiepreise wahrscheinlich sind. Das allgemeine Gleichgewichts- bzw. Welthandelsmodell MultiSWISSEnergy wird zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen hoher Öl- bzw. Energiepreise eingesetzt, wobei die in MESSAGE erzeugten Technologiepfade in aggregierter Form im Modell berücksichtigt werden.

Grafik 3-1: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens



Grafik 3-1 beschreibt das methodische Vorgehen. Eine ausführliche Literaturrecherche bildet die Grundlage für die Definition der Szenarien sowie für Datenrecherche und –bearbeitung. Beide Modelle werden – soweit möglich – auf eine kompatible Datenbasis gestellt: Die Referenzentwicklungen (MESSAGE: WEC/IIASA-Szenario A2; MultiSWISSEnergy: Referenzszenario des International Energy Outlook des US Department of Energy) wurden so gewählt, dass sie weitgehend übereinstimmen (vgl. Anhang). Kostendaten und Potenziale stammen, soweit sie in MultiSWISSEnergy direkt einfließen, aus MESSAGE.

Im Zentrum der Methodik steht die oben beschriebene Verknüpfung der Simulationen bzw. Optimierungen mit den beiden Modellen. MESSAGE generiert auf der Basis der in den Szenarien festgelegten Preis- und Mengenpfade mehrere Technologiepfade (differenziert nach eher konventionellen und eher auf erneuerbare Energiequellen ausgerichteten Technologiewelten). Diese Technologiepfade fließen in die Simulationen mit MultiSWISSEnergy ein.

3.2 MultiSWISSEnergy: Methodischer Ansatz und Modellstruktur

Die quantitative Analyse der wirtschaftlichen und emissionsseitigen Auswirkungen von langfristig hohen Energiepreisen erfolgt mit einem dynamischen Mehrländermodell der Weltwirtschaft. Wirtschaftstheoretische Grundlage des Modells ist die allgemeine Gleichgewichtstheorie. Modelle vom Typ des Allgemeinen Gleichgewichts sind in der angewandten Wirtschaftsforschung bei der Analyse handels-, finanz- und umweltpolitischer Fragestellungen weit verbreitet. Auf der Grundlage mikroökonomisch fundierter Verhaltensannahmen sind sie in hohem Masse dazu geeignet, die Allokationseffekte veränderter Rahmenbedingungen für die Gesamtwirtschaft aufzuzeigen. Hierzu zählen die Auswirkungen auf sektorale Produktionsstrukturen, Konsum und Investitionen, Aussenhandel oder Beschäftigung. Ein geschlossener,

totalanalytischer Ansatz gewährleistet methodische Konsistenz bei der Berücksichtigung von Wechselwirkungen auf nationalen und internationalen Märkten. Die Differenzierung nach Regionen und Industriesektoren sowie verschiedenen Haushaltstypen erlaubt eine disaggregierte Untersuchung der wirtschaftlichen Auswirkungen von Politikmassnahmen.

Die längerfristige Zeitdimension der Fragestellung erfordert einen dynamischen Modellansatz, mit dem der Anpassungspfad der Volkswirtschaften auf dem Weg zum neuen langfristigen Gleichgewicht analysiert werden kann. Dabei hängen die Reaktionen der Wirtschaftssubjekte im Modell entscheidend von den Annahmen über ihre Zukunftserwartungen ab.

- Bei myopischen Zukunftserwartungen wird unterstellt, dass die Wirtschaftssubjekte kein Wissen über die Zukunft haben: Sie gehen davon aus, dass der gegenwärtige Zustand auch in Zukunft bestehen bleibt und entscheiden systematisch falsch, da sie sich nicht auf zukünftige Entwicklungen einstellen.
- Logisch konsistent ist die Annahme perfekter Voraussicht, wobei die Wirtschaftssubjekte zukünftige Preise korrekt antizipieren.² Vor diesem Hintergrund ist MultiSWISSEnergy als intertemporales Modell mit rationalen Erwartungen formuliert. Die intertemporale Spezifikation ist lösungstechnisch anspruchsvoller (da alle Zeitperioden simultan gelöst werden müssen), sie gewährleistet jedoch plausiblere Modellergebnisse, insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen wirtschaftspolitischer Eingriffe auf die intertemporale Allokation von Konsum und Sparen (bzw. Investitionen) und auf den Abbau erschöpfbarer Ressourcen.

Die exogenen Vorgaben zum technischen Fortschritt wurden aus dem Energiesystemmodell MESSAGE abgeleitet. Da MultiSWISSEnergy kein endogenes Wachstumsmodell ist, findet das Modell nach Ende der Energiepreisschocks und in der sehr langen Frist zurück zum so genannten *steady state*-Wachstumspfad, allerdings bei neuen gleichgewichtigen Mengen, die in der Regel ein anderes Niveau der Wirtschaftsleistung mit sich bringen. In den relevanten Jahrzehnten (2005 bis 2035) befindet sich die Volkswirtschaft – wie unsere Modellwirtschaft – in einem Anpassungsprozess zum neuen gleichgewichtigen *steady state*-Pfad, der (während der Anpassung) mit veränderten Wachstumsraten einhergeht.

Die geschlossene (konsistente) Wirkungsanalyse einer Veränderung von internationalen Rahmenbedingungen – wie zum Beispiel der globalen Verknappung von Ressourcen – erfordert grundsätzlich einen internationalen, vorzugsweise multiregionalen Modellansatz, in dem die wechselseitigen Abhängigkeiten nationaler Volkswirtschaften über den internationalen Handel abgebildet werden. Aus Sicht einer kleinen offenen Volkswirtschaft wie der Schweiz können die Auswirkungen auf heimische Produktions- und Konsumstrukturen erheblich von den internationalen Rückwirkungen bestimmt werden. Die internationalen Rückwirkungen werden üblicherweise durch Veränderungen der realen Austauschverhältnisse von Gütern und Dienstleistungen – den *terms-of-trade* – charakterisiert. Wegen der Bedeutung der internationalen Verflechtung für die Untersuchung nationaler ökonomischer Effekte ist MultiSWISSEnergy als Welthandelsmodell formuliert, in dem neben der Schweiz die wichtigsten

² Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen könnten prinzipiell über eine stochastische Modellformulierung berücksichtigt werden.

geopolitischen Wirtschaftsregionen über bilaterale Handelsbeziehungen explizit dargestellt sind. Dabei ist jede Region in differenzierten Produktions-, Konsum- und Aussenhandelsstrukturen erfasst (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Sektoren und Regionen in MultiSWISSEnergy (verwendete Aggregation)

Produktionssektoren	Länder und Regionen
<i>Energiesektoren</i>	Schweiz
Rohöl	EU25 – Europäische Union
Raffinerieprodukte	USA
Erdgas	OPEC-Staaten
Kohle	Andere Industrieländer
Elektrizität	Entwicklungsländer (inkl. Schwellenländer)
<i>Andere Sektoren</i>	
Land- und Forstwirtschaft	Produktionsfaktoren
Chemie und Kunststoffe	Arbeit
Maschinenbau	Kapital
Hoch- und Tiefbau	Konstanter Faktor für Kohle
Transport	Konstanter Faktor für Erdgas
Sonstige Industrie	Konstanter Faktor für Rohöl
Sonstige Dienstleistungen	

Sektorale Disaggregation

Auf der Produktionsseite werden auf Grundlage verfügbarer Input-Output-Tabellen verschiedene Güter- und Dienstleistungssektoren unterschieden. Im Hinblick auf energie- bzw. umweltpolitische Fragestellungen kommt der Beschreibung der Energiewirtschaft eine besondere Bedeutung zu. Die Abbildung von verschiedenen Energiesektoren (Erdöl, Gas, Mineralölprodukte, Strom) ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Energie- und Emissionsintensitäten von wirtschaftlichen Aktivitäten sowie die Berücksichtigung unterschiedlicher Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energieträgern. Bei der Darstellung von Nichtenergiesektoren berücksichtigt das Modell wichtige branchenspezifische Unterschiede in Faktorintensitäten, dem Grad an Faktorsubstitutionsmöglichkeiten und Preiselastizitäten der Güternachfrage, um Strukturwandel als Folge der Veränderung von (wirtschaftspolitischen) Rahmendaten analysieren zu können.

Preisabhängige Substitutionsmöglichkeiten in Produktion und Konsum

Geschachtelte Kostenfunktionen mit konstanten Substitutionselastizitäten (CES) beschreiben die Substitutionsmöglichkeiten in der heimischen Produktion zwischen Kapital, Arbeit, Energie- und Materialinputs (KLEM). Das Materialaggregat setzt sich in allen Sektoren aus nicht-energetischen Inputs zusammen, die in einem fixen Einsatzverhältnis zueinander stehen. Innerhalb des Energieaggregats werden die Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Energieträgern über CES-Funktionen beschrieben. Die flexible KLEM-Spezifikation von Technologien erlaubt eine umfassende Darstellung von Substitutionsmöglichkeiten in der Produktion, einschliesslich der Energieträgersubstitution innerhalb des Energieaggregats (fuel switching) und der Substitution zwischen Energie und anderen Produktionsfaktoren (Energieeinsparung). Konsummöglichkeiten der Haushalte werden durch geschachtelte CES-Funktionen wiedergegeben, die auf unterschiedlichen Ebenen die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Nichtenergiegütern und Energiegüter abbilden.

Internationaler Handel

Im Aussenhandel können inländische und ausländische Produkte der gleichen Kategorie wahlweise als vollkommene (Heckscher-Ohlin Annahme) oder unvollkommene (Armington-Annahme) Substitute betrachtet werden. International gehandeltes Rohöl und Kohle werden als perfekte Substitute für heimische Energieträger der gleichen Kategorie betrachtet – aus globalem Angebot und Nachfrage ergeben sich die jeweiligen internationalen (einheitlichen) Preise für diese Energieträger. Für alle übrigen Sektoren wird eine Heterogenität zwischen inländischen und ausländischen Produkten unterstellt.

Dynamisches Investitions- und Sparkalkül

Das Investitions- und Sparniveau wird endogen durch Unternehmer und Haushalte mit rationalen Erwartungen bestimmt, die den Gegenwartswert von Unternehmen bzw. den Konsumnutzen über den Planungshorizont maximieren. Die intertemporale Allokation des Konsums und damit die Sparentscheidungen werden durch die Zeitpräferenz bestimmt, welche im Gleichgewicht dem internationalen Zinssatz entspricht. Zur Spezifizierung der Verbraucherpräferenzen wird eine intertemporal separierbare Nutzenfunktion verwendet, bei der sich der intraperiodische Konsumnutzen als eine CES-Funktion von Konsumgütern ergibt. Geeignete Bedingungen für das Investitionsverhalten in der letzten Modellperiode (sog. terminal constraints) stellen dabei sicher, dass die Simulationsergebnisse in vorgelagerten Zeitperioden unabhängig von der Wahl des Modellhorizonts sind.

Prozesstechnische Fundierung der Stromerzeugung für die Schweiz

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte veränderter Rahmenbedingungen werden in starkem Masse von den produktionsseitigen Anpassungsmöglichkeiten der Wirtschaft, d.h. der Verfügbarkeit technischer Alternativen bestimmt. Bei der modellhaften Abbildung technischer Substitutionsmöglichkeiten besteht ein Zielkonflikt zwischen prozesstechnischer Detailinformation und der näherungsweise Erfassung vieler konkreter Einzelprozesse durch eine abstrakte Aggregattechnologie. Einerseits ist eine aggregierte Beschreibung zur Reduktion der

Komplexität in einem gesamtwirtschaftlichen Modell notwendig. Andererseits fördert die technologische Fundierung der Substitutionspotenziale über Einzeltechnologien die Realitätsnähe und damit die Aussagefähigkeit einer Analyse. MultiSWISSEnergy erlaubt es, neben einer aggregierten Beschreibung sektoraler Produktionsmöglichkeiten über CES-Funktionen, konkrete Technologieoptionen eines Industriezweigs mittels der in partialanalytischen Technologiemoellen weit verbreiteten linearen Aktivitätsanalyse darzustellen. Alternative Technologien können einzeln oder in Kombinationen entsprechend ihrer Kapazitätsobergrenzen betrieben werden. Technologischer Fortschritt lässt sich über konkrete Zukunftstechnologien berücksichtigen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Die Charakterisierung der Produktionsmöglichkeiten eines Sektors über technologiespezifische Input- bzw. Kostenstrukturen sowie Kapazitätsobergrenzen führt zu den für die lineare Aktivitätsanalyse typischen Kosten-Potenzial-Kurven.

Ändern sich im Zuge wirtschaftspolitischer Eingriffe die Relativpreise, können bisher inaktive Technologien wirtschaftlich (aktiv) und vormals aktive Technologien unrentabel (inaktiv) werden.

Für die Schweiz werden in MultiSWISSEnergy die Stromerzeugungsoptionen aktivitätsanalytisch beschrieben. Wir unterscheiden neun Erzeugungstechnologien und drei Lastbereiche und berücksichtigen das Ende der technischen Lebensdauern bestehender Kraftwerke. Im Einzelnen:

- Laufwasserkraft (57% Grundlast, 43% Mittellast)
- Speicherwasserkraft (Befriedigung der Spitzenlast, 10% Grundlast, Rest Mittellast)
- Kernkraft (Grundlast)
- GuD - Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (65% Grund-, 25% Mittel-, 10% Spitzenlast)
- Windkraft (90% Mittellast, 10% Grundlast)
- Photovoltaik (Mittellast)
- Biogas (und Biomasse) (65% Grundlast, 25% Mittellast, 10% Spitzenlast)
- Kehrrichtverbrennungsanlagen (68% Grundlast und 32% Mittellast)
- Geothermie (Grundlast)

Kosten und Kapazitätslimiten wurden mit den von Prognos für die Energieperspektiven verwendeten Annahmen (Energieperspektiven, Szenario III) abgeglichen (vgl. Anhang A).

Substitutionspotenziale im Verkehr und der Raumwärme

In der Schweizer Energie- bzw. CO₂-Emissionsbilanz spielen Verkehr und Raumwärme eine wichtige Rolle. Diese Bereiche müssen im Modell explizit erfasst werden, damit die Anpassungsreaktionen an CO₂-Minderungs Vorgaben in der Schweiz problemadäquat simuliert werden können. Gegenüber der in Tabelle 3-1 aufgeführten Abgrenzung bzw. Aggregation von Produktionsbereichen wird im Modell MultiSWISSEnergy für die Schweiz eine zusätzliche Verfeinerung auf Basis der Schweizer Input-Output-Tabelle und Energiebilanz vorgenommen: Der Transportsektor wird in den Segmenten „Öffentlicher Verkehr“ und „Privatverkehr“ aufgeteilt; die Wärmeproduktion wird als separater Sektor herausgerechnet. Damit lassen

sich im Verkehr die beiden Verkehrssegmente in den spezifischen Treibstoffcharakteristiken und in der Wärmeerzeugung die alternativen Technologieoptionen (konventionelle fossile Wärmeerzeugung, Wärmepumpen, Wärmedämmung) unterscheiden.

Internationaler Emissionshandel

Zur marktkonformen effizienten Umsetzung von CO₂-Emissionsreduktionszielen sind im Kyoto-Protokoll für multilaterale Klimaschutzpolitiken so genannte flexible Mechanismen vorgesehen: Neben internationalem Emissionshandel (IET – international emissions trading) sind auch projektbasierte Emissionsminderungen über Joint Implementation (JI) mit Industrie- und Transformationsländern bzw. den Clean Development Mechanism (CDM) mit Entwicklungsländern möglich. Projektbasierte Emissionsminderungen werden dem Investor als handelbare Zertifikate gutgeschrieben. Dabei können erhebliche Transaktionskosten – z.B. durch langwierige Akkreditierungs- oder Monitoringverfahren – entstehen. Das Potenzial der flexiblen Instrumente kann zudem durch Supplementarity-Vorschriften eingeschränkt werden, falls politisch gewünscht wird, dass flexible Mechanismen nur ergänzend (supplemental) zu nationalen Vermeidungsanstrengungen eingesetzt werden sollen.

Grundsätzlich können in MultiSWISSEnergy auf regionaler Ebene exogene Emissionsminderungsvorgaben über den Zeitablauf spezifiziert werden, welche alternativ über nationale Politiken (wie zielkonforme CO₂-Steuern) oder international koordinierte Aktivitäten (wie multiregionalen Emissionshandel) umgesetzt werden können. Eine Unterscheidung von zwischenstaatlichem Emissionshandel (IET) und projektbasierten Emissionsreduktionsaktivitäten (JI und CDM) erfolgt im Modell über die Berücksichtigung von regional unterschiedlichen Transaktionskosten, welche einen Kostenkeil zwischen die Angebots- und Nachfragepreise für CO₂ treiben. Zusätzlich können auf regionaler Ebene Supplementarity-Vorschriften erfasst werden.

Backstop-Technologien für CO₂

Neben den schon gegenwärtig genutzten Optionen zum Klimaschutz wie z.B. Brennstoffwechsel von kohlenstoffreichen zu kohlenstoffarmen Energieträgern, die Steigerung der Effizienz in Kraftwerksprozessen, Energieeinsparungen bzw. Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite etc. wird in zunehmendem Masse die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der fossilen Wärme-/Stromerzeugung als Option des zukünftigen Klimaschutzes diskutiert (carbon capture and storage). In MultiSWISSEnergy werden solche CO₂-Backstop-Optionen als exogene Kosten-Potenzial-Kurven berücksichtigt, die auf Basis von Experteneinschätzungen regional differenziert werden.

Biokraftstoffe

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Biokraftstoffen ist neben fahrzeugtechnischen Massnahmen zur Effizienzsteigerung sowie Veränderungen des Verbrauchsverhaltens (Modal Split, Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen) eine zentrale Option im Transportsektor, fossile Rohstoffe zu ersetzen und Treibhausgase einzusparen. Dabei ist aber zu beachten, dass Biokraftstoffe in Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung stehen. In MultiSWISSEnergy werden Kosten und Potenziale von Biokraftstoffen (v.a. Ethanol) im Zeitablauf

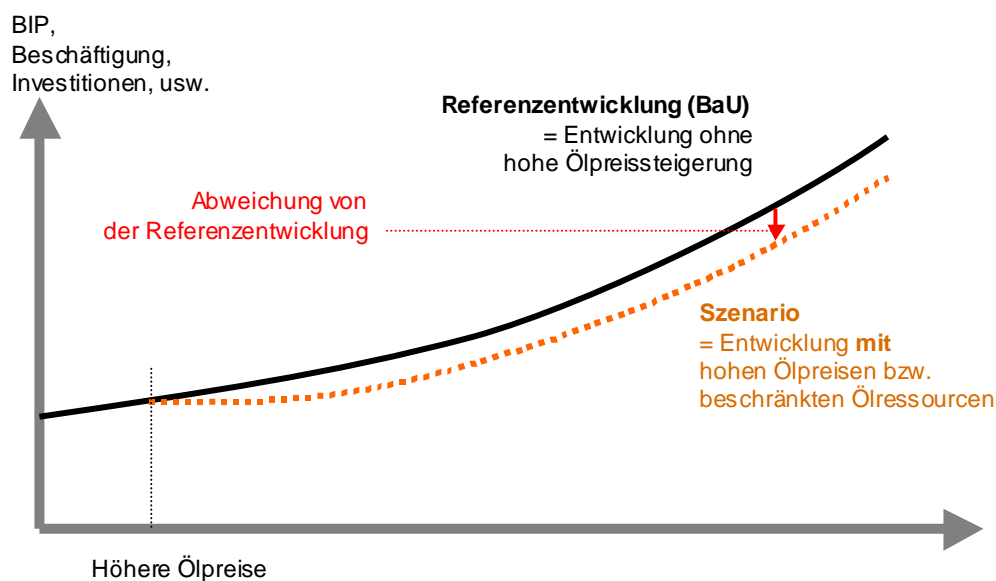
über verschiedene Regionen spezifiziert, ohne das Problem der Nahrungsmittelkonkurrenz von Biokraftstoffen detailliert zu analysieren. Je höher die fossilen Energiepreise ausfallen, umso attraktiver wird die Erzeugung von Biokraftstoffen als Substitut für fossile Treibstoffe.

Modellgrenzen

Bei MultiSWISSEnergy handelt es sich um ein hochaggregiertes Modell der Weltwirtschaft mit einem Schwerpunkt auf den Themen, die für die Schweizer Energiewirtschaft von besonderer Bedeutung sind. Die Grenzen des Modells liegen daher nicht darin, dass das Ausland oder gar ein wesentlicher Teil der heimischen Sektoren ausgespart würden. Vielmehr wird die gesamte Weltwirtschaft einschliesslich bilateraler Handelsbeziehungen und vollständigem Einkommenskreislauf abgebildet. Dies ist allerdings nur auf Kosten einer Beschränkung des Detaillierungsgrades möglich. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist daher vor allem die vergleichsweise grobe sektorale Unterteilung zu beachten.

MultiSWISSEnergy ist ein realwirtschaftliches Modell. In einem solchen Modell implizieren zusätzliche ökonomische Renten für Ölförderländer eine Erhöhung der Kaufkraft in diesen Ländern und somit höhere Importe, unter anderem auch von Schweizer Produkten und Dienstleistungen (einschliesslich Bankdienstleistungen). Ein realwirtschaftliches Modell bildet jedoch keine Verschiebungen der Kapitalanlagen ab, welche durch den zusätzlichen Anfall ökonomischer Renten aus Energieressourcen möglicherweise entstehen. Da die Schweiz ein wichtiger Bankenstandort ist, können solche Verschiebungen in der Realität einen merklichen Einfluss auf die Schweizer Volkswirtschaft haben.

Im Rahmen einer szenariengestützten Analyse erlaubt das Modell, die gesamtwirtschaftlichen Effekte veränderter Rahmenbedingungen im Vergleich zu einem Referenzfall – dem Business-as-Usual – zu quantifizieren. Abweichungen vom Referenzfall lassen sich auf Änderungen von Steuerungsparametern (Szenariovariablen) zurückführen und relativ zur Referenzentwicklung bewerten (vgl. Grafik 3-2). Bei den numerischen Simulationsrechnungen geht es nicht um eine Zukunftsprognose der wirtschaftlichen Entwicklung, sondern um die vergleichende Analyse von Preis- und Technologieszenarien im Bezug auf die Referenzentwicklung. Der Wert der szenariengestützten Analyse liegt damit nicht in zeitpunktbezogenen Absolutaussagen, sondern in Relativaussagen.

Grafik 3-2: Das Resultat der Modellrechnung zeigt sich als Differenz zum Referenzszenario

3.3 MESSAGE: Methodischer Ansatz und Modellstruktur

MESSAGE (Model for Energy Supply Systems Analysis and their General Environmental impact) ist ein Modell das durch Kostenminimierung unter Beschränkungen einen optimalen Energiepfad für die gesamte Welt über die nächsten 100 Jahre ermittelt. Dazu wurde die Welt in 11 Regionen unterteilt um die unterschiedlichen Ausgangspunkte und Entwicklungspfade zu reflektieren. Die Problemlösung erfolgt dabei durch lineare Programmierung. Das Energiesystem für jede Weltregion wird in einem RES (Reference Energy System) dargestellt in dem die Energieformen auf den jeweiligen Energiestufen (z.B.: Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie) durch Technologien verbunden sind, welche die Umwandlung oder den Transport von Energieträgern beschreiben. Diese Technologien sind durch ihre Kosten (Investition, fixe und variable Betriebskosten) und ihre technischen Parameter (Wirkungsgrad, Verfügbarkeit, etc.) beschrieben. Jede Region wird dabei durch etwa 250 Technologien dargestellt. Weitere wesentliche Modellvorgaben betreffen die Verfügbarkeit von Energiequellen, die Entwicklung der Energienachfrage und zusätzliche Beschränkungen. Die Energievorräte für nicht erneuerbare Energieträger werden in mehrere Kategorien unterteilt, welche die unterschiedlichen Produktionskosten und zeitliche Verfügbarkeit ausdrücken. Die Energienachfrage ist als Nutzenergie dargestellt. Dadurch ist die direkte Preisreaktion dieser Nachfragen gering, die Reaktion auf Preise erfolgt hauptsächlich über Technologieauswahl (verschiedene Energieträger oder Einspartechnologien). Ein weiterer bestimmender Faktor sind zusätzliche Beschränkungen, wie etwa Emissionsgrenzen, maximale Importabhängigkeit, maximaler oder minimaler Anteil bestimmter Energieträger. Die energetische Verbindung der Weltregionen wird über ein eigenes Modul dargestellt, das den Handel mit Energieträgern abbildet (Rohöltransport, Gaspipelines, etc.).

Annahmen und Ergebnisse aus dem MESSAGE-Modell werden im Anhang B dargestellt.

4 Die Szenarien

4.1 Szenarienübersicht

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die berechneten Szenarien, welche vom Auftraggeber, bzw. von der Begleitgruppe festgelegt wurden. Neben der Referenzentwicklung, dem so genannten BaU-Szenario (Business as Usual), werden drei Öl-Preis-Szenarien und zwei Oil-Peak-Szenarien berechnet.

Die **Öl-Preis-Szenarien** sind nach mehreren, deutlich voneinander verschiedene Ölpreispfaden differenziert:

- **80 \$/Fass:** Ein langfristiger Rohölpreis, der deutlich über den bisherigen Prognosen der bekannten Institutionen liegt (IEA, usw.). Die 80\$/Fass decken sich in etwa mit dem Szenario «High Prices» der EIA (2006) für das Jahr 2015 oder den im August 2006 erzielten Ölpreisen, bzw. dem inflationsbereinigten Allzeithoch aus dem Jahre 1981. Gegenüber dem Szenario BaU, welches einen Rohölpreis von 30 \$/Fass unterstellt, wird also ein um 166% höherer Preis unterstellt.
- **100 \$/Fass:** Die 100\$/Fass decken sich in etwa mit dem Szenario «High Prices» der EIA (2006) für das Jahr 2030 und liegen etwa 20 \$/Fass oder rund 25% über den bis heute maximal erreichten Preise.
- **140 \$/Fass:** Ein Preispfad, der bis 2025 auf 140 \$/Fass ansteigt und danach – mit der marktlichen Durchdringung mit Öl-Ersatzenergien und –technologien – wieder auf 100 \$/Fass absinkt.

Bei den **Oil-Peak-Szenarien** werden nicht die Ölpreise, sondern die jährlich maximal möglichen Fördermengen vorgegeben. Es werden folgende zwei Oil-Peak-Szenarien vorgegeben:

- **Oil-Peak 2010:** Die Öl-Förderung kann bis 2010 noch gesteigert werden, nimmt dann aber ab. Die Entwicklung der jährlich maximalen Ölfördermengen folgt dem Szenario der Oil-Peak-Vertreter (Campbell).
- **Oil-Peak 2020:** In diesem Szenario wird der Peak der jährlich maximal möglichen Ölfördermenge im Jahr 2020 erreicht. Fällt dann aber – im Vergleich zum Szenario Oil-Peak 2010 – leicht stärker ab.

Zusätzlich zur Unterscheidung nach Öl-Preispfaden und Oil-Peak-Vorgaben werden die Szenarien nach **zwei verschiedenen Technologieentwicklungen** differenziert:

- **konventionelle Energiequellen:** Diese technische Entwicklung beruht hauptsächlich auf der vorsichtigen Anhebung bisheriger Effizienztrends bei bestehenden Technologien.
- **forciert erneuerbar:** Hier wird davon ausgegangen, dass die technische Entwicklung schneller vor sich geht, insbesondere die erneuerbaren Energien wirtschaftlicher werden und weltweit politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine höhere Ausschöpfung der Potenziale erneuerbarer Energien ermöglichen.
- Die beiden **Technologieentwicklungen sind aber keine Politiksznarien** im eigentlichen Sinne. Es werden Annahmen zu unterschiedlichen technischen Entwicklungen ge-

treffen, insbesondere zum Fortschritt der erneuerbaren Energien, ohne dass die dazu möglicherweise nötigen Forschungsanstrengungen und politischen Prioritätensetzungen – einschliesslich der damit verbundenen Kosten – explizit erfasst würden. **Die Verwendung zweier getrennter Technologiepfade ermöglicht eine bessere Einschätzung der Auswirkungen hoher Energiepreise unter alternativen Annahmen zur Technologieentwicklung. Aus einem etwaigen Vergleich der Ergebnisse der beiden Technologieszenarien können aber keine Aussagen zur politischen Vorteilhaftigkeit erneuerbarer oder konventioneller Energietechnologien abgeleitet werden.**

Die nachfolgende Tabelle enthält einen Überblick über die berechneten Szenarien. Die Szenarien werden im nachfolgenden Kapitel 5 in der Regel als Veränderung zum BaU-Szenario dargestellt (vgl. dazu auch Grafik 3-2).

Tabelle 4-1: Überblick über die berechneten Szenarien

	Technische Entwicklung	
	forciert erneuerbar	konventionelle Energiequellen
Business as Usual (30 \$/Fass)		X
Öl-Preis-Szenarien		
80 \$/Fass	X	X
100 \$/Fass	X	X
140 \$/Fass	X	X
Öl-Peak-Szenarien		
Oil Peak 2010	X	X
Oil Peak 2020	X	X

4.2 Die wichtigsten Annahmen zu den einzelnen Szenarien

Das **BaU**-Szenario orientiert sich grob an (der Fortschreibung) der Prognosen des International Energy Outlook (EIA 2004). Das bedeutet, dass das Referenzszenario kein Hochpreisszenario ist. Im BaU-Szenario wird ein Erdölpreis von 30 \$/Fass (US\$ pro Barrel) exogen vorgegeben. Es wird also implizit unterstellt, dass die Ressourcen für Öl und Gas bis mindestens 2035 ausreichen und sich die nachgefragten Öl- und Gasmengen zu den unterstellten tiefen Kosten fördern lassen. Die internationale Rahmenentwicklung wurde vom Referenz-

szenario des International Energy Outlook³ übernommen (vgl. Tabelle 4-2). Für die Schweiz entspricht die Referenzentwicklung der Energieperspektiven-Variante I BIP hoch. „BIP hoch“ wurde gewählt, um den insbesondere für die EU eher optimistischen internationalen Wachstumsschätzungen eine vergleichbare Schweizer Entwicklung gegenüberzustellen (vgl. auch Kapitel 10.1.4 im Anhang A). Die Kostenminimierung im Stromsektor unter BaU-Bedingungen impliziert den Zubau von GuD-Kraftwerken. Deshalb steigen die CO₂-Emissionen im Referenzfall. Ohne GuD-Strom blieben die CO₂-Emissionen nahezu konstant.

Tabelle 4-2: Annahmen zur langfristigen Entwicklung

		Schweiz	EU	Welt
Durchschnittliche	Bevölkerung	0.1	0.0	1.0
Veränderung in % (2000 – 2035)	Bruttoinlandsprodukt	1.4	2.4	3.0
	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen*)	0.0 bzw. 0.4	0.8	1.9

*) CO₂-Emissionswachstumsrate ohne die CO₂-Emissionen aus künftigen GuD-Kraftwerken beträgt 0%, inkl. GuD-Kraftwerke 0.4%.

Grafik 4-1 zeigt die Stromerzeugung im Referenzfall. Die Auswahl der zugebauten Technologien basiert auf dem Prinzip der Kostenminimierung, wobei die unterstellten Zubaurestriktionen zu beachten sind (vgl. Abschnitt 3.2 und Anhang A). Eine wichtige Restriktion ist die Annahme, dass neue Kernkraftwerke nicht vor 2030 in Betrieb gehen können. GuD-Kraftwerke schliessen die dadurch entstehende Stromlücke in den Modellperioden 2015 bis 2025. Diese GuD-Kraftwerke werden natürlich über 2030 hinaus weiterbetrieben. Neuer Zubau erfolgt dann aber mit Kernkraftwerken.⁴ Andere Technologien haben kein grosses Erweiterungspotenzial (Wasserkraft, Kehrrechtverbrennung) oder sind in einem Minimalkostenansatz zu teuer (Wind, Photovoltaik). Die Geothermie wird rentabel, aber bei noch sehr unklarem (und daher hier niedrig angesetzt) Potenzial. Hinzu kommt, dass Geothermie eine Grundlasttechnologie ist und in diesem Lastbereich mit der einzelwirtschaftlich günstigen Kernkraft konkurriert.

³ Vgl. Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy (2004): International Energy Outlook 2004, Washington, D.C.

⁴ Da wir diskrete Stufen aufgrund üblicher Grössen von Kraftwerksblöcken nicht explizit abbilden, erfolgt der Zubau im Modell flexibel je nach Bedarf.

Grafik 4-1: Stromproduktion nach Technologien in der Schweiz im Referenzfall [in TWh]

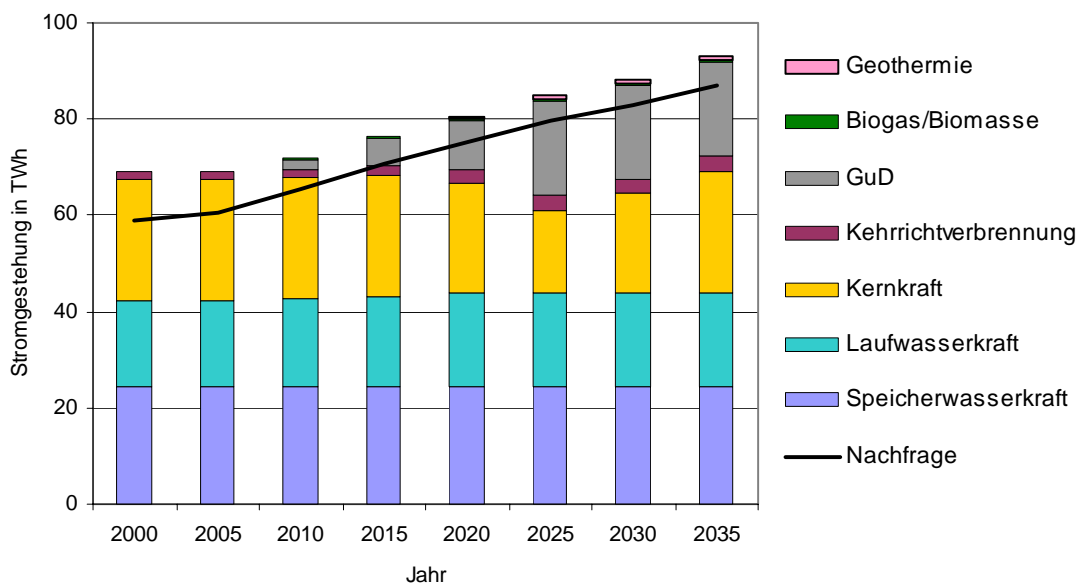
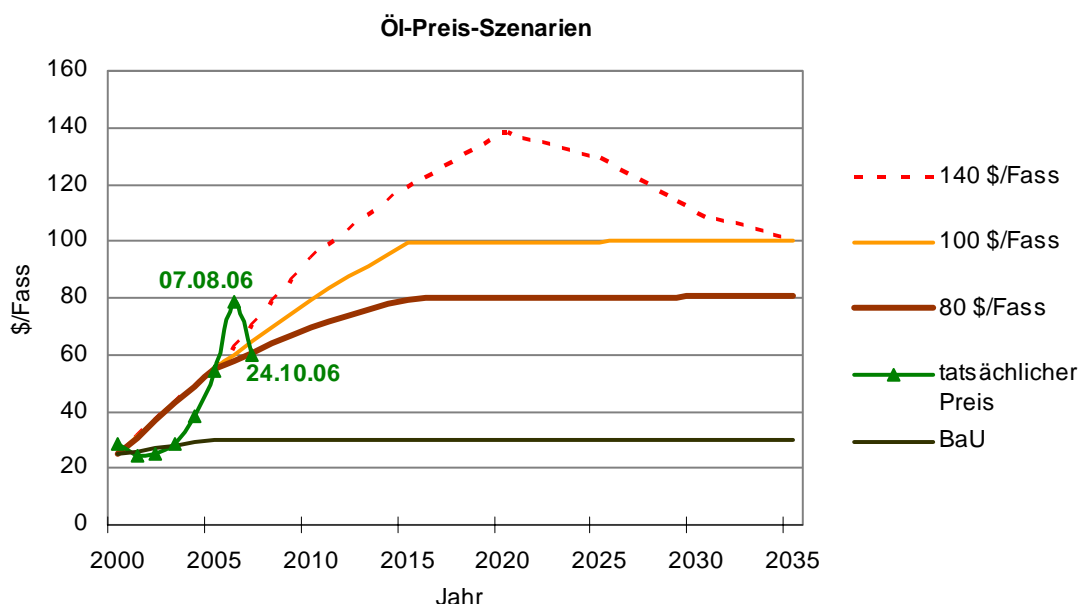


Tabelle 4-3: Die wichtigsten Annahmen zu den einzelnen Öl-Preis- und Öl-Peak-Szenarien

Szenarien-bezeichnung	Referenz-entwicklung	Öl-Preis-Szenarien			Öl-Peak-Szenarien	
	BaU	80 \$/Fass	100 \$/Fass	140 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Ölpreis	exogen, 30 \$/Fass	exogen, 80 \$/Fass	exogen, 100 \$/Fass	exogen, 140 \$/Fass, ab 2035 100 \$/Fass	endogen	endogen
Gaspreis	endogen					
Jährliche Ölfördermenge	endogen				wachsend bis 2010, danach abnehmend	Wachsend bis 2020, danach abnehmend
Jährliche Gasfördermengen	endogen				wachsend bis 2020, danach abnehmend	
Ethanol-, Methanol-Backstop	Kosten und Potenziale aus MESSAGE	Kosten gemäss Message, 25% der MESSAGE-Potenziale	Kosten gemäss Message, 25% der MESSAGE-Potenziale	Kein Backstop	Kosten und Potenziale aus MESSAGE	

Bei den drei **Öl-Preis-Szenarien** wird ein exogener Ölpreispfad vorgegeben, der deutlich über dem Ölpreis des Szenarios BaU liegt (vgl. dazu auch die Grafik 4-2). Ein Szenario rechnet mit einem Ölpreis von 80 \$/Fass, also in etwa dem Preis von Mitte August 2006. Ein weiteres Szenario geht davon aus, dass der Ölpreis auf 100 \$/Fass steigen wird. Das Ölpreisszenario mit dem höchsten exogen unterstellten Ölpreis geht davon aus, dass bis zum Jahr 2020 ein Ölpreis von 140 \$/Fass erreicht wird, dieser dann aber bis 2035 wieder auf 100 \$/Fass sinkt. In diesem 140 \$/Fass-Szenario wird implizit unterstellt, dass es den Ölförderländern gelingt, bei knapper werdenden Öl- und Gasressourcen, während einer rund 20-jährigen Übergangszeit einen sehr hohen Ölpreis anzusetzen, weil die Ölersatzenergien bzw. -technologien noch nicht marktreif sind bzw. sich zu wenig schnell am Markt durchsetzen können. Für den Erdgaspreis gibt es in allen drei Preisszenarien keine expliziten Preisvorgaben.

Grafik 4-2: Öl-Preis-Szenarien – exogen vorgegebene Entwicklung des Ölpreises



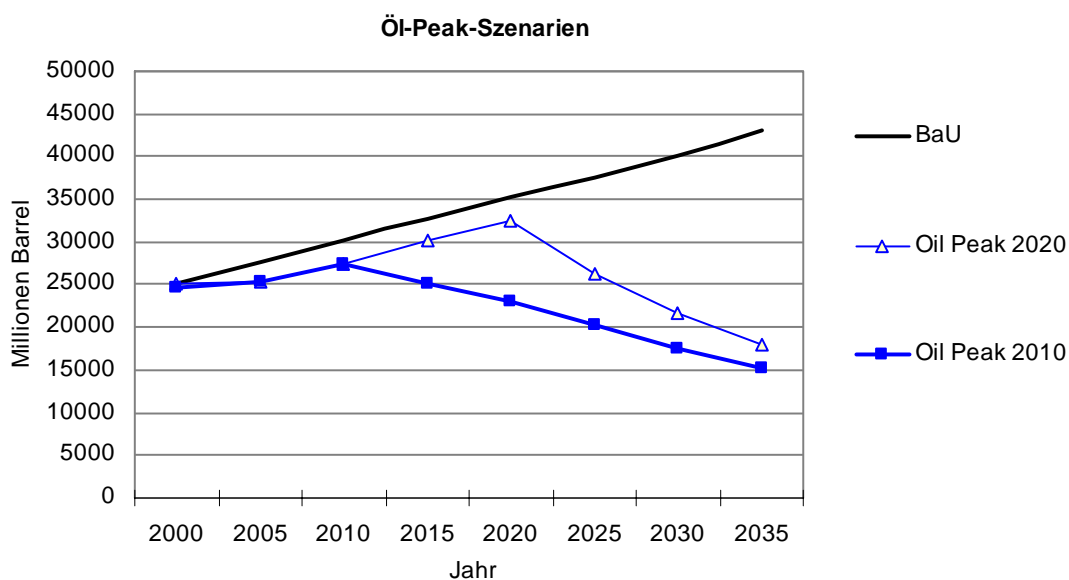
Die beiden **Öl-Peak-Szenarien** unterscheiden sich vor allem im Zeitpunkt des sog. Oil-Peaks, also der maximal möglichen Fördermenge von relativ günstigem Öl. Das Szenario Oil-Peak 2010 stützt sich auf die Prognosen der Oil-Peak-Vertreter (Campbell). Die Grafik 4-3 zeigt, dass die maximale jährliche Ölfördermenge bis 2010 noch leicht zunehmen kann. Danach aber wieder fällt und im Jahr 2015 maximal in etwa soviel gefördert werden kann, wie im Jahr 2000 gefördert wurden. Bis zum Jahr 2035 sinkt die maximal mögliche Ölfördermenge auf rund 60% der im Jahr 2000 geförderten Menge.

Für die wirtschaftlichen Auswirkungen eines solchen Oil-Peak-Szenarios ist die regionale Verteilung der möglichen Öl-Fördermengen von grosser Bedeutung. Grafik 4-4 zeigt eindrücklich die wachsende Abhängigkeit vom Öl aus den OPEC-Ländern. Der OPEC-Anteil

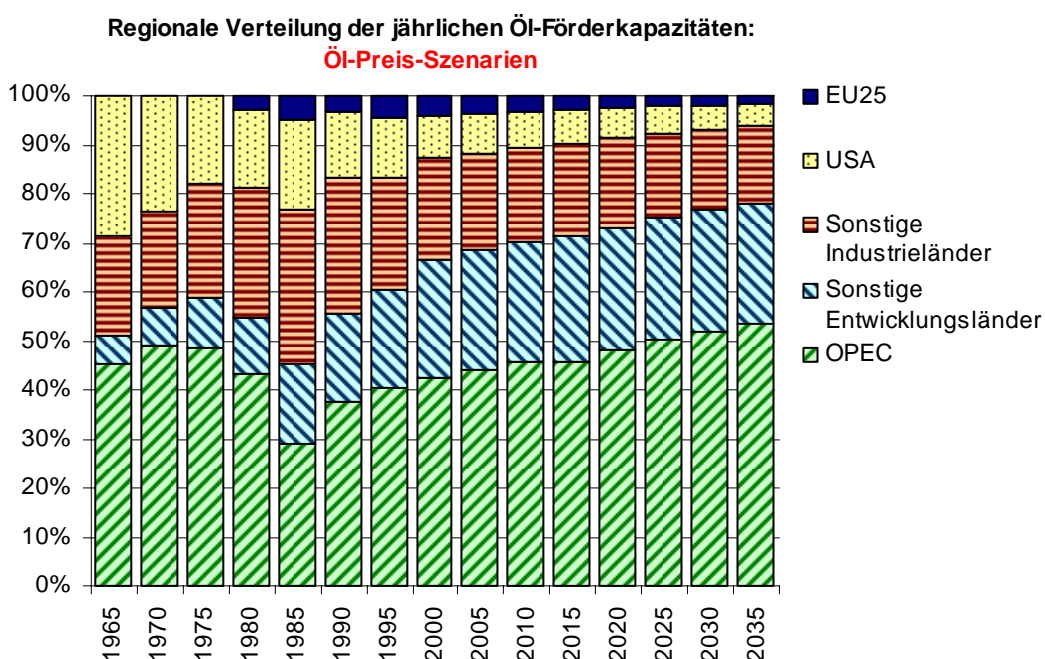
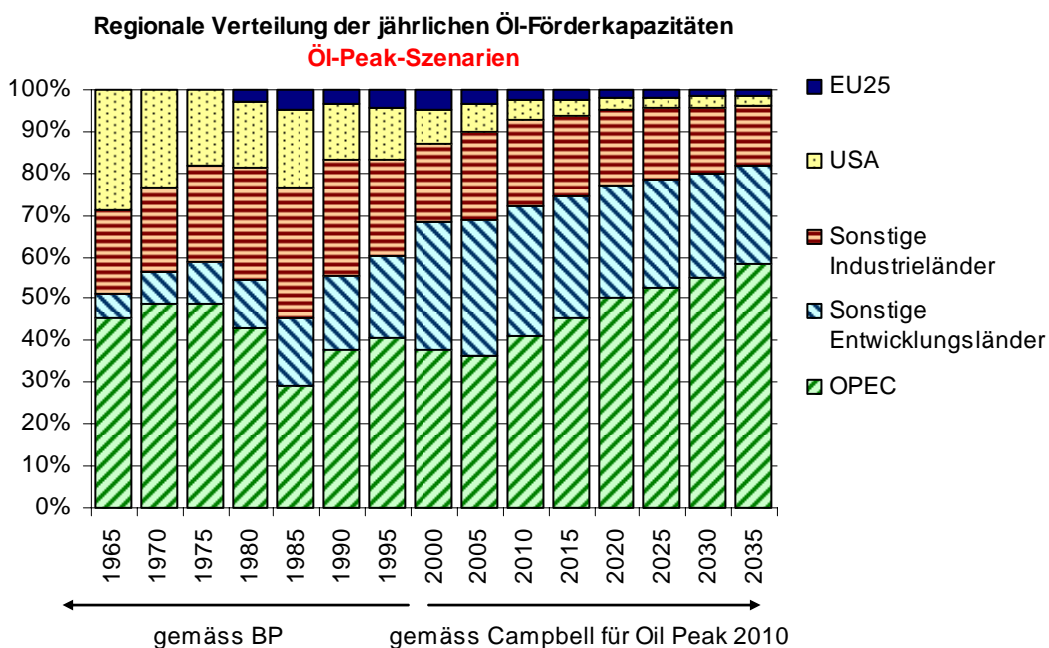
wächst von knapp 40% (Jahr 2000) auf knapp 60% (Jahr 2035). Im Jahr 2035 stammen über 80% des maximal förderbaren, relativ günstigem Öl aus den OPEC- und Entwicklungsländern (Non-Annex-I-Länder). Gemäss dem Szenario Oil-Peak 2010 können Europa und die USA im Jahr 2035 beinahe kein günstiges Öl mehr fördern.

Das Szenario Oil-Peak 2020 unterscheidet sich zum Szenario Oil-Peak 2010 einzig im Zeitpunkt der maximalen Fördermenge – Jahr 2020 statt Jahr 2010. Der Rückgang der maximal möglichen Öl-Fördermenge ist im Vergleich zum Szenario Oil-Peak 2010 leicht stärker. Für die regionale Verteilung der möglichen Öl-Fördermengen wurde für beide Oil-Peak-Szenarien dieselben Annahmen gemäss Grafik 4-4 unterstellt.

Grafik 4-3: Öl-Peak-Szenarien – exogen vorgegebene Entwicklung der jährlichen Öl-Fördermengen



Grafik 4-4: Regionale Verteilung der jährlichen Öl-Förderkapazitäten



Bezüglich der **Technologieentwicklung** werden ein Szenario mit konventionellen Energiequellen und ein forciert erneuerbares Szenario unterschieden.

Das Szenario **konventionelle Energiequellen** beruht hauptsächlich auf der vorsichtigen Anhebung bisheriger Effizienztrends bei bestehenden Technologien. Kohle ist als billiges Substitut zu Öl und Gas beinahe unbeschränkt verfügbar. Sie kann unter anderem zu Metha-

nol verflüssigt werden. Das globale Energiesystem unterliegt keinen klimapolitischen Restriktionen. In der Elektrizitätserzeugung wird die Kernenergie nicht in Frage gestellt, so dass insgesamt die heute bereits verwendeten Grosstechnologien weltweit bestimmend bleiben.

Daneben werden erneuerbare und neue Technologien berücksichtigt. In MESSAGE sind es insgesamt mehrere hundert Technologien (siehe Anhang B), was alle wesentlichen heute bekannten energetisch relevanten Technologien umfasst. In MultiSWISSEnergy werden neue technische Möglichkeiten über substitutionale Produktionsfunktionen abgebildet, die beispielsweise die begrenzte Substitution zwischen verschiedenen Brennstoffen erlauben oder den Einsatz von Kapital zur Steigerung der Energieeffizienz. Darüber hinaus haben wir die laut MESSAGE in der Marktdurchdringung relevantesten Technologien explizit abgebildet, namentlich Windkraft, Strom aus Biogas sowie als alternative Kraftstoffe Ethanol aus Biomasse und Methanol aus Kohle und Erdgas. Die Kosten und Kapazitätslimiten wurden weitgehend aus MESSAGE übernommen. Lernkurven und Kapazitätslimiten der neuen Technologien wurden im Szenario konventionelle Energiequellen zwar nicht pessimistisch, aber doch mit einer gewissen Vorsicht geschätzt, z.B. was die verfügbaren Anbauflächen für Biomasse betrifft. Erneuerbare und neue Technologien stellen daher in diesem Szenario lediglich eine Beimischung zu den konventionellen Technologien dar.

Im Szenario **forciert erneuerbar** wird davon ausgegangen, dass die technische Entwicklung schneller vor sich geht, insbesondere die erneuerbaren Energien wirtschaftlicher werden und weltweit politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine höhere Ausschöpfung der Potenziale erneuerbarer Energien ermöglichen. Zudem wird ein langfristig bedeutendes globales klimapolitisches Engagement vorausgesetzt. In der Schweizer Stromerzeugung wird konsequent auf erneuerbare Energien gesetzt. Allfällige Deckungslücken werden durch Importe gedeckt.

Die wesentlichen Unterschiede des Szenarios *forciert erneuerbar* gegenüber *konventionelle Energiequellen* sind

- eine linear zunehmende CO₂-Restriktion. Die Minderung beträgt 2035 50% zu BaU für Industrieländer und 20% zu BaU für Entwicklungs- und Schwellenländer;
- höhere Kapazitätslimiten für Ethanol (vgl. Grafik 4-5 und Grafik 4-6) und Windenergie;
- beschleunigtes Lernen bei Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, Biogas/Biomasse);
- kein Zubau von GuD- oder Kernkraftwerken in der Schweiz. Es wird angenommen, dass Geothermie in relevantem Masse nutzbar wird (Verdreifachung der Kapazitätslimiten).

Die technischen Optionen, die aus den Optimierungen mit MESSAGE hinsichtlich der weltweiten Marktdurchdringung bei hohen Energiepreisen als besonders relevant hervorgehen, sind im Einzelnen:

- Ethanol aus Biomasse als flüssiger Brennstoff. Hauptanbauggebiete für die Energy Crops sind flächenreiche Entwicklungs- und Schwellenländer, insbesondere Brasilien. Die in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» gesetzten Kapazitätslimiten für Ethanol bedürfen der grossflächigen Allokation landwirtschaftlicher Flächen. Da die Energy Crops damit in Landnutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung treten, ist unsicher, ob diese Ka-

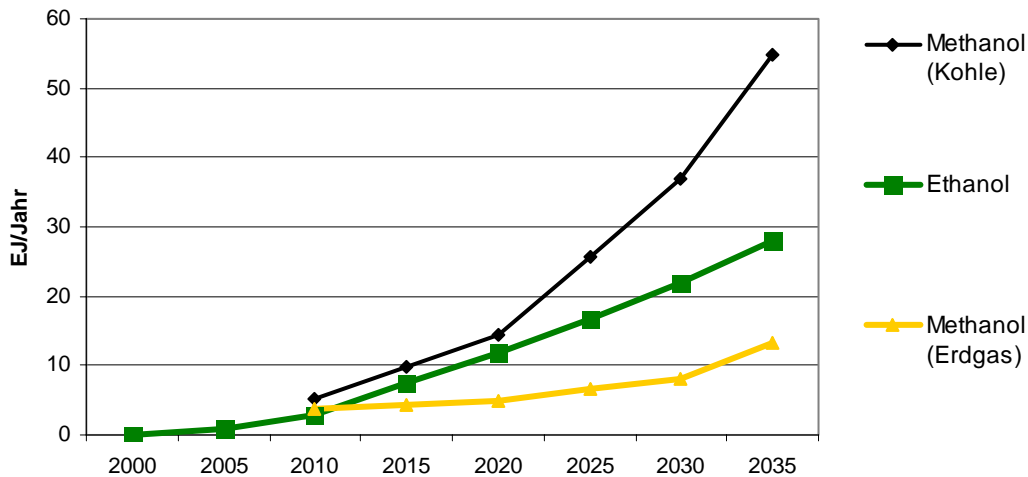
pazitätslimiten erreichbar bzw. politisch gewünscht sind. In der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» wurden die Kapazitätslimiten für Ethanol daher auf die Hälfte begrenzt.

- Methanol als flüssiger Brennstoff. Methanol kann aus Kohle oder Erdgas hergestellt werden. Der zur Herstellung von Methanol notwendige Energieaufwand wird im Modell berücksichtigt.
- Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, wobei die Energiequellen Wind und Biomasse/Biogas explizit modelliert sind.

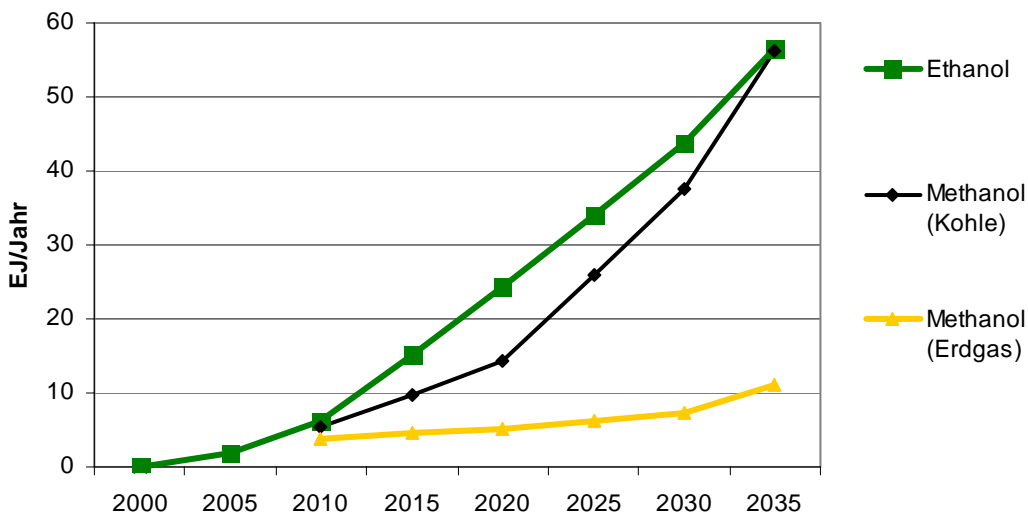
Zusätzlich wird für die CO₂-restringierten Szenarien (forciert erneuerbar) die Option „CO₂ Capture and Storage“ eingeführt. Da diese Option lediglich für Grossanlagen relevant ist, begrenzen wir CO₂ Capture and Storage auf die Elektrizitätswirtschaft und zwar nur insoweit als regionale Speichermöglichkeiten vorhanden sind. Für die Schweiz wurden keine (bzw. vernachlässigbare) Speicherkapazitäten angenommen. Die Kosten des CO₂ Capture and Storage wurden, in ungefährem Einklang mit den Zahlen des IPCC, auf 20 bis 80 \$/t CO₂ festgesetzt.

