

Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur Bewertung zukünftiger Strategien

IKARUS-Workshop am 28. Februar 2002
BMWi, Bonn

Proceedings

herausgegeben von
S. Briem und U. Fahl

IKARUS

Instrumente für
Klimagas-Reduktionsstrategien



Umwelt
Environmen



Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt/Environment

Band/Volume 32

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE)

Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur Bewertung zukünftiger Strategien

**IKARUS-Workshop am 28. Februar 2002
BMW, Bonn**

Eine Veranstaltung des
Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
der Universität Stuttgart

in Zusammenarbeit mit der
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE) der
Forschungszentrum Jülich GmbH

Proceedings

herausgegeben von
S. Briem und U. Fahl, IER

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt/Environment

Band/Volume 32

ISSN 1433-5530 ISBN 3-89336-321-1

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen
Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten sind im Internet
über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Herausgeber Forschungszentrum Jülich GmbH
und Vertrieb: ZENTRALBIBLIOTHEK
 D-52425 Jülich
 Telefon (02461) 615368 · Telefax (02461) 61-6103
 e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de
 Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2003

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt / Environment Band / Volume 32

ISSN 1433-5530
ISBN 3-89336-321-1

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Vorwort

Energiemodelle sind heute ein unerlässliches Werkzeug, um Optionen der zukünftigen Entwicklung von Energiesystemen identifizieren und umfassend beurteilen zu können. Sie finden Anwendung in vielfältigen Bereichen und dienen insbesondere in der Politik dazu, Szenarien zukünftiger Entwicklungen des Energiesystems zu entwerfen und diese hinsichtlich der mit ihnen verbundenen vielfältigen Wirkungen auf verschiedene Bereiche der Ökologie und Ökonomie zu analysieren.

Die verfügbaren Modellansätze sind meist für die Untersuchung spezifischer Fragestellungen entwickelt worden. Dies spiegelt sich insbesondere in den ihnen zu Grunde liegenden methodischen Ansätzen, der regionalen Auflösung, der zeitlichen Disaggregation und den Zeithorizonten sowie in den genutzten Datenbasen wider. Während einige Modelle auf die Untersuchung von vollständigen Energiesystemen meist auf nationaler Ebene ausgerichtet sind, ist der Entwicklungsschwerpunkt anderer Modelle auf Analysen zur Stromerzeugung und zum Stromaustausch oft auch in regional größerem Maßstab gelegt worden. Wieder andere Modelle dienen dem Ziel, Veränderungen des Energiesystems hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die Volkswirtschaft abzubilden, Marktpreise zu ermitteln, Antworten auf die Frage nach den Konsequenzen für die Beschäftigung zu geben oder die Rolle einzelner Akteure in Energiesystemen zu analysieren und damit Aussagen über Marktstrukturen abzuleiten.

Das Spektrum der unterschiedlichen Modellansätze folgt hierbei aus der Vielzahl der verschiedenen Merkmale, durch die sich komplexe Systeme wie Energiesysteme und die Gesamtwirtschaft auszeichnen.

Im ersten Modellexperiment (MEX I) des Forum für Energiemodelle wurde versucht, die auf grundsätzlich unterschiedlichen methodischen Ansätzen beruhenden Modellgruppen der Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle hinsichtlich ihrer spezifischen Leistungsmerkmale und Anwendungsbereiche zu charakterisieren. Hier wurde herausgearbeitet, dass technologie- und energieträgerorientierte Fragestellungen wie z. B. die Substitution von Energieträgern, Effizienzverbesserungen und Möglichkeiten des Energiesparens die Leistungscharakteristika der Energiesystemmodelle erfordern. Auf der anderen Seite werden durch Energiewirtschaftsmodelle Leistungsmerkmale bereitgestellt, die Analysen von Untersuchungsgegenständen zulassen, die auf die Gesamtwirtschaft und strukturelle Änderungen ausgerichtet sind, wie zum Beispiel die Beurteilung von Maßnahmen auf Wachstum, Einkommen und Beschäftigung.

Aus den Arbeiten wurde schließlich abgeleitet, dass komplexere Fragestellungen, die sowohl technologie- als auch gesamtwirtschaftlich orientiert sind, gekoppelte Modellinstrumentarien erfordern.

Im dritten Modellexperiment (MEX III) wurde an diese Vorarbeiten angeknüpft und innerhalb des thematischen Rahmens *„Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Die Rolle erneuerbarer Energieträger“* der methodische Schwerpunkt auf

die Kopplung verschiedenartiger Modellansätze aneinander gelegt. Ziel war es, Kopplungen zwischen Modellansätzen zu realisieren und zu erproben sowie die Grenzen der Kopplungsmöglichkeiten und die Ergebnisrelevanz aufzuzeigen. Das durch das Zusammenspiel der an MEX III beteiligten Modelle gebildete Modellinstrumentarium wurde hierbei auf komplexe Szenarien angewendet, die aktuelle Vorgaben und Diskussionen in der Energiepolitik und Energiewirtschaft widerspiegeln und sämtliche der eingangs aufgeführten Aspekte zum Gegenstand hatten.

Im Rahmen des MEX III veranstaltete das Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland am 28.2.2002 im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie den diesem Tagungsband zugrundeliegenden Methodenworkshop und führte damit die Tradition von Energiemodell-Workshops fort, die seit Jahren fester Bestandteil der Arbeiten im Modellforum und im IKARUS-Projekt sind.

Auf dem Methodenworkshop unter dem Titel *„Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur Bewertung zukünftiger Strategien“* berichteten zum einen an MEX III beteiligte Projektpartner über ihre Erfahrungen im Bereich der Modellkopplungen, zum anderen referierten aber auch externe und zum Teil internationale Experten über Ihre Arbeiten und Erfahrungen in diesem Themenbereich.

Wir freuen uns sehr über das große Interesse an dem Workshop und danken allen Beteiligten nochmals herzlich für ihre fundierten, aktuellen und fruchtbaren Beiträge. Ein besonderer Dank gilt den Vertretern des Bundesministeriums für das freundliche Angebot, den Workshop in Räumen des BMWi zu veranstalten und die umfassende Unterstützung bei der Organisation.

Sebastian Briem

Ulrich Fahl

Stuttgart, im Januar 2002

Inhaltsverzeichnis

1	Das Modellexperiment III des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland.....	1
1.1	Einleitung	1
1.2	Zielsetzungen und Aufgaben	1
1.3	Die Modellexperimente	2
1.3.1	Das Modellexperiment I.....	3
1.3.2	Das Modellexperiment II.....	4
1.3.3	Das Modellexperiment III	4
1.4	Zusammenfassung	10
2	Kopplungen von Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen	11
2.1	Motivation und Aufgabenstellung	11
2.2	Beispiele realisierter Modellkopplungen	12
2.3	Das Modell MARES.....	13
2.3.1	Investitionseffekt	14
2.3.2	Betriebseffekt	14
2.3.3	Verdrängungseffekt	14
2.3.4	Budgeteffekt	15
2.3.5	Multiplikatoreffekte infolge gesteigerten Volkseinkommens	15
2.3.6	Effekte infolge verminderter Primärenergieträgerimporte	16
2.4	Kopplungen zwischen den Modellen	17
2.5	Probleme bei und Vorteile von Modellkopplungen	19
2.6	Fazit	21
3	IKARUS-MARKAL/MIS Kopplung eines Energiesystemmodells mit einem makroökonomischen Modell.....	23
3.1	Einleitung	23
3.2	Vorbemerkung	24
3.2.1	Ikarus-Markal	24
3.2.2	MIS	25
3.2.3	Stärken und Schwächen der einzelnen Modelle	26
3.3	Implementierung der Modellkopplung	26

3.4	Ergebnisse	31
3.5	Schlussfolgerungen	33
4	Integration von Umweltindikatoren in das RWI-Modell.....	35
4.1	Überblick	35
4.2	Die ökonomischen Teilsysteme	37
4.2.1	Energiemodell	37
4.2.2	Strukturmodell	47
4.3	Umweltindikatoren	52
4.3.1	Vorbemerkungen	52
4.3.2	Energie und Umwelt	53
4.3.3	Flächennutzung	54
4.4	Integration von Umweltindikatoren.....	56
5	DIOGENES - Modellstruktur und Kopplung.....	61
5.1	Einleitung	61
5.2	Methodischer Ansatz und Modellkopplung.....	62
5.2.1	Allgemeines	62
5.2.2	Das dynamische Input-Output Modell.....	63
5.2.3	Das Kraftwerksmodul	68
5.2.4	Ermittlung der Gesamteffekte und Modellkopplung	72
5.3	Schlussbetrachtungen und Ausblick	75
6	The Synthesis of Bottom-Up and Top-Down in Energy Policy Modeling.....	79
6.1	Introduction.....	79
6.2	General equilibrium and the complementarity format.....	81
6.3	Integration of bottom-up activity analysis into top-down CGE models.....	83
6.4	Numerical example	85
6.4.1	Benchmark Data	85
6.4.2	Illustrative simulations.....	86
6.5	Summary and conclusions	89
7	Modellkopplungen im MESAP-Instrumentarium	97
7.1	Einleitung.....	97
7.2	Verbraucherorientiertes Energie- und Beschäftigungsmodell E ³ life.....	98
7.3	Makroökonomische Erweiterung eines Energiesystemmodells	103

8	Environmental taxation within a bottom-up framework of energy-economy interactions: The model ENVEES	121
8.1	Introduction	121
8.2	Approaches in Energy-Economy Modeling	122
8.3	An Overview of the model ENVEES	125
8.3.1	Energy-Economy Interactions in ENVEES.....	126
8.3.2	Endogenous Pollution Abatement in ENVEES.....	128
8.4	Conclusions	129
9	Linking ETA Models to the MACRO Model of MERGE-ETL. First Insights and Extensions to the Global Markal-Macro Model.....	133
9.1	Introduction	133
9.2	Description of the approach applied to MERGE-ETL	133
9.3	Description of scenarios	137
9.4	Scenario results.....	140
9.4.1	Technology implications of learning.....	143
9.5	Final Conclusions	144
10	Drei Modellwerkzeuge zur Analyse des Wettbewerbs auf dem Strommarkt in Dänemark und Norddeutschland – EFOM, Balmorel, EMELIE.....	155
10.1	Technisch-ökonomische Modelle für den Wettbewerbsmarkt.....	155
10.2	Optimierung des langfristigen Ausbaus eines regionalen Stromerzeugers	156
10.3	Kopplung mit makroökonomischen Modellen	159
10.4	Modellierung des internationalen Elektrizitätshandels	159
10.5	Modellierung eines unvollständigen Wettbewerbsmarkts.....	164
10.6	Vergleich der Modelle	166
11	Modellvergleich im Hinblick auf Politikberatung für den Klimaschutz.....	169
11.1	Einleitung	169
11.2	Anforderungen aus Politik und Wirtschaft und deren Wahrnehmung	169

11.3 Grundlegender Vergleich von Energiemodellen	170
11.3.1 Theoretische Fundierung und Betrachtungsschwerpunkte.	170
11.3.2 Modellierung des Energiesystems und der Energietechnologien	170
11.3.3 Kritische Faktoren.....	172
11.3.4 Klassische Fragestellungen.....	172
11.3.5 Der gesamtwirtschaftliche Zusammenhang und Marktbedingungen	173
11.4 Kritische Faktoren und systematische Unterschiede	173
11.5 Basis- bzw. Referenzszenario	173
11.6 Technologieentwicklung.....	174
11.7 No-Regret-Maßnahmen und Effizienzlücke.....	176
11.7.1 Konsumentenpräferenzen	176
11.7.2 Versteckte Kosten	177
11.7.3 Nebeneffekte.....	178
11.7.4 Marktunvollkommenheiten.....	178
11.7.5 Arten von Zusatznutzen und –kosten.....	179
11.7.6 Trends und Perspektiven der Modellentwicklung	180
11.8 Ausblick	181
Teilnehmerliste.....	183

1 Das Modellexperiment III des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland

Sebastian Briem

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart; Tel. 0711-78061-62

Email: forum@ier.uni-stuttgart.de

1.1 Einleitung

Das Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES oder Forum) stellt eine offene Kommunikationseinrichtung für den intensiven Erfahrungsaustausch zwischen Entwicklern und Nutzern von Energiemodellen aus Forschung, Politik und Wirtschaft dar. Es gründet sich auf eine gemeinsame Initiative von Wissenschaftlern, die maßgeblich an der Entwicklung und Anwendung von Systemmodellen in der Energiewirtschaft beteiligt sind. Das Forum soll zu dem im 4. Programm für Energieforschung und Energietechnologien der Bundesregierung geforderten Ausbau der Systemanalyse-Kapazität in Deutschland beitragen und damit die Anwendung von Energiemodellen für die wissenschaftliche Politikberatung sowie in der Energiewirtschaft fördern.

1.2 Zielsetzungen und Aufgaben

Die wesentlichen Zielsetzungen des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen sind im folgenden kurz dargestellt.

- Demonstration des Anwendungspotenzials von Energiemodellen und energiewirtschaftlichen Systemanalysen für die Energiepolitik und Energiewirtschaft
- Exemplarische Anwendung existierender Modelle für die Analyse ausgewählter Problemstellungen. Hiermit werden die Einflüsse alternativer methodischer Ansätze sowie unterschiedlicher Detaillierungsgrade und Datenannahmen auf die Ergebnisse der untersuchten Problemstellung analysiert.
- Erweiterung des Anwendungs- und Leistungsspektrums von Energiemodellen durch Kooperationen zwischen den Entwicklern und Kopplungen verschiedener Modelle aneinander
- Erhöhung der Transparenz der verschiedenen Modellansätze hinsichtlich ihrer theoretischen und methodischen Fundierung
- Erarbeitung von Qualitätskriterien für Energiemodelle und ihre Datenbasen
- Förderung des Erfahrungsaustausches zwischen den Modellentwicklern und -anwendern aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft
- Unterstützung der Diskussion und Information über methodische Weiterentwicklungen und neue Modellansätze

Das Forum übernimmt folgende Aufgaben, um die zuvor genannten Ziele zu erreichen:

- Durchführung von Modellexperimenten anhand von mehreren gemeinsamen Fallstudien mit unterschiedlichen Modellen und Modellansätzen aber harmonisierten Rahmendaten
- Erarbeitung von Modellcharakterisierungen und Qualitätskriterien
- Verbreitung der Ergebnisse der Modellexperimente an die Nutzer von Modellen in Wissenschaft, Politik und Wirtschaft
- Schaffung eines Kommunikations-Netzwerkes zur Weiterentwicklung von Energiemodellen

Für die Durchführung der Tätigkeiten des Forum ist ein Sekretariat verantwortlich, das am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart eingerichtet ist. Seine wesentlichen Aufgaben bestehen in der Organisation und Unterstützung der Modellexperimente des Forum, der Organisation von Workshops zur Präsentation der Ergebnisse und zur Erörterung methodischer Fragestellung. Weiterhin werden vom Sekretariat Schwerpunktthemen der Modellexperimente erarbeitet sowie die Öffentlichkeitsarbeit geleistet, die die Bekanntmachung und Ausschreibung der jeweiligen Experimente, die kontinuierliche Bereitstellung von Informationen über das Internet sowie die Veröffentlichung der Projektberichte umfasst.

1.3 Die Modellexperimente

Das zentrale Element der Arbeiten des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen ist das Modellexperiment, das auch den thematischen Rahmen für die detaillierten Arbeiten aufspannt.

Ein Modellexperiment erstreckt sich über einen Zeitraum von ca. zwölf Monaten, in dem die Teilnehmer des Forum in regelmäßigen Abständen von etwa zwei Monaten zu Arbeitstreffen zusammenkommen, um die Modellansätze, zu untersuchende Fragestellungen und Fallstudienresultate zu diskutieren.

Ein wesentliches Ziel der Modellexperimente ist es, Unterschiede in den bestehenden methodischen Ansätzen der Energiemodelle aufzuzeigen. Hierzu werden für jedes Modellexperiment eine Anzahl von Modellansätzen ausgewählt, mit denen gemeinsame Fallstudien mit harmonisierten Rahmenannahmen durchgeführt werden. Durch Kopplungen von Modellen aneinander wird weiterhin die Untersuchung komplexerer Fragestellungen innerhalb der Fallstudien möglich, die durch einzelne Modellansätze nicht bewerkstelligt werden könnten. Hierfür werden mögliche Schnittstellen zwischen Modellansätzen identifiziert, ggf. durch Modifikationen und Weiterentwicklungen aneinander angepasst und Ergebnisse aus den Rechnungen eines Modells als Inputdaten für andere Modelle zur Verfügung gestellt.

Eine vergleichende Analyse der Ergebnisse aus den jeweiligen Fallstudien innerhalb des Modellexperiments soll die ergebnisrelevanten Unterschiede für die betrachteten Modelle

aufzeigen, die sich einerseits aus der unterschiedlichen Methodik, andererseits aber auch aus einem alternativen Detaillierungsgrad oder einer abweichenden Datenbasis ergeben können. Letztendlich sollen aus dem Vergleich eine vertiefte Kenntnis der Möglichkeiten und Grenzen der jeweiligen Modellansätze sowie Anregungen für mögliche methodische Weiterentwicklungen resultieren.

Neben den zuvor skizzierten Ergebnissen, die auf methodische, datentechnische und modelltheoretische Aspekte ausgerichtet sind, werden durch die aus den Modellrechnungen der jeweiligen Fallstudie hervorgehenden Ergebnisse wichtige aktuelle und komplexe Fragestellungen fundiert und transparent beantwortet. Bisher wurden bereits zwei Modellexperimente durchgeführt und die Ergebnisse im Rahmen von Workshops und Veröffentlichungen Interessierten vorgestellt. Gegenwärtig wird das dritte Modellexperiment durchgeführt.

1.3.1 Das Modellexperiment I

Das Modellexperiment I (MEX I) zum Thema „Strukturelle und Gesamtwirtschaftliche Effekte des Klimaschutzes - Die nationale Perspektive“, bei dem der Modellvergleich bestehender methodischer Ansätze im Vordergrund stand, wurde mit dem Modellworkshop am 19. März 1999 und der anschließenden Veröffentlichung der Ergebnisse im Physica-Verlag abgeschlossen. An diesem Experiment waren sieben Institutionen mit insgesamt acht Modellansätzen beteiligt. Als Ergebnisse wurden deutliche Klassifizierungen und geeignete Anwendungsbereiche der Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle erarbeitet. Die Energiesystemmodelle zeichnen sich durch ihre technologische Fundierung aus, mit denen Effekte durch Technik-Substitutionen, Effizienzverbesserungen und des Energiesparens abgebildet und damit speziell technologie- und energieträgerorientierte Fragestellungen beantwortet werden können. Auf der anderen Seite liegen die Stärken der Energiewirtschaftsmodelle in der Abbildung gesamter volkswirtschaftlicher Kreisläufe, so dass mit ihnen gesamtwirtschaftliche und strukturelle Änderungen des Wachstums, des Einkommens und der Beschäftigung durch Eingriffe in das Energiesystem untersucht werden können. Als weiteres Ergebnis des ersten Modellexperimentes wurde festgehalten, dass für komplexere Fragestellungen, die eine gründliche Fundierung sowohl hinsichtlich technischer als auch volkswirtschaftliche Aspekte erfordert, gekoppelte Modelle erforderlich sind.

1.3.2 Das Modellexperiment II

Für das in der Tendenz eher ergebnisorientierte Modellexperiment II (MEX II) wurde die Themenstellung „Kernenergieausstieg - Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland“ ausgewählt. Dieses Modellexperiment wurde in der Zeit von Mai 1999 bis Juni 2000 durchgeführt und am 14. Juni 2000 mit einem Workshop, auf dem die wesentlichen Ergebnisse präsentiert wurden, abgeschlossen. An dem Experiment waren acht Institutionen mit insgesamt elf Modellen beteiligt.

Im Rahmen des Experimentes wurden neben einem Referenzszenario drei Ausstiegsszenarien berechnet, für die wiederum zwei verschiedene Preisentwicklungen der Energieträger angenommen wurden. Als Ergebnis der Modellrechnungen wurde ermittelt, dass ohne CO₂-Minderungsziele jährliche Mehremissionen von bis zu 110 Mio. t/a durch die Substitution der Kernkraftwerke folgen würden. Die Kosten des Ausstieges wurden für diesen Fall zu 12 - 69 Mrd. DM und bei Berücksichtigung von Klimaschutzzielen zu 53 - 111 Mrd. DM bestimmt.

1.3.3 Das Modellexperiment III

Derzeit wird das Modellexperiment III (MEX III) durchgeführt. Es wurde im März 2001 gestartet und wird im März 2002 mit einem Abschlussworkshop beendet werden. Als Rahmenthema wurde der „Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten“ mit besonderem Schwerpunkt auf der Rolle der regenerativen Energieträger gewählt.

Innerhalb dieses thematischen Rahmens werden verschiedene Aspekte untersucht, hierzu gehören insbesondere die folgenden Fragen:

- Wie können die nationalen Ziele zum Ausbau des Anteils der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung erreicht werden?
- Welchen Beitrag sollte Deutschland zu internationalen Ausbauzielen der regenerativen Stromerzeugung haben und wie können diese Ziele erreicht werden?
- Welche Techniken und Energieträger werden hierbei eingesetzt werden?
- Welche Rolle kommt dem Import von Elektrizität zu?
- Welche Effekte werden die Maßnahmen auf die CO₂-Emissionen, die Volkswirtschaft, den Arbeitsmarkt und die Strompreise haben und welche Rolle spielen hierbei die Marktstrukturen der Anbieter?

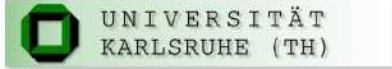
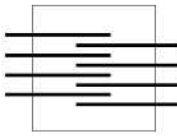
Die Untersuchung dieser Aspekte und Zusammenhänge erfolgt im dritten Modellexperimentes innerhalb von drei Szenarien, die Entwicklungen des Energiesystems mit einem zeitlichen Horizont bis 2030 abbilden.

- Das erste Szenario beschreibt als „Nationales Trendszenario“ eine Referenzentwicklung, die in Deutschland für den Fall erwartet wird, dass keine zusätzlichen Maßnahmen der Politik, Industrie und Verbraucher (Gesetzgebung, forcierte Energiesparmaßnahmen usw.) erfolgen.
- Mit dem „Nationalen REG-Szenario“ wird ein Ausbau des Anteils der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung entsprechend der Zielorientierung der Bundesregierung (12 % in 2010) sowie ein weiterer Ausbau gemäß den Planungen des Bundesumweltministeriums auf 20 % und 30 % in den Jahren 2020 bzw. 2030 untersucht. Importe von Strom aus regenerativen Quellen werden berücksichtigt und tragen zum Erfüllen der Quote bei.
- Das „EU-harmonisierte REG-Szenario“ basiert auf der Zielsetzung, den Anteil der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung in der EU im Jahr 2010 auf 22 % zu erhöhen. Ein weiterer Ausbau des Anteils auf 30 % und 40 % in den Jahren 2020 bzw. 2030 wird angenommen. Aus den Vorgaben für die EU wird innerhalb des Modellexperimentes der Anteil berechnet, der von Deutschland als Beitrag zur Erfüllung der EU-Quote unter der Zielsetzung geringster Kosten folgt. Weiterhin wird ein internationaler Handel mit CO₂-Zertifikaten zugelassen, die Preise für die Zertifikate folgen aus Modellrechnungen sowohl am MEX beteiligter als auch externer Modelle.

In Tabelle 1-1 sind die drei Szenarien vergleichend gegenübergestellt. Grundsätzlich wird aus der Definition der Szenarien und der Untersuchungsgegenstände deutlich, dass hier Fragestellungen aus den Bereichen der stärker technikorientierten Energiesystemoptimierung und -analyse, der Volks- und Energiewirtschaft, sowie spezielle Aspekte des Stromaußenhandels zu betrachten sind. Die Komplexität der Fragestellungen übersteigt damit die Leistungscharakteristika einzelner Modelle deutlich. Entsprechend dem Ergebnis des ersten Modellexperimentes sind für die Untersuchung dieser komplexen Zusammenhänge Kopplungen von verschiedenen Modelltypen aneinander notwendig. Die umseitig aufgelisteten zehn Institutionen haben sich erfolgreich mit insgesamt zwölf Modellansätzen um die Teilnahme an den komplexen Arbeiten im Rahmen des dritten Modellexperimentes beworben.

Tabelle 1-1: Charakterisierung der Szenarien im Modellexperiment III

	Nationales Trendszenario	Nationales REG-Szenario	EU-harmonisiertes REG-Szenario
Gegenstand	Bestimmung der trendgemäßen Entwicklung in Deutschland ohne zusätzliche Maßnahmen der Politik, Industrie, Verbraucher	Ausbau der Nutzung der regenerativen Energieträger in der Stromerzeugung gemäß der Zielsetzung der Bundesregierung	Ausbau der Nutzung der regenerativen Energieträger in der Stromerzeugung aufbauend auf der Zielsetzung der EU bei internationaler Kooperation zur CO ₂ -Minderung
Zeitraumen der Szenarien	2000 - 2030 mit den Stützjahren 2010, 2020, 2030		
Gesamtstromnachfrage bzw. -erzeugung in Deutschland	Ergebnis, abgeleitet aus den Rahmendaten, bzw. Entwicklung gemäß PROGNOSE/EWI 1999	Basierend auf Trendszenario, Rückwirkungen durch REG-Quote auf die Stromnachfrage in Deutschland sind zugelassen	Basierend auf Trendszenario, Rückwirkungen durch REG-Quote und CO ₂ -Zertifikatspreis auf die Stromnachfrage in Deutschland sind zugelassen
Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern am Nettostromverbrauch in Deutschland (ohne Pumpstromverbrauch)	Mindesterzeugungsmengen entsprechend MEX II festgelegt, im übrigen Ergebnis der Szenariorechnungen	2010 – 12 % 2020 – 20 % 2030 – 30 %	Die von Deutschland zu erfüllende REG-Quote folgt aus einer von den EU-Staaten zu erfüllenden REG-Quote nach PERSEUS-ICE: 2010: EU: 22 %, D: 11,5 % 2020: EU: 30 %, D: 17,5 % 2030: EU: 40 %, D: 23,0 %
REG-Stromimporte	werden berücksichtigt	werden berücksichtigt und tragen zum Erfüllen der REG-Quote bei	werden berücksichtigt, tragen nicht zur Quote bei
Konventioneller Stromimport	wird entsprechend den Ergebnissen von PERSEUS-ICE berücksichtigt: 2005 -> 1,61 TWh 2010 -> 9,79 TWh 2015 -> 20,6 TWh 2020 -> 6,55 TWh 2025 -> -3,21 TWh. (negat. Vorz.: Export)	wie Trendszenario	Wie Trendszenario (EU-REG-Quote hat gemäß den Ergebnissen von PERSEUS-ICE nur vernachlässigbar geringe Rückwirkungen auf konventionellen Stromimport)
CO ₂ -Minderungsziele/CO ₂ -Zertifikatshandel	Kein CO ₂ -Minderungsziel vorgeben	Der CO ₂ -Minderungsbeitrag des REG-Stroms ist ein Szenarioergebnis	Zertifikatshandel zugelassen, Preise für die Zertifikate nach PACE, PRIMES u. NEWAGE: 2010 -> 16,05 €/t CO ₂ 2020 -> 19,84 €/t CO ₂ 2030 -> 24,08 €/t CO ₂
KWK	KWK-Politik entsprechend dem aktuellen Stand inkl. KWK-Gesetz	wie Trendszenario	wie Trendszenario

Institution		Modellansatz
	bremer energie institut (bei)	MIS ¹
	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim	DIOGENES ² , PACE ³
	Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe	PERSEUS-ICE ⁴
 	Programmgruppe Systemanalyse u. Technologische Entwicklung (STE), Forschungszentrum Jülich	IKARUS ⁵ -MARKAL
 	Wuppertal Institut (WI)	WMI ⁶
	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Osnabrück	PANTA RHEI
	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart	TIMES ⁷ , POM ⁸
	Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Karlsruhe	ISI-Modell
	Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum	MARES ⁹
	Akademie für Technikfolgen- abschätzung in Baden-Württemberg (TA-AKA), Stuttgart	Cross-Impact-Matrix

Die in MEX III involvierten Modelle stellen eine stark heterogene Gruppe von Optimierungs- und Analysewerkzeugen dar. Die Modelle unterscheiden sich erheblich durch die ihnen zugrunde liegenden methodischen Ansätze, ihre Anwendungsbereiche, Leistungscharakteristika, Detaillierungsgrade und weitere Eigenschaften, die sie jeweils für spezielle Fragestellungen innerhalb des Untersuchungsrahmens von MEX III qualifizieren. Mit Blick

¹ MIS: Makroökonomisches Informationssystem

² DIOGENES: Dynamic Input-Output Model for General ENvironmental and Economic System Analysis

³ PACE: Policy Analysis based on Computable Equilibrium

⁴ PERSEUS-ICE: Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply Interregional Competition Energy

⁵ IKARUS: Instrumente für KlimagAs-RedUKtions-Strategien

⁶ WMI: Wuppertal Modell-Instrumentarium

⁷ TIMES: The Integrated Markal EFOM System

⁸ POM: Preiswettbewerb in Oligopolistischen Märkten

⁹ MARES: Modell der Arbeitsmarkteffekte Ressourcenschonender EnergieSysteme

auf ihre jeweiligen Beiträge im Rahmen des Modellexperimentes lassen sich die zwölf Modelle fünf Gruppen zuordnen. Hierbei bleibt unberücksichtigt, dass einige Modelle mehrere methodische Ansätze nutzen oder für verschiedene Untersuchungsgegenstände geeignet sind und daher auch mehreren Gruppen zugeordnet werden könnten.

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Energiewirtschaftsmodelle
MIS
PANTA RHEI
MARES
PACE | <ul style="list-style-type: none"> • Energiesystemmodelle
IKARUS-MARKAL
WMI
TIMES |
| <ul style="list-style-type: none"> • Modelle für den Stromaußenhandel
PERSEUS-ICE
ISI-Modell | <ul style="list-style-type: none"> • Spieltheoretische Modelle
POM
DIOGENES |
| <ul style="list-style-type: none"> • Weitere Szenariotechnik
Cross-Impact-Matrix | |

In der Projektlaufzeit des dritten Modellexperiment wurde eine Struktur der Zusammenarbeit und Kopplung von Modellen aneinander erarbeitet, die in der Abb. 1-1 skizziert ist. Die Szenariotechnik der Cross-Impact-Matrix beruht auf einer systematischen und algorithmischen Auswertung von Experteneinschätzungen zu den Wechselbeziehungen innerhalb eines betrachteten Systems. Im Rahmen des dritten Modellexperimentes wird diese Szenariotechnik mit den Teilnehmern am Modellexperiment als Experten auf das deutsche Energiesystem angewendet, um Systemzustände zu identifizieren, die in der Gesamtheit ihrer Ausprägungen in sich konform sind. Diese wechselwirkungskonformen Systemzustände stellen damit mögliche Szenarien des Energiesystems dar. Die in der Tabelle 1-1 angeführten Szenarien „Nationales REG-Szenario“ und das „EU-harmonisierte REG-Szenario“ beschreiben Systemzustände, die mit der Technik der Cross-Impact-Matrix als mögliche, weitgehend konforme Szenarien des Energiesystems identifiziert wurden. Mit der Expertenbefragung werden sämtliche von den Strom-, Energiewirtschafts- und Energiesystemmodellen sowie den spieltheoretischen Modellen betrachteten Aspekte des Energiesystems eingeschlossen. Von dem Ergebnisvergleich der CIM mit den numerischen Energiemodellen werden Hinweise dahingehend erwartet, inwieweit Expertenurteile durch die zum Teil sehr aufwendigen Energiemodelle bestätigt werden können. Die Anwendung des Verfahrens der Cross-Impact-Matrix im Rahmen des Modellexperimentes stellt methodisch, durch die Komplexität des betrachteten Systems und durch ihre in Verbindung mit den Energiemodellen sowohl unterstützende als auch kontrollierende Funktion eine besondere Herausforderung dar.

In der Abb. 1-1 ist eine Kopplung der Energiesystemmodelle IKARUS, TIMES und WMI mit den Energiewirtschaftsmodellen MARES, MIS und PANTA RHEI dargestellt, durch die ein geschlossener Informationsfluss gebildet wird, mit dem iterative Rechnungen

durchgeführt werden können. Dieser innere Kreis wird an dieser Stelle nicht weiter betrachtet, er ist Gegenstand des Beitrages „Kopplungen von Energiesystem- mit Energiewirtschaftsmodellen“ von E. Pick.

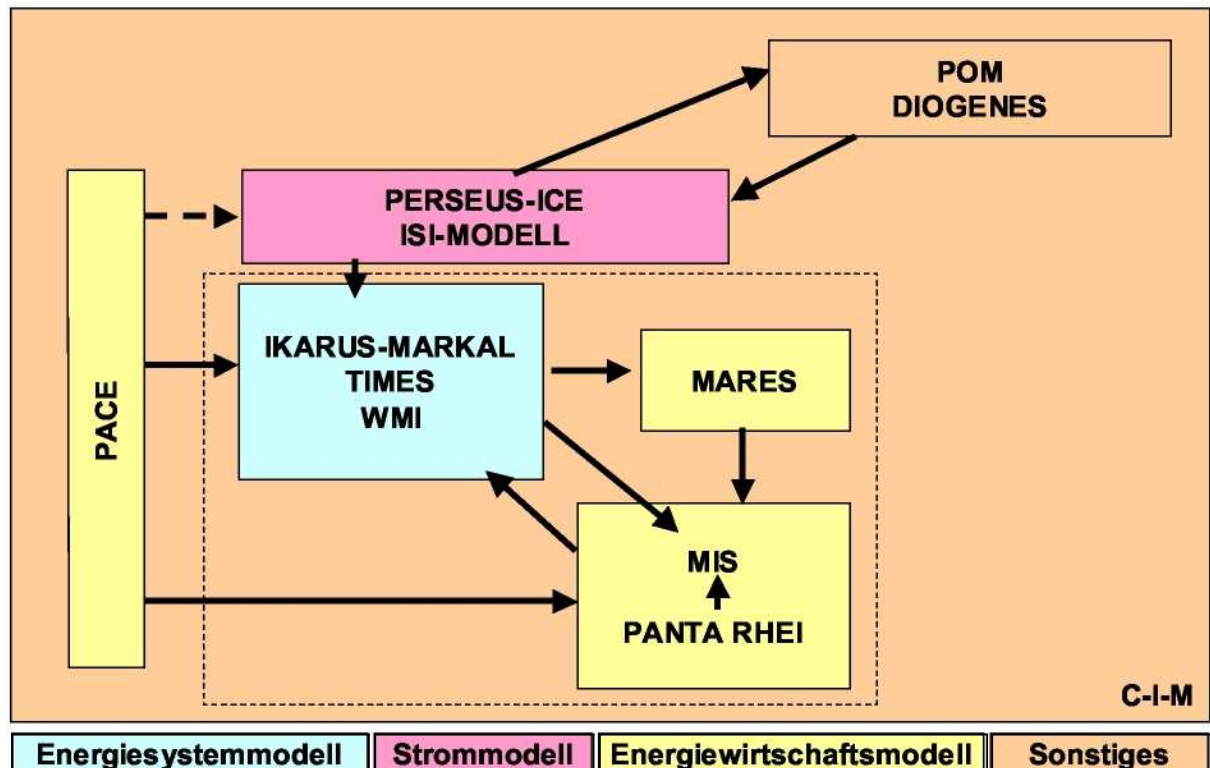


Abb. 1-1: Verknüpfungen der an MEX III beteiligten Modelle

In der Definition der drei zu untersuchenden Szenarien (vgl. Tabelle 1-1) wurde bereits ein Teil der Modellkopplungen und Datenflüsse zwischen den Modellansätzen vorweggenommen. Die Strommodelle PERSEUS-ICE und das ISI-Modell untersuchen im Rahmen des MEX III den Stromaußenhandel Deutschlands und liefern Informationen zu den in den Jahren 2005, 2010, 2015, 2020 und 2025 von Deutschland importierten bzw. exportierten Mengen Elektrizität an die Energiesystemmodelle. Aus dem Modell PERSEUS-ICE wird weiterhin die für Deutschland folgende REG-Quote als Ergebnis einer von den EU-Staaten zu erfüllenden REG-Quote ermittelt und ebenfalls den Energiesystemmodellen als Input zur Verfügung gestellt. Zu den auf spieltheoretischen Ansätzen basierten Modellen POM und DIOGENES fließen von den Strommodellen Informationen über neu zu errichtende Kraftwerkskapazitäten. In Gegenrichtungen werden Informationen über die Mark-Ups der jeweiligen Energieversorger an die Strommodelle geliefert.

In dem harmonisierten EU-REG-Szenario wird ein internationaler Handel mit CO₂-Zertifikaten zugelassen. Mit dem Modell PACE werden hierfür Zertifikatspreise für das Jahr 2010 ermittelt und als Inputgrößen für die Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle bereitgestellt.

1.4 Zusammenfassung

Im laufenden dritten Modellexperiment kooperieren zehn Institutionen mit insgesamt zwölf Modellen innerhalb des thematischen Rahmens des „Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten“. Es werden neben einem Trendszenario ein nationales und ein europäisches Szenario zum Ausbau des Anteils der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung betrachtet. Die Untersuchung der vergleichsweise komplexen Szenarien erfordert zum einen eine enge Kooperation der Teilnehmer untereinander und zum anderen die Kopplung verschiedenartiger Energiemodelle aneinander. Neben dem ergebnisorientierten Aspekt des politisch aktuellen Untersuchungsgegenstandes liegt der methodische Schwerpunkt im dritten Modellexperiment in der Kopplung von Modellansätzen. Hierfür werden Kopplungsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Modellen identifiziert, Schnittstellen zwischen Modellen geschaffen oder modifiziert und im Rahmen der Szenarienrechnungen erprobt und die Ergebnisrelevanz von Modellkopplungen analysiert.

2 Kopplungen von Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen

Erich Pick

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE)

Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel. 040-73434805

Email: epic@uni-essen.de

2.1 Motivation und Aufgabenstellung

Innerhalb des Modellexperiments III lag ein Schwerpunkt auf der Kopplung der verschiedenen Modelle der Teilnehmer. Im Rahmen von MEX III wurden eine Vielzahl von Modellkopplungen unternommen (siehe Abb. 2-1), um u. a. herauszufinden, ob höhere oder niedrigere Kosten zur Befriedigung des Energiedienstleistungsbedarfs Änderungen auf die Anzahl der Beschäftigten oder auf das BIP einer Volkswirtschaft auslösen.

Generell lassen sich programmtechnisch feste, sog. Hardlinks, und über Austauschdateien, sog. Softlinks, vollzogene Modellkopplungen unterscheiden.

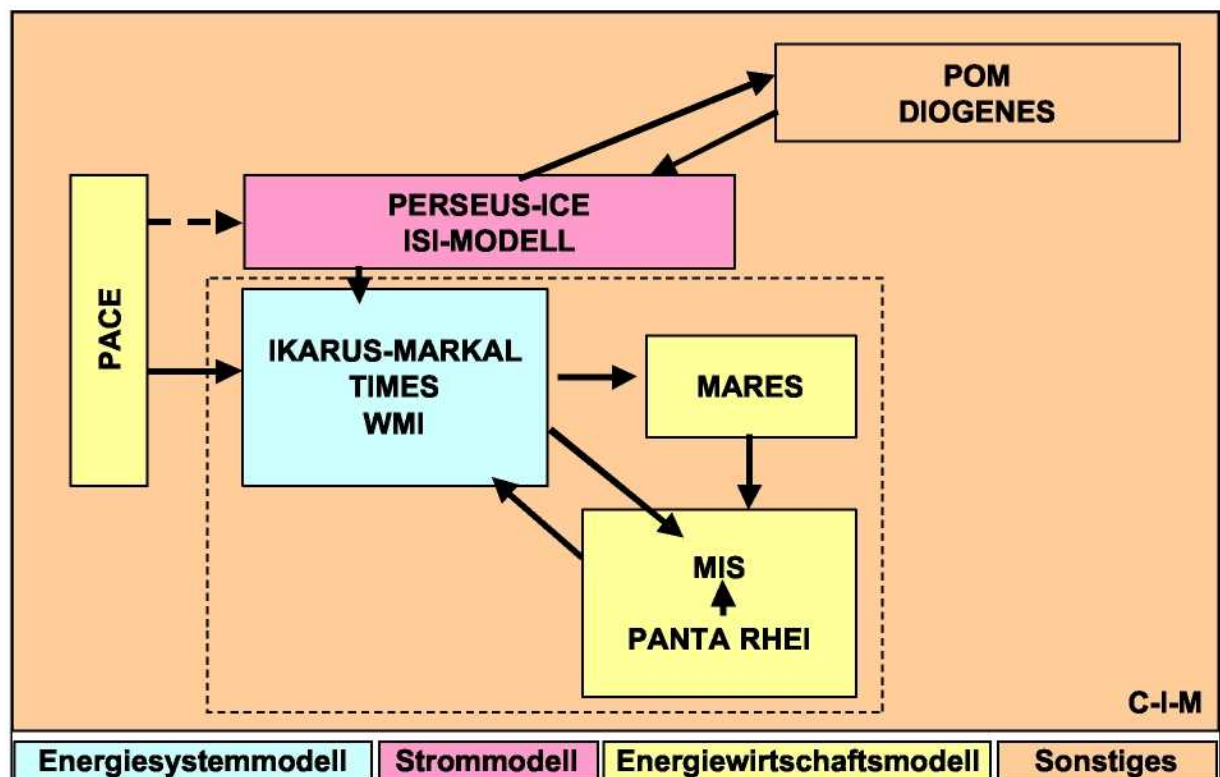


Abb. 2-1: Modellkopplungen innerhalb des Modellexperimentes III

Im Rahmen von MEX III werden bei den Kopplungen zwischen den Modellen die Kosten der Energiedienstleistungen vor allem von den Strommodellen und der Verlauf des Bedarfes an Energiedienstleistungen vor allem von den Energiesystemmodellen bestimmt, die daher auch zur Datenkonsolidierung miteinander verbunden wurden.

Dieser einleitende Vortrag konzentriert sich aber auf die Darstellung der Kopplung zwischen Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen, wobei einige der angesprochenen Aspekte für alle Kopplungen von Modellen gelten können. Die Modellkopplungen lassen sich in zwei Gruppen einteilen:

- Datenweitergabe von Energiesystemmodellen nach Energiewirtschaftsmodellen
- Datenweitergabe von Energiewirtschaftsmodellen nach Energiesystemmodellen

Bei Beantwortung der eingangs angesprochenen Frage, nämlich der Effekte auf die Gesamtwirtschaft durch die Veränderung des Energiedienstleistungsbedarfes, gilt es herauszufinden, ob die durch die Energiesystemmodelle ermittelten Änderungen der Struktur des Energieaufkommens bzw. der Energiebereitstellung und damit zusammenhängende Kosten Einfluss auf das Bruttoinlandsprodukt und die Anzahl der Beschäftigten haben. Diese gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen werden in geeigneter Weise innerhalb von Energiewirtschaftsmodellen bestimmt, die eine an solche Fragestellungen angepasste Abbildungs- und Auflösungsstruktur der Problemstellung besitzen.

Falls die Änderung der Struktur der Energiebereitstellung einen Einfluss auf die Gesamtwirtschaft besitzt, dann muss wiederum eine Rückkopplung der Energiewirtschaftsmodelle zu den Systemmodellen erfolgen, da diese gesamtwirtschaftliche Größen wichtige Eingangsparameter der Energiesystemmodelle sind, mit denen der Energiedienstleistungsbedarf bestimmt wird. Ein solcher Zusammenhang macht dann eine iterative Berechnungsmethodik zwischen den Modellen notwendig.

Wenn es aber keine gesamtwirtschaftliche Auswirkungen resultierend aus den Änderungen des Energiedienstleistungsbedarfes und damit zusammenhängenden Preisen geben sollte, dann müsste hingegen gefragt werden, welche Aussagen überhaupt mit den in den Energiesystemmodellen bestimmten Kosten des Strukturumbaus möglich sind.

2.2 Beispiele realisierter Modellkopplungen

Zur Analyse des angesprochenen Sachverhalts wurden zwischen Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen z. B. folgende Daten ausgetauscht:

Energiesystemmodelle → Energiewirtschaftsmodelle:

- Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
- Investitions- und Betriebskosten zu einzelnen Energietechniken
- AEEI (Faktoren der Energieeffizienz industrieller Produktion)

Energiewirtschaftsmodelle → Energiesystemmodelle:

- Entwicklung der Nachfrage der privaten Haushalte
- Produktionswerte der Wirtschaftssektoren
- Bruttowertschöpfung der Wirtschaftssektoren

Im folgenden wird beispielhaft die Modellkopplung zwischen dem Modell IKARUS (STE, Forschungszentrum Jülich), dem Modell MIS (bremer energie institut) und dem Modell MARES (LEE, Ruhr-Universität Bochum) erläutert, wobei das Hauptaugenmerk auf dem Modell MARES liegt. Daher wird zunächst kurz das Modell MARES in seinem wesentlichen Charakter erläutert. Zuletzt werden die allgemeinen Vorteile und Nachteile von Modellkopplungen diskutiert.

2.3 Das Modell MARES

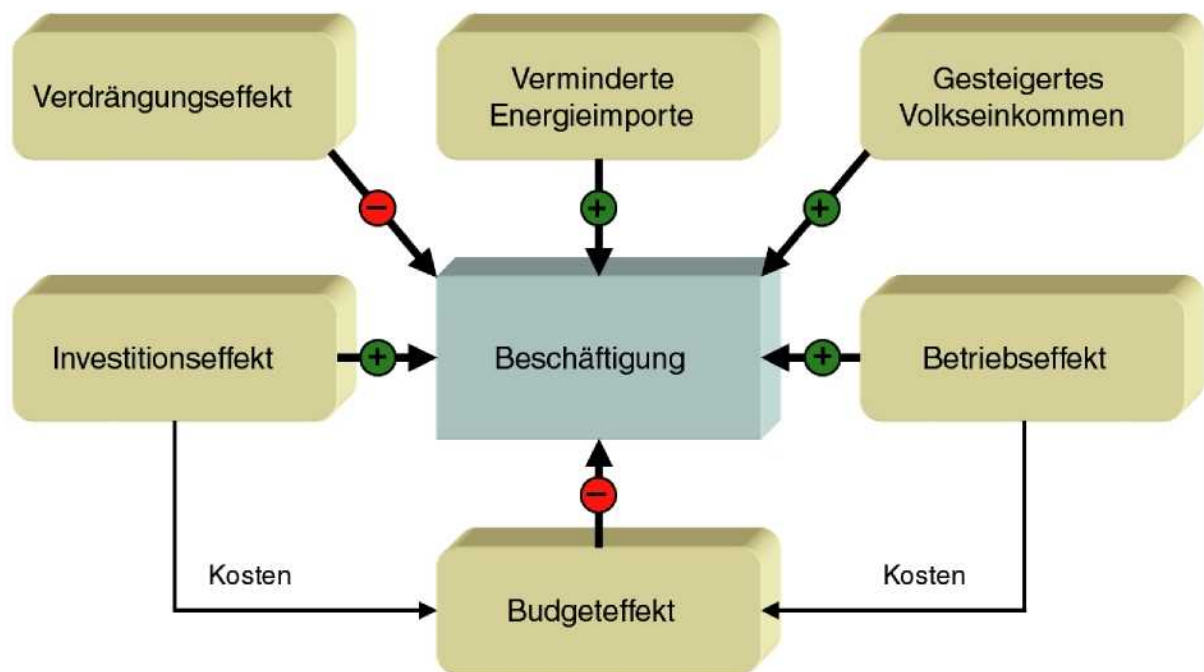


Abb. 2-2: Ökonomisches Modell von MARES

Das Modell MARES wurde am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum (ehemals Lehrstuhl für Nukleare und Neue Energiesysteme (Ruhr-Universität Bochum), Entwickler des Modells, und Lehrstuhl Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft (Universität Essen)) entwickelt. Es ist ein an die Aufgabenstellung spezialisiertes, makroökonomisches Modell, das auf Basis von Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes die Arbeitsmarkteffekte durch den Ausbau von ressourcenschonenden Energietechniken bestimmen kann. Das Modell ist statisch, d. h. die Datengrundlage wird bis auf wenige Ausnahmen (eine ist z. B. die Arbeitsproduktivität der Wirtschaftssektoren) über den Betrachtungszeitraum nicht verändert.

Input-Output-Modelle basieren auf der Keynesianischen Nachfragetheorie bzw. auf dem Keynesianischen Unterbeschäftigungsmodell, nach dem eine exogene Erhöhung der Endnachfrage zu mehr Produktion und bei konstanter Arbeitsproduktivität und unveränderter Kapazitätsauslastung zu mehr Beschäftigung führt. Dabei können mit Input-Output-Modellen

nicht nur die direkten Veränderungen im Bereich der Produktion infolge der zusätzlichen Endnachfrage, d.h. des sogenannten Primärimpulses, sondern auch die indirekten Produktionseffekte aufgrund der zusätzlichen Vorleistungslieferungen abgeschätzt werden. Das Modell MARES berücksichtigt dabei die in Abb. 2-2 aufgeführten Effekte.

2.3.1 Investitionseffekt

Der Investitionseffekt spiegelt die direkten Produktionseffekte einer zusätzlichen Investition wider, die nach der nachfrageorientierten Keynesianischen Theorie zu vermehrter Beschäftigung führen. Der zur Herstellung des Investitionsgutes notwendige positive Beschäftigungseffekt entsteht aber nicht nur beim Hersteller des Produktes, sondern auch bei seinen Vorleistungslieferanten. Demzufolge lässt sich jede Investition als ein Ausgabeimpuls deuten, der eine Vielzahl von Produktionsaktivitäten sowohl beim Erzeuger des Investitionsgutes als auch bei der Kette der verschiedenen Vorleistungslieferanten auslöst. Dieser vielschichtige Impuls ist zeitlich auf die Herstellung, Lieferung und Installation bzw. Inbetriebnahme der Investition begrenzt. Die resultierenden direkten und indirekten Produktions- bzw. Beschäftigungseffekte können mit Hilfe eines Input-Output-Modells auf der Basis der aktuellen Vorleistungsverflechtungen konsistent abgebildet werden.

2.3.2 Betriebseffekt

Während der Investitionseffekt zeitlich begrenzt ist und nur durch eine Vielzahl weiterer Investitionen über einen längeren Zeitraum dauerhaft eine erhöhte Produktion bzw. Beschäftigung auslöst, führt der Betrieb bereits installierter Anlagen zu einem Effekt, der während der gesamten Nutzungsdauer der Anlage auftritt. Diese Beschäftigungseffekte sind vornehmlich der Wartung und der Reparatur zuzuordnen. Da Wartungsaufwendungen ebenfalls zu Vorleistungslieferungen in der Volkswirtschaft führen, können die unmittelbar mit dem Betrieb einer Anlage verbundenen Auswirkungen wieder hinsichtlich direkter und indirekter Effekte unterschieden und mit Hilfe einer Input-Output-Analyse bis auf Sektorebene disaggregiert quantifiziert werden. Werden die für den Betrieb einer Anlage benötigten Brennstoffe bis auf die resultierenden Veränderungen im Bereich der Primärenergieträger umgerechnet, können sie methodisch nicht den Betriebseffekten zugerechnet werden, sondern werden direkt als Nachfrageeffekte den Sektoren der Energiewirtschaft zugewiesen.

2.3.3 Verdrängungseffekt

Für den Fall eines Ausbaus ressourcenschonender Energietechnologien ist zu erwarten, dass der Einsatz fossiler Primärenergieträger und damit verbundene Energietechniken vermindert wird. Da ein Großteil der in der Bundesrepublik Deutschland eingesetzten Primärenergieträger importiert wird, liegen die resultierenden negativen Beschäftigungsauswirkungen des

Verdrängungseffekts insbesondere im Verkehrssektor (Transport der Energieträger von der Grenze zu den Verbrauchern). Des Weiteren ergeben sich negative Beschäftigungsauswirkungen durch die verminderte Investitionstätigkeit im Bereich der konventionellen Energietechniken.

2.3.4 Budgeteffekt

Die in den Klimagas-Reduktionsszenarien berücksichtigten Energietechnologien sind – auch unter dem Gesichtspunkt zukünftiger Kostenreduktionspotenziale – im allgemeinen unwirtschaftlich und führen demzufolge bei ihren Betreibern zu erhöhten Kosten. Diese werden in der Regel an die Abnehmer der Energie weitergegeben. Die zusätzlichen Kosten können von den Abnehmern nur aufgebracht werden, wenn sie im Rahmen ihres Budgets auf andere Ausgaben verzichten. Unabhängig von der Art der notwendigen Rückfinanzierung führen diese Mehrkosten demnach beim Verbraucher zu einer Verlagerung von bisher getätigten Ausgaben für bestimmte Güter zu einer indirekten Finanzierung erneuerbarer Energieträger bzw. der Nutzung von Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung. Der beschriebene Budgeteffekt ist aufgrund des Einsatzes unwirtschaftlicher Energietechnologien negativ und wird – unter Berücksichtigung von Einkommensverwendungs- und Energieverbrauchsstrukturen – in einigen Wirtschaftsbereichen Einfluss auf die Höhe der bilanzierten Arbeitsmarkteffekte haben. In MARES können die Mehrkosten durch direkte Abwälzung auf die privaten Haushalte (wie es innerhalb von MEX III geschehen ist), durch die Erhöhung der Strompreise oder durch eine Anhebung der CO₂- Steuer aufgefangen werden.

2.3.5 Multiplikatoreffekte infolge gesteigerten Volkseinkommens

Die für die Produktion von Gütern und Dienstleistungen notwendigen primären Inputs (z. B. Löhne und Gehälter) werden das gesamte verfügbare Volkseinkommen erhöhen und zu einem bestimmten Teil (Konsumquote) wieder in Nachfrage umgesetzt und unter Berücksichtigung der sektoriellen Verbrauchsstruktur wiederum zu einer gesteigerten Produktion führen, die ihrerseits beschäftigungswirksam wird. Im Falle sektoriell negativer Beschäftigungseffekte ist auch der beschriebene Prozess negativ. Um den wirklich auftretenden ökonomischen Impuls bestimmen zu können, müssen die durch die Beschäftigungseffekte induzierten und wieder für private Verbrauchszwecke verwendeten Einkommen mit den simultan wegfallenden Transferzahlungen (Arbeitslosengeld oder -hilfe) saldiert werden /Ziegelmann et al. 1998/. Eine Berücksichtigung dieser Multiplikatoreffekte im Rahmen eines Input-Output-Modells ist über die Integration des "Keynes'schen Einkommensmultiplikators" möglich /Stäglin, Pischner 1976a/, /Stäglin, Pischner 1976b/

2.3.6 Effekte infolge verminderter Primärenergieträgerimporte

Der letzte in Abb. 2-2 dargestellte Effekt des Ausbaus ressourcenschonender Energietechnologien auf die Beschäftigung resultiert aus der Tatsache, dass die Bundesrepublik Deutschland – außer im Bereich Stein- und Braunkohle – kaum über eigene Energieressourcen verfügt. Infolge einer sich im Untersuchungszeitraum nachhaltig verändernden Energieversorgungsstruktur wird der Verbrauch an Primärenergieträgern zurückgehen. Da die Bundesrepublik einen Großteil ihres Primärenergiebedarfs importiert, wird demzufolge die Tendenz zu sinkender Nachfrage anteilig auch zu sinkenden Importen führen. Hierdurch wird mehr Kapital in der bundesdeutschen Volkswirtschaft verbleiben, das zu positiven Arbeitmarkteffekten führen wird. Da die zukünftig eingesetzten Primärenergieträger z. B. über das IKARUS-Optimierungsmodell nach Inlandsaufkommen und Importen getrennt ausgewiesen werden, ist eine Modellierung auch dieser Effekte über die Input-Output-Methode möglich.

Über die dargestellten Effekte hinaus können noch weitere Effekte angenommen werden, deren Wirkungszusammenhänge im Rahmen eines makroökonomischen Modells basierend auf einer statischen Input-Output-Tabelle jedoch sehr spekulativ sind. Im Rahmen der Ausweisung des ökonomisch wirksamen Impulses wird auf eine Berücksichtigung dieser Effekte verzichtet. Zu nennen sind einerseits dynamische Effekte, die beispielsweise infolge einer Erhöhung der Energiepreise auftreten können. Derartige Preisänderungen können bei den Wirtschaftssubjekten einen Anpassungsdruck auslösen, ihren Energieeinsatz im Verhältnis zu anderen Produktionsfaktoren neu zu überdenken. Ein derartiger Anpassungsdruck löst seinerseits Innovationen aus, die zu einer Veränderung technischer Strukturen sowie bestehender Preise und Kosten in der Volkswirtschaft führen können /Pfaffenberger et al. 1995/.

Da diese Reaktionen sehr unterschiedlich sein können und nur über Annahmen von Verhaltenszusammenhängen zu berücksichtigen sind, wird im Modell MARES auf eine Abbildung möglicher dynamischer Effekte verzichtet. Andererseits wird auch der sogenannte Außenhandels- oder internationale Budgeteffekt nicht im Modell abgebildet, der die Wirkungszusammenhänge zwischen einem Umbau der bundesdeutschen Energieversorgungsstruktur und der vielfältigen, durch Veränderungen der Im- und Exporthöhen ausgelösten Reaktionen im Ausland beschreibt. Da die Vielzahl der Einflussfaktoren nur im Rahmen eines globalen Modells systematisch analysiert werden kann, wird dieser Effekt bei der Abbildung des ökonomischen Impulses nur indirekt über die Berücksichtigung der sektoriellen Importquoten in die Untersuchung eingebunden.

Mit den oben angeführten Annahmen bezüglich der verwendeten Analysemethoden und der Darstellung aller im Modell zu berücksichtigenden ökonomischen Impulse lässt sich eine Abschätzung der direkten und indirekten Produktions- bzw. Beschäftigungswirkungen auf der Basis einer primär statischen Input-Output-Analyse durchführen. Um die oben be-

beschriebenen Effekte berücksichtigen zu können, ist MARES teilweise auf Dateninput z. B. aus anderen Modellen angewiesen.

2.4 Kopplungen zwischen den Modellen

Die Kopplungen zwischen den oben genannten Modellen sehen wie folgt aus:

- Lieferung des Verlaufes der Produktionstätigkeit der Wirtschaftssektoren von MIS an IKARUS
- Entwicklung des Energieverbrauches der einzelnen Wirtschaftsbereiche von IKARUS an MIS. Anpassung der AEEE-Faktoren innerhalb von MIS

Aus dem Verlauf der Produktionstätigkeit wird in IKARUS der Energiedienstleistungsbedarf ermittelt. Daneben gehen Information aus den Rahmendaten zu MEX III über demographische Veränderungen Deutschlands ein. Die Entwicklung der Energieeffizienz-Faktoren konsolidiert das Energiewirtschaftsmodell MIS technologisch.

Damit das Modell MARES die gesamtwirtschaftlichen Effekte bzgl. der Beschäftigung bestimmen kann, wurden folgende Daten von IKARUS an MARES geliefert:

- Kosten der Primärenergieträger
- Investitions- und Betriebskosten der Energietechniken
- Verlauf der CO₂-Emissionen

			2000	2001	...	2018	2019
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen			Mio. t.	- 5	- 10	- 71	- 71
Primärenergieverbrauch			PJ	- 66	- 132	- 837	- 834
Regenerative Techniken	Technik 1	Inv.-Kosten	Mio. DM	1.157	1.157	847	847
	M 01	Betr.-Kosten	Mio. DM	32	64	345	339
	Maßnahme: Windkraft	Δ Energie	PJ				
Regenerative Techniken	Technik 13	Inv.-Kosten	Mio. DM	2.916	2.916	2.325	2.325
	M 13	Betr.-Kosten	Mio. DM	140	280	1.129	1.121
	Maßnahme: Spar-Pkw	Δ Energie	PJ				
Konventionelle Techniken	Sektor 1	Inv.-Kosten	Mio. DM	- 234	- 234	- 7	- 7
	R 01	Betr.-Kosten	Mio. DM	- 10	- 21	- 328	- 318
	Maßnahme: Großkraftwerke	Δ Energie	PJ				
Konventionelle Techniken	Sektor 18	Inv.-Kosten	Mio. DM	0	0	0	0
	R 18	Betr.-Kosten	Mio. DM	0	0	0	0
	Schiffsverkehr	Δ Energie	PJ				
Primär- energieträger	Primärenergie 1	Inv.-Kosten	Mio. DM	0	0	- 95	- 118
	P 01	Betr.-Kosten	Mio. DM	0	0	- 28	- 35
	Braunkohle Inland	Δ Energie	PJ				
Primär- energieträger	Primärenergie 9	Inv.-Kosten	Mio. DM	- 152	- 316	- 4.000	- 4.067
	P 09	Betr.-Kosten	Mio. DM	- 44	- 87	- 541	- 546
	Mineralöl Import	Δ Energie	PJ				
Systemmehrkosten			Mio. DM	21.691	21.621	- 1.300	- 1.413

Abb. 2-3: Schnittstelle der Energiesystemmodelle zu MARES

Über die Investitions- und Betriebskosten der Energietechniken werden mit MARES die positiven Beschäftigungseffekte bestimmt. Die Kosten zu den einzelnen Primärenergieträgern sind notwendig, um die Effekte infolge verminderter Primärenergieträgerimporte und die Verdrängungseffekte bestimmen zu können.

Die Datenübergabe von IKARUS in MARES wird wegen der hohen Flexibilität und der Schnelligkeit der Realisation mit einem Softlink via Excel umgesetzt (siehe Abb. 2-3).

Dabei werden die Kosten der einzelnen Energietechniken separat ausgewiesen und innerhalb von MARES über Kostenschlüssel weiter auf spezifische Wirtschaftssektoren disaggregiert. Folgende in Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 zusammengestellte innovative und konventionelle Techniken wurden in den Szenarien durch das Energiesystemmodell IKARUS verwendet bzw. können innerhalb von MARES detailliert berücksichtigt werden. Die Kopplung der Modelle untereinander besitzt somit eine Kreisstruktur und erfordert dadurch eine iterative Berechnung der Ergebnisse. Im beschriebenen Fall der Modellkopplung und bei den vereinbarten Szenarien von MEX III reichte eine dreimalige Iteration der Berechnungen und des Austausches von Daten zwischen den Modellen aus, um zu Ergebnissen mit einer Abweichung von unter 1 % zu gelangen.

Neben dieser Modellkopplung von Energiewirtschaftsmodellen und Energiesystemmodellen wurden in Zusammenhang mit MARES außerdem folgende Modellverbünde realisiert und die Ergebnisse zu Beschäftigungseffekten verglichen:

- IKARUS - MARES
- PANTA RHEI - IKARUS - MARES

Tabelle 2-1: Innovative Techniken, die ausgebaut werden

Maßnahme	Beschreibung
Windkraftanlage	Netzgekoppelte Windkraftanlage
Solarthermie	Solare Warmwasserbereitung
Photovoltaik	Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung
feste Biomasse	Heizwerke (Holz, Stroh, Reststoffe, Energiepflanzen) zur Nahwärmeversorgung
feuchte Biomasse	Blockheizkraftwerke (Biogas, Deponiegas, Klärgas) mittlerer Leistung zur Nahwärmeversorgung, Stromeinspeisung ins Netz
Geothermie	Geothermische Nahwärme, auch Stromerzeugung
Wasserkraft	Reaktivierung kl., bisher aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegter Laufwasser-KW
Wärmeschutz	Wärmeschutzmaßnahmen (Fenstertausch, Dach-, Außenwand- und Kellerisolierung) im Gebäudebestand. Beinhaltet Maßnahmen, die innerhalb fälliger Renovierungen durchgeführt werden (Berücksicht. v. Bauteilkosten) u. zusätzlichen Maßnahmen (Vollkosten)
Brennwertkessel	Gasbrennwertkessel u. Ölbrennwertkessel im Altbau- u. Neubaubereich. Bei Umrüstung bestehender Anlagen müssen in der Regel auch baul. Änderungen an Kamin u. Kondensationswasserabfluss vorgenommen werden, was sich in den Kosten niederschlägt
Wärmepumpen	Elektrische Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung
Ausbau d. KWK	Ausbau d. Fern- u. Nahwärmevers. durch Erdgas-GuD-HKW (Fernw.) u. BHKW (Nahw.)
Brennstoffzelle	Nahwärmeversorgung m. erdgasvers. Brennstoffzellen-BHKW mittl. Leistung (~1MW)
Spar-Pkw	Sparfahrzeug als Durchschnittstechnik (5l-Fahrzeug)

Tabelle 2-2: Konventionelle Techniken, die ggf. verdrängt werden

Maßnahme	Beschreibung
Großkraftwerke	Kernkraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke, zukünftige GuD-Kraftwerke größerer Leistung, Wasserkraftwerke
Kleinkraftwerke	Hierunter fallen große Heizwerke (Öl, Kohle, Gas) und Heizkraftwerke (Öl, Kohle, Gas), Öl- und Gaskraftwerke, Industriekraftwerke, Gichtgas-, Kokereigaskraftwerke
Kleinstkraftwerke und Heizwerke	Blockheizkraftwerke, Spitzenkessel (Nahwärme), kleine Heizwerke
Gastransport	Erdgasübertragung (Hochdruck, Mitteldruck, Niederdruck) und, soweit noch relevant, Stadtgastransport
Wärmenetze	Fern- und Nahwärmenetze
Stromnetze	Alle Stromübertragungs-, -verteilungs-, und -umspannungstechniken
Raffinerie	Alle Ölveredelungstechnologien, z. B. atmosphärische Destillation, Coker, Visbraker, Cracker, Heater usw.
sonstige Veredelung	Kokerei, Brikettherstellung, Braunkohlepulverisierung
Großkessel	Große Dampfkessel aus dem Industriesektor
Kleinkessel	Kleine Dampfkessel aus dem Industrie- u. Kleinverbrauchssektor sowie Industrieöfen
Heizungen	Alle zentralen Heizungstechnologien aus dem Kleinverbrauchs- und Haushaltssektor sowie Einzelheizungen und Warmwasserbereiter
Bauliche Maßnahmen	Alle bauphysikalischen Maßnahmen aus KV, Haushalt und Industrie wie Wärmedämmung (Fenster, Dach, Fassade, Keller) Wird nur der Vollständigkeit halber geführt, um ggf. „verdrängte“ Baumaßnahmen auszuweisen. Ansonsten Maßnahme M08 benutzen
Quasitechniken	Hierunter fallen alle endenergieverbrauchenden Industrietechniken (Hochöfen, Maschinen, Shredder, Kommunikation, Licht, Kraft, usw.) und Kleinverbrauchs-techniken (Kommunikation, Licht, Kraft usw.)
Haushaltstechniken	Alle sonstigen Geräte (Licht, Haushaltsgeräte, Kommunikation, etc.)
Straßenfahrzeuge	Alle PKW, LKW, Busse und militärischen Fahrzeuge
Schienenfahrzeuge	Nah- und Fernverkehrsbahnen und Gütertransport auf der Schiene
Flugverkehr	Alle Flugtransporte
Schiffsverkehr	Alle Schiffftransporte

Die Struktur und der Ablauf der Kopplung hierbei ist ähnlich der zuvor beschrieben und wird deshalb nicht näher erläutert. Neben diesen Modellverbünden wurden weitere mit dem Modell TIMES und dem Modell WMI geplant; diese ließen sich aber bisher wegen Kopplungsproblemen oder aus zeitlichen Gründen nicht umsetzen.

2.5 Probleme bei und Vorteile von Modellkopplungen

Die Kopplung von Modellen ist nur selten problemlos zu realisieren. Folgende Hemmnisse können dabei im Allgemeinen auftreten:

- Verschiedene Datenabgrenzungen
- unterschiedliche Datenaktualität innerhalb der Modelle
- Grundsätzlich divergierende Grundannahmen und Modellphilosophien

Verschiedene Datenabgrenzungen treten z. B. auf, wenn Kosten für einen Sachverhalt unterschiedlich in den Modellen definiert sind. Im Modell MARES werden die Kosten der Umstrukturierung der Energiewirtschaft in Investitions- und Betriebskosten aufgeschlüsselt, die hingegen im WMI-Modell eine Aufschlüsselung in variable und fixe Kosten erfahren. Eine solche Divergenz macht hier eine Modellkopplung zunächst unmöglich.

Ein anderes Beispiel sind unterschiedliche Datenabgrenzungen im Bereich der Energiewirtschaftsmodelle bzgl. der Definition der Wirtschaftssektoren und damit verbundene Verflechtungen. In einem solchen Fall müssen die Daten auf die jeweils andere Disaggregation umgeschlüsselt werden, sofern dies möglich ist. Unterschiedliche Datenaktualität können die Interpretation und die Aussagekraft der Ergebnisse schwierig gestalten. Als Beispiele seien hier verschiedene Preisbasen und Daten zum Stand der Technik genannt. Grundsätzlich divergierende Annahmen bzw. Modellphilosophien können eine Modellkopplung fragwürdig machen oder aber gerade eine Triebfeder zu ihrer Realisierung darstellen. Als Beispiel sei hier die Kopplung von statischen mit dynamischen Modellen genannt.

Aus den oben genannten Punkten entstehen Inkonsistenzen bei den Ergebnissen, die eine sinnvolle Modellkopplung ganz unterbinden oder die zumindest bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind und ihre Aussagekraft einschränken. In jedem Fall ist eine Modellkopplung sorgfältig abzuwägen.

Vorteile und damit Triebkraft zur Realisierung von Modellkopplungen sind hingegen:

- Quasi-Endogenisierung hohen Detaillierungsgrades von bisher unzureichend beachteten Aspekten
- „Fundiertere“ Datenbasis für exogene Daten

Durch die Kombination von Modellen können die Schwächen und Nachteile eines Modells mittels eines anderen ausgeglichen werden. Beispielsweise ist die technische Fundierung energiewirtschaftlicher Modelle meist schlecht, da sie auf das Ziel ausgerichtet sind, ökonomische Aussagen in einem angemessenen Detaillierungsgrad zu treffen und dazu hauptsächlich ökonomische Daten benötigen. Durch eine Modellkopplung von Energiesystemmodellen mit Energiewirtschaftsmodellen kann dieser Nachteil ausgeglichen werden. Andererseits ist ein Rückfluss von aggregierten Daten aus Detailrechnungen energiewirtschaftlicher Modelle für Energiesystemmodelle wünschenswert, da der Impuls für eine technische Umsetzung und Erfüllung des Energiedienstleistungsbedarfes wirtschaftlichen Ursprung hat. Durch Modellkopplungen werden somit die Systemgrenzen der jeweiligen Modelle ausgeweitet, um komplexe Fragestellungen adäquat analysieren zu können. Als Konsequenz daraus ergibt sich, dass der Dateninput der Modelle durch detaillierte, komplementäre Modellrechnung fundiert wird und ein Diskussionsprozess zwischen verschiedenen Modellierern über den Dateninput und darin abgelegte, unterschiedliche Sichtweisen angeregt wird. Ein solcher iterativer Prozess wäre z. B. bei Dateninputs aus der Literatur nicht möglich.

2.6 Fazit

Die Ergebnisse der Rechnung mit Modellkopplungen innerhalb von MEX III zeigten, dass gesamtwirtschaftliche Auswirkungen iterativ in die Berechnungen von Energiesystemmodellen oder detaillierte Ergebnisse aus Energiesystemmodellen in die Berechnungen von Energiewirtschaftsmodellen aufzunehmen sind, da die Interdependenzen gesamtwirtschaftlicher Faktoren und systemtechnischer Zusammenhänge nicht zu vernachlässigen sind.

Daneben zeigten die Erfahrungen zur Realisierung der Modellkopplungen, dass der Aufwand zur Realisierung wohl abgeschätzt und die daraus entstehenden Ergebnisse auf ihren Sinn überprüft werden müssen.

Im Fall des hier beschriebenen Beispiels funktionierte die Kopplungen der Modelle aber gut und ließ sich relativ schnell über den Ansatz des Softlinks realisieren. Tatsächliche Probleme gab es bei der Abgrenzung der Wirtschaftssektoren und durch verschiedene Datenaktualität.

Literatur

/Pfaffenberger et al. 1995/

Pfaffenberger, W.; Kemfert, C.; Scheele, U.: Arbeitsplatzeffekte von Energiesystemen. Energiewirtschaftliche Studien, Band 6. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V., VDEW-Verlag, Frankfurt am Main 1995

/Stäglin, Pischner 1976a/

Stäglin, R.; Pischner, R.: Weiterentwicklung der Input-Output-Rechnung als Instrument der Arbeitsmarktanalyse. Beiträge zur Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Band 13. Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung der Bundesanstalt für Arbeit. Nürnberg 1976

/Stäglin, Pischner 1976b/

Pischner, R.; Stäglin, R.: Darstellung des um den Keynes'schen Multiplikator erweiterten offenen statischen Input-Output-Modells. Mitteilungen aus der Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Band 3. Verlag W. Kohlhammer. Stuttgart, Berlin, Köln, Mainz 1976

/Ziegelmann et al. 1998/

Ziegelmann, A.; Mohr, M.; Unger, H.: Arbeitsmarkteffekte neuer Energiesysteme - Sektorielle Auswirkungen am Beispiel NRW. Ruhr-Universität Bochum. Bochum 1998

3 IKARUS-MARKAL/MIS

Kopplung eines Energiesystemmodells mit einem makroökonomischen Modell

Stefan Vögele

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich, Tel. 02461-61-3393
Email: s.voegele@fz-juelich.de

3.1 Einleitung

Im Rahmen der Diskussionen bzgl. der Erreichung von Umweltzielen, die sich aus der Zielsetzung eines „Sustainable Development“ ergeben, wurde eine Vielzahl von Modellen entwickelt, mit denen untersucht wird, wie umweltpolitische Zielvorgaben erreicht werden können bzw. welche Auswirkungen sie auf die ökonomische Entwicklung haben. Für die Beantwortung dieser Fragen wurden in den letzten Jahren vorwiegend Energiewirtschafts- und Energiesystemmodelle eingesetzt. Beide Modelltypen konzentrieren sich auf bestimmte Fragestellungen. Um die Komplexität in Grenzen halten zu können, werden dabei für die Fragestellungen als nicht wichtige angesehene Elemente in aggregierter Form erfasst bzw. völlig außer Acht gelassen. So steht oftmals die Frage nach den sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Effekten von Umwelt- und Klimaschutzstrategien im Mittelpunkt der Energiewirtschaftsmodelle. Entsprechend wird der Schwerpunkt der Modellierung auf die Abbildung des volkswirtschaftlichen Kreislaufs der Entstehung und Verwendung von Einkommen bzw. Gütern und Dienstleistungen und die zwischen den einzelnen Wirtschaftssubjekten bestehenden Wirkungszusammenhänge gelegt. Aufgrund der getroffenen Vereinfachungen (z. B. Aggregation gleicher Wirtschaftseinheiten zu Sektoren bzw. von gleichartigen wirtschaftlichen Vorgängen zu Aggregaten) stellen die Modelle stets ein sehr vereinfachtes Abbild der Realität dar. Durch die getroffenen Vereinfachungen können komplexe Sachverhalte einfach und nachvollziehbar dargestellt werden. Die vorgenommenen Aggregationen können jedoch auch zu Informationsverlusten und Fehlschlüssen führen. Gründe hierfür liegen u. a. in der Außerachtlassung der Unterschiedlichkeit der einzelnen Objekte, die zu Aggregaten zusammen gefasst werden, von Veränderungen innerhalb der Aggregate und einer Fehleinschätzung der zwischen den Aggregaten bestehenden Beziehungen.

Im Mittelpunkt der Energiesystemmodelle stehen dagegen technikorientierte Fragestellungen wie z. B. nach der zukünftigen Struktur der Energieversorgung, nach der technischen Realisierbarkeit von Klimaschutzstrategien und deren Kosten. Der Vorteil dieses Modelltyps liegt in der detaillierten Darstellung des Energiesystems, d.h. des Energieflusses von der Primärenergiebereitstellung bis zu Nutzenergie. Gesamtwirtschaftliche Zusammen-

hänge bzw. ökonomische Rückkopplungseffekte werden, um die Komplexität nicht zu stark zu erhöhen, häufig vernachlässigt bzw. nur in aggregierter Form erfasst.

Eine Möglichkeit die Vorteile beider Modelltypen nutzen zu können, ohne dabei die Komplexität zu stark erhöhen zu müssen bzw. ohne einen Teil nur in Form eines Aggregats berücksichtigen (z. B. im Form eines 1-Sektoren Modells) zu können, besteht durch eine Modellkopplung. Diese kann in Form eines „Hard-link“ oder eines „Soft-link“ erfolgen.

Um die Kopplungsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Modelltypen verdeutlichen und die dabei vorhandenen Probleme bzw. mögliche Erkenntnisgewinne untersuchen zu können, wurde im Rahmen des dritten Modellexperimentes des Forum für Energiemodelle u. a. das Energiesystemmodell IKARUS-MARKAL mit dem makroökonomischen Modell MIS gekoppelt. Die Kopplungsmöglichkeiten zu diesem Modell sowie die Ergebnisse einiger exemplarisch durchgeführter Modellkopplungen werden im folgenden kurz beschrieben.