Grafik 4-5: Ethanol-, Methanol-Backstop-Technologien – exogen vorgegebene Entwicklung der globalen Kapazitätslimiten

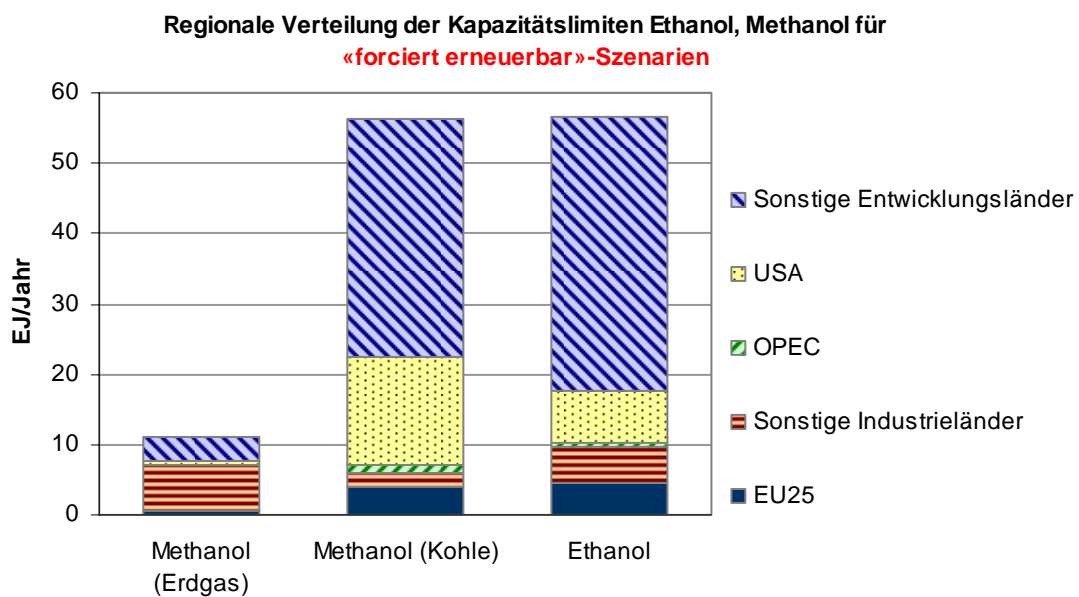
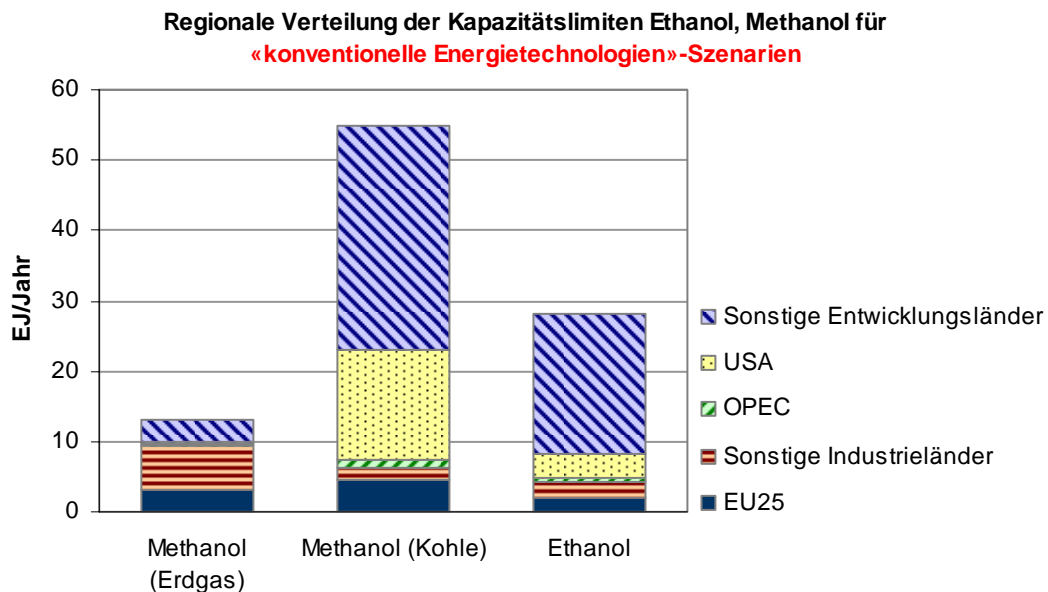
Kapazitätslimiten Ethanol, Methanol für «konventionelle Energietechnologien»-Szenarien



Kapazitätslimiten Ethanol, Methanol für «forciert erneuerbar»-Szenarien



Grafik 4-6: Ethanol-, Methanol-Backstop-Technologien – Regionale Verteilung (Jahr 2035)



5 Auswirkungen hoher Energiepreise auf die Energiesektoren

Nachfolgend werden die Auswirkungen der im vorgängigen Kapitel 4 festgelegten Szenarien auf den globalen und schweizerischen Energiemarkt dargestellt. Das hier angewandte Modell ist **kein Energie-Technologiemodell**, es unterscheidet die wichtigsten Energiesektoren und ausgewählte neue alternative Energietechnologien, kann aber das ganze Spektrum der künftig wichtiger werdenden erneuerbaren Energien nicht explizit abdecken. Vielmehr wird die Durchdringung der Energiewirtschaft mit erneuerbaren Energietechnologien implizit, d.h. im Rahmen eines vermehrten Kapital- und Arbeitseinsatzes abgebildet. Die explizite Darstellung der erneuerbaren Energiemärkte ist also nur beschränkt möglich, obwohl viele der Effekte, wie der bereits erwähnte Ersatz von Energie durch Kapital und Arbeit, im Modell erfasst werden.

5.1 Auswirkungen auf die globale Energieentwicklung

Die Grafik 5-1 zeigt die Entwicklung des global einheitlichen Rohölpreises in den fünf untersuchten Szenarien und der gewählten Referenzentwicklung (BaU – „Business as Usual“). Wie im vorgängigen Kapitel 4 bereits dargelegt, sind für die Szenarien BaU (30\$/Fass) und den Szenarien 80 \$/Fass, 100 \$/Fass und 140 \$/Fass die Preisentwicklungen exogen vorgegeben. Die exogen vorgegebenen Rohölpreise gelten in beiden Technologiewelten «konventionelle Energiequellen» und «forciert erneuerbar».

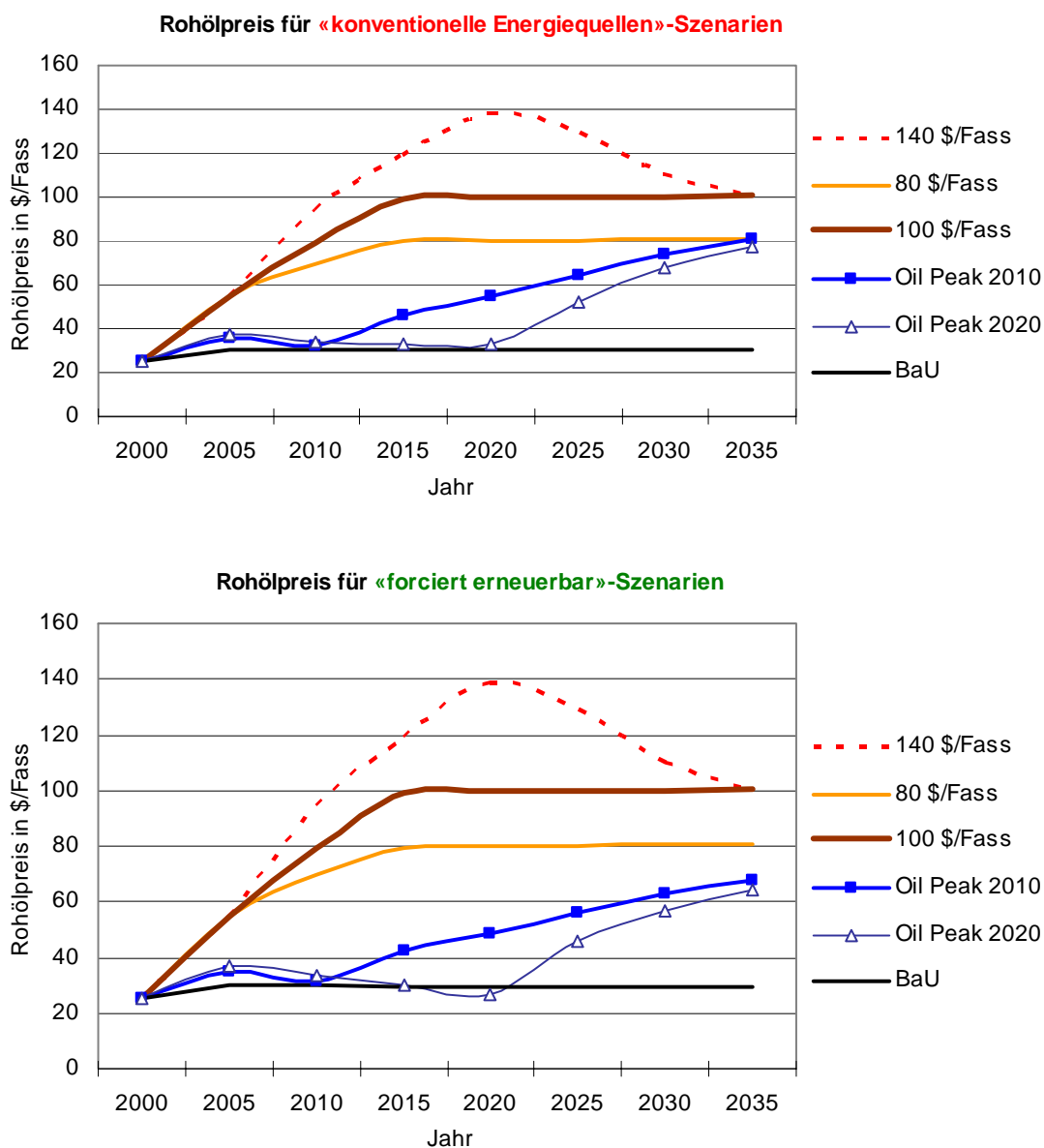
In den beiden Oil-Peak-Szenarien, bei denen die jährlichen Fördermengen sowohl für Öl und Erdgas mittelfristig zurückgehen, erreichen bis 2035 die Rohölpreise die Marke von 100 \$/Fass nicht. Dabei muss Folgendes beachtet werden:

- Es werden die gleichgewichtigen Preisreaktionen auf die in den Oil-Peak-Szenarien vorgegebenen Kapazitätsbeschränkungen bei Öl und Erdgas ausgewiesen. Nicht berücksichtigt sind in den beiden Oil-Peak-Szenarien spekulatives Verhalten und Knappheitsrenten der Öl- und Erdgasförderunternehmen (keine Erfassung des optimalen, gewinnmaximierenden Extraktionspfades der erschöpfbaren fossilen Energieträger). Auch nicht abgebildet sind monopolistisches bzw. kartellistisches Verhalten sowie kurz- und mittelfristig mögliche Kapazitätslimiten im Bereich der Förderung, Raffinierung, des Transports und der Verteilung. Diese Studie kann deshalb keine Aussagen über Höchstpreise bei kurz- und mittelfristigen Volatilitäten machen, sondern lediglich über lanfristige Gleichgewichtspreise.
- In den Oil-Peak-Szenarien sind die Substitutionspotenziale im Bereich der flüssigen Brenn- und Treibstoffe (Ethanol aus Biomasse, Methanol durch Verflüssigung von Kohle oder Erdgas) grösser als in den Szenarien mit den vorgegebenen Rohölpreisen.

In den drei Öl-Preis-Szenarien liessen sich die exogen vorgegebenen Rohölpreise nur erreichen, wenn die Ethanol-, Methanolproduktionsmöglichkeiten stark eingeschränkt wurden: Für die Szenarien 80\$/Fass und 100\$/Fass mussten die Ethanol-Methanol-Kapazitätslimiten um

drei Viertel gesenkt werden, für das Szenario 140 \$/Fass war gar die Unterbindung der gesamten Substitutionsmöglichkeiten mit flüssigen Energieträgern nötig.

Grafik 5-1: Rohölpreis in \$/Fass



Die Rohölpreise bei den Oil-Peak-Szenarien liegen bei der Technologiewelt «forciert erneuerbar» leicht unter den Preisen der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen». Dies aus folgenden zwei Gründen:

- Zum einen sind die Substitutionsmöglichkeiten zu Öl bei der Technologiewelt «forciert erneuerbar» grösser, insbesondere für Ethanol wurden höhere Kapazitätslimiten zugelassen.

- Zum andern wird in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» eine CO₂-Restriktion eingeführt, welche die CO₂-Emissionen in etwa auf dem Niveau von 2010 der Referenzentwicklung (BaU) stabilisiert – dies entspricht einer Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2035 um über 1/3 (vgl. dazu auch die Grafik 5-13).

Einschub zur Interpretation der Technologieszenarien

Die beiden **Technologieentwicklungen sind keine Politiksznarien**. Es werden Annahmen zu unterschiedlichen technischen Entwicklungen getroffen, insbesondere zum Fortschritt der erneuerbaren Energien, ohne dass die dazu möglicherweise nötigen Forschungsanstrengungen und politischen Prioritätensetzungen – einschliesslich der damit verbundenen Kosten – explizit erfasst würden. Die Verwendung zweier getrennter Technologiepfade ermöglicht eine bessere Einschätzung der Auswirkungen hoher Energiepreise unter alternativen Annahmen zur Technologieentwicklung. **Aus einem etwaigen Vergleich der Ergebnisse der beiden Technologieszenarien können aber keine Aussagen zur politischen Vorteilhaftigkeit erneuerbarer oder konventioneller Energietechnologien abgeleitet werden.**

Grafik 5-2 und Grafik 5-3 zeigen die Öl-, Gas- und Kohlepreise für die beiden ausgewählten Szenarien 100 \$/Fass und Oil Peak 2010. Im Vergleich zur Grafik 5-1 ist zu beachten, dass der Ölpreis weniger stark ansteigt als der Rohölpreis. Der Rohölpreis steigt im Szenario 100 \$/Fass von 25\$ auf 100\$ pro Fass (indexiert also von 100 auf 400). Die Grafik 5-2 zeigt, dass der Ölpreis relativ weniger stark zunimmt, von indexiert 100 im Jahr 2000 auf knapp 300. Der Grund liegt darin, dass ein Teil der Kosten im Raffinerieprozess entstehen, die nicht proportional mit den Rohölpreisen steigen. Weiter kommen die Margen der Raffinerien unter Druck und auch die steuerliche Belastung ist bei Öl teilweise mengenbezogen.

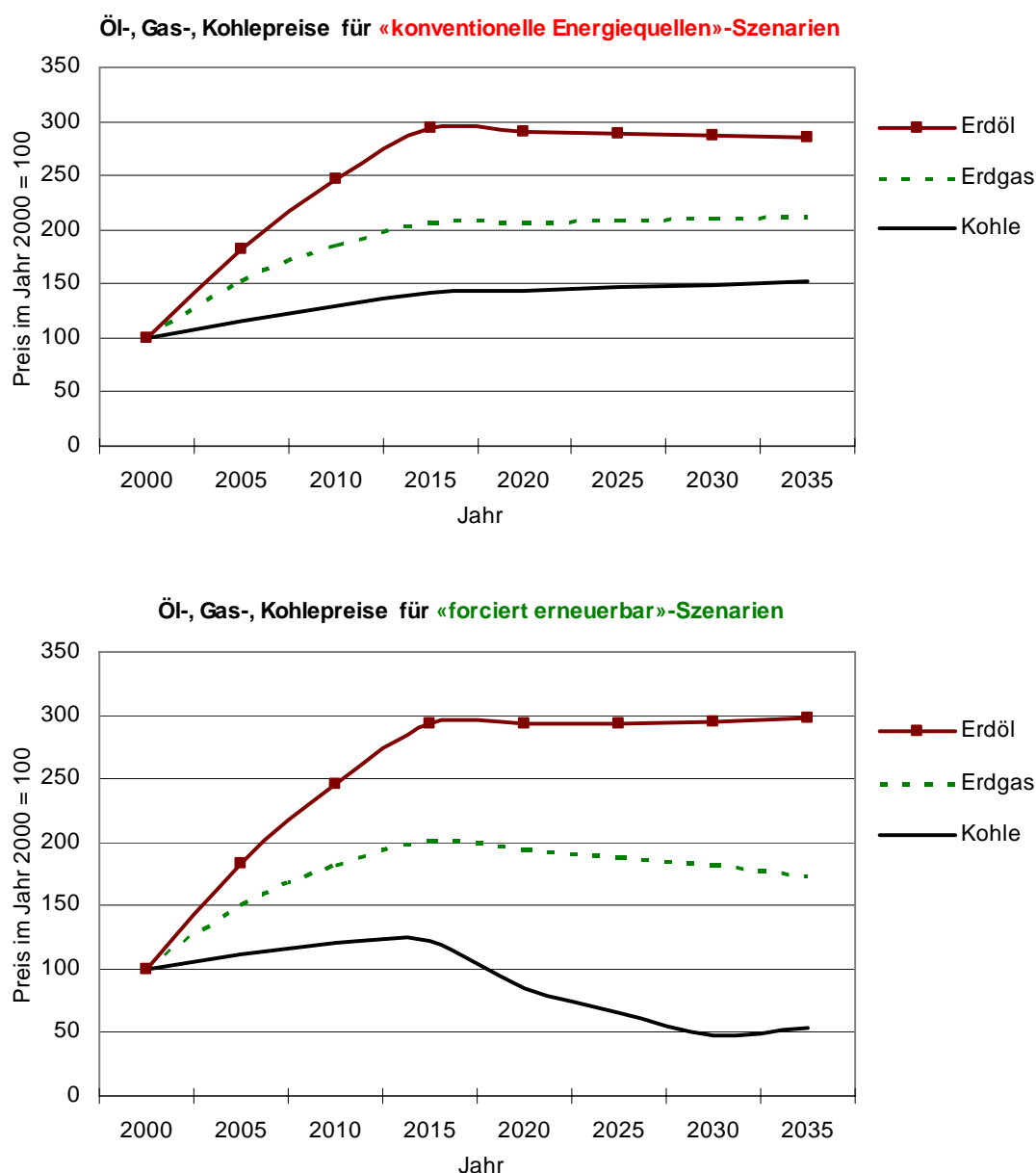
Die Ölpreiszunahmen haben auch drastische Auswirkungen auf die Preise der wichtigsten konventionellen Ölsubstitute Erdgas und Kohle, insbesondere in einer Technologiewelt «konventionelle Energiequellen». Bei Erdgas, welches im Vergleich zu Kohle das nähere Substitut ist zu Öl, verdoppelt sich der Preis. Näheres Substitut bedeutet, dass leichter von Öl auf Erdgas, als von Öl auf Kohle umgestiegen werden kann. Dies gilt für viele Anwendungen, die meist mit relativ bescheidenen Umrüstkosten kurz- bis mittelfristig vom Energieträger Öl auf Erdgas wechseln können.

Trotz sehr guter Substitutionsmöglichkeiten in der Öl- bzw. Gasnachfrage und einer Modellierung, die von einem beschränkt reagiblen Gasangebot ausgeht (sehr niedrige Angebotselastizität von 0.2) steigt der Preis für Erdgas weniger stark als bei Öl. Dies kann damit begründet werden, dass Erdgas letztlich zwar ein gutes, aber kein perfektes Substitut zu Öl ist, bzw. dass es Bereiche mit spürbaren Umrüstkosten gibt: Beispielsweise besitzen viele Entwicklungsländer keine Gasverteilungsinfrastruktur und die Gasinfrastruktur im Bereich Verkehr ist erst noch im Aufbau begriffen.

Bei starken Preisänderungen entbehrt daher die Öl-/Gaspreiskopplung langfristig der ökonomischen Grundlage. Im internationalen Handel ist langfristig nicht damit zu rechnen, dass

eine solche Kopplung vollständig stattfindet. Sie national langfristig aufrechtzuerhalten, wäre volkswirtschaftlich ungünstig: Falsche Preisanreize führen immer zu mehr oder weniger ausgeprägten Fehlallokationen, die volkswirtschaftliche Kosten nach sich ziehen. In diesem konkreten Fall würde eine Öl-Gas-Preisbindung die Substitution von Öl zu Gas behindern, was höhere ökonomische Kosten der Ölpreissteigerung und dazu noch höhere CO₂-Emissionen zur Folge hätte.

Grafik 5-2: Öl-, Gas-, Kohlepreise für das Szenario 100\$/Fass

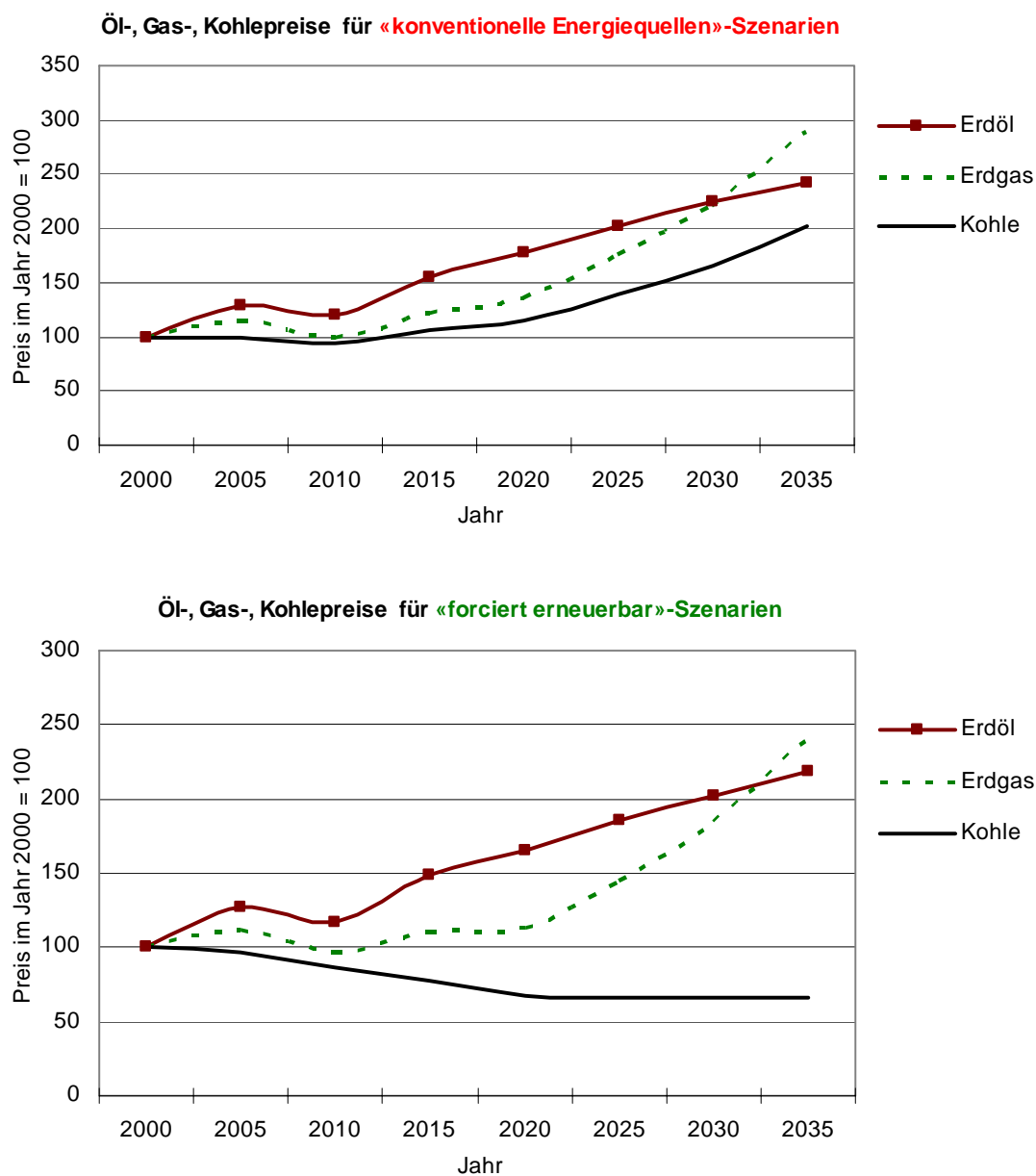


In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird langfristig mehr Ethanol produziert, in der Folge gerät der Gaspreis unter Druck und ist nach anfänglicher Verdoppelung wieder – wenn

auch nur leicht - rückläufig. Bei der Kohle kommt zusätzlich die CO₂-Restriktion zum Tragen. Ob tatsächlich ein Rückgang des Kohlehandelspreises möglich ist, wird wesentlich von der Frage abhängen, ob Subventionspolitiken aufrecht erhalten bleiben und inwieweit CO₂-Steuern zu Lasten der Bodenrenten gehen. Wie stark der Weltmarktpreis für Kohle sinken kann ist neben den Förderkosten abhängig vom CO₂-Preis und der Angebotselastizität von Kohle. Nehmen wir ein weitgehend inelastisches Kohleangebot an („coal in the ground must be sold“), dann wird der Angebotspreis von Kohle fast in vollem Umfang vom CO₂-Emissionshandelspreis nach unten gedrückt („taxing the rents of foreign resource owners“).

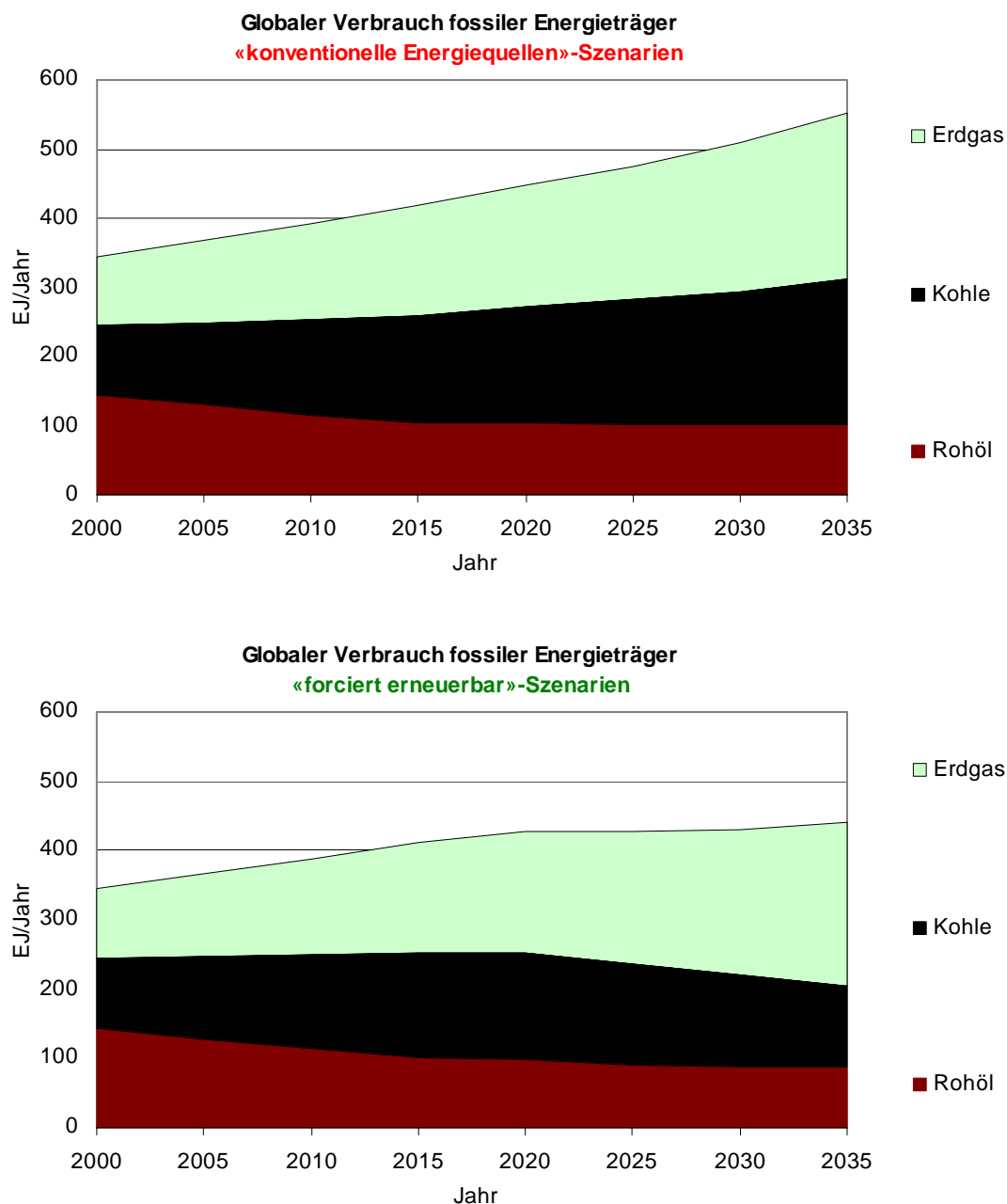
Ähnlich wie für das vorgängig diskutierte Szenario 100 \$/Fass kann auch für das Szenario Oil Peak 2010 argumentiert werden (vgl. dazu Grafik 5-3). Nur dass in diesem Szenario zu beachten ist, dass für Erdgas 2020 die Spitze der Förderung erreicht und danach als Energieträger immer weniger nutzbar ist (vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 4.2). Diese äusserst restriktive Annahme, die der Einschätzung Campbells folgt, schlägt sich ab 2020 in stark steigenden Gaspreisen nieder. Unter diesen Annahmen nähern sich die Preise für Gas und Öl langfristig wieder an. Das ist jedoch nur unter der Vorgabe sehr ähnlicher Mengenentwicklungen gültig. Von einer so starken Begrenzung der Erdgasressourcen gehen die meisten Quellen jedoch nicht aus (vgl. bspw. World Energy Council).

Grafik 5-3: Öl-, Gas-, Kohlepreise für das Szenario Oil Peak 2010



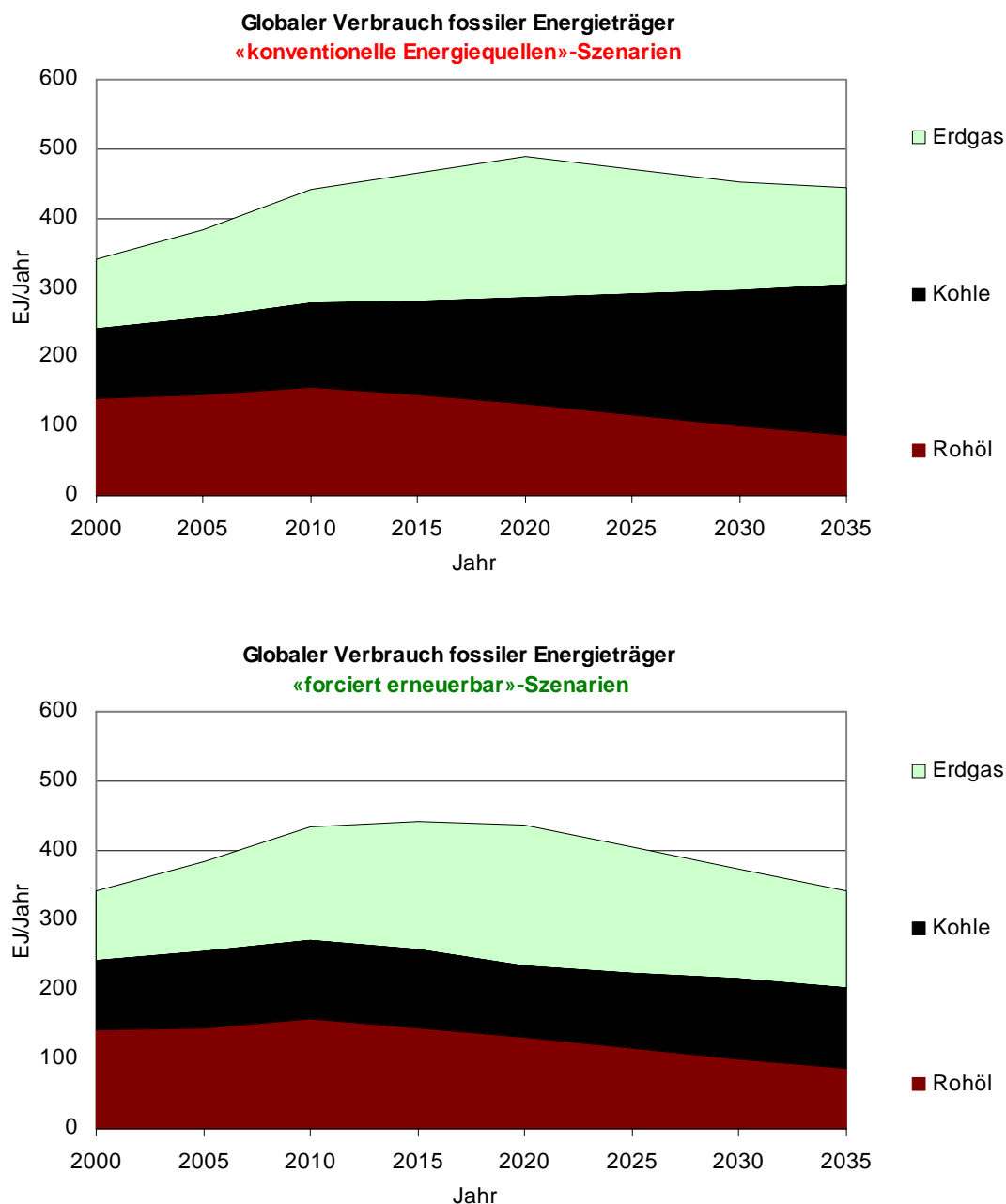
Grafik 5-4 und Grafik 5-5 zeigen die globale Nachfrage für die fossilen Energieträger im Szenario 100 \$/Fass bzw. Oil Peak 2010. Es muss an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass das hier eingesetzte volkswirtschaftliche Modell kein Energiesystemmodell ist. In den Grafiken sind lediglich die im Modell explizit erfassten fossilen Energieträger Öl, Erdgas und Kohle abgebildet. Die Summe aus diesen drei Energieträgern darf nicht als Gesamtenergienachfrage interpretiert werden. Hinzu kommt die explizit modellierte Ethanolnachfrage und die implizit erfasste Produktion mit neuen, erneuerbaren Energien, sowie die Elektrizitätsproduktion, soweit sie nicht aus fossiler Energie stammt.

Grafik 5-4: Globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern im Szenario 100 \$/Fass



Ein Vergleich der beiden Grafiken zeigt, dass das Szenario Oil Peak 2010 eine deutlich tiefere Nachfrage nach fossilen Energieträgern hat, dies unabhängig von der unterstellten Technologiewelt. Dies ist in erster Linie auf das stark limitierte Angebot von Öl und Gas und die in der Folge relativ höheren Öl-, Gas- und Kohlepreise zurückzuführen. Der Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern ab dem Jahr 2020 ist im Szenario Oil Peak 2010 durch die Kapazitätslimiten bei Öl (Peak im Jahr 2010) und Gas (Peak im Jahr 2020) zu erklären. Kohle nimmt zwar zu, kann den Rückgang von Öl und Gas aber nicht vollständig kompensieren. Insbesondere in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird die Substitution von Öl und Gas durch Kohle durch die CO₂-Restriktion stark gebremst.

Grafik 5-5: Globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern im Szenario Oil Peak 2010



Im Szenario 100 \$/Fass ist das zu Beginn moderate Nachfragewachstum bei den fossilen Energieträgern auf die starke Ölpreiszunahme zurückzuführen: Einerseits reagiert die Nachfrage durch Einsparungen und Substitution durch Erneuerbare und andererseits dämpft das sich aufgrund der Ölpreiserhöhung leicht abflachende Wirtschaftswachstum ebenfalls die Nachfrage. Erreicht der Ölpreis sein langfristig, exogen vorgegebenes Preisniveau von 100 \$/Fass wachsen Gesamtwirtschaft und die Nachfrage nach fossilen Energieträgern wieder mit den Wachstumsraten der Referenzentwicklung, aber auf einem anderen Niveau. Dieses Bild ist typisch für einmalige Schocks, wie sie diese hier exogen vorgegebene Ölpreiserhöhung darstellt. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird das Wachstum der Nachfra-

ge nach fossilen Energieträgern langfristig stärker als in der Technologiewelt «konventionell» durch neue Substitutionsmöglichkeiten (Ethanol, Windenergie, Elektrizität aus Biogas und Biomasse) und die CO₂-Restriktion reduziert.

Grafik 5-6 und Grafik 5-7 zeigen die Reaktion der globalen Nachfrage nach Öl, Erdgas und Kohle im Vergleich der fünf berechneten Szenarien und der Referenzentwicklung (BaU).

In der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» zeigen die drei Szenarien mit exogen vorgegebenen Ölpreisen (80\$, 100\$ und 140\$/Fass), dass der Ölpreisanstieg zu einem starken Rückgang der Ölnachfrage führt (vgl. Grafik 5-6). Je höher der Ölpreis, desto stärker der Nachfragerückgang. Gegenüber der Referenzentwicklung (BaU) liegt die Ölnachfrage im Jahr 2020 für die drei Szenarien 80\$, 100\$ und 140\$/Fass um 40%, 48% bzw. 52% tiefer. Die Ölnachfrage liegt im Jahr 2020 sogar um 16%, 27% bzw. 33% unter der Ölnachfrage des Jahres 2000 und stabilisiert sich dann etwa auf diesem Niveau, mit Ausnahme des Szenarios 140 \$/Fass. Beim Szenario 140\$/Fass ist im Gegensatz zu den 80\$/Fass und 100\$/Fass-Szenarien kein Ethanol und Methanol zugelassen. Der fehlende Anteil Methanol und Ethanol wird zu einem wesentlichen Teil vom Rohöl übernommen. Deshalb sinkt die Nachfrage nicht wesentlich stärker als im 100\$-Szenario. In der langen Frist liegt die Rohölnachfrage des 140\$/Fass-Szenarios sogar über der Ölnachfrage der Szenarien mit 80\$ und 100\$/Fass. Dies hat damit zu tun, dass beim Szenario 140\$/Fass keine Ethanol-, Methanolproduktion zugelassen wurde, damit überhaupt ein Preis von 140 \$/Fass erreicht werden konnte.

Die beiden **Oil-Peak-Szenarien** folgen bei der Ölnachfrage den exogen vorgegebenen Förderkapazitätslimiten.

Während die Ölnachfrage um rund 30% zurückgeht wächst die Nachfrage nach Erdgas bis zum Jahr 2035 auf mehr als das Doppelte in den Preisszenarien (80\$, 100\$ und 140\$/Fass). In diesen Szenarien ist Erdgas das wichtigste Substitut. In den Oil-Peak-Szenarien wurde diese Option langfristig stark begrenzt durch die sehr restriktiven Annahmen zur Verfügbarkeit von Erdgas.

Die Entwicklung der Kohlenachfrage zeigt deutlich, dass bei einer Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» Kohle im Vergleich zur Referenzentwicklung zulegen wird (für das Jahr 2035 um 12% bis maximal 21% je nach Szenario). Die stärkere Kohlelastigkeit ist darauf zurückzuführen, dass annahmegemäss keine CO₂-Restriktionen eingerechnet wurden. Dies bedeutet, dass Kohle relativ günstig ist und Öl und Erdgas mindestens teilweise ersetzen wird (bspw. Stromerzeugung und sogar Kohleverflüssigung zur Methanolproduktion). Besonders stark gilt das für die Oil-Peak-Szenarien, in denen Erdgas als naheliegendstes Substitut langfristig stark restringiert wurde. Weiter ist in den Oil-Peak-Szenarien die Kohle mengenmässig nicht restringiert. Kohle weist gegenüber Erdgas im Vergleich zur Referenzentwicklung (BaU) den stärkeren Anstieg aus, obwohl sie – jedenfalls ausserhalb der Stromerzeugung – als weniger gutes Substitut zu Öl modelliert ist. Der Grund liegt in der höheren Angebotselastizität für Kohle, welche die höhere weltweite Verfügbarkeit von Kohle abbildet.

Die Grafik 5-7 zeigt die globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern für die Technologiewelt «forciert erneuerbar». Die Ölnachfrage wird im Vergleich zur Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» durch den vermehrten Einsatz von Ethanol weiter und vor allem auch nach 2020 noch weiter gedämpft. Die Ausnahme bildet hier das Szenario 140\$/Fass, bei dem kein Ethanol zugelassen ist.

Die Erdgasnachfrage unterscheidet sich zwischen den beiden Technologiewelten kaum, sie ist in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» nur unmerklich tiefer.

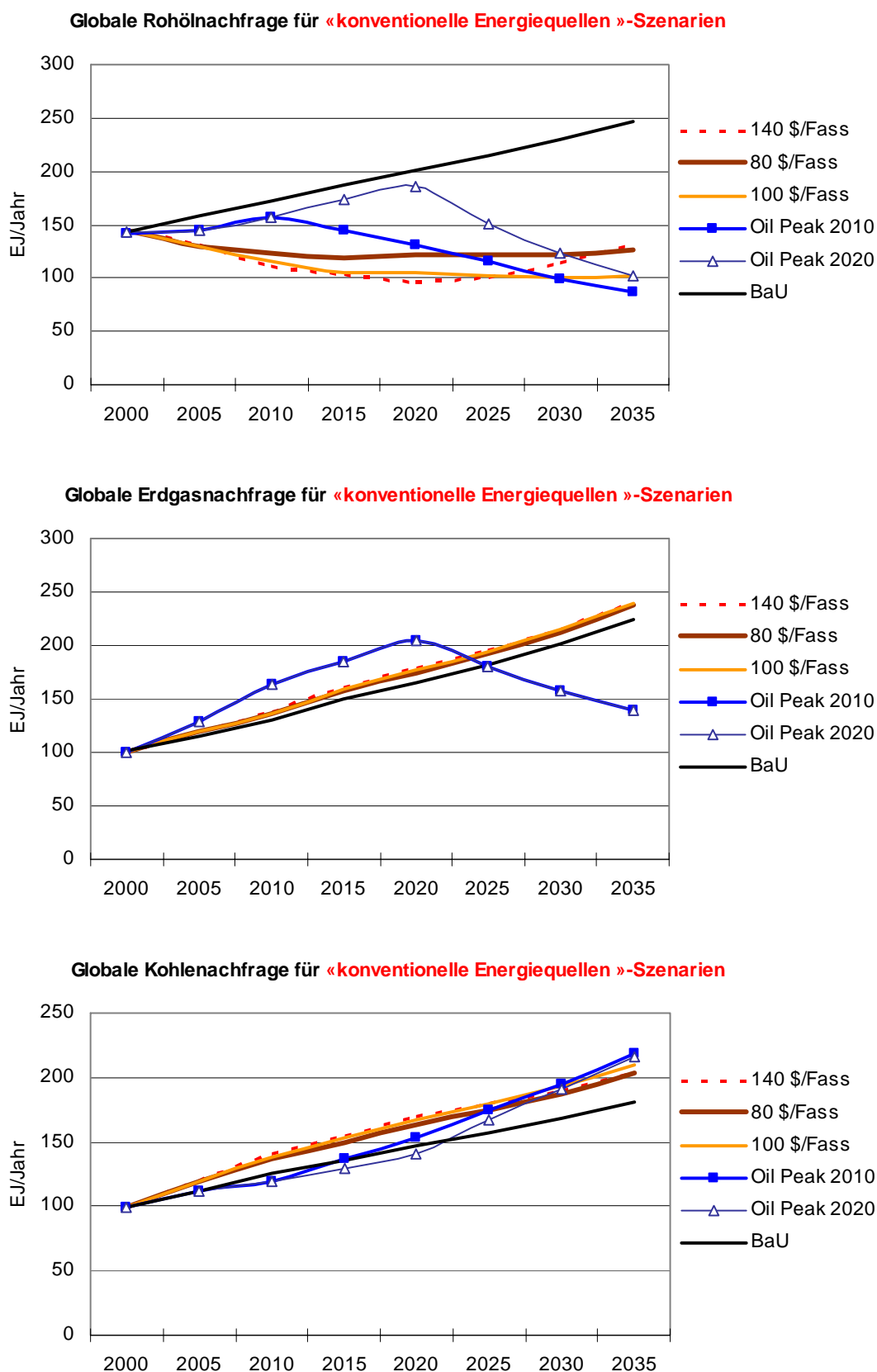
Der Hauptunterschied zwischen den beiden Technologiewelten ist bei der Kohlnachfrage zu finden. Im Vergleich zur Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» ist die Kohlenachfrage in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» erheblich geringer, was mit der starken Begrenzung der CO₂-Emissionen in den Industrieländern zusammenhängt. Kohle hat die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen der hier betrachteten fossilen Energieträger.

In den Oil-Peak-Szenarien ist Erdgas zunächst das Substitut der Wahl. Nach dem Erdgas-Peak übernimmt Kohle wieder als dann einzig in grossen Mengen verfügbarer fossiler Brennstoff. Beim Szenario Oil Peak 2010 muss Kohle deutlich mehr „auffangen“ als im Szenario Oil Peak 2020, jedenfalls solange Ethanol noch nicht so stark verfügbar ist.

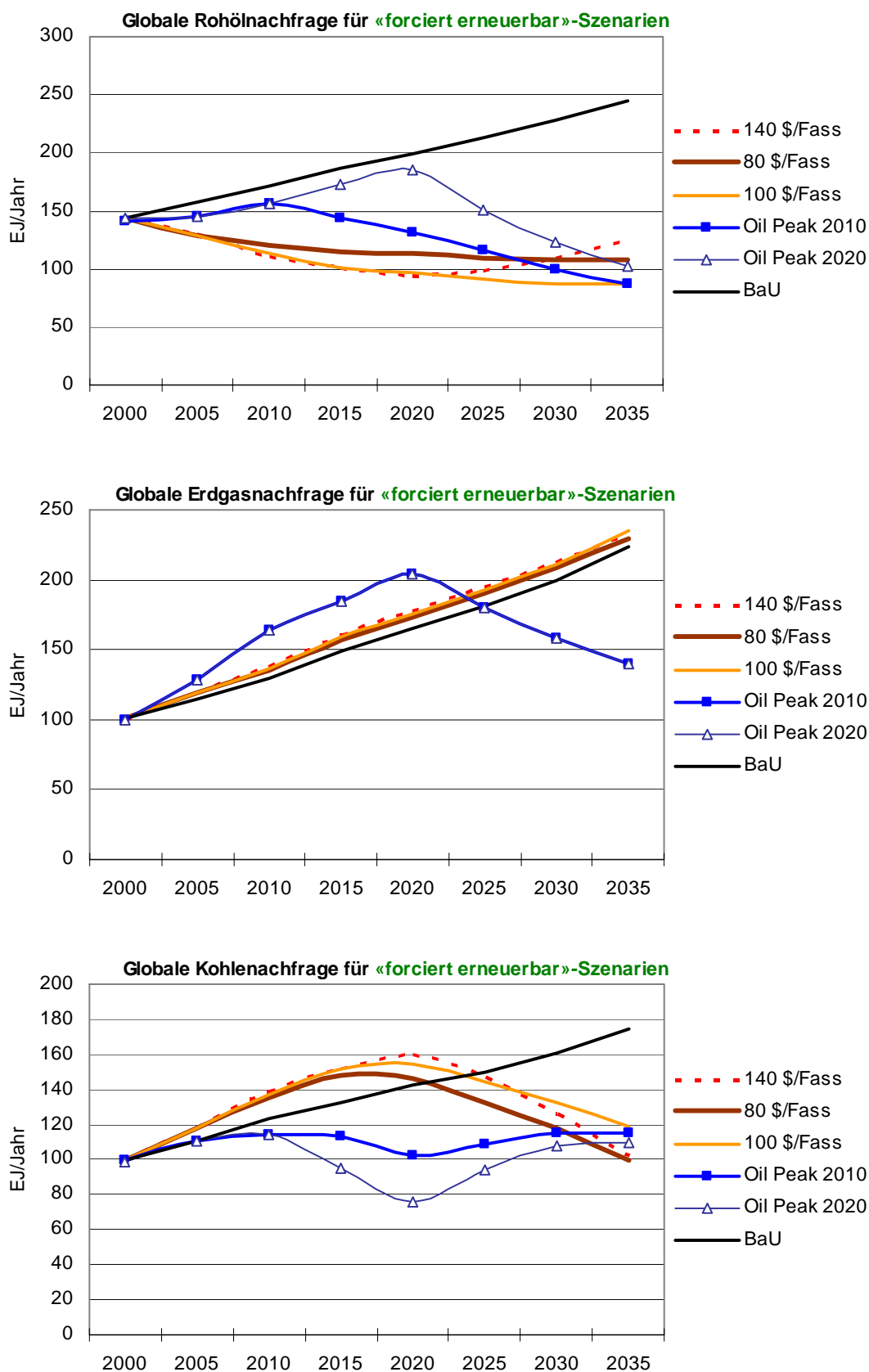
In den Preisszenarien ist zu sehen, dass Kohle mittelfristig als relativ billiger Energieträger als Substitut zu Öl genutzt wird. In der langen Frist greift jedoch die zunehmende Beschränkung der CO₂-Emissionen (vor allem in den Industrieländern), und Erdgas wird das Substitut der Wahl. Hinzu kommen neue Substitute (Ethanol, Windenergie, Elektrizität aus Biogas und Biomasse). Die Kohlenachfrage geht deshalb ab 2020 wieder zurück. Methanol aus Kohleverflüssigung ist aufgrund der hohen CO₂-Emissionen in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» keine Option zur Abdeckung eines grossen Teils des Energiebedarfs.

Im Szenario 140\$/Fass ist keine Kohleverflüssigung zugelassen, deshalb ist die Kohlenachfrage 2030/2035 geringere als in den anderen Preisszenarien. Der Hauptgrund für die niedrige Kohlenachfrage 2035 in diesem Szenario ist aber wohl, dass das Ethanol fehlt, deshalb mehr Rohöl nachgefragt wird, die CO₂-Emissionen steigen und durch eine Beschränkung der CO₂-Emissionen aus Kohle kompensiert werden müssen.

Grafik 5-6: Globale Rohöl-, Erdgas- und Kohlenachfrage für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien

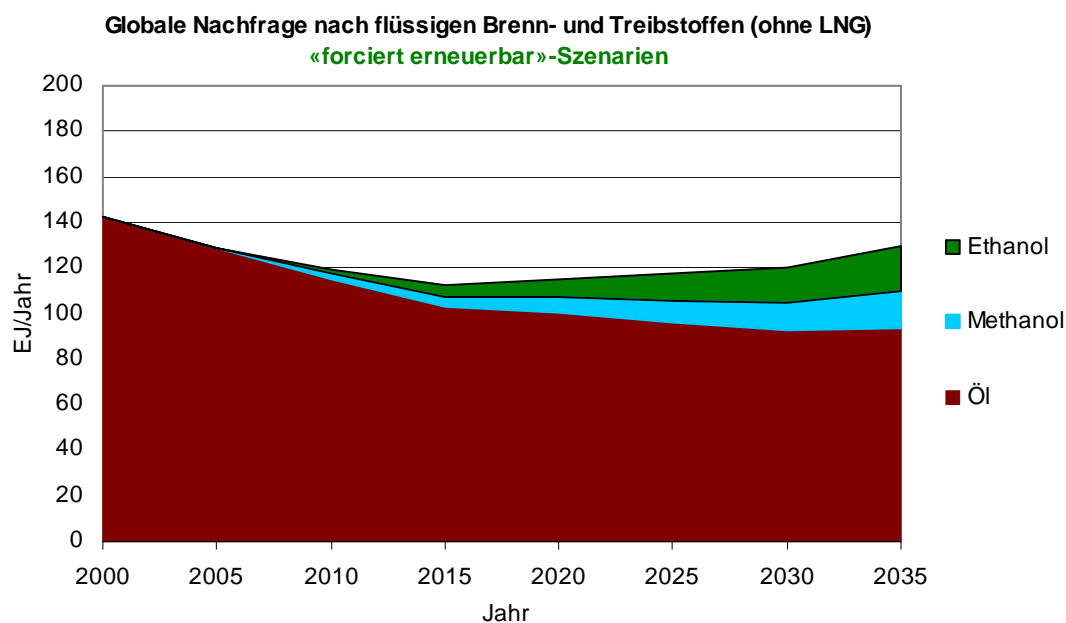
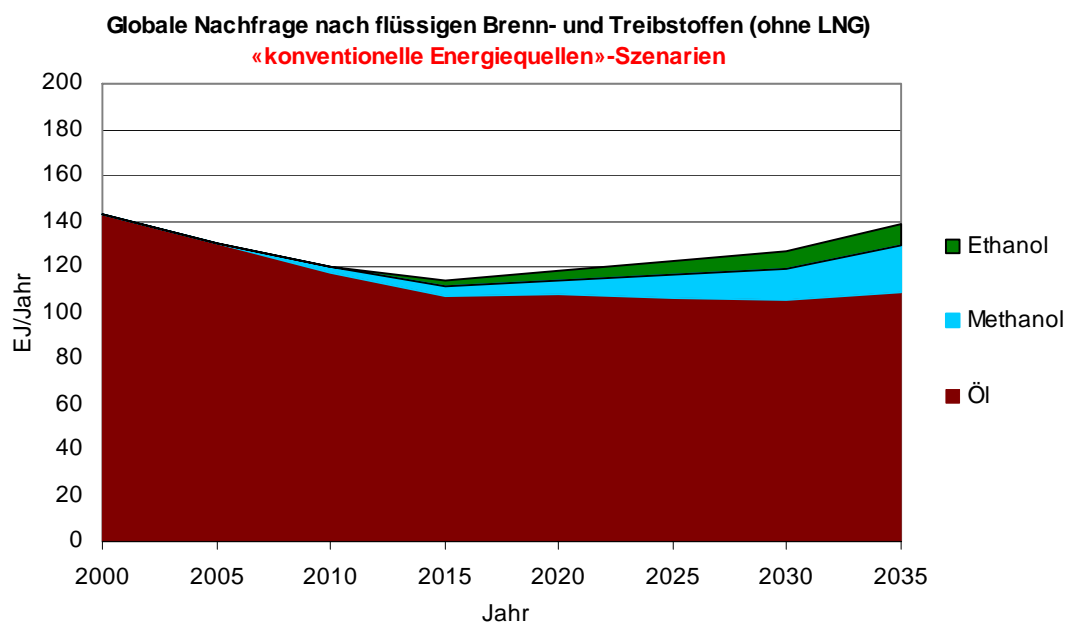


Grafik 5-7: Globale Rohöl-, Erdgas- und Kohlenachfrage für «forciert erneuerbar»-Szenarien

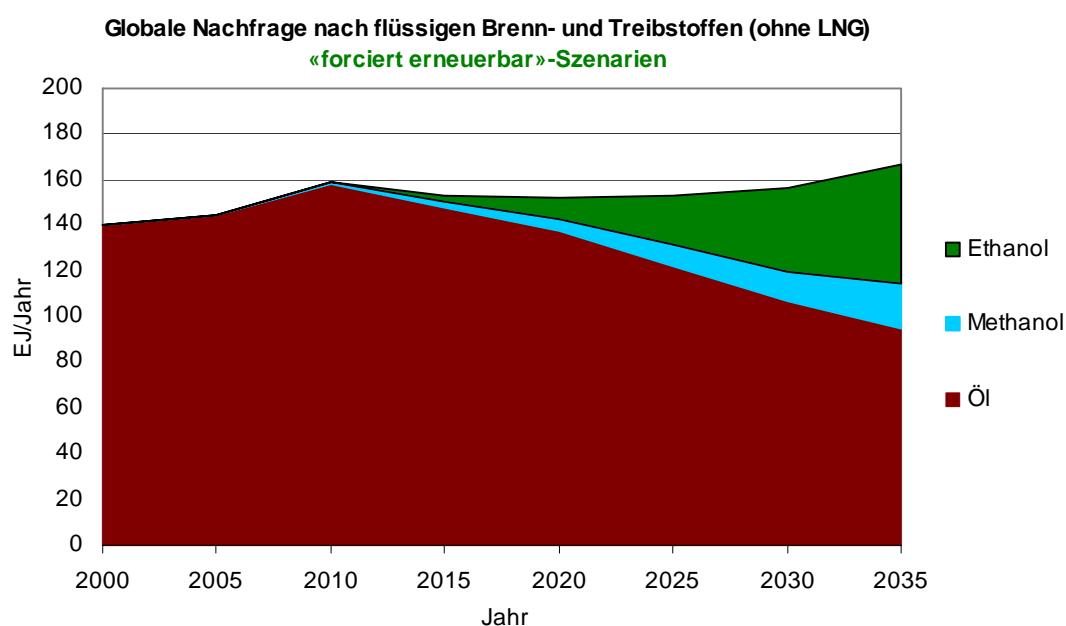
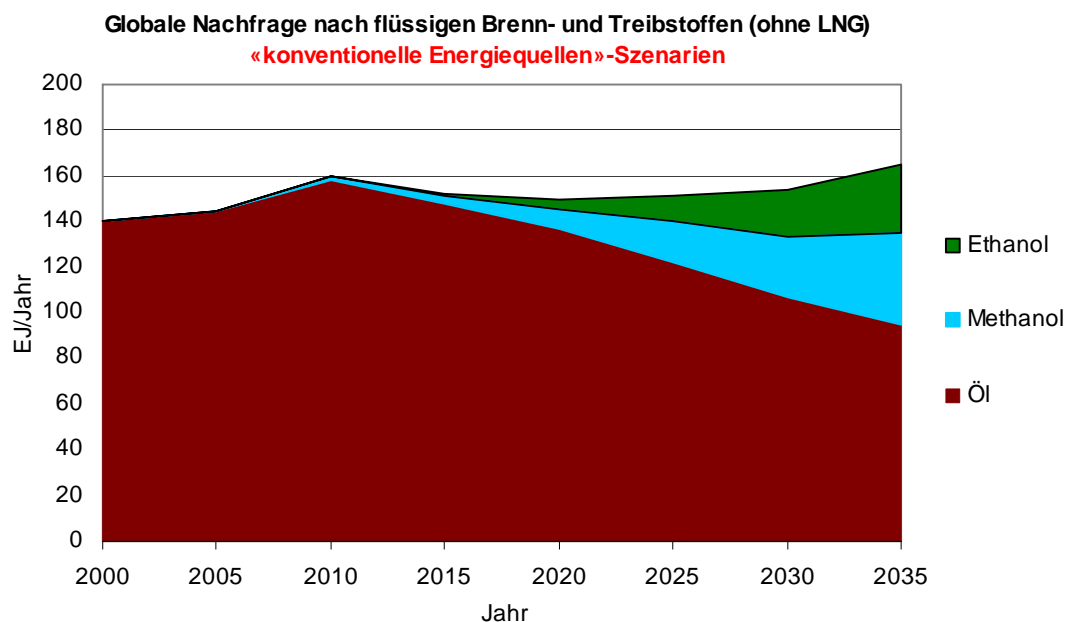


Grafik 5-8 und Grafik 5-9 verdeutlichen, dass – trotz durch mögliche Hochpreise ausgelöster Substitutionen zu Erdgas und Kohle – flüssige Brenn- und Treibstoffe aller Voraussicht nach auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen werden. Allerdings wird Rohöl nicht mehr die einzige wichtige Primärquelle für flüssige Brennstoffe sein. Aus dem Energiesystemmodell MESSAGE gingen Ethanol (aus Biomasse hergestellt) und Methanol (mittels Kohleverflüssigung hergestellt) als die wichtigsten Alternativen bei flüssigen Brennstoffen unter den Bedingungen hoher Rohölpreisen hervor. In geringerer Masse wird Methanol aus Erdgas erzeugt werden.