3.2 Vorbemerkung

3.2.1 Ikarus-Markal

Im Mittelpunkt des IKARUS-MARKAL Modells steht das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland. Dabei werden die Energieflüsse, die Energieumwandlungstechniken, Emissionen des Energiesystems auf einer sehr disaggregierten Ebene abgebildet /Kraft et al. 1999/. Bei IKARUS-MARKAL handelt es sich um ein Optimierungsmodell, das nach dem Verfahren der Linearen Optimierung arbeitet. Zielfunktion sind die gesamten, abdiskontierten Systemkosten des gesamten Betrachtungszeitraums (perfect foresight), wobei die Restwerte der letzten Periode gutgeschrieben werden. Als Nebenbedingungen gehen hierbei vorhandene bzw. zukünftige technische, ökologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen ein. Zu den exogenen Größen, die in das Modell einfließen, gehören u. a. Angaben über die wirtschaftlichen Aktivitäten einzelner Industriebereiche und die des Kleinverbrauchs.

Modelliert wurden insgesamt neun Fünfjahresperioden für den Zeitraum von 1990 bis 2030, wobei die jeweiligen Jahresangaben als mittlere Jahre einer jeweiligen Periode zu verstehen sind. Die maximal mögliche Anzahl sind 16 Perioden, die in beliebigen Längen variiert werden können. Stromerzeugung und -verbrauch werden in Form von Ganglinien abgebildet, die sich aus insgesamt sechs Zeitbereichen (Winter, Sommer, Übergang jeweils Tag/Nacht) zusammensetzen. Die Lastaufteilung der Stromerzeugung ist Ergebnis der eigentlichen Optimierung.

Die ersten Mainframe-MARKAL-Programmversionen wurden Ende der siebziger Jahre unter der Schirmherrschaft der Internationalen Energieagentur (IEA) von der Programmgruppe STE der damaligen Kernforschungsanlage Jülich und dem amerikanischen

Brookhaven National Laboratory (BNL) entwickelt. Diese Arbeiten wurden im Rahmen des IEA-ETSAP-Programms weitergeführt. Mittlerweile ist das MARKAL-Modellgenerierungssystem in über 30 Ländern angewandt worden. Seit Anfang der 90er Jahre sind MARKAL-Modelle auch für den PC-Einsatz verfügbar. Verschiedene Versionen berücksichtigen stochastische Verfahren oder enthalten eine makroökonomische Einbindung. Darüber hinaus existieren auch mehrregionale Ansätze. Das für das IKARUS-MARKAL Modell verwendete GAMS-MARKAL-System ist die Version 2.2 von 1998, die auf Personal Computern lauffähig ist. Es erlaubt eine Matrixgröße von bis zu 30.000 Entscheidungsvariablen und ebenso vielen Nebenbedingungen bei akzeptablen Optimierungszeiten, die im Minutenbereich liegen.

Die aktuelle Modellstruktur wurde vor dem Hintergrund der Analyse von Klimagasreduktionsstrategien im Rahmen des IKARUS-Projektes erarbeitet und ist ebenfalls originärer Bestandteil des quasistatischen IKARUS-Optimierungsmodells /Martinsen et al. 1998/. Struktur sowie Daten beider Modelle sind somit nahezu identisch.

Der Datensatz repräsentiert das ganze Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland. Strukturelle Unterschiede zwischen alten und neuen Bundesländern werden - dort wo notwendig - in Form von separaten Techniken berücksichtigt (z. B. Restbestand von Kohleöfen).

3.2.2 MIS

Bei MIS handelt es sich um ein nachfragegetriebenes, dynamisches Input-Output Modell mit variablen Produktionskoeffizienten. Das Modell wurde im Rahmen des Projekts IKARUS entwickelt und verbindet ein makroökonomisches Input-Output-Modell mit verschiedenen differenzierten sektoralen Untermodellen (Verkehr, Raumwärme, Wohnungen, Elektrizitätswirtschaft). Es dient dazu, die gesamtwirtschaftlichen Effekte von Änderungen im Energiesystem zu analysieren. /Pfaffenberger, Ströbele 1995/

Innerhalb von MIS wird zwischen acht Energie-, fünf Verkehrs- und 17 weiteren Produktionssektoren unterschieden. Mit MIS können sowohl volkswirtschaftlich konsistente Szenarien für vorgegebene Rahmendaten auf der Grundlage exogen gegebener Techniken erzeugt als auch eigenständig Anpassungsprozesse der Techniken abgebildet werden. Das Modell ist als dynamisches Input-Output-Modell konzipiert. Die Koeffizienten des Modells sind in Abhängigkeit von Preisen und anderen Rahmenbedingungen grundsätzlich variabel angelegt. Der Nutzer kann allerdings auch mit fixen Koeffizienten arbeiten. Darüber hinaus kann auch eine autonome Energieeinsparung abgebildet werden. Diese ergibt sich im Modell als exogene Skalierungsgröße für den Energiebedarf. Damit können beispielsweise die schrittweise Durchdringung eines Geräteparks mit einer bereits heute bekannten und angebotenen Technik oder schrittweise Modernisierungseffekte bei Ohnehin-Renovierungsmaßnahmen abgebildet werden. /Pfaffenberger, Ströbele 1995/

Eine zentrale Größe für MIS ist die Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes (BIP). Auf Basis dieser Wachstumsrate wird die Höhe der Endnachfrage zu den einzelnen Zeitpunkten bestimmt. Ein Teil der Endnachfrage ergibt sich aufgrund von exogenen Größen, ein anderer Teil wird modellendogen bestimmt. Zum Ersteren gehören insbesondere der Konsum der privaten Haushalte, die Staatsnachfrage sowie der Export. Die Entwicklung dieser Endnachfragekomponenten ergibt sich größtenteils aufgrund von bereichs- bzw. sektorspezifischen Wachstumsraten, die vom Nutzer des Modells vor einem Lauf spezifiziert werden müssen. Außer Wachstumsraten werden noch Preiselastizitäten berücksichtigt. Da in MIS ein Preismodell integriert ist und somit sich die Entwicklung der Preise modellendogen ergibt, wird ein Teil des Konsums, der Staatsnachfrage bzw. des Exports durch modellendogene Faktoren beeinflusst.

Vollständig endogenisiert ist hingegen die Nachfrage nach Investitionen. Diese wird über ein eigenes Investitionsmodell auf Basis der Abschreibungsraten, der Entwicklung der Kapitalproduktivität sowie des gesamtwirtschaftlichen Wachstums bestimmt.

3.2.3 Stärken und Schwächen der einzelnen Modelle

Im Mittelpunkt von IKARUS-MARKAL steht eine technologisch fundierte Abbildung des Energiesystems von der Primärenergiegewinnung bis zur Bereitstellung von Nutzenergie. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Veränderungen des Energiesystems sowie indirekt induzierte volkswirtschaftliche Effekte werden dabei nicht berücksichtigt. Die Abbildung des volkswirtschaftlichen Kreislaufes bzw. die Erfassung durch ökonomische bzw. technische Änderungen induzierter gesamtwirtschaftlicher Effekte stehen dagegen bei MIS im Vordergrund. Insbesondere über die Submodelle können technische Detailinformation in das MIS Modell mit aufzunehmen. Da diese jedoch nicht bzw. nur eingeschränkt modellendogen bestimmt werden, ist man größtenteils auf die Vorgabe der entsprechenden technischen Entwicklung angewiesen. Diese wiederum erhält man als Ergebnis eines IKARUS-MARKAL Laufes. IKARUS-MARKAL und MIS ergänzen sich somit, wobei u. a. zu beachten ist, dass den beiden Modellen verschiedenen Modellphilosophien zugrunde liegen. So handelt es sich bei IKARUS-MARKAL um ein technologisches Optimierungsmodell mit „perfect foresight“, während MIS ein nachfragegetriebenes dynamisches Input-Output Modell ist, bei dem Optimierungskalküle nicht im Vordergrund stehen.

3.3 Implementierung der Modellkopplung

Die bisher realisierte Kopplung von IKARUS-MARKAL mit MIS erfolgt über eine speziell definierte Schnittstelle. Dabei werden u. a. die in MIS ermittelten Produktionswerte, die Angaben zur Bruttowertschöpfung und zur Anzahl der Erwerbstätigen in mehreren Schritten aufbereitet, an die Gliederung von IKARUS-MARKAL angepasst und in das Modell eingefügt.

Die neuen Daten gehen dabei als „Nachfrage“ in IKARUS-MARKAL ein. Während die mit MIS berechneten Produktionswerte dazu verwendet werden, die Entwicklung der Produktion in den einzelnen Industriebereichen zu spezifizieren, dienen die Angaben zur Bruttowertschöpfung als Richtgrößen zur Umschlüsselung der Daten aus MIS in eine institutionelle Gliederung und zur Bestimmung der Entwicklung der Energienachfrage im Sektor Kleinverbrauchs (siehe Abb. 3-1).

Im Gegenzug werden aufbauend auf die Ergebnisse aus den IKARUS-MARKAL-Rechenläufen für die einzelnen MIS-Sektoren AEEI-Faktoren berechnet. Diese spiegeln die Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs, d. h. des Energieverbrauchs pro Mill. Euro wider. Hierzu wird der mit IKARUS-MARKAL errechnete sektorspezifische Energieverbrauch ins Verhältnis zum Nettoproduktionswert gesetzt und mit den entsprechenden Koeffizienten der Vorperiode verglichen. Die sich ergebende Entwicklung des spezifischen Verbrauchs wird entsprechend der Sektorgliederung von MIS aggregiert und in das Modell MIS eingegeben. Außer der Entwicklung der AEEI-Faktoren wird die Struktur der Stromerzeugung an MIS weitergegeben.

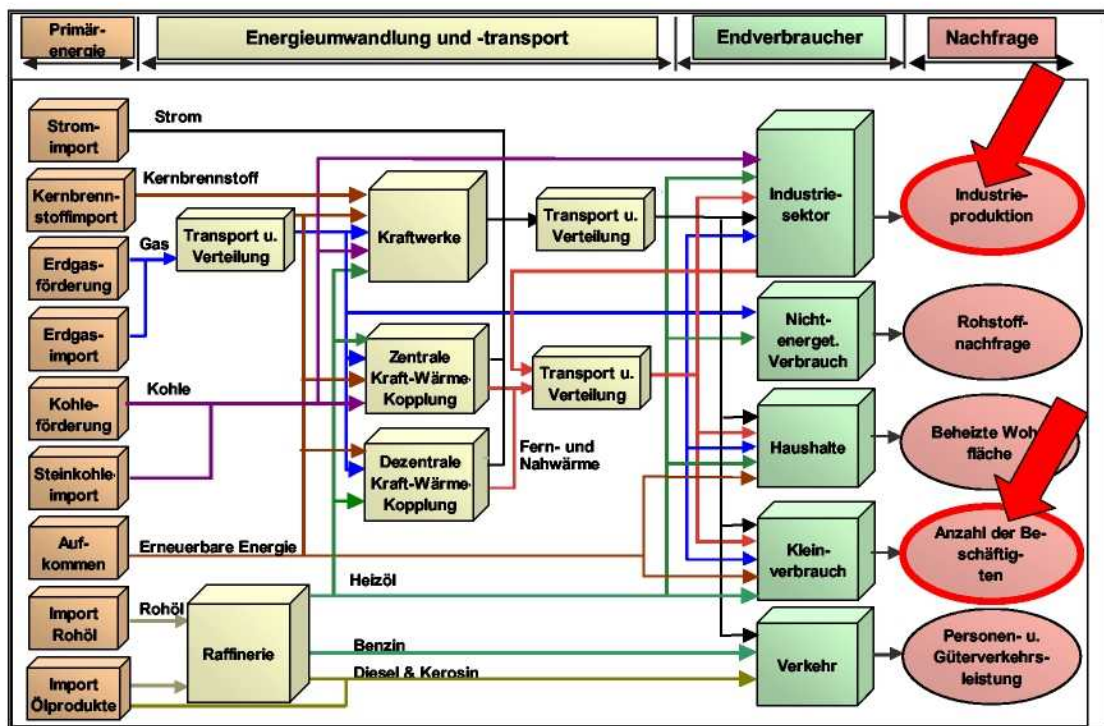


Abb. 3-1: Übertragung der Ergebnisse von MIS an IKARUS-MARKAL

Innerhalb von MIS führt die Modifikation der AEEI-Faktoren bzw. des Strommixes dazu, dass sich die Produktionsverflechtung ändert, was wiederum Rückwirkungen auf die Entwicklung der sektoralen Produktionswerte hat. In MIS werden dabei die zum Aufbau eines Kraftwerksparks bzw. zu dessen Aufrechterhaltung und Entwicklung hin zu einem

bestimmten Stromerzeugungsmix notwendigen Investitionen und die dadurch induzierten gesamtwirtschaftlichen Effekte explizit berücksichtigt (siehe Abb. 3-2).

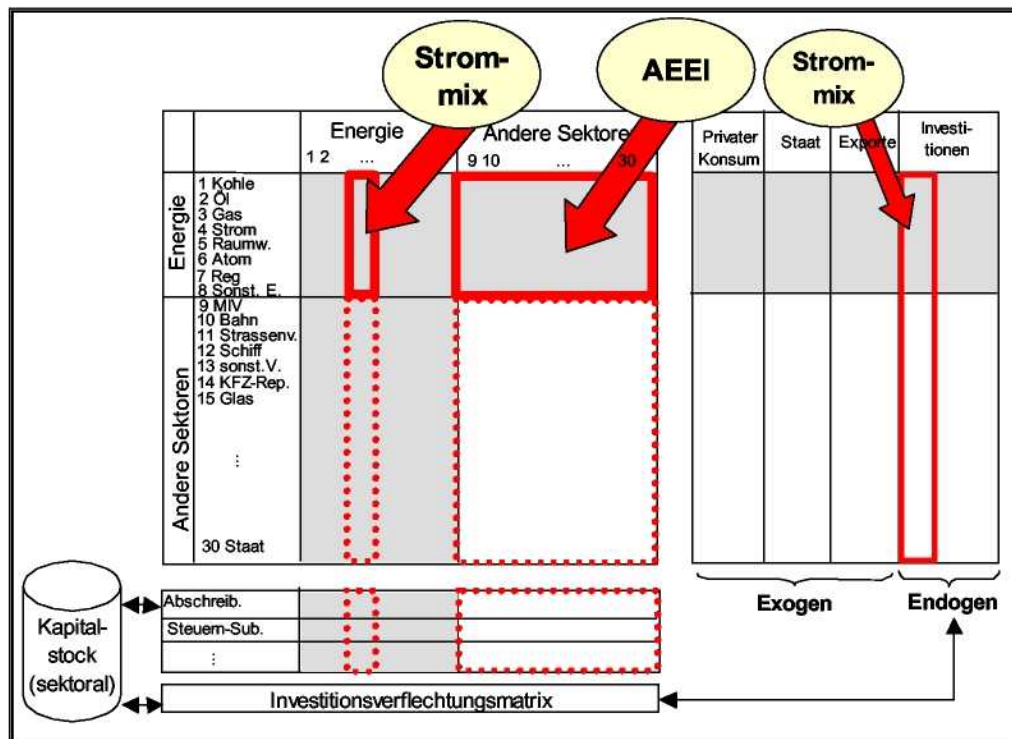


Abb. 3-2: Anpassung von MIS an die Ergebnisse aus IKARUS-MARKAL

Die Vorgabe neuer AEEI- Faktoren bzw. die Modifikationen des Stromerzeugungsmixes führen tendenziell in MIS zu neuen Rechenergebnissen. Im Rahmen des IKARUS-MARKAL/MIS-Modellverbundes kann die „neue“ Entwicklung der industriellen Produktion bzw. der entsprechenden Größen für den Kleinverbrauch wieder an IKARUS-MARKAL weitergereicht und ein neuer IKARUS-MARKAL Rechenlauf gestartet werden.

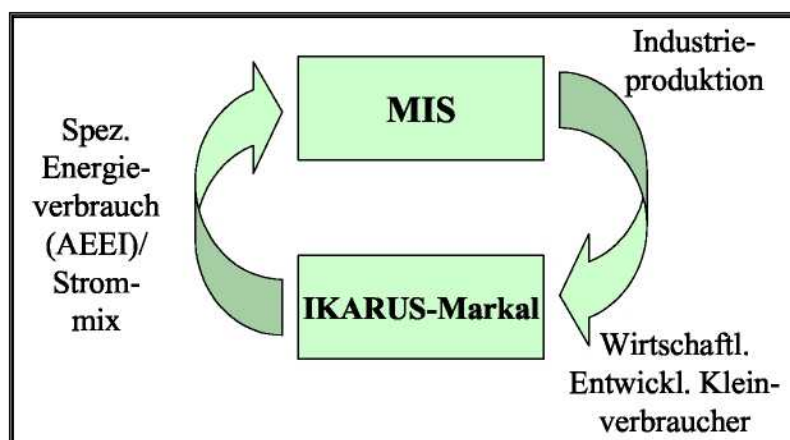


Abb. 3-3: IKARUS-MARKAL/MIS Modellverbund

In der nächsten Iterationsrunde werden, falls gewünscht, aufbauend auf den Ergebnissen aus IKARUS-MARKAL wieder neue AEEI- Faktoren berechnet und an MIS weitergereicht. Grundsätzlich kann somit ein iterativer Prozess gestartet werden, der beendet wird, sobald die Veränderungen vernachlässigbar klein werden (Abb. 3-3).

Außer der Vorgabe der wirtschaftlichen Entwicklung einzelner Wirtschaftsbereiche lässt sich IKARUS-MARKAL noch an weiteren Stellen mit anderen Modellen koppeln. So sind, um in IKARUS-MARKAL den Umwandlungsbereich modellieren zu können, Angaben zu den Transport- und Verteilungskosten sowie zu den Kosten der einzelnen Umwandlungstechniken notwendig. Als Datengrundlage hierfür dient ebenso wie für die anderen Bereiche derzeit grundsätzlich die IKARUS-Datenbank. Sowohl die Kosten als auch Beschränkungen hinsichtlich des Primärenergieträgereinsatzes ergeben sich innerhalb von IKARUS-MARKAL nicht modellendogen. Entsprechend ergeben sich hier Möglichkeiten zur Kopplung mit anderen Modellen. So kann beispielsweise die Entwicklung der Kosten einzelner Techniken an die Entwicklung der Kosten für Investitionsgüter, die in ökonomischen Modellen errechnet wird, „gekoppelt“ werden. Per „Soft-link“ können auch die Angaben über Quoten für KWK-Strom bzw. und Quoten für den Anteil Erneuerbarer Energien an der Primärenergie- bzw. Stromerzeugung aus anderen Modellrechnungen (z. B. DLR-Langfristszenarien) übernommen werden (siehe Abb. 3-4).

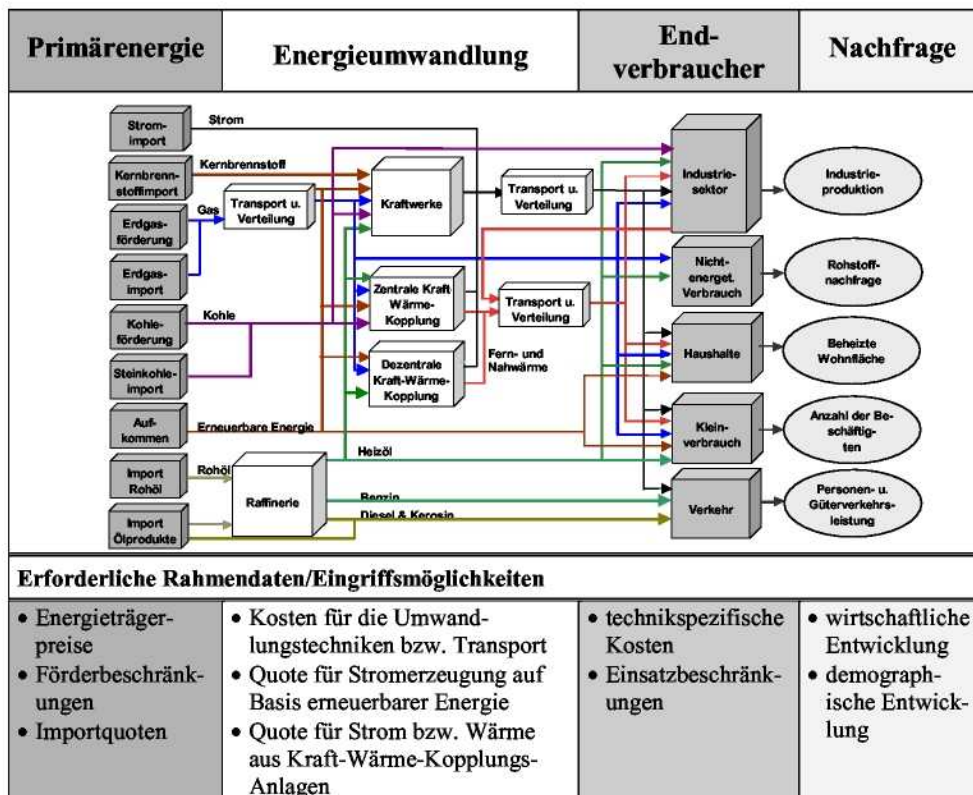


Abb. 3-4: IKARUS-MARKAL: Grundstruktur und Möglichkeiten

Ähnliche Möglichkeiten für „links“ wie im Umwandlungsbereich bestehen auch im Bereich „Endverbraucher“. Auch hier werden Kosten benötigt, die wiederum mit Hilfe von ökonomischen Modellen „korrigiert“ werden können. Die augenscheinlichsten Möglichkeiten für „Soft-links“ mit anderen Modellen ergeben sich jedoch im Bereich der „Nachfrage“. Hier können die aus ökonomischen Modellen gewonnenen Informationen über die wirtschaftlichen Entwicklungen für die Spezifizierung der „Nachfrage“ in IKARUS-MARKAL genutzt werden.

Die aus IKARUS-MARKAL Rechenläufen gewonnenen Informationen über das unter den gesetzten technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesamtwirtschaftlich kostenoptimale Energiesystem können im Gegenzug genutzt werden, um die Aussagekraft bzw. die Realitätsnähe anderer Modelle zu verbessern. So wird beispielsweise in IKARUS-MARKAL die Entwicklung der Importmengen einzelner fossiler Energieträger, der installierten Engpassleistung, des Stromerzeugungsmixes und der Einsatz einzelner Energieträger in den Industriebereichen, im Bereich des Kleinverbrauchs bzw. in den Haushalten bestimmt. Diese Informationen können u. a. zur Validierung der in ökonomischen Modellen unterstellten Entwicklung des technischen Fortschritts im Energiebereich bzw. als Datengrundlage für eine Anpassung der häufig unterstellten AEEI-Faktoren genutzt werden.

Da in den meisten ökonomischen Modellen auf eine technische Fundierung verzichtet wird, bietet es sich an, die Ergebnisse aus den IKARUS-MARKAL-Rechenläufen per „Soft-link“ in die entsprechenden Modelle zu übernehmen. So wird in ökonomischen Modellen normalerweise nicht nach Lastbereichen differenziert, obwohl dies sowohl für das Stromangebot als auch für die Stromnachfrage von großer Bedeutung ist. In IKARUS-MARKAL werden dagegen verschiedene Lastganglinien berücksichtigt, was dazu führt, dass die Struktur der Stromnachfrage als auch das erforderliche Stromangebot realitätsnäher erfasst werden kann.

Auch MIS bietet vielfältige Möglichkeiten zur Kopplung mit anderen Modellen. Kopplungsmöglichkeiten ergeben sich insbesondere über die Submodelle, da in diesen viele exogene Daten in das Modell einfließen. So werden im Submodell "Wohnungsnachfrage" beispielsweise Angaben zur Entwicklung des Wohnungsbestandes, der spezifischen Baukosten sowie des spezifischen Wärmebedarfs benötigt. Aufbauend auf diese Größen wird der jeweilige Gesamtwert des Gebäudebestandes, der Mietwert sowie der gesamte Wärmebedarf berechnet /Pfaffenberger, Ströbele 1995/.

Ebenfalls viele technische Detaildaten gehen in das Elektrizitätswirtschaftsmodul ein. Hier werden u. a. Angaben zu den kraftwerkspezifischen Investitionskosten, der Ausnutzungsdauer, den Betriebskosten, dem Wirkungsgrad und dem Kraftwerksbestand benötigt.

Die meisten Angaben, die für das Submodell „Elektrizitätswirtschaft“ benötigt werden als auch viele Daten für das Submodell „Wohnungsnachfrage“, können aus technischen

Partialmodellen bzw. Energiesystemmodellen entnommen werden. Entsprechend bieten sich hier vielfältige Kopplungsmöglichkeiten an.

Da die Wachstumsrate des BIP eine exogene Größe in MIS ist, kann auch hier eine Kopplung mit anderen Modellen erfolgen. Hierzu wird die entsprechende Wachstumsrate aus Modellen, in denen die Entwicklung des BIP endogen bestimmt wird (z. B. dem Modell Panta-Rhei), entnommen und in MIS eingesetzt. Weitere Kopplungen zwischen MIS und anderen Modellen sind grundsätzlich möglich, i. d. R. erfordern sie jedoch einen größeren Aufwand und Kenntnis über den inneren Aufbau von MIS.

Allgemein ist zur Kopplung von Modellen fest zu halten, dass Kopplungen insbesondere dort ohne größere Probleme möglich sind, wo Daten exogen in ein Modell eingehen. Schwierigkeiten können sich hierbei u. a. aufgrund eines unterschiedlichen Aggregationsgrades und unterschiedlicher Begriffsdefinitionen (z. B. die Definition von „Kosten“) auftreten. Grundsätzlich ist bei einer Kopplung zwischen dem Aufwand der für eine Modellkopplung notwendig ist (und der u. U. sehr hoch ausfällt) und den zusätzlichen Erkenntnisgewinnen abzuwägen.

3.4 Ergebnisse

Anhand der Kopplung von IKARUS-MARKAL mit MIS wird im folgenden an einem Beispiel untersucht, wie sich Rückkopplungseffekte auf die Modellergebnisse auswirken können. Die dargestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des dritten Modellexperimentes des Forum für Energiemodelle erarbeitet.

Aufbauend auf den Ergebnissen aus einem IKARUS-MARKAL-Rechenlauf wurden die AEEI-Faktoren und der Stromerzeugungsmix in MIS verändert und ein Lauf mit MIS durchgeführt. Die Ergebnisse dieses Laufes wurden wieder an IKARUS-MARKAL weitergereicht und ein neuer IKARUS-MARKAL-Rechenlauf gestartet.

Tabelle 3-1: IKARUS-MARKAL: Primärenergieverbrauch

Primärenergie- verbrauch		IKARUS- MARKAL org. IKARUS Nachfr.	IKARUS- MARKAL MIS-Nachfrage	IKARUS- MARKAL MIS- Nachfrage	IKARUS- MARKAL MIS-Nachfrage
		Ref.	1.Runde (ohne AEEI- Faktoren)	2.Runde (mit AEEI- Faktoren)	3.Runde (mit neuen AEEI- Fakt.)
		2020	2020	2020	2020
Steinkohlen	PJ	2056	2179	2193	2190
Braunkohlen	PJ	929	930	930	930
Mineralöle	PJ	5176	5171	5178	5185
Erdgas	PJ	3284	3221	3244	3233
Kernenergie	PJ	470	470	470	470
Erneuerbare	PJ	480	482	482	482
Importsaldo Str.	PJ	24	24	24	24
Summe	PJ	12418	12476	12521	12513

Tabelle 3-1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien mit den originalen IKARUS-Daten sowie in den Szenarien mit ursprünglichen Ergebnissen aus MIS und den Szenarien mit der „neuen“, d. h. rückgekoppelten MIS-Nachfrage. Im ersten MIS-Lauf wurde dabei davon ausgegangen, dass sich die Energieeffizienz in den einzelnen Wirtschaftsbereichen nicht autonom verbessert, d. h. alle AEEI-Faktoren wurden auf 0 gesetzt.

Wie man anhand von Tabelle 3-1 erkennt, verändert sich der Primärenergieverbrauch nur geringfügig, wenn man anstelle der originalen IKARUS Daten die Angaben aus MIS zur sektoralen Industrieproduktion bzw. zur Entwicklung der Beschäftigten im Kleinverbrauch übernimmt.

Eine Anpassung der AEEI-Faktoren bzw. des Stromerzeugungsmixes an die Ergebnisse aus dem ersten IKARUS-MARKAL-Lauf mit MIS-Daten führt dazu, dass sich die Rechen-ergebnisse von MIS leicht ändern. Fügt man die Ergebnisse über die Input-Schnittstelle wieder in IKARUS-MARKAL ein, so erhält man die in der letzten Spalte von Tabelle 3-2 aufgeführten Werte. Von dem Lauf zuvor weichen die Werte um maximal 0,7 % ab. Bei einem erneuten rückgekoppelten Lauf sinken die maximalen Abweichungen unter 0,3 %.

Vernachlässigbar gering fallen die Unterschiede zwischen dem ersten, zweiten und dritten Lauf mit MIS-Daten im Bereich der Stromerzeugung aus (siehe Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: IKARUS-MARKAL: Netto-Stromerzeugung

Netto-Strom- erzeugung		IKARUS- MARKAL org. IKARUS Nachfr.	IKARUS- MARKAL MIS-Nachfrage	IKARUS- MARKAL MIS- Nachfrage	IKARUS- MARKAL MIS-Nachfrage
		Ref.	1.Runde (ohne AEEI- Faktoren)	2.Runde (mit AEEI- Faktoren)	3.Runde (mit neuen AEEI- Fakt.)
		2020	2020	2020	2020
Steinkohlen	TWh	150.5	148.5	149.5	149.1
Braunkohlen	TWh	96.3	96.2	96.2	96.2
Mineralöle	TWh	0.0	0.0	0.0	0.0
Naturgase	TWh	118.9	111.2	111.9	111.6
Kernenergie	TWh	41.1	41.1	41.1	41.1
Wasserkraft	TWh	22.4	22.4	22.4	22.4
Wind	TWh	24.4	24.4	24.4	24.4
Photovoltaik	TWh	0.7	0.7	0.7	0.7
Sonstige	TWh	49.1	51.4	51.7	51.6
Summe	TWh	503.5	496.0	497.9	497.1

Insgesamt zeigt sich, dass in dem untersuchten Fall die Ergebnisse sehr schnell gegen einen bestimmten Wert konvergieren.

3.5 Schlussfolgerungen

Die Verwendung eines „Soft-link“-Ansatzes erweist sich i. d. R. nicht als Einschränkung, sondern kann vielmehr die Anzahl und Formen möglicher Modellkopplungen vergrößern. So ermöglicht die Verwendung eines „Soft-link“-Ansatzes Modelle flexibel miteinander zu koppeln, da sich die angekoppelten Modelle gegen andere austauschen lassen und gegebenenfalls in die Datenübergaben eingegriffen werden kann. Gegenüber einem „Hard-link“-Ansatz liegt mehr Transparenz und Übersichtlichkeit vor. In dem gezeigten Beispiel hielt sich der Aufwand für Rechenläufe in Grenzen, da die Ergebnisse relativ schnell konvergieren. Der zusätzlich Informationsgewinn durch eine mehrfache Iteration ist für die gerechneten Szenarien entsprechend gering. Werden mehr Modelle miteinander gekoppelt, kann der Aufwand für eine komplette Iteration jedoch erheblich ansteigen. Beeinträchtigt wird die Modellkopplung u. a. durch die unterschiedliche Modellphilosophien und die unterschiedliche Verwendung von Begriffen (z. B. „Kosten“).

Zu beachten ist, dass, um die mit der Kopplung von IKARUS-MARKAL und MIS erzielten Erkenntnis verallgemeinern zu können, weitere Szenarien durchgerechnet werden sollten. In diesen sollte untersucht werden, ob die Ergebnisse auch bei starken Eingriffen in das Energiesystem bzw. bei einer Variation der Rahmenbedingungen ebenfalls schnell konvergieren und welche zusätzlichen Erkenntnisgewinne durch die Kopplung erzielt werden können. Ebenso ist zu überprüfen, welcher Einfluss ein Austausch von IKARUS-MARKAL durch ein anderes Energiesystemmodell bzw. von MIS durch ein anderes Energiewirtschaftsmodell auf die Modellergebnisse hat. Solche Untersuchungen erfolgen insbesondere im Rahmen des dritten Modellexperimentes des Forum für Energiemodelle. An dieser Stelle wird deshalb auf die weiteren Arbeiten des Forum verwiesen.

Literatur

/Kraft et al. 1999/

Kraft, A.; Markewitz, P.; Martinsen, D.: IKARUS-MARKAL In: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Reihe Umwelt und Ökonomie Nr. 13, S. 248-282. Physica-Verlag, Berlin 1999

/Martinsen et al. 1998/

Martinsen, D.; Markewitz, P.; Walbeck, M.; Jagodzinski, P.; Müller, E.: Das IKARUS-Optimierungsmodell. In: Markewitz et al.: Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 7, S. 57 – 138. Jülich 1998

/Pfaffenberger, Ströbele 1995/

Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: Makroökonomisches System IKARUS, Band 1, Beschreibung des Modells MIS. Oldenburg 1995

4 Integration von Umweltindikatoren in das RWI-Modell

Bernhard Hillebrand

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung Essen
Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen, Tel. 0201-8149-233
Email: hillebrd@rwi-essen.de

4.1 Überblick

Der Analyseschwerpunkt des im Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung entwickelten Modellinstrumentariums liegt in der Abbildung der Wechselwirkungen, die zwischen energiewirtschaftlichen, sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen bestehen. Es ist entstanden aus der Erfahrung zweier Energiepreissprünge Mitte und Ende der siebziger Jahre¹, deren sektoralen Kosten- und Preisimpulsen einschließlich der makro-ökonomischen Verwerfungen, ist jedoch im Laufe der letzten Jahre um ökologische Wirkungszusammenhänge erweitert worden. Es wird sowohl für Projektionen der energie- und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung als auch für Simulationen wirtschafts-, energie- und umweltpolitischer Maßnahmen eingesetzt. Die einzelnen Elemente dieses Systems sind ein Struktur-, ein Energienachfrage- und Energieangebotsmodell sowie eine Emissionsmodell. Es versteht sich von selbst, dass aus Platz- und Zeitgründen eine vollständige Darstellung der einzelnen Modellteile an dieser Stelle nicht möglich ist². Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich vielmehr auf jene konstruktiven Merkmale, die für die Integration von Ökonomie und Ökologie von wesentlicher Bedeutung sind.

Grundsätzlich dient das Modellsystem dazu, die Wechselwirkungen zwischen Umweltbelastungen einerseits, etwa von traditionellen und klimarelevanten Schadstoffen, sowie Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung andererseits angemessen abzubilden. Entsprechend dieser Aufgabenstellung können drei Teile identifiziert werden:

- Das Energiemodell, in dem in Anlehnung an das Schema der Energiebilanz die verschiedenen Stufen der Energieversorgung von der Primärenergie bis zum endgültigen Endverbrauch abgebildet und modellmäßig erfasst werden;
- Das nach 60 Sektoren (vgl. Tabelle A4-1 im Anhang) differenzierte Strukturmodell, das in Anlehnung an das Verflechtungsschema einer Input-Output-Tabelle die reale Güternachfrage und die Preisbildung in sektoraler Gliederung abbildet;

¹ Der formale Aufbau orientierte sich ursprünglich daher sehr stark an den in der ersten Hälfte der siebziger Jahre entwickelten Modellen vom Hudson-Jorgenson Typ; Einzelheiten vgl. etwa E.A. Hudson, D.W. Jorgensen, U.S. energy policy and economic growth, 1975-2000 „Bell Journal of Economics Vol. 7 (1975), S. 461ff.

² Einzelheiten enthält B. Hillebrand, M. Kiy und R. Neuhaus, Das RWI-Strukturmodell – Konzeption, Hypothesen und Wirkungsanalysen (RWI-Papiere, Nr. 19). Essen 1989; RWI (Hrsg.), Ein Energiemodell für die Bundesrepublik Deutschland – Gutachten im Auftrag des BMWi (Bearbeiter: R. Döhm, B. Hillebrand, M. Kiy, O. Knieper, R. Neuhaus und H.W. Schmidt). Essen 1988, B. Hillebrand, Ein Kraftwerksmodell für die Bundesrepublik Deutschland. „RWI-Mitteilungen“, Jg. 42 (1991), S. 57-73.

- Das Emissionsmodell, mit dem zum gegenwärtigen Zeitpunkt die mit dem Verbrauch und der Umwandlung von Energie verbundenen Schadstoffemissionen, der Flächenverbrauch sowie die Kosten einzelner Vermeidungstechniken berechnet werden können.

Grundsätzlich sind die Modelle als ökonometrische Modelle konzipiert, enthalten jedoch in Abhängigkeit von der Problemstellung und den zu analysierenden Phänomenen auch Optimierungsansätze. Der Gebietsstand für das sektorale Strukturmodell ist bis 1994 das Gebiet der alten Bundesländer, ab 1995 Deutschland insgesamt. Aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsstrukturen und des Strukturbruchs in den neuen Bundesländern Anfang der neunziger Jahre können jedoch Energieangebot und –verbrauch sowie die damit verbundenen Emissionen getrennt nach alten und neuen Bundesländern behandelt werden. Der Stützbereich für die ökonometrischen Analysen hängt von der Verfügbarkeit der Daten ab, er reicht in einzelnen Teilen des Strukturmodells – insbesondere in der Vorleistungsverflechtung – nur bis zum Jahr 1991, im Energiemodell ist der größte Teil bis zum Jahr 1998 geschätzt. Alle Modelle werden für Prognosen bis zum Jahr 2030 genutzt.

Das Strukturmodell umfasst in seiner gegenwärtigen Form 3278 Gleichungen, der größte interdependente Block besteht aus 1708 Gleichungen, das Energiemodell 1598 Gleichungen, wovon 310 Gleichungen auf das Energieangebot entfallen, darunter 42 Gleichungen, die den optimalen Kraftwerkspark mit Hilfe elektrizitätswirtschaftlicher Kennziffern (Stromverbrauch, Grund-, Mittel- und Spitzenlast) und verschiedener Techniken (konventionelle Kondensation, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas- und Dampfturbinen (GuD), regenerative Energiequellen) bestimmen. Das Emissionsmodell umfasst gegenwärtig 767 Gleichungen zur Ermittlung der Emissionen von Kohlendioxid (CO_2), Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Staub, Distickstoffoxid (N_2O), flüchtige organische Verbindungen sowie Methan (CH_4). Darüber hinaus werden die Reststoffe bei der Verstromung von Stein- und Braunkohle (Asche, Gips), die radioaktiven Emissionen beim Betrieb der Kernkraftwerke sowie die ungenutzte Abwärme der Stromerzeugung insgesamt ermittelt. Das Modell zur Bestimmung der Flächennutzung umfasst gegenwärtig 283 Gleichungen, wobei der Flächenverbrauch nach den Kategorien der Flächennutzungsstatistik einerseits, nach der Gliederung des Energie- und Strukturmodells andererseits erklärt wird.

Ziel des Energiemodells ist zum einen die realitätsnahe Erklärung des Energieverbrauchs und des Energieangebots, zum anderen die Ermittlung der Energiekosten als Teil der sektoralen Kostenstrukturen, der Energieausgaben als Teil der Gesamtausgaben der privaten Haushalte. Diese Zielsetzung kommt deutlich in der formalen Struktur des Modells, in der Wahl der Erklärungsansätze und insbesondere in der gewählten Gliederungstiefe zum Ausdruck. Denn die sektorale Gliederung entspricht mit geringfügigen Modifikationen im Bereich der energieintensiven Wirtschaftsbereiche der Systematik der Input-Output-Rechnung, die Unterscheidung nach vierzehn Energieträgern weitgehend der Systematik der Energiebilanz. (vgl. Tabelle A4-2 im Anhang).

Das Strukturmodell kann als ein vollständig integriertes System zur Erklärung der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung charakterisiert werden. In Anlehnung an das Verflechtungsschema einer Input-Output-Tabelle lassen sich folgende Teilsysteme identifizieren:

- ein güterwirtschaftliches Output-System, in dem die Endnachfrage und die intermediären Lieferungen abgebildet werden;
- ein Preismodell, in dem die sektoralen Stückkosten aus dem Zusammenwirken von verschiedenen Kostenkomponenten (Arbeit, Kapital, Vorleistungen) und staatlichen Belastungen oder Entlastungen (indirekte Steuern oder Subventionen) erklärt und die Preise der einzelnen Güter bzw. Gütergruppen nach Verwendungsbereichen differenziert bestimmt werden;
- eine Kapitalbestands- und Potentialrechnung, in der sektorale Bruttoausrüstungs- und Bruttobauvermögen sowie Produktionskapazitäten und Auslastungsgrade erklärt werden,
- ein Arbeitsmarkmodell, in dem auf gesamtwirtschaftlicher Ebene das Arbeitsangebot festgelegt wird und auf sektoraler Ebene die Arbeitsvolumina, durchschnittlichen Arbeitszeiten, Zahl der Beschäftigten, Arbeitsproduktivitäten, Lohnsätze und Bruttoeinkommen aus unselbständiger Arbeit erfasst werden,
- ein Umverteilungsmodell, mit dem im wesentlichen das Steuer-, Sozialversicherungs- und Transfersystem abgebildet wird, um daraus die Einnahmen und Ausgaben des Staates sowie das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte bestimmen zu können.

4.2 Die ökonomischen Teilsysteme

4.2.1 Energiemodell

4.2.1.1 Energieverbrauch

Der Weltmarktpreis für Rohöl und der Wechselkurs sind neben den speziellen Steuern wichtige Determinanten der Energiepreisentwicklung im Inland. Dies gilt nicht nur für alle Mineralölprodukte, sondern auch für importierte Steinkohle und Erdgas. Die Entwicklung der übrigen Energiepreise, insbesondere der heimischen Stein- und Braunkohle sowie der Strom- und Fernwärmepreise orientiert sich demgegenüber vor allen an den Erzeugungs- bzw. Gewinnungskosten der genannten Energieträger, vollzieht sich daher weitgehend unabhängig von Weltmarktpreisen. Das Energiepreissystem ist der erste Block der Variablen, die im Energiemodell selbst errechnet werden.

Auf der Grundlage dieser Preise und der übrigen exogenen Vorgaben wird in fünf Teilmodellen der Endenergieverbrauch und der nichtenergetische Verbrauch

- der energieintensiven Sektoren,
- der energieextensiven Sektoren,
- des gewerblichen Verkehrs (Schienen-, gewerblicher Straßen-, Luftverkehr, Küsten- und Binnenschifffahrt) und
- der privaten Haushalte (Raumwärme und Kraftstoffe),
- des Kleinverbrauchs

ermittelt.

Energie stellt kein homogenes Gut dar, sondern unterscheidet sich zum Teil erheblich nach Einsatzbereichen und Verwendungszwecken. Um diesen Unterschieden gebührend Rechnung zu tragen, werden im folgenden die Ansätze zur Erklärung des Energieverbrauchs getrennt nach den bereits genannten fünf Teilbereichen behandelt.

Energieintensive Produktionsprozesse sind kurzfristig annähernd linear-limitational. Der Energieverbrauch variiert proportional zur Produktion. Substitutions- und Einsparprozesse benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch einen vermehrten Einsatz an Sachkapital. Von erheblicher Bedeutung ist darüber hinaus die in den jeweiligen Produktionsanlagen inkorporierte Technik, die sich nicht nur von Sektor zu Sektor, sondern innerhalb der Sektoren von Produktionsverfahren zu Produktionsverfahren erheblich unterscheidet. In der chemischen Industrie beispielsweise wird Energie sowohl energetisch als auch nichtenergetisch eingesetzt, Strom einerseits zum Antrieb von Maschinen und Anlagen, andererseits als Energieträger in der Chlor-Alkali-Elektrolyse genutzt.

In den energieintensiven Produktionsprozessen ist bei der Erklärung des Faktoreinsatzes zwischen kurz- und langfristigen Aspekten zu unterscheiden. Energieintensive Produktionsprozesse sind kurzfristig annähernd linear-limitational. Der Energieverbrauch variiert proportional zur Produktion. Auf lange Sicht ist das Verhältnis der Faktoren zueinander zwar variabel, Substitutions- und Einsparprozesse benötigen jedoch Zeit, sondern erfordern in der Regel auch einen vermehrten Einsatz an Sachkapital. Die Variabilität des Kapitalstocks ist für die Effizienz des gesamten Produktionsprozesses von entscheidender Bedeutung, da in dem hier angewendeten Konzept des faktorgebundenen technischen Fortschritts der Verbrauch von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Energie und Arbeit von der Umschichtung des Kapitalstocks gesteuert wird. Der Strukturwandel des Produktionsapparates zu effizienteren Anlagen ist damit die Voraussetzung dafür, dass die Effizienz der übrigen Produktionsfaktoren erhöht werden kann. Der Kapitalstock und seine Entwicklung in der Zeit sind demnach die zentralen Elemente des Modells.

Formal wird der Zusammenhang zwischen variabler Faktornachfrage und Kapitaleinsatz im Rahmen eines „vintage“-Modells³ abgebildet, in dem der Kapitalstock als Aggregat vorausgegangener Investitionsentscheidungen definiert wird. Die einzelnen Investitionsjahrgänge sind durch die in ihnen inkorporierte Technik charakterisiert, die sich in Form spezifischer Verbräuche der einzelnen variablen Faktoren messen lassen (Marginalkonzept). Auf kurze Sicht besteht zwischen dem Kapitaleinsatz und den übrigen Faktoren ein nahezu komplementäres Verhältnis, eine Variation der Faktoreinsatzmengen (z. B. Energie) ist allenfalls über eine Variation der Auslastung einzelner Produktionsanlagen möglich. Preisinduzierte Substitutionsvorgänge sind nach dieser Modellvorstellung nur bis zum Zeitpunkt der Realisierung einer Investitionsentscheidung möglich. Ist die Entscheidung für eine Produktionstechnik gefallen, können hingegen annähernd fixe Inputkoeffizienten für die variablen Faktoreinsatzmengen angenommen werden.

Dieses zunächst abstrakte Konzept lässt sich empirisch nur dann vollständig umsetzen, wenn der Energieverbrauch bis hin zu einzelnen Produktionsprozessen detailliert erfasst werden kann. Dies ist aufgrund der lückenhaften Datenbasis für alle energierelevanten Prozesse nicht möglich. Folglich musste im RWI-Modell ein Kompromiss zwischen dem theoretisch Wünschenswerten und dem empirisch Machbaren gefunden werden. Dieser besteht darin, dass für einige wichtige Prozesse der Vintage-Ansatz detailliert umgesetzt wurde, für andere ein aggregiertes Konzept realisiert wurde, das sich mit Abstrichen beim Vintage-Ansatz empirisch noch auffüllen lässt (vgl. Tabelle 4-1).

Dass dieser Ansatz auch bei vergleichsweise homogenen Produktionsprozessen erhebliche Anforderungen an die empirische Basis stellt, zeigt das Beispiel der Zementproduktion. Denn in der Zementproduktion wurde der Vintage-Ansatz in der Weise konkretisiert, dass der Kapitalstock und seine Veränderung differenziert nach Ofentechniken und Mahlanlagen abgebildet werden. Unterschieden werden im Bereich des Brennprozesses die Ofentypen

- Zyklonvorwärmer- (ZY),
- Rostvorwärmer- (RO),
- lange Trocken- (TR)
- Schacht- (SC) und
- Nassöfen (NA).

Mit diesen einzelnen Ofentechniken sind nicht nur jeweils spezifische Faktoreinsätze, sondern auch unterschiedliche Produktionsmöglichkeiten verbunden, die zu unterschiedlichen Produktionskosten und Faktorverbräuchen führen. Entscheidungskriterium für die Wahl einer

³ Die theoretischen Wurzeln dieses Ansatzes liegen bei Johansen und Salter. Zu Einzelheiten vgl. L. Johansen, *Production Functions, An Integration of Micro, Short Run and Long Run Aspects*. Amsterdam und London 1972; W.E.G. Salter *Productivity and Technical Change*. 2nd Edition, Cambridge 1966; L. Johansen, *Substitution versus Fixed Coefficients in Theory of Economic Growth: A Synthesis*. „Econometrica“, New Haven, CT, vol. 27 (1959), S. 157ff.

Ofentechnik sind neben der potentiellen Leistung und der zu erwartenden Zementproduktion die langfristigen Produktionskosten, die sich formal aus der Addition aller über die voraussichtliche Lebensdauer des Zementofens berechneten Kostenfaktoren einschließlich der aus der Investition resultierenden Kapitalkosten ergeben.

Tabelle 4-1: Abgrenzung der energieintensiven Produktionsprozesse im Energiemodell

Lfd. Nr.	Kurzbezeichnung	Bezeichnung
1	CHEMIE	Chemische Erzeugnissen, Spalt- und Brutstoffe
1.1.	CL,NAOH	Herstellung von Chlor und Natronlauge
1.2.	C2H4	Produktion von Olefinen und Aromaten
1.3.	NH3, CH3OH	Ammoniak- und Methanolsynthese
2.	STEINE	Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden
2.1.	STZE	Herstellung von Zement
2.2.	STSO	Übrige Steine und Erden
3	EISEN, STAHL	Eisen und Stahl
3.1.	ESHO	Produktion von Roheisen
3.2.	ESST	Produktion von Stahl
3.3.	ESWZ	Warmwalzwerke (ohne Stahlrohre)
3.4.	ESWV	Weiterverarbeitende Betriebe, Stahlrohre
4.	NE-METALLE	Herstellung von Leicht- und Schwermetallen
4.1.	NEAL	Herstellung von Primäraluminium
4.2.	NEAO	Herstellung von sonstigen NE-Metallen
5.	HZPP	Holzschliff-, Zellstoff-, Papier- und Pappeproduktion
6.	GLAS	Herstellung und Verarbeitung von Glas
Eigene Berechnungen		

In produktionstheoretischen Analysen ist es üblich, aus der Vielzahl der eingesetzten Faktoren Aggregate zu bilden, die unter produktionstechnischen Aspekten vergleichsweise homogen sind⁴. Hinter diesem Vorgehen steht die Annahme, dass sich der unternehmerische Entscheidungsprozeß in mehreren voneinander trennbaren Stufen vollzieht. Auf der ersten Stufe wird beispielsweise eine kostenminimale Kombination der Faktoraggregate Kapital, Arbeit, Energie und Material gesucht. Im zweiten Schritt wird die kostenminimale Zusammensetzung dieser Aggregate bestimmt, der Energieverbrauch etwa auf einzelne Energieprodukte, der Kapitaleinsatz auf einzelne Kapitalgüter aufgeteilt. Gedanklich wird

⁴ Vgl. z.B. C. Blackorby and W. Schworm, The Existence of Input and Output Aggregates in Aggregate Production Functions, „Econometrica“, New Haven, CT, vol. 56 (1988), S. 613ff.

dieser Ansatz von einem relativ hohen Aggregationsniveau hin zu einzelnen Produkten („top-down“-Ansatz) auch im Zementmodell gewählt. Allerdings sind bei der Definition der Faktoraggregate die spezifischen Produktionsbedingungen der Zementindustrie zu berücksichtigen.

Auch die Aufteilung des Energieverbrauchs auf einzelne Energieträger unterliegt einem ähnlichen Kalkül, in das nicht nur die Energiepreise, sondern auch der Kapitalbedarf und andere Kosten eingehen. Darüber hinaus haben gerade in den letzten fünfzehn Jahren umweltpolitische Vorgaben (TA-Luft) die Wahl des Energieträgers erheblich beeinflusst.

Im Gegensatz zu den energieintensiven Bereich der Grundstoffproduktion hat der Verbrauch von Energie in den übrigen Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes nicht nur eine geringere Bedeutung, sondern auch eine andere Funktion. Strom dient vor allem zum Antrieb von Produktionsaggregaten und Maschinen, die übrigen Energieträger werden weniger zur Erzeugung hoher Prozesstemperaturen als vielmehr im Niedertemperaturbereich eingesetzt. Darüber hinaus ist das Einsatzspektrum der Energieträger mit Ausnahme von Strom in vielen Sektoren nahezu identisch, so dass auch wegen des geringen Verbrauchs feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe sowie Fernwärme zu einem Aggregat Wärmeenergie zusammengefasst werden. Die genannten Energieträger sind von ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften und von den technologischen Gegebenheiten in den betrachteten Sektoren her prinzipiell alle in der Lage, den gestellten Anforderungen zu genügen. Der Wärmemarkt ist daher durch eine ausgeprägte Substitutionskonkurrenz zwischen den Energieträgern gekennzeichnet. Anders ist die Situation bei der Nutzung von Antriebsenergie; hier wird die Nachfrage (nahezu) ausschließlich durch Strom gedeckt. Eine Substitution durch andere Energieträger ist weitgehend ausgeschlossen.

Die Energiebilanz weist den Verbrauch von Energie zu Verkehrszwecken zwar getrennt nach Verkehrsträgern, jedoch nicht nach einzelnen Verbrauchergruppen aus. Eine Differenzierung zwischen gewerblichem und privatem Verbrauch ist jedoch im Ansatz des RWI insoweit erforderlich, als die Verkehrsausgaben der privaten Haushalte ein wichtiger Bestandteil der Konsumausgaben insgesamt sind. Die Unterschiede in den technischen Standards, den ökonomischen Einflussfaktoren sowie den ökologischen Wirkungen legen darüber hinaus eine Differenzierung nach Personen- und Gütertransport nahe. Insgesamt wird der Energieverbrauch zu Verkehrszwecken damit nach drei Kategorien differenziert: Personen- und Gütertransport, gewerbliche und private Nutzung, Verkehrsträger.

Auch wenn jede dieser Verbrauchskategorien spezifische Besonderheiten aufweist, wird der Energieverbrauch formal stets ähnlich definiert. Er ergibt sich aus der Multiplikation einer

- Ausstattungs-,
- spezifischen Verbrauchs- und
- Nutzungskomponente.

Die erste Komponente charakterisiert den zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandenen Kapitalstock, die zweite die technische Beschaffenheit der Kapitalgüter, die dritte die ökonomisch bestimmte Nutzung.

Der gewerbliche Straßengüterverkehr umfasst den Straßengüterfern- und -nahverkehr; er wird im Energiemodell nicht nach gewerblichem Verkehr und Werkverkehr getrennt. Fahrzeugbestand, spezifischer Verbrauch und Fahrleistung werden ihrerseits über Definitions- und Verhaltensgleichungen bestimmt. Der Fahrzeugbestand ergibt sich aus dem Bestand der Vorperiode zuzüglich der Neuzulassungen, abzüglich der endgültig aus dem Bestand ausscheidenden Fahrzeuge (Löschungen). Der spezifische Kraftstoffverbrauch, der in der Vergangenheit mit relativ geringen Schwankungen stetig gesunken ist, spiegelt vor allem technische Verbesserungen wider. Ein Einfluss der Kraftstoffpreise lässt sich ökonometrisch nicht signifikant nachweisen. Die Transportleistung schließlich stellt das Bindeglied zwischen energie- und verkehrswirtschaftlichen Entwicklungen einerseits, sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Veränderungen andererseits dar, da diese aus dem nach Gütergruppen differenzierten Transportaufkommen und den mittleren Transportweiten errechnet werden. Das Transportaufkommen selbst ist unmittelbar der Produktion einzelner Sektoren zugeordnet. Ähnliche Ansätze gelten für den Gütertransport der Verkehrsträger Bahn und Schiff.

Die Energieausgaben der privaten Haushalte umfassen in der Abgrenzung der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) sowohl die Ausgaben für Verkehrszwecke als auch für die Wohnraumbeheizung, Warmwasserbereitung oder zum Kochen. Dieses Gliederungsprinzip wird aus Konsistenzgründen für das Energiemodell übernommen.

Ähnlich wie im Güterverkehr ergibt sich auch im Personenverkehr der Energieverbrauch als Produkt aus Verkehrsleistung, spezifischem Verbrauch und Fahrzeugbestand. Grundsätzlich kann jeder Transport von Personen durch die Inanspruchnahme fremder oder eigener Verkehrsmittel erfolgen, so dass im Personenverkehr sechs Verkehrsträger bzw. -arten, die in mehr oder weniger enger Konkurrenz zueinander stehen, zu unterscheiden sind:

- Personenkraftwagen⁵,
- Öffentlicher Straßenpersonenverkehr⁶,
- Eisenbahn,
- Fußgängerverkehr,
- Fahrrad und
- Flugzeug⁷.

⁵ Personenkraftwagen, Kombi, Krafträder und Mopeds.

⁶ U-Bahn, Straßenbahn, Obus und Kraftomnibus.

⁷ Dem Luftverkehr liegt in Abkehr von den Angaben des DIW nicht nur die Verkehrsleistung über den Bundesgebiet zugrunde, da hierdurch insbesondere die Wegeentfernung zur Urlaubszwecken deutlich unterschätzt wird. Insofern sind die gesamten Binnenverkehrsleistungen sowie die grenzüberschreitenden Verkehrsleistungen im Abflug bis zum nächsten Zielflughafen erfasst worden. Grenzüberschreitende Flüge als Ankunft sind nicht berücksichtigt worden.

Darüber hinaus dient der Transport von Personen unterschiedlichen Zwecken, die wiederum von verschiedenen Faktoren beeinflusst werden. In Anlehnung an Berechnungen des DIW⁸ werden fünf Zwecke definiert:

- Beruf,
- Ausbildung,
- Einkauf,
- Freizeit und
- Urlaub.

Für jeden dieser Zwecke lassen sich aus der Anzahl der in einer Periode zurückgelegten Wege und der durchschnittlichen Entfernung pro Weg die gesamte Verkehrsleistung ermitteln. Die Anzahl der Wege im Berufs-, Einkaufs- und Ausbildungsverkehr hängt insbesondere von demographischen Faktoren, im Freizeit- und Urlaubsverkehr auch vom steigenden Real-Einkommen ab. Die durchschnittlichen Entfernungen, die sich für alle Verkehrszwecke erheblich vergrößert haben, wurden von der Verkehrsinfrastruktur (z. B. der Straßenlänge) sowie von der Verfügbarkeit und Transportkapazität der Verkehrsträger insgesamt beeinflusst. So ist in der Vergangenheit die Straßeninfrastruktur in erheblichem Maße ausgebaut worden, gleichzeitig sind die PKW-Bestände und auch die ÖPSV-Kapazitäten stark angestiegen. Infolgedessen ist die bisherige Entwicklung unter anderem durch eine rasch zunehmende Berufspendlermobilität, räumliche Konzentrationen der Ausbildungsstätten, eine Zentralisierung der Einkaufsmöglichkeiten sowie eine räumliche Verschiebung der Freizeitaktivitäten und Urlaubsziele gekennzeichnet.

Die Aufteilung der zweckbezogenen Gesamtverkehrsleistungen auf die verschiedenen Verkehrsträger erfolgt ebenfalls mit Hilfe von Verhaltensgleichungen, in die überwiegend verkehrs- und gesamtwirtschaftliche Determinanten einfließen wie etwa das Einkommen, die Verkehrsmittelverfügbarkeit⁹, die durchschnittliche Wegeentfernung, die Anzahl der Wege sowie die Transportpreise.

Die Leistung der einzelnen Verkehrsträger ergibt sich aus der Summe der Fahrzwecke. Für die öffentlichen Systeme stellen diese Größen zugleich die aus dem Personenverkehr abgeleiteten Determinanten des Energieverbrauchs dar. Um aus den Verkehrsleistungen der PKW auf die Kraftstoffverbräuche schließen zu können, sind weitergehende Informationen vor allem über die durchschnittliche Besetzung, die spezifischen Verbräuche und die Bestandsentwicklung erforderlich.

Der PKW-Bestand ist aufgrund der bereits erwähnten Einbettung der privaten Kraftstoffnachfrage in das Ausgabensystem der privaten Haushalte nach privaten und gewerblichen Haltern zu differenzieren. Um auch die unterschiedlichen ökonomischen und

⁸ Vgl. Der Bundesminister für Verkehr (Hrsg.), Verkehr in Zahlen, Bonn, verschiedene Jahrgänge.

⁹ Hierunter werden die Personentransportkapazitäten des öffentlichen Straßenpersonenverkehrs und der Eisenbahn sowie der PKW-Bestand subsumiert.

ökologischen Standards von Otto-Motor und Dieselantrieb berücksichtigen zu können, werden die PKW-Bestände darüber hinaus nach Antriebsarten getrennt. Der Bestand an Fahrzeugen mit Otto- bzw. Dieselmotor in einem bestimmten Jahr ist die Summe der in den vorausgegangenen Jahren zugelassenen PKW, die noch nicht endgültig aus dem Bestand ausgeschieden sind. Die Löschungen ergeben sich aus den Sterbetafeln für Kraftfahrzeuge, die Neuzulassungen hängen von gesamtwirtschaftlichen, sektoralen und verkehrswirtschaftlichen Entwicklungen ab. So hat das reale verfügbare Einkommen einen positiven Einfluss auf die Zulassungen, ein steigender Nominalzins verringert ceteris paribus die Zulassungen, ein Indikator dafür, dass PKW-Käufe offenbar zum Teil kreditfinanziert sind. Über die Struktur der Neuzulassungen entscheidet darüber hinaus ein Vergleich der Kosten von Otto- und Diesel-PKW. Werden die höheren Anschaffungskosten von Dieselfahrzeugen durch die laufenden Betriebskosten der PKW mit Otto-Motoren ausgeglichen oder übertroffen, steigt die Zahl der Zulassungen von Diesel-PKW. Im umgekehrten Fall steigen die Zulassungen der PKW mit Otto-Motor. Da sich in den laufenden Betriebskosten die Unterschiede in den spezifischen Verbräuchen, den Kraftstoffpreisen, den Fahrleistungen und der Kfz-Steuer niederschlagen, beeinflusst dementsprechend jede dieser Größen die Struktur des PKW-Bestandes.

Der spezifische Kraftstoffverbrauch des PKW-Bestandes wird mit Hilfe der vom VDA berechneten Verbräuche der jeweiligen Zulassungsjahre definitorisch ermittelt, wobei als Gewichte die Neuzulassungen und die Besitzumschreibungen dienen, die noch im Verkehr sind.

Der spezifische Verbrauch der einzelnen Zulassungsjahrgänge unterliegt zweierlei entgegengerichteten Einflussgrößen. Zum einen wird er negativ durch den Kraftstoffpreis, zum anderen aber auch positiv durch die Fahrzeuggröße beeinflusst, d. h. der spezifische Verbrauch ist c.p. umso niedriger je teurer der Kraftstoff und umso höher je großvolumiger die Fahrzeuge sind. Während sich der Kraftstoffpreis aus den exogen bestimmten Herstellungskosten zuzüglich Mehrwert- und Mineralölsteuer ergibt, wird die Fahrzeuggröße modellendogen bestimmt. Die entscheidende Determinante der Fahrzeuggröße ist dabei das „Residualeinkommen“, d. h. der Einkommenanteil, der nach Abzug aller PKW-Anschaffungs- und -betriebsausgaben verbleibt. Dementsprechend bestimmt sich die durchschnittliche PKW-Größe eines Zulassungsjahres neben dem verfügbaren Einkommen insbesondere durch die Ausgaben für Kraftstoffe, Reparaturen und Versicherung sowie durch die Höhe der jährlichen Abschreibungen. Interdependenzen ergeben sich insofern, als dass diese Bestimmungsgrößen wiederum vom spezifischen Verbrauch, den Fahrleistungen, dem Kraftstoffpreis sowie vom PKW-Bestand abhängen.

Die Ausgaben für die übrigen Energieträger umfassen im Prinzip alle Energiekäufe der privaten Haushalte, die nicht zum Betrieb von Kraftfahrzeugen eingesetzt werden. Der Anteil dieser Ausgabenkategorie an den gesamten Konsumausgaben beträgt gegenwärtig etwa 4 vH.

Dominierender Verwendungszweck ist die Beheizung der Wohnungen, so dass die folgenden Ausführungen sich auf diesen Verbrauch konzentrieren.

Der Raumwärmebedarf (ENRWPH) ergibt sich als Produkt aus der Zahl der Wohnungen (WOB), der durchschnittlichen Fläche pro Wohnung (WOF) sowie dem spezifischen Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche (SVRWPH):

$$\text{ENRWPH} = \text{WOB} \cdot \text{WOF} \cdot \text{SVRWPH}, \quad (4-1)$$

wobei die ersten beiden Faktoren jeweils nach Wohnungen in Ein- und Zwei-Familienhäusern und solchen in Mehrfamilienhäusern unterschieden werden. Die Wohnungsbestände ergeben sich über Definitionsgleichungen aus dem Bestand der jeweiligen Vorperiode und den Nettoneuzugängen. Die Neuzugänge werden mit Hilfe von Verhaltensgleichungen erklärt, in die als Einflussfaktoren das Einkommen, der Zins, die Baupreise und der Sättigungsgrad eingehen. Die Wohnflächen werden als Funktion des Einkommens und der Baukosten bestimmt.

Der spezifische Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche ist die zentrale Größe in diesem Modellteil, da dieser eine Vielzahl von Einflussfaktoren widerspiegelt, die sich relativ grob in überwiegend technisch bzw. rechtlich vorgegebene Größen einerseits und ökonomisch beeinflusste Größen andererseits unterteilen lassen. Zur ersten Kategorie zählen der in W/m² gemessene Wärmebedarf sowie der Wirkungsgrad der Feuerungsanlage, zur zweiten Kategorie gehören Jahresbenutzungsstunden sowie die Kosten des jeweiligen Heizsystems.

Insbesondere die zuletzt genannte Größe hat einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des Energieverbrauchs im Raumwärmebereich und damit auf die Emissionen klimarelevanter Spurengase. Denn aus den Kosten des jeweiligen Heizsystems leitet sich nicht nur der spezifische Wärmeverbrauch insgesamt, sondern auch die Aufteilung des gesamten Wärmebedarfs auf die dafür eingesetzten Energieträger ab. Dieser Kostenvergleich wird nicht nur beim Zubau von Wohnungen, sondern auch bei der Modernisierung alter Heizungsanlagen (sogenannte Umrüstungen) durchgeführt, so dass der spezifische Energieverbrauch nicht nur durch Zu- und Abgänge von Wohnungen, sondern auch durch die in der Regel nach 20 Jahren anfallende Heizungsmodernisierung verändert wird.

Witterungseinflüsse, die zu einem erheblichen Teil die Schwankungen der jährlichen Energieverbräuche verursachen, werden über die Korrektur der Jahrebenutzungsstunden mit Hilfe der Zahl der Heizgradtage berücksichtigt.

Der Energieverbrauch von Handel, Gewerbe und Dienstleistungen ist vergleichsweise heterogen. Diese Gruppe von Energieanwendern unterscheidet sich nicht nur hinsichtlich des Verbrauchsniveaus und seiner -struktur, sondern vor allem auch im Hinblick auf die Verbrauchsdeterminanten. Energie wird zur Beheizung von Gebäuden (z. B. Banken, Versicherungen) zum Antrieb von Maschinen (z. B. Landwirtschaft, Handel) oder auch als Produktionsfaktor zur Bereitstellung von Dienstleistungen (z. B. Gaststätten) verwendet. Ent-

sprechend unterschiedlich sind die Ansätze zur Erklärung des Energieverbrauchs. Der Kraftstoffverbrauch der Landwirtschaft beispielsweise wird in Abhängigkeit vom Bestand an Ackerschleppern und dessen jährlicher Nutzung, der Verbrauch von Energie zu Wärmezwecken in Abhängigkeit vom Bestand an gewerblichen Bauten (gemessen durch das preisbereinigte Bruttobauvermögen) sowie die Kosten der Wärmebereitstellung erklärt. Dem Energieverbrauch der übrigen Sektoren, insbesondere Dienstleistungsbereichen sowie öffentlichen Körperschaften, liegt ein traditioneller Erklärungsansatz zugrunde, der neben trendmäßigen Entwicklungen auch die Energiepreise explizit berücksichtigt.

4.2.1.2 Energieangebot

Der Angebotsteil des Energiemodells dient zum einen dazu, das zur Deckung des Endenergieverbrauchs und des nichtenergetischen Verbrauchs erforderliche Angebot an Primärenergien zu errechnen. Dabei werden traditionell die Umwandlung von Stein- und Braunkohle in Kokereien und Brikettfabriken, die Destillation von Rohöl in Raffinerien, die Stromerzeugung in öffentlichen und Industriekraftwerken sowie die Fernwärmeproduktion in Heizkraftwerken und Fernheizwerken unterschieden. Gleichzeitig werden auf der Basis der in den genannten Umwandlungsbereichen entstehenden Kosten die Energiepreise nach Energieträgern und Abnehmergruppen bestimmt werden. Diese Funktion erscheint insbesondere dann von Bedeutung, wenn man die Realisierungschancen neuer Umwandlungstechnologien und die zukünftige Bedeutung regenerativer Energien abschätzen will. Daneben hat die Prognose des Umwandlungsbereichs jedoch die bereits bewährten Techniken der Mineralölverarbeitung, der Koksproduktion oder der Stromerzeugung darzustellen.

Die Stromerzeugung ist der bedeutendste Umwandlungsbereich. Dieser Bereich wird daher sehr detailliert behandelt. Im einzelnen werden die Stromerzeugung nach Brennstoffeinsätzen und Verstromungstechniken unterteilt und folgende Kraftwerkstypen unterschieden:

- Laufwasser,
- Kernenergie,
- Braunkohle,
- Steinkohle (einschließlich Mischfeuerungen),
- Heizöl,
- Erdgas,
- Übrige Gase,
- Pumpspeicher,
- Regenerative Energiequellen sowie
- Übrige Energieträger.

Grundsätzlich gilt, dass ein vorgegebener Strombedarf sowohl kurz- als auch mittel- und langfristig mit möglichst geringen Kosten gedeckt werden soll. Bei gegebenem Kraftwerks-

park erfolgt die Ausnutzung der einzelnen Kraftwerke nach der Rangfolge der variablen Kosten („merit order“). Langfristig kann natürlich sowohl die installierte Leistung als auch die Struktur des Kraftwerksparks verändert werden. Die Entwicklung dieser Größen hängt nicht zuletzt von der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs insgesamt sowie von der zukünftigen Nachfrage der einzelnen Verbrauchergruppen ab, die detailliert bei der Schätzung des Endenergieverbrauchs behandelt werden. Der Kraftwerkspark wird allerdings nicht allein nach betriebswirtschaftlichen Kostengesichtspunkten optimiert, sondern spiegelt auch gesetzliche Vorgaben der Umweltpolitik, Akzeptanzprobleme einzelner Erzeugungstechniken und vor allem Auswirkungen der Liberalisierung wider. Insbesondere der letzte Punkt erfordert eine sehr detaillierte institutionelle Unterscheidung nach öffentlichen Erzeugern, Industriekraftwerken (einschließlich Deutsche Bundesbahn) und unabhängigen Erzeugern (IPP).

Über die reine Stromerzeugung hinaus wird in diesem Modellteil auch die Kraft-Wärme-Kopplung als kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme behandelt, die sowohl über Netze zentral (Fernwärme) wie auch als dezentrale Inselversorgung (Nahwärme) konzipiert werden kann.

4.2.2 Strukturmodell

Das Strukturmodell kann – wie bereits erwähnt - als ein vollständig integriertes System zur Erklärung der sektoralen Produktions- und Preisentwicklung charakterisiert werden. Die einzelnen Teile wurden bereits grob angesprochen, so dass im folgenden eine Ergänzung um wichtige Details erfolgen soll. Das Preismodell erklärt die nach 60 Produktgruppen differenzierten Güterpreise der Vorleistungsnachfrage sowie der Endnachfragekomponenten Konsum, Ausrüstungsinvestitionen und Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen. Bei der Erklärung der Preise wurden im Sinne der Vollkostentheorie in erster Linie „cost-push“- , aber auch „demand-pull“- Elemente verwendet. Von der „cost-push“-Seite werden die Güterpreise durch die Stückkosten sowie die Importpreise determiniert. Die „demand-pull“-Komponente wird berücksichtigt, indem die Annahme eines konstanten Aufschlagsatzes aufgegeben wird und stattdessen ein flexibler „mark-up“ eingeführt wird, dessen Höhe von einer sektoralen Nachfragevariablen abhängt.

Als zentrale Variable beeinflussen die sektoralen Herstellungskosten über die „cost-Push“-Seite das Preismodell. In Anlehnung an die Input-Output-Tabelle, wo jede Spalte die Kostenstruktur eines Wirtschaftszweiges repräsentiert, ergeben sich die sektoralen Stückkosten als Summe der auf den Bruttoproduktionswert bezogenen Aufwendungen für produzierte Produktionsfaktoren zuzüglich den Aufwendungen für Primärinputs in Form originärer Produktionsfaktoren sowie den kalkulatorischen Aufwendungen für die sektoralen Abschreibungen plus den Zahlungen von indirekten Steuern minus den empfangenen Subventionen des jeweiligen Sektors.

Die Stückkosten sind vollständig in das Input-Output-Modell integriert: Sie sind einerseits von Veränderungen in der Faktornachfragestruktur und den zugehörigen Preisen abhängig, bestimmen aber andererseits die Güterpreise auf den genannten Märkten selbst. Die wesentliche Verbindung zwischen dem Preis- und dem Mengengerüst des Modells wird damit über die sektoralen Stückkosten hergestellt.

Für die Erklärung der Konsum- und Ausrüstungsinvestitionsgüterpreise werden neben den sektoralen Stückkosten als zweite „cost-push“-Variable auch die Importpreise herangezogen. Die Importpreise stellen die Preise der zu den im Inland erzeugten Waren und Dienstleistungen konkurrierenden ausländischen Erzeugnisse dar. Die Gleichungen für die Konsum- und Ausrüstungsinvestitionsgüterpreise enthalten außerdem sektorale Nachfragevariablen zur Abbildung des „demand-pull“-Effektes.

Die sektoralen Exportpreise hängen zum einen von den sektoralen Stückkosten, zum anderen jedoch auch von der Wechselkursentwicklung ab, da Verschiebungen der Wechselkursrelationen in der Regel eine Korrektur der Exportpreise in heimischer Währung nach sich ziehen. Eine Aufwertung der D-Mark beispielsweise hätte je nach Preiselastizität der Nachfrage entsprechende Exporteinbußen zur Folge, die sich nur durch entsprechende Preisanpassungen in heimischer Währung auffangen lassen.

Das realwirtschaftliche Nachfragesystem zerfällt in insgesamt vier voneinander unabhängige Blöcke – dem System der sektoralen Energie-, Material- und Dienstleistungsverbräuche, dem Konsummodell, dem Investitionsmodell sowie dem Exportmodell. Die Nachfrage auf diesen einzelnen Märkten ergibt in der Summe die gesamte Güterverwendung. Zieht man von diesen Größen die in ebenfalls 60 Gütergruppen gegliederten Importe ab, erhält man die Produktion der inländischen Sektoren.

Wollte man die intermediären Lieferungen und Leistungen vollständig erfassen, müsste man etwa 3 000 Faktornachfragefunktionen spezifizieren und schätzen. Abgesehen von den dadurch hervorgerufenen technischen Problemen – das Strukturmodell würde auf mehr als 5 000 Gleichungen anwachsen – ginge bei einem derart komplexen System jede sinnvolle Relation zwischen Aufwand und Ertrag verloren. Denn wie Sensitivitätsanalysen zeigen, sind von den insgesamt etwa 3 000 Vorleistungslieferungen nur 550 „wichtig“, erreichen also eine Größenordnung, die sowohl für die realwirtschaftliche Güterversorgung als auch für die Erklärung der sektoralen Stückkosten und Preise von Gewicht ist. Aus diesem Grunde konzentriert sich das Modell der intermediären Verflechtungen auf diese wichtigen Güter- und Dienstleistungsströme.

Es würde über den Rahmen dieses zusammenfassenden Überblicks hinausgehen, die gewählten Schätzansätze im einzelnen darzustellen. Grundsätzlich ergeben sich die sektoralen Energie-, Material- und Dienstleistungsinputs jedoch aus ähnlich detaillierten Vorstudien, wie sie bereits bei der Erklärung der Energienachfrage der energieintensiven Sektoren dargelegt wurden. Der allgemeine Ansatz, die sektorale Vorleistungsnachfrage in

Abhängigkeit von der Produktion, den relativen Preisen und dem technischen Fortschritt zu erklären, wird insofern den sektoralen Produktionsbedingungen entsprechend modifiziert.

Die Nachfrage der privaten Haushalte nach Konsumgütern ist die weitaus stärkste Komponente in der gesamten Endnachfrage. Insofern beeinflusst das Konsummodell in besonderer Weise Stabilität, Simulations- und Prognoseeigenschaften des Gesamtmodells. Die Art des gewählten Schätzansatzes und damit die Wahl der Parameter im Konsummodell stützt sich auf die traditionelle Nachfragetheorie. Bei gegebener Präferenzordnung (Nutzenfunktion) sind die optimalen Verbrauchsmengen eine Funktion der Güterpreise aller Güter und des Einkommens.