Grafik 5-8: Globale Nachfrage nach flüssigen Brenn-, Treibstoffen im Szenario 100 \$/Fass



Grafik 5-9: Globale Nachfrage nach flüssigen Brenn-, Treibstoffen im Szenario Oil Peak 2010



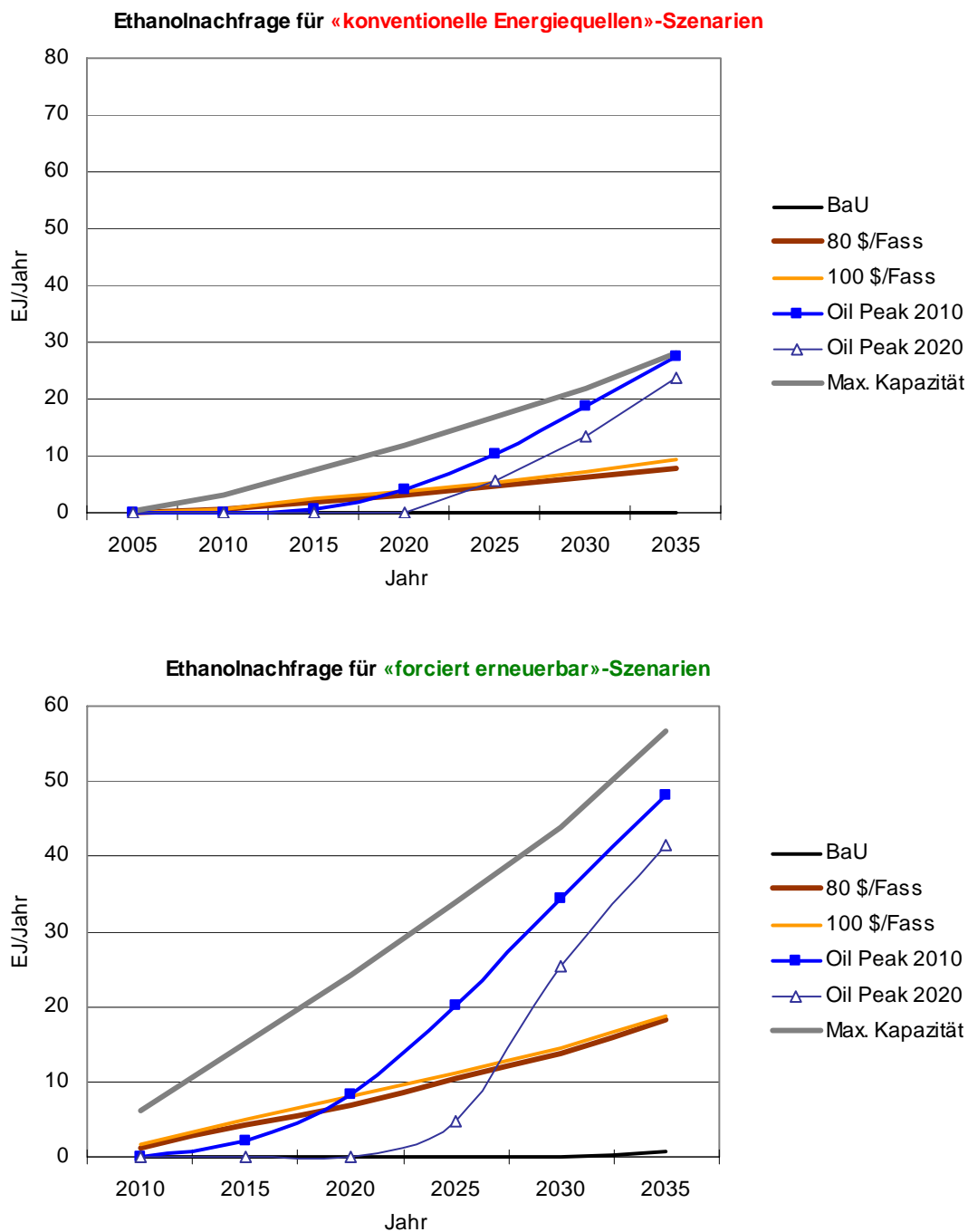
Das Szenario Oil Peak 2010 (Grafik 5-9) baut längerfristig eine wesentlich auf Ethanol oder Methanol basierende Versorgung mit Flüssigbrenn- und -treibstoffen auf. Begünstigt wird dies durch die sehr restriktiven Annahmen zur Verfügbarkeit von Öl. Ab 2025 steigen die Flüssigbrennstoffe insgesamt sogar wieder an, dies trotz des massiven Angebotsrückgangs bei Öl. Der Verlauf der Ethanol- und Methanol-Nachfrage wird selbstverständlich stark von den Annahmen zu den Kosten und vor allem zu den Potenzialen dieser Herstellungsverfahren beeinflusst. Das in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» ausgewiesene Ethanol

bedarf der grossflächigen Allokation landwirtschaftlicher Flächen, insbesondere in flächenreichen Entwicklungsländern, zur Produktion von energy crops. Da die energy crops damit in Landnutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung treten, ist unsicher, ob die in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» veranschlagten Kapazitätslimiten erreichbar bzw. politisch gewünscht sind. In der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» wurden die Kapazitätslimiten für Ethanol daher auf die Hälfte begrenzt. Daraus erklärt sich der geringere Anteil des Ethanols in der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen». Da die Methanolherstellung sehr energie- und damit auch CO₂-intensiv ist, geht der Methanolanteil in der CO₂-restringierten Technologiewelt «forciert erneuerbar» deutlich zurück. Mit anderen Worten: Aus fossilen Energieträgern hergestelltes Methanol ist in einer Welt mit Klimaerwärmung keine Option, die in grossem Masse einsetzbar wäre.

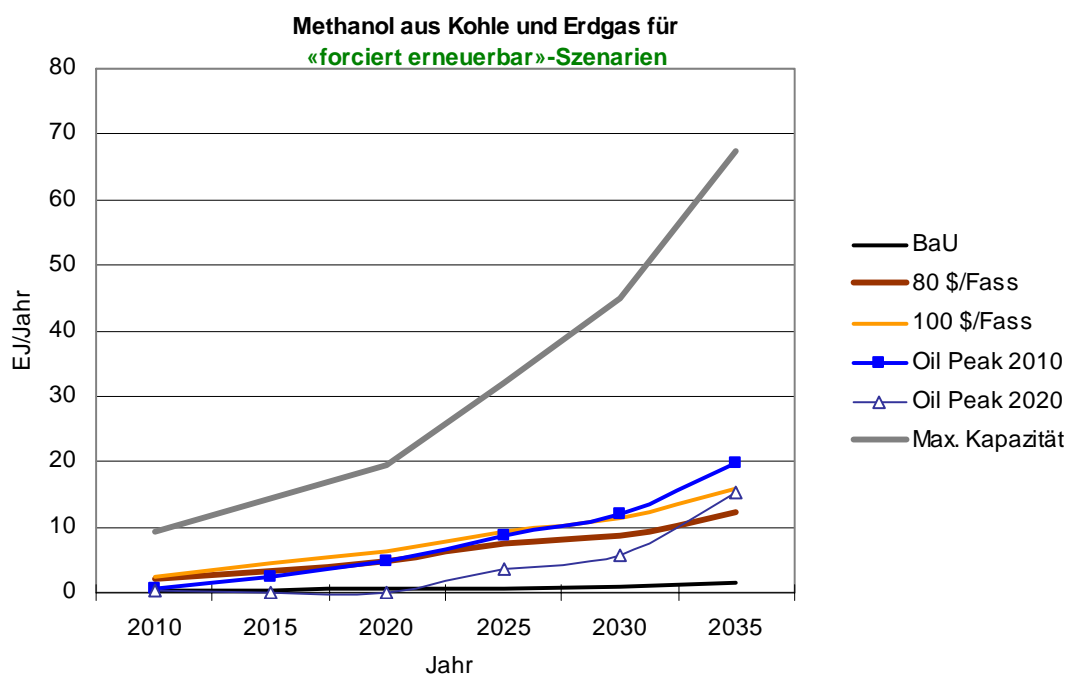
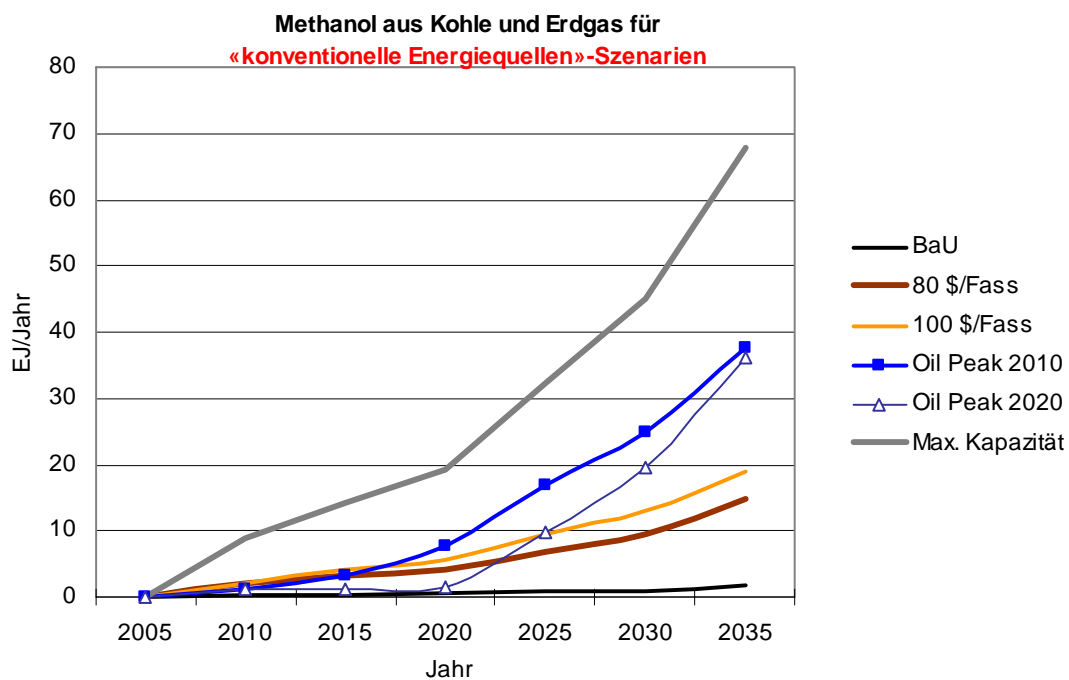
Im Szenario 100 \$/Fass (vgl. Grafik 5-8) wurden die Kapazitätslimiten für Ethanol und Methanol auf ein Viertel des Werts der Oil-Peak-Szenarien herabgesetzt. Höhere Limiten sind mit dem vorgegebenen Hochpreis unter einem rein ökonomischen Kalkül nicht vereinbar. Entsprechend geringer ist die Bedeutung von Ethanol und Methanol in diesem Szenario.

Die beiden nachfolgenden Grafiken zeigen die Ethanol- und Methanolanfrage für alle Szenarien. Zu erwähnen ist, dass die Kapazitätslimite sowohl für Ethanol wie auch für Methanol von keinem Szenario ausgeschöpft wird. Dies kann damit erklärt werden, dass die Ethanol- und Methanolproduktion umso teurer ist je näher an der Kapazitätslimite produziert wird. Die Preise der Konkurrenzprodukte (v.a. Öl) erlauben somit keine wirtschaftlich sinnvolle Ausschöpfung der vollen Kapazitätslimiten von Ethanol und Methanol.

Grafik 5-10: Ethanolnachfrage [EJ/Jahr]

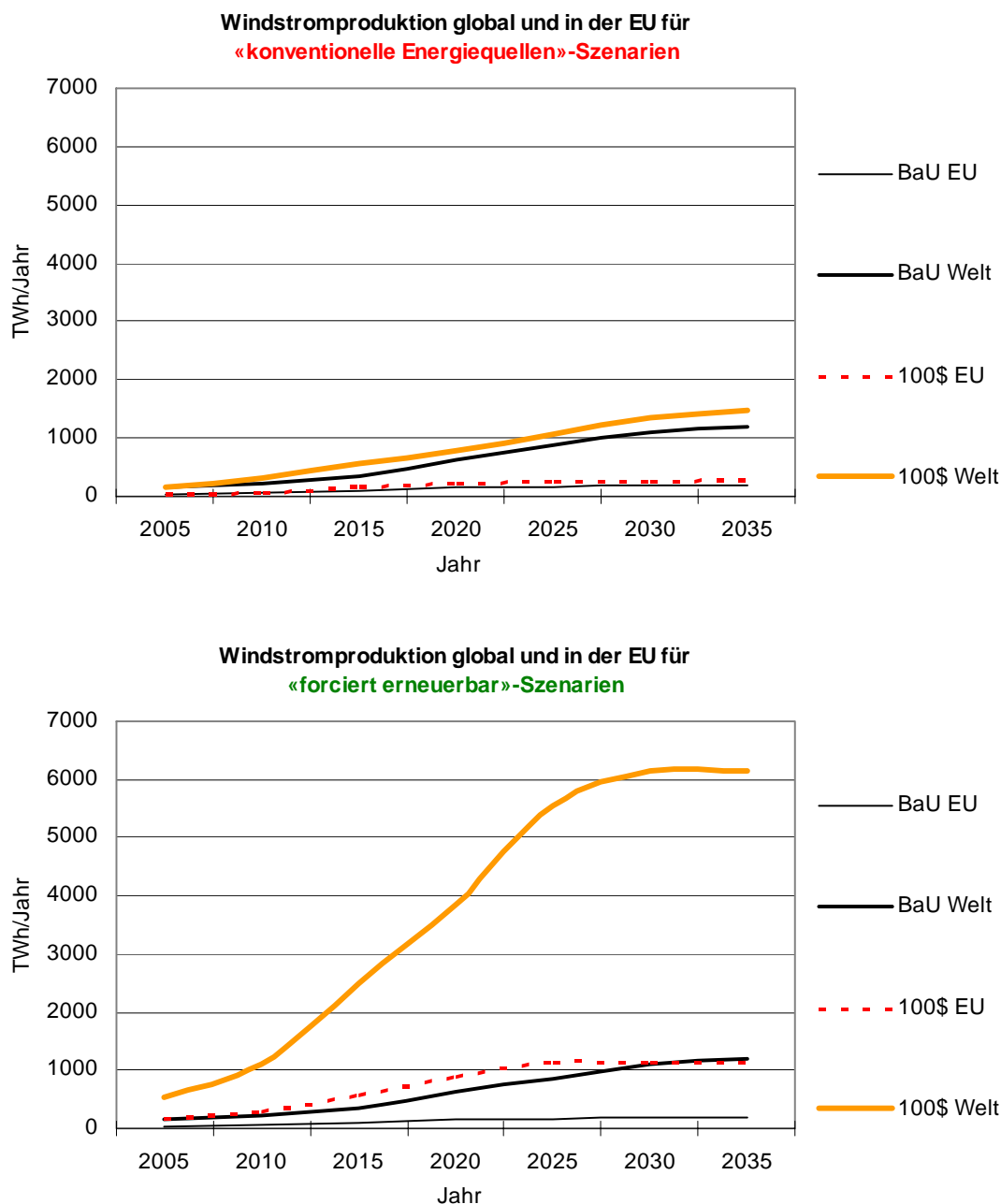


Grafik 5-11: Methanol aus Kohle und Erdgas



Die nachfolgende Grafik zeigt die Windstromproduktion weltweit und für Europa für die Referenzentwicklung (BaU) und für Szenario 100\$/Fass.

Grafik 5-12: Windstrom global und in der EU



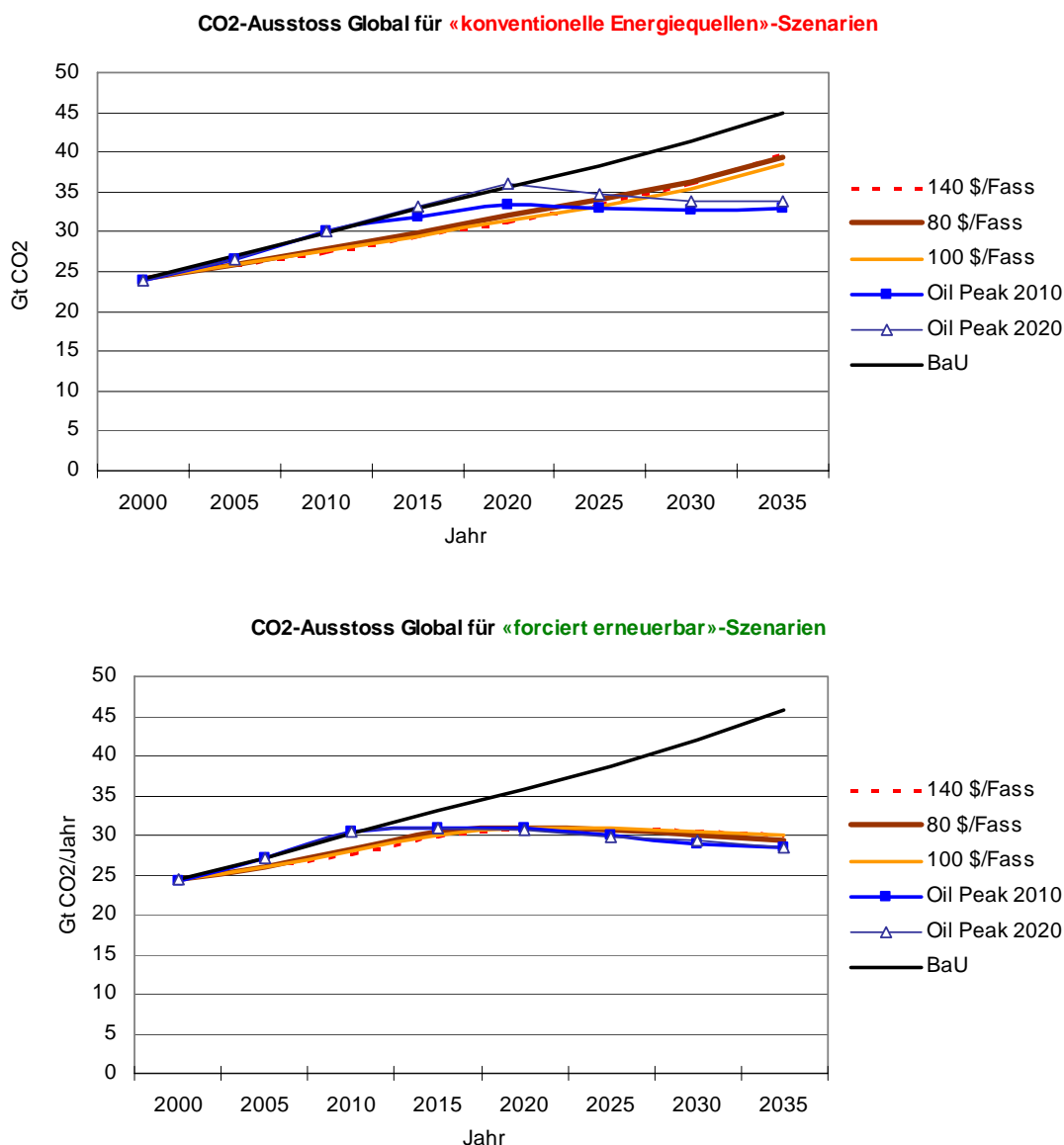
In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird im Vergleich zur Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» ein beschleunigter technischer Fortschritt bei der Windenergie angenommen, der die spezifischen Erzeugungskosten im Betrachtungszeitraum um ungefähr 40% senkt. Die globalen Kapazitätslimiten für Windenergie sind ungefähr 2 1/2 mal so hoch.

Diese Unterschiede in den Annahmen schlagen sich deutlich in den Ergebnissen nieder, so dass Windstrom in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» einen wesentlichen Beitrag zur globalen Energieversorgung leistet. Die Ausschöpfung der Windstrompotenziale wird aufgrund der Volatilität und schlechten Vorhersagbarkeit des Windstroms wesentlich von der Weiterentwicklung geeigneter Speichertechnologien abhängen. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird angenommen, dass ein Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung von bis zu 25% zu vertretbaren Regelungskosten möglich ist. Darüber hinaus werden die Anteile verschiedener Technologien an der Stromerzeugung wesentlich von Fragen der relativen Akzeptanz verschiedener Stromerzeugungstechnologien beeinflusst werden. Akzeptanzfragen werden im Rahmen dieser Studie jedoch nicht behandelt.

Grafik 5-13 zeigt die globalen CO₂-Emissionen für die beiden Technologiewelten und für alle Szenarien. In der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» steigen die globalen CO₂-Emissionen im Betrachtungszeitraum um ungefähr 50 bis 80%. Eine solche Steigerung ist mit einem effektiven Klimaschutz unvereinbar. Andererseits: Trotz der Zunahme der Kohle sinken die CO₂-Emissionen im Vergleich zur Referenzentwicklung (BaU). Daraus lässt sich bereits ablesen, dass Hochpreisszenarien für fossile Energieträger dem Klimaschutz nützen.

Zu beachten ist allerdings, dass wir keinen endogenen technischen Fortschritt modelliert haben. Da die Hochpreisszenarien sich durch geringeres Wachstum auszeichnen, kann der technische Fortschritt in der Realität dadurch negativ beeinflusst werden. Dies könnte die positive Wirkung auf den Klimaschutz etwas abschwächen. Der hier über den Einbezug von MESSAGE abgebildete (energiesparende) technische Fortschritt, der durch hohe Energiepreise angeregt wird, hat aber mit Sicherheit den wesentlich stärkeren Effekt auf die CO₂-Emissionen.

Der CO₂-Ausstoss in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» wird von den Annahmen zur globalen CO₂-Restriktion bestimmt. Das Emissionsbudget ist über den Gesamtzeitraum dabei für alle Szenarien dasselbe. Aufgrund der annahmegemäss erlaubten „when-flexibility“ sehen die Trajektorien für die verschiedenen Szenarien unterschiedlich aus: Der Ölpreisschock führt in den Preisszenarien – wie oben dargestellt – zu einem frühen Einbruch der Ölnachfrage und daher automatisch auch zu niedrigeren CO₂-Emissionen. Dementsprechend kann man sich langfristig etwas höhere CO₂-Emissionen „leisten“ als in den Oil-Peak-Szenarien. Letztere haben aufgrund des langfristig stark restringierten Öl- und Erdgasangebots weniger „Mühe“, die CO₂-Emissionen nach 2020 zu senken.

Grafik 5-13: Globaler CO₂-Ausstoss

Die Grafik 5-14 zeigt den globalen Preis für CO₂-Emissionshandelszertifikate, der ökonomisch auch als Schattenpreis für CO₂ interpretiert werden kann. Eine CO₂-Restriktion wurde nur für die Technologiewelt «forciert erneuerbar» angenommen.

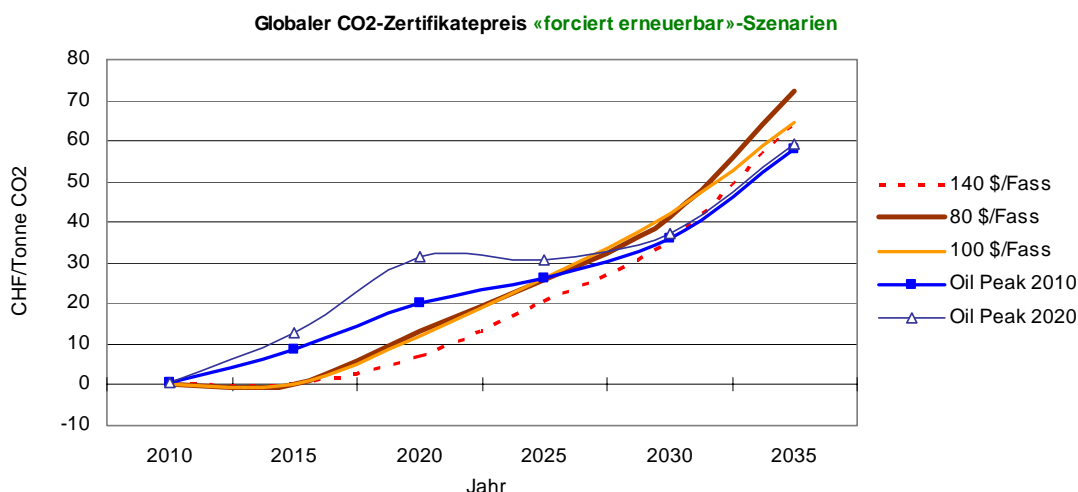
Trotz der starken CO₂-Reduktion gegenüber der Referenzentwicklung bleibt der CO₂-Emissionshandelspreis vergleichsweise niedrig und steigt erst zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 60 bis 70 Franken pro Tonne CO₂. Dies wäre ohne die Kombination aus hohen Preisen für fossile Energieträger und günstigen Annahmen zu Kosten und Kapazitätslimiten erneuerbarer Energien nicht möglich.

Die Emissionshandelspreise in den verschiedenen Szenarien (insbesondere für das Jahr 2020) spiegeln die bereits bei den CO₂-Emissionen diskutierten Auswirkungen von Preis-

schock bzw. Kapazitätslimiten auf die CO₂-Emissionen: Höhere Kapazitätslimiten bzw. niedrigere Preise für fossile Energieträger führen zu höheren CO₂-Emissionen, was höhere CO₂-Schattenpreise zur Folge hat.

Der hier abgebildete Emissionshandel ist nicht mit dem EU-Zertifikatemarkt oder dem Kyoto-Emissionshandelssystem zu verwechseln, und ein Vergleich mit derzeitigen Handelspreisen in der EU daher wenig sinnvoll. Es handelt sich um einen reinen CO₂-Zertifikatemarkt. Alle Weltregionen nehmen an diesem Emissionshandel teil und haben deshalb auch im Zeitablauf strenger werdende regionale CO₂-Limits (2035: Industrieländer – 50% zur Referenzentwicklung; Entwicklungs- und Schwellenländer – 20% zur Referenzentwicklung). Aufgrund der langfristigen Betrachtung der Studie haben wir den Schwerpunkt auf CO₂-Restriktionen gelegt, die vor allem langfristig greifen.

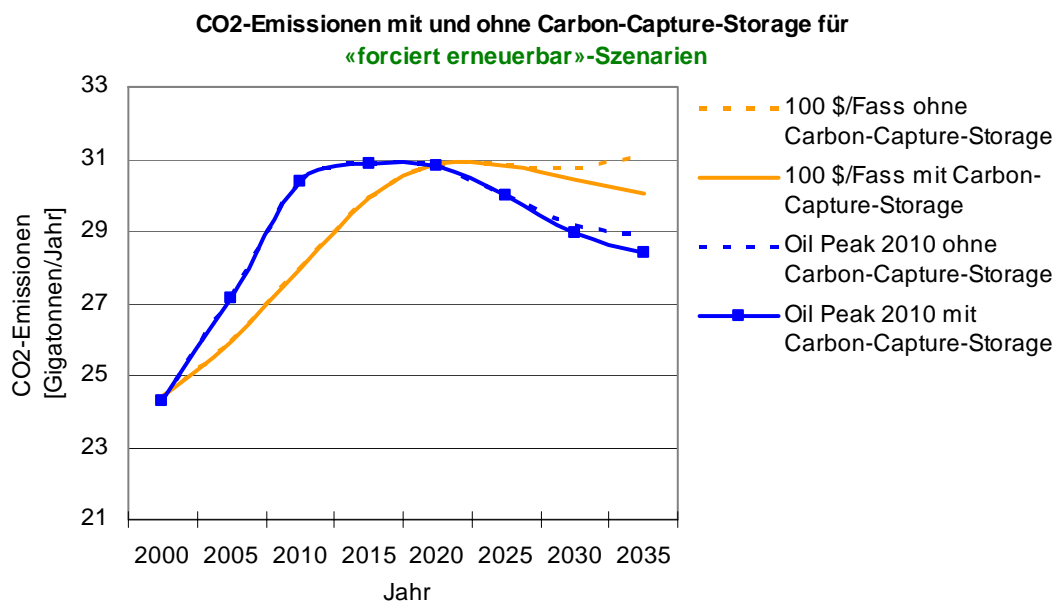
Grafik 5-14: Globaler Emissionshandelspreis für CO₂



Die vergleichsweise niedrigen CO₂-Schattenpreise haben zur Folge, dass das zur Zeit viel diskutierte Capture and Storage erst ab 2025 eine wirtschaftliche Option wird und nur in geringem Umfang zur Reduktion der CO₂-Emissionen (oder korrekter: zur Reduktion der CO₂-Konzentrationen) eingesetzt wird (vgl. dazu die nachfolgende Grafik 5-15). Dies gilt, obwohl die billigsten Capture- und Storage-Optionen im Modell bei niedrig gewählten 20 \$/t CO₂ beginnen.

Capture and Storage ist nur für Grossanlagen relevant und ist im Modell als Option nur für den Elektrizitätssektor vorgesehen.

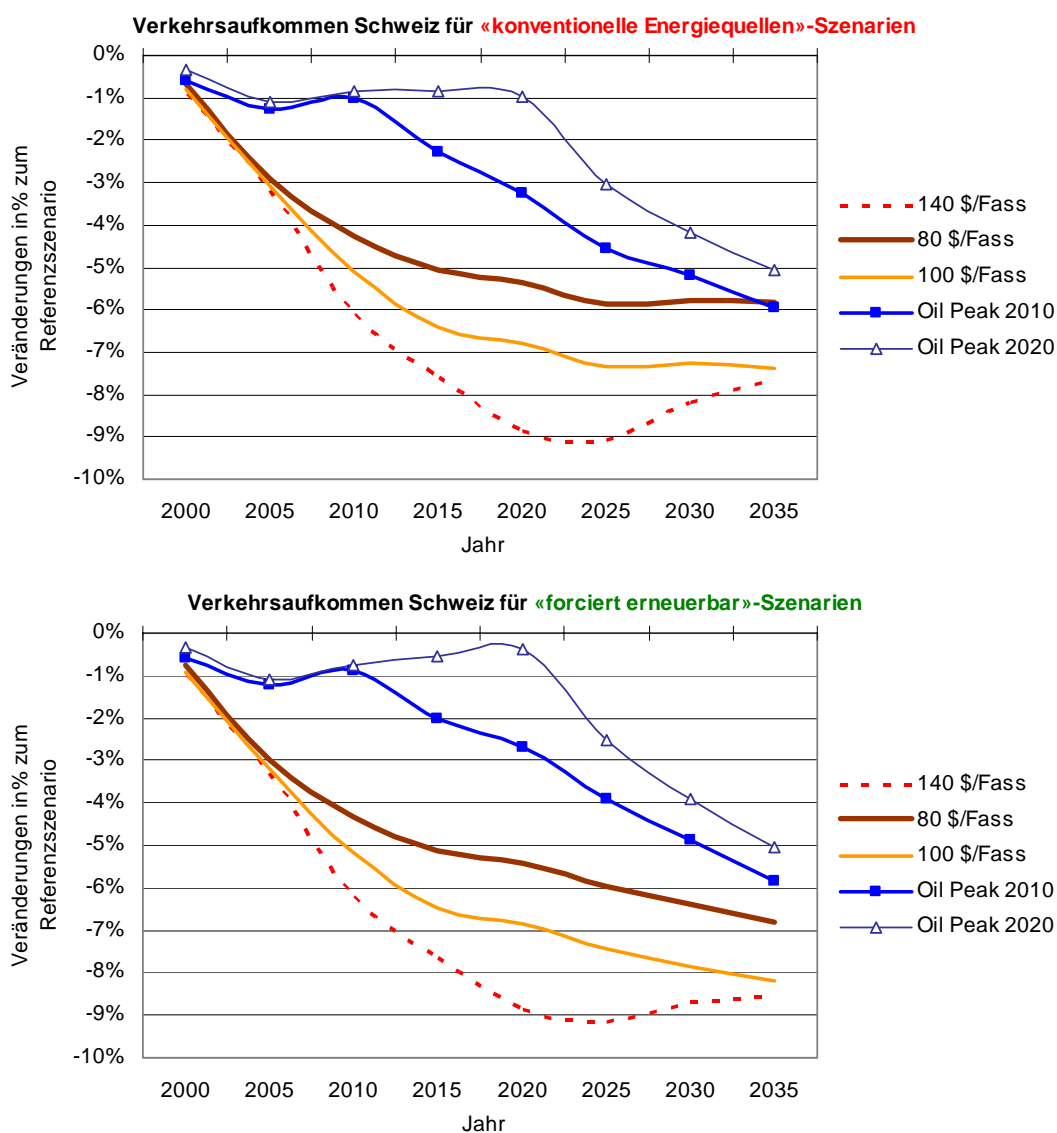
Grafik 5-15: Einfluss von Carbon Capture and Storage in den Szenarien 100 \$/Fass und Oil Peak 2010



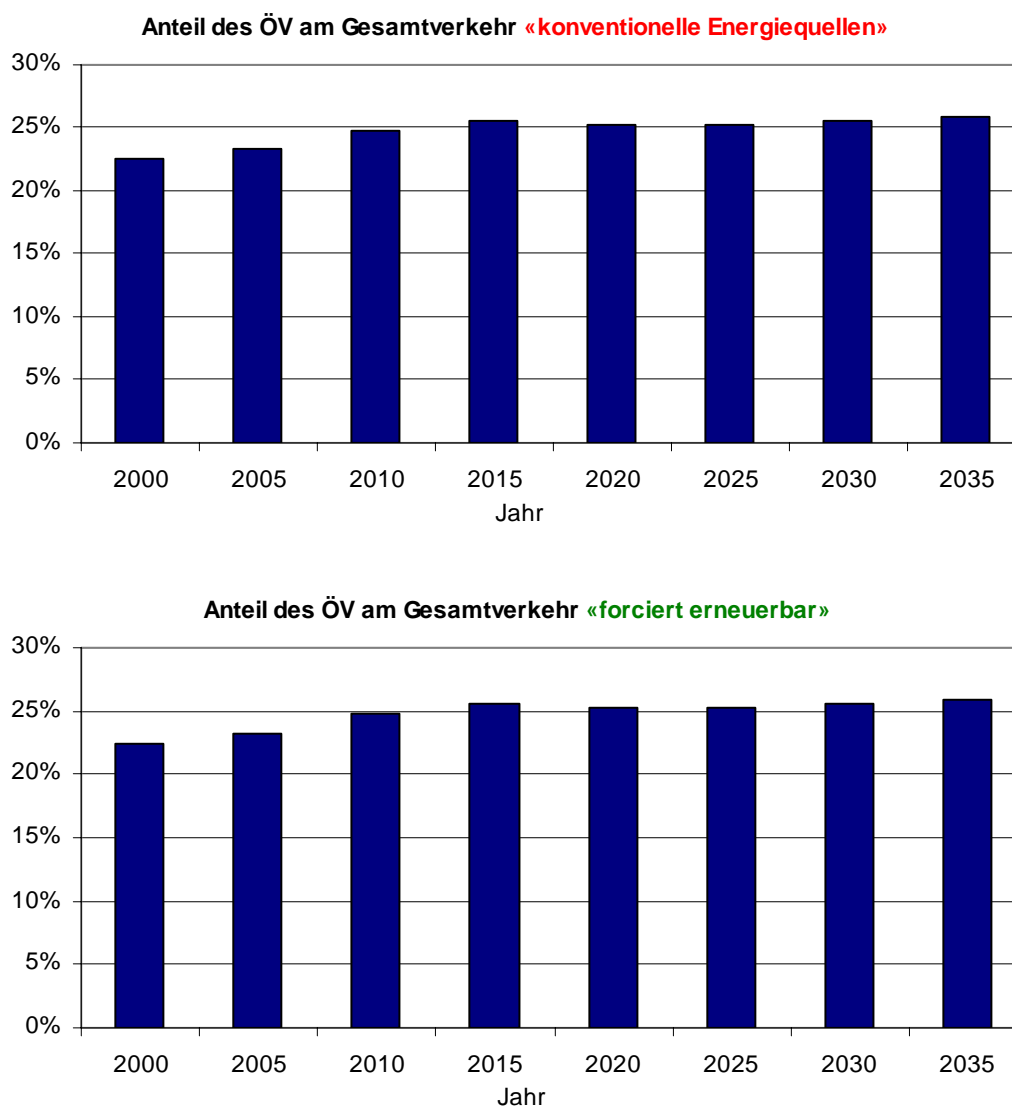
5.2 Auswirkungen auf den Energiebereich Schweiz

Erwartungsgemäss geht im besonders ölintensiven Bereich Verkehr die Aktivität zurück. Insbesondere 140\$ pro Fass Rohöl führen zu Benzin- und Dieselpreisen, die doch eine merkliche Reaktion zur Folge haben.

Grafik 5-16: Verkehrsaufkommen Schweiz



Grafik 5-17: Anteil des Öffentlichen Verkehrs am Gesamtverkehr (Szenario 100\$/Fass)

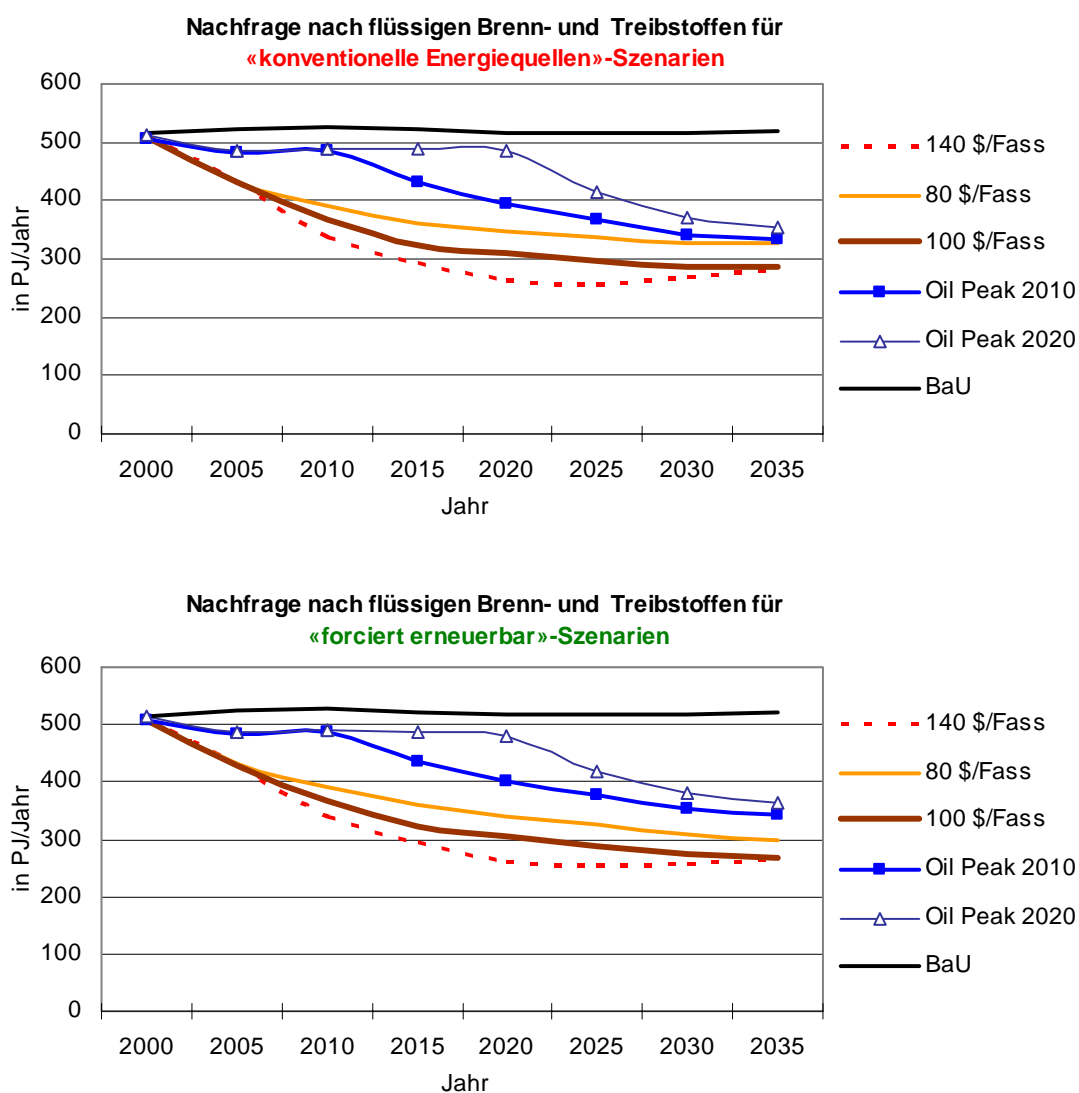


Neben der Reaktion des Gesamtverkehrsaufkommens ist die Veränderung des Modal Split interessant. Nach Grafik 5-17 lässt mancher bei hohen Ölpreisen das Auto stehen und steigt auf Bus oder Bahn um. Quantitativ bedeutender könnte die teilweise Verlagerung des Strassengüterverkehrs auf die Schiene sein. Es ist zu betonen, dass hier relativ hohe Parameter bezüglich der Umstiegsbereitschaft (die so genannte Substitutionselastizität zwischen den Verkehrsmodi) gewählt wurden. Ob eine Verschiebung des Modal Split um bis zu vier Prozentpunkte in der Realität möglich ist, wird auch von politischen Entscheidungen im Verkehrsbereich abhängen.

Im Modell werden die verschiedenen flüssigen Brenn- und Treibstoffe durch verschiedene Produktionsfunktionen abgebildet. Im Verbrauch wird diese Unterscheidung nicht vorgenommen. Eine Aussage über die Anteile der verschiedenen Brenn- und Treibstoffe am Verbrauch in den verschiedenen Regionen bzw. Sektoren ist deshalb nicht möglich. Die nahe liegende

Annahme ist eine einigermaßen homogene Verteilung der Anteile der verschiedenen Brenn- und Treibstoffe am Verbrauch über die Regionen. Das würde bedeuten, dass die Anteile der verschiedenen Brenn- und Treibstoffe am Schweizer Verbrauch Grafik 5-8 bzw. Grafik 5-9 zu entnehmen wären. Wir sind für die Schweiz davon ausgegangen, dass Ethanol und Methanol vorwiegend im Strassenverkehr eingesetzt werden. Die Schweizer Nachfrage nach flüssigen Brenn- und Treibstoffen insgesamt wird in Grafik 5-18 dargestellt.

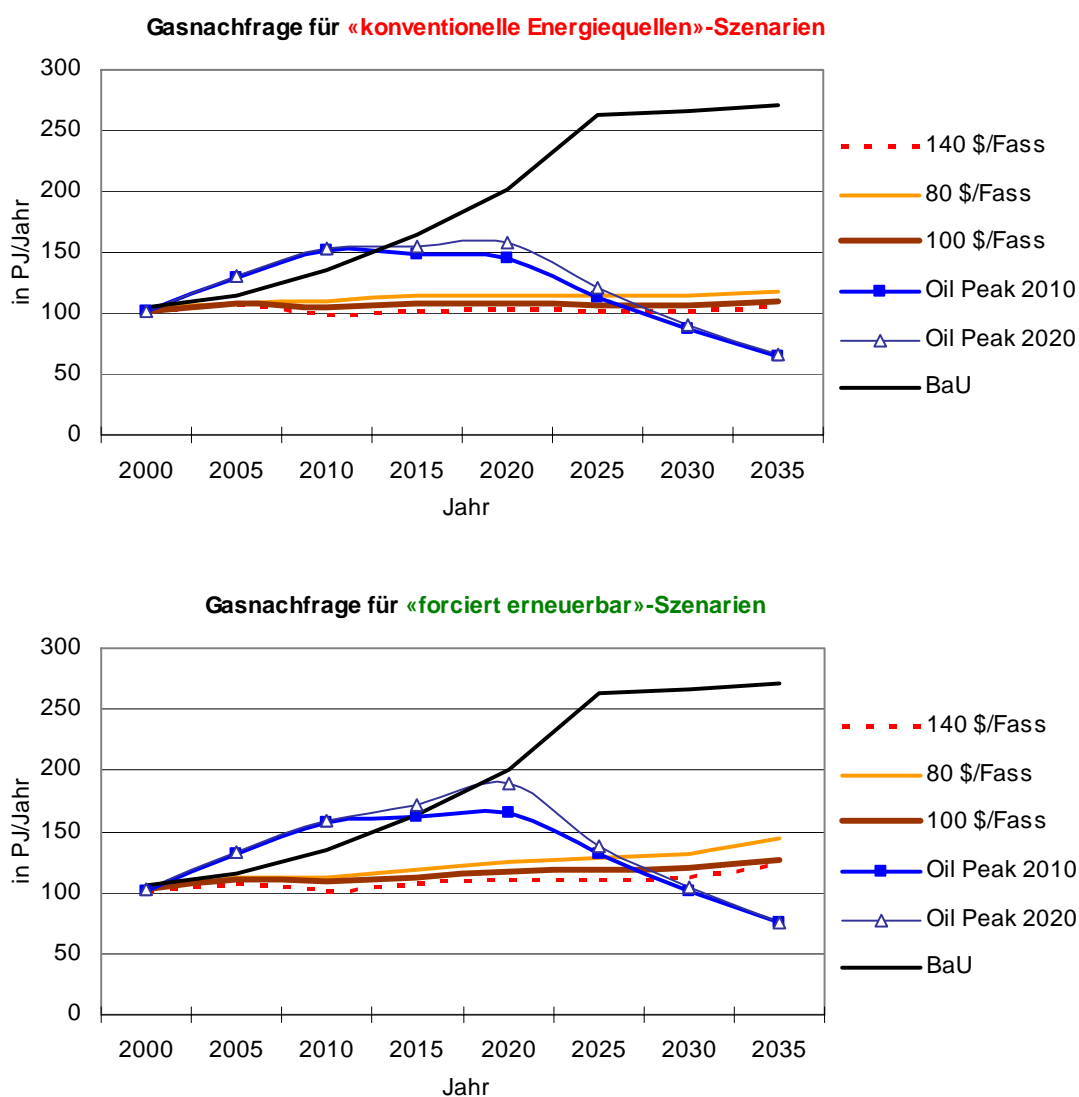
Grafik 5-18: Nachfrage nach flüssigen Brenn- und Treibstoffen [PJ/Jahr]



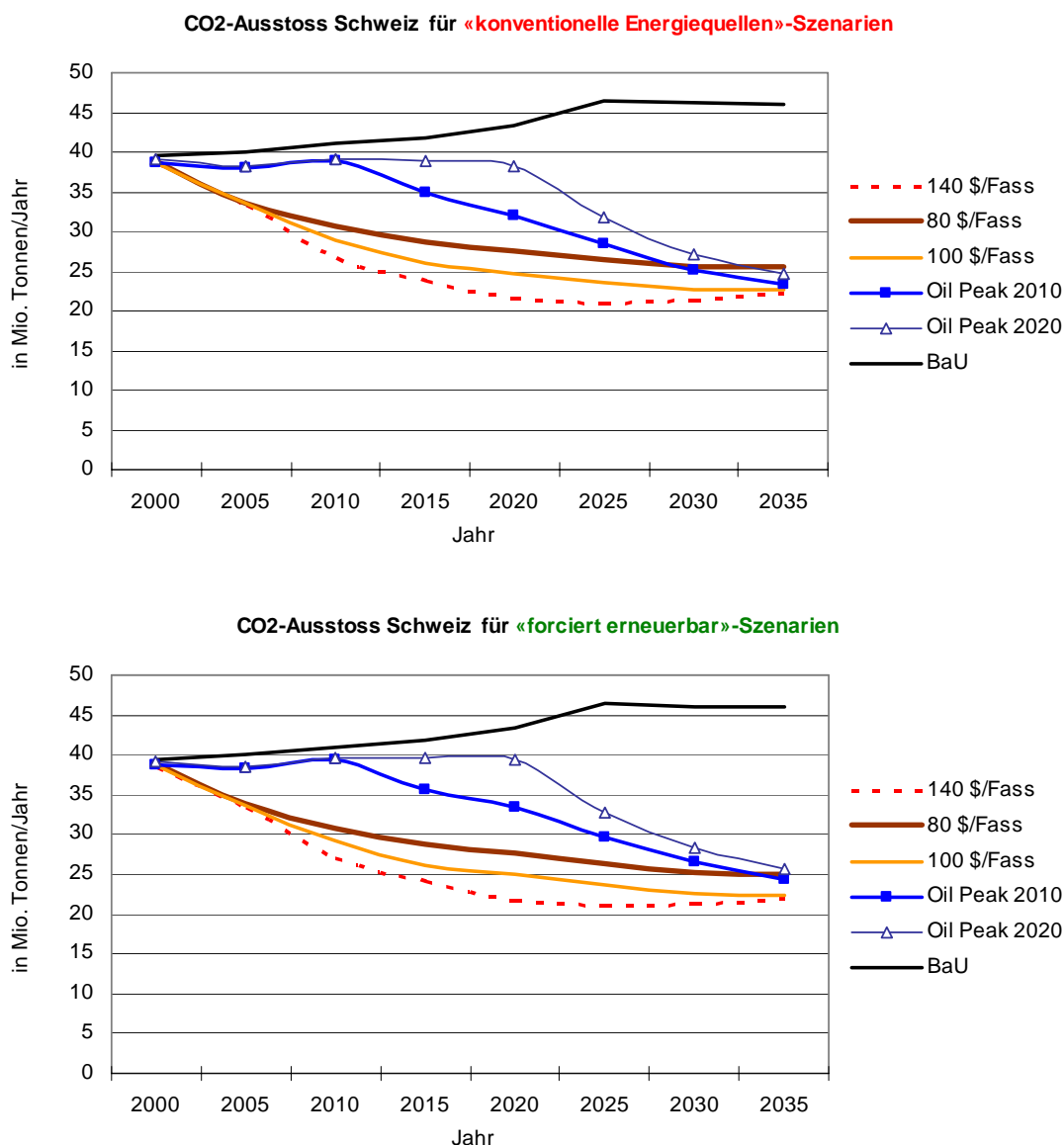
Grafik 5-19 gibt die Schweizer Nachfrageentwicklung für Erdgas wieder. Im Vergleich zur globalen Erdgasnachfrage weist die Entwicklung in der Schweiz die Besonderheit auf, dass die Erdgasnachfrage in allen Preisszenarien hinter der BaU-Entwicklung zurückbleibt. Das liegt vor allem daran, dass die Schweiz im Modell bei hohen Erdgaspreisen auf den Bau von GuD-Kraftwerken verzichtet (vgl. Grafik 5-22). Aber auch im Wärmebereich fällt die Erdgas-

nachfrage etwas mit steigenden Preisen, obwohl Erdgas das wichtigste Substitut für das preislich besonders betroffene Heizöl ist. Im Modell sind elektrische Wärmepumpen als Substitut zu Öl und Erdgas und Sanierungen als Mittel zur Reduktion des Wärmebedarfs abgebildet. Diese zusätzlichen Optionen, insbesondere die Sanierungen, ermöglichen es der Schweiz, Öl im Wärmebereich zu substituieren und dennoch bei global steigenden Erdgaspreisen auf eine Steigerung der Erdgasnachfrage zu verzichten.

Grafik 5-19: Schweizer Erdgasnachfrage [PJ/Jahr]



Der CO₂-Ausstoss geht in der Schweiz gegenüber BaU stark zurück (vgl. Grafik 5-20). Der Verzicht auf GuD-Kraftwerke bei hohen Erdgaspreisen spielt dabei eine wesentliche Rolle. Hinzu kommt der starke Preisanstieg bei Heizöl, der die Schweizer mittel- bis langfristig auf andere – CO₂-ärmere (Erdgas) oder CO₂-neutrale – Heizsysteme setzen lässt.

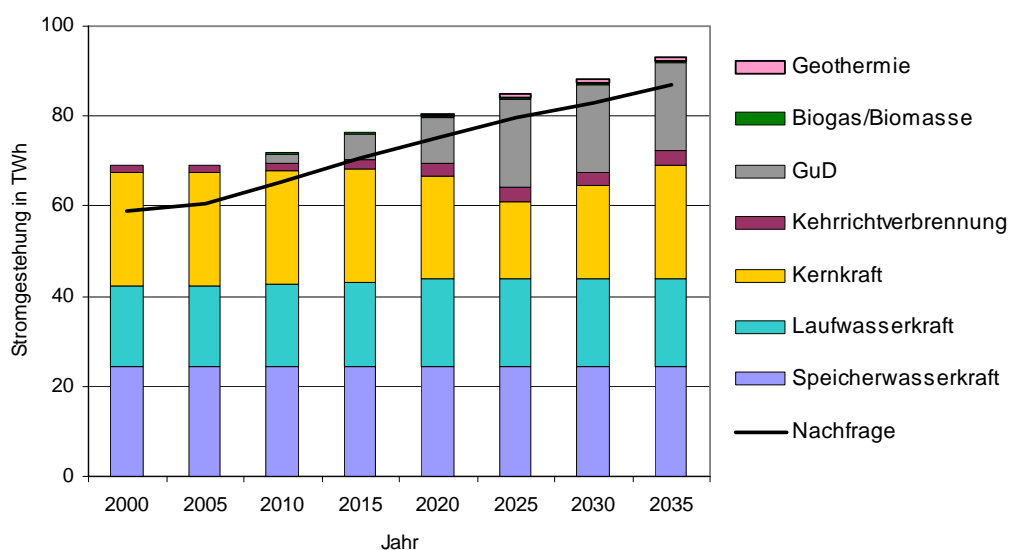
Grafik 5-20: CO₂-Ausstoss Schweiz

Elektrizitätsangebot und –nachfrage

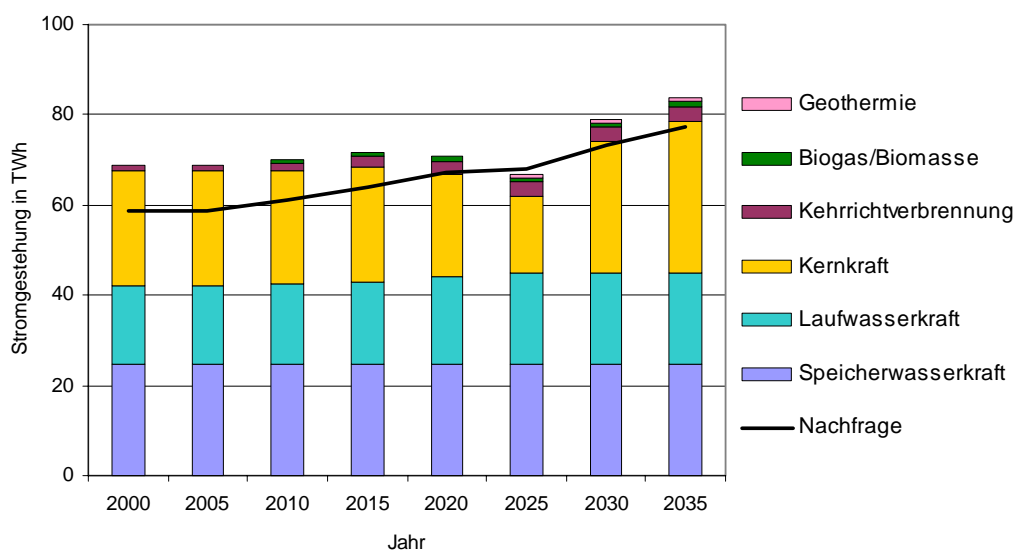
Grafik 5-21 zeigt noch einmal die BaU-Entwicklung des Stromangebots, bei dem – unter der Annahme, dass neue Kernkraftwerke nicht vor 2030 in Betrieb gehen können – GuD-Kraftwerke die wichtigste Technologie im Bereich des Zubaus sind. Im Gegensatz dazu gilt für alle Ölhochpreisszenarien, dass die Erdgaspreise so stark steigen, dass GuD-Kraftwerke keine kostengünstige Lösung zur Schliessung der Stromlücke darstellen (vgl. als typisches Beispiel das Stromangebot im Szenario 100\$/Fass in der Variante konventionelle Energiequellen in Grafik 5-22). Der Wegfall der Stromerzeugung mit Erdgas ist der wichtigste Grund für den in Grafik 5-19 dargestellten starken Einbruch der Schweizer Erdgasnachfrage gegenüber BaU.

Die Alternativen sind in der Schweiz aus verschiedenen Gründen umstritten (Kernkraft, Grosswasserkraft, Importe), teuer (Photovoltaik, Wind) oder die Potenziale sind noch unklar (Geothermie, Biogas). Im Szenario 100\$/Fass (Variante konventionelle Energiequellen) wird die Stromlücke, die durch den Wegfall der GuD-Kraftwerke entsteht, nach dem Ansatz der Kostenminimierung angebotsseitig vorwiegend durch Importe gedeckt sowie nachfrageseitig durch Energieeinsparung verkleinert. Der Ausbau der Kernkraft ab 2030 fällt in Abwesenheit von GuD-Kraftwerken grösser aus.

Grafik 5-21: Stromproduktion nach Technologien in der Schweiz im Referenzfall [in TWh]

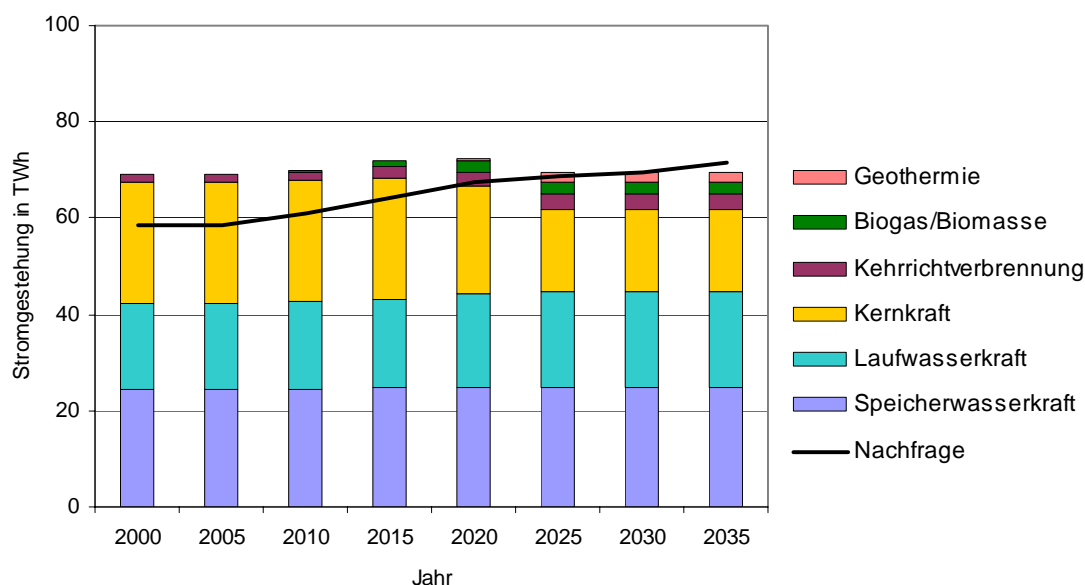


Grafik 5-22: Stromproduktion nach Technologien in der Schweiz, Szenario 100\$/Fass, «konventionelle Energiequellen» [in TWh]



Im Technologieszenario «forciert erneuerbar» (vgl. Grafik 5-23) haben wir den Zubau von GuD- und Kernkraftwerken in der Schweiz annahmegemäss ausgeschlossen. Es ergibt sich ab 2030 im Vergleich zu «konventionelle Energiequellen» eine deutlich niedrigere Erzeugung, da die erneuerbaren Energien an Schweizer Standorten den Verzicht auf Kernkraft- und GuD-Zubau nicht kompensieren können. Zwar werden Biogas, Geothermie und Wasserkraft verstärkt genutzt (für die Geothermie wurde ein dreifach höheres Potenzial angenommen als in der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen»). Insgesamt weisen die Simulationsergebnisse aber eher zusätzliche Importe und nachfrageseitige Massnahmen aus als massenhaft neue erneuerbare Stromerzeugung. Insbesondere bleiben Wind und Photovoltaik bei den angenommenen Kosten am Standort Schweiz (vgl. Anhang A) zu teuer um in Lösung zu gehen. Wenn man auf den Zubau von Kernkraft- und GuD-Kraftwerken verzichten möchte, bleibt also noch einiges zu tun um beispielsweise die Potenziale für Biogas/Biomasse und für die Geothermie über die hier unterstellten Grenzen hinaus zu entwickeln. Weiter stellt sich die Frage, ob unter dem Ziel der Vermeidung neuer Kernkraft- oder GuD-Kraftwerke die gesellschaftliche Bereitschaft zu neuen Grosswasserkraftprojekten wieder wachsen könnte.

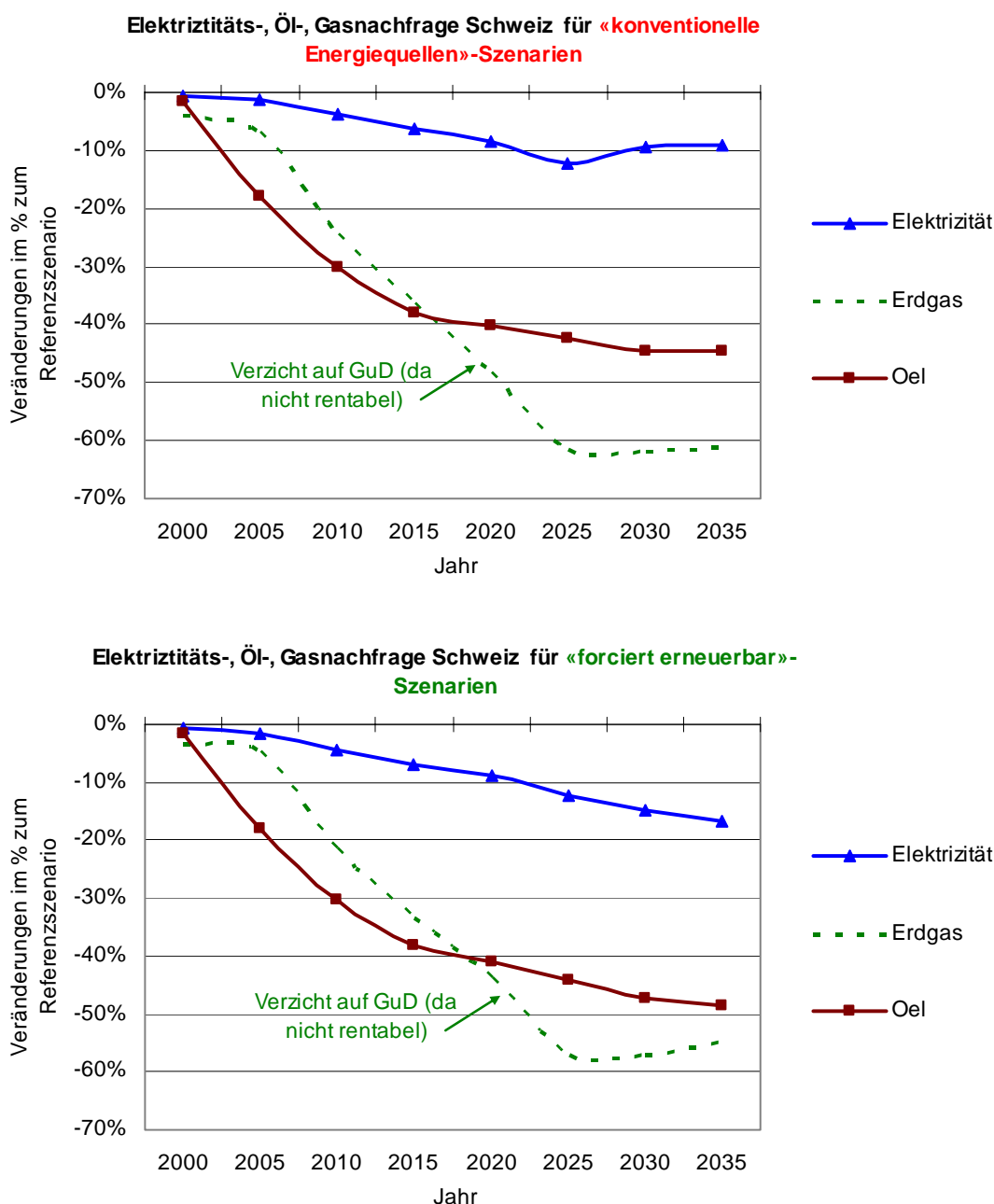
Grafik 5-23: Stromproduktion nach Technologien in der Schweiz, Szenario 100\$/Fass, «forciert erneuerbar» [in TWh]



Grafik 5-24 verdeutlicht noch einmal den starken Rückgang der Gasnachfrage gegenüber BaU aufgrund des Verzichts auf GuD-Kraftwerke. Des Weiteren lässt sich ablesen, dass die Elektrizitätsnachfrage im Vergleich zu BaU wesentlich weniger zurückgeht als die Nachfrage nach Öl und Gas. Für die Schweizer Elektrizitätsproduktion spielen die Preise fossiler Ener-

gieträger keine überragende Rolle. Die Beschränkung bestimmter Zubauoptionen hat einen mindestens ebenso grossen Einfluss. Man sieht dies am stärkeren Rückgang der Elektrizitätsnachfrage im Technologieszenario «forciert erneuerbar» in den Jahren 2030 bis 2035, der mit dem Verzicht auf den Zubau bzw. Ersatz von Kernkraftwerken zusammenhängt.

Grafik 5-24: Elektrizitäts-, Öl-, und Gasnachfrage Schweiz [%-Veränderung zu BaU]



6 Volkswirtschaftliche Auswirkungen hoher Energiepreise

Nachfolgend werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der im Kapitel 4 festgelegten Szenarien dargestellt. Hohe Energiepreise verändern Struktur und Leistungsfähigkeit einer Wirtschaft. Wir beginnen mit dem Aussenhandel, da Preisveränderungen bei Energieimporten der primäre pekuniäre Auslöser der Veränderungen sind. Anschliessend zeigen wir das Ausmass des strukturellen Wandels auf, bevor wir zu den Effekten hoher Energiepreise auf das Bruttoinlandsprodukt, den Konsum und weitere makroökonomische Grössen kommen. Die Reaktionen des Arbeitsmarkts auf hohe Energiepreise sind Kapitel 6.3 zu entnehmen. Die Kapitel 6.4 und 6.5 zeigen abschliessend die Konsum- und Wohlfahrtswirkungen für die Schweiz und die im Modell untersuchten Weltregionen.

6.1 Aussenhandel: Verschlechterung der Terms of Trade

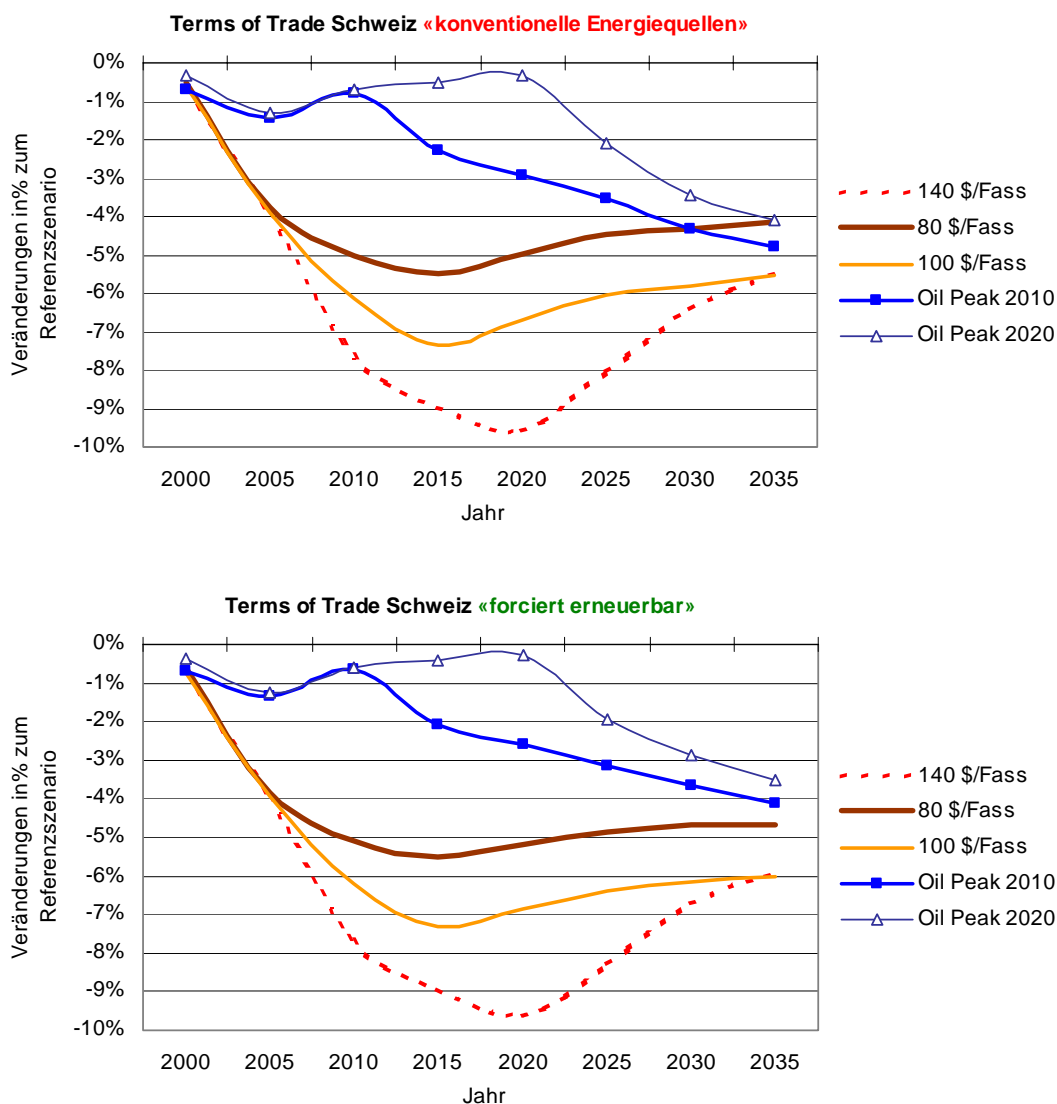
Da die Schweiz selbst keine fossilen Energieträger fördert, ist sie besonders stark von der Verteuerung von Öl und Gas betroffen. Die Anpassung des Energiesystems auf die neuen preislichen Gegebenheiten verursacht Kosten. Auch nach der Anpassung ist die Schweiz auf Energieträgerimporte in erheblichem Ausmass angewiesen, die sie unter den hier unterstellten Szenarien wesentlich teurer bezahlen muss als in der Vergangenheit. Das Geld, das man für Importe (und für Anpassungsinvestitionen) ausgeben muss, fehlt zur Befriedigung anderer Bedürfnisse und Präferenzen.

Die Terms of Trade geben das Verhältnis der Exportpreise zu den Importpreisen eines Landes an. Die Schweizer Terms of Trade sind also ein Indikator für die Importkaufkraft der Schweizer Exporte. Konkret werden die Terms of Trade berechnet als

$$\Delta TOT = 100 \left(\frac{p_x}{p_m} - 1 \right)$$

mit p_x und p_m als Preisindizes für Exporte bzw. Importe. Wir verwenden Preisindizes nach Laspeyres mit den Export- bzw. Importmengen des Basisjahres 2000 als Gewichtungsfaktoren.

Grafik 6-1: Terms of Trade Schweiz



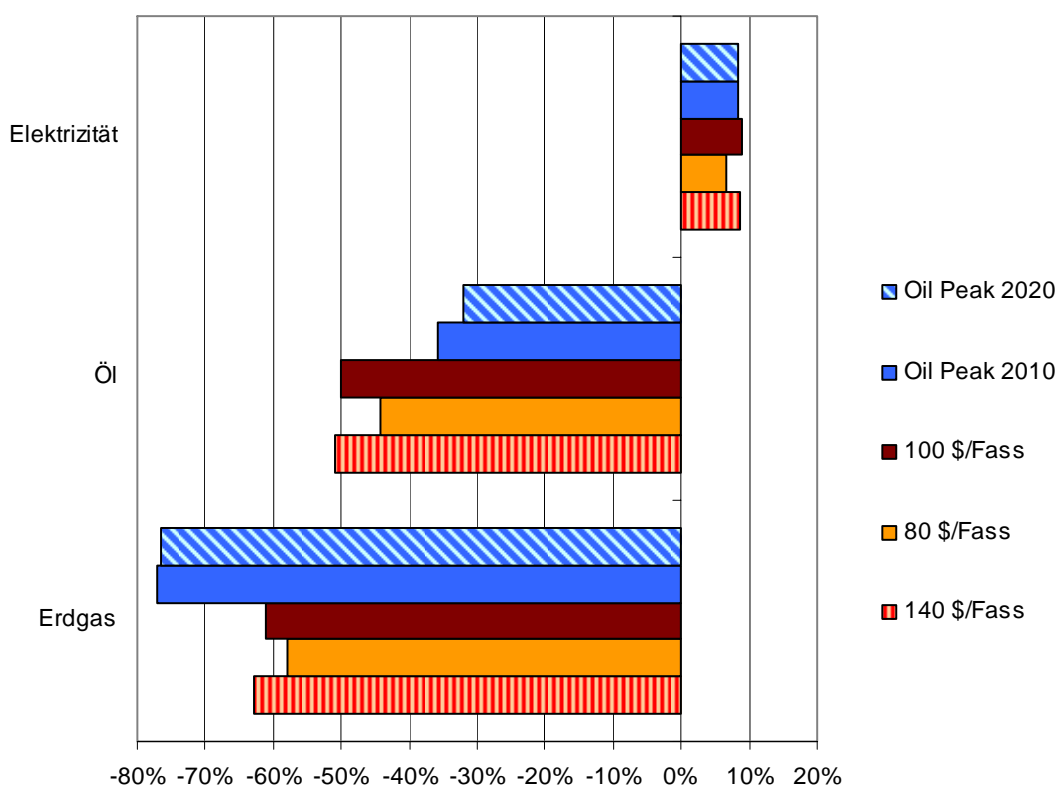
Die Verschlechterungen der Schweizer Terms of Trade sind dem Verlauf nach ein Spiegelbild der Ölpreiserhöhungen in den verschiedenen Szenarien. Die negativen Auswirkungen auf die Terms of Trade sind erheblich. Insbesondere in den Preisszenarien bewegen sich die Terms of Trade über Jahrzehnte hinweg in einem Bereich zwischen -5% und -10% im Vergleich zum Referenzszenario. Das bedeutet, dass die Schweiz für ihre Exporte weniger importieren kann oder die Exporte steigern muss, um gleich viel importieren zu können.

Bestehende Handelsbeziehungen verändern sich nicht über Nacht. Die notwendigen Veränderungen im Aussenhandel brauchen Zeit, so dass kurzfristig mit einer Verschlechterung der Handelsbilanz zu rechnen ist. Langfristig kann eine negative Handelsbilanz nur aufrecht erhalten werden, wenn dauerhaft zusätzliche Kapitalzuflüsse angezogen werden (z.B. wenn Ölscheichs einen Teil ihrer zusätzlichen Einnahmen jedes Jahr aufs Neue in der Schweiz anlegen). Im Allgemeinen geht man davon aus, dass diese Ausgleichsfunktion der Kapitalbi-

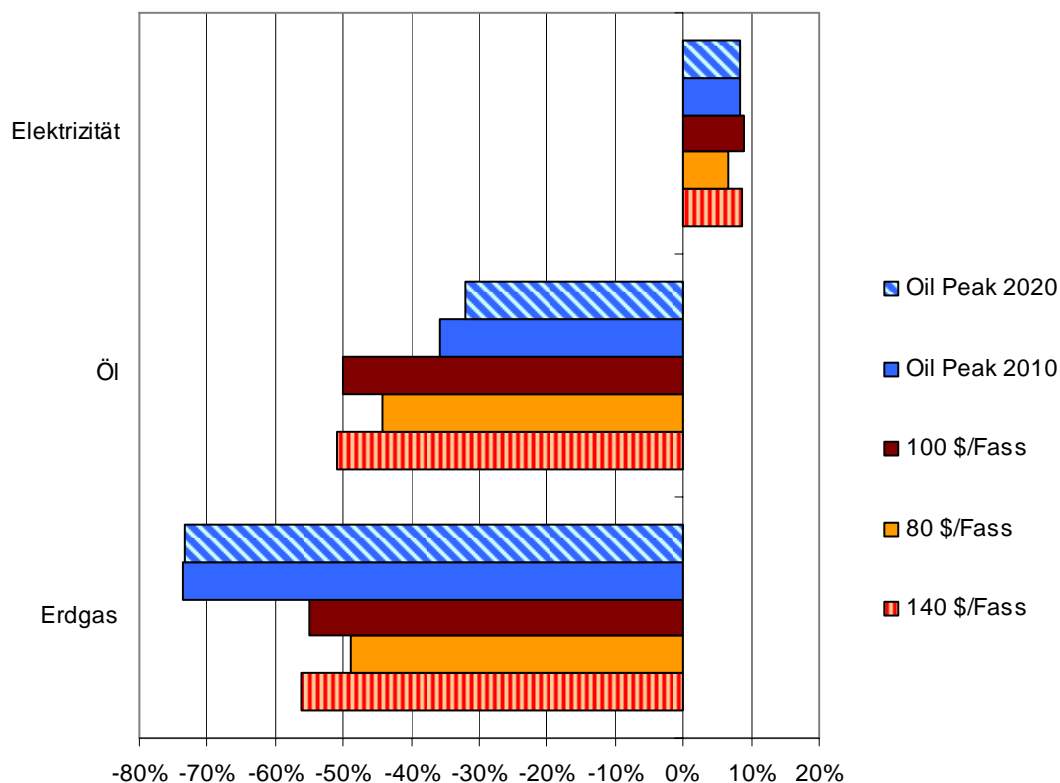
lanz nur vorübergehend eine sinnvolle Lösung ist. Wir nehmen daher eine konstante Handelsbilanz (und damit implizit auch eine konstante Kapitalbilanz) an, so dass sich die aggregierten Import- und Exportströme im Modell unmittelbar an die neuen Terms of Trade anpassen.

Was die Auswirkungen auf die Importe betrifft, verzeichnen die fossilen Energieträger die grössten prozentualen Veränderungen (vgl. Grafik 6-2 und Grafik 6-3), da hier der primäre Preisanstieg stattfindet und daher die Anpassungen am stärksten sind. Dies widerspiegelt die Entwicklung der Schweizer Energieträgernachfrage in Kapitel 5.2.

Grafik 6-2: Nettoimporte von Energieträgern in die Schweiz für das Jahr 2035, «konventionelle Energiequellen»-Szenarien [Veränderungen in % zum BaU]



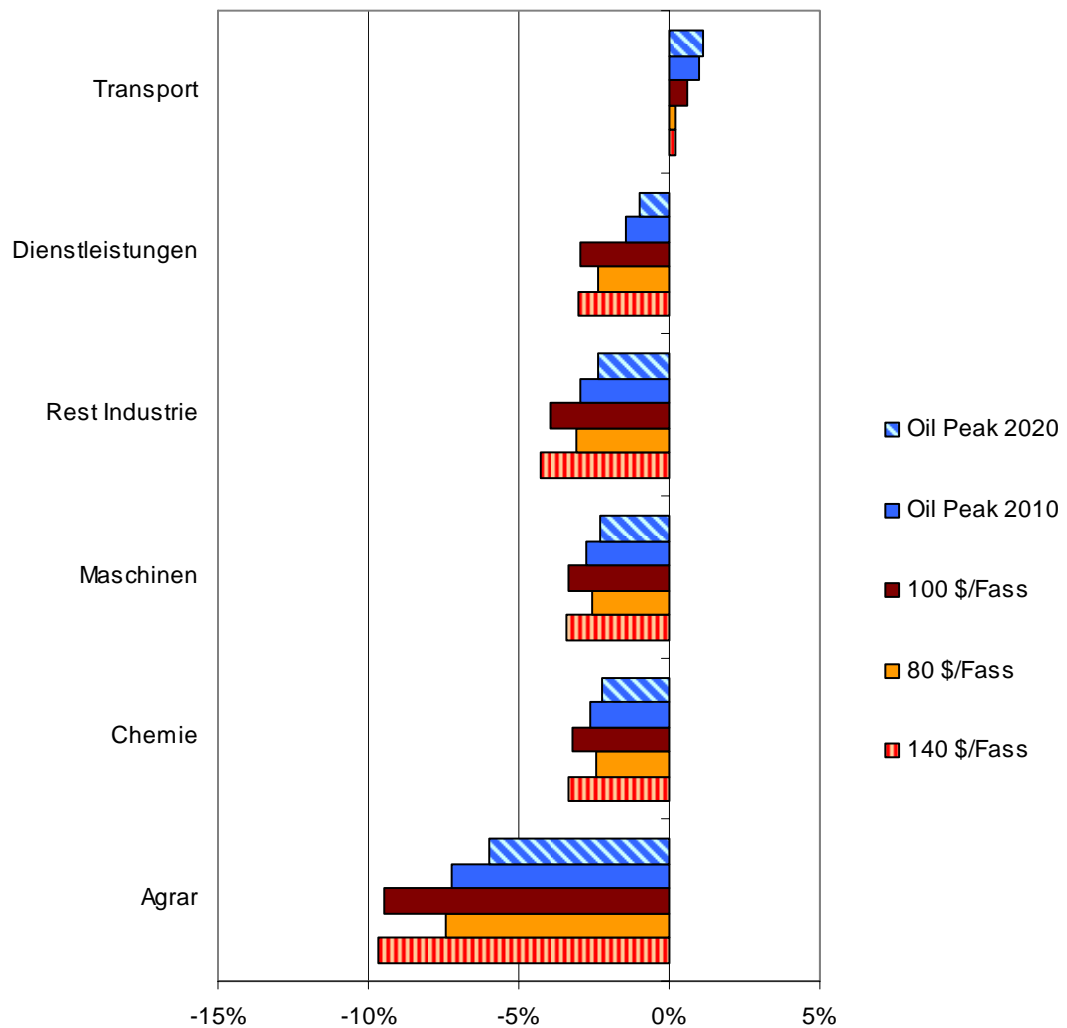
Grafik 6-3: Nettoimporte von Energieträgern in die Schweiz für das Jahr 2035, «forciert erneuerbar»-Szenarien [Veränderungen in % zum BaU]



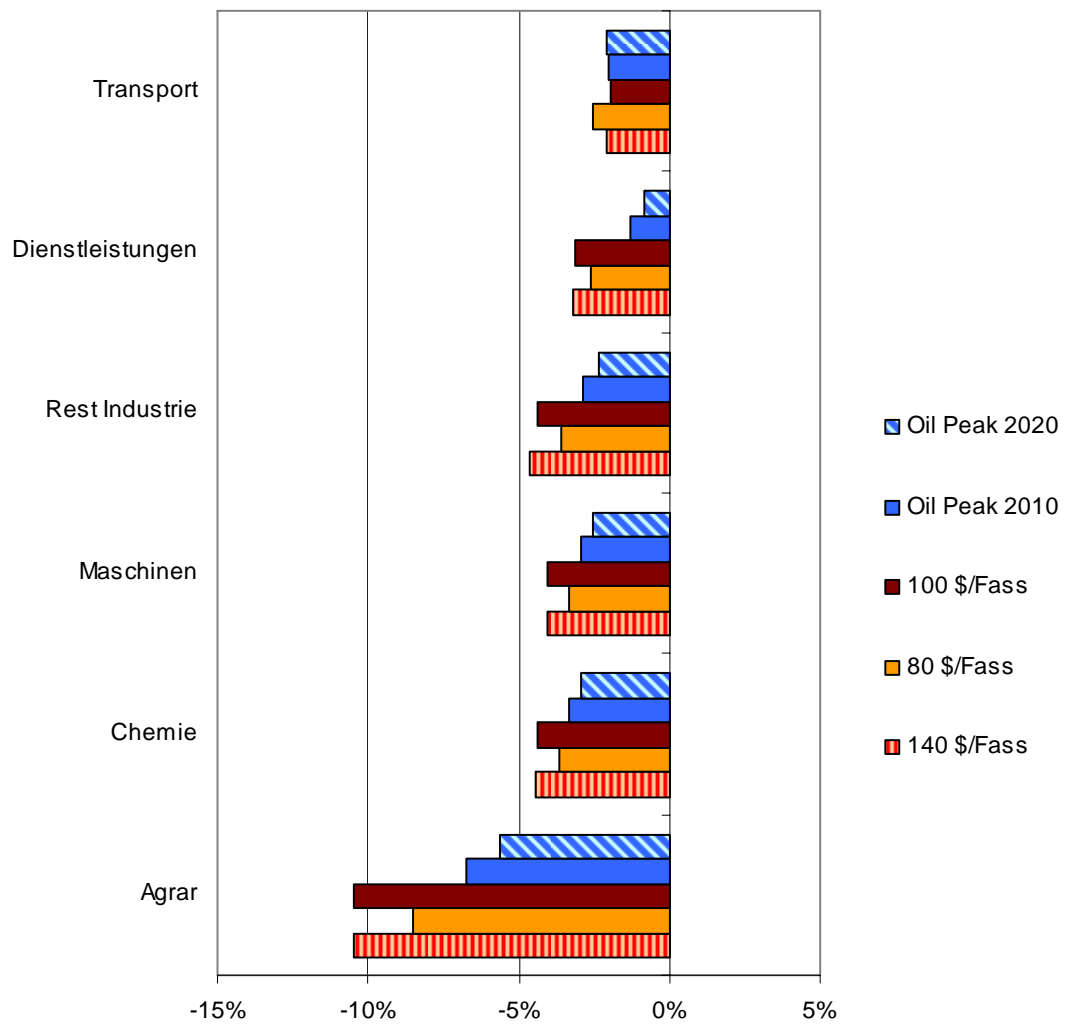
Der Mengenunterschied zwischen den Szenarien 100\$/Fass und 140\$/Fass ist sehr gering. Das deutet darauf hin, dass bei einem Rohölpreis von 100\$ pro Fass die wichtigsten Massnahmen zur Reduktion der Öl- und Erdgasnachfrage ausgeschöpft sind und darüber hinaus gehende Preiserhöhungen keinen grossen Einfluss mehr auf das Energiesystem haben.

Wie man an den zwischen Mengen- und Preisszenarien abweichenden Mustern für die Öl- und Gasimporte sehen kann, wirkt sich die in den Mengenszenarien angenommene Mengenbeschränkung der Gasförderung besonders stark in der Schweiz aus: Heizöl wird in den Mengenszenarien deutlich weniger durch Erdgas ersetzt als in den Preisszenarien. Auch andere Branchen verzeichnen abnehmende (Neto-)Importe aufgrund verschlechterter Terms of Trade (vgl. Grafik 6-4 und Grafik 6-5 sowie Grafik 6-6 und Grafik 6-7).

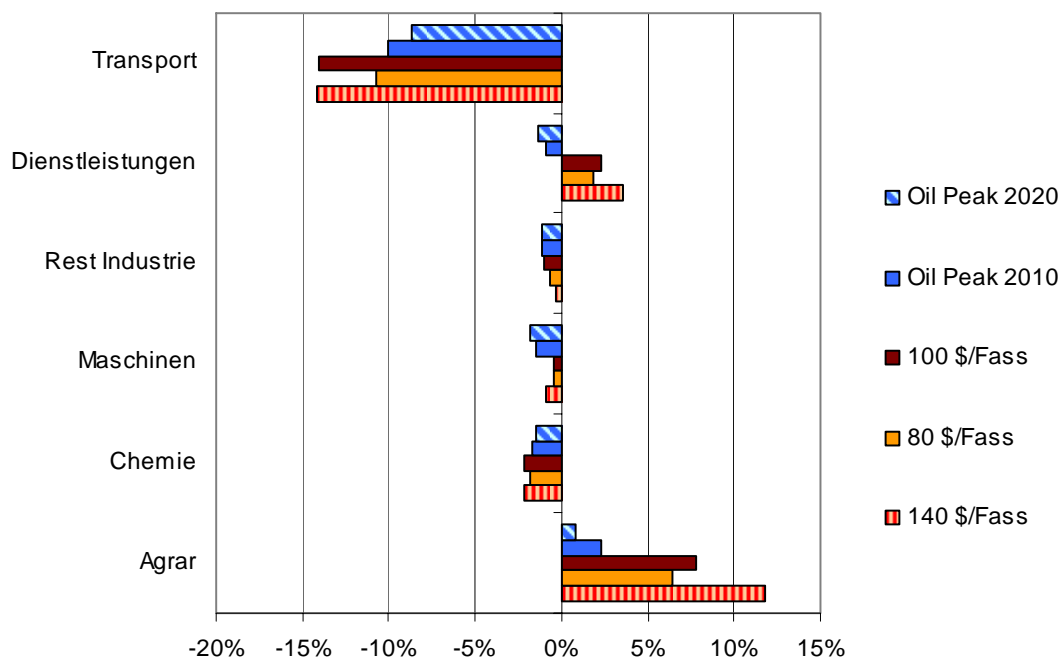
Grafik 6-4: Importe Schweiz für das Jahr 2035, «konventionelle Energiequellen»-Szenarien [Veränderungen in % zum BaU]



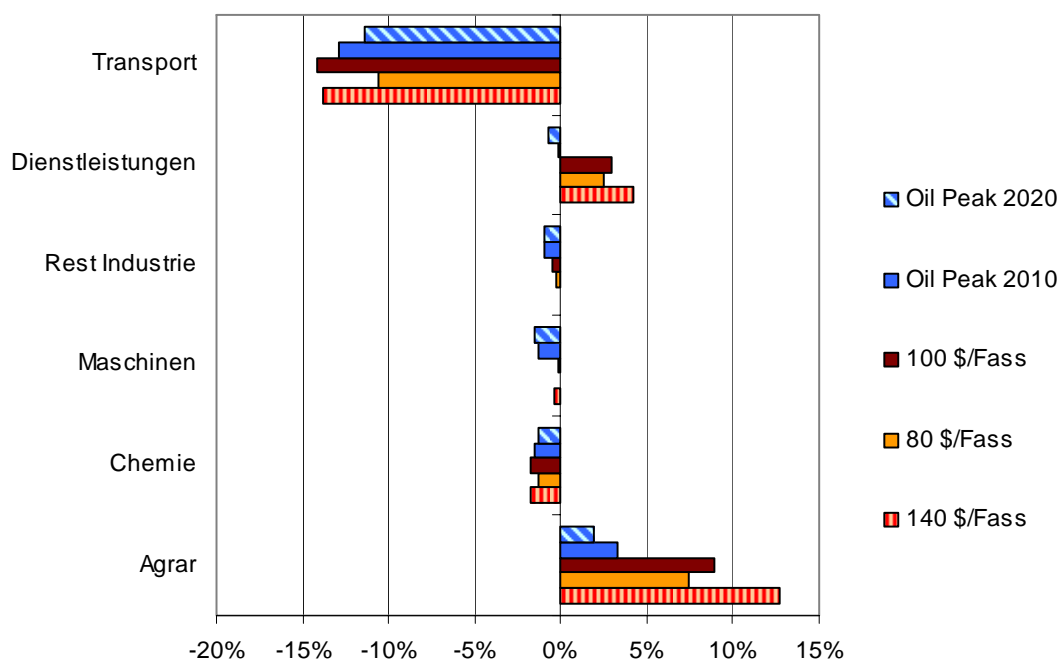
**Grafik 6-5: Importe Schweiz für das Jahr 2035, «forciert erneuerbar»-Szenarien
[Veränderungen in % zum BaU]**



**Grafik 6-6: Exporte Schweiz für das Jahr 2035, «konventionelle Energiequellen»-Szenarien
[Veränderungen in % zum BaU]**



**Grafik 6-7: Exporte Schweiz für das Jahr 2035, «forcirt erneuerbar»-Szenarien
[Veränderungen in % zum BaU]**



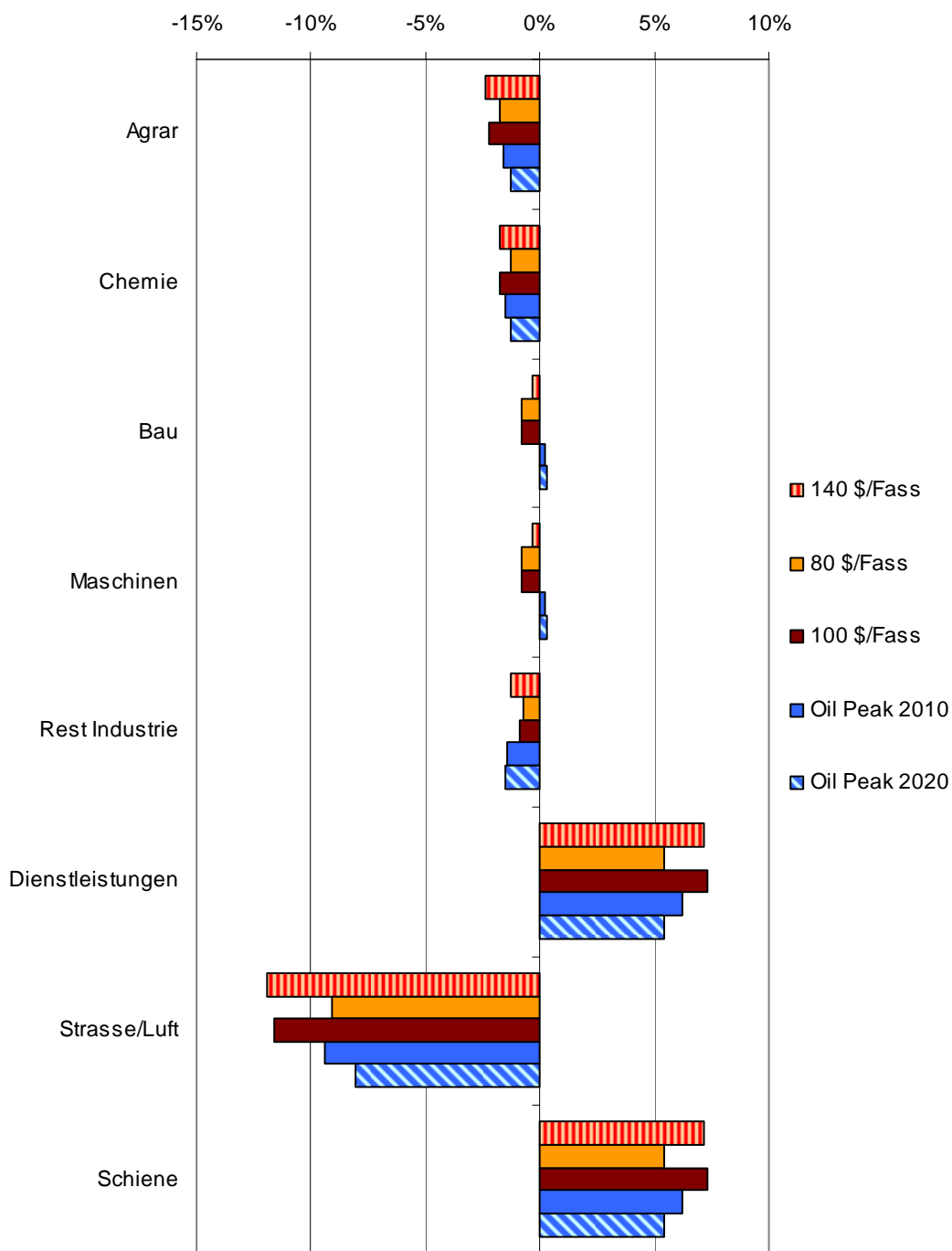
6.2 Geringeres Wachstum und Strukturwandel

Grafik 6-8 und Grafik 6-9 zeigen, dass mit Ausnahme des Schienenverkehrs alle Branchen negativ von den Ölhochpreisszenarien betroffen sind. Die Angebotsbedingungen verschlechtern sich nicht nur aufgrund höherer Energiekosten, sondern auch die Energieeffizienzmassnahmen, die zur Umgehung dieser Kosten getroffen werden sind häufig selbst mit Kosten verbunden. Die Verschlechterung der Terms of Trade verursacht zudem einen Rückgang der einheimischen Nachfrage. Über die sektorale Verflechtung schlagen diese Effekte letztlich auf fast alle Branchen durch.

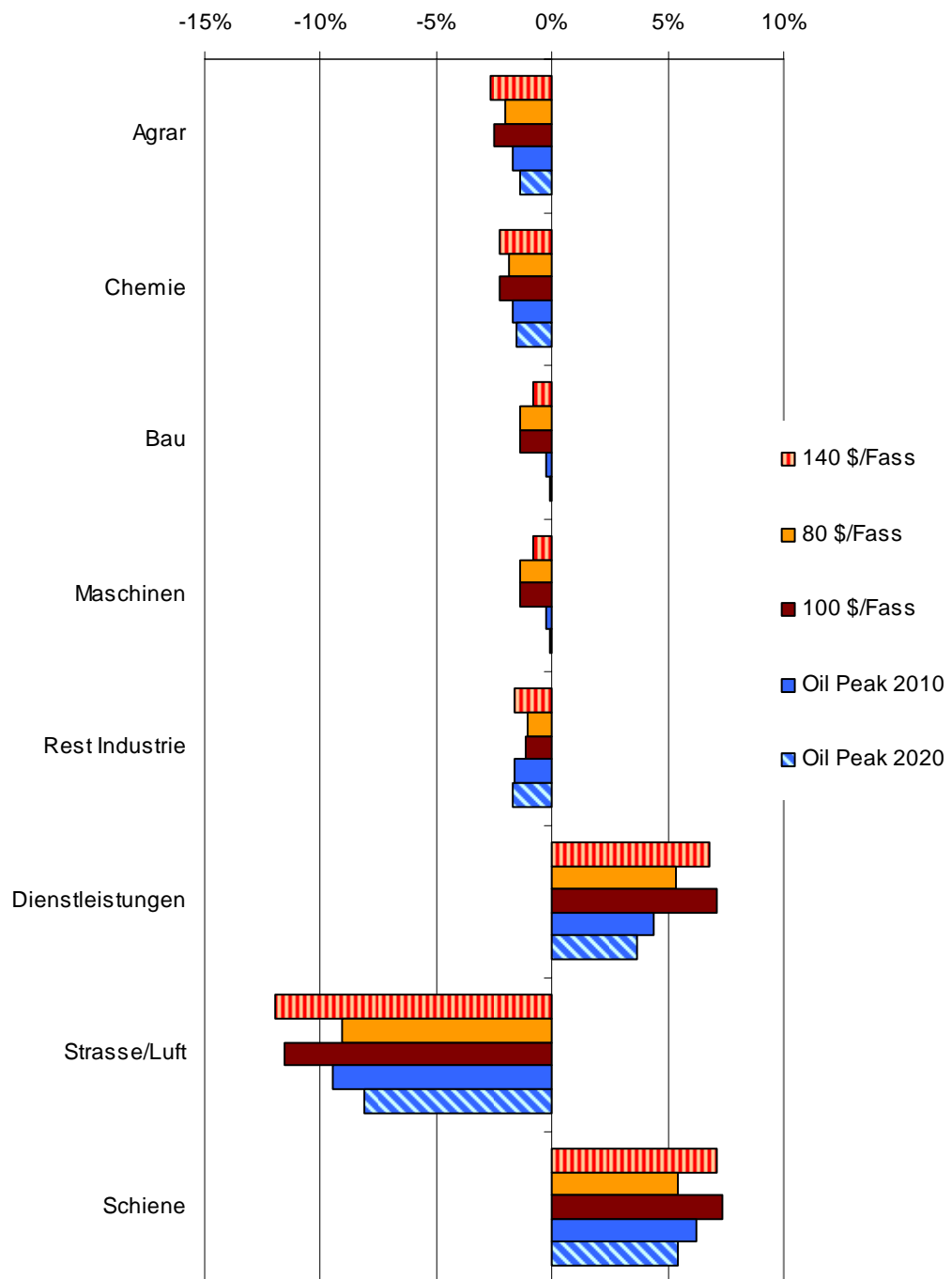
Da im Modell kein zusätzlicher technischer Fortschritt induziert wird, können die Energieeffizienzgewinne den Abwärtstrend nicht überkompensieren. In einem Wachstumsmodell mit endogenem technischem Fortschritt ist es theoretisch möglich, dass der Strukturwandel den energieextensiven Sektoren so viel zusätzliche Nachfrage zuführt, dass Investitionen und induzierter technischer Fortschritt den Wachstumspfad im Vergleich zum Referenzfall ins Positive wenden oder ihn jedenfalls etwas vorteilhafter aussehen lassen als hier ausgewiesen. Voraussetzung dafür wäre allerdings, dass die Schweiz in hohem Masse komparative Vorteile gegenüber dem Ausland in den international bevorteilten Sektoren hätte, z.B. in den neuen Energietechnologien und den mit ihnen zusammenhängenden Dienstleistungen. Ein solch starker komparativer Vorteil lässt sich aus den mit der hier verwendeten Input-Output-Verflechtung simulierten Ergebnissen nicht erkennen. Es ist unwahrscheinlich, dass eine weitere sektorale Aufspaltung in dieser Hinsicht gänzlich neue Erkenntnisse brächte.

Die grössten sektoralen Abweichungen sind im Verkehr zu verzeichnen, wo eine Verschiebung des Modal Split von privatem Strassen- und Luftverkehr hin zu öffentlichem Strassen- und Schienenverkehr stattfindet. Der starke Einbruch des Strassenverkehrs gegenüber BaU in der Grössenordnung von ungefähr 10% sollte jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Strassenverkehr gegenüber heute trotzdem zunimmt. Für alle anderen Branchen gilt ohnehin, dass sie im Vergleich zum Ausgangswert von 2000 deutlich wachsen, aber eben etwas weniger stark als im Referenzfall. Hochbau und Maschinenbau legen in den Oil-Peak-Szenarien in der Technologiewelt »forciert erneuerbar« sogar leicht zu – aufgrund der Investitionen in energetische Gebäudesanierungen und Energieeffizienz.

Grafik 6-8: Sektoraler Output Schweiz für das Jahr 2035, «konventionelle Energiequellen»-Szenarien [Veränderungen in % zum BaU]



**Grafik 6-9: Sektoraler Output Schweiz für das Jahr 2035, «forciert erneuerbar»-Szenarien
[Veränderungen in % zum BaU]**



Als Folge des für die meisten Sektoren gegenüber BaU rückgängigen Outputs fällt auch der aggregierte Indikator für die Wirtschaftsleistung, das Bruttoinlandsprodukt (BIP⁵), vgl. Tabelle 6-1 für einen Länder- bzw. Weltregionenvergleich im Jahr 2035 sowie Grafik 6-10 für die Entwicklung des Schweizer BIP im Zeitablauf. Der internationale Vergleich zeigt die OPEC als massiven wirtschaftlichen Gewinner der Terms of Trade-Veränderungen (vor allem in den Preisszenarien), während die an fossilen Ressourcen arme Schweiz einen der höchsten Rückgänge der Wirtschaftsleistung im Vergleich zur Referenz zu beklagen hat. Der Verlauf des Schweizer BIP-Verlustes ähnelt jenem der Schweizer Terms of Trade. Das Niveau des prozentualen Verlustes ist aber geringer, da die Terms of Trade nur einen Teil der Rahmenbedingungen der Wirtschaft darstellen.

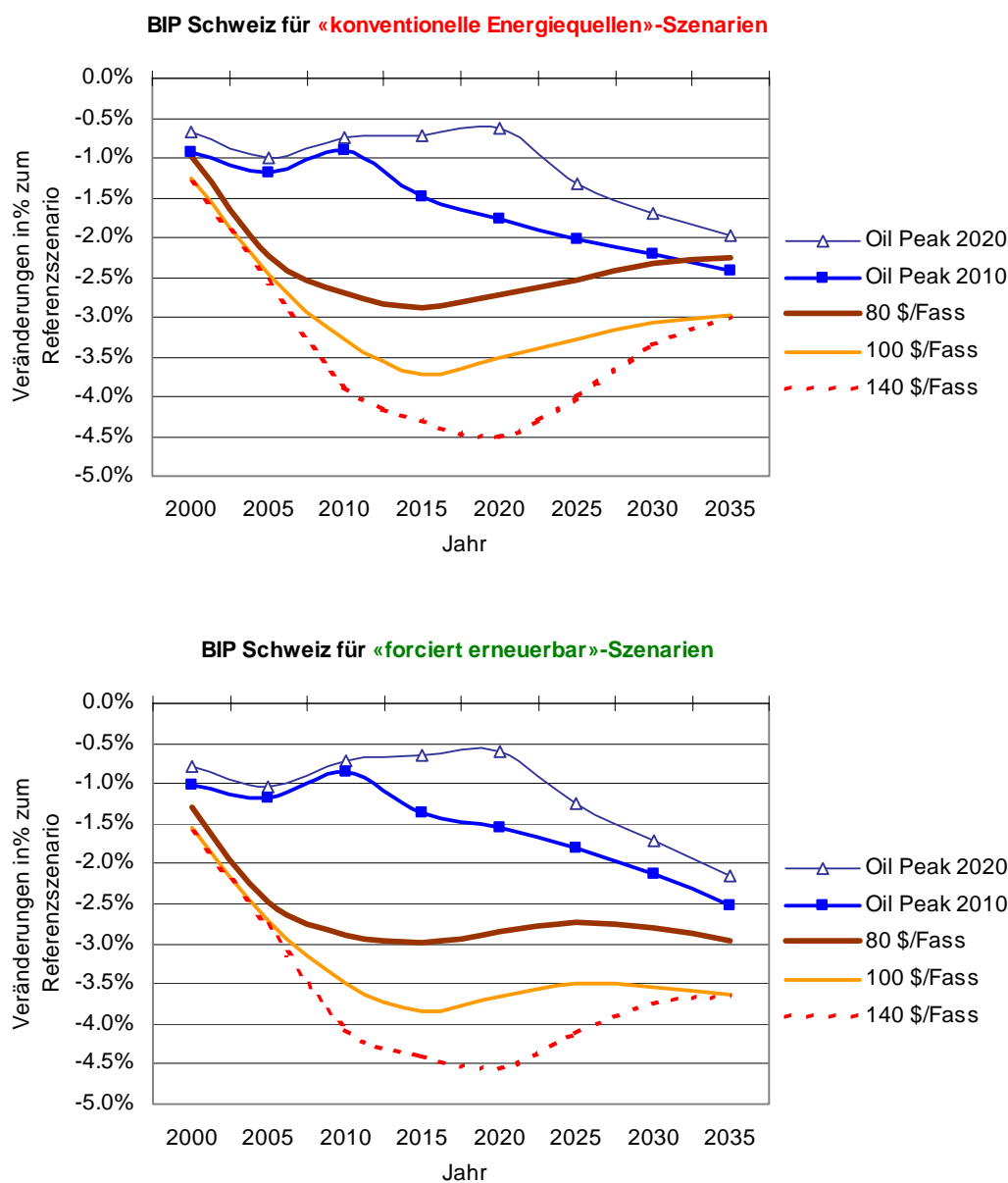
Bei den sonstigen Industrieländern spielt Russland mit seinen vielen Bodenschätzen eine bedeutende Rolle, die zu einer insgesamt sehr geringen Wirkung auf das regionale BIP führt. Eine einleuchtende Faustregel lautet also: Je mehr eigene Vorräte ein Land an fossilen Energieträgern hat, desto besser ist seine komparative Situation bei einer Preissteigerung fossiler Energieträger.

Tabelle 6-1: BIP im Jahr 2035 [Veränderungen in % zum BaU]

	«konventionelle Energiequellen»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Schweiz	-3.0%	-2.3%	-3.0%	-2.4%	-2.0%
EU 25	-3.3%	-2.4%	-3.2%	-2.5%	-2.0%
Sonstige Industrieländer	0.8%	0.1%	-0.2%	-0.4%	-0.7%
Sonstige Entwicklungsländer	-2.9%	-2.2%	-2.9%	-3.9%	-3.4%
OPEC	30.5%	16.5%	18.6%	5.1%	3.6%
USA	-2.4%	-1.8%	-2.4%	-1.9%	-1.5%
	«forciert erneuerbar»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Schweiz	-3.7%	-3.0%	-3.6%	-2.5%	-2.1%
EU 25	-3.4%	-2.5%	-3.2%	-2.0%	-1.6%
Sonstige Industrieländer	0.0%	-0.9%	-1.1%	-0.8%	-1.1%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.4%	-2.8%	-3.4%	-3.5%	-3.1%
OPEC	27.6%	11.4%	12.9%	0.5%	-1.0%
USA	-2.7%	-2.2%	-2.6%	-1.8%	-1.4%

⁵ Das BIP wird hier ausgabenseitig als Konsum + Investitionen + Staatsverbrauch + Exporte – Importe berechnet. Als Deflator fungiert der Konsumpreisindex der wirtschaftlich bedeutsamsten Nation (USA).