Die Nachfrage nach einzelnen homogenen Gütern steht am Ende eines über mehrere Stufen (Utility-tree) ablaufenden Entscheidungsprozesses. Im ersten Schritt wird das verfügbare Einkommen auf Konsum und Ersparnis aufgeteilt. Im zweiten Schritt wird der Konsum insgesamt den neun Ausgabearten

- Nahrungsmittel,
- Bekleidung,
- Wohnung,
- Energie,
- Haushalt,
- Gesundheit,
- Verkehr,
- Ausstattung,
- Freizeit

zugeteilt; diese daraus errechneten Ausgabenaggregate stellen die Einkommensrestriktion für die weitere Differenzierung der Nachfrage nach einzelnen Gütern dar, die im dritten Schritt ermittelt wird. Die Summation der Nachfrage nach Gütern innerhalb der einzelnen Ausgabekategorien ergibt schließlich die nach den 60 Sektoren des Strukturmodells differenzierte Nachfrage der privaten Haushalte.

Bei der Quantifizierung der Faktoren, die die Ausgabenentscheidung der privaten Haushalte bestimmen, ist zu berücksichtigen, dass kurzfristig unveränderliche Größen wie beispielsweise der Bestand an langlebigen Gebrauchsgütern, die tatsächlichen oder kalkulatorischen Ausgaben für Mieten oder vertraglich festgelegte Ausgaben die zeitnahe Dispositionsfreiheit des Konsumenten einschränken. Dieser Effekt wird über einen exogen ermittelten Basiskonsum erfasst, der sich etwa bei langlebigen Konsumgütern oder bei den Ausgaben für Energie aus einer Ausstattungs-, einer technisch determinierten Verbrauchs- und einer verhaltensbedingten Nutzungskomponente zusammensetzt. Der reale Basisverbrauch spiegelt diese kurzfristig nicht beeinflussbaren Ausgaben wider. Zieht man von dem gesamten Konsumbudget der privaten Haushalte die Summe der zu jeweiligen Preisen bewerteten Basisverbräuche ab, erhält man den sogenannten Überschusskonsum, der kurz-

fristig disponibel ist und entsprechend den Präferenzen der privaten Haushalte sowie der Entwicklung der relativen Preise auf einzelne Konsumausgaben aufgeteilt wird.

Während die Konsumausgaben aufgrund ihres hohen Anteils an der gesamten Endnachfrage die sektorale und gesamtwirtschaftliche Entwicklung bestimmen, prägen die Investitionen aufgrund ihres dualen Charakters die Dynamik des Modells. Investitionen stellen nämlich auf der einen Seite – ähnlich wie die Konsumnachfrage – Güterkäufe dar, die die sektorale Produktion unmittelbar beeinflussen. Auf der anderen Seite belasten Investitionen über kalkulatorische Abschreibungen die sektoralen Kostenstrukturen und Preisentwicklungen. Dieser duale Charakter wird im Strukturmodell vollständig abgebildet. Die sektorale Nachfrage nach Investitionsgütern ist als Summe aus Ausrüstungs- und Bauinvestitionen definiert. Die Bauinvestitionen setzen sich wiederum aus den gewerblichen und staatlichen Bauten und den Wohnungsbauinvestitionen zusammen. Während die staatlichen Bauinvestitionen exogen vorgegeben sind, ergeben sich alle übrigen Komponenten aus Verhaltensgleichungen, in denen Akzeleratoransätze mit neoklassischen Ansätzen zur Faktorsubstitution kombiniert werden. Eine besondere Aufmerksamkeit erhält dabei die Abbildung der Erwartungsbildung von zukünftigen Produktions- und Faktorpreisentwicklungen. Der Einfluss der Investitionen auf die sektoralen Produktionskosten wird über die kalkulatorischen Abschreibungen erfasst. Ausgehend von einer nach Anlagegütern differenzierten durchschnittlichen Nutzungsdauer ergeben sich spezifische Abschreibungsbeträge, die wichtiger Bestandteil der sektoralen Herstellungskosten sind. Diese Zusammenhänge werden im Strukturmodell mit Hilfe von definitorischen Beziehungen abgebildet.

Das Exportmodell erklärt die Ausfuhr der 60 Gütergruppen. Dabei wird ein globaler Ansatz verwendet; auf eine Differenzierung der Exporte nach Abnehmerländern oder Regionen wird im Hinblick auf die Datenproblematik, die dazu notwendige umfangreiche Erweiterung der Gleichungszahl im Modell und nicht zuletzt wegen der mit dem gewählten Schätzansatz hinreichend guten Ergebnisse verzichtet.

Die Exporte insgesamt sind die Summe der Waren- und Dienstleistungsexporte. Die Warenexporte werden mit Hilfe eines modifizierten Exportnachfragemodells erklärt, das auf dem Ansatz von Houthakker und Magee¹⁰ basiert. Allgemein sind die Warenexporte darin eine Funktion der Sozialproduktsentwicklung in den Empfängerländern sowie der

¹⁰ Vgl. Houthakker, H.S. and Magee, Stephen P., Income and Price Elasticities in World Trade; The Review of Economics and Statistics; May 1969; S. 111-125. Die doppelt logarithmische Funktionsform wurde aufgrund ihrer einfachen Interpretationsfähigkeit hinsichtlich der Elastizitäten von Houthakker und Magee ausgewählt. Vgl. dazu Houthakker/Magee (1969); S. 111. Eine Erweiterung des dort beschriebenen Ansatzes durch die Berücksichtigung zyklischer Einflüsse lieferten Haynes Stephen E./Stone, Joe A.; Secular and Cyclical Responses of U.S. Trade to Income: An Evaluation of Traditional Models; in: The Review of Economics and Statistics; 1983; S. 87-95. Zum Begriff des „traditionellen Exportnachfragemodells“ und allgemein zur ökonometrischen Schätzung von Exportnachfragefunktionen vgl. Scheiper, Ulrich; Die sektoralen Importe und Exporte der Bundesrepublik Deutschland. Eine ökonometrische Analyse unter Berücksichtigung flexibler Funktionsformen; Schriften zur angewandten Ökonometrie; Heft 13; Frankfurt/Main 1984, S. 97ff.

Wettbewerbssituation des liefernden Landes im Vergleich zu allen exportierenden Nationen insgesamt. Als Indikator für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung wird der Index der Weltexporte verwendet, die Wettbewerbssituation beschreibt ein sektorspezifisches Austauschverhältnis, das als Quotient aus Export- und Importpreisen ermittelt wird. Die Dienstleistungsexporte lassen sich mit diesem Ansatz nicht befriedigend erklären. Zum einen ist die Preisentwicklung und damit die Wettbewerbsfähigkeit nicht hinreichend exakt quantifizierbar, zum anderen sind Dienstleistungsexporte häufig Serviceleistungen für bereits getätigte oder noch ausstehende Warenexporte. Aus diesen Überlegungen lässt sich ableiten, dass die Warenexporte zu einem erheblichen Teil die Ausfuhr von Dienstleistungen z.B. aus dem Bereich des Transportwesens, der Banken und Versicherungen bestimmen.

Das Strukturmodell erfasst in der derzeitigen Version die Importe nach 60 Produktgruppen und zumindest drei Verwendungszwecken (Zwischennachfrage, Privater Verbrauch, Anlageinvestitionen). Bei ihrer Erklärung ist zwischen komplementären und substitutiven Einfuhren zu unterscheiden. Während komplementäre Importe vor allem von der Produktion der jeweiligen Abnehmer im Inland abhängen, dürften substitutive Einfuhren von den relativen Preisen mitbestimmt werden. In die Importfunktionen sind einerseits Nachfrageelemente und andererseits Preiselemente – als Ausdruck des Wettbewerbs zwischen inländischen und importierten Gütern gleicher Art – aufgenommen. Als Nachfragegröße wurde entweder die gesamte inländische Nachfrage nach diesem Produkt oder, falls die Importe schwerpunktmäßig einem Verwendungszweck zugeordnet werden konnten, ein spezielles Nachfrageaggregat oder eine sektorale Produktion ausgewählt. Die Substitutionseffekte konnten mit Hilfe sektoraler Preisrelationen erfasst werden.

Das Umverteilungsmodell besteht im wesentlichen aus zwei Teilsystemen. Zum einen werden die wichtigsten Komponenten der Staatseinnahmen und –ausgaben sowie die Staatsverschuldung erklärt; in einem zweiten Block wird die Entstehung des verfügbaren Einkommens der privaten Haushalte aus den im Input-Output-System erfassten Bruttoeinkommensgrößen abgeleitet. Das Umverteilungsmodell stellt dadurch die Verbindung von der Einkommensentstehung zur Endnachfrage her. Die Konzeption dieses Teilsystems folgt bzgl. der Terminologie, den Erklärungsansätzen und der Abgrenzung der einzelnen Positionen im wesentlichen der des RWI-Konjunkturmodells¹¹.

Die Staatseinnahmen setzen sich aus den sechs Komponenten zusammen:

- indirekte Steuern,
- direkte Steuern,
- Sozialabgaben,
- Abschreibungen des Staates,
- Empfangene Vermögensübertragungen und
- Sonstige laufende Übertragungen

¹¹ Vgl. Heilemann (1979).

Größte Komponente der Staatsausgaben ist der Staatsverbrauch, der definitorisch als Summe aus Bruttowertschöpfung, die als wesentliche Komponente wiederum das Einkommen aus unselbständiger Arbeit enthält, und staatlichen Vorleistungskäufen abzüglich der Vorleistungskäufe des Staates an Unternehmen erfasst wird.

Eine Erklärung der staatlichen Ausgaben für Bauten durch rein ökonomische Bestimmungsfaktoren erweist sich als problematisch, da diese Größe in der Vergangenheit auch als wirtschaftspolitische Steuergröße genutzt wurde. Aus diesem Grunde werden die staatlichen Bauinvestitionen exogen gesetzt. Die realen Ausrüstungsinvestitionen des Staates werden in Abhängigkeit von der Veränderung der staatlichen Bruttoproduktion erklärt. Weitere Ausgabenpositionen sind die im Input-Output-Modell bestimmten Subventionszahlungen sowie die sozialen Leistungen. Die Zinszahlungen auf öffentliche Schulden hängen von der kumulierten Staatsverschuldung sowie dem geltenden Zinssatz ab, wobei die Gestaltungsmöglichkeiten der Kreditaufnahme und -rückzahlung durch entsprechende Zeitverzögerungen erfasst werden. Der Finanzierungssaldo des Staates wird nunmehr definitorisch als Differenz aus Staatseinnahmen und -ausgaben bestimmt, die Staatsverschuldung ergibt sich dann aus Staatsschuld des Vorjahres plus Finanzierungssaldo.

4.3 Umweltindikatoren

4.3.1 Vorbemerkungen

Umweltindikatoren können auf verschiedenen Ebenen und mit unterschiedlichen Ansätzen in das Modellsystem des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) integriert werden. Grundsätzlich sind dabei die reale Ebene der Güter- und Leistungsströme und die nominale Ebene der Kosten- und Preisentwicklung zu unterscheiden. Die Inanspruchnahme von Ressourcen und deren Quantifizierung mit Hilfe von Indikatoren knüpft unmittelbar an die reale Ebene, die Implementation verschiedener Instrumente zur Beeinflussung der Ressourcen-Intensität zusätzlich an die nominale Ebene an. Dabei erweist sich die Verknüpfung der realen Güter- und Leistungsströme mit Umweltindikatoren als vergleichsweise einfach, insbesondere bei solchen Indikatoren, die über feste Koeffizienten mit bereits bestehenden Variablen des Modells verbunden werden können. Typisch hierfür ist der Umweltbereich Klima, bei dem der Umweltindikator mit Hilfe von spezifischen Emissionskoeffizienten (hier: dem Kohlenstoffgehalt einzelner Energieträger) und physischen Energieverbräuchen definitorisch festgelegt werden kann.

Diese Voraussetzungen sind allerdings nur für ausgewählte Spezialfälle gegeben; bereits bei der Erweiterung des Umweltindikators Klima um zusätzliche Klimagase, wie sie nach den Vereinbarungen auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz in Kyoto internationaler Standard geworden sind, wären diese Voraussetzungen nicht mehr gegeben. Zwar lassen sich

für alle Indikatoren Anknüpfungspunkte im bestehenden Modellsystem finden, die Zusammenhänge sind jedoch nur in Ausnahmefällen über definitorische Verknüpfungen herzustellen.

Kosten- und Preisrelationen und die Wirkungen einzelner Instrumente lassen sich demgegenüber nicht durch einfache Verkettung mit bereits bestehenden Modellstrukturen implementieren, sondern erfordern in der Regel grundlegende Modifikationen des bestehenden Modellsystems. Diese Situation ist für die Konstruktion und Anwendung von Modellen jedoch weder neu noch beunruhigend; sie charakterisiert vielmehr ein grundlegendes Prinzip des RWI-Ansatzes, Modelle zur Erklärung von neu definierten Sachverhalten entweder neu zu entwickeln oder bestehende Systeme an die geänderten Fragestellungen anzupassen. Bereits die vergleichsweise einfache Verknüpfung von klimarelevanten Emissionen und Energieverbräuchen wäre ohne eine Erweiterung der traditionell an Werten orientierten Input-Output-Rechnung um eine physische Bilanz der Energieströme mit entsprechenden Modifikationen des Modells zur Erklärung der Energiepreise nicht möglich gewesen.

Aufgrund dieser Erfahrungen entspricht der Modellansatz des RWI daher nur noch insoweit dem Konzept eines Input-Output-Systems, als die definitorischen Zusammenhänge dieses Ansatzes etwa zwischen dem Aufkommen und der Verwendung von Gütern oder von Einkommensentstehung und -verwendung berücksichtigt werden. Spezifische Problemstellungen wie etwa die Ursachen und Folgen von rechtlichen oder technischen Veränderungen im Rahmen der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, die über den Rahmen des Input-Output-Ansatzes hinausgehen, werden mit Hilfe von detaillierten Teilmodellen behandelt.

4.3.2 Energie und Umwelt

Mit dem Emissionsmodell in seiner bisherigen Form wird eine möglichst vollständige Bilanzierung aller ökologischen Wirkungen von Energieverbrauch und Energieumwandlung angestrebt. Dabei werden die Emissionen nach den traditionellen Luftschadstoffen Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Staub sowie flüchtige organische Verbindungen einerseits, nach den klimawirksamen Spurengasen Distickstoffoxid (N_2O), Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) andererseits unterschieden. Darüber hinaus werden die Reststoffe bei der Verstromung von Stein- und Braunkohle (Asche, Gips), die radioaktiven Emissionen beim Betrieb der Kernkraftwerke sowie die ungenutzte Abwärme der Stromerzeugung insgesamt ermittelt.

Die Emissionsbilanzen für die genannten Schadstoffe (E_j) lassen sich in der Regel aus der Multiplikation von geeignet definierten Emissionskoeffizienten (EK_{jk}), die den Ausstoß von Schadstoff j im Prozess k charakterisieren, und Verbrauchs- (VE_k):

$$E_j = EK_{j1} * VE_1 + EK_{j2} * VE_2 + \dots + EK_{jn} * VE_n \quad (4-2)$$

bzw. Umwandlungsvolumina (UE_k)

$$E_j = EK_{j1} * UE_1 + EK_{j2} * UE_2 + \dots + EK_{jn} * UE_n \quad (4-3)$$

errechnen. Die Emissionskoeffizienten sind dabei als durchschnittliche Größen zu verstehen, die sich bei solchen Sektoren, denen eine detaillierte Kapitalstocksrechnung zugrunde liegt, aus den Emissionskoeffizienten der einzelnen Investitionsjahrgänge und deren Anteil am gesamten Anlagenbestand zusammensetzt. Für den Verkehrsbereich werden die Emissionen darüber hinaus noch nach Straßenkategorien unterschieden, wobei diese wiederum mit den bereits erwähnten Fahrtzwecken verknüpft werden. Von besonderer Bedeutung für die Veränderung der Emissionskoeffizienten sind umweltrechtliche Vorschriften beispielsweise die Großfeuerungsanlagenverordnung, die TA-Luft oder die Kleinf Feuerungs- bzw. Heizungsanlagenverordnung. Die Verbrauchs- und Umwandlungsströme ergeben sich unmittelbar aus dem Energiemodell, in dem die Energieverbräuche und die wichtigsten Energieumwandlungsprozesse – wie bereits beschrieben – detailliert abgebildet werden.

Als empirische Basis dienen die vom Umweltbundesamt berechneten Emissionskoeffizienten für die traditionellen Luftschadstoffe sowie die von A. Birkhofer und W. Thomas angegebenen radioaktiven Emissionen deutscher Kernkraftwerke¹². Die insbesondere bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme ergibt sich aus der Differenz von Brennstoffeinsatz insgesamt und nutzbarer Energie (Strom zuzüglich Wärme). Der Anfall von radioaktiven Spaltprodukten schließlich lässt sich aus dem spezifischen Abbrand der Kernkraftwerke (z. Zt. 33 000 bis 45 000 MW/d) und der erzeugten Strommenge definitorisch ermitteln.

4.3.3 Flächennutzung

Als Schlüsselindikator für die Flächennutzung wird im allgemeinen die Siedlungs- und Verkehrsfläche angesehen. Diese setzt sich definitorisch aus der Gebäude- und zugehörigen Freifläche, der Betriebsfläche mit Ausnahme des Abbaulands, der Erholungsfläche, der Verkehrsfläche sowie der Friedhofsfläche zusammen. Die Gebäude- und Freifläche ist unmittelbar mit gewerblich genutzten Gebäuden oder mit Wohnbauten verbunden. Im RWI-Modell wird der Zugang an Wohnflächen nach Wohnungen in Ein-, Zwei- und solchen in Mehrfamilienhäusern unterschieden.¹³ Die Flächenzugänge sind folglich das Produkt aus den

¹² Vgl. A. Birkhofer und W. Thomas, Schadstoffemissionen aus Kernkraftwerken im Normalbetrieb und unfallbedingte Freisetzen, „Atomwirtschaft“, Jg. 21 (1990), S. 44ff.

¹³ Der Zugang an Wohnungen in Nichtwohngebäuden wird an dieser Stelle vernachlässigt, da der damit verbundene Flächenverbrauch bei den Nichtwohnbauten berücksichtigt wird.

jeweiligen Wohnungszugängen und zugehörigen spezifischen Wohnflächen. Aus den Zugängen, dem Bestand der Vorperiode und den Abgängen können zusätzlich die Wohnungsbestände und die Wohnflächenbestände der einzelnen Gebäudetypen ermittelt werden. Die Zunahme der Siedlungs- und Verkehrsfläche durch den Wohnungsneubau ist folglich die Summe der Flächenzugänge von neu errichteten Wohnungen in Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern:

$$\text{GFWZ} = \text{GFWZEF} + \text{GFWZZF} + \text{GFWZMF} \quad (4-4)$$

Die Zunahme der Gebäude- und Freiflächen geht jedoch nur etwa zur Hälfte auf den Wohnungsbau zurück. Die restliche Flächennutzung steht in direktem Zusammenhang mit der gewerblichen Bautätigkeit. Auch wenn zwischen gewerblicher Bautätigkeit und Flächenverbrauch ähnliche definitorische Zusammenhänge gelten wie im Wohnungsbau, so müssen die konzeptionellen Überlegungen gegenüber dem Wohnungsbau modifiziert werden. Diese Modifikationen tragen zum einen den Spezifika der Bautätigkeitstatistik Rechnung, sie sind zum anderen modelltechnisch begründet. Denn im Unterschied zum Wohnungsbau werden die gewerblichen Bauinvestitionen im RWI-Modell bislang nur in Werteinheiten erfasst. Deshalb ist eine unmittelbare Verknüpfung von Bautätigkeit und Flächenverbrauch mit Hilfe physischer Koeffizienten nicht möglich. Vielmehr wird zunächst ein Zusammenhang zwischen den gewerblichen Bauinvestitionen der im RWI-Modell unterschiedenen 60 Sektoren und den in neu errichteten Gebäuden geschaffenen Zugang an Nutzflächen in Nichtwohngebäuden hergestellt. Aus den Zugängen an Nutzflächen kann mit Hilfe spezifischer Flächenverbräuche die Zunahme der Gebäude- und Freiflächen durch die einzelnen Gebäudetypen und den Nichtwohnbau insgesamt definitorisch ermittelt werden.

Neben dem Bau von Wohn- und Nichtwohngebäuden trägt der Verkehr in erheblichem Umfang zur Bodenversiegelung bei. Zwischen 1993 und 1997 wurden 31 ha/Tag zusätzliche Fläche für den Bau von Verkehrswegen beansprucht. Um diese Zunahme erklären zu können, sind grundsätzlich alle Verkehrsträger (Straße, Schiene, Luft und Wasser) zu betrachten. Die Bedeutung der Schiene ist jedoch in der Vergangenheit stetig gesunken, der Flächenverbrauch gemessen etwa an der Streckenlänge der Eisenbahn ebenfalls zurückgegangen. Der Flächenverbrauch der Wasserstraßen und Häfen ist, von wenigen Neubauprojekten (z. B. Rhein-Main-Donau-Kanal) abgesehen, nahezu konstant. Zusätzliche Flächen werden daher vor allem vom Straßen- und Luftverkehr beansprucht. Demzufolge konzentriert sich das Flächenmodell auf die Erklärung der Flächennutzung durch diese beiden Verkehrsträger. Zu den sonstigen Flächen gehören die Betriebsflächen ohne Abbauland, die als unbebaute Flächen überwiegend gewerblich, industriell oder für Zwecke der Ver- und Entsorgung genutzt werden, die Erholungs- sowie die Friedhofsflächen. Der Anteil der übrigen Betriebsflächen an der Gesamtfläche ist relativ unbedeutend und wird im Modell vernachlässigt.

4.4 Integration von Umweltindikatoren

Charakteristisch für den RWI-Ansatz ist der modulare Aufbau der einzelnen Modellteile. Mit diesem Ansatz lassen sich einzelne Elemente des Systems wie das Energieangebot oder die Verbräuche der privaten Haushalte zur Wohnraumbeheizung realitätsgetreuer abbilden als bei einer durchgehenden Verwendung des traditionellen Input-Output-Ansatzes. Um jedoch zu vermeiden, dass die Detailstudien zu Lasten der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Konsistenz und Geschlossenheit des Gesamtsystems gehen, sind geeignete Schnittstellen festgelegt worden, die eine Integration der verschiedenen Modellteile ermöglichen. Die Schnittstellen sind dabei so konstruiert, dass energiespezifische Variablen in das sektorale Strukturmodell wie auch sektorale und gesamtwirtschaftliche Größen in das Energiemodell integriert, die Modellteile jedoch auch unabhängig voneinander entwickelt und genutzt werden können.

Offensichtlich sind solche Verbindungen von Energie- und Strukturmodell, die sich durch einfache Multiplikation von physischen Größen und entsprechenden Preisen oder durch Division realer Größen durch geeignete absolute Preise herstellen lassen. Dazu gehören einerseits die Energiekosten der produzierenden Bereiche und die Energieausgaben der privaten Haushalte, andererseits die realen Bruttoproduktionswerte der energieintensiven Sektoren. Die Energiekosten der produzierenden Bereiche sind das Produkt aus Energieverbrauch und zugehörigem Preis, die im Energiemodell bestimmt und an das Strukturmodell übergeben werden. Da das Energiemodell hinsichtlich der Energieträgersystematik tiefer, hinsichtlich der Sektorengliederung zumindest dem Strukturmodell entspricht, ist diese Verknüpfung relativ unproblematisch. Ähnliches gilt für die Energieausgaben der privaten Haushalte, die als Teil des Konsummodells vom Energiemodell festgelegt werden. Die Energiekosten sind Bestandteil der sektoralen Herstellungskosten und damit wichtiger Teil des Preismodells. Die realen Bruttoproduktionswerte lassen sich mit geeigneten absoluten Preisen in physische Produktionen umrechnen, die ihrerseits wichtige Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch sind.

Darüber hinaus ergeben sich aus dem Energiemodell eine Reihe von nichtenergetischen Variablen, insbesondere solchen, die die Entwicklung von energieverbrauchenden Kapitalgütern charakterisieren. Dazu gehören unter anderem die Zulassungen der privaten Haushalte an Straßenfahrzeugen, die sich durch Multiplikation mit plausiblen Durchschnittspreisen in die Ausgabekategorie "Verkehr" integrieren lassen sowie die Nachfrage der privaten Haushalte nach fremden Verkehrsleistungen, die im Energiemodell in Personenkilometern berechnet, mit entsprechenden Preisen (Pf pro Personenkilometer) multipliziert ebenfalls in die Ausgabeart "Verkehr" eingebettet werden können.

Weniger offensichtlich ist die Integration von Energie- und Strukturmodell im Wohnungsbereich, da hier nicht nur die Wohnungszugänge, sondern auch die Modernisierung von Heizungssystemen und Wohnungen mit entsprechenden Preisen ver-

sehen werden müssen. Die Bautätigkeitsstatistik liefert zwar Angaben über die Baukosten neu errichteter und modernisierter Wohnungen, Informationen über die Kosten der Erneuerung von Heizungsanlagen fehlen jedoch. Diese Lücke kann durch eigene Schätzungen, die sich aus Heizkostenvergleichen ableiten lassen, gefüllt werden. Mit diesem Ansatz ist zugleich ein Übergang zu den kalkulatorischen Abschreibungen im Bereich Wohnungsvermietung geschaffen, die einschließlich der kalkulatorischen Eigentütermieten ihrerseits als wichtigste Kostenkategorie in diesem Sektor die Herstellungskosten und weiter die Preisentwicklung für Wohnraumvermietung bestimmen.

Charakteristisches Merkmal der Integration von energie- und gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen ist die wechselseitige Dependenz. Insofern gilt nicht nur, dass energie-wirtschaftliche Größen sektorale und gesamtwirtschaftliche Variablen beeinflussen, sondern dass auch umgekehrte Wirkungsbeziehungen bestehen. Als wichtigster Einflussfaktor für den Energieverbrauch der energieintensiven Bereiche wurde bereits zu Beginn die Produktionsleistung hervorgehoben. Auch in den energieextensiven Sektoren spielt die sektorale Produktion eine wichtige Rolle. Das Transportaufkommen, das die Energieverbräuche im gewerblichen Güterverkehr maßgeblich mitbestimmt, ist unmittelbar mit der Entwicklung transportintensiver Produktionssektoren verbunden. Schließlich beeinflusst das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte nicht nur die Ausstattung mit langlebigen, Energie verbrauchenden Kapitalgütern (PKW, Wohnungen), sondern auch deren Nutzung. Diese genannten Größen werden im Strukturmodell errechnet und stellen somit die Interdependenz von energie- und gesamtwirtschaftlichen Zusammenhängen sicher.

Die Verbindung von Flächen- und Energiemodell wird insbesondere über die Struktur der Wohnungszugänge erreicht. Die Kosten der Flächennutzung werden demgegenüber im Strukturmodell abgebildet, wobei zwischen dem Erwerb neuer Flächen und der Nutzung bestehender Flächen zu unterscheiden ist. Während der Flächenerwerb in den Kaufpreis eingerechnet wird und daher über die kalkulatorischen Abschreibungen in die Miete eingeht, ist die Flächennutzung Bestandteil der Miete, hat jedoch keinen direkten Einfluss auf die Preise für Bauland. Im ersten Fall steigen mithin die Preise für Bauinvestitionen und über die Abschreibungen der einzelnen Sektoren auf Bauinvestitionen die Herstellungskosten aller Sektoren, im zweiten Fall nur die Preise im Sektor Vermietung, die allerdings einen erheblichen Einfluss auf die Mietausgaben der privaten Haushalte haben.

Anhang

Tabelle A4-1: Abgrenzung der Sektoren im Strukturmodell

Lfd. Nr.	Bezeichnung		Lfd. Nr.	Bezeichnung
1	Landwirtschaft		31	Holzwaren
2	Forstwirtschaft, Fischerei		32	Holzschliff, Papier
3	Elektrizität		33	Papierwaren
4	Gas-, Wärmeverteilung		34	Druckerei
5	Wasserversorgung		35	Leder, Lederwaren
6	Kohlenbergbau		36	Textilien
7	Übriger Bergbau		37	Bekleidung
8	Erdöl-, Erdgas		38	Nahrungsmittel
9	Chemie		39	Milchprodukte
10	Mineralölverarbeitung		40	Fleischwaren
11	Kunststoffe		41	Getränke
12	Gummiwaren		42	Tabakwaren
13	Steine, Erden		43	Wohnungsbau
14	Feinkeramik		44	Übriger Bau
15	Glas, Glaswaren		45	Großhandel
16	Eisen, Stahl		46	Einzelhandel
17	NE-Metalle		47	Eisenbahn
18	Giesserei		48	Schifffahrt
19	Zicherei		49	Nachrichtenübermittlung
20	Stahlbau, Schienenfzbau		50	Übriger Verkehr
21	Maschinenbau		51	Kreditinstitute
22	ADV-Waren		52	Versicherungen
23	Straßenfahrzeugbau		53	Vermietung
24	Wasserfahrzeugbau		54	Gaststätten
25	Luftfahrzeugbau		55	Wissenschaft, Verlage
26	Elektrotechnik		56	Gesundheit
27	Feinmechanik, Optik		57	Übrige Dienstleistungen
28	EBM-Waren		58	Gebietskörperschaften
29	MSSS-Waren		59	Sozialversicherung
30	Holzbearbeitung		60	Private Organisationen
Eigene Berechnungen				

Tabelle A4-2: Abgrenzung der Energieträger im Energiemodell

Lfd. Nr.	Variable	Bezeichnung in der Energiebilanz	Nr. EBZ
1	Steinkohle	Steinkohle, roh	1
2	Braunkohle	Braunkohle, roh, Hartbraunkohle	8, 12
3	Koks u.a.	Steinkohlenkoks,- briketts Braunkohlenbriketts,- koks,- staub, Brennholz, Brenntorf	2,3,9,10 11,13,14, 15
4	Erdöl	Erdöl, roh	16
5	Motorenbenzin	Motorenbenzin	17
6	Rohbenzin	Rohbenzin	18
7	Diesel, Kerosin	Flugbenzin, Diesel, Kerosin	19,20,21
8	Heizöl, leicht	Heizöl, leicht	22
9	Heizöl, schwer	Heizöl, schwer	23
10	Übrige Mineralöle	Petrolkoks, übrige Mineralöle	24,25
11	Erdgas	Erdgas, Erdölgas	30,31
12	Übrige Gase	Raffinerie- und Flüssiggas, Gichtgas Kokereigas, Klär- und Grubengas	26,27,28, 29,32,33
13	Strom	Strom	34,35,36
14	Fernwärme	Fernwärme	37
Eigene Berechnungen			

5 DIOGENES - Modellstruktur und Kopplung

Stefan Vögele

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich, Tel. 02461-61-3393
Email: s.voegele@fz-juelich.de

Tim Hoffmann

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Forschungsbereich Umwelt- und
Ressourcenökonomik, Umweltmanagement
L7,1, 68259 Mannheim, Tel. 0621-1235-205
Email: Hoffmann@zew.de

5.1 Einleitung

In ökonomischen Modellen steht i. d. R. entweder die Darstellung einzelner Techniken oder die Erfassung der gesamtwirtschaftlichen Zusammenhänge im Vordergrund. Die Modelle, in deren Mittelpunkt einzelne Techniken stehen, haben normalerweise den Nachteil, dass die durch technische Veränderungen induzierten sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Effekte aus Vereinfachungsgründen nicht bzw. nur eingeschränkt berücksichtigt werden.

In den Modellen, in deren Mittelpunkt gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge stehen, werden zwar die vielfältigen ökonomischen Wirkungszusammenhänge berücksichtigt, technischer Fortschritt ist dagegen oftmals nur rudimentär erfasst. So werden in den meisten Modellen aus Vereinfachungsgründen technologische Entwicklungspfade oder feste Fortschrittsraten verwendet, die auf Expertenwissen, auf der Analyse vergangener Zeitreihen bzw. auf Abschätzungen durch die Modellentwickler basieren. Sektor- und prozessspezifische Einflussfaktoren auf die Entwicklung, Einführung und Verbreitung technischer Neuerungen bleiben größtenteils unberücksichtigt. Beide Modelltypen sind somit nur beschränkt zur Beurteilung des ökonomischen Beitrags von technischen Entwicklungen - also der durch sie induzierten gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Effekte - geeignet.

Um die technische Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft inklusive der induzierten ökonomischen bzw. ökologischen Größen untersuchen zu können, wurde am Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) deshalb das Modell DIOGENES erstellt, mit dem sowohl technische als auch wirtschaftliche Zusammenhänge erfasst werden können. Die Basis von DIOGENES bildet ein dynamisches Input-Output Modell. Dieses wurde so erweitert, daß die Abhängigkeit der Entwicklung des eingesetzten Prozessmixes von der Altersstruktur der vorhandenen Kapitalstöcke und von technischen, wirtschafts- und gesellschaftspolitischen sowie von rechtlichen Restriktionen berücksichtigt werden kann. Die Entwicklung des Prozessmixes wird hierbei im Modell endogen bestimmt. Der folgende Text gibt eine einführende Beschreibung des Modells DIOGENES. Im Anschluss werden zunächst

die beiden Hauptmodule des Modells vorgestellt, bevor explizit deren Kopplung erläutert wird.

5.2 Methodischer Ansatz und Modellkopplung

5.2.1 Allgemeines

Bei DIOGENES handelt es sich um ein kombiniertes Optimierungs-/Input-Output Modell. Es wurde speziell für Fragestellungen entwickelt, in deren Mittelpunkt technische Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft stehen (Vögele 2001).¹ Das Modell wurde hierbei so spezifiziert, dass intertemporale Abhängigkeiten wie z. B. der lange Zeithorizont bei Investitionsentscheidungen, die intertemporale Struktur von Investitionsaktivitäten und die Darstellung von Veränderungen des zur Verfügung stehenden Prozessmixes im Zeitablauf berücksichtigt werden können. Besondere Aufmerksamkeit gilt der Erfassung von technischen Entwicklungen in Abhängigkeit der Altersstruktur vorhandener Kapitalstöcke. DIOGENES besteht derzeit aus zwei Hauptmodulen - dem offenen, dynamischen Input-Output Modell und dem darin eingebundenen Elektrizitätswirtschaftsmodul.

Das Input-Output Modell dient u. a. zur Erfassung der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Politiken. Es basiert auf einem von Leontief, Szyld und Duchin entwickelten Modellansatz, der von unterschiedlichen Institutionen zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen technischer Entwicklungen (insbesondere der Mikroelektronik) eingesetzt wurde (vgl. /Leontief, Duchin 1986/, /Edler 1990/, und /Duchin, Szyld 1985/). In DIOGENES erfolgt die Bestimmung der Investitionsnachfrage modellendogen, d. h. das Modell bestimmt dynamisch die Kapazitätserweiterungen der Wirtschaftssektoren. Dem dynamischen Input-Output Modell liegen die Input-Output Tabellen der Bundesrepublik Deutschland aus den Jahren 1978 bis 1995 zu Grunde. Gemäß Gliederung der Tabellen werden 58 Sektoren sowie 29 verschiedene Energieträger vom Modell erfasst. Die Entwicklungen von Exporten und Staatsnachfrage werden im Modell nicht endogen ermittelt. Um den Einfluss dieser Größen auf die Entwicklung der Volkswirtschaft berücksichtigen zu können, wird angenommen, dass vorliegende Trends weiterhin anhalten.

Die Einbindung technischer Informationen in ein dynamisches Input-Output Modell ist bei DIOGENES von zentraler Bedeutung. Das Modell ist so ausgestaltet, dass die technische Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft inklusive der in anderen Wirtschaftsbereichen

¹ Eine ausführliche Beschreibung des Modells findet sich bei /Vögele 2001/. Dort werden darüber hinaus eine beispielhafte Anwendung diskutiert. Weitere Anwendungen finden sich bei /Boehringer et al. 2002/ und /Vögele, Hoffmann 2002/.

induzierten Effekte untersucht werden können. Besonderer Wert wird auf die Abbildung von Entwicklungen auf Prozessebene gelegt.

Das zu diesem Zweck angekoppelte Elektrizitätswirtschaftsmodul basiert einerseits auf der Technikdatenbank von IKARUS und andererseits auf einer am ZEW erstellten Datenbank, die u. a. techno-ökonomische Informationen über den größten Teil der in der BRD eingesetzten Kraftwerke bereitstellt. Informationen über die derzeit eingesetzten Kraftwerke entstammen Statistiken der VDEW, dem Jahrbuch Bergbau /Klatt et al. 2001/ sowie umfangreichen Befragungen der Kraftwerksbetreiber.

Der Modellansatz wurde so modifiziert, dass auch die durch wirtschaftliche Aktivitäten ausgelösten Umweltbelastungen ermittelt werden können. Hierzu wurde das Modell auf Basis der Daten aus EMI 2.0 /Hohmeyer et al. 1998/ zusätzlich um Emissionskoeffizienten für Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, VOC, Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid, Staub, Cadmium, Arsen, und Quecksilber erweitert.

Trotz der Vereinfachungen eignet sich das Modell besonders für die Darstellung der technischen Entwicklung von Sektoren, bei denen sich der Prozessmix nicht kontinuierlich sondern schrittweise verändert. Dies ist im Sektor Elektrizitätswirtschaft der Fall.

5.2.2 Das dynamische Input-Output Modell

5.2.2.1 Allgemeine Wirkungsweise

Aus den Input-Output Tabellen lässt sich für die Sektoren i und j ($i = 1, \dots, n$ und $j = 1, \dots, n$) folgende Identität ableiten:

$$X_i = \sum_{j=1}^m X_{ij} + Y_i \quad (5-1)$$

wobei:

- | | | |
|----------|---|---|
| X_i | : | Bruttoproduktionswerte des Sektors i , |
| X_{ij} | : | Güter, die Sektor j von Sektor i bezieht, um seinen Output
produzieren zu können (Intermediärnachfrage), |
| Y_i | : | Endnachfrage nach Gütern von Sektor i . |

Werden zunächst konstante Faktoreinsatzverhältnisse unterstellt, so ergibt sich:

$$X_i = \sum_{j=1}^m a_{ij} X_j + Y_i \quad (5-2)$$

mit:

$$a_{ij} : \quad \text{Produktionskoeffizient - notwendiger Input, den Sektor } j \text{ von Sektor } i \\ \text{zur Produktion einer Einheit benötigt. Hierbei gilt zunächst:} \\ a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j} = \text{const.}$$

Bezeichnet nun X den Vektor der sektoralen Bruttoproduktionswerte, A die Matrix der Produktionskoeffizienten und Y den Vektor der Endnachfrage, so ergibt sich in Matrixschreibweise:

$$X = AX + Y \quad (5-3)$$

Mit I als Einheitsmatrix ergibt sich durch Umformen obiger Gleichung:

$$X = (I - A)^{-1} Y \quad (5-4)$$

Die Matrix $(I - A)^{-1}$ wird als *Leontief-Inverse* bezeichnet und gibt an, welche Güter in welcher Menge insgesamt zur Produktion einer Einheit Output für die Endnachfrage erforderlich sind. Ausgehend von diesem einfachen statischen Modell werden nun einige Erweiterungen beschrieben, die in DIOGENES implementiert wurden.