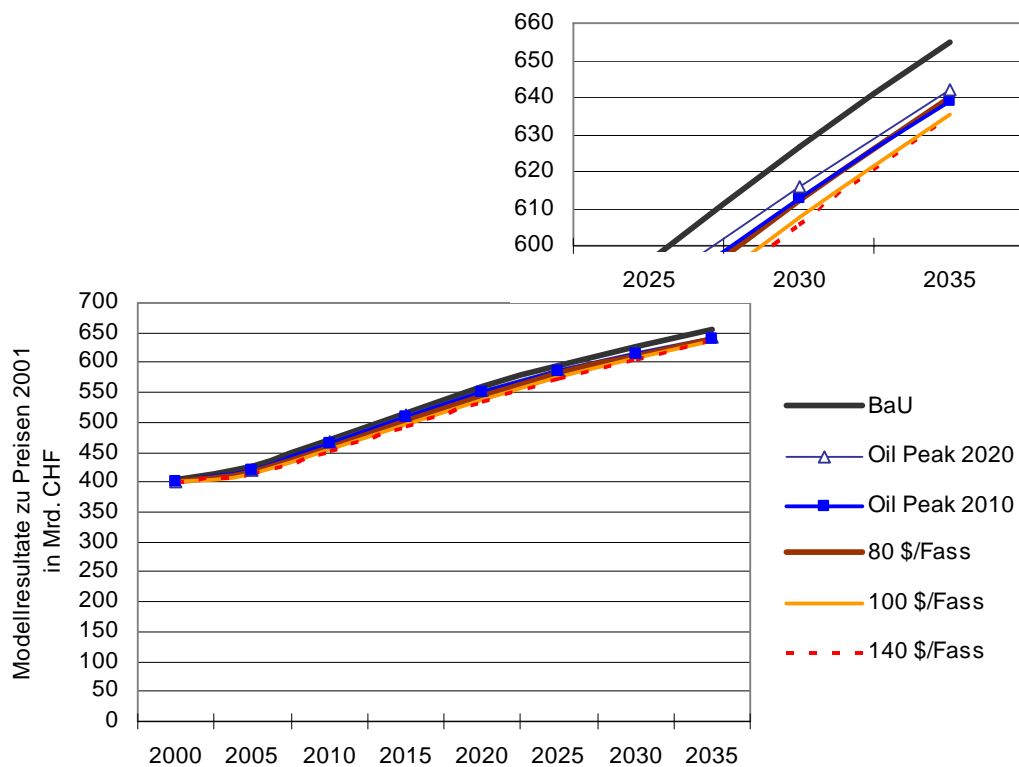
Grafik 6-10: BIP-Entwicklung Schweiz [Veränderungen in % zum BaU]



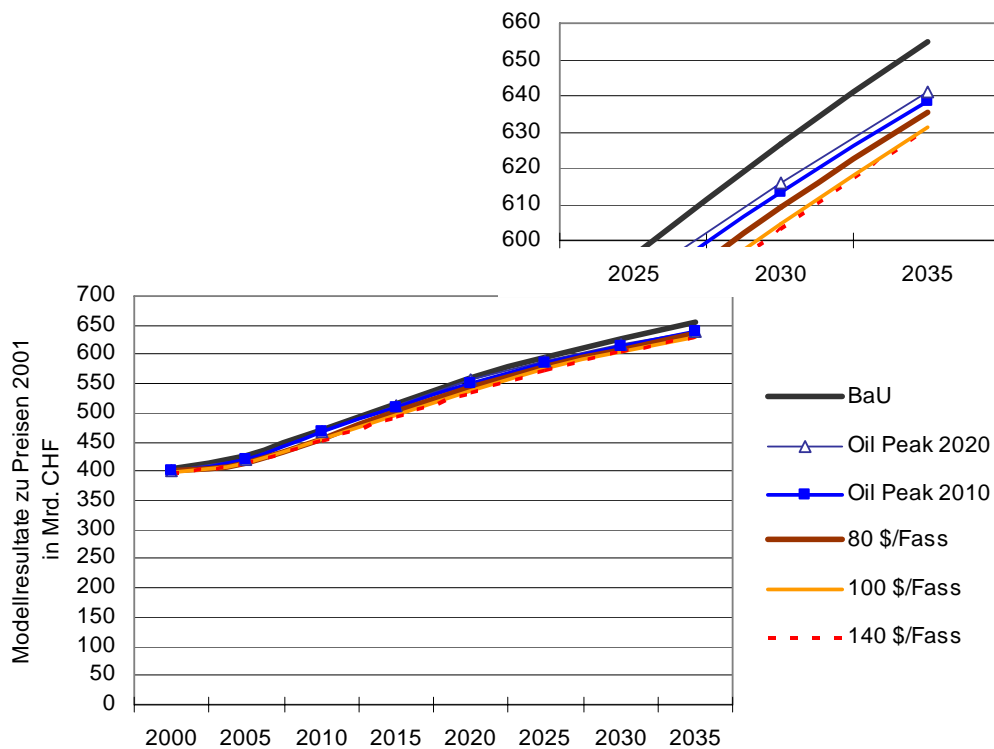
Die prozentualen Veränderungen des BIP gegenüber BaU deuten bereits an, dass es zwar um Effekte in relevanten Grössenordnungen geht, die Schweizer Wirtschaft aber angesichts der simulierten Ölpreisteigerungen keineswegs zum Zusammenbruch neigt. Dies wird verdeutlicht durch die Darstellungen in Grafik 6-11 und Grafik 6-12. Die BIP-Verluste gegenüber BaU bedeuten insbesondere nicht, dass die Schweizer Wirtschaft nicht weiter wachsen wird. Grafik 6-11 weist die Entwicklung des Schweizer BIP in Mrd. Franken von 2001 aus. Das Wachstum des BIP über den Zeithorizont um über 60% ist deutlich zu erkennen. Dagegen erscheinen die BIP-Verluste gegenüber der schwarzen BaU-Linie eher gering. Erst in der Vergrößerung erkennt man, dass der BIP-Verlust im Jahr 2035 gleichwohl bis zu 24 Mrd. CHF (zu Preisen von 2001) beträgt.

Grafik 6-11: BIP-Entwicklung Schweiz [in Mrd. Franken von 2001]

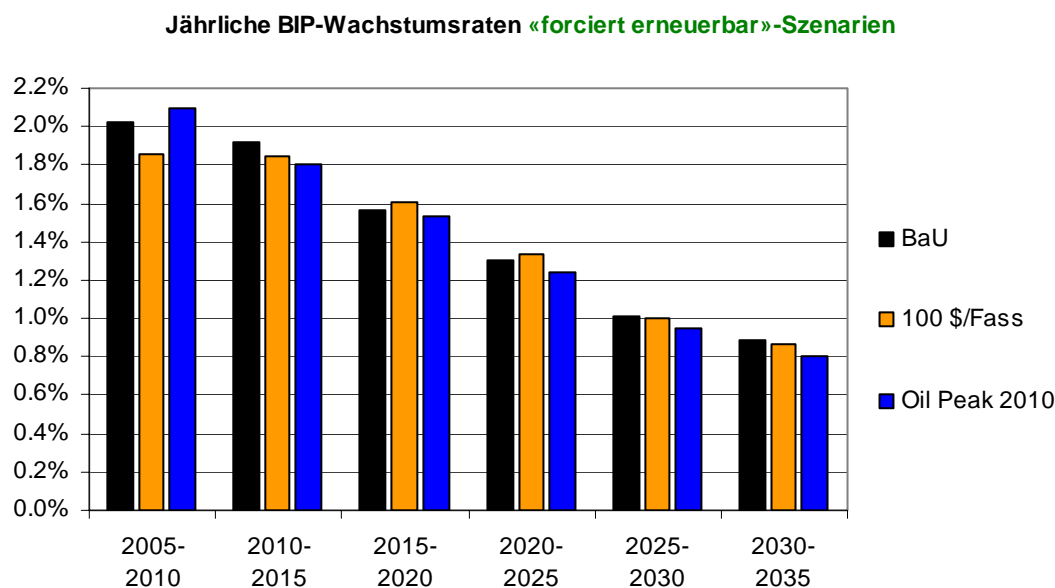
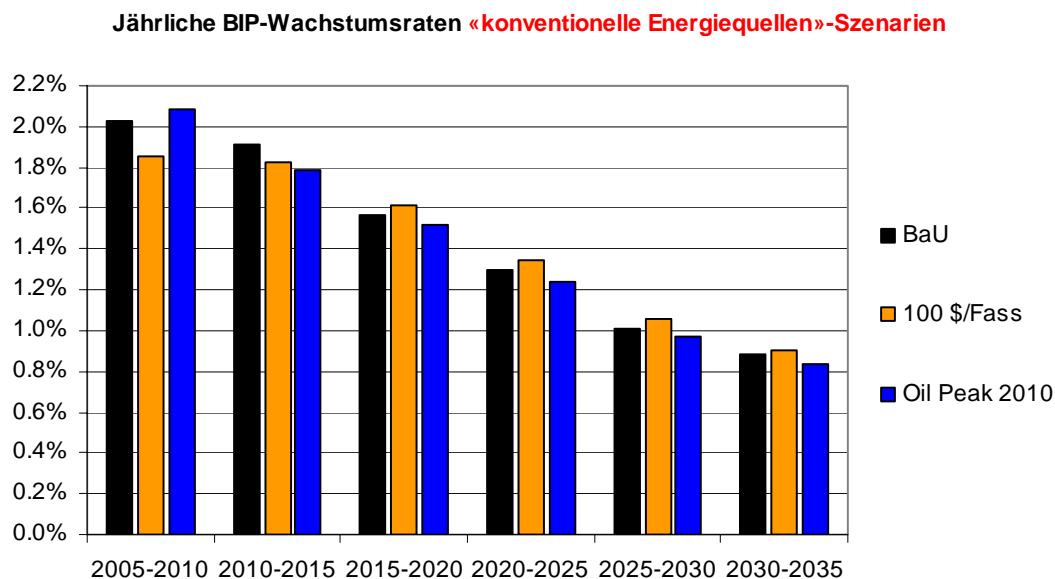
BIP Schweiz für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien



BIP Schweiz für «forciert erneuerbar»-Szenarien



Grafik 6-12: BIP-Entwicklung Schweiz [durchschnittliche jährliche Wachstumsraten]



Die Wachstumsraten (vgl. Grafik 6-12) gehen im Referenzfall (BaU) im Zeitablauf zurück, was mit der unterstellten demographischen Entwicklung zusammenhängt. An den Säulen ist klar abzulesen, dass das Wachstum in den verschiedenen Szenarien in derselben Grössenordnung bleibt. Die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten liegen im Szenario 100\$/Fass um etwa 0.1% tiefer als im Referenzfall. Diese Wachstumsverluste kumulieren sich allerdings über den Zeithorizont, so dass im Jahr 2035 der oben erwähnte BIP-Verlust von 24 Mrd. Franken resultiert. Während die Wachstumsverluste im Szenario 100\$/Fass vor allem zu Beginn des Zeithorizonts auftreten, sind diese Effekte im Szenario Oil Peak 2010

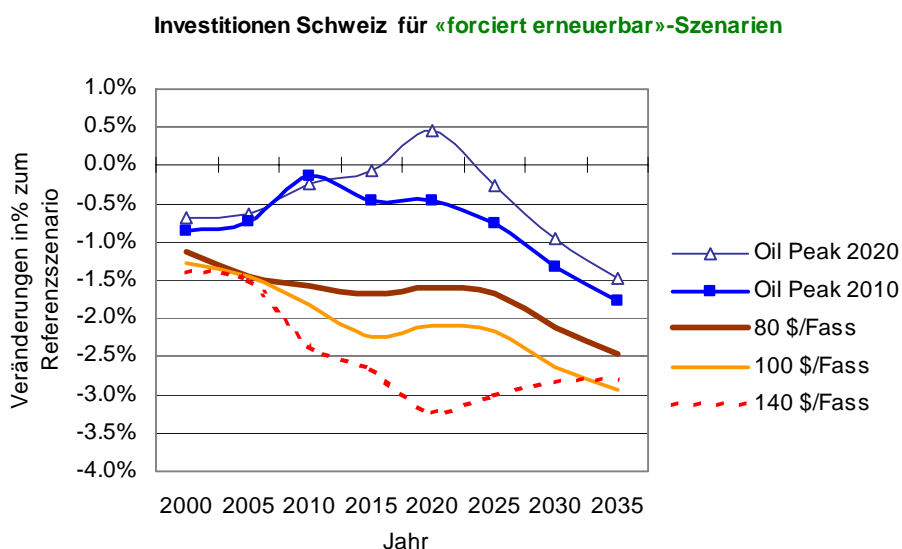
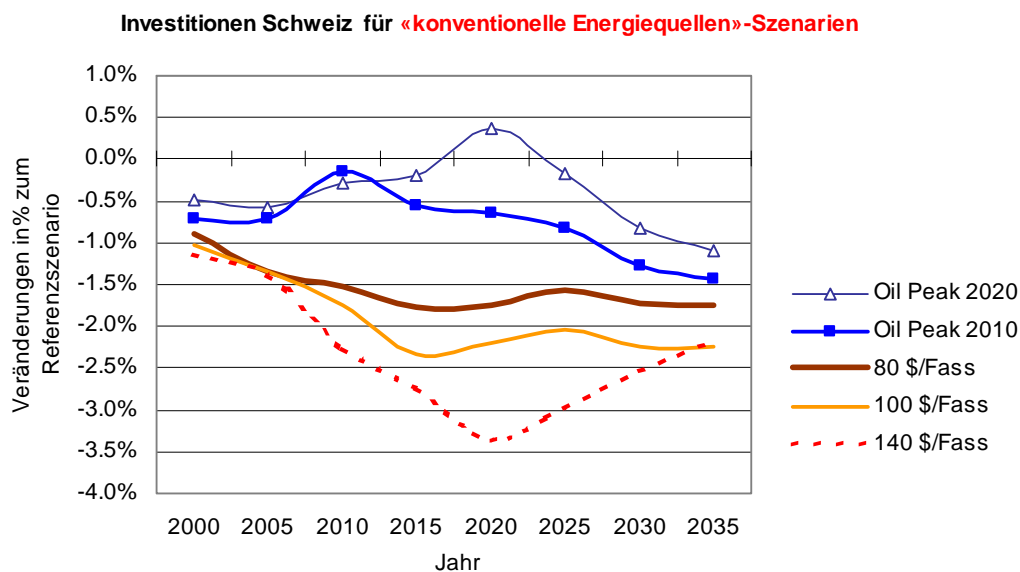
zum Ende des Zeithorizonts hin verschoben (aufgrund der sich dann verschärfenden Ölnknappheit) und insgesamt schwächer ausgeprägt.

Auch die Investitionsentwicklung in der Schweiz (vgl. Grafik 6-13) zeichnet einen ähnlichen Verlauf wie die BIP-Entwicklung. Die rückgängige reale Faktorentlohnung senkt die Investitionsanreize. Investitionen in Sanierung und Energiesparen vermögen keinen Investitionsboom auszulösen, der die allgemeine negative wirtschaftliche Entwicklung vollständig kompensieren könnte. Allerdings gehen die Investitionen etwas weniger stark zurück als das BIP und deutlich weniger stark als der Konsum (vgl. Grafik 6-16). Daraus kann man allerdings keine robusten Schlüsse über die Schweizer Angebotsbedingungen ziehen, da die Investitionen im Modell stark vom Sparverhalten der Haushalte abhängen. Der Hauptgrund für das vergleichsweise geringe Sinken der Investitionen liegt – insbesondere in den Oil-Peak-Szenarien – an der Konsumglättung, mit anderen Worten: an einer erhöhten Sparquote, die dazu dient, spätere Konsumverluste zu entschärfen.

Einschub zur Interpretation der Technologieszenarien

Die beiden **Technologieentwicklungen sind keine Politikszenerien**. Es werden Annahmen zu unterschiedlichen technischen Entwicklungen getroffen, insbesondere zum Fortschritt der erneuerbaren Energien, ohne dass die dazu möglicherweise nötigen Forschungsanstrengungen und politischen Prioritätensetzungen – einschliesslich der damit verbundenen Kosten – explizit erfasst würden. Die Verwendung zweier getrennter Technologiepfade ermöglicht eine bessere Einschätzung der Auswirkungen hoher Energiepreise unter alternativen Annahmen zur Technologieentwicklung. **Aus einem etwaigen Vergleich der Ergebnisse der beiden Technologieszenarien können aber keine Aussagen zur politischen Vorteilhaftigkeit erneuerbarer oder konventioneller Energietechnologien abgeleitet werden.**

Grafik 6-13: Investitionsentwicklung Schweiz

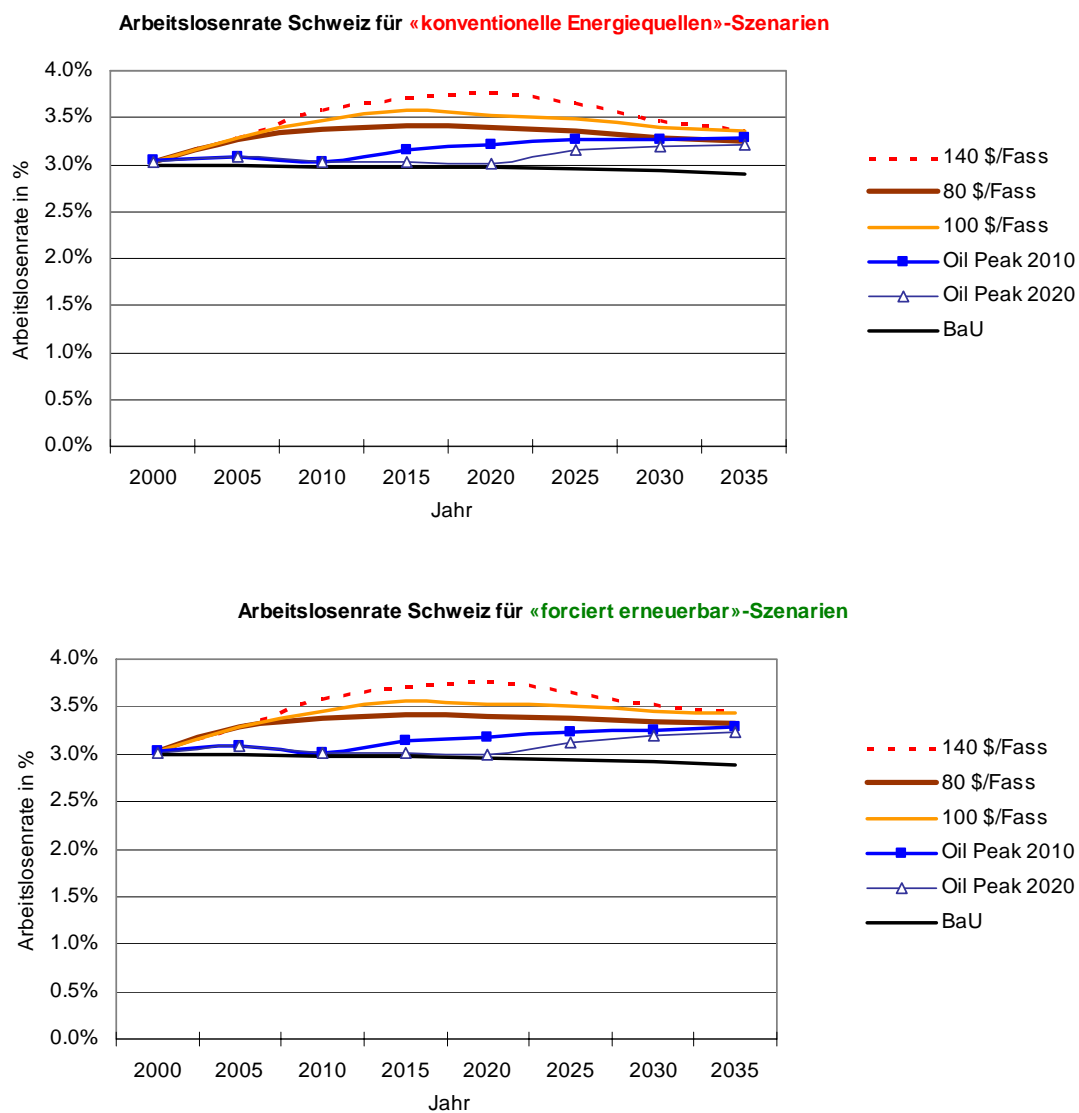


6.3 Moderater Beschäftigungsrückgang bei geringeren Lohnsteigerungen

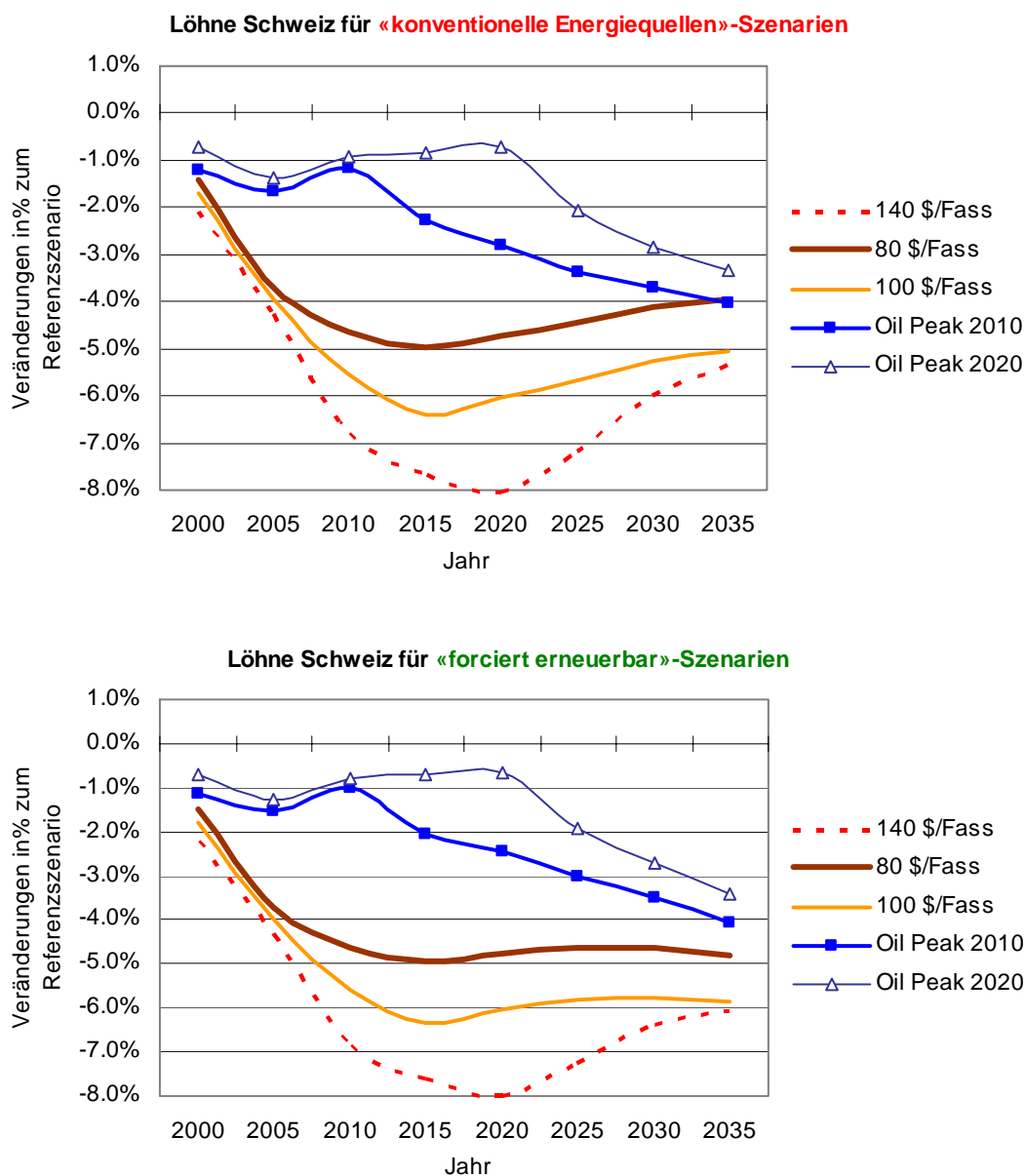
Die hier beschriebenen negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen können kurzfristig starke Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt haben, z.B. durch Freisetzung von Arbeitskräften durch energieintensive Unternehmen, die Verlierer des Strukturwandels sind. Die langfristigen Aussichten für die Beschäftigung sind im Lichte der spürbaren BIP-Verluste nicht allzu ungünstig. Die Arbeitslosenrate steigt für die meisten Szenarien nicht mehr als einen halben Prozentpunkt (vgl. Grafik 6-14). Der Schweizer Arbeitsmarkt hat sich in der Vergangenheit als flexibel erwiesen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Reallöhne für die am meis-

ten betroffenen Arbeitnehmergruppen weniger stark steigen werden. Genau das ermöglicht aber auch ihre Reintegration in das Wirtschaftsleben. Der beschriebene Mechanismus erzeugt allerdings merkliche Reallohnverluste im Vergleich zu BaU (vgl. Grafik 6-15).

Grafik 6-14: Arbeitslosenrate Schweiz [in %]



Grafik 6-15: Reallohnentwicklung Schweiz [Veränderungen in % zum BaU]



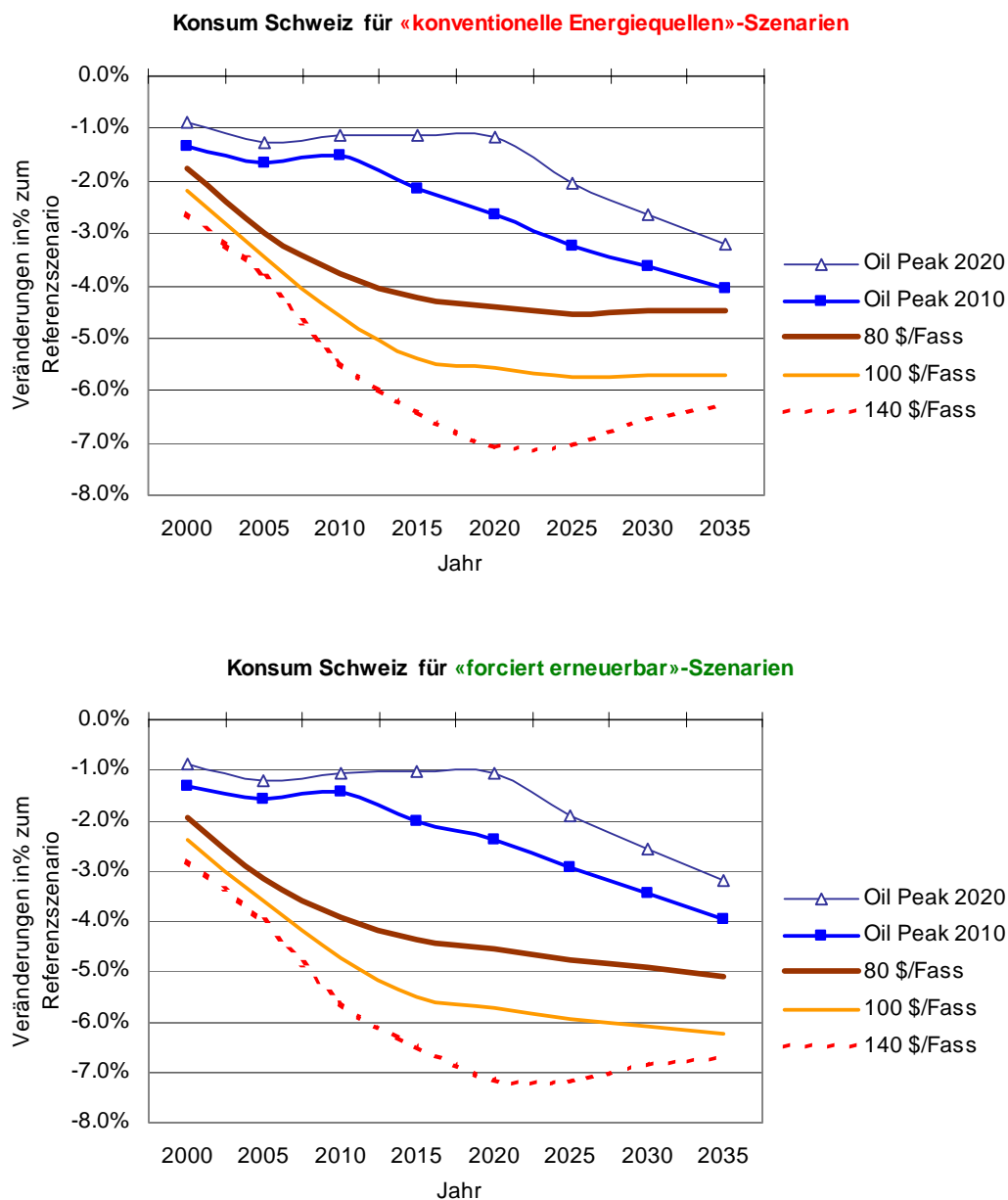
6.4 Konsum

Mit dem Einkommen sinkt der Konsum, zumal die Sparquote etwas zunimmt. Grafik 6-16 verdeutlicht den – mindestens in den Preisszenarien – erheblichen Verlust an Konsummöglichkeiten in der Schweiz im Vergleich zum Referenzszenario. Bei den Oil Peak-Szenarien treten die bedeutenden Konsumverluste erst nach Erreichen des jeweiligen Hochpunkts der Förderung ein. Tabelle 6-2 weist zusätzlich die Resultate für alle Weltregionen aus, wobei sich die Konsumveränderungen im Vergleich zum Referenzszenario auf das Jahr 2035 beziehen. Zur vergleichenden Interpretation eignet sich ein Indikator besser, der stattdessen die gesamte Konsumententwicklung im Zeitablauf in eine einzelne Zahl giesst. Dieser Indikator nennt sich Wohlfahrtsveränderung und wird im folgenden Abschnitt behandelt.

Tabelle 6-2: Konsum im Jahr 2035 [Veränderungen in % zum BaU]

	«konventionelle Energiequellen»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Schweiz	-6.3%	-4.5%	-5.7%	-4.1%	-3.2%
EU 25	-4.4%	-3.1%	-4.0%	-2.9%	-2.3%
Sonstige Industrieländer	-2.0%	-1.5%	-2.0%	-1.6%	-1.4%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.7%	-2.5%	-3.2%	-3.0%	-2.4%
OPEC	14.6%	9.0%	9.8%	2.7%	1.1%
USA	-2.4%	-1.7%	-2.2%	-1.6%	-1.2%
	«forciert erneuerbar»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
Schweiz	-6.8%	-5.1%	-6.3%	-4.0%	-3.2%
EU 25	-4.5%	-3.2%	-4.0%	-2.5%	-1.9%
Sonstige Industrieländer	-2.4%	-2.0%	-2.7%	-1.7%	-1.6%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.8%	-2.6%	-3.2%	-2.6%	-2.1%
OPEC	13.4%	7.1%	7.8%	1.3%	-0.3%
USA	-2.3%	-1.7%	-2.1%	-1.3%	-0.9%

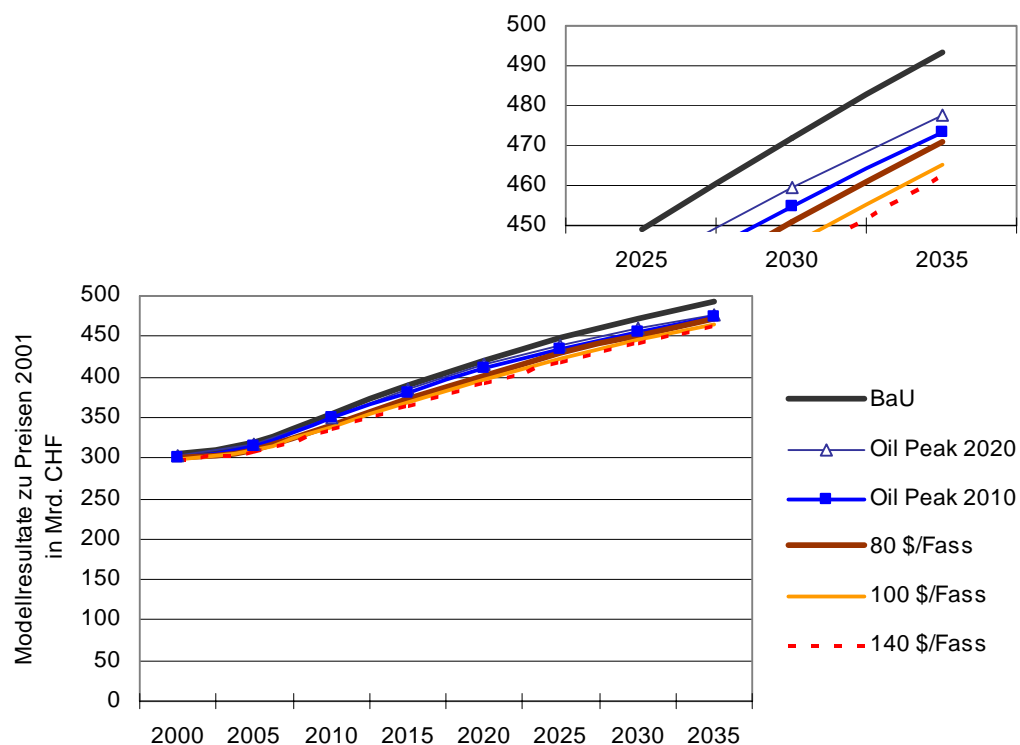
Grafik 6-16: Konsum-Entwicklung Schweiz [Veränderungen in % zum BaU]



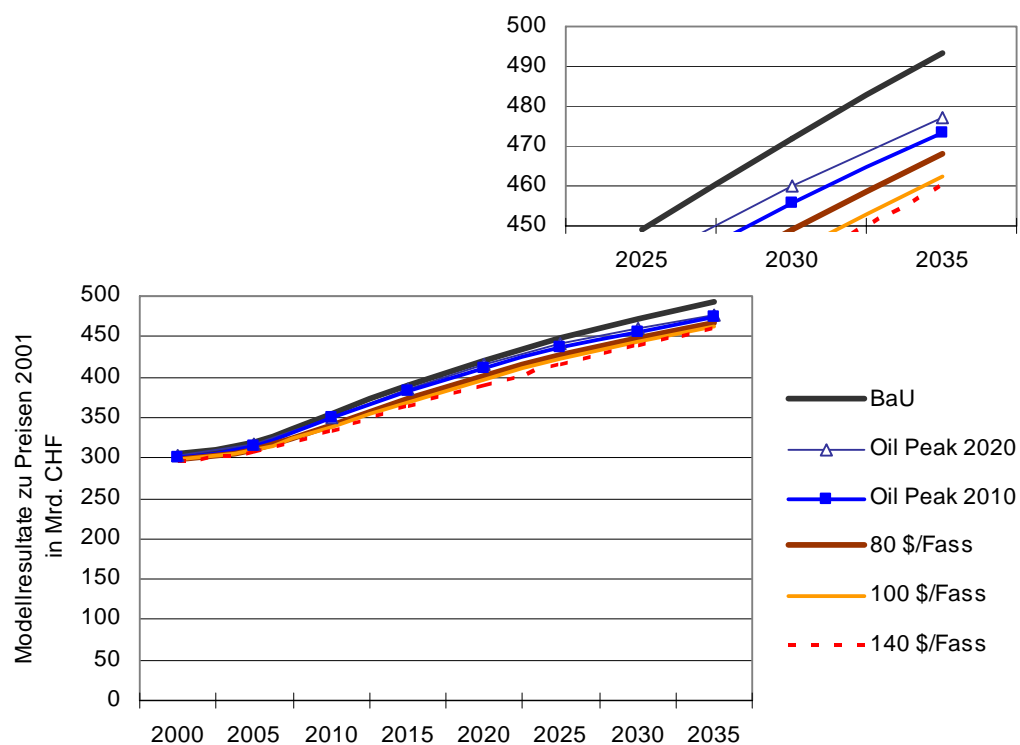
Auch beim Konsum lohnt es sich, die Entwicklung in alternativen Darstellungen zu betrachten (vgl. Grafik 6-17 und Grafik 6-18). Wie beim BIP gilt auch beim Konsum, dass dieser in allen Szenarien über den Zeithorizont deutlich wächst, während die Konsumverluste, welche durch die hohen Ölpreise ausgelöst werden, in der Gesamtschau vergleichsweise gering erscheinen. Die Vergrößerung in Grafik 6-17 verdeutlicht gleichwohl, dass sich die Konsumverluste im Jahr 2035 auf bis zu 34 Mrd. Franken (zu Preisen von 2001) belaufen.

Grafik 6-17: Konsum-Entwicklung Schweiz [in Mrd. Franken von 2001]

Konsum Schweiz für «konventionelle Energiequellen»-Szenarien

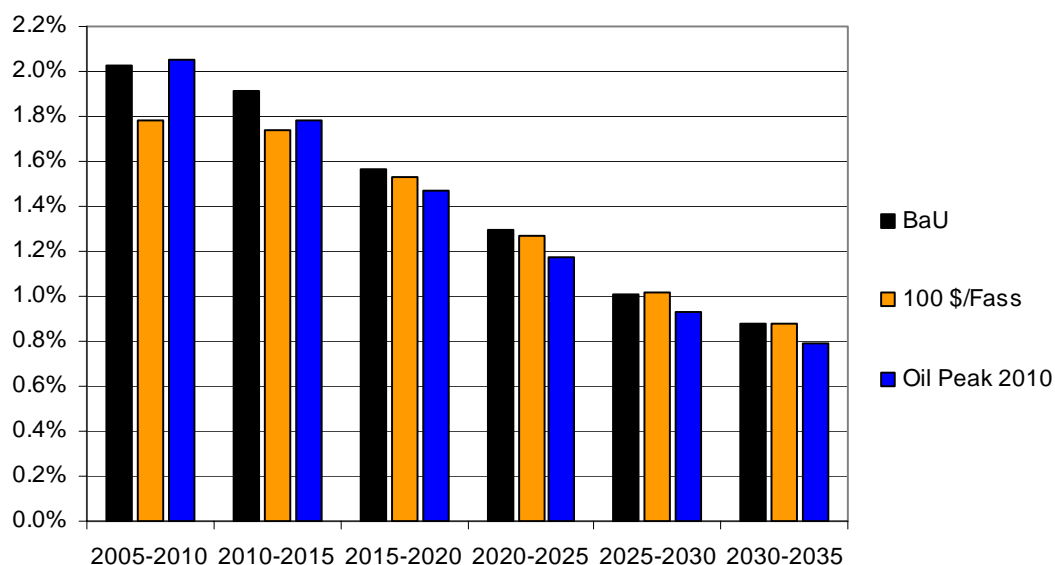


Konsum Schweiz für «forciert erneuerbar»-Szenarien

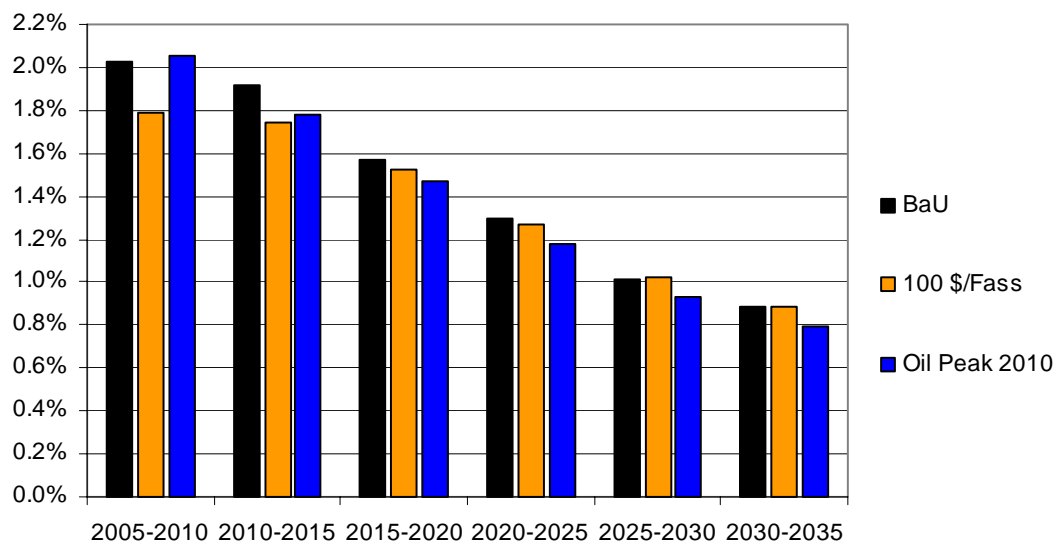


Grafik 6-18: Konsumententwicklung Schweiz [durchschnittliche jährliche Wachstumsraten]

Jährliche Konsum-Wachstumsraten «konventionelle Energiequellen»-Szenarien



Jährliche Konsum-Wachstumsraten «forciert erneuerbar»-Szenarien



Die Wachstumsraten des Konsums (vgl. Grafik 6-18) folgen einem ähnlichen Muster wie jene des BIP. Die Konsumverluste im Szenario 100\$/Fass treten vor allem zu Beginn des Zeithorizonts auf, während sie im Szenario Oil Peak 2010 zum Ende des Zeithorizonts hin verschoben und im Durchschnitt schwächer ausgeprägt sind.

6.5 Wohlfahrtseffekte und Sekundärnutzen

6.5.1 Wohlfahrtseffekte im internationalen Vergleich

Welche Auswirkungen zeigen die klimapolitischen Szenarien auf die Wohlfahrt? Die Wohlfahrt entspricht in der hier zunächst unterstellten Betrachtung den Konsummöglichkeiten: Je mehr Konsum, desto höher die Wohlfahrt. Diese Betrachtung ist zwar nützlich, greift aber in einem zentralen Punkt zu kurz: Es wird nicht berücksichtigt, dass eine geringere Nachfrage nach fossilen Brennstoffen Vorteile bei der Minderung von Luftschadstoffen und beim Klimaschutz mit sich bringt. Die Sekundärnutzen hoher Ölpreise für die Schweiz werden im nachfolgenden Kapitel dargestellt, wobei der Nutzen eines verringerten Klimawandels sowie Wirkungen auf andere Risiken (z.B. Kernkrisen) allerdings ausgespart bleiben.

Die nachfolgende Tabelle 6-3 enthält die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz (ohne und mit Berücksichtigung der im nachfolgenden Kapitel dargestellten Sekundärnutzen) und die anderen im Modell abgebildeten Weltregionen.

Tabelle 6-3: Wohlfahrtseffekte [Veränderungen in % zum BaU]

Jahr	«konventionelle Energiequellen»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
CH, exkl. Sekundärnutzen	-5.28%	-3.62%	-4.51%	-2.51%	-1.75%
inkl. Sekundärnutzen	-5.22%	-3.56%	-4.45%	-2.46%	-1.71%
EU 25	-3.7%	-2.4%	-3.1%	-1.7%	-1.2%
Sonstige Industrieländer	-1.0%	-0.7%	-0.9%	-0.2%	-0.2%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.2%	-2.0%	-2.6%	-2.2%	-1.7%
OPEC	14.3%	9.0%	10.0%	3.4%	1.9%
USA	-1.8%	-1.2%	-1.5%	-0.8%	-0.5%

Jahr	«forciert erneuerbar»-Szenarien				
	140 \$/Fass	80 \$/Fass	100 \$/Fass	Oil Peak 2010	Oil Peak 2020
CH, exkl. Sekundärnutzen	-5.53%	-3.92%	-4.79%	-2.42%	-1.75%
inkl. Sekundärnutzen	-5.47%	-3.87%	-4.73%	-2.38%	-1.71%
EU 25	-3.6%	-2.4%	-3.0%	-1.4%	-0.9%
Sonstige Industrieländer	-1.2%	-1.0%	-1.3%	-0.4%	-0.4%
Sonstige Entwicklungsländer	-3.3%	-2.1%	-2.5%	-1.9%	-1.5%
OPEC	13.4%	7.3%	8.0%	1.7%	0.1%
USA	-1.6%	-1.1%	-1.4%	-0.6%	-0.4%

Die OPEC profitiert – und das ist wenig überraschend – stark von den Preisszenarien. Grundsätzlich gilt, dass Länder und Regionen mit vielen fossilen Bodenschätzen besser dastehen als andere Länder. Der prozentuale Wohlfahrtsverlust der Schweiz (je nach Szenario

zwischen 1.7% und 5.5%) ist im internationalen Vergleich deshalb besonders hoch. Der durchschnittliche jährliche Verlust an Schweizer Konsum über die nächsten dreissig Jahre (in Schweizer Franken von 2001 und zu Marktpreisen bewertet) beträgt zwischen 7 und 22 Mrd. Franken. Die Wohlfahrtsverluste sind in den Mengenszenarien am niedrigsten, weil die nachteiligsten Perioden weiter in der Zukunft liegen und stärker diskontiert werden. Die Schweizer Wohlfahrtsverluste in der Grössenordnung von 5% kommen also nur unter Annahmen zustande, bei denen das Angebot an Ölsubstituten im Modell künstlich verknappt wird, um die entsprechenden Preispfade als Gleichgewichte erreichen zu können.

6.5.2 Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen in der Schweiz

Unsere Wohlfahrtsbetrachtung hat neben diesem zentralen Punkt noch eine wesentliche Beschränkung: Der Sekundärnutzen eines verringerten Einsatzes fossiler Brennstoffe wird nicht erfasst. Neben dem (hier nicht quantifizierten) Klimaschutzeffekt besteht der mit Abstand wichtigste Sekundärnutzen in „saubererer Luft“. Mit anderen Worten: der verringerte Einsatz fossiler Brennstoffe in der Schweiz senkt nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern reduziert auch die für die menschliche Gesundheit und die Gebäude schädlichen Luftschadstoffemissionen (insbesondere PM₁₀, VOC, SO₂ und NO_x). Die externen Kosten gehen also vor allem in den Bereichen menschliche Gesundheit und Gebäudekosten zurück. Die Grafik 6-19 zeigt die verwendeten spezifischen externen Kosten in den Bereichen Wärme und Elektrizität.

Es sei an dieser Stelle noch einmal erwähnt, dass der Nutzen eines abgeschwächten Klimawandels nicht berücksichtigt ist. Auch die Risikokosten für Atomstrom werden hier nicht thematisiert. Es werden ausschliesslich Sekundärnutzen in den Bereichen menschliche Gesundheit und Gebäude einbezogen, welche aufgrund der Reduktion von Luftschadstoffen entstehen.

Die externen Kosten werden im Wärmebereich in Rappen pro kWh Inputenergie für Öl und Gas gemessen. Da keine aktuellen Werte vorlagen, wurde eine Aktualisierung der spezifischen externen Kosten auf Basis der vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) publizierten externen Kosten Berichte vorgenommen. Für Öl und Gas im Wärmebereich kommen wir so auf externe Kosten für den Bereich Gesundheit und Gebäude von 0.8 bzw. 0.2 Rappen/kWh (am Beispiel eines Low-Nox-Systems), was leicht höher liegt als die 1996 im Rahmen des Impulsprogramms PACER publizierten Zahlen.

Im Strombereich wurden verschiedene Studien zur Lebenszyklusanalyse von Stromproduktionssystemen zur Bestimmung ihrer Schadstoffemissionen ausgewertet. Da wir einzig an den in der Schweiz entstehenden Externen Kosten interessiert sind (Schweiz-zentrierte territoriale Sicht für die Sekundärnutzen), sind nur diejenigen Emissionen, die auch tatsächlich in der Schweiz anfallen, berücksichtigt.

Im Verkehrsbereich – der in der nachfolgenden Grafik nicht dargestellt ist – wurde zwischen den „auspuffrelevanten“ Emissionen und dem Pneubetrieb unterschieden, da diese unter-

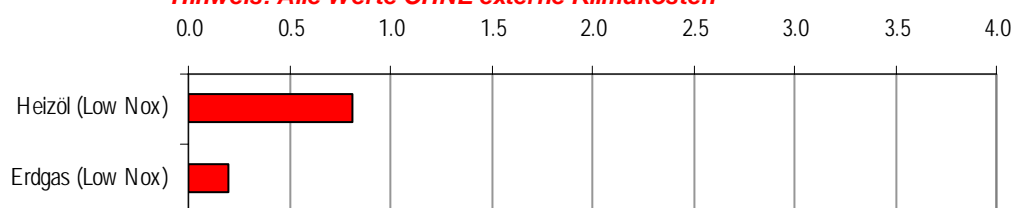
schiedlich auf hohe Ölpreise reagieren. Weiter wurden Annahmen getroffen zum technischen Fortschritt in der Katalysator-, Motoren und Filtertechnologie.

Bezüglich der Details zu allen getroffenen Annahmen zur Herleitung und Aktualisierung der spezifischen externen Kosten sei auf den Anhang B der EcoPlan-Studie (2007) „Energieperspektiven – volkswirtschaftliche Auswirkungen“ hingewiesen.

Grafik 6-19: Spezifische externe Kosten für Gesundheit/Gebäude im Wärme- und Strombereich

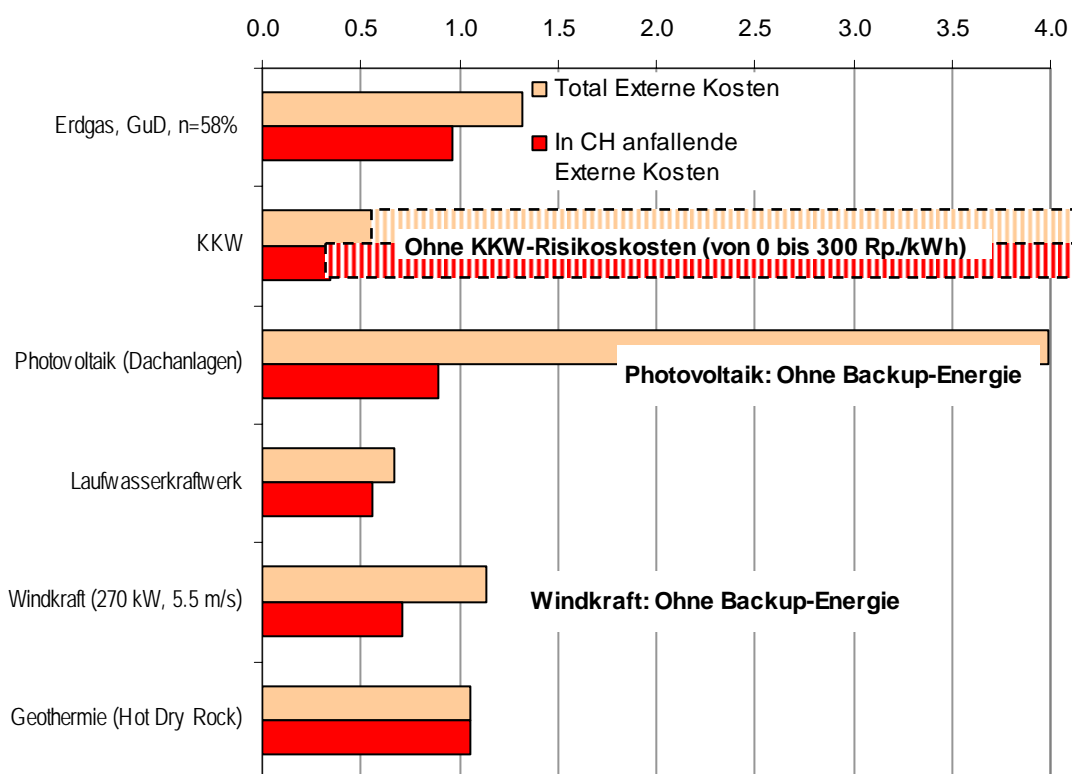
Wärme: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude Rp./kWh Inputenergie [Rp./kWh]

Hinweis: Alle Werte OHNE externe Klimakosten



Strom: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude pro kWh erzeugtem Strom [Rp./kWh]

Hinweis: Alle Werte OHNE externe Klimakosten



Für die Schweiz, die hier annahmegemäss nicht auf die Option Kohle setzen kann, führen hohe Ölpreise zu einem geringeren Einsatz von fossilen Energien und damit zu einer Reduktion von CO₂ und auch anderer Schadstoffe (Partikel, NO_x, SO₂, VOCs etc.). So nehmen also auch die nicht klimarelevanten externen Kosten ab und die Wohlfahrt steigt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne Sekundärnutzen. Tabelle 6-3 enthält die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz mit und ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen (vermiedene externe Kosten in den Bereichen Gesundheit und Gebäude). Im Vergleich zu den grossen Wohlfahrtseinbussen hoher Ölpreise von 1.7% bis 5.5% sind die Sekundärnutzen aber relativ bescheiden. Der Wohlfahrtsverlust fällt etwa um 0.1% (oder in Konsumeinheiten im jährlichen Durchschnitt um etwa 0.4 Mrd. CHF) geringer aus als ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen.

7 Sensitivitätsanalyse: Elastizitäten

Die Sensitivitätsanalysen sind in zwei Kapitel eingeteilt: In diesem Kapitel wird der Einfluss verschiedener Elastizitäten auf die Ergebnisse untersucht. Das darauf folgende Kapitel widmet sich der Frage, welchen Einfluss die Annahmen zu Kosten und Verfügbarkeit von Ölsubstituten auf die Ergebnisse haben.

Das Zusammenspiel zwischen Preisen, Angebot und Nachfrage bestimmt in Gleichgewichtsmodellen die Wirkungen und Resultate. Elastizitäten geben an, wie stark Angebots- und Nachfragemengen auf eine Preisänderung reagieren. Im hier verwendeten Modell gibt es eine Vielzahl verschiedener Elastizitäten. Wir haben die Sensitivität für jene Elastizitäten geprüft, von denen man annehmen kann, dass sie für die vorliegende Fragestellung besonders wichtig sind. Es sind dies die wichtigsten energiebezogenen Substitutionselastizitäten⁶ sowie die Angebotselastizität für Rohöl, die in den Preisszenarien bedeutsam ist. Wir haben für jeden Parameter zwei Sensitivitäten gerechnet, einmal mit halbiertem Wert und einmal mit verdoppeltem Wert. Die in den Hauptszenarien verwendeten Werte und die Nesting-Strukturen finden sich im Kapitel 10.3 des Anhangs A.

Wir haben für die Sensitivitätsanalysen je ein Preis- und ein Mengenszenario ausgewählt, namentlich die Szenarien 100\$/Fass und Oil Peak 2010, jeweils in der Technologievariante forciert erneuerbar. Die Resultate der Sensitivitätsanalysen für diese beiden Szenarien sind in Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 wiedergegeben.

Die Ergebnisse sind sehr robust. Das gilt für alle dargestellten Variablen, also die Preise der verschiedenen Energieträger, Energieträgernachfrage, Konsum und Wohlfahrt. Im Szenario 100\$/Fass (vgl. Tabelle 7-1) sind vor allem die Ergebnisse zu Konsum, Wohlfahrt und Ölnachfrage beinahe frei von Veränderungen. Etwas grössere aber gleichfalls noch geringe Abweichungen gibt es bei den Preisen und Nachfragemengen von Kohle und Gas. Die Parameter mit dem grössten, aber gleichwohl nicht entscheidenden Einfluss sind die Substitutionselastizitäten zwischen fossilen Energieträgern in der Endnachfrage sowie die Substitutionselastizitäten zwischen Primärfaktoren und Energie.

Im Szenario Oil Peak 2010 errechnet das Modell für 2035 einen langfristigen Rohöl-Gleichgewichtspreis von 65 bis 70 \$/Fass und einen Wohlfahrtsverlust für die Schweiz von 2.3 bis 2.5 %, wobei die Annahmen zur Energieträgersubstitution die Ergebnisse überraschend wenig beeinflussen. Als wichtig erweist sich dagegen die Substitutionselastizität zwischen den Primärfaktoren (Aggregat aus Kapital und Arbeit) und Energie. An dieser Stelle im Modell entscheidet sich vor allem, in welchem Masse Investitionen getätigt werden können

⁶ Substitutionselastizitäten haben eine zentrale Funktion in Gleichgewichtsmodellen, in denen die Reaktionen vorwiegend preisgetrieben sind. Sie geben an, um wie viel Prozent sich das Verhältnis der Nachfragemengen zweier Güter ändert, wenn sich das (umgekehrte) Preisverhältnis um ein Prozent ändert. Die Substitutionselastizität zwischen Öl und Gas gibt also an, um wie viel Prozent die Gasnachfrage im Verhältnis zur nachgefragten Menge Öl steigt, wenn Gas gegenüber Öl um ein Prozent teurer wird.

um Energieeinsparungen zu erzielen. Das ist eine zentrale Frage, die die Auswirkungen verknappter Energieressourcen auf die Volkswirtschaft und die Energiemärkte wesentlich bestimmt. Daraus kann man die hohe Bedeutung der Innovation ablesen: je mehr Innovation im Bereich der Energieeffizienz, desto höher diese Substitutionselastizität und desto geringer die Energieträgerpreise und die Konsum- und Wohlfahrtsverluste. Da unter dem Einfluss hoher Energiepreise eine verstärkte Innovation im Bereich der Energieeffizienz zu erwarten ist, haben wir langfristig eine höhere Substitutionselastizität zwischen den Primärfaktoren und Energie angenommen als kurzfristig (Werte im Hauptszenario: kurzfristig 0.3, langfristig 0.7).

Tabelle 7-1: Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen zu den Elastizitäten im Szenario 100\$/Fass, «forciert erneuerbar» [Veränderung zu BaU in %]

		Wohlfahrt global	Wohlfahrt Schweiz	Konsum Schweiz 2035	Rohöl- nachfrage global 2035	Erdgas- nachfrage global 2035	Kohle- nachfrage global 2035	Kohle- preis 2035	Gaspreis 2035	Öl- nachfrage Schweiz 2035	Erdgas- nachfrage Schweiz 2035
Szenario 100\$/Fass		-1.64	-4.79	-6.25	-49.68	4.56	-49.77	-47.28	231.39	-45.63	-55.11
Angebotselastizität für Rohöl	halbiert	-1.64	-4.80	-6.26	-49.76	4.60	-49.67	-47.20	232.64	-45.69	-55.32
	verdoppelt	-1.64	-4.78	-6.24	-49.61	4.53	-49.87	-47.35	230.16	-45.57	-54.88
Substitutionselastizitäten zwischen fossilen Energie- trägern in der Endnach- frage	halbiert	-1.58	-4.69	-6.10	-48.44	2.95	-50.91	-48.69	231.57	-46.33	-47.29
	verdoppelt	-1.73	-4.92	-6.45	-51.40	5.94	-48.17	-51.20	231.18	-45.02	-62.83
Substitutionselastizitäten zwischen thermischer Energie und Elektrizität in der Endnachfrage	halbiert	-1.64	-4.79	-6.26	-49.52	4.56	-50.05	-47.22	231.37	-45.64	-55.18
	verdoppelt	-1.65	-4.79	-6.25	-50.01	4.55	-49.31	-47.94	231.43	-45.62	-54.91
Substitutionselastizitäten zwischen Primärfaktoren und Energie	halbiert	-1.38	-5.05	-6.63	-37.91	4.34	-58.55	-50.10	230.87	-34.39	-49.52
	verdoppelt	-1.66	-4.75	-6.19	-51.19	4.43	-48.93	-50.36	231.46	-45.74	-54.19
Substitutionselastizitäten zwischen elektrischer und nicht-elektrischer Energie	halbiert	-1.64	-4.79	-6.26	-49.73	4.48	-50.38	-48.11	231.38	-45.69	-54.97
Substitutionselastizitäten zwischen Kohle und ande- ren fossilen Energieträgern	verdoppelt	-1.65	-4.79	-6.25	-49.66	4.63	-49.25	-49.49	231.41	-45.60	-55.17
Substitutionselastizitäten zwischen Öl und Gas	halbiert	-1.61	-4.66	-6.11	-48.40	3.71	-51.54	-46.08	231.33	-43.77	-62.14
	verdoppelt	-1.69	-5.02	-6.51	-51.40	5.60	-47.44	-49.89	231.50	-47.77	-49.05

Tabelle 7-2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen zu den Elastizitäten im Szenario Oil Peak 2010, «forciert erneuerbar» [Veränderung zu BaU in %]

		Wohlfahrt global	Wohlfahrt Schweiz	Konsum Schweiz 2035	Rohölpreis 2035	Gaspreis 2035	Kohlepreis 2035	Kohle- nachfrage global 2035	Öl- nachfrage Schweiz 2035	Erdgas- nachfrage Schweiz 2035
Szenario Oil Peak 2010		-0.97	-2.42	-3.97	139.95	109.51	-29.96	-39.92	-31.36	-73.51
Substitutionselastizitäten zwischen fossilen Energie- trägern in der Endnachfrage	halbiert	-0.97	-2.42	-3.98	140.10	113.72	-30.09	-40.14	-31.29	-74.22
	verdoppelt	-0.98	-2.42	-3.95	138.48	105.39	-29.55	-39.23	-31.18	-72.82
Substitutionselastizitäten zwischen thermischer Ener- gie und Elektrizität in der Endnachfrage	halbiert	-0.97	-2.43	-3.99	141.26	109.71	-29.99	-39.98	-31.54	-73.48
	verdoppelt	-0.97	-2.40	-3.94	137.35	109.12	-29.89	-39.79	-30.98	-73.55
Substitutionselastizitäten zwischen Primärfaktoren und Energie	halbiert	-1.14	-3.39	-5.25	203.94	181.48	-29.29	-38.04	-26.13	-77.22
	verdoppelt	-0.83	-1.73	-3.00	96.13	63.61	-28.92	-36.52	-40.64	-73.33
Substitutionselastizitäten zwischen elektrischer und nicht-elektrischer Energie	halbiert	-0.98	-2.48	-4.07	145.60	113.23	-29.96	-40.02	-32.10	-73.90
	verdoppelt	-0.94	-2.30	-3.80	131.13	102.71	-29.89	-39.69	-30.18	-72.67
Substitutionselastizitäten zwischen Kohle und anderen fossilen Energieträgern	halbiert	-0.97	-2.43	-3.97	137.86	109.71	-30.02	-40.52	-31.12	-73.67
	verdoppelt	-0.97	-2.41	-3.97	142.31	109.11	-29.94	-39.11	-31.60	-73.28
Substitutionselastizitäten zwischen Öl und Gas	halbiert	-1.00	-2.46	-3.97	136.83	118.93	-30.00	-40.47	-32.33	-73.10
	verdoppelt	-0.94	-2.40	-3.99	139.62	100.34	-30.19	-39.89	-30.19	-73.27

8 Sensitivitätsanalyse: Ölsubstitute

Im Laufe der Modellarbeiten hat sich herausgestellt, dass die Ergebnisse sensibler auf die Annahmen zu den (nahen und weniger nahen) Ölsubstituten reagieren als auf die Substitutionselastizitäten zwischen den Energieträgern. Aus diesem Grund widmen wir den Annahmen zu Gas, Kohle, Ethanol, Methanol und Elektrizität aus Windstrom ein eigenes Sensitivitätenkapitel. Untersucht werden Sensitivitäten zu Kostenannahmen und Kapazitätslimiten, sowie Annahmen zur Verfügbarkeit von Gas und Kohle (Angebotselastizitäten).

Im Szenario 100\$/Fass (vgl. Tabelle 8-1) ist – aufgrund der Preisvorgabe – der Einfluss der Annahmen zu den nahen Ölsubstituten Ethanol und Methanol gering. Einen Einfluss auf die Energieträgernachfrage, wenn auch nicht auf die Wohlfahrtsergebnisse, üben die Annahmen zur Angebotselastizität für Erdgas aus. Die globale Gasnachfrage reagiert sehr sensitiv auf diesen Parameter. Auch die Kohlenachfrage wird beeinflusst, aber interessanterweise kaum die Ölnachfrage. Das hängt damit zusammen, dass die weltweite Substitution zwischen Kohle und Gas beim Stromangebot diese Sensitivitäten dominiert. Die Angebotselastizität für Kohle ist in erster Linie für den Kohlepreis bedeutend, darüber hinaus aber eher unbedeutend.

Erwartungsgemäss sind für das Szenario Oil Peak 2010 (vgl. Tabelle 8-2) die Annahmen zu den nahen Ölsubstituten bedeutsam. Die Annahmen zu Ethanol und in etwas geringerem Masse Methanol beeinflussen die Rohölpreise merklich. Obwohl das Ausmass der Veränderung quantitativ nicht unbedeutend ist, werden die qualitativen Gesamtergebnisse dadurch nicht entscheidend verändert. Um den einflussreichsten Parameter herauszugreifen: Die recht starke Annahme verdoppelter Erzeugungskosten für Ethanol erhöht den Ölpreis um ungefähr weitere 20\$/Fass und den globalen Wohlfahrtsverlust um 0.21% (Schweiz: 0.43%). Die grösseren Unsicherheiten hinsichtlich der Parametrisierung des Ethanols bestehen bei den Kapazitätslimiten (Anbauflächen für Biomasse). Auch diese zeigen einen merklichen Einfluss auf die Ergebnisse. In geringerem Masse gelten diese Überlegungen auch für Methanol, wobei insbesondere die Kosten hier besser eingeschätzt werden können, so dass Verdopplung bzw. Halbierung in diesem Fall einen starken Eingriff in die Annahmen darstellen.

In der Sensitivität mit einer Verdopplung des Windstromanteils wird ein etwas geringerer Wohlfahrtsverlust ausgewiesen, der jedoch mit Vorsicht zu interpretieren ist: Eine Verdopplung des Windstromanteils impliziert in einigen Regionen einen Anteil der Windkraft an der Stromgestehung von bis zu 50%. Ob dies erreichbar ist und zu welchen zusätzlichen Kosten ist umstritten. Möglicherweise ergeben sich bei Verwirklichung eines solchen Szenarios für die Schweiz Möglichkeiten, Windstrom aus dem Ausland in den Speicherseen zu lagern und zu veredeln. Die zusätzlichen Kosten für Interkonnektion, Speicherkapazitäten und Windvorhersagen, die nötig sind, um einen solch hohen Windstromanteil zu erreichen, bleiben in dieser Sensitivität jedoch unberücksichtigt.

In den Oil Peak-Szenarien ist das Erdgasangebot vorgegeben, weshalb die Sensitivität zur entsprechenden Angebotselastizität entfällt.

Tabelle 8-1: Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen zu den Ölsubstituten im Szenario 100\$/Fass, «forciert erneuerbar» [Veränderung zu BaU in %]

		Wohlfahrt global	Wohlfahrt Schweiz	Konsum Schweiz 2035	Rohöl- nachfrage global 2035	Erdgas- nachfrage global 2035	Kohle- nachfrage global 2035	Kohle- preis 2035	Gaspreis 2035	Öl- nachfrage Schweiz 2035	Erdgas- nachfrage Schweiz 2035
Szenario 100\$/Fass		-1.64	-4.79	-6.25	-49.68	4.56	-49.77	-47.28	231.39	-45.63	-55.11
Angebotselastizität Erdgas	halbiert	-1.64	-4.81	-6.27	-49.46	2.45	-48.94	-48.36	231.43	-45.53	-56.17
	verdoppelt	-1.65	-4.76	-6.23	-50.17	8.19	-52.09	-45.97	231.35	-45.95	-52.93
Angebotselastizität Kohle	halbiert	-1.64	-4.80	-6.26	-49.71	4.58	-49.92	-45.60	231.44	-45.60	-55.30
	verdoppelt	-1.64	-4.78	-6.25	-49.71	4.49	-49.70	-59.24	231.32	-45.71	-54.75
Produktionskosten für Ethanol	halbiert	-1.62	-4.87	-6.34	-50.70	4.93	-48.93	-46.24	248.49	-46.47	-57.83
	verdoppelt	-1.61	-4.77	-6.20	-49.05	4.38	-50.52	-46.41	231.29	-45.79	-53.73
Kapazitätslimiten für Ethanol	halbiert	-1.60	-4.77	-6.19	-49.07	4.40	-50.50	-46.46	231.38	-45.80	-53.71
Produktionskosten für Methanol	halbiert	-1.67	-4.95	-6.51	-52.94	4.79	-49.73	-52.02	272.56	-47.86	-58.90
	verdoppelt	-1.57	-4.74	-6.14	-49.09	4.29	-55.19	-44.98	228.90	-45.60	-53.52
Kapazitätslimiten für Methanol	halbiert	-1.60	-4.76	-6.18	-49.19	4.36	-53.13	-45.62	230.23	-45.69	-53.59
Windstromanteil	verdoppelt	-1.52	-4.75	-6.17	-50.63	4.35	-52.43	-49.40	233.04	-45.64	-54.50

Tabelle 8-2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen zu den Ösubstituten im Szenario Oil Peak 2010, «forciert erneuerbar» [Veränderung zu BaU in %]

		Wohlfahrt global	Wohlfahrt Schweiz	Konsum Schweiz 2035	Rohölpreis 2035	Gaspreis 2035	Kohlepreis 2035	Kohle- nachfrage global 2035	Öl- nachfrage Schweiz 2035	Erdgas- nachfrage Schweiz 2035
Szenario Oil Peak 2010		-0.97	-2.42	-3.97	139.95	109.51	-29.96	-39.92	-31.36	-73.50
Angebotselastizität Kohle	halbiert	-0.97	-2.41	-3.97	140.11	109.87	-30.37	-39.97	-31.33	-73.58
	verdoppelt	-0.97	-2.43	-3.98	140.60	109.92	-23.64	-39.87	-31.45	-73.50
Produktionskosten für Ethanol	halbiert	-0.81	-2.12	-3.51	127.19	105.71	-30.21	-42.34	-29.01	-74.82
	verdoppelt	-1.18	-2.85	-4.82	203.91	136.98	-20.97	-27.38	-38.80	-75.20
Kapazitätslimiten für Ethanol	halbiert	-1.10	-2.73	-4.48	175.40	128.26	-23.73	-31.09	-35.59	-74.96
Produktionskosten für Methanol	halbiert	-0.87	-2.21	-3.68	137.98	114.90	-31.90	-43.88	-29.56	-76.55
	verdoppelt	-1.05	-2.65	-4.34	168.10	110.11	-29.45	-37.99	-35.23	-72.24
Kapazitätslimiten für Methanol	halbiert	-1.00	-2.50	-4.09	147.94	109.94	-28.69	-37.54	-32.47	-73.14
Windstromanteil	verdoppelt	-0.80	-2.28	-3.69	132.10	102.53	-29.71	-42.73	-29.47	-72.89

9 Schlussfolgerungen

Die vorliegende Untersuchung hat einerseits Szenarien mit hohen Ölpreisen (80 bis 140 \$ pro Fass) und andererseits Szenarien mit drastischen Mengenverknappungen in Form eines in den Jahren 2010 bzw. 2020 erreichten Gipfels der Weltölförderung in die Betrachtung einbezogen. Die Wechselwirkung der internationalen Märkte mit der Schweiz werden unter diesen Annahmen quantitativ simuliert und diskutiert.

Die untersuchten Energiepreis- und -mengenszenarien enthalten keine politischen Massnahmenpakete. Insbesondere sind die beiden Technologieszenarien („konventionelle Energietechnologien“ und „forciert erneuerbar“) keine hinsichtlich der Kosten ihrer Realisierung miteinander vergleichbaren Politikoptionen, sondern unterschiedliche, exogen vorgegebene „Welten“, mit deren Hilfe die Auswirkungen hoher Energiepreise unter verschiedenen möglichen Technologieentwicklungen durchgespielt werden.

Die ausgewiesenen Ergebnisse basieren auf **langfristigen ökonomischen Gleichgewichten**. Eine solche empirische Simulation mit einem inhaltlichen Fokus auf das Jahr 2035 ist keine quantitativ genaue Prognose. Insbesondere ist sie **keine Konjunkturprognose**, da eher kurzfristige Aspekte wie der derzeitige Investitionsrückstand in der Ölindustrie oder das Überschreiten der Märkte aufgrund psychologischer Effekte nicht berücksichtigt sind. Nicht Konjunktur, sondern Struktur und langfristige Entwicklungen stehen im Zentrum der Betrachtung. Dabei kommt es nicht auf die einzelne Zahl an, sondern auf das Gesamtbild, das sich in den Sensitivitätsanalysen als sehr robust erwiesen hat. Aus diesem Gesamtbild lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen herauslesen.

Rohölpreise über 100 \$ (in \$ von 2001 pro Fass) werden in den Modellsimulationen **langfristig** nur unter extremen Annahmen erreicht. Selbst sehr pessimistische Annahmen zu den Ölreserven führen trotz des unterstellten Weltwirtschaftswachstums von 3% pro Jahr nicht in diesen Preisbereich. Diese Studie kann keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit kurz- und mittelfristiger Ölpreisvolatilitäten machen, die grundsätzlich auch in den dreistelligen Preisbereich führen könnten. Als langfristiger Gleichgewichtspreis sind Ölpreise von über 100\$ jedoch **unwahrscheinlich**, weil perfekte und weniger perfekte Substitute (wir haben vor allem Ethanol und Methanol herausgegriffen sowie Strom aus erneuerbaren Quellen) und Energieeffizienzverbesserungen zu niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen.

Auch fossile Energieträger wie Kohle und Gas bleiben als Öls Substitute weiterhin verfügbar, jedenfalls von den Vorräten her. Während die Erdgasreserven ähnlich begrenzt sind wie das Öl, ist das Kohleangebot auf Sicht der nächsten Jahrzehnte praktisch unbegrenzt. Kohle hat allerdings den höchsten energiespezifischen Kohlenstoffgehalt, weshalb eine starke Zunahme der weltweiten Kohlenutzung den Treibhauseffekt verstärken würde, sofern CO₂-Abscheidung und –Speicherung nicht konsequent angewendet werden oder angewendet werden können.

Die wichtigste klimapolitische Schlussfolgerung aus dieser Studie lautet daher, dass hohe Ölpreise die globalen CO₂-Emissionen zwar kurzfristig etwas senken können, langfristig aber

die **Substitution von Öl durch Kohle** bzw. durch kohlebasierte Brenn- und Treibstoffe eine erhebliche **Gefahr für das Klima** darstellt, jedenfalls sofern sich CO₂-Abscheidung und – Speicherung nicht als wesentlich praktikabler und günstiger erweisen als hier auf der Basis von IPCC-Quellen unterstellt. CO₂-Abscheidung und -Speicherung können zwar bei kohlebasierten Grossanlagen, die in der Nähe geeigneter Lagerstätten liegen, einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, aber in den hier simulierten Szenarien ist dieser Beitrag gering, und es bedarf dazu klarer klimapolitischer Anreize oder Vorschriften. Die Verflüssigung von Kohle zu Methanol ist – energetisch betrachtet – ein unsinniger Weg, der nur in Erwägung gezogen wird, weil unsere Technologiewelt in den Bereichen Verkehr und Wärme heute vorwiegend auf flüssigen Treib- und Brennstoffen basiert.

Aus Biomasse erzeugtes **Ethanol** ist klimapolitisch die bessere Alternative zum kohle- oder erdgasbasierten Methanol. Allerdings sind für einen bedeutenden Beitrag des Ethanols zur Energieversorgung noch einige Fragen zu klären, vor allem was Landnutzungskonflikte in Entwicklungsländern sowie Konflikte zwischen Ernährungs- und Energiezielen betrifft. Fest steht, dass die globale Substitution von Energieträgern Gewinner und Verlierer erzeugen wird. Für die Schweiz wird es wichtig sein, rechtzeitig zu erkennen, wo die Reise hingeht und entsprechende Handelsstrukturen zu etablieren (z.B. mit Brasilien als Ethanolproduzent, um nur ein Beispiel zu nennen) bzw. – sofern für den betreffenden Energieträger relevant – entsprechende Infrastruktur zu schaffen.

Aus allen Szenarien geht hervor, dass die Schweiz trotz den gemäss Modell zu erwartenden Anpassungen im Energiesystem (z.B. energetische Gebäudesanierungen, Ersatz von Ölheizungen durch Erdgas und Wärmepumpen, Einführung bzw. Beimischung alternativer Treibstoffe, Erhöhung der Energieeffizienz) bei den hier unterstellten Energiepreisen mehr für ihre Energieimporte zahlen muss. Da die Schweiz keine eigenen fossilen Bodenschätze besitzt, verschlechtern sich die Terms of Trade deutlich. Die Schweiz trägt also nicht nur die **Kosten der Anpassung des Energiesystems** in Richtung Energieträgersubstitution und höherer Energieeffizienz (wobei es eine Reihe von Energieeffizienzmassnahmen gibt, die sich sehr gut rechnen), sondern muss zusätzliche Ressourcen für die Produktion von Exporten aufwenden um die **verteuerten Energieträgerimporte** zu bezahlen. Schweizer Wirtschaftsleistung und Konsum sinken daher im Vergleich zum Referenzszenario, d.h. einer Entwicklung bei niedrigeren internationalen Energiepreisen, steigen aber immer noch deutlich im Vergleich zum Basisjahr 2000.

Der prozentuale **Wohlfahrtsverlust der Schweiz** (je nach Szenario zwischen 1.7% und 5.5% verglichen mit dem Referenzszenario) ist **im internationalen Vergleich hoch**, was vorwiegend damit zusammenhängt, dass die Schweiz – wie bereits erwähnt – selbst **keine fossilen Rohstoffe** besitzt.

Für die Schweiz, die hier annahmegemäss nicht auf die Option Kohle setzen will, führen hohe Ölpreise zu einem geringeren Einsatz von fossilen Energien und damit zu einer Reduktion von CO₂ und auch anderen Schadstoffen (Partikel, NO_x, SO₂, VOCs etc.). So nehmen also auch die nicht klimarelevanten externen Kosten ab und die Wohlfahrt steigt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne externe Kosten (so genannte **Sekundärnutzen**). In dieser Studie

wurden die klimarelevanten externen Kosten nicht quantifiziert. Bei den traditionellen Luftschadstoffen haben wir nur die Sekundärnutzen in den quantitativ bedeutendsten Teilbereichen Gesundheit und Gebäude berücksichtigt. Im Vergleich zu den grossen Wohlfahrtseinbussen hoher Ölpreise von 1.7% bis 5.5% bezogen auf das Referenzszenario sind die vermiedenen externen Kosten in diesen Teilbereichen relativ bescheiden. Der Wohlfahrtsverlust fällt etwa um 0.1% geringer aus als ohne Berücksichtigung der externen Kosten.

Um den Wohlfahrtsverlust quantitativ besser einordnen zu können: Der durchschnittliche jährliche Verlust an Schweizer Konsum über die nächsten dreissig Jahre (in Schweizer Franken von 2001 und zu Marktpreisen bewertet) verglichen mit dem Referenzszenario beträgt zwischen 7 und 22 Mrd. Franken. Der obere Bereich dieser Ergebnis-Bandbreite beruht allerdings auf Preisannahmen, die unseren Simulationen zufolge von einigermaßen wahrscheinlichen langfristigen Gleichgewichtspreisen ein gutes Stück entfernt liegen.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen die Bedeutung der **Innovation** für die Grösse des Wohlfahrtsverlustes auf. Der technische Fortschritt wurde hier exogen in Form von Lernkurven vorgegeben. Die Politik kann aber selbstverständlich Einfluss auf den energiesparenden technischen Fortschritt nehmen, wobei allerdings zu beachten ist, dass die Schweiz nur im Zusammenspiel mit grösseren Ländern und Institutionen den Fortschritt der Energiesysteme spürbar beeinflussen kann.

Konjunktur und **Beschäftigung** werden bekanntermassen durch hohe Ölpreise beeinträchtigt. Der hier untersuchte *langfristige* negative Einfluss hoher Energiepreise auf die Arbeitslosenrate bleibt aber trotz hoher Wohlfahrtsverluste einigermaßen moderat (für die meisten Szenarien im Bereich eines halben Prozentpunkts). Dies hängt mit der hohen mittel- bis langfristigen Flexibilität der Schweizer Reallöhne zusammen. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass die geringe Steigerung der Arbeitslosenrate mit **weniger stark steigenden Reallöhnen** für jene Arbeitnehmergruppen „erkauft“ wird, die vom **Strukturwandel** bei hohen Energiepreisen am meisten betroffen sind.

Die Simulationen zeigen, dass die Preise für fossile Energieträger auch bei hohen Annahmen zur Substitution der Energieträger langfristig nicht vollständig gekoppelt sind. Dennoch steigen die Erdgaspreise in Ölhochpreisszenarien so stark, dass **GuD-Kraftwerke** keine kostengünstige Lösung zur Schliessung der Stromlücke darstellen. Die Alternativen sind in der Schweiz aus verschiedenen Gründen umstritten (Kernkraft, Grosswasserkraft, Importe), derzeit teuer (Photovoltaik, einheimische Windkraft) oder die Potenziale sind noch unklar (Geothermie, Biogas). Die langfristige Prognose der Preise fossiler Energieträger stellt deshalb eine wichtige Grundlage für wirtschaftlich sinnvolle Entscheidungen im Elektrizitätssektor dar.

Das gilt selbstverständlich auch für andere Energie- und energieintensive Sektoren. Diese Studie zeigt zwar, dass die langfristige Preisentwicklung möglicherweise weniger dramatisch verlaufen wird als von manchen befürchtet. Sie zeigt aber auch, dass die volkswirtschaftlichen Implikationen hoher Energiepreise erheblich sind und dass hohe Ölpreise kein geeigneter Ersatz für eine international koordinierte Klimapolitik sind.

10 Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten

10.1 Ökonomische Rahmendaten

10.1.1 Der GTAP6-Datensatz für die Weltwirtschaft

Für das dynamische Mehrländermodell benutzen wir die aktuelle Version der GTAP-Daten (Version 6), einen globalen Datensatz für das Jahr 2001. Der Schweizer Datensatz für 2001 wurde in diesen internationalen Datensatz integriert.

GTAP steht für **G**lobal **T**rade **A**nalysis **P**roject und ist ein weltweites Projekt, das Daten und Software für die Implementierung von berechenbaren Mehrländer-Gleichgewichtsmodellen bereitstellt.⁷ Die Datenbasis steht jedermann gegen Selbstkosten zur Verfügung. Die GTAP Datenbasis wurde bereits für zahllose (angewandte) Forschungsarbeiten eingesetzt. Die Hauptakteure sind Mitglieder eines Konsortiums bestehend aus renommierten internationalen und nationalen öffentlichen und privaten Organisationen.⁸ Das Projekt wird durch das Centre of Global Trade Analysis der Purdue University (Indiana, USA) koordiniert. Ein weltumspannendes Netz von Forschern benutzt die Daten für Analysen und tauscht die Ergebnisse über das Internet aus.

Die Version 6 enthält die Input-Output-Tabellen und Handelsdaten für 87 Regionen bzw. Länder und 57 Sektoren. Weiter wurde der Datensatz um einen spezifischen Energiedatensatz erweitert. Die Energiedaten (Preise, Mengen und Steuern) stammen von der IEA (International Energy Agency).

10.1.2 Input-Output-Tabellen

Für das Ausland werden die oben beschriebenen GTAP-Input-Output-Tabellen verwendet. Tabelle 10-1 zeigt die Aggregation der IO-Tabellen zu Modellregionen in MultiSWISSEnergy.

⁷ Eine detaillierte Beschreibung der Datenbasis findet man in Hertel T. (1997), Global Trade Analysis, Modeling and applications und McDougall R.A. et al. (1998), Global Trade Assistance and Protection: The GTAP 6 Data Base.

⁸ Einige dieser Organisationen sind: Weltbank, World Trade Organisation (WTO), United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), OECD Development Centre, European Commission.

Tabelle 10-1: Aggregation der GTAP-Input-Output-Tabellen zu Modellregionen (Ausland)

Aggregat	Input-Output-Tabellen aus GTAP
Europäische Union	Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Grossbritannien, Irland, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
Sonstige Industrieländer	Japan, Australien, Neuseeland, Sonstige Ozeanien, Kanada, Bulgarien, Kroatien, Rumänien, Türkei, Russland, Sonstige ehemalige Sowjetunion, EFTA (Sonstige), Europa (Sonstige)
OPEC	Indonesien, Venezuela, Mittlerer Osten (Sonstige), Nordafrika (Sonstige)
Sonstige Entwicklungsländer	China, Hong Kong, Korea, Taiwan, Ostasien (Sonstige), Malaysia, Philippinen, Singapur, Thailand, Vietnam, Südostasien (Sonstige), Indien, Bangladesch, Sri Lanka, Südasien (Sonstige), Mexiko, Zentralamerika, Karibik (Sonstige), Nordamerika (Sonstige), Kolumbien, Peru, Andenpakt (Sonstige), Brasilien, Argentinien, Chile, Uruguay, Südamerika (Sonstige), Amerikanische Freihandelszone (Sonstige), Albanien, Marokko, Tunesien, Botswana, Südafrika, Südafrikanische Zollunion (Sonstige), Malawi, Mosambik, Sambia, Simbabwe, Tansania, Südafrikanische Entwicklungsgemeinschaft (Sonstige), Madagaskar, Uganda, Afrika südlich der Sahara (Sonstige)

Für die Schweiz verwenden wir die Input-Output-Tabelle von 2001, die in einer Zusammenarbeit zwischen CEPE und EcoPlan auf Basis der methodischen Prinzipien des *European System of National and Regional Accounts* (ESA) erstellt wurde. Die wichtigsten Datenquellen zur Erstellung der Input-Output-Tabelle waren die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Produktionsstatistiken für 43 Sektoren, Steuerstatistik, Aussenhandelsstatistik und Zahlungsbilanz. Detaillierte Informationen zur Methodik bei der Erstellung der Schweizer Input-Output-Tabelle von 2001 findet man in Nathani, C. et al. (2006): Estimation of a Swiss Input-Output Table for 2001, CEPE Report No. 6, Zürich.

Die Sektoraggregation wurde so gewählt, dass eine möglichst gute sektorale Übereinstimmung zwischen den beiden Datenquellen besteht (vgl. Tabelle 10-2).

Tabelle 10-2: Übereinstimmung zwischen den GTAP- und NOGA-Sektorklassifizierungen

Sektor im Modell		GTAP	NOGA	Abweichungen [£]
AGR	Land- und Forstwirtschaft	Agricultural sectors*, forestry, fishing	01, 02, 05	Agricultural services for farming of animals (ROS)
CON	Hoch- und Tiefbau	Construction	45	Sanitary installation, plumbing (ROI), joinery installation (MCH, ROI), glazing (MCH)
MCH	Maschinenbau	Motor vehicles and parts, transport equipment nec, electronic equipment, machinery and equipment nec	29 - 35	Weapons and amunition (ROI), non-electric domestic appliances (ROI), building and repairing of ships, pleasure and sporting boats (TRP), medical and surgery equipment and orthopaedic appliances (CHM, ROI, ROS), optical instruments (CHM)
CHM	Chemie und Kunststoffe	Chemical and rubber and plastic products	24, 25	Essential oils (ROI), builders' ware of plastic (MCH), other plastic products (MCH)
OIL	Raffinerieprodukte	Oil	23	Coke oven products (ROI), processing of nuclear fuel (ROI)
ENY	Energie	Coal, gas, gas distribution, petroleum and coal products, electricity	40	keine
TRP	Transport	Transport nec, sea transport, air transport	60 - 63	Regular interurban passenger transport; activities of travel agencies and tour operators; tourist assistance activities nec (ROS)
ROI	Sonstige Industrie	Food and beverages ⁺ , ferrous metals, metals nec, metal products, minerals nec, mineral products nec, manufactures nec, textiles, wearing apparel, leather products, wood products, paper products and publishing, water	14 - 22 26 - 28 36, 37, 41	Other glass, including technical glassware (MCH), luggage, handbags and the like, saddlery and harness (MCH), footwear (CHM, MCH), chairs and seats (CHM), imitation jewellery (CHM), reproduction of recorded media (MCH), tools (MCH)
ROS	Sonstige Dienstleistungen	Trade, public administration, defence, health, education, dwellings, communication, business services nec, recreation and other services, financial services, insurance	50 - 55 64 - 92	Courier activities other than post activities (TRP), photographic laboratories (MCH), packaging activities (TRP)

[£] NOGA-Subsektoren, die nach der GTAP-Systematik ganz oder teilweise in einen anderen Sektor gehören (Sektor in Klammern angegeben, kursiv, wenn der Subsektor nur teilweise dem genannten Sektor zugeordnet ist).

* paddy rice, wheat, cereal grains nec, vegetables, fruit, nuts, oil seeds, sugar cane, sugar beet, plant-based fibres, crops nec, cattle, sheep, goats, horses, animal products nec, raw milk, wool and silk-worm cocoons.

⁺ meat of cattle and sheep and goats and horses, meat products nec, vegetable oils and fats, dairy products, processed rice, sugar, food products nec, beverages, tobacco products.

Unterschiede in der Klassifizierung sind per se kein Problem, es sei denn aus einem der folgenden beiden Gründe:

- Mangelnde Vergleichbarkeit zwischen Schweizer und ausländischen Branchenergebnissen;
- Aussenhandelsdaten lassen sich aufgrund der Sektorunterschiede nicht abgleichen.

Die Unterschiede zwischen den Klassifizierungen sind jedoch bei keinem Sektor so gewichtig, dass einer dieser Gründe vorliegt. Die grössten Unterschiede weist OIL auf: Kokereien und nukleare (Wieder-)aufbereitung gehören nach NOGA zu diesem Sektor. Allerdings ist das für die Schweiz irrelevant, so dass auch hier kein erhebliches Problem besteht.

Der Abgleich der Aussenhandelsdaten ist das Hauptproblem. Wesentlich sind hier aber nicht die Unterschiede in der Klassifizierung, sondern:

- Unterschiedliche Konzepte der verwendeten Aussenhandelsstatistiken;
- Die Schweizer Daten in GTAP2001 (die durch die Schweizer IOT 2001 ersetzt werden) beruhen auf einer Bearbeitung und Fortschreibung der Schweizer IOT von 1995. Dementsprechend weichen die GTAP-Handelsdaten für die Schweiz teilweise erheblich von denen in der Schweizer IOT 2001 ab.

Die Integration der beiden Input-Output-Datenquellen erfolgt über die Handelsdaten, wobei für die Schweiz die Schweizer Handelsdaten massgeblich sind. Zunächst wird die Schweizer IOT auf Basis der GTAP-Handelsdaten in GTAP integriert. Für die *benchmark*-Kalibrierung werden zur Einpassung der Schweizer Daten exogene Nachfragen bzw. Angebote definiert. In der BaU-Kalibrierung werden diese exogenen Nachfragen/Angebote eliminiert, und der BaU wird unter Massgabe der Aussenhandelsdaten der Schweizer IOT 2001 rekaliert.

Weiter war eine Disaggregation der Schweizer IOT im Energiebereich (fossile Energieträger, Strom) notwendig. In GTAP ist diese Disaggregation bereits enthalten. Die Schweizer IOT 2001 wurde aber nicht einfach anhand der in GTAP ausgewiesenen Anteile disaggregiert, sondern die Disaggregation wurde aus Schweizer Daten abgeleitet (siehe Kapitel 10.2).

10.1.3 Weltwirtschaftliche Rahmenentwicklung

Die Abschätzungen der Entwicklung des internationalen Umfelds stützen sich auf folgende Quellen:

- International Energy Agency (2005), *World Energy Outlook*, Paris;
- DOE (Department of Energy) (2004), *International Energy Outlook*, Washington, DC: Energy Information Administration;
- EU (2003), *European Energy and Transport Trends to 2030*, European Commission, Brussels;
- IIASA (1998), *IIASA/WECC Global Energy Perspectives*, <http://www.iiasa.ac.at>.

Die von diesen bedeutenden Energieinstitutionen verwendeten langfristigen Wachstumsprognosen weichen kaum voneinander ab und liegen bei durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der Weltwirtschaft von ungefähr 3.0%. Wir geben den Szenariendaten des DoE den Vorrang. Dies geschieht aus Konsistenzgründen mit den verwendeten Daten zur Energienachfrage, welche vom DoE unter Annahme dieser Wachstumsprognosen abgeleitet wurden.

10.1.4 Schweizer Rahmenentwicklung

Die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten, welche für Projekte der Bundesverwaltung zu verwenden sind, werden vom Perspektivstab des Bundes festgelegt. Wir stützen uns hier im Besonderen auf das Demografieszenario „Trend“ des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2001) und auf die BIP - Szenarien des Staatsekretariats für Wirtschaft (Seco, 2005). Dies entspricht genau den Annahmen, welche für das Gleichgewichtsmodell im Rahmen der Energieperspektiven getroffen wurden.

Bevölkerungsszenarien

Das Demografieszenario „Trend“ des Bundesamtes für Statistik beruht auf der Fortsetzung von Entwicklungen der letzten Vergangenheit, wobei Trends in der Folge des bilateralen Abkommens über den freien Personenverkehr berücksichtigt werden. Die Annahmen implizieren ab 2005 einen stetigen Rückgang der Zuwachsrate der Bevölkerung. Ab 2027 nimmt die Bevölkerungszahl absolut ab. Die Gesamterwerbsquote nimmt zum Ende des Betrachtungszeitraums ab, weil der Altersquotient (also das Verhältnis zwischen den Personen im Rentenalter und den Personen im erwerbsfähigen Alter) deutlich steigt. Tabelle 10-3 fasst die wichtigsten Kennzahlen des BFS-Demografieszenarios „Trend“ zusammen.

Tabelle 10-3: Wohn- und Erwerbsbevölkerung gemäss BFS-Demografieszenario „Trend“

	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Wohnbevölkerung in Mio.	7.16	7.33	7.39	7.41	7.31	7.17
Erwerbsbevölkerung in Mio.	3.98	4.17	4.14	3.93	3.81	3.75
Gesamterwerbsquote in %	55.6	56.8	56.0	53.0	52.2	52.3

BIP - Szenarien

Die vom Seco erarbeiteten BIP - Szenarien beruhen auf einer Schätzung des Produktivitätswachstums und den Resultaten der Demografieszenarien des BFS. Für die Schätzung des Wachstums der Arbeitsproduktivität kamen die Daten der Jahre 1980 - 2000 zur Anwendung (beide Jahre sind Konjunktur-Spitzen und eignen sich aus diesem Grunde für die Bildung von durchschnittlichen Wachstumsraten). Es resultiert ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 0.89%.

Das Seco weist darauf hin, dass aus einer konsequenten Umsetzung der Massnahmenpakete der Wachstumspolitik, wie sie auch von der OECD vorgeschlagen werden, ein um bis zu 0.7% höheres jährliches Wirtschaftswachstum resultieren würde verglichen mit der Variante „BIP Trend“. In den Energieperspektiven wird in der Variante „BIP hoch“ eine teilweise Umsetzung der Massnahmenpakete unterstellt. Diese Annahme schlägt sich in einem durchschnittlichen Wachstum nieder, das um 0.5 Prozentpunkte über demjenigen der Variante „BIP Trend“ liegt (vgl. Tabelle 10-4).

Tabelle 10-4: Durchschnittliche BIP Wachstumsraten unterschiedlicher Zeitabschnitte (in%)

Zeitraum	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2040	2000 - 2040
BIP Trend	1.4	1.0	0.5	0.7	0.9
BIP Hoch	1.9	1.5	1.0	1.3	1.4

Wir verwenden in MultiSWISSEnergy für die Schweiz die Wachstumsannahmen gemäss Variante „BIP hoch“ der Energieperspektiven mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 1.4%. Der Grund für die Wahl von „BIP hoch“ liegt in der ungefähren Vergleichbarkeit mit den eher optimistischen Prognosen für Westeuropa (2%). Für die Schweiz kann eine Fortschreibung des 0.9%-Wachstumstrends dagegen als eher pessimistisch gesehen werden. Die Verwendung sehr unterschiedlicher Wachstumstrends führt im Modell zu starken strukturellen Veränderungen im Aussenhandel. Diese werden richtigerweise abgebildet, wenn sie auf tatsächlich erwarteten langfristigen Wachstumsdifferenzen beruhen (z.B. zwischen den Schwellenländern und Westeuropa). Innerhalb Westmitteleuropas entbehren extrem unterschiedliche Wachstumstrends – ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 2% verdoppelt das Sozialprodukt in 35 Jahren, während das Schweizer BIP-Szenario Trend im selben Zeitraum lediglich einen Zuwachs von 36% impliziert – einer überzeugenden theoretischen Grundlage. Wir betrachten daher die Schweizer Variante „BIP hoch“ – mit einem BIP-Zuwachs über 35 Jahre von 63% – als sinnvolle Annahme.

10.2 Daten zu den Schweizer Energiesektoren

10.2.1 Sektorale Energienachfragen

Die Nachfrage der Schweizer Sektoren nach fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas, Kohle) und Strom im Basisjahr 2001 wurde auf der Basis von physikalischen Daten in den Schweizer Input-Output-Datensatz integriert. Die Daten zu den physikalischen Energienachfragen wurden uns aus laufenden Forschungsarbeiten von C. Nathani (ETH Zürich) zur Verfügung gestellt. Sie beruhen auf der Verarbeitung verschiedener Datenquellen (Energiebilanz aus der Energiestatistik, Helbling-Umfrage in Industrie und Dienstleistungen, Basics/CEPE-Studie für das BUWAL, BFE-Statistiken, etc.). Tabelle 10-5 zeigt die Daten zur physikalischen Energienachfrage der Sektoren in der von uns vorgenommenen Aggregation.

Tabelle 10-5: Energienachfrage der Sektoren [in TJ]

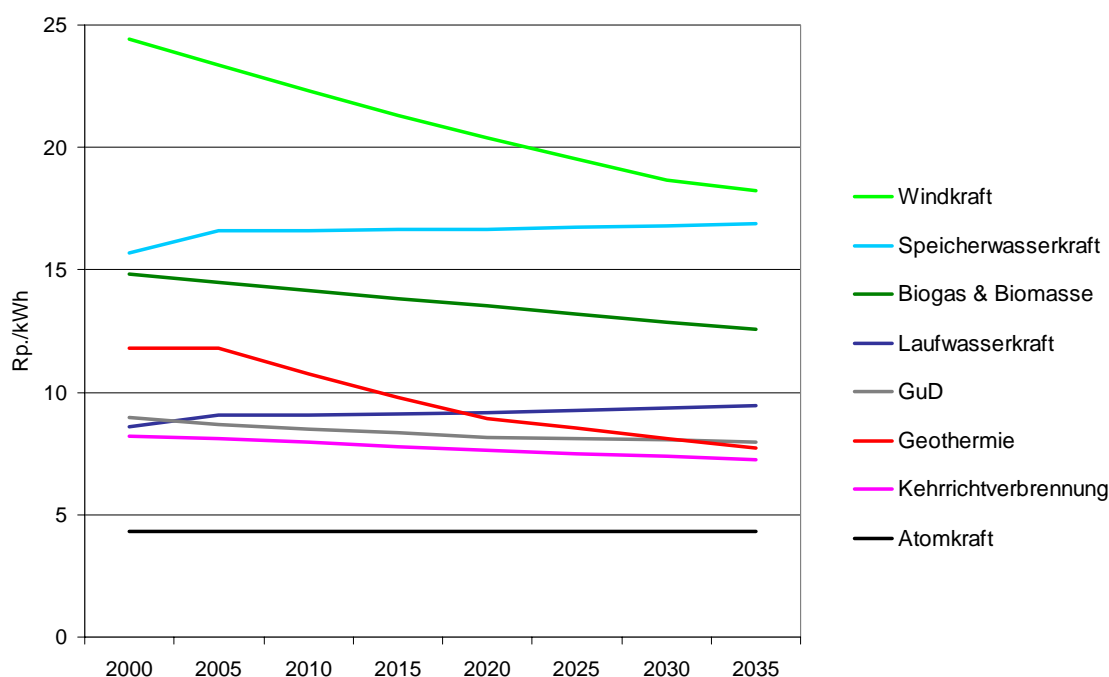
	<i>Elektrizität</i>	<i>Rohöl</i>	<i>Raffinerie- produkte</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Kohle</i>
Land- und Forstwirtschaft	2'790	0	9'112	0	0
Hoch- und Tiefbau	1'764	0	10'133	619	0
Maschinenbau	9'313	0	13'418	2'616	4
Chemie und Kunststoffe	13'793	0	7'503	9'811	3
Raffinerieprodukte	0	209'220	10'510	0	0
Energie	21'530	0	881	7'290	0
Transport	12'449	0	98'208	1'265	0
Sonstige Industrie	42'631	0	33'339	19'640	6'033
Sonstige Dienstleistungen	50'833	0	69'768	20'203	0

10.2.2 Stromerzeugung

Im Modell sind die wichtigsten Stromerzeugungstechnologien der Schweiz explizit abgebildet. Kostendaten und Kapazitätslimiten entsprechen im Wesentlichen jenen, die von Prognos im Rahmen der Energieperspektiven für das Szenario III verwendet werden. Kostendaten und Potenziale wurden dabei in Zusammenarbeit mit Prognos aus detaillierteren Datensätzen durch geeignete Aggregation gewonnen, d.h. durch Auswahl der wirtschaftlich bedeutends-

ten Erzeugungstechnologien und, wo notwendig, durch gewichtete Aggregation. Weitere geringfügige Abweichungen von den bei Prognos zugrunde gelegten spezifischen Erzeugungskosten können sich dadurch ergeben, dass die Kosten unter Verwendung der Grundannahmen des Modells berechnet werden, z.B. mit einem Zinssatz von 5%. Grafik 10-1 fasst die Entwicklung der Stromgestehungskosten für neue Kraftwerke der verschiedenen Technologien zusammen. Die Kosten der Photovoltaik liegen oberhalb der Skala dieser Grafik, weshalb sie für die unter Kostenminimierungsannahmen erzeugten Modellergebnisse keine Rolle spielt.

Grafik 10-1 Stromgestehungskosten in der Schweiz [in Rp./kWh]



Die Stromerzeugungstechnologien werden drei verschiedenen Lastbereichen (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast) zugeordnet, um die marktliche Bewertung unterschiedlicher Eigenschaften des erzeugten Stroms – beispielsweise hinsichtlich Verfügbarkeit, Vorhersagbarkeit, Volatilität und Flexibilität – wenigstens grob berücksichtigen zu können. Die genaue Zuordnung der Technologien zu den Lastbereichen wird im Kapitel 3.2 ausgewiesen.

Tabelle 10-6 zeigt die Potenziale der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien bis 2035. Dabei handelt es sich nicht um rein technische Potenziale. Vielmehr bezieht der verwendete Potenzialbegriff wirtschaftliche und ökologische Überlegungen teilweise mit ein, so dass man in die Nähe des Begriffes eines „ausschöpfbaren Potenzials“ gelangt (vgl. Exkurs zu den Potenzialbegriffen in den Energieperspektiven von Michel Piot). Weiter sind die Potenziale jeweils in Ausbau- und Ersatzpotenzial unterteilt. Das Ersatzpotenzial basiert auf voraussichtlichen Stilllegungen bestehender Anlagen, welche zum gegebenen Zeitpunkt das Ende ihrer

technischen Lebensdauer erreicht haben werden. Das Ausbaupotenzial gibt Zubaumöglichkeiten an, die über den Ersatz bestehender Anlagen hinaus genutzt werden können, falls dies politisch und kommerziell gewünscht wird. Die Potenziale für die im Gleichgewichtsmodell verwendeten aggregierten Technologien sind von Prognos aus den Potenzialen für das Energieperspektiven-Szenario III abgeleitet worden.

Tabelle 10-6: Ersatz- und Ausbaupotenziale der Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz [kumulativ, in GWh/Jahr]

	<i>Potenzial</i>	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Atomkraft	Ausbau	0	0	0	0	0	24320	24320
	Ersatz	0	0	0	2774*	8247*	8247	8247
Speicherwasserkraft	Ausbau	0	0	173	346	692	1038	1558
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasserkraft	Ausbau	0	0	25	220	665	1780	2405
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Kehrrichtverbrennung	Ausbau	0	257	866	1428	1738	1916	1916
	Ersatz	0	107	466	828	1138	1426	1526
GuD	Ausbau	0	2142	25242	25242	25242	25242	25242
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Biogas & Biomasse	Ausbau	11	457	1113	2324	3608	4875	5147
	Ersatz	4	58	329	549	754	899	949
Geothermie [#]	Ausbau	0	20	80	225	750	1500	2000
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Windkraft	Ausbau	3	243	609	1793	3565	5393	7022
	Ersatz	0	0	0	8	16	28	28
Photovoltaik	Ausbau	3	56	112	162	305	543	1005
	Ersatz	0	0	0	6	10	17	17

* Stillgelegte Kapazität; Kernkraftzubau annahmegemäss nicht vor 2030.

[#] Das Ausbaupotenzial wurde in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» im Vergleich zu den hier ausgewiesenen Daten verdreifacht.

10.2.3 Transport

Den Schweizer Transportsektor haben wir in zwei Aggregate unterteilt:

- Strassenverkehr und Luftfahrt,
- Schienenverkehr, Schifffahrt und (sonstiger) öffentlicher Verkehr.

Wir haben die Input-Output-Tabelle im Bereich Verkehr bearbeitet, um neben den Verkehrsdienstleistungen auch den Werkverkehr und den Privatverkehr in die Verkehrssektoren zu integrieren. Die Grundlage für diese Bearbeitung lieferte der Bericht „Infras (2005): Beitrag des Verkehrs zur Wertschöpfung in der Schweiz: Teilprojekt 2 der Studie Nutzen des Verkehrs.“ Infras hat die Verkehrssektoren der Schweizer Input-Output-Tabelle von 2001 in 13 Verkehrssektoren zerlegt und dabei den Werkverkehr in die Verkehrssektoren integriert.

10.2.4 Wärme

Die Referenzentwicklung für den Verbrauch von Öl und Gas zu Heizzwecken wurde bestmöglich an die Referenzentwicklung angeglichen, die in den Bottom-up-Modellen der Energieperspektiven für Haushalte, Industrie und Dienstleistungen verwendet wurden. Tabelle 10-7 gibt die verwendete Referenzentwicklung wieder.

Tabelle 10-7: Referenzentwicklung für Heizöl und Erdgas im Wärmebereich [in PJ]

	<i>Haushalte</i>		<i>Industrie</i>		<i>Dienstleistungen</i>	
	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>
2005	137.5	39.1	31.0	36.5	47.2	22.2
2010	135.4	40.2	30.3	38.9	43.3	24.1
2015	129.3	43.1	30.2	39.8	40.0	25.8
2020	121.1	45.4	29.8	39.0	37.4	27.3
2025	113.1	47.2	28.3	38.3	35.0	28.7
2030	105.3	48.7	28.0	38.2	32.9	30.0
2035	98.1	50.0	28.0	39.2	31.0	31.3

Die Verteilung der Nachfragen auf die einzelnen Modellsektoren für das Basisjahr erfolgte proportional zu den jeweiligen Wärmebezugsflächen. Die industrielle Nachfrage nach Prozesswärme wurde nicht gesondert betrachtet.

10.3 Elastizitäten

Elastizitäten geben an, wie stark sich eine Variable in Abhängigkeit einer anderen Grösse ändert. Die Angebotselastizität – oder ausführlich: die Preiselastizität des Angebots – gibt beispielsweise an, um wie viel Prozent sich die auf dem Markt angebotene Menge eines Gutes erhöht, wenn der Preis des Gutes um ein Prozent steigt.

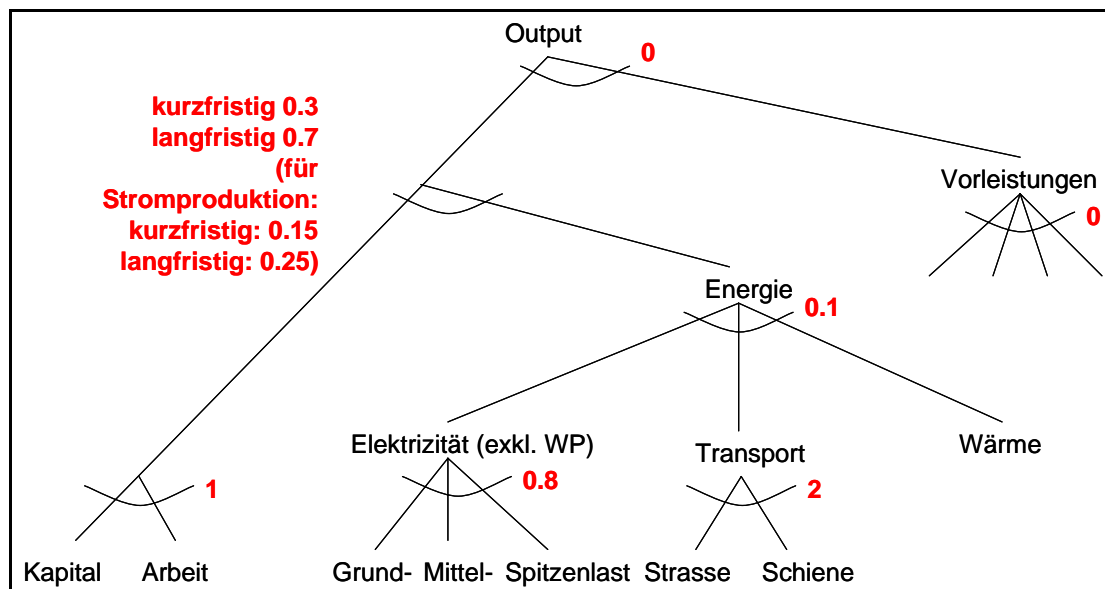
Angebots- und Nachfragemengen hängen in der Realität nicht nur vom Preis des Gutes selbst, sondern noch von vielen anderen Grössen, insbesondere von den Preisen naher Substitute ab. Um der Komplexität der Substitutions- (und Einkommens-)zusammenhänge gerecht zu werden, verwenden wir geschachtelte CES-Funktionen (CES steht für „constant elasticity of substitution“), in denen i.d.R. nahe Substitute im selben Nest stehen, so dass sie in einem bestimmten Mass direkt gegeneinander substituiert werden können. Wie gut sie gegeneinander substituierbar sind, gibt die Substitutionselastizität vor; sie sagt aus, um wie viel Prozent der Quotient der nachgefragten Mengen zunimmt, wenn der umgekehrte Quotient der zugehörigen Preise um ein Prozent steigt.

Die in einem Nest zusammengefassten Güter oder Faktoren sind im nächst höheren Nest als Aggregat substituierbar gegen weitere Güter, Faktoren oder Aggregate. So entsteht eine geschachtelte Struktur aus Substitutionsbeziehungen, welche neben den explizit ersichtlichen Substitutionselastizitäten implizit auch Einkommenselastizitäten und nestübergreifende Kreuzpreiselastizitäten berücksichtigt (vgl. Grafik 10-2 bis Grafik 10-5, in denen die rot geschriebenen Zahlen die Substitutionselastizität für das jeweilige Nest angeben).