5.2.2.2 Preisabhängigkeit der Produktionskoeffizienten

Das oben beschriebene Grundmodell wurde um variable Produktionskoeffizienten erweitert.

Der Zusammenhang $a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j} = \text{const}$ gilt bei DIOGENES nicht. Vielmehr weisen die

Koeffizienten eine Abhängigkeit von Güterpreisen und allgemeinem Trend auf. Die Produktionskoeffizienten der Sektoren ohne explizite Prozessdarstellung ergeben sich in Anlehnung an /Meyer et al. 1999/ wie folgt:

$$a_{ij}(t) = \gamma_{ij}^0 \left(\frac{p_i(t)}{p_j(t)} \right)^{\gamma_{ij}^1} e^{w_{ij}t} \quad (5-5)$$

wobei:

t	:	Periode,
γ_{ij}^0	:	Faktor zur Erfassung des preis- u. trendunabhängigen Teils des Produktionskoeffizienten,
p_i bzw. p_j	:	Preise der Güter i und j ,
γ_{ij}^1	:	Faktor für die Preisabhängigkeit der Nachfrage des Sektors j nach Gut i von den relativen Preisen,
w_{ij}	:	Trendrate.

Grundsätzlich haben Veränderungen der Vorleistungsstruktur auch Auswirkungen auf die Preise. Um diese Effekte erfassen zu können, wird ein Leontiefsches Preismodell verwendet. Die Preise der Güter errechnen sich wie folgt:

$$p_i(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t) a_{ij}(t) + \sum_{l=1}^q p_l^{prim} prim_{lj}(t) \quad (5-6)$$

wobei:

p_l^{prim}	:	Preis des primären Inputfaktors l ,
q	:	Anzahl der unterschiedlichen Arten von primären Inputs,
$prim_{lj}$	:	Menge des primären Inputfaktors l , der zur Produktion einer Outputeinheit in Sektor j benötigt wird.

Da sich Preise und Produktionskoeffizienten gegenseitig beeinflussen, wäre eine simultane Lösung des Preis-Mengen-Modells notwendig. Dies ist in der derzeitigen Implementierung nicht möglich, weshalb eine iterative Lösung des Preis-Mengen Modells erfolgt.

5.2.2.3 Ermittlung der Konsumnachfrage

Die Nachfrage einzelner Wirtschaftsbereiche (inklusive der privaten Haushalte) hängt in DIOGENES ebenfalls von der Entwicklung der relativer Preise und zeitlicher Trends ab. Zudem ist die Konsumnachfrage in einen einkommensabhängigen und einen autonomen Teil getrennt. Für den Vektor der Konsumnachfrage $C(t)$ einer Periode t gilt demnach:

$$C(t) = C^0(t) + c(t)V(t-1) \quad (5-7)$$

mit:

$C^0(t)$	:	Vektor der einkommensunabhängigen Nachfrage,
$c(t)$	:	Vektor der Konsumkoeffizienten,
$V(t-1)$	:	verfügbares Einkommen der Vorperiode.

Das in einer Periode t für Konsumzwecke zur Verfügung stehende Einkommen $V(t)$ ergibt sich aus der Summe der in den einzelnen Sektoren entstehenden Einkommen und somit aus deren Produktionswerten und Wertschöpfungskoeffizienten $v_i(t)$ ². Es gilt:

$$V(t) = v(t)X(t) \quad (5-8)$$

Da die Konsumnachfrage in der Regel preisabhängig ist, wird in Analogie zur Bestimmung der Produktionskoeffizienten für die Konsumkoeffizienten $c_i(t)$ folgender Zusammenhang angenommen:

$$c_i(t) = \varsigma_i^0 \left(\frac{p_i(t)}{p_v(t)} \right)^{\varsigma_i^1} e^{\varsigma_i^2 t} \quad (5-9)$$

mit:

ς_i^0	:	Faktor zur Erfassung des einkommensunabhängigen Teils der Konsumnachfrage,
p_v	:	durchschnittlicher Preisindex für Konsumgüter,
ς_i^1	:	Faktor zur Erfassung der Abhängigkeit von relativen Preisen,
ς_i^2	:	Trendrate.

5.2.2.4 Ermittlung der Investitionsnachfrage

DIOGENES ist ein dynamisches Input-Output Modell, d. h. der Umfang der notwendigen Erweiterungsinvestitionen wird endogen bestimmt. Durch die Endogenisierung der Investitionsnachfrage können die Auswirkungen technischer Veränderungen auf den Verlauf der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung untersucht werden. Hierbei wird wiederum zwischen Sektoren mit spezifischer Charakterisierung der Produktionsprozesse (Elektrizitätswirtschaft) und solchen ohne eine explizite Beschreibung der zu Grunde liegenden Prozesse unterschieden. Im letzteren Falle treibt das Erreichen einer bestimmten Kapazität die

² Dieses Vorgehen gilt nur für Sektoren, die nicht durch Einzelprozesse abgebildet sind.

Investitionstätigkeit. Die Planung der zukünftigen Kapazität orientiert sich an der Entwicklung der Produktionswerte der letzten drei Jahre ($X_i(t-3)$, $X_i(t-2)$ und $X_i(t-1)$). Um unrealistisch hohe Wachstumsraten bei der Entscheidung über den Umfang der geplanten Investitionen zu vermeiden, wird eine obere sektorale Wachstumsschranke δ_i für die sektorale Kapazität vorgegeben. Für die in Periode t geplante Kapazität Kap_i^* des Sektors i gilt dann folgender Zusammenhang:

$$Kap_i^*(t) = \min \left[\frac{X_i(t-1) + X_i(t-2)}{X_i(t-2) + X_i(t-3)}, 1 + \delta_i \right] Kap_i(t-1) \quad (5-10)$$

Weiterhin wird angenommen, dass Sektor i seine Kapazität nur dann erweitert, wenn mit einer erhöhten Auslastung zu rechnen ist. Der Umfang der Kapazitätsausweitung $Erw_i(t)$ lässt sich demnach beschreiben als:

$$Erw_i(t) = \max[0, Kap_i^*(t) - Kap_i(t-1)] \quad (5-11)$$

Zur Erweiterung der Kapazitäten sind Investitionen der jeweiligen Sektoren notwendig, wodurch eine Nachfrage nach Investitionsgütern induziert wird. DIOGENES berücksichtigt bei der Ermittlung der Investitionsnachfrage die zeitliche Verzögerung, die sich aus Planung, Bau bzw. Herstellung neuer Kapazität ergibt. Soll die Kapazität zum Zeitpunkt $t + \theta$ bereitstehen, sind demnach bereits zum Zeitpunkt t Investitionen nötig. Ist τ_i die Anzahl der Perioden, die zur Erhöhung des Kapitalstocks eines Sektors notwendig sind, so muss zum Zeitpunkt $\tau_i - \theta$ mit der Investitionstätigkeit begonnen werden.

Bezeichnet $B(t)$ nun die Matrix der Investitionskoeffizienten b_{ij} - also die Nachfrage nach Investitionsgütern der Sektoren $i = 1, \dots, n$ zum Zeitpunkt t , die notwendig sind, um die Kapazität der einzelnen Sektoren zum Zeitpunkt $t + \theta$ um eine Einheit zu erhöhen - so lassen sich die Investitionen $I_i(t)$ vereinfacht beschreiben als:³

$$I_i(t) = \sum_{\theta=1}^{\tau_i} B(t) Erw_i(t + \theta) \quad (5-12)$$

³ Dabei gilt: $B(t) = B(1 + \tau_i - \theta)$.

5.2.3 Das Kraftwerksmodul

Das Elektrizitätswirtschaftsmodul erfasst die Einsatz- sowie die Ersatz- bzw. Erweiterungsplanung der Elektrizitätswirtschaft. Die Einsatzplanung des vorhandenen Kraftwerksparks erfolgt in jeder Periode auf Basis der variablen Kosten. In jedem Lastbereich kommen in erster Linie die Kraftwerke zum Einsatz, die insgesamt die geringsten Kosten pro kWh erzeugter Energie aufweisen. Die Kostenoptimierung ist dabei einer Reihe von Restriktionen unterworfen. Beispielfhaft seien genannt:

- Deckung der Nachfrage nach Energie
- Berücksichtigung maximaler Auslastungsgrade einzelner Kraftwerkstypen
- Emissionsrestriktionen usw.

Die Ersatz- bzw. Erweiterungsplanung greift auf Verfahren der Linearen Programmierung sowie der dynamischen Investitionsrechnung zurück. Art und Anzahl der neu zu installierenden Kraftwerke hängen hierbei vom Umfang der benötigten Kraftwerksleistung, dem Lastbereich für den die Leistung benötigt wird, von den technischen und ökonomischen Eigenschaften der Kraftwerkstypen sowie eventuell vorliegenden Restriktionen ab. Eine genaue Darstellung des Kraftwerksmoduls findet sich in /Böhringer et al. 2002/.

5.2.3.1 Ersatz- bzw. Ausbauplanung

Die Bestimmung der Vorteilhaftigkeit von Ersatz- bzw. Erweiterungsinvestitionen orientiert sich an der Wirtschaftlichkeit der als Ersatzoption zur Verfügung stehenden Kraftwerke. Für jede zur Verfügung stehende Kraftwerkstechnologie erfolgt eine lastspezifische Berechnung der Ausgaben-Annuität.⁴ Hierzu werden alle mit der potenziellen Investition verbundenen Ausgaben auf ein Basisjahr abgezinst, kumuliert und in eine periodisch konstante Annuität umgewandelt. Um die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Technologien und Kraftwerksgrößen zu gewährleisten, wird die Annuität auf die Kapazität des jeweiligen Kraftwerks bezogen, so dass sich periodisch konstante Ausgaben pro kW Kraftwerksleistung ergeben. Ziel des Optimierungsproblems ist die Minimierung der gesamten Ausgaben-Annuität AN_{Ele} aller in einer Periode neu zu installierenden Ersatz- bzw. Erweiterungskraftwerke. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems für den Lastbereich b lautet demnach:

$$\min : AN_{Ele}(t) = \left\{ \sum_{k=1}^{s_{ele}(t)} \Delta m_k^b(t) AN_k^b(t) \right\} \quad (5-13)$$

⁴ DIOGENES unterscheidet derzeit zwischen den drei Lastbereichen *Grund-, Mittel-, und Spitzenlast*.

mit:

- $\Delta m_k^b(t)$: Anzahl der Kraftwerke des Typs k , die zum Zeitpunkt t im Lastbereich b neu zum Einsatz kommen,
 $AN_k^b(t)$: Ausgabenannuität der Kraftwerke des Typs k bei Einsatz im Lastbereich b ,
 $s_{Ele}(t)$: Anzahl der unterschiedlichen Kraftwerkstypen, die in Periode t eingesetzt werden.

Unter Berücksichtigung der Planungs- und Bauzeit τ_k sowie der technischen Nutzungsdauer u_k des jeweiligen Kraftwerkstyps erfolgt die Berechnung der lastspezifischen Annuität gemäß:

$$AN_k^b(t) = ANF^{u_k + \tau_k} \left(\sum_{tt=1}^{u_k + \tau_k} Aus_k^b(t + tt) q^{-tt} \right) \quad (5-14)$$

mit:

- $Aus_k^b(t + tt)$: Ausgaben bei Einsatz eines Kraftwerks des Typs k im Lastbereich b pro kW in DM,
 q : Diskontrate; ergibt sich aus $q = (1 + i)$ mit i gleich dem Kalkulationszins,
 $ANF^{u_k + \tau_k}$: Annuitätenfaktor mit $ANF^{u_k + \tau_k} = \frac{i q^{(u_k + \tau_k)}}{q^{(u_k + \tau_k)} - 1}$.

Die Ausgaben $Aus_k^b(t + tt)$ werden beschrieben durch:

$$Aus_k^b(t + tt) = \left(\sum_{i=1}^n p_i(t + tt) a_{ik}(h_k^b) + \sum_{l=1}^q p_l^{prim}(t + tt) prim_{lk}(h_k^b) \right) h_k^b \cdot L_k \quad (5-15)$$

mit:

- a_{ik} : Vom Sektor i benötigte Vorleistungen der Kraftwerke des Typs k zur Produktion einer Outputeinheit,
 h_k^b : Durchschnittlicher Einsatz der Kraftwerke des Typs k im Lastbereich b in Stunden,
 L_k : Leistung der Kraftwerke des Typs k in kW,

Grundsätzlich werden bei der Optimierung weitere technische, wirtschaftliche und gesellschaftspolitische Restriktionen berücksichtigt. Zu nennen sind z. B. Zubau-beschränkungen für bestimmte Technologien (Kernenergie) bzw. Potenzialgrenzen für Erneuerbare. Bezeichnen beispielsweise $L_k^{\max}$ und L_k^{ges} jeweils das maximale technische bzw. gesellschaftliche Potenzial für Kraftwerke des Typs k , so muss für die gesamte installierte Leistung aller Kraftwerke ($m_k(t)L_k$) gelten:

$$m_k(t)L_k \leq L_k^{\max} \quad (5-16)$$

und

$$m_k(t)L_k \leq L_k^{ges} \quad (5-17)$$

Der Optimierung liegen myopische Erwartungen zu Grunde. Bei der Planung erstreckt sich die Kenntnis zukünftiger Entwicklungen der Rahmenannahmen (z. B. Energieträgerpreise oder Stromnachfrage) auf fünf Jahre in die Zukunft. Dies entspricht etwa der Zeit, die zur Planung und Errichtung eines neuen Kraftwerks nötig ist. Die Ausbauplanung wird periodisch durchgeführt.

Die Ersatz- bzw. Erweiterungsplanung beschreibt somit die in der jeweiligen Periode neu hinzukommenden Kraftwerke Δm_k ⁵ sowie die insgesamt zu installierende Kraftwerksleistung - also die gesamte Kapazitätserweiterung der Elektrizitätswirtschaft:

$$Erw_{Ele}(t) = \sum_{k=1}^{s_{Ele}(t)} \Delta m_k(t)L_k \quad (5-18)$$

Entsprechend dem Vorgehen bei den Sektoren ohne explizite Abbildung der Prozesse ergibt sich das Investitionsvolumen $I_{Ele}(t)$ des Sektors Elektrizitätswirtschaft aus der Kapazitätsausweitung $Erw_{Ele}(t)$ und dem Vektor $B_{Ele}(t)$, der die Nachfrage des Sektors Elektrizitätswirtschaft nach Investitionsgütern der Sektoren $i = 1, \dots, n$ beschreibt, die zur Erhöhung der Kapazität um eine Einheit notwendig ist. Diese Nachfrage orientiert sich an den Anteilen der einzelnen Kraftwerkstypen k an der zum Zeitpunkt $t + \theta$ neu zu installierenden Kapazität ($\alpha_{Ele}^k(t + \theta)$) sowie an deren spezifischer Nachfrage nach Investitionsgütern der einzelnen

⁵ Wobei Δm_k die Summe aller $\Delta m_k^b(t)$ darstellt.

Sektoren.⁶ Bezeichnet $B_{Ele}^k(t)$ den Vektor der spezifischen Investitionsnachfragen $b_{iEle}^k(t)$ eines Kraftwerks vom Typ k , so gilt für $B_{Ele}(t)$:

$$B_{Ele}(t) = \sum_{k=1}^{s_{Ele}(t)} B_{Ele}^k(t) \alpha_{Ele}^k(t + \theta) \quad (5-19)$$

Das Investitionsvolumen des Sektors Elektrizitätswirtschaft lässt sich somit beschreiben durch:

$$I_{Ele}(t) = B_{Ele}(t) Erw_{Ele}(t) \quad (5-20)$$

5.2.3.2 Einsatzplanung

Die Bestimmung des unter verschiedenen Restriktionen optimalen Einsatzes der vorhandenen Kraftwerke erfolgt mittels Minimierung der variablen Betriebskosten. So wird unterstellt, dass in jedem Lastbereich in erster Linie die Kraftwerke zum Einsatz kommen, die insgesamt die geringsten Kosten pro kWh aufweisen. Diese Kraftwerke werden bis zu ihrer maximal auf Dauer zulässigen Auslastung eingesetzt. Der Rest der Last wird mit den zweitgünstigsten Kraftwerken gedeckt. Besteht dann immer noch ein Restbedarf, so kommen die nächstgünstigsten Kraftwerke zum Einsatz, usw. Die Entscheidung über den Einsatz der einzelnen Kraftwerke erfolgt ausschließlich auf Basis der variablen Kosten, da die Fixkosten per Definition unabhängig vom Einsatz der Kraftwerke anfallen. Bezeichnet K_{ku} die variablen Kosten des Kraftwerks u vom Typ k und $K_{Ele}(t)$ die während einer Periode t anfallenden gesamten variablen Kosten, so lautet die Zielfunktionen für das Optimierungsproblem entsprechend:

$$\min : K_{Ele}(t) = \sum_k^{s_{Ele}(t)} \sum_u^{m_k(t)} K_{ku}(t) \quad (5-21)$$

Die variablen Betriebskosten hängen von der jeweiligen Einsatzdauer h_{ku} des jeweiligen Kraftwerks ab und lassen sich beschreiben als:

$$K_{ku}(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t) a_i^k(h_{ku}) + \sum_{l=1}^q p_l^{prim}(t) prim_{lk}(h_{ku}) \quad (5-22)$$

⁶ Für den Anteil des Kraftwerkstyps k gilt: $\alpha_{Ele}^k(t + \theta) = \frac{\Delta m_k(t + \theta) L_k}{\sum_k \Delta m_k(t + \theta) L_k}$

Auch bei der Ermittlung des optimalen Einsatzes der einzelnen Kraftwerke unterliegen die EVU einer Reihe von Restriktionen. So muss innerhalb einer Periode mit den Kraftwerken des Typs 1 bis k genügend Strom erzeugt werden, um die in der Periode t anfallende Nachfrage nach Strom zu decken. Des Weiteren gelten technisch begründete Begrenzungen der maximalen Nutzungsdauer von verschiedenen Kraftwerkstypen (z. B. Wartungsvorschriften oder klimatisch bedingte Beschränkungen des Primärenergieangebots bei erneuerbaren Energien). Zusätzlich können Restriktionen bezüglich maximal zulässiger Emissionen berücksichtigt werden.

Die Optimierung liefert die kostenminimale Betriebsdauer der vorhandenen Kapazitäten in Stunden (h_{ku}). Der Betrieb der Kraftwerke induziert wiederum eine Nachfrage nach Vorleistungen anderer Wirtschaftssektoren. Für die Elektrizitätswirtschaft werden nun sektorale Produktionskoeffizienten ermittelt. Diese ergeben sich als gewichtetes Mittel gemäß der Anteile einzelner Kraftwerke an der insgesamt erzeugten Menge an Elektrizität. Wird der Anteil eines Kraftwerks u vom Typ k an der in t produzierten Menge Strom mit $g_{ku}(t)$ und die Nachfrage nach Vorleistungen von Sektor i wiederum mit $a_{ik}(t)$ bezeichnet, gilt für die zum Zeitpunkt t gegebenen sektoralen Produktionskoeffizienten der gesamten Elektrizitätswirtschaft a_{iEle} :

$$a_{iEle}(t) = \sum_{k=1}^{s_{Ele}(t)} \sum_{u=1}^{m_k(t)} g_{ku}(t) a_{ik}(h_{ku}) \quad (5-23)$$

5.2.4 Ermittlung der Gesamteffekte und Modellkopplung

Die Kopplung der beiden Module beinhaltet die Übergabe von Informationen aus dem Kraftwerksmodul zum IO-Modell und umgekehrt. Abb. 5-1 stellt die Schnittstellen zwischen beiden Teilen grafisch dar. So stammen die in das Kraftwerksmodul eingehenden Preise für Vorleistungen in der Elektrizitätswirtschaft sowie die Stromnachfrage aus dem IO-Modul. Die Übergabe dieser Daten ist direkt nachvollziehbar. Preise und Nachfragen der einzelnen Perioden gehen unmittelbar als Parameter in die Optimierung des Kraftwerksmoduls ein. Umgekehrt liefert die Ersatz-/Erweiterungs- bzw. Einsatzplanung des Kraftwerksmoduls Informationen über die Vorleistungsstruktur innerhalb des Sektors Elektrizitätswirtschaft.

Bei Betrachtung der Basisgleichung von DIOGENES wird die Übergabe von Daten an das IO-Modell deutlich. Unter der Annahme, dass sich die Endnachfrage in einen investiven und einen nicht-investiven (Konsum) Teil aufspaltet und der Erweiterung der Leontief-Inversen um Kapitalkoeffizienten, ergibt sich gemäß der bereits beschriebenen Identitätsbedingung der IO-Tabellen für die Produktionswerte der Wirtschaftssektoren folgender Zusammenhang:

$$X(t) = [I - A(t) - R]^{-1} [Y^I(t) + C(t) + Y^{NI}(t)] \quad (5-24)$$

mit:

R	:	Matrix der Kapitalkoeffizienten für Ersatzinvestitionen,
$Y^I(t)$	:	Vektor der investiven Nachfrage,
$Y^{NI}(t)$	:	Vektor der sonstigen, nicht-investiven Nachfrage.

Die investive Nachfrage Y^I wird durch die gesamten sektoralen Kapazitätserweiterungen und der Matrix der Investitionskoeffizienten beschrieben als:

$$Y^I(t) = \sum_{\theta=1}^{\tau_{\max}} \left(\tilde{B}^{\theta}(t) Kap^{neu}(t+\theta) \right) \quad (5-25)$$

wobei:

$\tilde{B}^{\theta}(t)$	:	Umfang der Investitionen in t , um Kapazitäten in $t+\theta$ um eine Einheit zu erhöhen (Investitionskoeffizienten),
$Kap^{neu}(t+\theta)$	:	Nachfrage nach neuer Kapazität in $t+\theta$.

Die Elemente der Matrix $[I - A(t) - R]^{-1}$ geben an, wie viele Einheiten eines Produktes direkt und indirekt produziert werden müssen, damit die Nachfrage seitens der privaten Haushalte, die sonstige nicht-investive Nachfrage und die Nachfrage nach Investitionsgütern befriedigt werden /Gowdy, Miller 1994/.

Die Informationen aus dem Kraftwerksmodul gehen nun in dreifacher Weise in die Basisgleichung des IO-Modells ein. Zunächst beeinflussen die im Sektor Elektrizitätswirtschaft eingesetzten Kraftwerkskapazitäten dessen Nachfrage nach Vorleistungen.

Für Sektoren ohne explizite Prozessdarstellung gilt entsprechend der in Gleichung (5-5) beschriebene Zusammenhang. Für den Sektor Elektrizitätswirtschaft ergibt sich der Vektor der Vorleistungskoeffizienten gemäß der Einsatzplanung des Kraftwerksmoduls nach Gleichung (5-23).

Die Matrix der Produktionskoeffizienten $A(t)$ kann damit wie folgt beschrieben werden:

$$A(t) = \begin{bmatrix} \gamma_{11}^0 \left(\frac{p_1(t)}{p_1(t)} \right)^{y_{11}^1} e^{w_{11}t} & \dots & \sum_k \sum_u g_{ku}(t) a_{1k}(h_{ku}) & \dots & \gamma_{1m}^0 \left(\frac{p_1(t)}{p_m(t)} \right)^{y_{1m}^1} e^{w_{1m}t} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \gamma_{n1}^0 \left(\frac{p_n(t)}{p_1(t)} \right)^{y_{n1}^1} e^{w_{n1}t} & \dots & \sum_k \sum_u g_{ku}(t) a_{nk}(h_{ku}) & \dots & \gamma_{nm}^0 \left(\frac{p_n(t)}{p_m(t)} \right)^{y_{nm}^1} e^{w_{nm}t} \end{bmatrix} \quad (5-26)$$

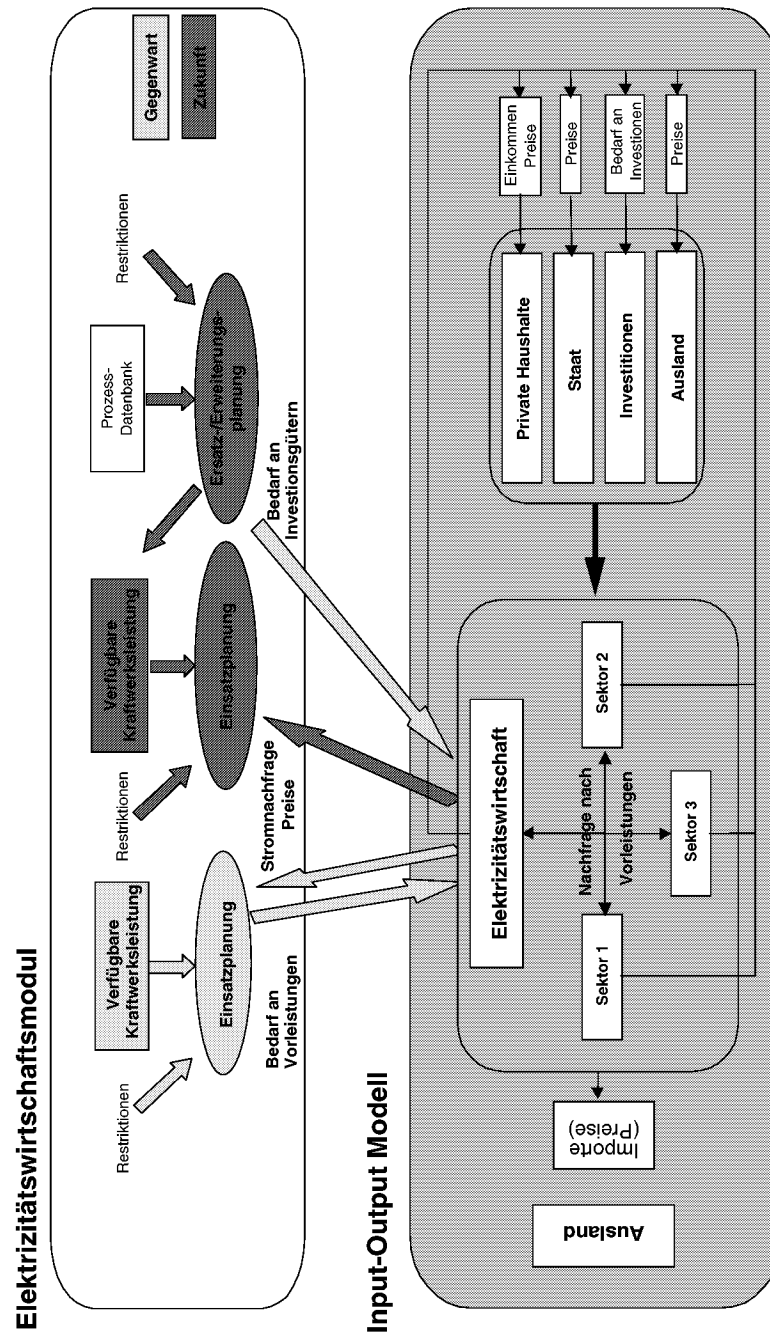


Abb. 5-1: DIOGENES

Die Nachfrage nach neuer Kapazität in der Periode $t + \theta$ wird beschrieben durch den Vektor $Kap^{neu}(t + \theta)$, der sich wiederum jeweils aus der Bestimmung der Kapazitätserweiterung $Erw_i(t)$ ergibt. Unter Berücksichtigung von Planungs- und Bauzeiten für neue Kraftwerkskapazitäten sowie der Trennung in Sektoren mit und ohne prozessspezifische Abbildung ergibt sich der Vektor aus den Gleichungen (5-11) und (5-18) wie folgt:

$$Kap^{neu}(t + \theta) = \begin{bmatrix} Erw_1(t) \\ \vdots \\ \sum_k \Delta m_k(t + \theta) L_k \\ \vdots \\ Erw_n(t) \end{bmatrix} \quad (5-27)$$

Die Matrix der Investitionskoeffizienten $\tilde{B}^\theta(t)$ beinhaltet nun einerseits die Vektoren der Investitionskoeffizienten der Sektoren ohne Prozessdarstellung (die Elemente b_{ij}). Andererseits gilt für den Sektor Elektrizitätswirtschaft der in Gleichung (5-19) beschriebene Zusammenhang für $B_{Ele}(t)$. Es ergibt sich die Matrix:

$$\tilde{B}^\theta(t) = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & \sum_k (t) b_{1Ele}^k(t) \alpha_{Ele}^k(t + \theta) \cdots & b_{1m} \\ \vdots & & \vdots & \vdots \\ b_{n1} & \cdots & \sum_k (t) b_{nEle}^k(t) \alpha_{Ele}^k(t + \theta) \cdots & b_{nm} \end{bmatrix} \quad (5-28)$$

Durch die beschriebene Kopplung der Module lassen sich gemäß Gleichung (5-24) nun direkt die Produktionswerte der einzelnen Wirtschaftssektoren und damit auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte ermitteln. DIOGENES ermöglicht so u. a. die Analyse verschiedener energie- und umweltpolitischer Maßnahmen und deren Auswirkungen auf sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Ebene.

5.3 Schlussbetrachtungen und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurde das Modell DIOGENES beschrieben. Mit diesem Modell können Auswirkungen technischer Entwicklungen unter Beachtung unterschiedlicher Einflussfaktoren analysiert werden. Die Basis für DIOGENES bildet ein dynamisches Input-Output Modell.

DIOGENES wurde so spezifiziert, dass sowohl technische Ablösungsprozesse als auch die Auswirkungen von technischen Veränderungen auf sektorale und gesamt-

wirtschaftliche Größen sowie auf die Emissionen verschiedener Luftschadstoffe erfasst werden können.

Durch die Disaggregation des Sektors Elektrizitätswirtschaft bis auf die Prozessebene kann der Einfluss technischer, wirtschaftspolitischer und rechtlicher Restriktionen berücksichtigt werden. Diese Restriktionen wirken sich größtenteils auch auf die Planung des Kraftwerkseinsatzes bei gegebenem Kraftwerksbestand aus. Sie werden daher auch bei der Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt.

Aufgrund der getroffenen Annahmen und Modellspezifikationen eignet sich das Modell besonders für die Analyse der Entwicklungen von Sektoren, in denen große Einzelprozesse eingesetzt werden.

Ein Beispiel hierfür stellt die Elektrizitätswirtschaft dar. In diesem Sektor werden vorwiegend Prozesse eingesetzt, die für eine Nutzungsdauer von bis zu 40 Jahren ausgelegt sind und i. d. R. einen hohen Kapitaleinsatz erfordern. Intertemporale Aspekte wie z. B. die Struktur der Investitionsaktivitäten und die langfristig erzielbaren Gewinne spielen in diesem Sektor deshalb eine bedeutende Rolle. Um die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft darstellen zu können, wurden Optimierungsansätze in das Modell DIOGENES integriert, mit denen das Investitionsverhalten dieses Sektors erklärt und der Einsatz der einzelnen Kraftwerke bestimmt werden kann. Durch die Disaggregation des Sektors Elektrizitätswirtschaft auf Prozessebene lassen sich so auch im Input-Output Modell die eingeschränkten Substitutionsmöglichkeiten der Energieträger während der Nutzungsdauer der Kraftwerke realitätsnah erfassen.

Bezüglich des Investitionsverhaltens wird angenommen, dass Energieversorgungsunternehmen stets bestrebt sind, in diejenigen Kraftwerkstypen zu investieren, mit denen unter den vorliegenden und zukünftigen Möglichkeiten und Rahmenbedingungen die höchste Annuität erzielt werden kann.

Neben der Vorteilhaftigkeit, die durch den Vergleich der mit den einzelnen Kraftwerkstechniken erzielbaren Gewinne erfasst werden kann, wirkt sich auch der Umfang der für die neue Technik notwendigen Investitionen auf die Entscheidung über den Einsatz der einzelnen Techniken aus. Ein Kraftwerk mit großer Leistung wird i. d. R. nur dann gebaut, wenn ein hoher Ersatz- bzw. Erweiterungsbedarf vorliegt. Für neue Kraftwerke mit einer kleinen Leistung ist hingegen nur ein geringer Bedarf notwendig. Die Anzahl kleinerer Kraftwerke verändert sich hierdurch normalerweise nicht proportional zu der großer Kraftwerke.

Nicht berücksichtigt werden können dagegen die Einflüsse der Unternehmensgröße, der Kompatibilität, der Komplexität und der Erprobungsfähigkeit ("Trialability") auf den Einsatz der einzelnen Techniken.

Bei der Spezifizierung des Modells wurden zusätzlich eine Vielzahl von vereinfachenden Annahmen getroffen. So wird die Abhängigkeit der Investitionsnachfrage von der Zinsentwicklung nicht berücksichtigt. Ferner werden die Preisentwicklung im Ausland und

die Entwicklung auf den Arbeitsmarkt nur rudimentär erfasst. Zudem wurde angenommen, dass die Eigenschaften zukünftiger Techniken ex-ante bekannt sind. Rückschlüsse auf die Entstehung neuer Techniken lassen sich demnach nicht ableiten. Diesen Aspekten werden sich zukünftige Modellerweiterungen widmen.

Literatur

/Böhringer et al. 2002/

Böhringer, C.; Hoffmann, T.; Vögele, S.: The cost of phasing out nuclear power - a quantitative assessment of alternative scenarios for germany, Energy Economics, forthcoming.

/Duchin, Szyld 1985/

Duchin, F.; Szyld, D.: A dynamic input-output model with assured positive output, Metroeconomica 37 (28), S. 269–282

/Edler 1990/

Edler, D.: Ein dynamisches Input-Output-Modell zur Abschätzung der Auswirkung ausgewählter neuer Techniken auf die Beschäftigung in der Bundesrepublik Deutschland. DIW. Berlin 1990

/Gowdy, Miller 1994/

Gowdy, J.; Miller, J.: Impacts of capital formation on input-output multipliers, Socio-Economic Science 4 (28), S. 211–217

/Hohmeyer et al. 1998/

Hohmeyer, O.; Vögele, S.; Bräutigam, R.; Finger, R.: EMI 2.0 - Erstellung eines disaggregierten Modells zur Analyse direkter und indirekter Wirkungen wirtschaftlicher Aktivitäten auf die Emissionen von Luftschadstoffen, Abwässern und Abfällen. Endbericht für das Umweltbundesamt. Mannheim 1998

/Klatt et al. 2001/

Klatt, H.; Middelschulte, A.; Reintges, H.; Riemer, H.-W.; Sondermann, H.: Jahrbuch 2001 - Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz. Verlag Glückauf. Essen 2001

/Leontief, Duchin 1986/

Leontief, W.; Duchin, F.: The Future Impact of Automation on Workers. Oxford, New York 1986

/Meyer et al. 1999/

Meyer, B. et al.: Marktkonforme Umweltpolitik - Wirkungen auf Luftschadstoffemissionen, Wachstum und Struktur der Wirtschaft. Physica-Verlag. Heidelberg 1999

/Vögele 2001/

Vögele, S.: Analyse von Energie- und Umweltpolitiken mit DIOGENES - Ein gesamtwirtschaftliches Modell und seine Anwendung auf die Elektrizitätswirtschaft in Baden-Württemberg. Physica-Verlag. Heidelberg 2001

/Vögele, Hoffmann 2002/

Vögele, S.; Hoffmann, T.: Diogenes, in: Forum für Energiemodelle und Energie-wirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (FEES) (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland - Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, S. 123–140. Physica-Verlag, Heidelberg 2002

6 The Synthesis of Bottom-Up and Top-Down in Energy Policy Modeling

Christoph Böhringer

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Forschungsbereich Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement
L7,1, 68259 Mannheim, Tel. 0621-1235-200
Email: Boehringer@zew.de

Acknowledgement

This paper was previously published in *Energy Economics* 20 (1998), pp 233-248. It appears with kind permission of Elsevier Science BV.

6.1 Introduction

Computable general equilibrium (CGE) models are meanwhile a standard tool for energy policy analysis.¹ The microeconomic foundation of CGE models provides a consistent framework for studying price-dependent interactions between the energy system and the rest of the economy. A simultaneous explanation of the origination and the spending of income for all major economic agents (households, firms, government, abroad) allows to address both, economy-wide efficiency as well as equity implications of energy policy interference. The comprehensive analytical power of CGE models accounts for its wide-spread use in tackling energy policy issues such as energy market regulation (e.g. protected supply monopolies) or energy taxation with respect to environmental constraints and fiscal needs (e.g. environmental tax reforms).

Despite its strengths in consistent energy policy evaluation the CGE approach is often criticized on the part of energy system analysts because of lack of detailed technological information on the energy system. In CGE models the production of different energy sectors is typically described at an aggregate level by means of continuous production functions which capture substitution (transformation) possibilities through elasticities of substitution (transformation). The elasticities determine the economic costs of technological adaption under energy policy constraints. Good estimates for these parameters are crucial for an empirical evaluation of the quantitative effects induced by alternative energy policy strategies. Unfortunately, empirical estimates on substitution elasticities in single countries and energy sectors are rare and differ quite a lot with respect to the underlying assumptions on technological growth, time horizon or the level of aggregation /Erdmann 1992/. Moreover, most CGE models employ simple functional forms such as separable nested constant-elasticity-of-substitution (CES) functions which ensure regularity and reduce data requirements but restrict the scope to which empirical evidence on substitution patterns can be in-

¹ For an overview of sample applications see /Bergman 1988/ or /Grubb et al. 1993/.

corporated.² Typically, "local" information from a benchmark data set is extrapolated to the full domain of model simulations through the specification of production (and utility) functions locally consistent with that information.³

The usual CGE representation of energy conversion by means of restrictive CES functions causes doubts among many energy system analysts about the credibility of CGE based energy policy simulations. They favor partial (equilibrium) activity analysis models /Koopmans 1951/ which provide a precise technological description of the energy system from primary energy processing via several conversion, transport and distribution processes to final energy use systems while neglecting the interactions with the rest of the economy. In the partial activity analysis framework a large number of discrete technology options captures the impacts of exogenous energy policy constraints on the energy system such as substitution of energy carriers on the primary and final energy level, process substitution, process improvements (gross efficiency improvement, emission reduction) or energy savings. Yet, if economy-wide feedbacks are important, the partial analysis approach which does not account for general equilibrium effects is not appropriate.