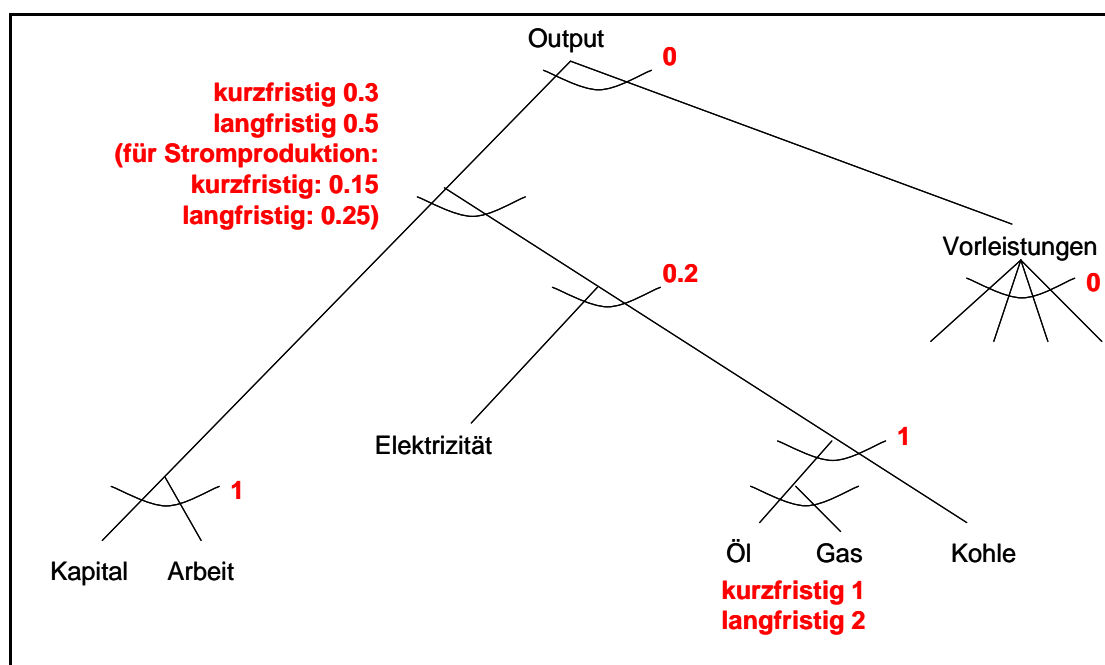
Die Schweizer CES-Schachtelungen in Produktion und Konsum unterscheiden sich von den internationalen CES-Schachtelungen aufgrund der detaillierteren Modellierung. Für die Schweiz wurden technische Substitutionsoptionen in den Bereichen Strom und Wärme explizit abgebildet. Hinzu kommt die explizite Abbildung des Modal Split im Verkehr, welche ebenfalls nur für die Schweiz umgesetzt wurde.

Produktion

Grafik 10-2: CES-Schachtelung in der Produktion (Schweiz)

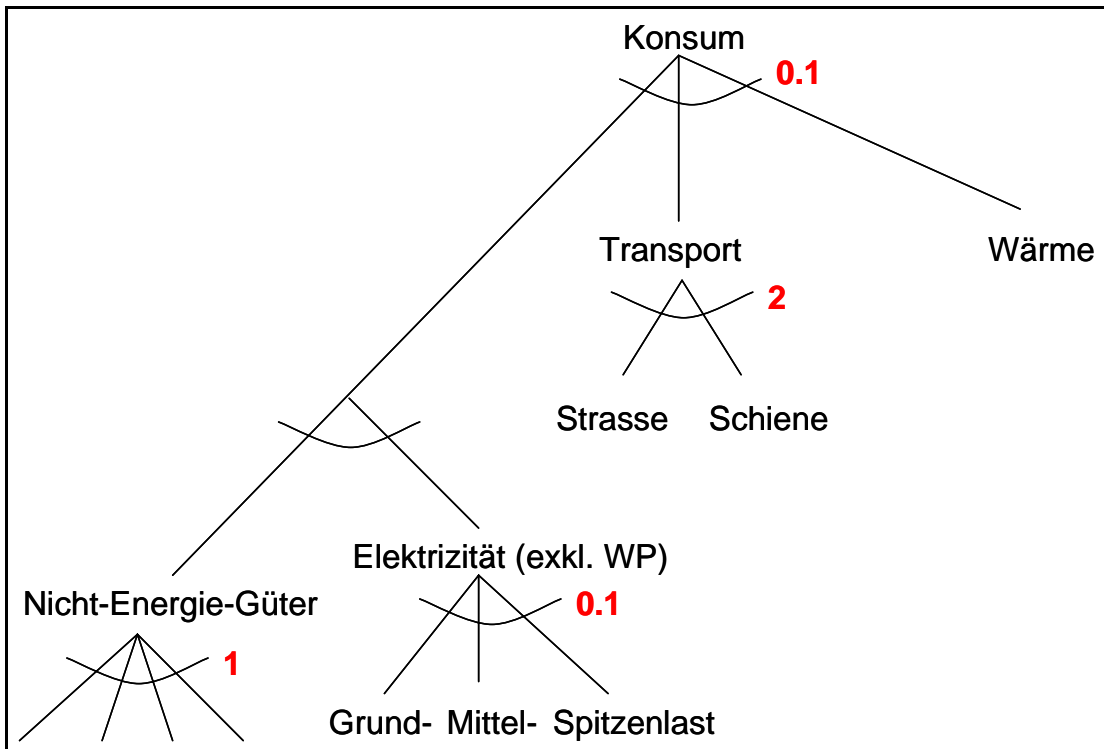


Grafik 10-3: CES-Schachtelung in der Produktion (international)

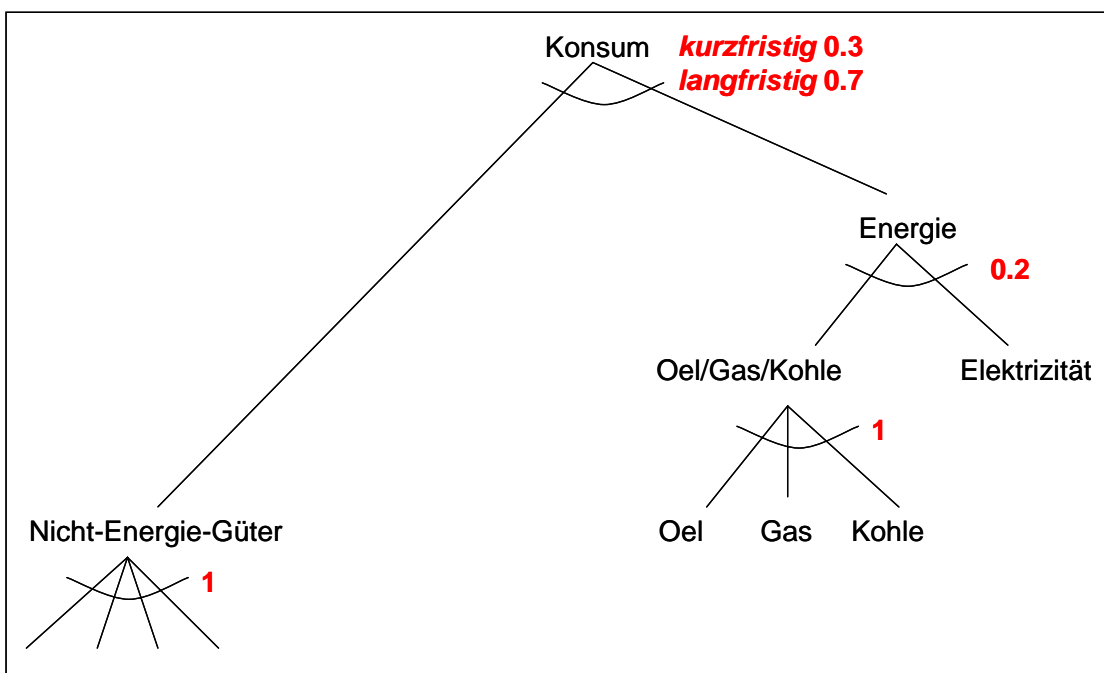


Konsum

Grafik 10-4: CES-Schachtelung im Konsum (Schweiz)



Grafik 10-5: CES-Schachtelung im Konsum (international)



Globale Angebotselastizitäten für fossile Energieträger

In den Preisszenarien verwenden wir als globale Angebotselastizitäten für fossile Energieträger folgende Werte:

- Rohöl: 0.5
- Kohle: 0.5
- Erdgas: 0.2

Aussenhandel

Die Effekte im Aussenhandel werden entscheidend von den so genannten Armington-Elastizitäten beeinflusst. Diese geben an, wie gut heimische und ausländische Güter desselben Sektors gegeneinander substituiert werden können bzw. wie gut Importgüter aus verschiedenen Herkunftsregionen gegeneinander substituierbar sind. Wir verwenden, wann immer dies für die Schweiz sinnvoll erscheint, die in der GTAP-Datenbank ausgewiesenen Armington-Elastizitäten. Rohöl und Kohle werden jeweils als homogene Güter aufgefasst (unendliche Armington-Elastizität).

Tabelle 10-8 zeigt die verwendeten Armington-Elastizitäten.

Tabelle 10-8: Armington-Elastizitäten

Sektor im Modell		Armington-Elastizitäten	
		heimische versus Importgüter	zwischen verschiedenen Importen
AGR	Land- und Forstwirtschaft	2.531	4.753
CON	Hoch- und Tiefbau	1.900	3.800
MCH	Maschinenbau	3.884	7.839
CHM	Chemie und Kunststoffe	0.250	0.500
CRU	Rohöl	∞	∞
OIL	Raffinerieprodukte	0.250	0.500
GAS	Gas	11.848	33.818
COA	Kohle	∞	∞
ELE	Elektrizität	2.800	5.600
RTP	Strassen- und Luftverkehr	1.900	3.800
PTP	Öffentlicher Verkehr	1.900	3.800
ROI	Sonstige Industrie	0.250	0.500
ROS	Dienstleistungen	1.900	3.800

11 Anhang B: Die MESSAGE-Technologieszenarien

11.1 Szenarienüberblick

Das globale Langfristenergiemodell MESSAGE (IIASA, Laxenburg) wird im Rahmen der vorliegenden Studie verwendet um zwei alternative Technologieszenarien unter der Annahme hoher Energiepreise zu entwickeln.

Als Ausgangspunkt wurde ein Szenario gewählt, welches das IIASA 1998 in der Studie „Global Energy Perspectives“ in Zusammenarbeit mit dem World Energy Council (WEC) mit Hilfe von MESSAGE entwickelt hatte. Das so genannte Szenario A2 wurde gewählt, da in diesem Szenario durch die Annahme relativ geringer Verfügbarkeit von Rohöl und Erdgas schon ein hoher Energiepreis vorgegeben ist. Ausgehend von den Energiekosten⁹, die sich aus dem Grundscenario ergeben, wurden die Kosten für importierte Energieträger auf einen Erdölpreis von 100\$ pro Fass angehoben.

Als mögliche Reaktionen auf die hohen Erdölpreise wurden zwei Entwicklungsrichtungen angenommen, die den Technologieszenarien zugrunde liegen:

1. Konventionelle Energiequellen (KE): Die technische Entwicklung beruht hauptsächlich auf der vorsichtigen Anhebung bisheriger Effizienztrends bei bestehenden Technologien. Es werden keine politischen Beschränkungen der Kernenergie und der Clean-Coal-Technologie angenommen, so dass insgesamt die diese Großtechnologien weltweit bestimmend sind bzw. bleiben. Daneben werden erneuerbare und neue Technologien berücksichtigt. Lernkurven und Kapazitätslimiten der neuen Technologien wurden in der Technologiewelt „konventionelle Energiequellen“ zwar nicht pessimistisch, aber doch mit einer gewissen Vorsicht geschätzt, z.B. was die verfügbaren Anbauflächen für Biomasse betrifft. Erneuerbare und neue Technologien stellen daher in dieser Technologiewelt lediglich eine Beimischung zu den konventionellen Technologien dar.
2. Forciert erneuerbar (FE): Es wird davon ausgegangen, dass die technische Entwicklung schneller vor sich geht als im Technologiewelt „konventionelle Energiequellen“, insbesondere dass die erneuerbaren Energien wirtschaftlicher werden und weltweit politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine höhere Ausschöpfung der Potenziale erneuerbarer Energien ermöglichen. Durch verschiedene Beschränkungen (Kernenergie) und Annahmen bezüglich Förderungen (Solarenergie und Biomasse) wird diese Entwicklung vorgegeben. Dies bezieht sich insbesondere auf Europa.

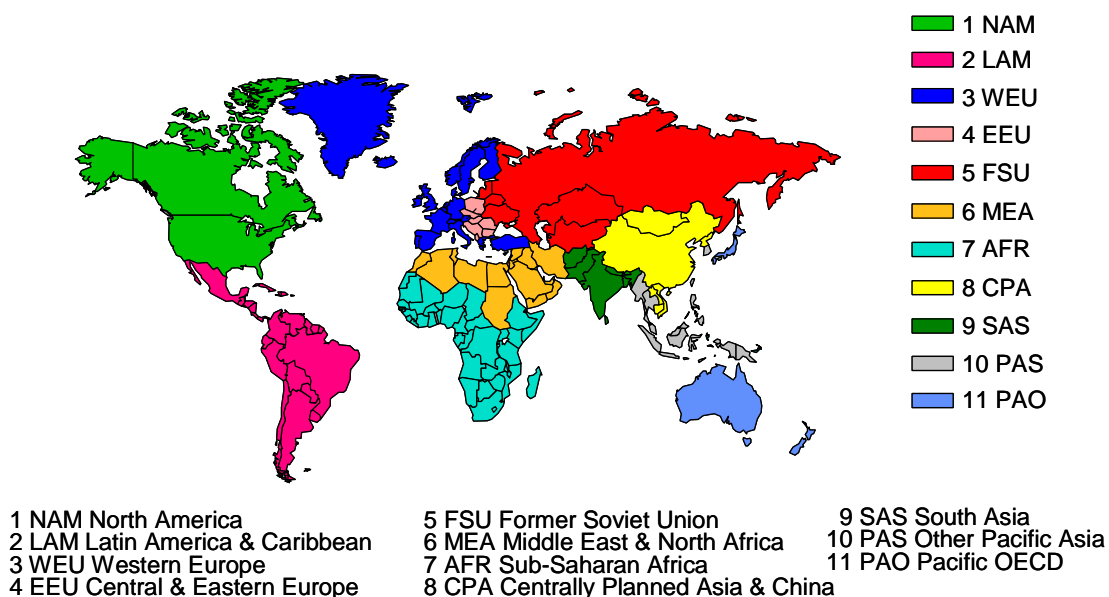
In den folgenden Abschnitten werden zuerst kurz das verwendete Modell und die verwendeten Annahmen dargestellt und dann die Ergebnisse beschrieben.

⁹ Als „Energiekosten“ werden die Schattenpreise der global gehandelten Energieträger verwendet.

11.2 Das verwendete Modell: MESSAGE

MESSAGE (Model for Energy Supply Systems Analysis and their General Environmental impact) ist ein Modell das durch Kostenminimierung unter Beschränkungen einen optimalen Energiepfad für die gesamte Welt über die nächsten 100 Jahre ermittelt. Dazu wurde die Welt in 11 Regionen unterteilt um die unterschiedlichen Ausgangspunkte und Entwicklungspfade zu reflektieren (siehe Grafik 11-1). Die Problemlösung erfolgt dabei durch lineare Programmierung. Das Energiesystem für jede Weltregion wird in einem RES (Reference Energy System) dargestellt in dem die Energieformen auf den jeweiligen Energiestufen (z.B.: Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie) durch Technologien verbunden sind die die Umwandlung oder den Transport von Energieträgern beschreiben. Diese Technologien sind durch ihre Kosten (Investition, fixe und variable Betriebskosten) und ihre technischen Parameter (Wirkungsgrad, Verfügbarkeit, etc.) beschrieben. Jede Region wird dabei durch etwa 250 Technologien dargestellt. Weitere wesentliche Modellvorgaben betreffen die Verfügbarkeit von Energiequellen, die Entwicklung der Energienachfrage und zusätzliche Beschränkungen. Die Energievorräte für nicht erneuerbare Energieträger werden in mehrere Kategorien unterteilt, die die unterschiedlichen Produktionskosten und zeitliche Verfügbarkeit ausdrücken. Die Energienachfrage ist als Nutzenergie dargestellt. Dadurch ist die direkte Preisreaktion dieser Nachfragen gering, die Reaktion auf Preise erfolgt hauptsächlich über die Technologieauswahl (verschiedene Energieträger oder Einspartechnologien). Ein weiterer bestimmender Faktor sind zusätzliche Beschränkungen, wie etwa Emissionsgrenzen, maximale Importabhängigkeit, maximaler oder minimaler Anteil bestimmter Energieträger. Die energetische Verbindung der Weltregionen wird über ein eigenes Modul (glb) dargestellt, das den Handel mit Energieträgern abbildet (Rohöltransport, Gaspipelines, etc.).

Grafik 11-2: Weltregionen in MESSAGE



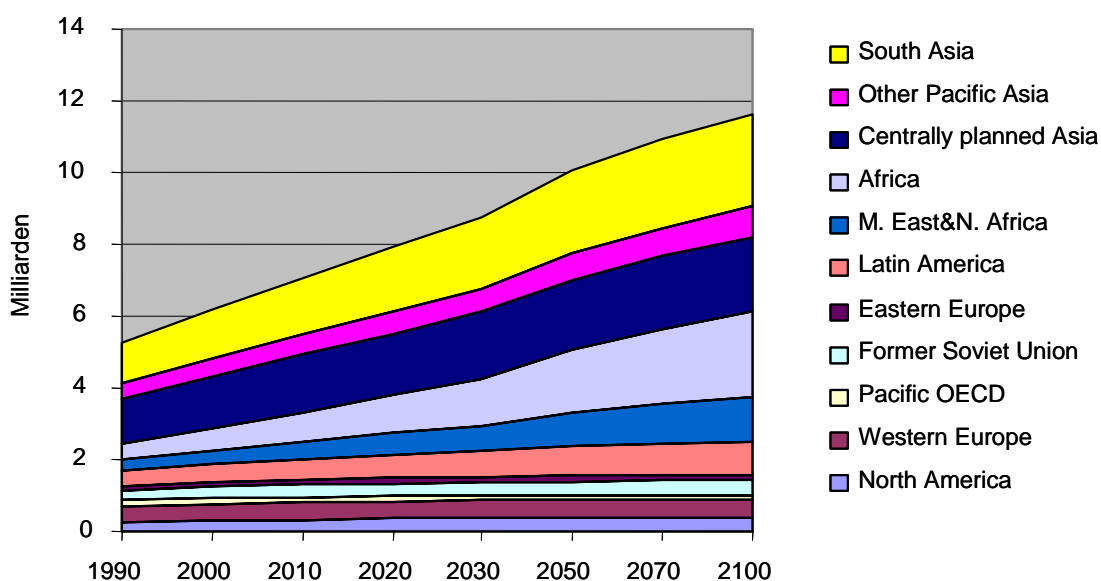
11.3 Grundannahmen zu den Szenarien

11.3.1 Rahmenentwicklung

Bevölkerung

Das Bevölkerungswachstum wird hauptsächlich von den asiatischen und afrikanischen Kontinenten bestimmt. In der übrigen Welt und speziell in Europa wird nur ein geringes Wachstum erwartet.

Grafik 11-3: Bevölkerungsentwicklung

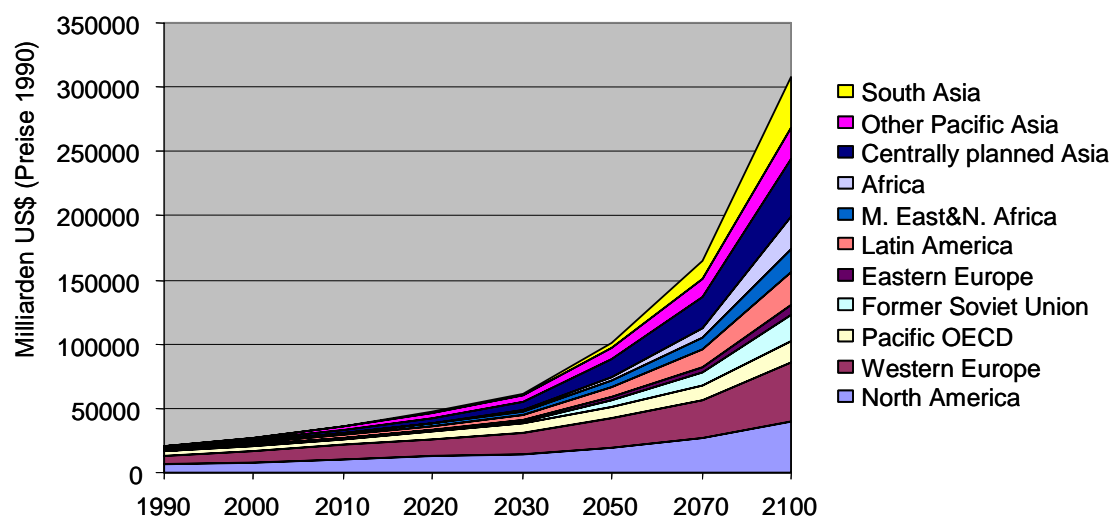


Hinweis: Die Zeitachse ist nicht linear skaliert.

Wirtschaftswachstum

Im Gegensatz zum Bevölkerungswachstum wird von hohem Niveau ausgehend ein weiterer bedeutender Zuwachs an Wirtschaftsleistung in Nordamerika und Europa erwartet. Trotzdem wird auch in den Entwicklungsländern ein pro Kopf Einkommen erreicht, das dem heutigen in West Europa entspricht. Das geringste absolute Wachstum hat weiterhin Afrika.

Grafik 11-4: BIP-Entwicklung



Hinweis: Die Zeitachse ist nicht linear skaliert.

Umweltstandards

Es wurden keine Emissions- oder sonstige Beschränkungen angenommen. Allerdings werden nur Kraftwerke, die hohen Umweltstandards entsprechen, zugelassen, je nach Region ab unterschiedlichen Zeitpunkten, in Westeuropa bereits ab Beginn des Betrachtungszeitraumes.

Handel

Der Handel ist in keinem der Szenarien direkt beschränkt. Es gibt jedoch indirekte Schranken durch Emissionsbeschränkungen, maximale Brennstoffanteile und Wachstumsbeschränkungen bei der Einführung neuer Technologien.

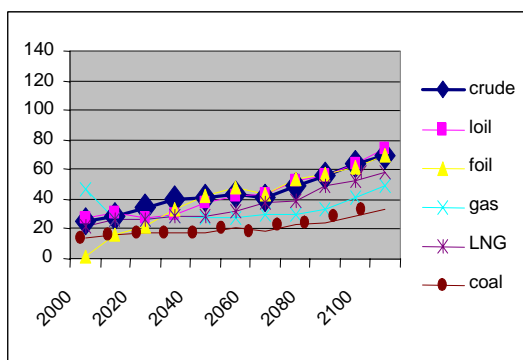
11.3.2 Technologiewelt konventionelle Energiequellen

Die Preise wurden für alle fossilen Energieträger erhöht. Da sich die modellinternen Preise aus Technologiekosten, extern vorgegebenen Preiszuschlägen und den Ressourcekosten ergeben, fallen die tatsächlichen Schattenpreise in den Modellrechnungen etwas im Vergleich zu den vorgegebenen Preisen. Da wegen des durch die Preissteigerung verursachten Konsumrückgangs weniger Rohstoffe aus Hochpreiskategorien benötigt werden, wird dieser Kostenanteil geringer und der Gesamtpreis sinkt entsprechend.

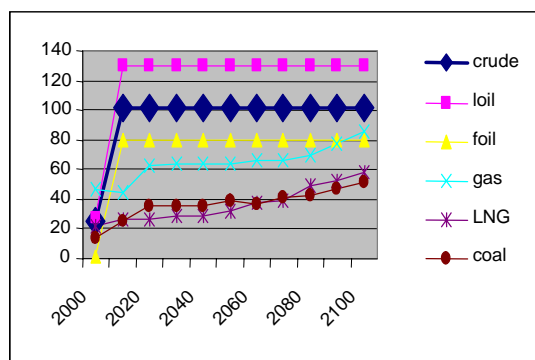
Graphik 11-4 zeigt die Entwicklung der modellinternen Schattenpreise (=Grenzkosten) in den verschiedenen Szenarien. Die erste Grafik (links oben) zeigt die Preise für importierte Energieträger (in US\$ von 2000) im Basislauf A2, die zweite (rechts oben) zeigt die Preise nach der vorgegeben Kostenerhöhung. In der unteren Reihe sind die jeweils resultierenden Endenergieschattenpreise dargestellt.

Grafik 11-5: Energiepreise [US\$ zu Preisen Jahr 2000]

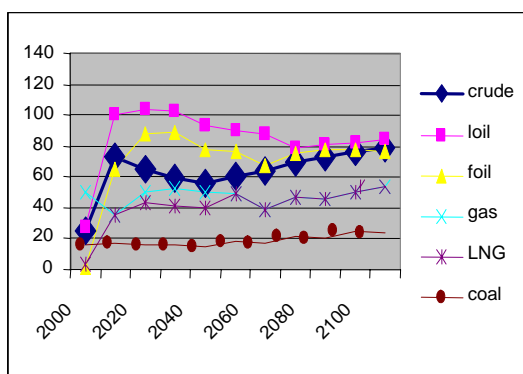
Schattenpreise im Referenzszenario (A2)



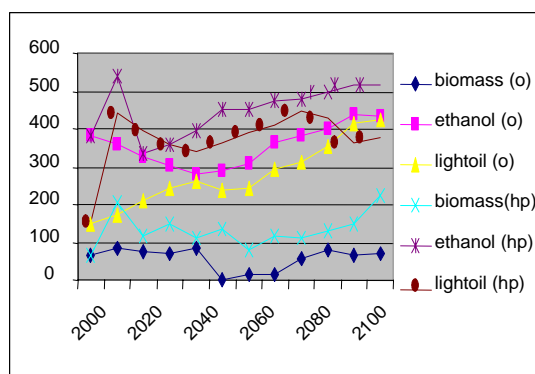
Vorgegebene Preise in den Szenarien «forciert erneuerbar» und «konventionelle Energiequellen»



Resultierende Endenergie-Schattenpreise im Referenzszenario (A2)



Resultierende Endenergiepreise in den Szenarien «forciert erneuerbar» und «konventionelle Energiequellen»



Legende: oil leichte Raffinerieprodukte (Benzin, Diesel, etc.)
foil schwere Raffinerieprodukte (schweres Heizöl)

Der Handelspreis ergibt sich aus der Addition der Förderkosten, der Transportkosten und etwaiger Umwandlungskosten. Daraus ergibt sich der „Schattenpreis“, der Preis der letzten (bzw. teuersten) bezogenen Einheit. Die Handelskosten wurden nun so verändert, dass der

Gesamtpreis bei Rohöl bei 100U\$'00/Fass beträgt. Da der Produktionspreis von der zu einem bestimmten Zeitpunkt verwendeten teuersten Ölkategorie abhängt, reduziert sich der Schattenpreis, wenn Kategorien der höheren Preisklassen bei sinkender Ölnachfrage nicht mehr verwendet werden.

11.3.3 Technologiewelt forciert erneuerbar

Die Änderungen in Richtung stärkerer Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wurden vorwiegend in Westeuropa durchgeführt, da hier die höchste Wahrscheinlichkeit einer solchen Entwicklung, zumindest in nächster Zukunft, besteht. Die Möglichkeit, früher in den internationalen Handel mit Biotreibstoffen einzusteigen, wurde im Modell berücksichtigt.

Die westeuropäische Energienachfrage wurde unter der Annahme etwas verringert, dass eine Gesellschaft, die erneuerbare Energiequellen bevorzugt, etwas sparsamer ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Nachfragen nicht Brennstoffe, sondern Energiedienstleistungen darstellen (warme/kühle Räume, Tonnen- bzw. Personenkilometer Transportleistung, etc.).

Technologien zur Nutzung erneuerbarer Quellen werden zwischen 2010 und 2050 mit 50% der Investitionen gefördert, danach kosten sie 2/3 des Preises gegenüber den anderen Szenarien (höhere Lernfortschritte durch höheren Einsatz). Kernenergie ist teuer und limitiert (kein Hochtemperaturreaktor). Die Vorgaben für die Rohstoffpreise sind mit der Technologiewelt konventionelle Energiequellen identisch.

11.4 Annahmen zu den Schlüsseltechnologien

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt im Wesentlichen über die Angabe der Verwendung bestimmter Technologien und Energieträger. Eine genaue Technologiebeschreibung ist hier nicht möglich, da es sich ja nicht um Einzeltechnologien, sondern um Aggregate aus vielen ähnlichen Technologien handelt. Die einzelnen Kostenannahmen sind vielfach von verschiedenen Experten überprüft und entsprechend angepasst worden.

Folgende Primärenergieträger werden besonders hervorgehoben:

- Erdöl
- Erdgas
- Kohle
- Biomasse
- Andere Erneuerbare

Als besonders wesentliche Technologien werden folgende dargestellt:

- Kohleverflüssigung
- Treibstoffherstellung aus Biomasse
- Kernenergie
- Windturbinen
- Solarkraftwerke

11.4.1 Potenziale der Primärenergieträger

Erdöl

Erdöl ist in 8 Kostenkategorien eingeteilt, wovon 6 in diesen Szenarien verfügbar sind. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» sind nur die ersten 4 Kategorien verfügbar. Die Tabelle 11-3 zeigt wie Erdöl den 8 Kostenkategorien zugewiesen wurde:

Tabelle 11-1: Die sechs Kostenkategorien für Erdöl mit ihren zugehörigen Potenzialen

Kostenkategorie, verfügbar für	I	II	III	IV	V	VI
Technologiewelt konventionelle Energiequellen (KE)						
Technologiewelt forciert erneuerbar (FE)						
Mrd. Fass	1135	532	582	1083	331	2459
Kosten in \$/Fass	16.8	24.1	28.9	39.5	42.3	57.7

Tabelle 11-2: Totale Verfügbarkeit von Erdöl, Verbrauch global und Westeuropa bis 2060

Szenario / Technologiewelt	Verfügbarkeit	Verbrauch global	Verbrauch Westeuropa
	In EJ	bis 2060 in EJ	bis 2060 in EJ
A2	34971	14055	795
Konventionelle Energiequellen (KE)	34971	10534	420
forciert erneuerbar (FE)	19032	10512	420

Tabelle 11-3: Zuweisung der 8 Kostenkategorien für Erdöl

I	Masters 14 WPC conv. oil reserves
II	Masters mode undiscovered conv. oil (incl. NGL)
III	Masters 5% - Masters 50%
IV	Recoverable "reserves" non-conventional oil (WEC, BGR, Meyers)
V	Recoverable reserves of nonconventional oil = Shale, tarsands/bitumen and heavy oils Sources: Shale oil = WEC, Tar sands/bitumen =BGR, Heavy oil = Meyers et al.
VI	20% of estimated occurrences (-reserves) of shale, heavy oils, tarsands/bitumen
VII	35% of estimated occurrences (-reserves) of shale, heavy oils, tarsands/bitumen
VIII	Rest of shale, heavy oils, tarsands/bitumen (45% of total) and remaining in-situ

Erdgas

Erdgas ist in 8 Kostenkategorien eingeteilt, wovon 6 in diesen Szenarien verfügbar sind. Im Szenario forciert erneuerbar sind nur die ersten 4 Kategorien verfügbar. Die Tabelle 11-6 zeigt wie Erdgas den 8 Kostenkategorien zugewiesen wurde:

Tabelle 11-4: Die sechs Kostenkategorien für Erdgas mit ihren zugehörigen Potenzialen

Kostenkategorie	I	II	III	IV	V	VI
Technologiewelt konventionelle Energiequellen (KE)						
Technologiewelt forciert erneuerbar (FE)						
Mrd. Fass Öläquivalent	914	791	1124	407	999	1891
\$/Fass Öläquivalent	14.0	20.1	27.3	33.7	37.1	46.5

Tabelle 11-5: Totale Verfügbarkeit von Erdgas, Verbrauch global und Westeuropa bis 2060

Szenario	Verfügbarkeit	Verbrauch global	Verbrauch Westeuropa
	in EJ	bis 2060 in EJ	bis 2060 in EJ
A2	34994	9526	865
Konventionelle Energiequellen (KE)	34994	10858	454
forciert erneuerbar (FE)	18486	10934	464

Tabelle 11-6: Zuweisung der 8 Kostenkategorien für Erdgas

I	Master et al.14.WPC "Identified Reserves"
II	Master et al.14.WPC "Mode" undiscovered natural gas
III	Masters et al.14.WPC Difference between "Mode and 5%"
IV	Estimated enhanced Recovery (30% of Resources I+II+III) plus 15% of historical production
V	Non-conventional reserves (20% of Coal bed; 15% of fractured Shale 15% of Tight formation)
VI	Non-conventional resources. Rest of Coal bed (80%), fractured Shale (85%) and Tight formation (85%) where aggregated and then distributed to VI (40%) and VII (60%)
VII	Non-conventional resources. Rest of Coal bed (80%), fractured Shale (85%) and Tight formation (85%) were aggregated and then distributed to VI (40%) and VII (60%)
VIII	Occurrences of hydrates and rest of in situ (70% of sum of I-III)

Kohle

Kohle ist in 5 Kategorien Steinkohle und 5 Kategorien Braunkohle eingeteilt, von denen jeweils die ersten drei Kategorien genutzt werden können.

Tabelle 11-7: Die sechs Kostenkategorien für Erdgas mit ihren zugehörigen Potenzialen

Kostenkategorie	Braunkohle			Steinkohle		
	I	II	III	I	II	III
Technologiewelt konventionelle Energiequellen (KE)						
Technologiewelt forciert erneuerbar (FE)						
Mrd. Fass Öläquivalent	928	811	1152	1036	1938	2829
\$/Fass Öläquivalent	8.4	16.1	24.4	12.9	25.2	37.8

Tabelle 11-8: Totale Verfügbarkeit von Kohle, Verbrauch global und Westeuropa bis 2060

Szenario	Verfügbarkeit in EJ	Verbrauch global	Verbrauch Westeuropa
		bis 2060 in EJ	bis 2060 in EJ
A2	49657	13101	501
Konventionelle Energiequellen (KE)	49657	12266	338
forciert erneuerbar (FE)	49657	11790	360

Die Einteilung in Kategorien erfolgte ebenfalls aufgrund der Kategorien „Reserven“ und „Ressourcen“. Die feinere Unterteilung beruht auf Annahmen über die Größe und Tiefe der Vorkommen.

Biomasse

Biomasse ist je nach Region in 6 bis 8 Kostenkategorien dargestellt, welche jeweils eigene Beschränkungen haben, die über die Zeit variabel sind. Für Westeuropa wurden die Werte für die Technologiewelt forciert erneuerbar entsprechend erhöht. Das Weltbiomassepotential ist in der folgenden Tabelle angegeben (Modellergebnisse der „Forestry and Land use change“-Gruppe am IIASA):

Tabelle 11-9: Das Weltbiomassepotential

	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2080	2100
EJ/Jahr	56	204	211	225	240	256	273	315	382

Bis 2100 ergibt das ein Gesamtpotential von etwa 20000 EJ, was etwa 1/6 der Gesamtmenge an fossilen Energieträgern entspricht, wovon bis 2060 etwa 35000 EJ verbraucht werden.

Andere Erneuerbare

Die globalen Potenziale für andere erneuerbare Energieträger in EJ/Jahr sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Jedes der Potenziale verteilt sich auf mehrere Technologien, die aufgrund ihrer technischen Daten oder ihrer eigenen Beschränkungen einen entsprechenden Anteil des Potenzials nutzen können.

Die anderen Erneuerbaren umfassen: Landwirtschaftsabfälle, Wasserkraft, städtischen Müll, Sonnenenergie (elektrisch und thermisch) und Windkraft.

Tabelle 11-10: Das globale Potenzial für andere Erneuerbare [EJ/Jahr]

	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2100
Landwirtschaftsabfälle	19	21	23	25	27	30	38
Wasserkraft	38	49	65	87	114	144	235
Städtischer Müll	41	57	82	121	175	238	408
Photovoltaik	46	65	94	136	192	256	427
Solarthermie	29	34	41	48	56	64	87
Windkraft	37	47	61	78	97	116	175
Gesamt (in EJ/Jahr)	210	273	367	494	661	849	1371

11.4.2 Technologieparameter

Die folgenden Tabellen zeigen die wichtigsten Daten der oben angeführten Technologien und die Entwicklung der Parameter über die Zeit¹⁰.

a) Synthetische Flüssigbrennstoffe

Tabelle 11-11: Methanol-Synthese via Kohlevergasung

Wirkungsgrad	65%				
Lebensdauer	25 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
Größe	3500 Tagedonnen				
	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1774.2	1714.1	1655.3	1595.2	1536.4
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	98.9	96.2	92.2	89.5	85.5
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	7.2	7.1	7.1	7.0	6.9

Für die Technologiewelt „forciert erneuerbar“ wurde keine Kostendegression angenommen, da Methanol-Synthese via Kohlevergasung nicht weiter verfolgt wird und sich dementsprechend nicht verbessert.

¹⁰ Der reale Kapitalzinssatz wurde mit 5%/Jahr angenommen. Die minimalen und maximalen Kosten ergeben sich aus dem Unterschied der Brennstoffkosten und Kostenminderungen durch technologisches Lernen.

Tabelle 11-12: Methanol aus Erdgas

Wirkungsgrad	70%				
Lebensdauer	25 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
Größe	1800 Tagestonnen				
	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	903.1	837.7	772.2	706.7	641.3
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	65.5	61.5	56.1	52.1	46.8
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	5.7	5.6	5.5	5.4	5.3

Tabelle 11-13: Ethanol aus Biomasse

Wirkungsgrad	0.576	0.592	0.608	0.624	0.650...
Lebensdauer	25 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
Größe	715 Tagestonnen				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	2032.1	1874.4	1718.1	1560.4	1402.8
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	106.9	98.9	90.8	82.8	73.5
Min Erzeugungskosten [c/kWh]	3.9	3.6	3.4	3.1	2.8
Max Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	7.7	7.3	7.0	6.5
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	2032.1	1249.2	1145.0	1040.7	935.2
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	106.9	98.9	90.8	82.8	73.5
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	3.9	3.1	2.9	2.7	2.4
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	7.1	6.8	6.5	6.1

In der Technologiewelt forciert erneuerbar wurden die Investitionskosten aufgrund der Annahme einer Förderung von 1/3 der Kosten bis 2050 reduziert. Danach ist Ethanol aus Biomasse um 20% billiger als im Grundszenario (Lerneffekt).

b) Kernenergie

Tabelle 11-14: Kernkraftwerke

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	3429.5	3340.0	3250.5	3162.3	3072.8
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	148.3	144.3	140.3	136.3	132.3
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	8.5	8.4	8.3	8.1	8.0
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	9.0	8.9	8.8	8.5	8.4

Diese Annahmen gelten für A2 und KE. In der Technologiewelt forciert erneuerbar gilt für den ganzen Zeithorizont der Wert von 2000 (also keine Verbesserung).

c) Windkraft

Tabelle 11-15: Windturbinen

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	27%				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1647.3	1499.0	1350.7	1202.4
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.1	61.5	56.1	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	7.4	6.7	6.1	5.4
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1098.2	999.1	864.0	802.0
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.4	56.3	49.4	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	5.9	5.1	4.5	4.3

d) Solarkraftwerke

Tabelle 11-16: Solarthermisches Kraftwerk

Wirkungsgrad	60% zur Wasserstoffherzeugung 33% zur Stromerzeugung				
Lebensdauer	25 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	48%				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	3682.0	3296.0	2523.7	2137.6	2137.6
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	100.0	86.5	76.2	64.1	64.1
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.0	7.2	5.7	4.8	4.8
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	3682.0	1648.6	1454.9	1261.2	1424.2
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	100.0	86.5	76.2	64.1	64.1
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.0	4.6	4.1	3.9	3.8

Tabelle 11-17: Photovoltaik

Wirkungsgrad	38.5%				
Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	20%				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	6354.0	5433.5	4513.0	3592.5	2672.0
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	148.3	126.9	106.9	85.5	64.1
Erzeugungskosten [c/kWh]	32.1	27.4	22.9	18.2	13.6
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	6354.0	2716.1	2268.5	1795.6	1780.9
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	148.3	63.5	53.7	42.7	42.7
Erzeugungskosten [c/kWh]	32.1	13.7	11.5	9.1	9.0

In der Technologiewelt forciert erneuerbar wurden die Investitionskosten aufgrund der Annahme einer Förderung von 50% der Kosten bis 2050 reduziert, danach ist die Technologie um 1/3 billiger als im Grundscenario (Lerneffekt).

Bei solarthermischen Anlagen in Haushalten und im Dienstleistungssektor wurde aufgrund der Vielfalt der Einsatzmöglichkeiten keine explizite Technologie, sondern ein Mix angenommen wurde. Für die Technologiewelt «forciert erneuerbar» wurde der maximale Beitrag dieser Technologiegruppe am Endverbrauch in Westeuropa von 20% auf 25% angehoben.

11.5 Ergebnisse aus den MESSAGE-Technologieszenarien

Global und sehr langfristig gesehen, ändert sich die grundlegende Entwicklung nicht wesentlich. Das ist verständlich, da die Kosten aller fossilen Energieträger angehoben wurden und so ihre gegenseitige Konkurrenz in etwa gleich bleibt. Langfristig kann der stark steigende globale Energieverbrauch nur zu einem geringen Anteil von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Somit kommen auch die verteuerten fossilen Energieträger weiterhin zum Einsatz. Der starke Anstieg des globalen Energieverbrauches wird durch die Steigerung der Wirkungsgrade von häufig verwendeten Technologien um eine Faktor von etwa 1.25 etwas gebremst.

In Westeuropa sieht man stärkere Veränderungen als in anderen Weltregionen, da hier die größten relativen Veränderungen durchgeführt wurden: Verbilligung der Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen, Beschränkung der Kernenergie und geringeres Lernen einiger Großtechnologien.

Die wichtigsten Ergebnisse sind in den folgenden Grafiken zusammengefasst.

11.5.1 Primärenergieverbrauch

Globaler Primärenergieverbrauch

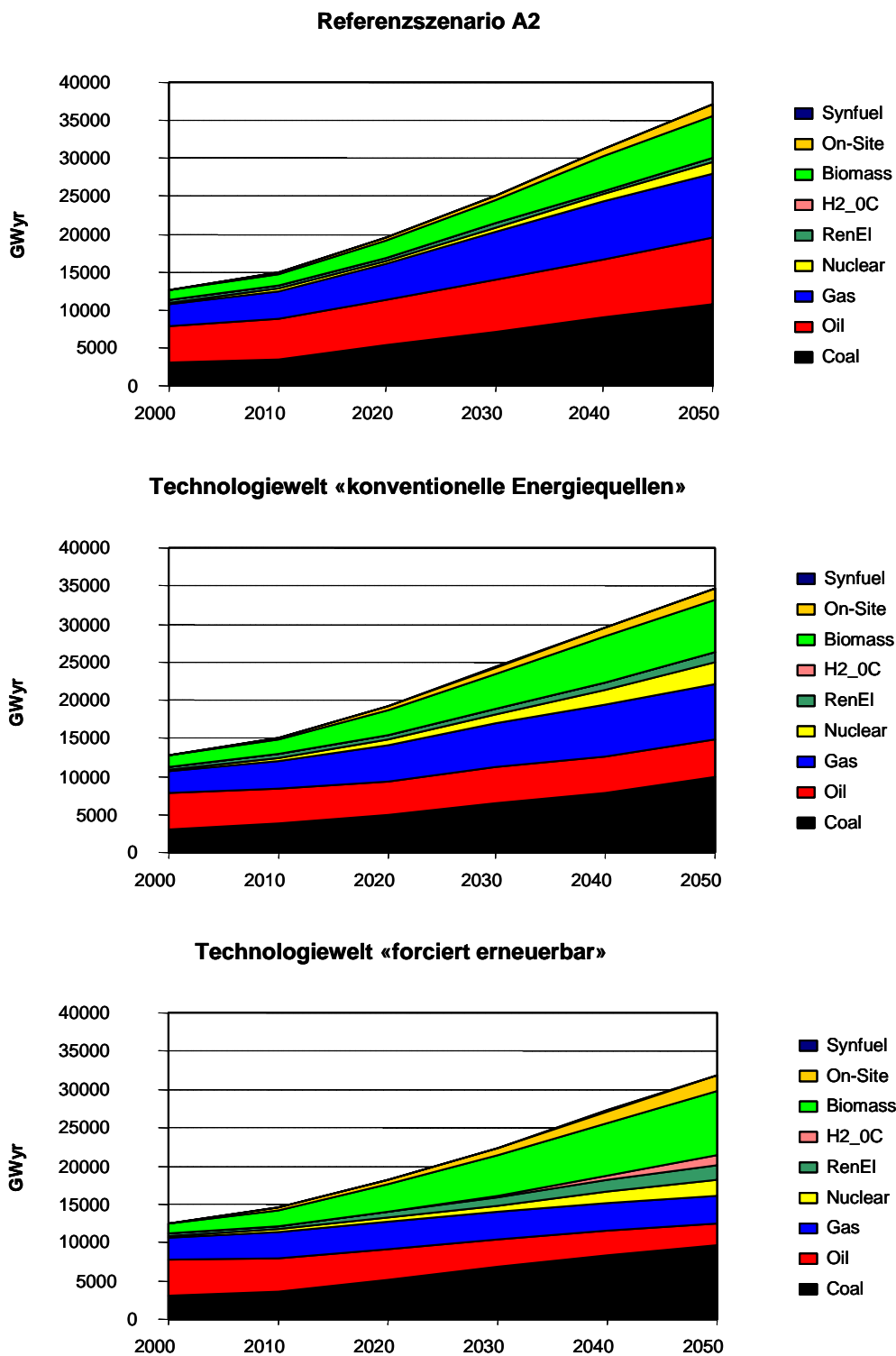
Der Vergleich der Szenariorechnungen zeigt, dass sich diese strukturell nur wenig unterscheiden. Von den konventionellen Energieträgern ist erwartungsgemäß Öl am stärksten betroffen, sein Einsatz ist in den Jahren 2020 um etwa 3% und 2050 um 40% in der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» und 60% in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» gegenüber dem Grundscenario reduziert. Aber auch Gas wird im Jahr 2050 um 53% weniger genutzt als im Grundscenario. Die Reduktionen in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» werden einerseits durch eine (um ca. 15%) geringere Nachfrage nach Primärenergie und andererseits durch eine Steigerung der erneuerbaren Energieträger kompensiert. Der Anteil an aus erneuerbaren Energiequellen stammender Primärenergie erhöht sich im Jahr 2020 von 14% auf 20% und im Jahr 2050 von 17% auf 25%. Damit ist der Anteil der Erneuerbaren wesentlich höher als der Beitrag der Kernenergie der etwa 3.5% im Jahr 2020 und 6% im Jahr 2050 beträgt.

Die Kategorie „Synfuel“ fasst hauptsächlich aus fossilen Energieträgern gewonnene Brennstoffe zusammen (Ethanol, Methanol, Wasserstoff). Ein wachsender Anteil (speziell für Treibstoffe) kommt auch aus erneuerbaren Energiequellen. Wasserstoff (H₂) kann aus unterschiedlichen Quellen erzeugt werden (Erdgas, Solarenergie, Kernenergie). Die separat ausgewiesene Kategorie H₂-0C bezeichnet den Wasserstoff der ohne Ausstoss von Kohlenstoff produziert wird. Die Kategorie „on-site“ beschreibt dezentrale Erzeugung (hauptsächlich Solartechnologien zur Wärme- und Stromerzeugung).

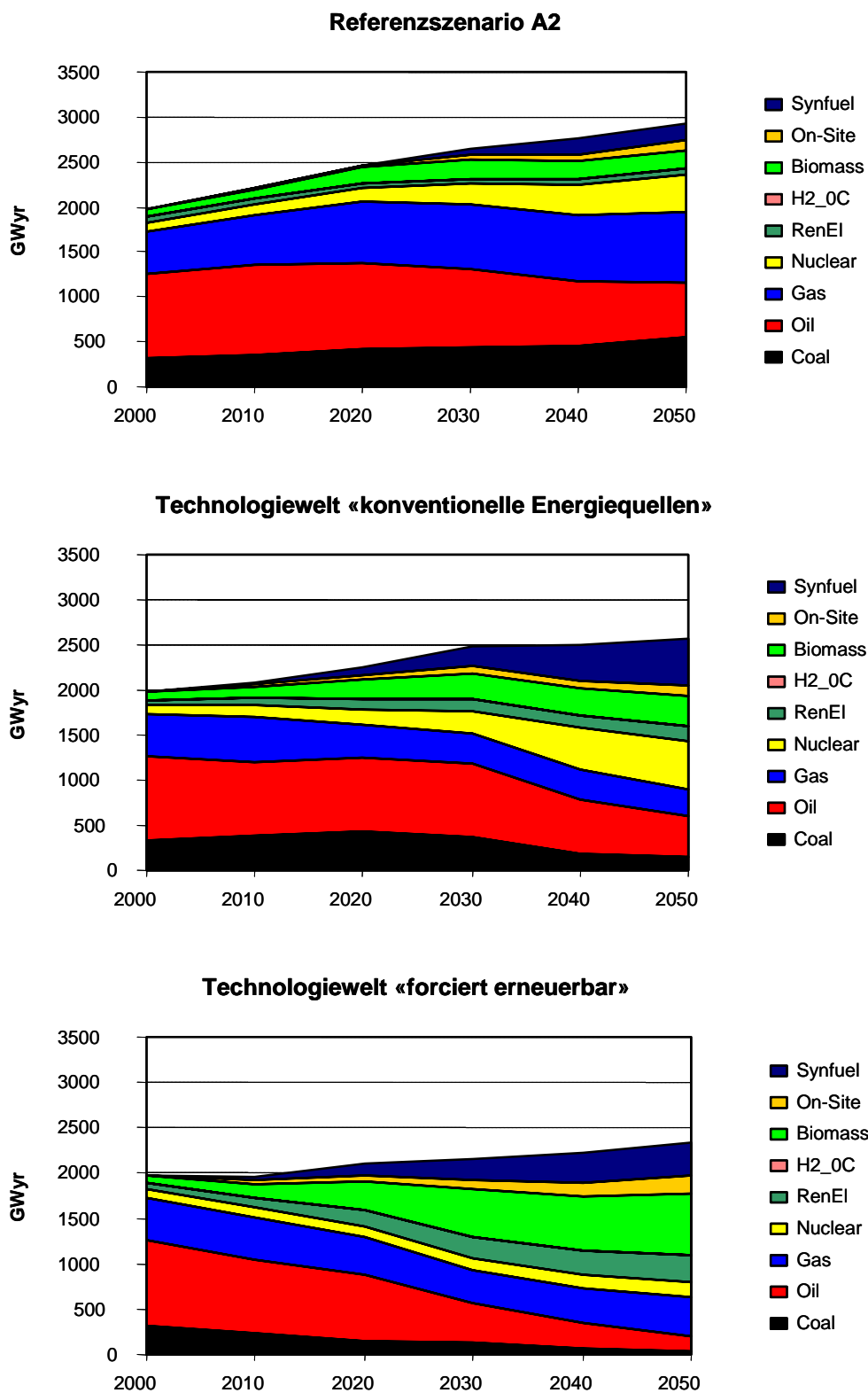
Primärenergieverbrauch Westeuropa

In Westeuropa, wo in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» zusätzlich der Einsatz von Kernenergie beschränkt ist, ist nach der Preiserhöhung ein starker Rückgang der Nutzung von Kohle, Öl und Gas zu erwarten und beträgt 2050 90%, 60% bzw. 40%. Dieser Rückgang wird in der konventionellen Technologiewelt durch eine verstärkte Nutzung der Kernenergie und in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» auch von Gas, vor allem aber von Biomasse ausgeglichen. Der Anteil an erneuerbarer Energie steigt dabei von 6% im Jahr 2000 auf ca. 16% in 2020 und 9 bzw. 28% in 2030.

Grafik 11-6: Globaler Primärenergieverbrauch



Grafik 11-7: Primärenergieverbrauch Westeuropa



11.5.2 Endenergieverbrauch

Endenergie: Welt

Die globale Entwicklung der Endenergie zeigt vor allem eine Reduktion von Öl um 30 bzw. 66% in den Jahren 2020 und 2050 und um einen Rückgang von Gas um 40% bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes (Technologiewelt «forciert erneuerbar»). Diese Reduktionen werden vor allem durch eine stärkere Verwendung von Methanol und Ethanol und einer Verdoppelung der dezentralen Erzeugung von Wärme und Strom aus Solarenergie möglich. Die anderen Endenergieträger bleiben im Wesentlichen unverändert.

Endenergie West-Europa

Schon das Basisszenario für Endenergie in Westeuropa zeigt einen starken Rückgang von Kohle (fast 100%), Öl (38%) und Biomasse (ebenfalls fast 100%), wogegen Gas fast unverändert bleibt. Die beiden Szenarien zeigen eine leichte Reduktion des Öl- und auch Gasverbrauchs. Der Ausgleich erfolgt durch den verstärkten Einsatz von Strom, Ethanol und Methanol, wodurch auch die Emissionsminderung im letzten Szenario möglich wird.

Endenergie Haushalte: West-Europa

In den Haushalten zeigt sich in allen Szenarien ein kräftiger Rückgang von Kohle und Ölprodukten wogegen der Gaskonsum etwa konstant bleibt. Die nur schwach steigende Endenergie wird durch einen kräftigen Anstieg von Fernwärme und Strom aber auch Solarheizungen gedeckt.

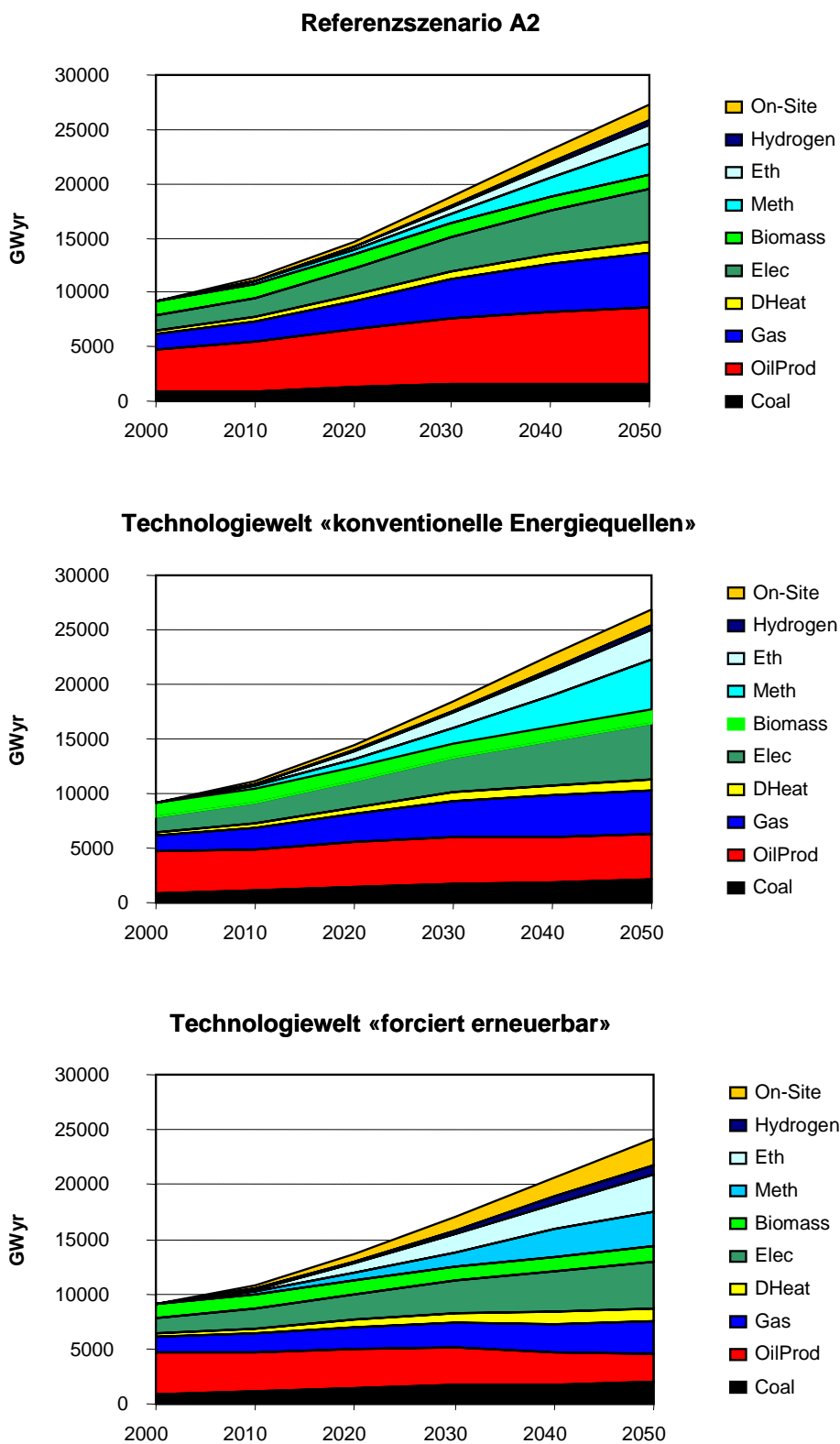
Endenergie Industrie: West-Europa

Die Situation bei der industriellen Endenergienutzung ist ähnlich der der Haushalte. Zusätzlich erobert sich Wasserstoff einen höheren Anteil an der Gesamtdeckung der Energienachfrage. Der im Grundscenario steigende Bedarf nach Methanol wird in der Technologiewelt «forciert erneuerbar» durch eine Nachfragereduktion (Einsparung durch Effizienzsteigerung) und den Einsatz dezentraler Stromerzeugung ersetzt.

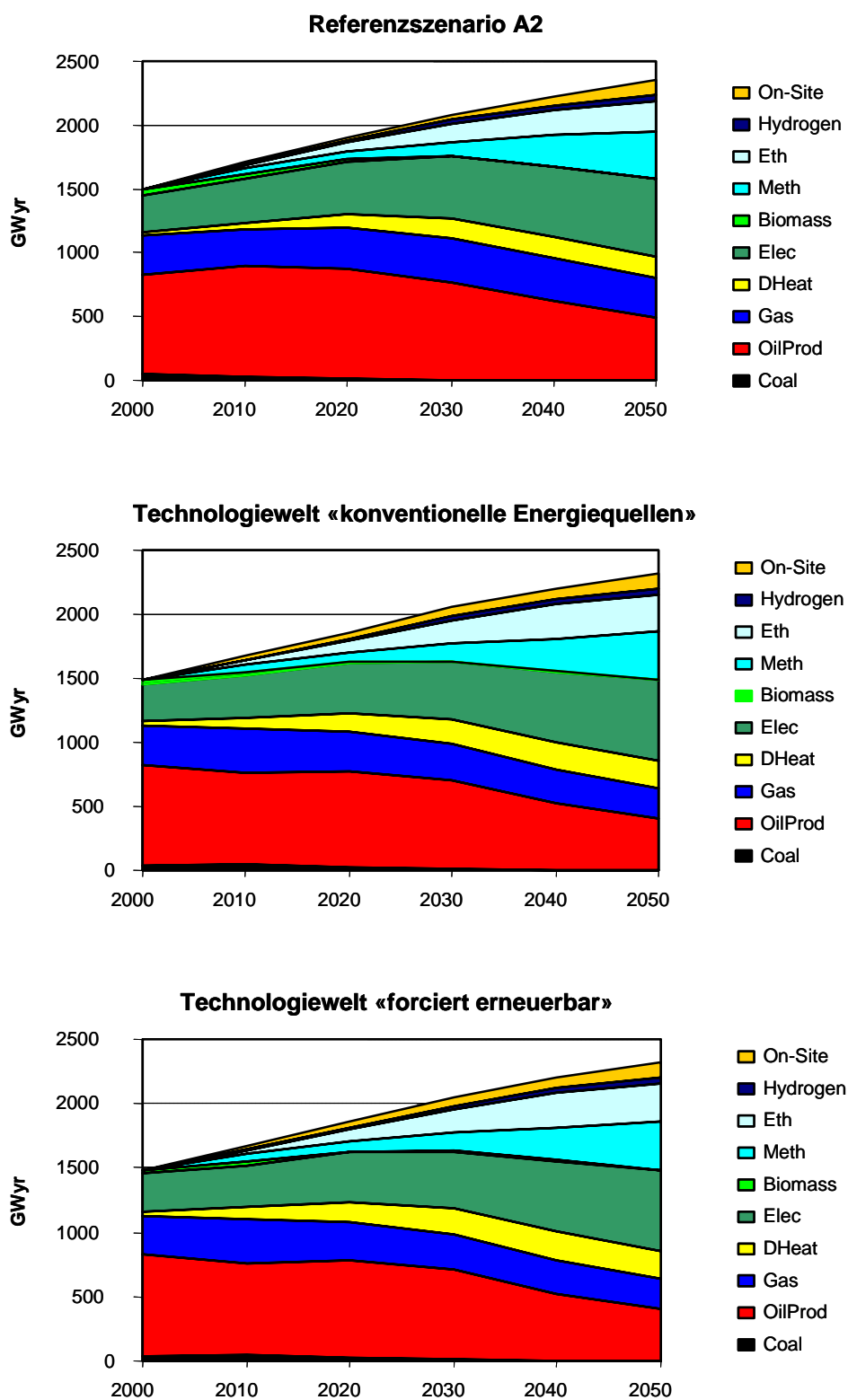
Endenergie Transport: West-Europa

Der Transportsektor ist in allen drei Szenarien durch die Substitution von Ölprodukten durch Methanol/Ethanol geprägt. In den Hochpreisszenarien wird diese Entwicklung noch weiter verstärkt und Methanol/Ethanol decken im Jahr 2050 etwa 60% bzw. 85% der Energienachfrage für den Transport.

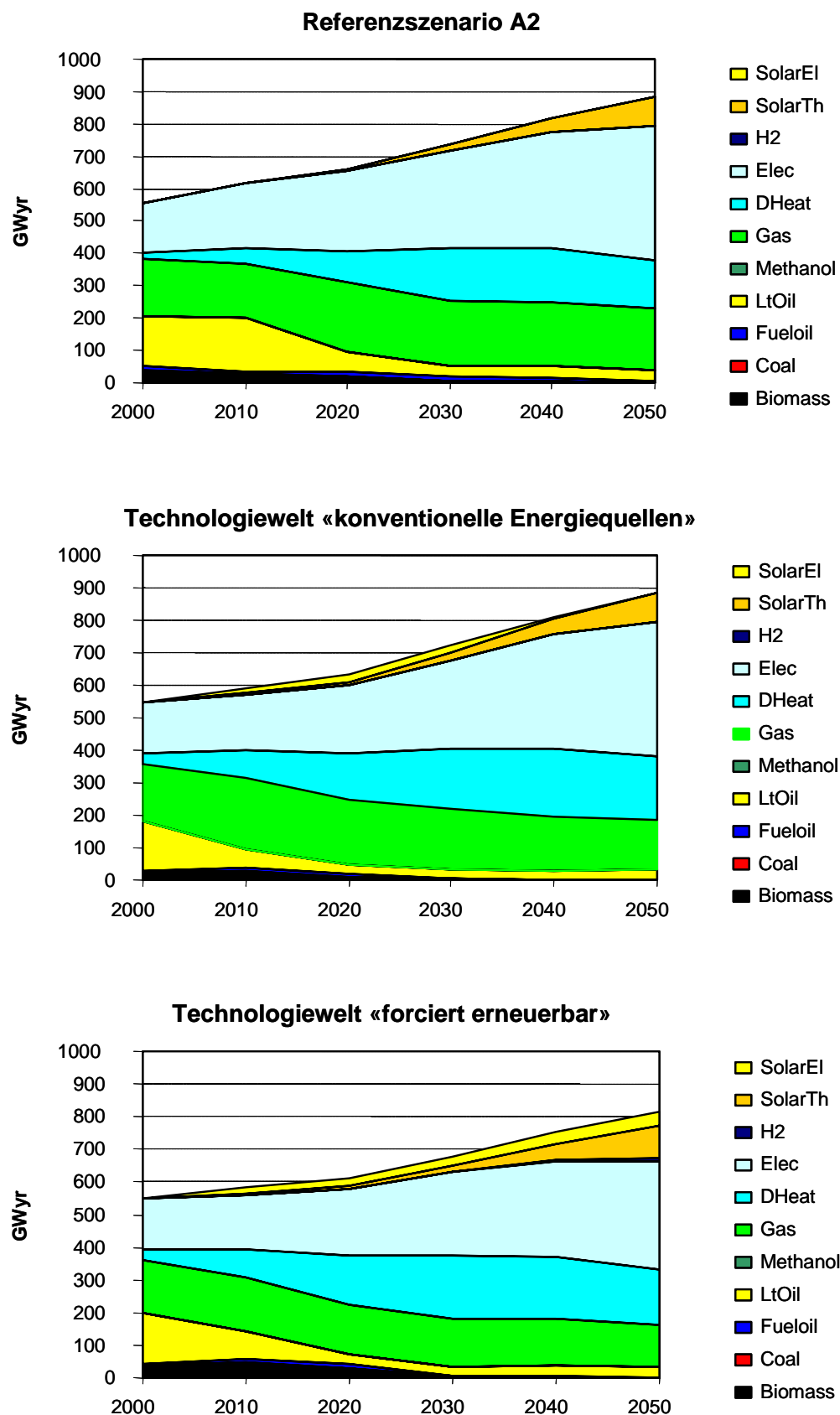
Grafik 11-8: Globaler Endenergieverbrauch



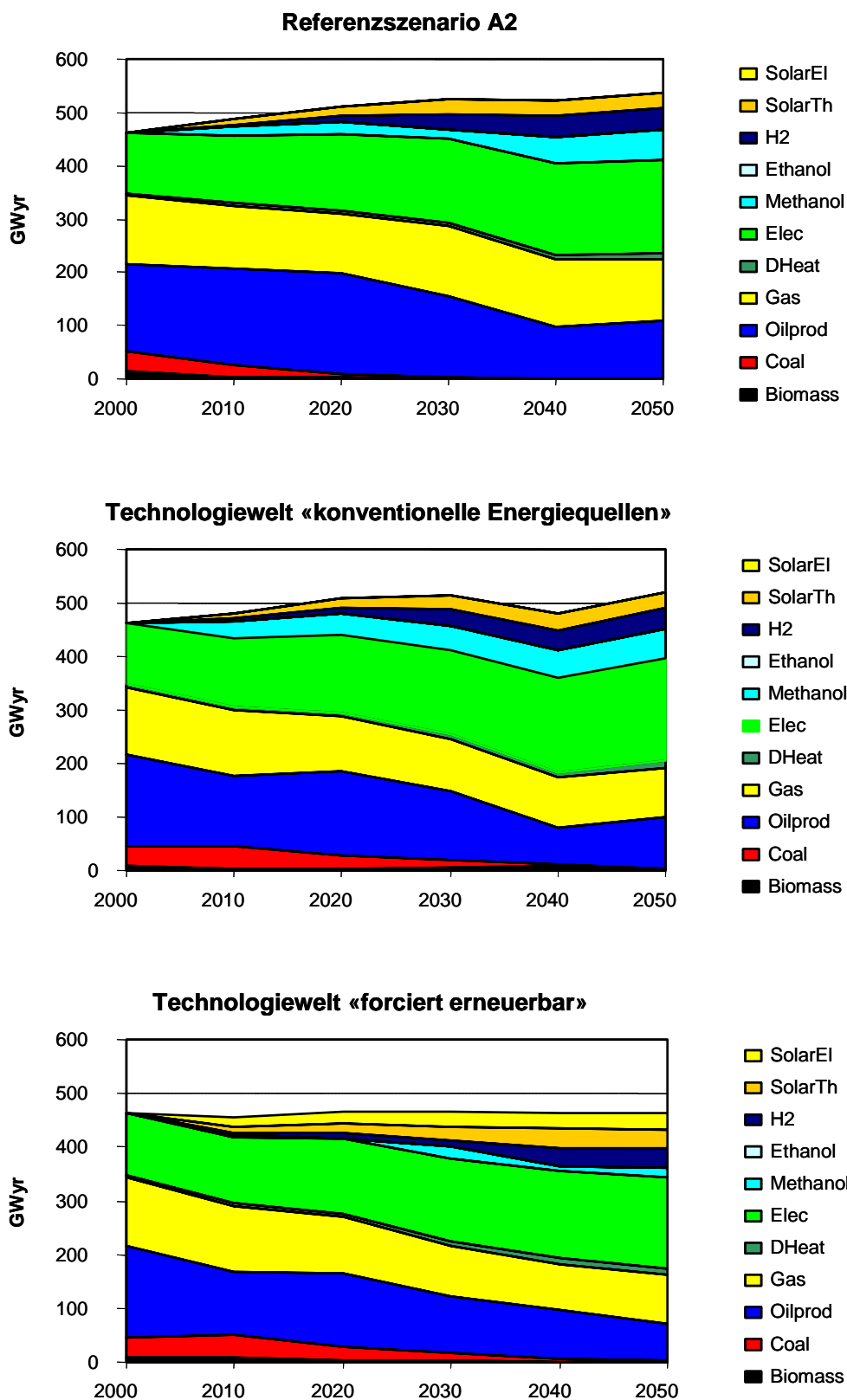
Grafik 11-9: Endenergieverbrauch Westeuropa



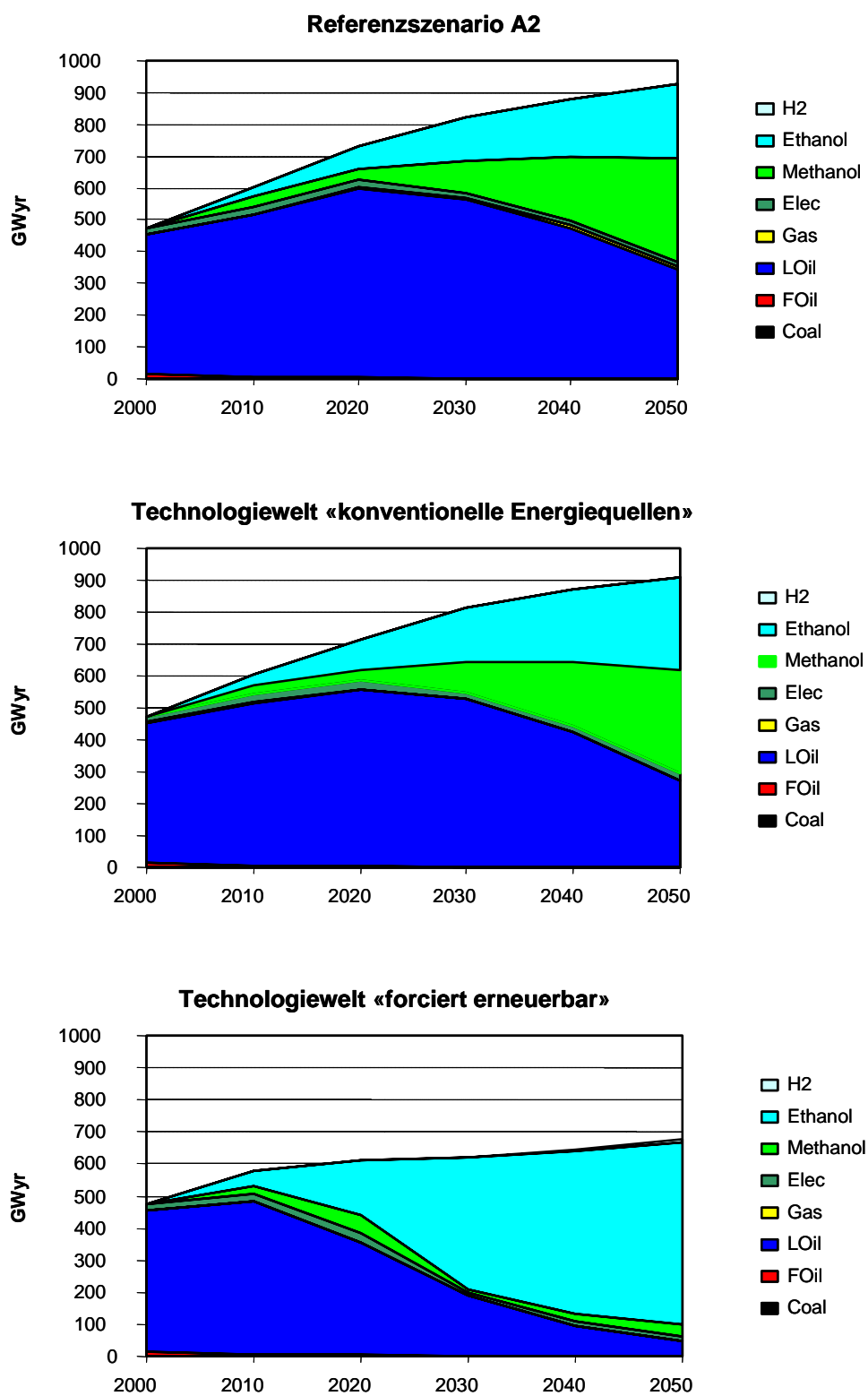
Grafik 11-10: Endenergieverbrauch Westeuropa der Haushalte



Grafik 11-11: Endenergieverbrauch Westeuropa der Industrie



Grafik 11-12: Endenergieverbrauch Westeuropa für Transport



11.5.3 Elektrizitätsverbrauch und -preis

Globale Elektrizitätserzeugung

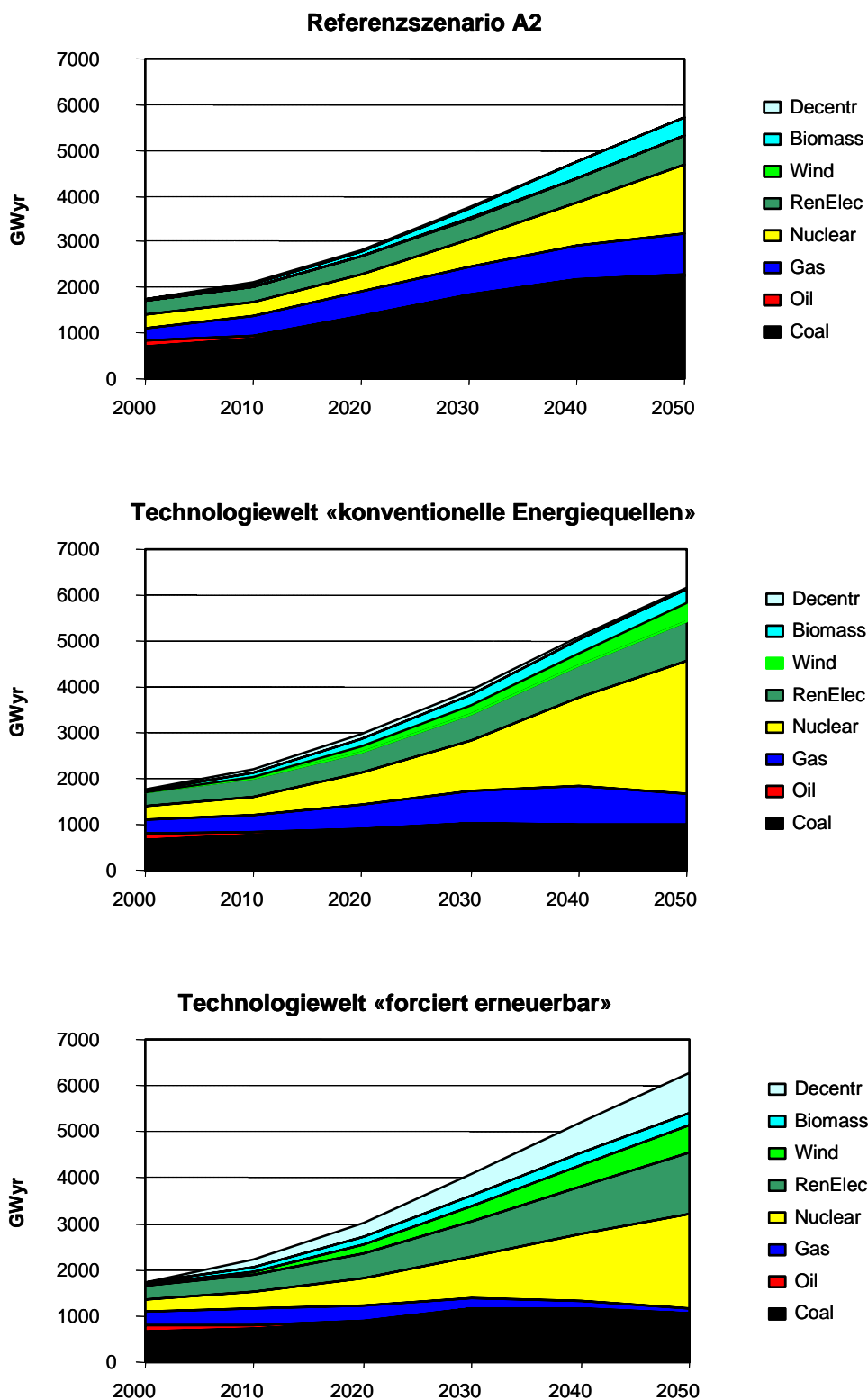
Da der Stromverbrauch kräftig steigt (etwa eine Verdreifachung zwischen 2000 und 2050), werden alle potentiellen Energieträger benötigt um diesen zu befriedigen. Nur der Verbrauch von Ölprodukten zur Stromerzeugung geht sehr rasch zurück, da das Öl im Transportsektor benötigt wird bzw. in den Hochpreisszenarien zu teuer zum Verfeuern ist. Den höchsten Beitrag zur Stromerzeugung liefert im Basisszenario die Kohle (zwischen 30 und 40%), die aber in den Hochpreisszenarien auf ca. 20% zurückgeht. In diesen Fällen übernimmt die Kernkraft den Hauptanteil und steigt in der Technologiewelt «konventionelle Energiequellen» auf etwa 45%. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» verzeichnet die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (hauptsächlich Wasser und Wind) den größten Zuwachs (fast eine Verzehnfachung). Der Anteil an der Stromversorgung steigt auf über 45%. Der Anteil der dezentralen Stromversorgung steigt auf etwa 15%. In den Hochpreisszenarien erfolgt auch eine etwas stärkere Steigerung der Elektrizitätsnachfrage.

Elektrizitätserzeugung Westeuropa

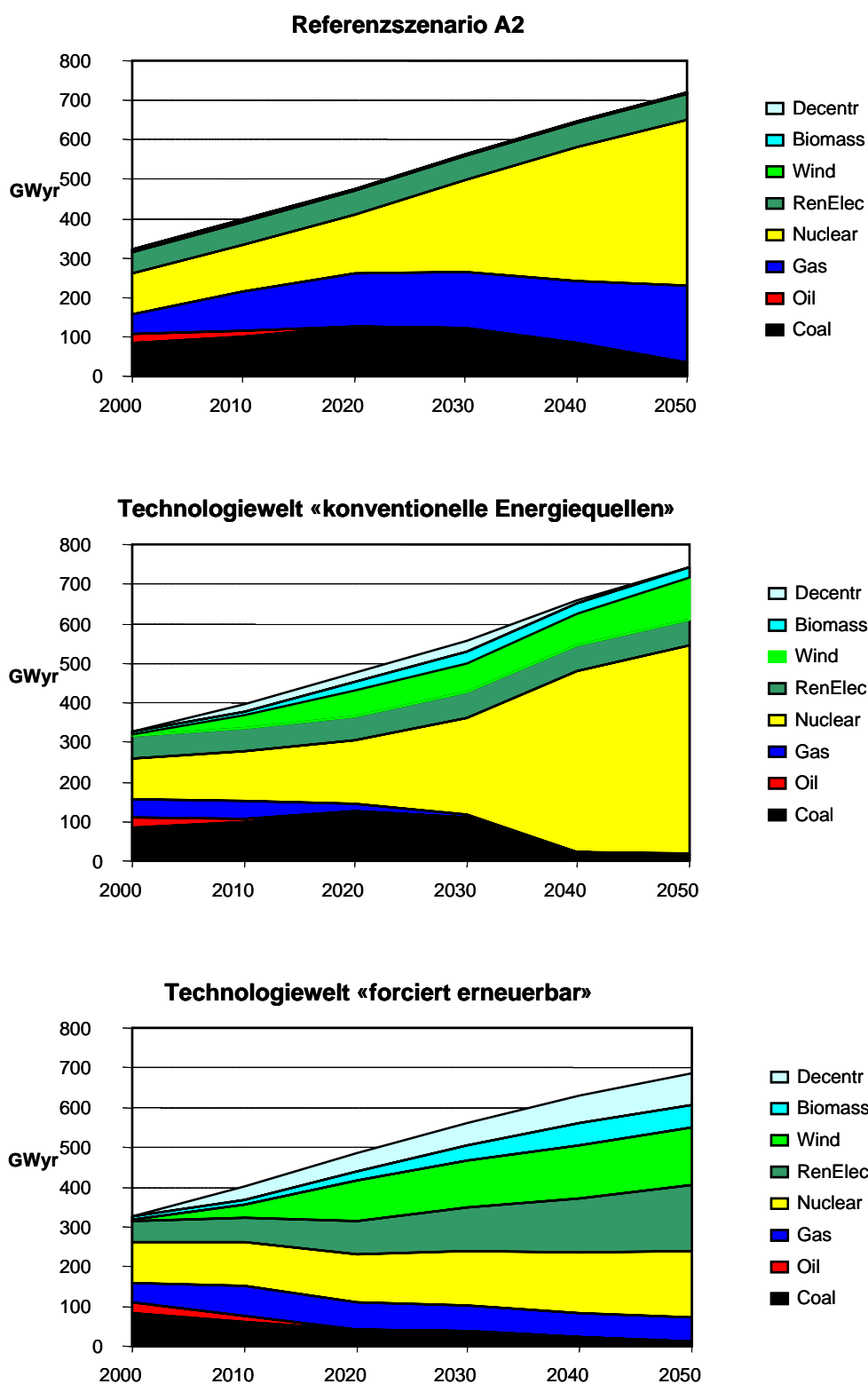
Im Basisszenario übernehmen Gas und Kernenergie den Hauptteil der Stromversorgung (27 bzw. 58%). Im ersten Hochpreisszenario wird das verteuerte Gas durch noch mehr Kernkraft aber auch erneuerbare Energiequellen und Biomasse zu einem grossen Teil ersetzt. Auch dezentrale Versorgung wird in diesem Fall eingesetzt. Im Szenario mit Betonung auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen (Beschränkung der Kernenergie und erhöhtes Potential für Biomassenutzung) wird Kernenergie durch Gas, hauptsächlich aber durch Biomasse und andere erneuerbare Energiequellen ersetzt.

Das vorhandene Potenzial würde ausreichen, die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu bestreiten. Allerdings ist zu beachten, dass sich die Potenziale auf mehrere Technologien verteilen, die aufgrund ihrer technischen Daten oder ihrer eigenen Beschränkungen nur einen Anteil des Potenzials nutzen können.

Grafik 11-13: Globale Elektrizitätserzeugung



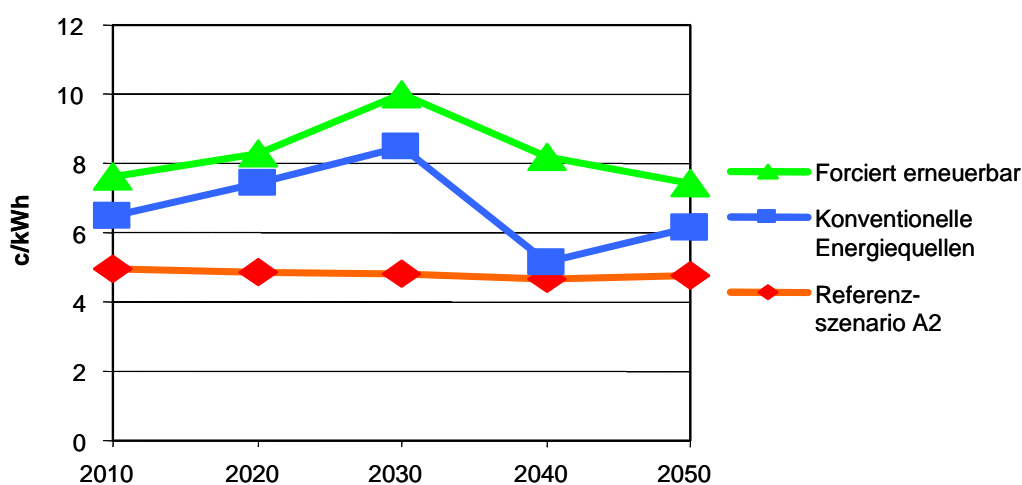
Grafik 11-14: Elektrizitätserzeugung Westeuropa



Strom-Schattenpreise: West-Europa

In Westeuropa steigen die Schattenpreise für Strom in den Hochpreisszenarien bis 2030 um etwa 50%. Dies ist der Effekt der raschen Umstrukturierung. Danach fällt der Schattenpreis im Szenario mit freier Energieträgerwahl wieder fast auf das alte Niveau, steigt dann aber wieder an. Dies zeigt, dass nach der Umstrukturierung die niedrigen Brennstoffkosten für Kernenergie den Preis wieder reduzieren. Im Szenario mit beschränkter Kernenergie bleibt der Schattenpreis höher, da teurere Energiequellen eingesetzt werden müssen (teurere Wasserkraft, kommerzielles Holz, das natürlich auch im Preis nachzieht und Windenergie in teureren Lagen). Durch Technologielernerfekte sinkt jedoch der Strompreis bis 2050 wieder und nähert sich dem Fall mit höherem Kernkraftanteil.

Grafik 11-15: Elektrizitätspreis Westeuropa (Schattenpreis)



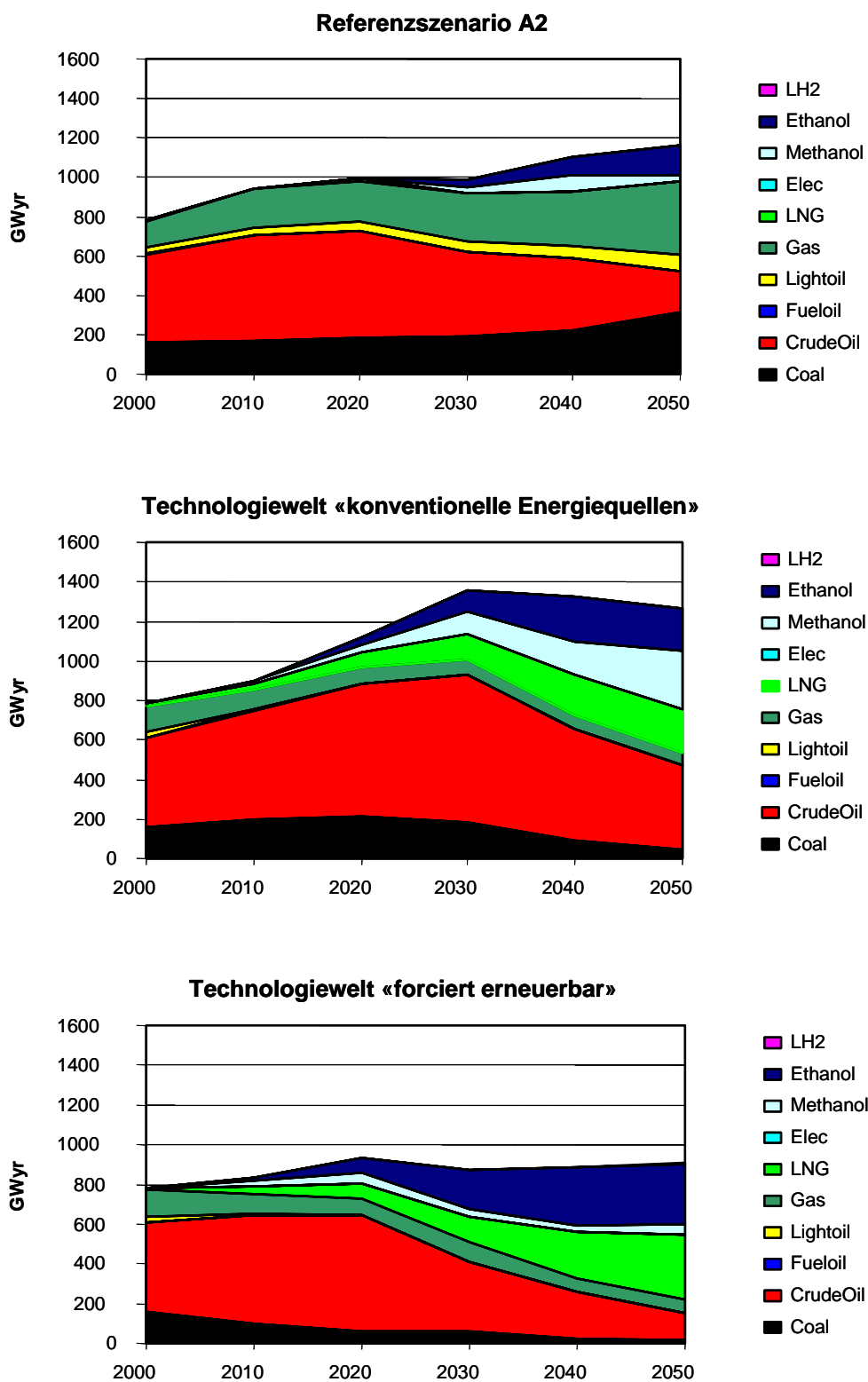
11.5.4 Energieimporte Westeuropa

Energieimporte Westeuropa:

In den Hochpreisszenarien steigen die Energieimporte bis 2030 um 35% und bis 2050 um 8% gegenüber dem Basisfall. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» (plus reduziertem Einsatz von Kernenergie) bleiben die Importe etwa auf dem Niveau im Basisjahr.

Die Kohle und Gasimporte werden in den Hochpreisszenarien reduziert, während die Importe von Öl, Flüssiggas und synthetischen flüssigen Brennstoffen ansteigen. Bei Öl kann das teilweise durch die Reduktion der Importe von leichten Ölprodukten erklärt werden: die Raffinerieleistung in Westeuropa wird angehoben weil bei höheren Preisen die heimische Produktion von Raffinerieprodukten billiger kommt (Rückgang des Anteils leichter Brennstoffe erlaubt billigere Raffinerien mit weniger Cracking etc., was speziell für Westeuropa gültig ist). Dazu wird ein Teil der leichten Ölprodukte durch Methanol und Ethanol ersetzt. Ein weiterer Punkt ist der hohe Anteil an teuren Ölkategorien in Westeuropa. Dadurch werden Importe bei global gleichen Kostensteigerungen relativ billiger. In der Technologiewelt «forciert erneuerbar» werden zur Emissionsminderung Ölprodukte und Methanol durch Ethanol und Flüssiggas ersetzt.

Grafik 11-16: Energieimporte Westeuropa



11.5.5 CO₂-Emissionen

Globale CO₂-Emissionen

Durch die Preissteigerungen im Szenario «konventionelle Energiequellen» werden die globalen CO₂-Emissionen bis 2050 um fast 20% gegenüber dem Szenario A2 reduziert. Die Hauptreduktion erfolgt dabei durch den Mindereinsatz von Öl, gefolgt von Gas und Kohle. Es erfolgt ein leichter Anstieg der CO₂-Emissionen durch die erhöhte Verbrennung von Abfällen, doch durch die geringe Gesamtmenge ist das nicht von Bedeutung.

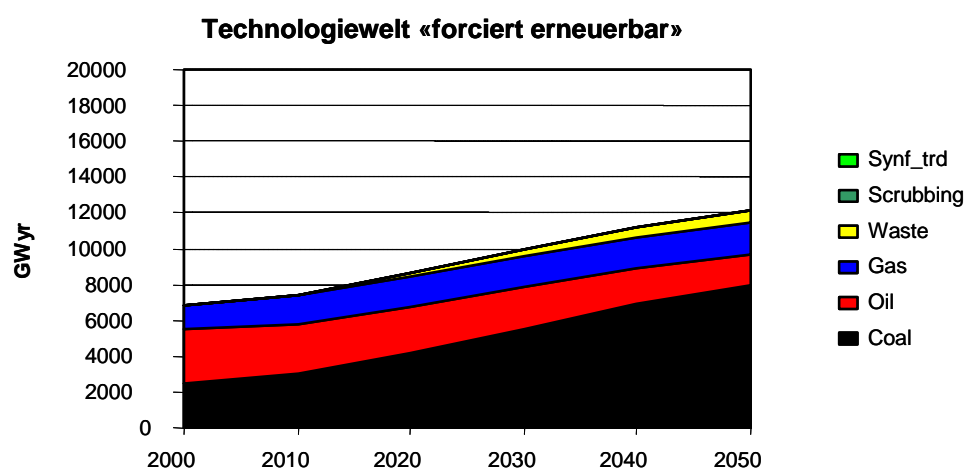
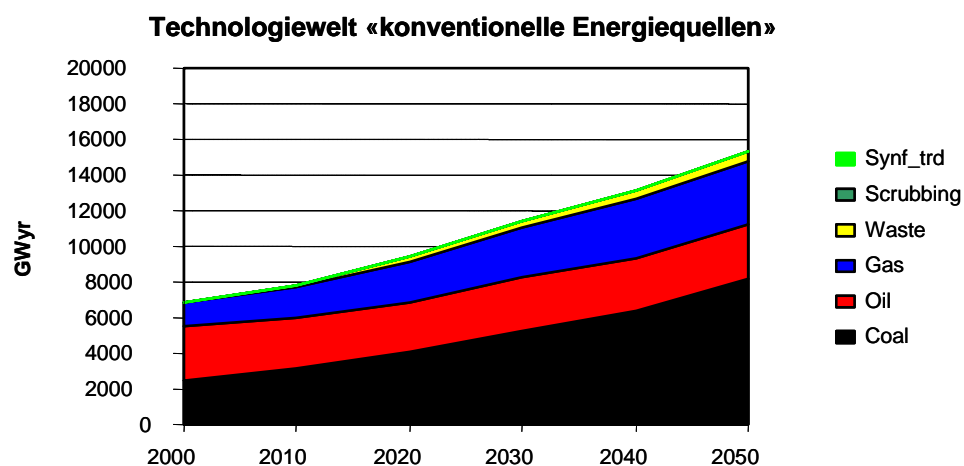
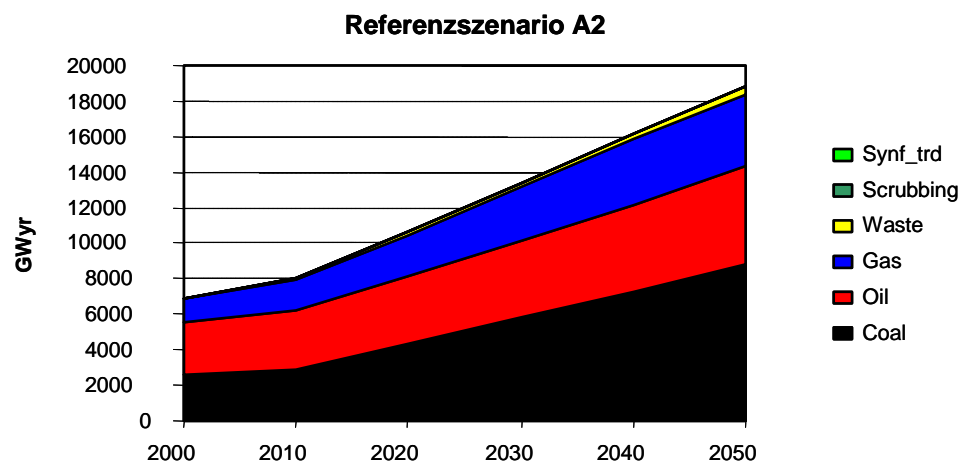
Im Szenario mit forcierter Verwendung von Erneuerbaren sinken die globalen CO₂ Emissionen um weitere 25%.

Im Referenzszenario steigen die globalen CO₂-Emissionen bis 2050 um den Faktor 2.7 an, dieser Anstieg wird in der Technologiewelt «forcierter erneuerbar» auf 1.8 reduziert. Diese Reduktion ist sicher noch nicht ausreichend um die zu erwartenden Klimaauswirkungen durch erhöhte CO₂ Emissionen und andere Treibhausgase zu unterbinden. Daher müssten weitere Maßnahmen zur Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen, wie z.B. CO₂-Scrubbing oder eine weiter erhöhte Nutzung von nicht klimarelevanten Brennstoffen, getroffen werden. Diese Fragestellung wurde aber in den dargestellten Szenarien nicht berücksichtigt.

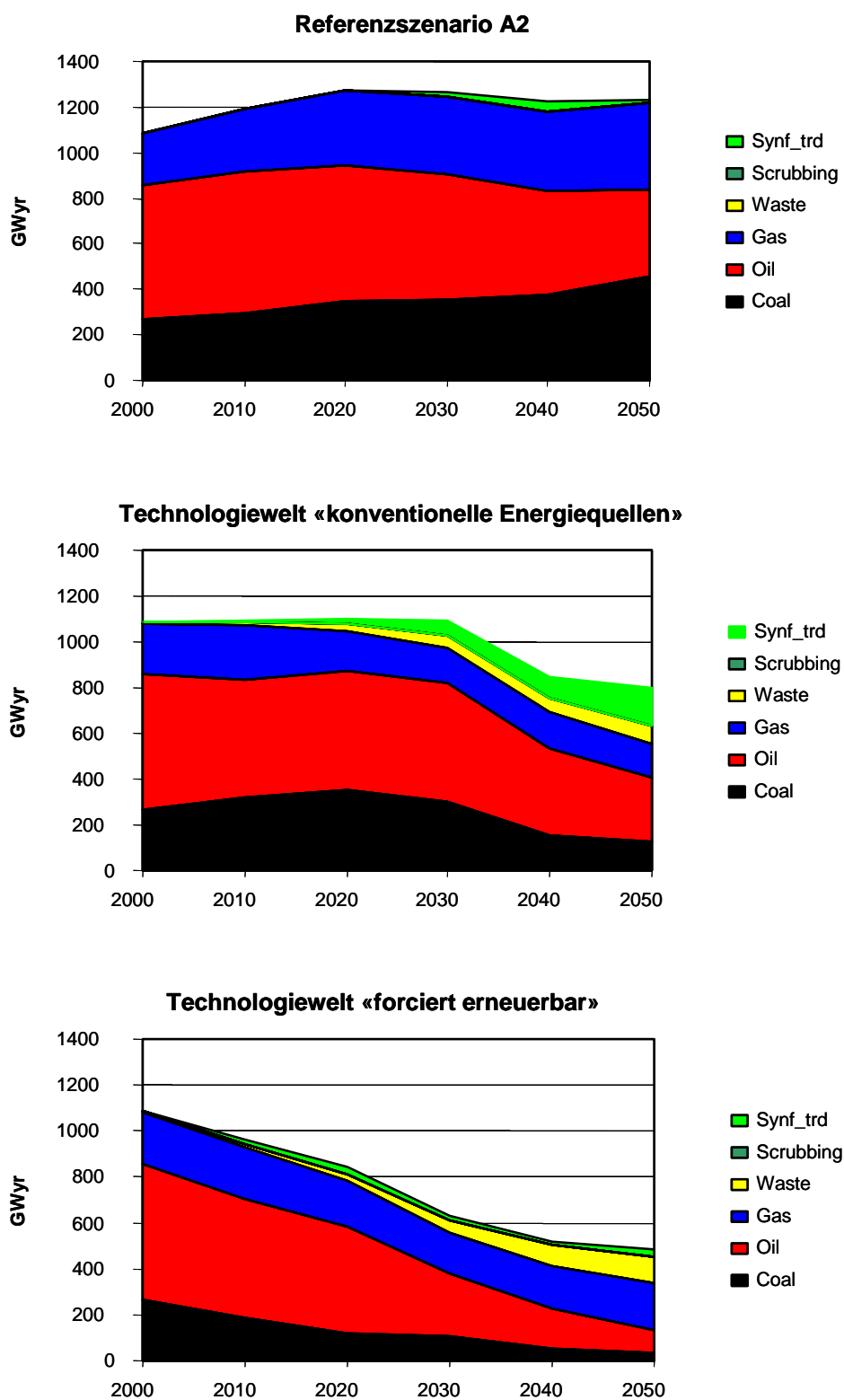
CO₂-Emissionen Westeuropa

In Westeuropa sieht man denselben Effekt wie global, nur wesentlich verstärkt. Im reinen Hochpreisszenario sinken die Emissionen bezogen auf das A2-Szenario bis 2050 um etwa 25%. Hier wird die Reduktion hauptsächlich durch die Reduktion des Kohleverbrauchs verursacht. Im Szenario mit forcierter Nutzung von Erneuerbaren sinken die CO₂-Emissionen auf 40% des Wertes des Referenzszenarios. Dies ist hauptsächlich auf die geringere Nutzung von Ölprodukten in der Stromerzeugung und im Transportsektor zurückzuführen.

Grafik 11-17: Globale CO₂-Emissionen



Grafik 11-18: CO₂-Emissionen Westeuropa



Literaturverzeichnis

- Atukeren Erdal. 2003.
Oil Prices and the Swiss Economy. KOF-Arbeitspapier, Nr. 77. Online im Internet:
http://www.ecomod.net/conferences/ecomod2003/ecomod2003_papers/Atukeren.pdf
- Barrell Ray, Pomerantz Olga. 2004.
Oil Prices and the World Economy. NIESR National Institute of Economic and Social Research. Online im Internet: <http://www.niesr.ac.uk/pubs/dps/dp242.pdf>
- BFE (Bundesamt für Energie). 2006.
Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005. Bern.
- BFE (Bundesamt für Energie). 2006.
Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2005. Bern.
- BFE Bundesamt für Energie, Kägi Wolfram, Siegrist Stefan, Schäfli Martin, Eichenberger Urs.
2003.
Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen. Forschungsprogramm
Energiewirtschaftliche Grundlagen.
- BFE Bundesamt für Energie. 2005.
Bericht zum Erdölmarkt vom 6. September 2005. Online im Internet: www.energieschweiz.ch/imperia/md/content/energiemarkteetrgertechniken/erdl/18.pdf
- BMWA Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. 2005.
EWI/Prognos – Studie. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.
Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV – Kurzfassung.
Dokumentation Nr. 545. Berlin.
- Böhringer Christoph, Jensen Jesper, Rutherford Th. 2000.
Energy Market Projections and Differentiated Carbon Abatement in the European Union.
In: Carraro C. (Hrsg., 2000). Efficiency and Equity of Climate Change Policy, pp. 199-219. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, NL.
- Böhringer Christoph, Rutherford Thomas F. 2005.
Integrating Bottom-Up into Top-Down: A Mixed Complementarity Approach. Online im Internet: <http://bibserv7.bib.uni-mannheim.de/madoc/volltexte/2005/1104/pdf/dp0528.pdf>
(21. 12. 2006).
- BP British Petroleum. 2005.
BP Statistical Review of World Energy. Putting energy in the spotlight.
- BP British Petroleum. 2005.
Putting Energy in the spotlight. BP Statistical Review of World Energy 2005. Online im Internet:
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/publications/energy_reviews_2005/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2005.pdf
- Campbell Colin J. 2002.
Forecasting Global Oil Supply 2000-2050. In: Hubbert Center Newsletter: 2002, No. 3.

- Campbell Colin J. 2005.
The end of the first half of the age of oil. Online im Internet:
http://www.cge.uevora.pt/aspo2005/abscom/ASPO2005_Lisbon_Campbell.pdf
- Campbell Colin J., Laherrère Jean H. 1998.
The End of Cheap Oil. In: The Scientific American, March 1998: 78-83.
- Commission of the European Communities. 2000.
The European Union's oil supply. Online im Internet: http://europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/site/en/com/2000/com2000_0631en01.pdf
- Dimaranan, B.V. (Hrsg.). 2006.
Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 6 Data Base, Center for Global Trade Analysis, Purdue University. Online im Internet:
https://www.gtap.agecon.purdue.edu/databases/v6/v6_doco.asp
- ECB European Central Bank, Jiménez-Rodríguez Rebeca und Sánchez Marcelo. 2004.
Oil Price Shocks and Real GDP Growth – Empirical Evidence for some OECD Countries. Working Paper Series No. 362, May 2004.
- ECB European Central Bank. 2004a
Oil Prices and the Euro Area Economy. In: ECB Monthly Bulletin, November 2004, S. 51-63.
- Ecoplan. 2007.
Energieperspektiven – volkswirtschaftliche Auswirkungen. Klimapolitische Szenarien und ihre wirtschaftliche Auswirkungen auf die Schweiz in einem globalen Kontext, Resultate aus dem Mehrländer-Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy. Bern.
- EIA Energy Information Administration. 2004.
International Energy Outlook 2004. Online im Internet:
[http://tonto.eia.doe.gov/FTP/forecasting/0484\(2004\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/forecasting/0484(2004).pdf) (21. 12. 2006)
- EIA Energy Information Administration, Wood John H., Long Gary R., Morehouse David F. 2004.
Long-Term World Oil Supply Scenarios. The Future Is Neither as Bleak or Rosy as Some Assert. Online im Internet:
www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/feature_articles/2004/worldoilsupply/oilsupply04.html
- EIA Energy Information Administration. 2001.
Energy Price Impacts on the U.S. Economy. Online im Internet:
http://www.eia.doe.gov/oiaf/economy/energy_price.html
- EIA Energy Information Administration. 2004.
International Energy Outlook 2004. Washington D.C.
- EIA Energy Information Administration. 2005.
International Energy Outlook 2005. Washington D.C.
- EIA Energy Information Administration. 2006.
International Energy Outlook 2006 – With Projections to 2030. Washington D.C.

- Energieverwertungsagentur – the Austrian Energy Agency. 2001.
Energy – Die Zeitschrift der Energieverwertungsagentur. Nr. 4. Wien.
- European Commission, Directorate-General for Research. 2003.
World energy, technology and climate policy outlook 2030. Brussels.
- EVD Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement, seco Staatssekretariat für Wirtschaft. 2006.
Die Volkswirtschaft – Das Magazin für Wirtschaftspolitik. Nr. 79 (3).
- ExxonMobil. 2005.
The Outlook for Energy – A View to 2030. Online im Internet:
<http://www.exxonmobil.com/Corporate/Citizenship/Imports/EnergyOutlook05/index.html>
- Federal Reserve Bank of Dallas, Brown Stephen P. A., Yücel Mine K., Thompson John. 2003.
Business Cycles: The Role of Energy Prices. Research Department Working Paper 0304. Online im Internet: <http://www.dallasfed.org/research/papers/2003/wp0304.pdf> (30.03.2006)
- Gantner U., Jakob M., Hirschberg S. 2000.
Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen. Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Paul Scherrer Institut. Villigen.
- Gielen Dolf. 2003.
The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. Report Number EET/2003/04. Paris.
- Goldstein Joshua S., Huang Xiaoming, Akan Burcu. 1997.
Energy in the World Economy, 1950-1992. In: International Studies Quarterly, Nr. 41 (2), S. 241-266.
- Hertel T. 1997.
Global Trade Analysis, Modeling and applications, Cambridge University Press.
- Hirschberg Stefan, Dones Roberto, Heck Thomas, Burgherr Peter, Schenler Warren, Bauer Christian. 2004.
Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation. Comprehensive Assessment of Energy Systems. Studie im Auftrag des International Committee on Nuclear Technology. PSI-Bericht 04-15. Villigen. Online im Internet: http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/ILK%20-%20PSI%20Report%2004-15.pdf (2.2.2006).
- Huang Bwo-Nung, Hwang M. J., Peng Hsiao-Ping. 2005.
The asymmetry of the impact of oil price shocks on economic activities: An application of the multivariate threshold model. In: Energy Economics, Nr. 27, S. 455-476.
- IEA International Energy Agency. 2005.
Resources to Reserves. Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future. Paris.

- IEA International Energy Agency. 2004.
Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy. Paris.
- IEA International Energy Agency. 2004a.
World Energy Outlook 2004. Paris.
- IEA International Energy Agency. 2005.
World Energy Outlook 2005. Middle East and Africa Insights. Paris.
- Illum Klaus. 2005.
IEA Oil Projections Revisited. Eco Consult Denmark. Online im Internet: www.odac-info.org/assessments/documents/IEAprojectionsrevisited.pdf
- IMF International Monetary Fund. 2000.
The Impact of Higher Oil Prices on the Global Economy. Online im Internet: www.imf.org/external/pubs/ft/oil/2000/
- IMF, Hunt Benjamin, Isard Peter, Laxton Douglas. 2001.
The Macroeconomic Effects of Higher Oil Prices. IMF Working Paper 01/14, Research Department.
- Infras. 2005.
Beitrag des Verkehrs zur Wertschöpfung in der Schweiz: Teilprojekt 2 der Studie Nutzen des Verkehrs. Zürich.
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change. 2001.
Climate Change 2001: Mitigation. Greenhouse Gas Emission Mitigation Scenarios and Implications. Online im Internet: http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg3/index.htm (21.12.2006).
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change. 2001a.
Climate Change 2001: Mitigation. Summary for Policymakers. Online im Internet: <http://www.ipcc.ch/pub/wg3spm.pdf> (21.12.2006)
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change. 2001b.
Climate Change 2001: Working Group III: Mitigation: Technical Summary. Online im Internet: <http://www.ipcc.ch/pub/wg3TARtechsum.pdf> (21.12.2006).
- Jones C. T. 1996.
A pooled dynamic analysis of interfuel substitution in industrial energy demand by the G-7 countries. In: Applied Economics, Nr. 28, S. 815-821.
- Laherrère Jean. 2005.
Forecasting Production from Discovery. Online im Internet: http://www.cge.uevora.pt/aspo2005/abscom/ASPO2005_Laherrere.pdf
- Lindholt Lars. 1999.
Beyond Kyoto: CO₂ permit prices and the markets for fossil fuels. Discussion Papers No. 258, Statistics Norway.

- Lloyd Bob. 2005.
The End of Oil. Online im Internet: www.vuw.ac.nz/chaplains/issues/bob-lloyd-the-end-of-oil.pdf
- MacKenzie James J. 2000.
Oil as a finite resource: When is global production likely to peak?. World Resources Institute Working Paper.
- Maugeri Leonardo. 2006.
Two Cheers for Expensive Oil. In: Foreign Affairs, Vol 85, No. 2, S. 149-161.
- Middle East Economic Survey. 2004.
Impact Of High Oil Prices On World Economic Growth: A Mixed Assessment. Nr. 47 (24). Online im Internet:
<http://www.mees.com/postedarticles/finance/oilprice/a47n24b01.htm>
- Nathani C., Wickart M., Oleschak R., van Nieuwkoop R. 2006.
Estimation of a Swiss Input-Output Table for 2001, CEPE Report No. 6, Zürich.
- Nipkow Jürg, Brunner Conrad U. 2005.
Energie effizient nutzen. Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs. In: Bulletin SEV/VSE, No. 9/05, S. 27-32.
- Nitsch J. et al. (DLR, ifeu, Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt und Energie). 2004.
Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.
- OECD Organization for Economic Co-operation and Development, Brook Anne-Marie, Price Robert, Sutherland Douglas, Westerlund Niels und André Christophe. 2004.
Oil Price Developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses. Economic Department Working Papers No. 412.
- OECD Organization for Economic Co-operation and Development. 2004a.
Economic Outlook No. 76. Paris.
- OPEC Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2004b.
Annual Statistical Bulletin 2004. Wien.
- OPEC Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2004c.
Oil outlook to 2025. OPEC Review paper. Online im Internet:
<http://www.opec.org/library/OPEC%20Review/OWEM04.pdf>
- Österreichische Energieagentur. 2005.
energy – Zeitschrift der Österreichischen Energieagentur. Nr. 4. Wien.
- Pradhan Basanta K, Sahoo Amarendra. 2000.
Oil Price Shock and Poverty in a CGE Framework. Manila, MIMAP Training Programme.
- Rutherford Thomas F., Paltsev Sergey V. 2000.
GTAP-Energy in GAMS: The Dataset and Statistic Model. Discussion Papers in Economics. Working Paper No. 00-02. University of Colorado at Boulder, Boulder.

- Schmidbauer Frank. 2006.
Erdölpreise und Konjunktur. In: Die Volkswirtschaft. Das Magazin für Wirtschaftspolitik, 2006, Nr. 3: 15-18.
- SNB Schweizerische Nationalbank, Amstad Marlene und Hildebrand Philipp M. 2005.
Erdölpreis und Geldpolitik – ein neues Paradigma. In: SNB Quartalsheft 2005, Nr. 3, S. 62-79.
- Springer Urs. 2003.
The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies. In: Energy Economics, Vol. 25, pp. 527-551.
- Strubegger Manfred, Totschnig Gerhard, Zhu Bing. 2001.
MESSAGE: a technical model description. Laxenburg.
- WEC World Energy Council. 2005.
Global Energy Scenarios To 2050 And Beyond. Online im Internet:
<http://www.worldenergy.org/wec-geis/edc/scenario.asp>
- World Bank, International Bank for Reconstruction and Development. 2005.
The Impact of Higher Oil Prices on Low Income Countries and on the Poor. Washington D.C.