The differences between elasticity based CGE models and "true" technology based activity analysis models are sometimes referred to as top-down versus bottom-up (see e.g. /Grubb et al. 1993/). In the literature it is often overlooked that these differences are less of a theoretical nature but simply relate to the level of aggregation and the scope of *ceteris paribus* assumptions. As pointed out in previous methodological papers (see /Weyant 1985/ or /Mathiesen 1985/) general economic theory provides a unifying concept for both approaches. Though equilibrium conditions in the general form accommodate top-down production functions as well as bottom-up activity analysis the concrete formulation of CGE models often restricts this generality in order to use reliable numerical solution methods. In practice, most CGE models are formulated as a system of nonlinear equations to take advantage of tried and tested nonlinear equation methods. The equation methods, however, do not support complementarity conditions which are typical for the activity analysis description of discrete technological alternatives.⁴ In this paper, we show that the formulation of the general equilibrium problem as a complementarity problem (CP) accommodates the hybrid description of production possibilities in energy policy modeling: To enhance the credibility of the analysis, those energy (or energy-intensive) sectors whose technological options are of major importance for the energy policy issue can be represented through bottom-up activity analysis (i. e. mathematical programming constraints). To restrict data requirements as well as the dimensionality of a complex-world model, the technological options of the remaining

² On recent developments of flexible nonseparable nested CES functions see /Rutherford, Perroni 1995/ who stress the relevance of energy oriented comparison across different functional forms.

³ The calibrated functions are used as a global representation of the "true" technology (preferences) and not just as a local approximation. See /Shoven, Whalley 1984/ for a discussion of the calibration method.

⁴ For a survey of alternative solution methods and implications in economic modeling see /Mathiesen 1985/.

production sectors can be described by means of continuous neoclassical production functions. Given the recent availability of commercial software for model formulation and solution in the complementarity format /Rutherford 1994a/, the computer-based implementation of the bottom-up and top-down synthesis is straightforward.

The remainder of this paper is organized as follows: Section 2 introduces the CP format of a general equilibrium model. Section 3 describes the formal procedure of how the top-down and bottom-up representation of production sectors can be combined within the CP format. Section 4 provides an illustrative application. Section 5 summarizes and concludes.

6.2 General equilibrium and the complementarity format

In the standard Arrow-Debreu framework nonnegative vectors of prices p^* ($\in \mathcal{R}^n$), activity levels y^* ($\in \mathcal{R}^m$), and incomes M^* ($\in \mathcal{R}^p$) constitute a competitive equilibrium if /Rutherford 1987/:

No sector earns an excess profit:

$$-\Pi(p^*) = -A^T(p^*)p^* \geq 0 \quad (6-1)$$

No commodity is in excess demand:

$$b - A(p^*)y^* - d(p^*) \geq 0 \quad (6-2)$$

Income from factor endowments is fully distributed:

$$M_h^* = b_h p^* \quad \forall h \quad (6-3)$$

where:

- $\Pi(p^*)$ denotes the vector of unit-cost functions,
- $d(p^*)$ represents the net market demand functions maximizing individual households' utility functions,
- b denotes the vector of total endowments,
- $A(p^*)$ is the price-dependent technology matrix ($\in \mathcal{R}^{n \times m}$) of profit-maximizing input-output coefficients consistent with unit production for constant returns to scale production activities. By Shepard's lemma it follows that

$A(p) = \nabla \Pi(p)$ 1 and, by homogeneity (Euler's Theorem) it follows that $\nabla \Pi^T(p) p = \Pi(p)$ 2.

M_h^* is the income of household h , and

b_h is the vector of endowments for household h .

Because the zero-profit condition (6-1) as well as the net market demands (derived by adding over individual households) are homogeneous of order zero equilibrium only determines relative prices. A second feature of the equilibrium which follows from Walras' law is crucial for the formulation of a general equilibrium in the CP format: Nonsatiation implies that households are on their budget lines and excess demand functions obey Walras' law, that is: $(d(p^*) - b) p^* = 0$.⁵ As a direct consequence of Walras' law and equilibrium conditions (6-1) and (6-2) market equilibrium exhibits complementary slackness:

First, there are zero excess profits on activities at positive levels, and zero activity levels on unprofitable activities:

$$(A^T p^*)^T y^* = 0 \quad (6-4)$$

Secondly, there are zero prices on commodities which are in excess supply and positive prices on commodities where supplies equal demands:

$$p^{*T} (b - A y^* - d(p^*)) = 0 \quad (6-5)$$

General equilibrium in its most general form incorporates weak inequalities, complementary slackness and "nonintegrability".⁶ Many CGE modelers sacrifice the generality of formulation in order to make use of well-known, convenient solution methods. General equilibrium in its most general form incorporates weak inequalities, complementary slackness and "nonintegrability".⁷ Many CGE modelers sacrifice the generality of formulation in order to make use of well-known, convenient solution methods. For example, the widespread equation format relaxes weak inequalities and complementary slackness to accommodate standard Gauß-Seidel, Jacobi or Newton methods. In this case, conditions (6-1) and (6-2) are written as equalities (i. e. binding inequalities) imposing positive prices on commodities and positive

⁵ Note that Walras' law applies independent of a market equilibrium.

⁶ "Nonintegrability" refers to a situation where individual demand functions depend not only on prices but also on the initial endowments. In this case demand functions are typically not "integrable" into an economy-wide utility function (for this problem of exact aggregation see /Samuelson 1956/ and /Chipman 1974/).

⁷ "Nonintegrability" refers to a situation where individual demand functions depend not only on prices but also on the initial endowments. In this case demand functions are typically not "integrable" into an economy-wide utility function (for this problem of exact aggregation see /Samuelson 1956/ and /Chipman 1974/).

levels on production activities. Another less common approach is to cast the equilibrium conditions into an optimization format by ruling out "nonintegrabilities".⁸

The complementarity format /Cottle, Pang 1992/ keeps general equilibrium conditions in its most general form by stating the equilibrium problem as:

$$\text{Find } z \in R^l \text{ such that } F(z) \geq 0, z \geq 0, z^T F(z) = 0. \quad (6-6)$$

Substituting $[p, y, M]$ for z and $[-A^T p, b - Ay - d, M - bp]$ for $F(z)$ we see that the complementarity format accommodates conditions (6-1), (6-2) and (6-3) as well as features (6-4) and (6-5) of a general equilibrium.

6.3 Integration of bottom-up activity analysis into top-down CGE models

In top-down CGE models the technology matrix A consists of price-dependent point-to-point functions $a_{ij}(p)$ which render the profit-maximizing input output coefficients i ($i = 1, \dots, n$) of production activity j ($j = 1, \dots, m$). Underlying continuously differentiable unit-cost functions Π_j , the optimal choice a_{ij} can be derived by Shepard's lemma as partial derivative $\delta \Pi_j / \delta p_i$. Typically some form of nested CES cost functions are employed to capture substitution possibilities on the input side and transformation possibilities on the output side through elasticities which indicate the relative change in quantities due to relative changes in prices. A bottom-up representation of a production sector on the other hand involves a set of discrete Leontief technologies ($t = 1, \dots, s$). Each bottom-up technology t of sector j is represented through a fixed unit netput-vector a_{tj} . The i -th element of this vector a_{tij} represents output minus input of commodity i per unit operation of technology t in sector j . As illustrated in Figure 6-1, the bottom-up description of production is usually characterized by an elastic, step-wise supply mapping (point-to-set) which emerges from a specific factor Q_{tj} determining the upper bound on production per technology. To establish an equivalent relationship in the top-down approach one has to specify continuous supply functions (point-to-point) with convex level sets where one (or more) inputs are in fixed supply. In both approaches ownership of the fixed factor determines the allocation of pure profits (rents) from the sector.

⁸ To overcome "nonintegrability" in the optimization format one might use the rather cumbersome device of sequential joint maximization in the tradition of /Negishi 1960/. For examples see /Dixon 1975/, /Ginsburgh, Waelbroeck 1981/ or /Rutherford 1992/.

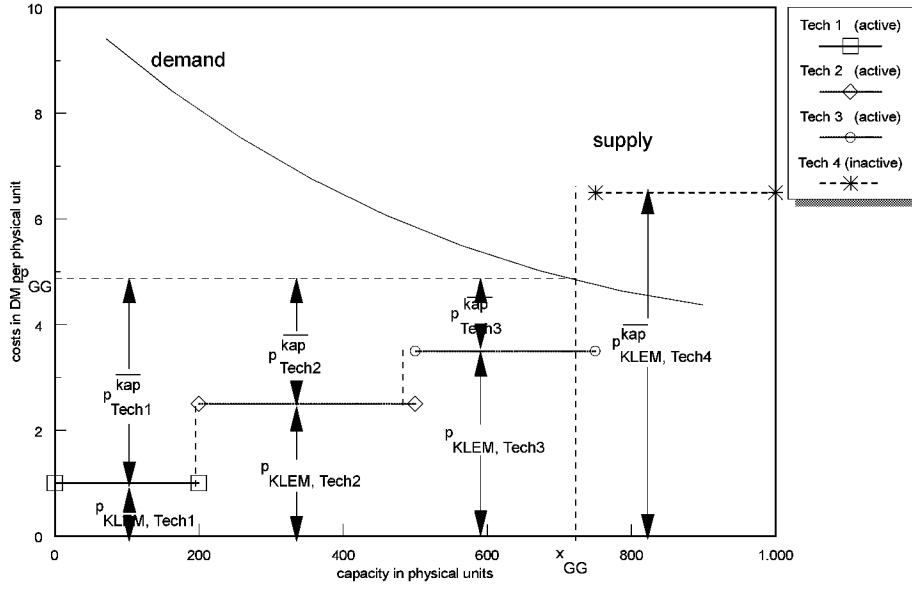


Figure 6-1: Step-Wise Supply Curve in Bottom-Up Approach

Accounting for the specific factor in the bottom-up representation of a sector yields the following equilibrium conditions and complementarity features:

$$\left(-\sum_i a_{ij} p_i + \bar{a}_{Q_{ij}} p_{Q_{ij}}\right) \geq 0 \quad \wedge \quad \left(-\sum_i a_{ij} p_i + \bar{a}_{Q_{ij}} p_{Q_{ij}}\right) y_{ij} = 0 \quad (6-7)$$

and

$$\left(-\bar{a}_{Q_{ij}} y_{ij} + \bar{Q}_{ij}\right) \geq 0 \quad \wedge \quad \left(-\bar{a}_{Q_{ij}} y_{ij} + \bar{Q}_{ij}\right) p_{Q_{ij}} = 0 \quad (6-8)$$

Expression (6-7) states the zero-profit condition at the single technology level (including pure profits) and complementary slackness between production and profitability. Expression (6-8) corresponds to the market clearance condition for the specific factor of a technology $\bar{Q}_{ij}$ and relates a binding capacity constraint on active technologies to a positive capacity rent $p_{Q_{ij}}$.⁹ Figure 6-1 illustrates the rent on specific capital $p_{Q_{ij}}$ as the difference between the market

⁹ In mathematical programming the rents on one unit of specific capital are known as shadow price.

price p_{GG} and the aggregate input costs $p_{Agg,t}$ ¹⁰ of a technology (net of capacity rents). Those technologies which are active in the benchmark break even (zero-profits gross of capacity rents) and those technologies which are inactive would run an economic loss at benchmark prices. Policy interference (e. g., the imposition of carbon taxes) changes the relative price system. Due to the change in relative prices inactive (e. g., CO₂ extensive) technologies might turn active and formerly active (e. g., CO₂ intensive) technologies may turn inactive.¹¹

6.4 Numerical example

The sample model describes a static small open economy with three sectors (ELEctricity, PRimary Energy, Rest Of Economy) and two households (HH_1, HH_2).¹² Primary factors are sector-specific capital (Q), domestically mobile capital (K) and domestically mobile labor (L) which are employed together in production. Capital and labor are in fixed supply. Traded goods are viewed as perfect substitutes (Heckscher-Ohlin assumption). In the counterfactuals below an ad valorem tax is imposed on primary energy inputs to electricity generation which is described alternatively by bottom-up activity analysis or top-down nested CES functions. Algebraically the stylized model can be summarized as a nonlinear system of inequalities which correspond to the three classes of conditions (6-1) - (6-3) associated with an Arrow-Debreu equilibrium (see the appendix for an algebraic summary).

6.4.1 Benchmark Data

The reduced social accounting matrix (SAM) in Table 6-1 summarizes the stylized benchmark data to which the model is calibrated. Table 6-2 reports the generic cost structure, physical capacity constraints and the output shares for different electricity generation technologies (here: coal, oil, gas, hydropower, wind, solar) in the benchmark equilibrium. Those technologies where the input costs exceed the market price of electricity are not active initially. Given the output quantities and the cost structure of active technologies the aggregate production data of the electricity sector as provided in Table 6-1 is split down to accommodate a consistent bottom-up representation of electricity generation.

¹⁰ In Figure 6-1 all input costs except for the rents on the specific factor are reflected by an aggregate cost index $p_{Agg,t}$ which summarizes total payments for mobile capital, labor, and inputs of energy and material.

¹¹ This turn-in turn-out mechanism is often referred to as flip-flop feature in linear activity analysis modeling.

¹² Extensions to accommodate other agents such as the government or a dynamic setting are straightforward.

Table 6-1: Benchmark Social Account Matrix (SAM)

	ELE	ROE	EXPORT	IMPORT	HH_1	HH_2
ELE	100	-70			-10	-20
ROE	-10	520	-32		-158	-320
PRE	-32			32		
K	-34	-150			94	90
L	-10	-300			60	250
Q	-14				14	
FX			32	-32		

Key: ELE: electricity production, ROE: aggregate production of rest of the economy, PRE: primary energy, K: intersectorally mobile capital, L: labor, Q: sector-specific capital, FX: fictitious good "foreign exchange", HH_1, HH_2: household types

Table 6-2: Cost shares, capacity bounds and output in the benchmark

	BMK cost shares in % of market price					Other market data	
	L	K	Q	PRE	ROE	Capacity bound (physical units)	BMK output (physical units)
COAL	10	30	20	30	10	40	40
OIL	10	40	-	40	10	20	20
GAS	10	30	10	40	10	30	30
HYDRO	10	50	30	-	10	10	10
WIND	10	100	-	-	10	20	-
SOLAR	10	150	-	-	10	20	-

6.4.2 Illustrative simulations

In the counterfactuals a set of ad-valorem taxes on primary energy is applied which rises the price of primary energy inputs into electricity production by 25, 50, 100 and 200 per cent. We generate results for these tax levels using three different cost functions for the electricity sector to specify the KLEM substitution possibilities in domestic production between capital, labor, energy (ELE, PRE) and material inputs (ROE). The first cost function (ACT) is based on a bottom-up representation of sectoral production as defined in Table 6-2 above. The second (GREEN) and third (MACRO) cost function consist of nests of separable CES functions which are most common for the top-down specification of sectoral substitution possibilities in CGE modeling. The nesting structure and CES nest elasticities are taken from

the OECD-Green model¹³ /Burniaux et al. 1992/ and the ETA-MACRO model¹⁴ /Manne, Richels 1991/.

Figure 6-2 reports the output effects of energy taxation on electricity generation for the different cost functions.

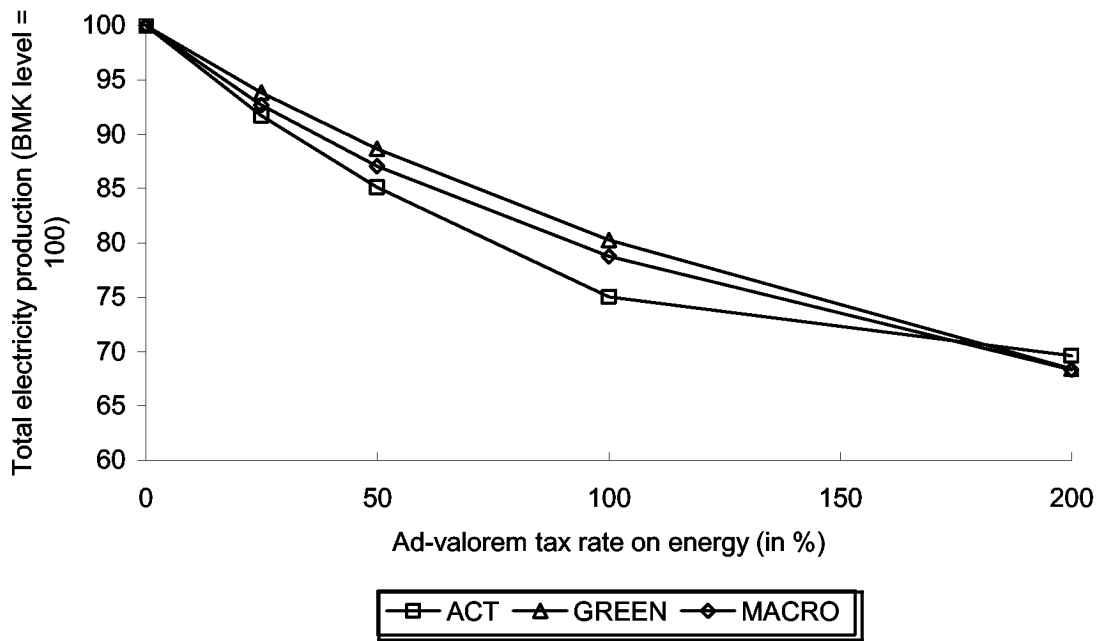


Figure 6-2: Output Effects in Electricity Production

Figure 6-3 describes adjustment of production for the activity analysis case (ACT) in more detail: When energy taxes go up, initially unprofitable technologies which are relatively energy-extensive (here: wind power plants) turn active whereas energy-intensive technologies (here: gas and oil power plants) decrease or phase out.

At the output level the results suggest that there is no need for a bottom-up representation of the "true" technology. The qualitative results are robust and quantitative predictions do not differ much between the bottom-up specification and alternative top-down cost functions. Given the virtue of data and dimensionality reduction, the wide-spread use of nested CES functions appears to be a reasonable approximation of production possibilities. However, considering the predicted employment and capital effects at the sectoral level, we

¹³ As to the GREEN cost function, capital and energy enter at the bottom nest with a constant elasticity of substitution of 0.5. At the next level the energy-capital composite combines in constant value shares with labor (Cobb-Douglas). At the top level the aggregate of capital, energy and labor is employed in fixed proportions with material inputs (Leontief).

¹⁴ As to the MACRO cost function, capital and labor enter at the bottom nest with a constant elasticity of substitution of 0.3. At the next level the labor-capital composite combines in constant value shares with energy (Cobb-Douglas). At the top level the aggregate of capital, energy and labor is employed in fixed proportions with material inputs (Leontief).

see that this conclusion is misleading. As summarized by Figure 6-3 there are significant quantitative and qualitative differences in employment and capital demand predictions.

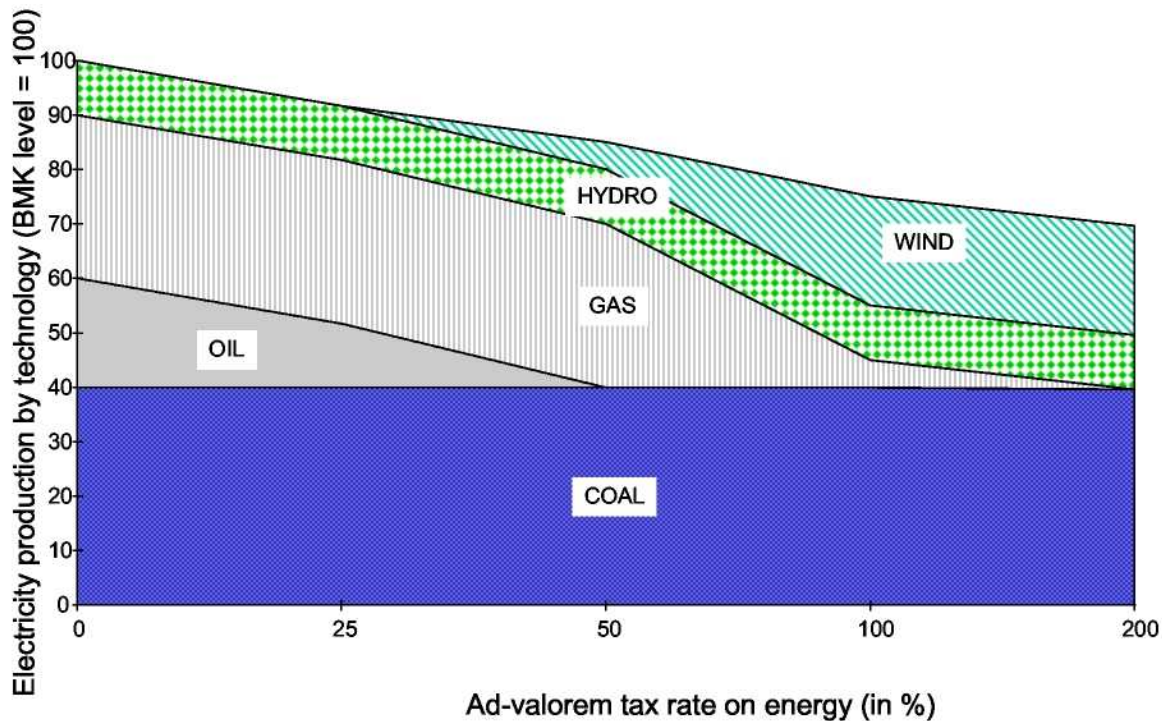
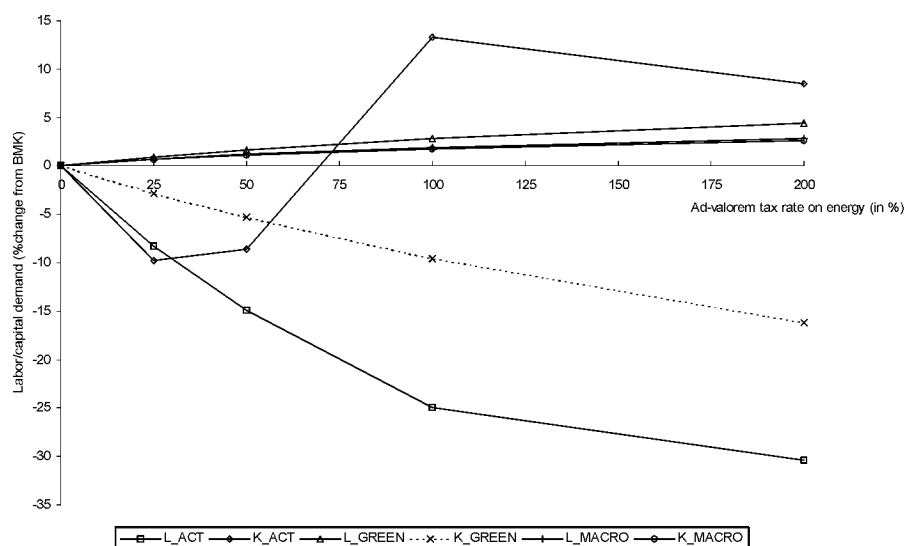


Figure 6-3: Technology Mix in Electricity Production (Activity Analysis Case)

The changes in input demand involve the composition of output and substitution effects. The output effect (see Figure 6-4) is generally negative - energy taxes cause a reduction in electricity demand and output). The substitution effects depend on the cross-price effects across different inputs which are explicit in terms of cross-price elasticities for the top-down cases (GREEN and MACRO) and implicit to the bottom-up specification (ACT). The nesting structure and CES nest elasticities of MACRO suggest that energy, capital and labor are relatively close substitutes. Energy taxes reduce the relative wage and capital rents - the substitution (price) effect more than offsets the output effect and leads to an increase in sectoral employment and capital demand. The GREEN cost function incorporates low substitutability between energy and capital (complementarity) and a higher substitutability between labor and energy which explains the increase in labor demand and the decrease in capital demand as we move to higher tax rates on primary energy inputs. In our example, the activity analysis specification reflects complementarity between labor and energy. Energy taxes cause a large decrease in labor demand. As to capital demand, we observe that the local properties of the (implicit) activity analysis cost function - opposite to the top-down regular CES cost functions - may change across the price space. For lower tax rates capital demand decreases, for higher tax rates capital demand increases. The illustrative simulations verify the importance of "true" technology based activity analysis in evaluating structural change at the

sectoral level for the case that wide-spread regular functional forms such as (nested separable) CES functions lack empirical evidence in key elasticities.



Key: L_ACT - labor input demand for activity analysis case
 K_ACT - capital input demand for activity analysis case
 L_GREEN - labor input demand for GREEN cost function
 K_GREEN - capital input demand for GREEN cost function
 L_MACRO - labor input demand for MACRO cost function
 K_MACRO - capital input demand for MACRO cost function

Figure 6-4: Employment and Capital Effects in Electricity Production

6.5 Summary and conclusions

The specification of sectoral production possibilities through top-down functional forms (typically nested CES functions) bears the risk of poor local (and global) approximation and may involve a loss of crucial information at the sectoral level. If specific information on the "true" technology is available the empirical evidence of CGE based energy policy analysis can be significantly increased by incorporating bottom-up technology description.

This paper outlined how the complementarity format can be used in general equilibrium modeling for the hybrid description of economy-wide production possibilities where energy

sectors¹⁵ are represented by bottom-up activity analysis and the other production sectors are characterized by top-down production functions. The hybrid approach should be used to enhance the credibility of CGE models in energy policy analysis where decision makers demand robust recommendations for sector-specific measures, for example compensating payments to adversely affected workers and stockholders in energy industries when high carbon taxes are introduced. From a modeler's point of view, hybrid CGE models remain "operational" for economy-wide analysis because in the main continuous regular functional forms can be used for an aggregate representation of production possibilities and preferences. The hybrid approach is particularly relevant if empirical estimates for substitution and transformation elasticities of key industries are difficult to obtain, for example due to complex market distortions.¹⁶ Another advantage as compared to standard CGE modeling is the possibility to incorporate technological progress based on explicit future technologies rather than the use of guess-estimated efficiency parameters. The recent theoretical and practical developments in algorithms for solving CP problems /Dirkse, Ferris 1995/ as well as the availability of commercial software for standardized CP implementation of CGE models /Rutherford 1994b/ opens the field for a new generation of CGE models which combine an aggregate representation of the overall economic system with a detailed technological description of the energy system.¹⁷

Given the CP format, the formal procedure of integrating bottom-up activity analysis in a top-down CGE model is straightforward. Problems might arise in the reconciliation of top-down and bottom-up data stemming from different data sources. Typically, CGE models are calibrated to national input-output tables whereas bottom-up activity analysis models employ detailed technology specific data. Overall data consistency requires that the aggregate cost data of selected energy sectors provided by national input-output tables match the cost sums of specific inputs added across different technologies in the bottom-up approach. Due to different accounting methods (e.g. different depreciation rules) substantial data adjustments may be necessary before a consistent data base for the hybrid model is available.

¹⁵ And other relevant industries, such as energy-intensive industries (iron and steel, chemical processing etc.).

¹⁶ Data requirements for the activity analysis approach are not prohibitively high. Typically, key industries in the energy supply system such as electricity generation can be represented by means of a few discrete technologies.

¹⁷ /Böhringer 1996/ provides an empirical application of a hybrid model to the issue of coal subsidies and CO₂ emission constraints in Germany.

Appendix: algebraic summary

Algebraically the sample model is formulated as a nonlinear system of inequalities corresponding to the three classes of equilibrium conditions associated with an Arrow-Debreu general equilibrium: supply minus demand for every commodity is nonnegative, no sector earns a positive profit, and income equals expenditure for the representative consumer (Walras' law). The fundamental unknowns of the system are three vectors: non-negative prices, activity levels (production indices) and consumer incomes. In equilibrium each of these variables is linked to one inequality condition: a commodity price with a market clearance condition, an activity level with an exhaustion of product constraint and a consumer income variable with an income definition equation.

Exhaustion of product conditions

For a sector j whose production possibilities are described by means of a top-down "smooth" production function ($j \in \text{SPF}$) the substitution patterns in production are captured through nested separable CES functions.¹⁸ Production and substitution possibilities in sectors which are represented in the bottom-up approach ($j \notin \text{SPF}$) are given by a bundle of discrete Leontief technologies. The resulting zero profit condition for the production of good j in sector j is:

$$\Pi_j^y = p_j - \sum_{i \in M} a_{ij} p_i - a_j^{KLE} \prod_{i \in E} (1 + tr_i) p_i^{\alpha_{ij}} w^{\alpha_{wj}} r^{\alpha_{rj}} q_j^{\alpha_{qj}} \quad j \in \text{SPF} \quad (6-9)$$

and

$$\Pi_j^y = p_j - \sum_i (1 + tr_i) p_i - a_{Lij} w - a_{Kij} r - a_{Qij} q_j \quad j \notin \text{SPF} \quad (6-10)$$

where:

- p_j is the output price of good j ,
- a_{ij} is the fixed input coefficient of material inputs i in sectoral production of good j ,
- a_{ij}^{KLE} is the fixed input coefficient of the energy-labor-capital composite in sectoral production of good j ,
- tr_i is the ad valorem tax rate on intermediate good i ,
- w is the wage rate
- r is the rate of return on mobile capital

¹⁸ In equation (6-9) the nesting of capital, labor and energy is simplified to a single Cobb-Douglas nest. This generic nesting structure applies for the sector ROE in all simulations. For the nesting structure and nest elasticities of the sector ELE see footnotes 12 and 13.

- a_{ijt} is the fixed input coefficient of input i in technology t of sector j (analogous for inputs of labor L , mobile capital K and fixed capital $\bar{Q}$)
- q_j is the rent on sector specific capital (q_{ij} on technology specific capital of sector j)
- α_{ij} denotes the value share of energy good i in the energy-labor-capital composite of sector j
- α_{fj} denotes the value share of factor f ($f=w, r, q$) in the energy-labor-capital composite of sector j , and
- $Y_{(t)j}$ is the associated dual variable which indicates the activity level of producing good j at the sector (technology) level.

Utility (from consumption) for the two households is provided by a generic Cobb-Douglas function which combines different goods to an aggregate consumption good. The resulting zero profit condition for utility provision of household h is:

$$\Pi_h^C = p_h^C - \prod_i p_i^{\alpha_{ih}} \quad (6-11)$$

where:

- p_h^C is the price of the composite utility good for household h ,
- α_{ih} is the value share of consumption good i in the utility composite of household h , and
- c_h is the associated activity level representing aggregate consumption of household h .

Market clearance

Shepard's lemma is exploited to provide a compact representation of compensated demand and supply functions. The supply-demand balance for labor is written:

$$\bar{L} = \sum_{j \in SPF} y_j \frac{\partial \Pi_j^y}{\partial w} + \sum_{j \notin SPF} \sum_t y_{tj} \frac{\partial \Pi_{tj}^y}{\partial w} \quad (6-12)$$

where:

- $\bar{L}$ is the aggregate labor endowment.

The market clearance conditions for mobile capital is written:

$$\bar{K} = \sum_{j \in SPF} y_j \frac{\partial \Pi_j^y}{\partial r} + \sum_{j \notin SPF} \sum_t y_{tj} \frac{\partial \Pi_{tj}^y}{\partial r} \quad (6-13)$$

where:

$\bar{K}$ is the aggregate endowment of capital.

The market clearance conditions for sector-specific capital is written:

$$\bar{Q}_j = y_j \frac{\partial \Pi_j^y}{\partial q_j} \quad j \in SPF \quad (6-14)$$

or:

$$\bar{Q}_{ij} = \frac{\partial \Pi_{ij}^y}{\partial q_{ij}} \quad j \notin SPF \quad (6-15)$$

where:

$\bar{Q}_j$ is the endowment of sector-specific capital and $\sum_t \bar{Q}_{ij} = \bar{Q}_j$.

Produced goods enter intermediate demand for the production of producer goods, final consumer demand and export demand. The market clearance condition for each domestically produced commodity is written:

$$y_i = \sum_{j \in SPF} y_j \frac{\partial \Pi_j^y}{\partial p_i} + \sum_{j \notin SPF} \sum_t y_{ij} \frac{\partial \Pi_{ij}^y}{\partial p_i} + \sum_h c_h \frac{\partial \Pi_h^c}{\partial p_i} + EX_i \quad (6-16)$$

where:

y_{ij} equals $\sum_t y_{ij}$ $j \notin SPF$, and

EX_i is the export of good i to the rest of the world.

As to the trade balance with respect to rest of the world a simple foreign closure rule for a small open economy is used: CIF import prices and FOB export prices are exogenous and unaffected by the level of imports and exports. The trade balance equation (trade closure) is written:

$$\sum_i \bar{p}_i^X EX_i = \sum_i \bar{p}_i^M IM_i \quad (6-17)$$

where:

$\bar{p}_i^M$ is the given international price of the imported good i,

$\bar{p}_i^x$ is the given international price of the exported good i ¹⁹, and
 IM_i is the import demand of good i .

Income balance of households

The income of the households can be written as:

$$c_h P_h^C = (w \bar{L}_h + r \bar{K}_h + \sum_{j \in SPF} \bar{Q}_{jh} q_j + \sum_{j \notin SPF} \sum_i \bar{Q}_{ijh} q_{ij} + \theta_h \sum_i tr_i p_i (\sum_{j \in SPF} \frac{\partial \Pi_j^y}{\partial p_i} y_j + \sum_{j \notin SPF} \sum_i \frac{\partial \Pi_{ij}^y}{\partial p_i} y_{ij})) \quad (6-18)$$

where:

θ_h is the share of household h in overall tax revenues²⁰,

$\bar{L}_h$ is the labor endowment of household h ($\sum_h \bar{L}_h = \bar{L}$),

$\bar{K}_h$ is the endowment of household h in mobile capital ($\sum_h \bar{K}_h = \bar{K}$), and

$\bar{Q}_{(ij)h}$ is the endowment of household h in fixed capital at the sector (single technology) level ($\sum_h \bar{Q}_{(ij)h} = \bar{Q}_{(ij)}$).

¹⁹ The associated (dual) variable with this constraint indicates the real exchange rate relative to the rest of the world (e.g. DM/US\$).

²⁰ In the numerical computations it is assumed that tax revenues accrue in equal shares to the households HH_1 and HH_2.

References

/Bergman 1988/

Bergman, L.: Energy Policy Modeling: A Survey of General Equilibrium Approaches. *Journal of Policy Modeling* 10(1988), pp 377-399

/Böhringer 1996/

Böhringer, C.: Allgemeine Gleichgewichtsmodelle als Instrument der energie- und umweltpolitischen Analyse". Peter Lang - Europäischer Verlag der Wissenschaften. Frankfurt 1996

/Burniaux et al. 1992/

Burniaux et al.: The Costs of Reducing CO₂-Emissions: Evidence from GREEN. OECD Economics and Statistics Department Working Paper, No. 115, 1992

/Chipman 1974/

J. Chipman: Homothetic preferences and aggregation, *Journal of Economic Theory* 8(1974), pp 26-38

/Cottle, Pang 1992/

R. W. Cottle, J.S. Pang: The Linear Complementarity Problem. Academic Press. 1992

/Dirkse, Ferris 1995/

Dirkse, S.; Ferris, M.: The PATH-Solver: A Non-Monotone Stabilization Scheme for Mixed Complementarity Problems, *Optimization Methods & Software*. 1995, forthcoming

/Dixon 1975/

Dixon, P.B: The Theory of Joint Maximization. Amsterdam 1975

/Erdmann 1992/

Erdmann, G.: Energieökonomik: Theorie und Anwendungen, S. 116-117. Stuttgart 1992

/Ginsburgh, Waelbroeck 1981/

Ginsburgh, V.A.; Waelbroeck, J.L.: Activity Analysis and General Equilibrium Modeling. Amsterdam 1981

/Grubb et al. 1993/

Grubb, M. et al.: The costs of limiting fossil-fuel CO₂ emissions: a survey and analysis. *Annual Review of Energy and the Environment*, Vol. 18(1993)

/Koopmans 1951/

Koopmans, T.C.: Activity Analysis of Production and Allocation, p 13. Monograph/Cowles Commission for Research in Economics. New York 1951

/Manne, Richels 1991/

Manne, A.; Richels, R.G.: Global CO₂ emission reductions - the impact of rising energy costs. *The Energy Journal*, 12(1991), pp 87-108

/Mathiesen 1985/

Mathiesen, L.: Computation of Economic Equilibrium by a Sequence of Linear Complementarity Problems, in: Manne, A.: *Economic Equilibrium - Model Formulation and Solution*, Mathematical Programming Study 23(1985), pp 144-162

/Negishi 1960/

Negishi, T.: *Welfare Economics and Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy*, *Metroeconomica*, 1960, pp 93-98

/Perroni, Rutherford 1995/

Perroni, C.; Rutherford, T.F.: Regular flexibility of nested CES functions". *European Economic Review*, 1995, forthcoming

/Rutherford 1987/

Rutherford, T.F.: *General Equilibrium Modeling with MPSGE*. Ph.d. thesis, Department of Operations Research, Stanford University. Stanford 1987

/Rutherford 1992/

Rutherford, T.F.: *Sequential Joint Maximization*. Discussion paper, Department of Economics, University of Colorado. 1992

/Rutherford 1994a/

Rutherford, T.F.: *Extensions of GAMS for Complementarity Problems arising in Applied Economic Analysis*. Discussion paper, Department of Economics, University of Colorado. 1994

/Rutherford 1994b/

Rutherford, T.F.: *Applied general equilibrium modelling with MPSGE as a GAMS subsystem*. Discussion paper, Department of Economics, University of Colorado. 1994

/Samuelson 1956/

Samuelson, P.A.: Social Indifference Curve, *Quarterly Journal of Economics* 70(1956)

/Weyant 1985/

Weyant, J.P.: General Economic Equilibrium as a Unifying Concept in Energy Economic Modeling, *Management Science* 31(1985), pp 548-563

7 Modellkopplungen im MESAP-Instrumentarium

Ulrich Fahl, Markus Blesl, Uwe Remme, Christoph Weber

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart; Tel. 0711-78061-30

Email: uf@ier.uni-stuttgart.de

7.1 Einleitung

Ziel der Forschungsarbeiten am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart war in den letzten Jahren die Entwicklung und Bereitstellung eines Instrumentariums, mit dessen Hilfe Fragestellungen aus dem Bereich Energie und Umwelt problemadäquat beantwortet werden können. Das am IER entwickelte MESAP-System (**M**odulare **E**nergie**S**ystem**A**nalyse und **-P**lanung) ist ein PC-basiertes entscheidungsunterstützendes System zur Evaluierung von Handlungsmöglichkeiten und Strategien auf betrieblicher, kommunaler, regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Kernidee des Konzepts von MESAP ist die Standardisierung der Datenschnittstelle für Energiesystemdaten. Dies wird durch eine klare Trennung zwischen der Topologie des Energiesystems, der Datenbasis und der mathematischen Struktur des Modells erreicht. Die Topologie der Energiesysteme wird dabei generell in Form eines Netzwerks, dem „Referenzenergiesystem“ (RES), abgebildet. Jedes MESAP-Planungsinstrument besitzt die selbe Architektur. So steht jedem MESAP-Planungsinstrument die einheitliche Bedienoberfläche von MESAP und die entscheidungsunterstützenden Komponenten für die verschiedenen Schritte der Energieplanung zur Verfügung.

Hinsichtlich der Planungsinstrumente sind derzeit Tools für das Energiemanagement von Versorgungsunternehmen im liberalisierten Strom- und Gasmarkt (PROFAKO), ein Tool zur Investitionskalkulation (INCA), ein Tool zur Erstellung von Simulationsmodellen (PlaNet), ein Angewandtes Allgemeines Gleichgewichtsmodell (NEWAGE) sowie die Optimierungsmodelle E³Net und TIMES in MESAP verfügbar (vgl. Abb. 7-1) /Schaumann et al. 1998/. Im Zusammenhang mit der Fragestellung der Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen sind hiervon die Module NEWAGE, PlaNet und E³Net bzw. TIMES relevant. Die grundlegenden Arbeiten, die mit NEWAGE am IER Stuttgart durchgeführt worden sind, sind auch in die Entwicklung des Modellansatzes PACE eingeflossen, der vom ZEW Mannheim genutzt wird /Böhringer et al. 2002/.

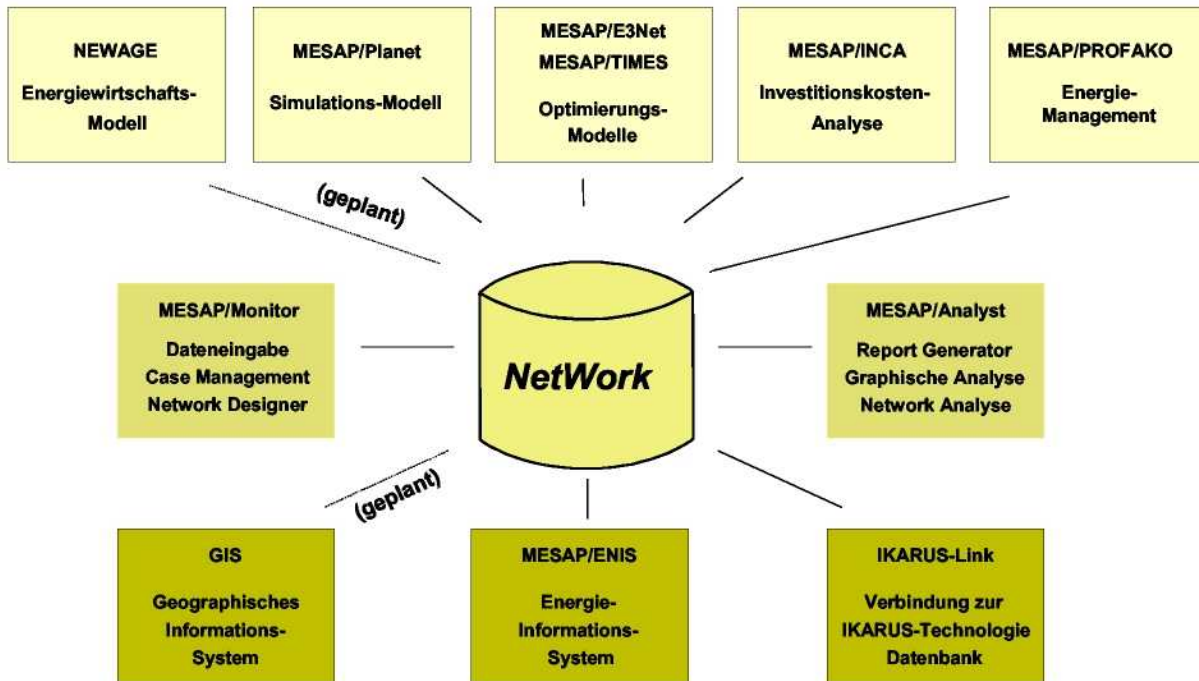


Abb. 7-1: Komponenten des MESAP-Instrumentariums

Bezüglich der Modellkopplungen von Energiesystemmodellen und Wirtschaftsmodellen wurden im Rahmen des MESAP-Instrumentariums sowohl Softlinks als auch Hardlinks umgesetzt (vgl. Abb. 7-2). So wurde, aufbauend auf dem Simulationsmodell PlaNet, ein verbraucherorientiertes Energie- und Beschäftigungsmodell E³life entwickelt /Weber 1999/, das es erlaubt, zum einen notwendige Inputdaten für ein prozesstechnisches Energiesystemmodell zu generieren als auch zum anderen die Ergebnisse eines Energiesystemmodells hinsichtlich der Beschäftigungseffekte weiter auszuwerten. Im Rahmen einer weiteren Modellkopplung wurde durch einen Hardlink das prozesstechnische Energiesystemmodell um eine makroökonomische Komponente erweitert. Sowohl die realisierten Softlinks als auch der Hardlink des prozesstechnischen Energiesystemmodells werden im Folgenden näher vorgestellt.

7.2 Verbraucherorientiertes Energie- und Beschäftigungsmodell E³life

Das Modell E³life analysiert die verschiedenen energie- und umweltrelevanten Entscheidungen der Haushalte in einem integrierten Ansatz und berücksichtigt sowohl direkte als auch indirekte Auswirkungen auf Energienachfrage, Emissionen und Beschäftigung. Dabei werden durchweg elf verschiedene Haushaltstypen unterschieden, deren energierelevantes Verhalten auf der Basis von Querschnittsdaten analysiert wird. Die ermittelten ökonometrischen Schätzergebnisse bilden die Grundlage für eine detaillierte Simulation möglicher zukünftiger Entwicklungen, wobei hier exogene Vorgaben zu demographischen, wirtschaftlichen und technischen Entwicklungen in der Zukunft einfließen.

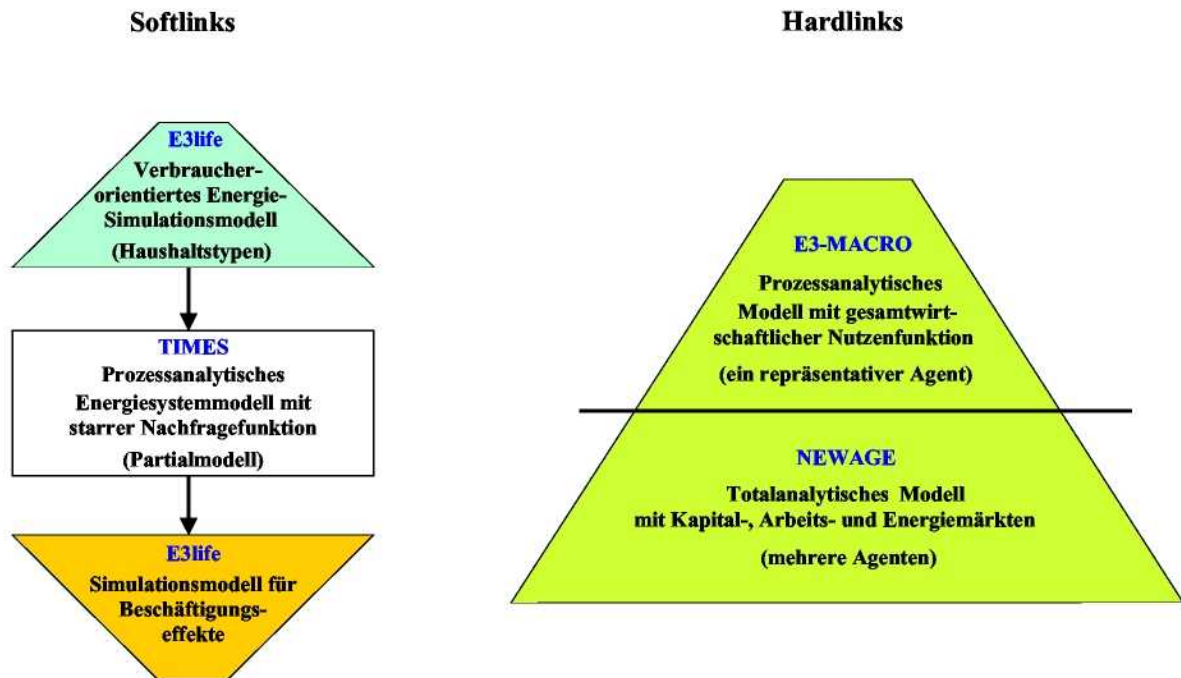


Abb. 7-2: Energie- und Wirtschaftsmodelle im MESAP-Instrumentarium

Die Struktur des Modells ist in Abb. 7-3 dargestellt. Inputdaten zur Entwicklung der Bevölkerung und dem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes werden im Modul INPUT exogen vorgegeben. Im Modul SOCEC werden damit für die einzelnen Haushaltstypen (z. B. junge Singles oder junge Familien) die wesentlichen sozioökonomischen Charakteristika wie Einkommen und ggf. Anzahl der Kinder ermittelt. Diese gehen dann in das Modul DWEL ein, in dem die entsprechende Entwicklung der Wohnfläche und die Aufteilung auf verschiedene Gebäudetypen ermittelt wird. Zusammen mit exogenen Vorgaben zur Entwicklung der Nutzenergienachfrage und der Beheizungsstruktur kann hier auch der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser bestimmt werden. Im Fall der Modellkopplung mit dem Energiesystemmodell TIMES wird jedoch die Wohnfläche an TIMES übergeben und im Energiesystemmodell endogen die optimale Heizungsstruktur und Wärmedämmung bestimmt.

Die Ausstattung mit Pkw und Elektrogeräten wird im Modell E³life im Modul OWN&USE ermittelt. Dabei gehen wiederum die sozioökonomischen Charakteristika der verschiedenen Haushalte ein, aber auch Wohnungscharakteristika, da die empirischen Analysen gezeigt haben, dass die Ausstattung mit Elektrogeräten auch von der verfügbaren Wohnfläche und dem Gebäudetyp abhängt. Zum Beispiel sind in Einfamilienhäusern ceteris paribus deutlich mehr Gefriergeräte zu finden als in Mehrfamilienhäusern. Auch die Nutzung von Geräten und Pkws wird im Modul OWN&USE in Abhängigkeit von Haushaltscharakteristika ermittelt. Diese Nutzung kann entweder als Nutzungsindex im Vergleich zum Basisjahr oder, bei Vorgabe der spezifischen Energieverbräuche von Geräten bzw. Pkws, auch direkt als Endenergie ermittelt werden.

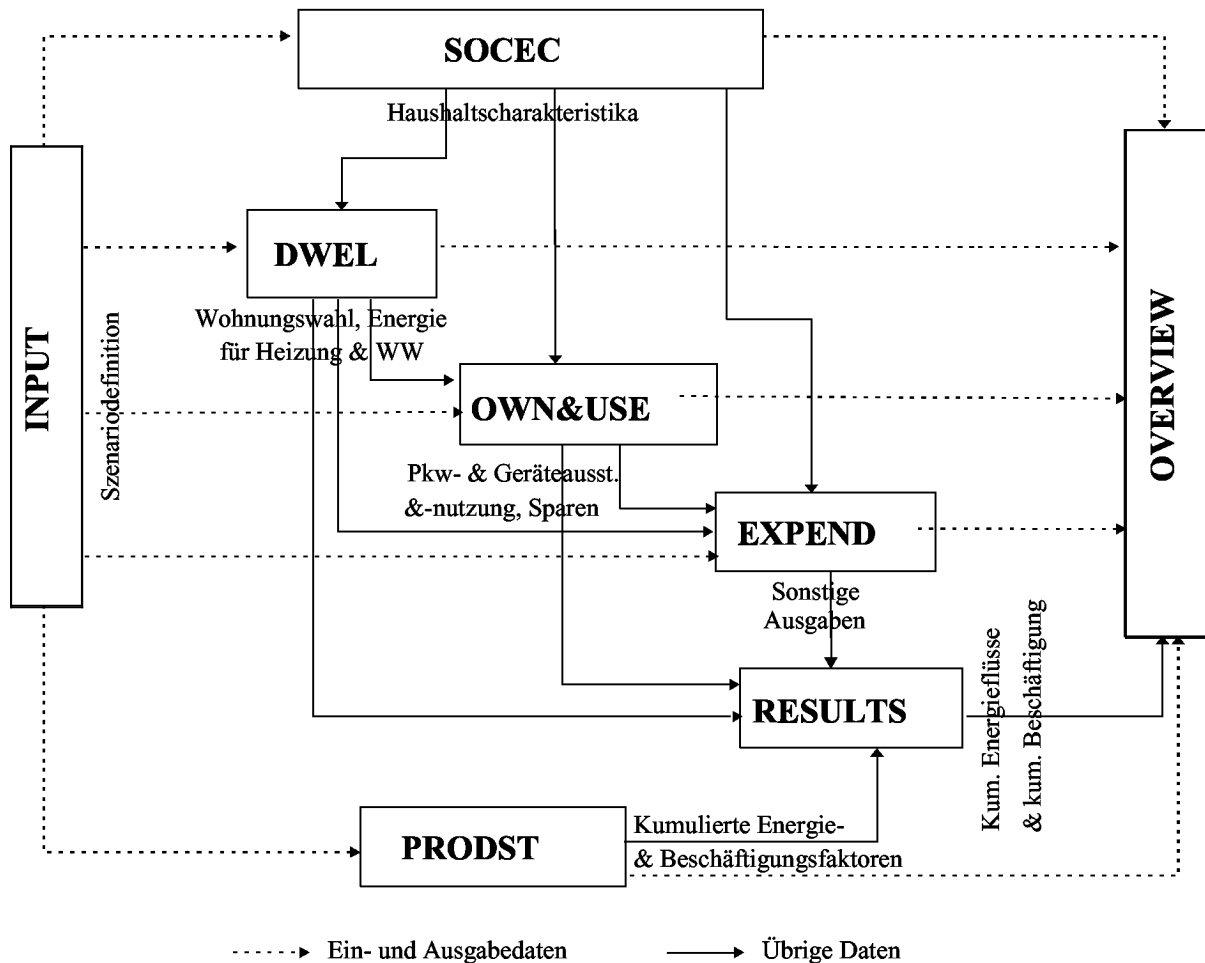


Abb. 7-3: Module und Verknüpfungen im Simulationsmodell E³life

Neben diesen unmittelbar energie- und umweltrelevanten Entscheidungen werden im Modell E³life auch die übrigen Haushaltsausgaben betrachtet. Dazu wird im Modul EXPEND deren Aufteilung nach Ausgabekategorien in Abhängigkeit vom verfügbaren Einkommen nach Abzug der für Wohnung, Pkw, Geräte und Sparen aufgewendeten Beträge analysiert. Dabei wird selbstverständlich auch der Einfluss anderer sozioökonomischer Faktoren, wie etwa der Haushaltgröße, auf die Ausgaben berücksichtigt.

Sämtliche Haushaltsausgaben sowie die Haushaltsenergieverbräuche werden mit Energie-, Emissions- und Beschäftigungsfaktoren verknüpft, die im Modul PRODST ermittelt werden. Das Modul PRODST enthält ein gemischt monetär-energetisches Input-Output-Modell, das eine Ermittlung der kumulierten Effekte einer Energie- oder sonstigen Nachfrage ermöglicht. Die in PRODST berechneten Energie-, Emissions- und Beschäftigungsfaktoren werden im Modul RESULTS mit den zuvor ermittelten Energieverbräuchen und Ausgaben verknüpft um die kumulierten Energieverbräuche, Emissionen und Beschäftigungseffekte zu bestimmen.

Die wesentlichen Ergebnisse der verschiedenen Berechnungs-Module werden im Modul OVERVIEW zusammengefasst, so dass auch Szenariovergleiche ohne großen Aufwand möglich sind.

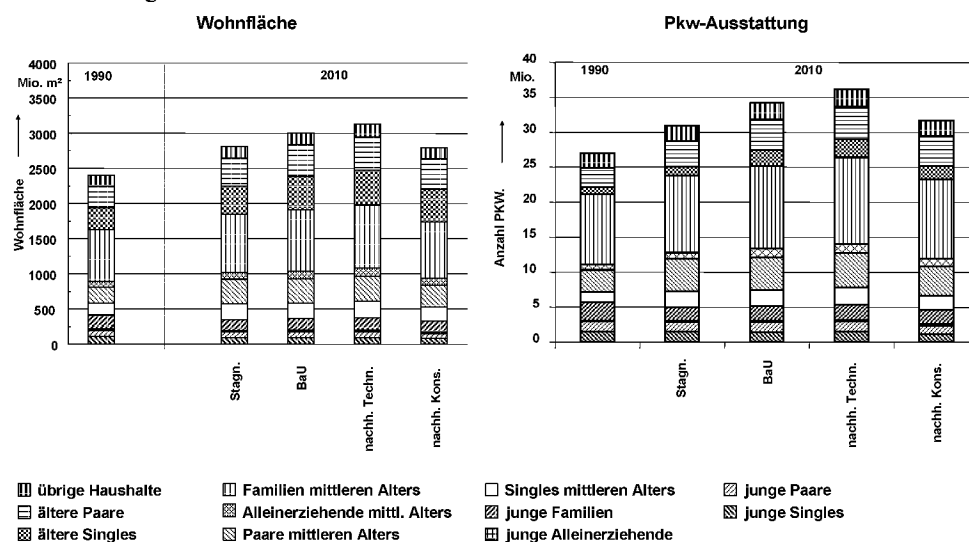


Abb. 7-4: Entwicklung der Wohnfläche und der Pkw-Ausstattung der privaten Haushalte in den alten Bundesländern

Die Anwendung dieses am IER Stuttgart entwickelten Modells für einen Softlink mit einem Energiesystemmodell wird beispielhaft für vier Szenarien (Stagnation, Business-as-Usual (BaU), Nachhaltige Technologie, Nachhaltiger Konsum) anhand der Entwicklung der Wohnfläche und der Pkw-Ausstattung als Inputgrößen des Energiesystemmodells dargestellt (vgl. Abb. 7-4). Die Ergebnisse (hier noch für die alten Bundesländer) zeigen, dass sowohl bei der Wohnfläche als auch bei der Pkw-Ausstattung im Zeitverlauf noch ein weiterer Zuwachs zu erwarten ist. Der Zuwachs hängt sowohl von der Entwicklung der Anzahl der Haushalte als auch der Entwicklung der Haushaltseinkommen ab. Während die Anzahl der Haushalte bei allen hier betrachteten Szenarien von 28,8 Millionen im Jahr 1990 auf 31,5 Millionen im Jahr 2010 steigt, gibt es bei den Haushaltseinkommen hingegen erhebliche Unterschiede. Die Wachstumsraten variieren zwischen 0,6 % pro Haushalt und Jahr in den Szenarien Stagnation und Nachhaltiger Konsum und 2,4 % pro Haushalt und Jahr im Szenario Nachhaltige Technologie. Dies hat zur Folge, dass die Wohnfläche von 2,4 Mrd. m² auf 2,8 Mrd m² bis 3,1 Mrd. m² steigt. Die Pkw-Ausstattung wächst von 27,1 Mio. auf 30,9 Mio. bis 36,2 Mio. Fahrzeuge. Hier zeigt sich auch, dass die Pkw-Ausstattung nicht nur von der durchschnittlichen Einkommensentwicklung abhängig ist sondern auch von der Einkommensverteilung. Im Szenario Nachhaltiger Konsum ist die Pkw-Ausstattung mit 31,7 Mio. Fahrzeugen deutlich höher als im Szenario Stagnation mit 30,9 Mio., obwohl die durchschnittliche Wachstumsrate der Haushaltseinkommen in beiden Szenarien die selbe ist. Da

aber im Szenario Nachhaltiger Konsum die Haushaltstypen mit niedrigem Einkommen überproportionale Einkommenszuwächse verzeichnen, nimmt ihre Pkw-Ausstattung stark zu. Dies führt insgesamt zu einem stärkeren Anstieg der Pkw-Ausstattung als im Szenario Stagnation, bei dem die Haushaltstypen mit niedrigem Einkommen unterproportionale Wachstumsraten verzeichnen.

Eine weitere Anwendung des Modells E³life ist in Tabelle 7-1 dargestellt. Hier wurden die kumulierten Beschäftigungseffekte der Einführung der Wärmeschutzverordnung 1995 analysiert (vgl. /Jeeninga u. a. 1999/). Mit dem integrierten Modellansatz von E³life können sowohl die direkten als auch die indirekten Effekte ermittelt werden. Dabei wird zunächst ein positiver Arbeitsplatzeffekt von annähernd 100.000 Beschäftigungsjahren durch die Anfangsinvestition im Betrachtungsjahr 1995 ermittelt. Dem stehen allerdings im weiteren Zeitverlauf negative Beschäftigungseffekte in Höhe von 3.000 bis 4.000 Beschäftigungsjahren pro Jahr gegenüber. Diese sind zum kleineren Teil auf einen mit dem Energie-minderverbrauch verbundenen Beschäftigungsrückgang zurückzuführen, zum größeren Teil aber auf den mit der Anfangsinvestition verbundenen Budgeteffekt – dieser führt dazu, dass in den Folgejahren weniger Geld für Konsumzwecke zur Verfügung steht. Alles in allem ergibt sich jedoch über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren ein positiver Beschäftigungseffekt von 40.000 Beschäftigungsjahren.

Ebenso kann das Modell E³life auch eingesetzt werden, um die Beschäftigungseffekte unterschiedlicher Szenarien, die mit einem Energiesystemmodell ermittelt wurden, zu evaluieren.

Insgesamt ermöglicht der Softlink zwischen dem verbraucherorientierten Energie- und Beschäftigungsmodell E³life und einem Energiesystemmodell eine detaillierte und konsistente Analyse der Energienachfrage. Dabei werden insbesondere Wechselwirkungen zwischen dem Konsum der Haushalte und der Produktion in den Industriesektoren konsistent abgebildet. Auch werden die Interdependenzen zwischen verschiedenen Energiedienstleistungen berücksichtigt und sowohl Entwicklungen im Bestand als auch in der Nutzung verschiedener Energieanwendungen erfasst. Somit wird es möglich, einen Nachfragevektor für das Energiesystemmodell zu erzeugen, der die Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen zu wirtschaftlichen, demographischen und technischen Entwicklungen konsistent berücksichtigt. Unberücksichtigt bleiben allerdings bei diesem Softlink die Rückwirkungen unterschiedlicher Preisniveaus für Endenergie bzw. Energiedienstleistungen auf die Nachfrage.

Weiterhin ist es mit Hilfe des Softlinks auch möglich, die Beschäftigungseffekte unterschiedlicher Szenarien aus dem Energiesystemmodell detailliert zu evaluieren. Dabei werden sowohl die direkten Effekte veränderter Energie- und Technologienachfragen berücksichtigt als auch die indirekten Budgeteffekte. Nicht einbezogen werden allerdings Einflüsse auf das Wirtschaftswachstum. Damit eignet sich der Softlink zur detaillierten Evaluierung von Einzelmaßnahmen, stößt allerdings bei der Modellierung von gesamtwirtschaftlichen

Auswirkungen, insbesondere Wachstumseffekten, an seine Grenzen. Diese können jedoch unter den Prämissen eines neoklassischen Wachstumsmodells im Rahmen der nachfolgend diskutierten makroökonomischen Erweiterung eines Energiesystemmodells berücksichtigt werden.

Tabelle 7-1: Beschäftigungseffekte durch die Wärmeschutzverordnung 1995

Annahmen:	Gesamtausgaben	5340 MEuro	Mittlere Lebensdauer	30 Jahre
			Resultierende Energieeinsparung	20 PJ pro Jahr
	Verteilung nach Typ		Verteilung nach Energieträger	
	Gebäude & Ausrüstung	87 %	Erdgas	70 %
	Mehrwertsteuer	13 %	Heizöl	26 %
		Kohlen	4 %	

Ergebnisse:	[1000 Beschäftigtenjahre]		1995	2000	2010
	Bruttoeffekt durch Anfangsinvestition		99.1	0.0	0.0
	Bruttoeffekt durch Energieeinsparung		-1.5	-1.4	-1.1
	Kompens. Effekt durch Veränd. des Haushaltsbudgets		-3.2	-2.7	-2.0
	Kompens. Effekt durch Veränd. der Staatsausgaben		0.0	0.0	0.0
	Gesamteffekt		94.4	-4.1	-3.1
			1995 – 2010		
	Kumulierter Beschäftigungseffekt		40.1		
	davon:	Vollzeitbeschäftigte	41.1		
		Teilzeitbeschäftigte	-1.0		

7.3 Makroökonomische Erweiterung eines Energiesystemmodells

Energiesystemmodelle sind prozessanalytische Modelle, die die physikalisch-technischen Prozesse innerhalb der Energiewirtschaft abbilden. Sie dienen als Planungsmodelle für den Energiesektor. Nach dem Konzept des *Referenzenergiesystems* (RES) wird das reale Energiesystem in Form einer Netzwerkabbildung von der Ebene der Primärenergie bis zu den Nachfragekategorien auf der Ebene der Nutzenergie oder Energiedienstleistungen dargestellt (siehe Abb. 7-5).

Der Modellansatz entspricht einer speziellen Form des Partiellen Gleichgewichtsmodells, in dem das preisabhängige Angebot der Güter auf den jeweiligen Endverbrauchermärkten mit einer fixen Nachfrage zur Deckung gebracht wird und die Preiselastizitäten der Nachfrage zu Null gesetzt werden. Für eine vorgegebene Nachfrage nach Energiedienstleistungen oder Nutzenergie ermitteln die Energiesystemmodelle die unter den jeweiligen Randbedingungen optimale (meist kostenminimale) Energieversorgungsstruktur.

Der prozesstechnische *Bottom-up*-Ansatz der Energiesystemmodelle erlaubt auf der Angebotsseite einen hohen Detaillierungsgrad an Technologien zur Beschreibung der Energie-

gewinnung, -umwandlung und -bereitstellung, die in ihren Prozesseigenschaften, Investitionen und zugehörigen Kosten abgebildet werden. Dieser disaggregierten Darstellung steht auf der Nachfrageseite eine fest vorgegebene Menge der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsnachfrage entgegen, die über die Restriktionen des Optimierungsproblems formuliert wird.

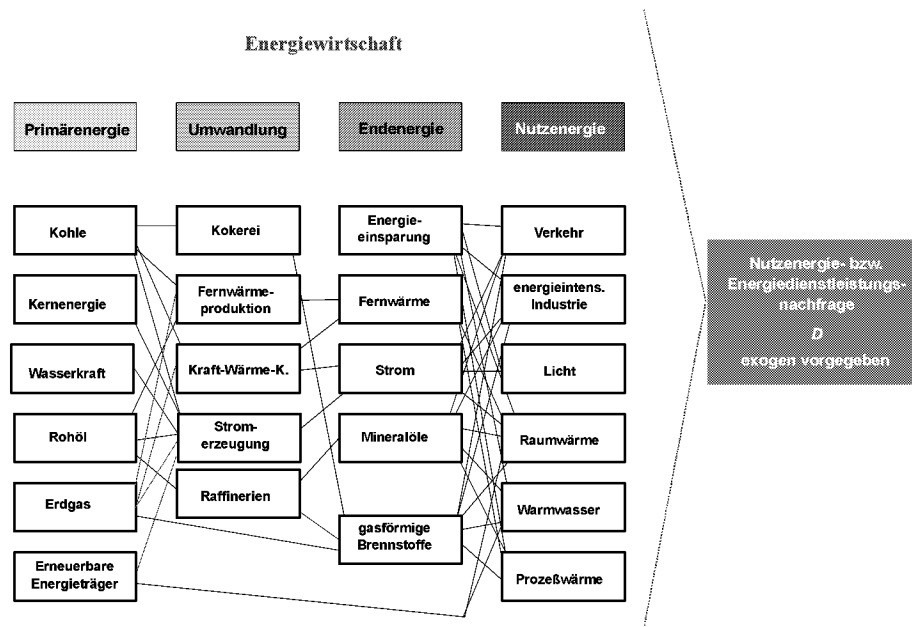


Abb. 7-5: Netzwerkstruktur in einem prozesstechnischen Energiesystemmodell

Die lineare Formulierung des prozessanalytischen Ansatzes ermöglicht die Beschreibung des Partiellen Gleichgewichtssystems als lineares Optimierungsproblem. Das Zielkriterium der prozesstechnischen Modellansätze der Energiewirtschaft ist die Bestimmung der minimalen Gesamtkosten der Erzeugung für die Deckung des nachgefragten Bedarfs an Endenergie, Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Die dynamischen Ansätze der prozesstechnischen Energiesystemmodelle beinhalten oftmals zusätzlich die Annahme der vollständigen Voraussicht. Die Erzeugungstechnologien und Energieträger stehen auf den Energiemärkten im Wettbewerb und garantieren so eine kostenminimale Deckung der vorgegebenen Nachfrage. Damit ergibt sich für die Zielfunktion die folgende Gestalt:

$$\min. \quad Z(x) = \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \sum_{i=1}^v c_i(t) \cdot x_i(t) \quad (7-1)$$

unter den Nebenbedingungen:

$$\sum_{i=1}^v a_{i,j} \cdot x_i \leq r_j \quad (\text{für } j=1 \dots w)$$

$$x_i \geq 0 ; \quad x_i \in R \quad (\text{für } i=1 \dots v)$$

mit:

- Z - Zielfunktion
- c - Koeffizient
- a - Koeffizient der Nebenbedingungen
- x - Entscheidungsvariable
- r - Restriktionskonstante
- t - Laufvariable der Zeit

Indizes:

- i - Laufindex für die i -te Entscheidungsvariable
- j - Laufindex für die j -te Restriktion
- v - Anzahl der Entscheidungsvariablen
- w - Anzahl der Restriktionen

In der Formulierung der prozesstechnischen Energiemodelle als lineare Optimierungsmodelle können die Entscheidungsvariablen x_i als die Aktivitäten der Erzeugungstechnologien i des Realsystems und die Koeffizienten c_i der Zielfunktion als die zugehörigen Kostenkoeffizienten interpretiert werden, die sich aus der Summe der Investitionen, Betriebs- und Fixkosten ergeben.

Die duale Interpretation des Optimierungsproblems aus Gleichung (7-1) führt zu der Grenzkostenkurve der Erzeugung. Sie stellt die inverse Angebotsfunktion dar, wobei das jeweilige Kostenniveau dem Wert der dualen Variablen entnommen werden kann. Das Integral der Erzeugungskostenfunktion stellt die Gesamtkosten der Erzeugung dar. Der Verlauf der inversen Angebotsfunktion ergibt sich als Stufenfunktion aus der linearen Beschreibung des Energiesystems und repräsentiert die marginalen Kosten der Bereitstellung für die nachgefragten Energiemengen der jeweiligen Nachfragekategorien (vgl. Abb. 7-6). Das Fehlen preisinduzierter Optionen zur Reduzierung der Nachfrage führt dagegen zu einer Geraden mit unendlicher Steigung als Nachfragefunktion.

Es bestehen nun verschiedene Möglichkeiten, sich von der Modellierung einer starren Nachfragefunktion zu entfernen. So führt bereits die in Energiesystemmodellen gängige lineare Modellierung von Technologieoptionen /Fahl u. a. 1999/, die für unterschiedliche Preisniveaus Möglichkeiten der Energieeinsparung realisieren, zu einer gestuften Funktion auf der Nachfrageseite (vgl. Abb. 7-6). Die Schrittweite und Stufung der Nachfragefunktion resultieren aus den Einsparpotenzialen und den zugehörigen Minderungskosten der abge-

bildeten Maßnahmen. Technische Möglichkeiten einer preisinduzierten Änderung von Endenergie- bzw. Nutzenergienachfrage sind beispielsweise:

- Energieträger-Substitution,
- Prozess-Substitution,
- Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz (z. B. durch Substitution von Prozessen) oder
- technische Maßnahmen zur Verminderung des Nutzenergiebedarfs (z. B. Maßnahmen an der Gebäudehülle im Raumwärmesektor).

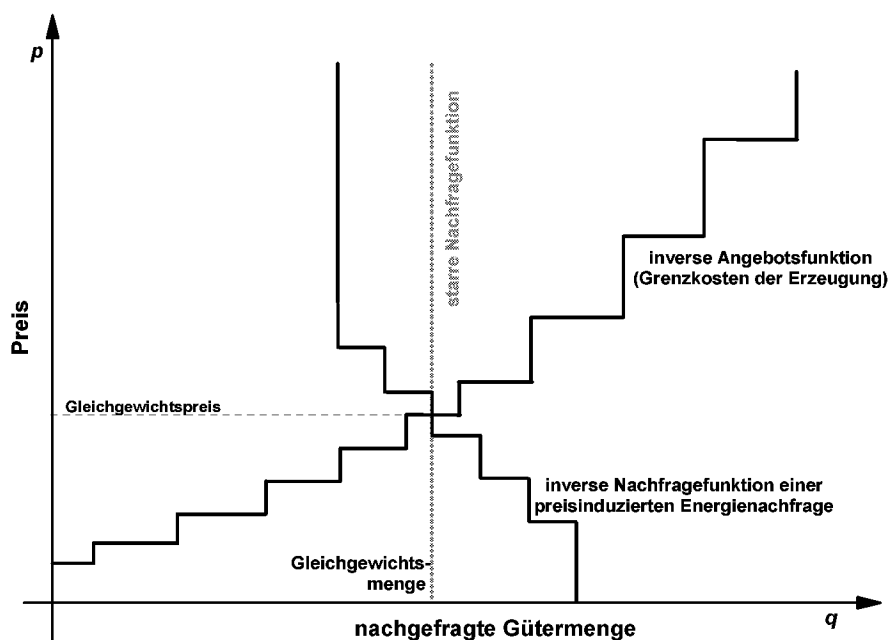


Abb. 7-6: Gleichgewichtszustände in einem linearen Energiesystemmodell mit starrer und preisinduzierter Energienachfrage

Eine weitere Möglichkeit zur Ablösung von der starren Nachfragefunktion stellt neben der Einführung einer preiselastischen Nachfragefunktion /Loulou 1994/, /Regemorter 1995/ die Integration der Energiewirtschaft in ein gesamtwirtschaftliches Gleichgewichtssystem einer geschlossenen Volkswirtschaft in Form des Ramsey-Modells /Ramsey 1928/ dar. Hier ist die Erwartungsbildung der Wirtschaftssubjekte durch eine perfekte Voraussicht geprägt. Die Volkswirtschaft ist geschlossen, internationale Handelsverflechtungen, Steuern oder Subventionen finden keine Berücksichtigung. Diese Grundform eines intertemporalen Gleichgewichtsmodells wird um die explizite Berücksichtigung der Energiewirtschaft in der Produktionsfunktion und der Allokationsgleichung ergänzt /Laege 2001/. Die hier gewählte

Form der Kopplung eines intertemporalen Gleichgewichtsmodells mit einem prozesstechnischen Modell geht auf die Verknüpfung des Stromerzeugungssektors mit der übrigen Volkswirtschaft in dem Modellsystem ETA-MACRO zurück /Manne 1979/. Sie ist von Manne und Wene auf das Modellsystem MARKAL-MACRO übertragen worden /Manne, Wene 1992/.

Die Entwicklung der intertemporalen gesamtwirtschaftlichen Produktion wird durch eine Produktionsfunktion beschrieben, die gemäß der neoklassischen Produktionstheorie den Zuwachs an gesamtwirtschaftlichem Output Y ausschließlich durch die Veränderung der jeweiligen Inputfaktoren erklärt. In dem für diesen Ansatz gewählten Aggregationsgrad der Volkswirtschaft werden die Einsatzfaktoren Kapitalstock K und Arbeitspotenzial L um den Produktionsfaktor Energie E ergänzt:

$$Y = f(K, L, E) \quad (7-2)$$

mit:

- Y - gesamtwirtschaftliche Produktion
- f - Funktion
- K - Kapitalstock
- L - Arbeitspotenzial
- E - Energie

Kapital und Arbeit können untereinander entsprechend der *Cobb-Douglas*-Produktionsfunktion substituiert werden. Das Aggregat aus Kapital und Arbeit wiederum kann den Produktionsfaktor Energie substituieren. Das Verhältnis der Einsatzfaktoren wird durch eine substitutionale *CES*-Funktion (*Constant Elasticity of Substitution*)¹ beschrieben, die aus zwei miteinander verschachtelten Hauptkomponenten besteht (*nested CES*-Funktion). Da auch im Haushaltssektor eine Transformation von Kapital, Arbeit und Energie stattfindet, können die Energiedienstleistungen als Produktionsfaktor aufgefasst und in das Verschachtelungsschema eingebracht werden. Damit ergibt sich für die um den Produktionsfaktor Energie erweiterte intertemporale Produktionsfunktion für einen diskreten Zeitpunkt t folgender Zusammenhang:

$$Y_t = \left[a \cdot K_t^{\rho \cdot \alpha} \cdot L_t^{\rho \cdot (1-\alpha)} + \sum_m b_m \cdot D_{t,m}^{\rho} \right]^{\frac{1}{\rho}} \quad (7-3)$$

¹ Funktionen vom Typ der *Constant Elasticity of Substitution (CES)* sind linear homogene Produktionsfunktionen mit konstanten Skalenerträgen. Sie werden in der ökonomischen Literatur bevorzugt verwendet und beruhen auf empirischen Schätzungen der Substitutionselastizität jeweils zweier Inputfaktoren. Die *CES*-Funktion geht als Sonderfall genau dann in eine *Cobb-Douglas*-Produktionsfunktion über, wenn sich die Substitutionskonstante ρ dem Zahlenwert 0 nähert. Sämtliche Funktionen vom Typ *CES* oder *Cobb-Douglas* genügen den Kriterien der Integrierbarkeit.

mit:

- Y - gesamtwirtschaftliche Produktion
 - K - Kapitalstock
 - L - Arbeitspotential
 - D - Energienachfrage als Produktionsfaktor
 - a - Niveaunkonstante der Produktionsfunktion
 - b - Koeffizient
 - α - partielle Produktionselastizität des Kapitals
 - ρ - Substitutionskonstante
- Indizes:
- t - Zeit
 - m - Nachfragekategorie des Energiesektors

Die erste Komponente stellt den Zusammenhang der Substitution zwischen den Einsatzfaktoren Kapitalstock und Arbeitspotential in Form einer *Cobb-Douglas*-Funktion dar. Der zweite Term beschreibt den Einsatzfaktor Energie als die aggregierte und gewichtete Summe unterschiedlicher Nachfragekategorien des Energiesektors, die im prozesstechnischen Modellteil abgebildet sind. Die Struktur der Verschachtelung zeigt Abb. 7-7.

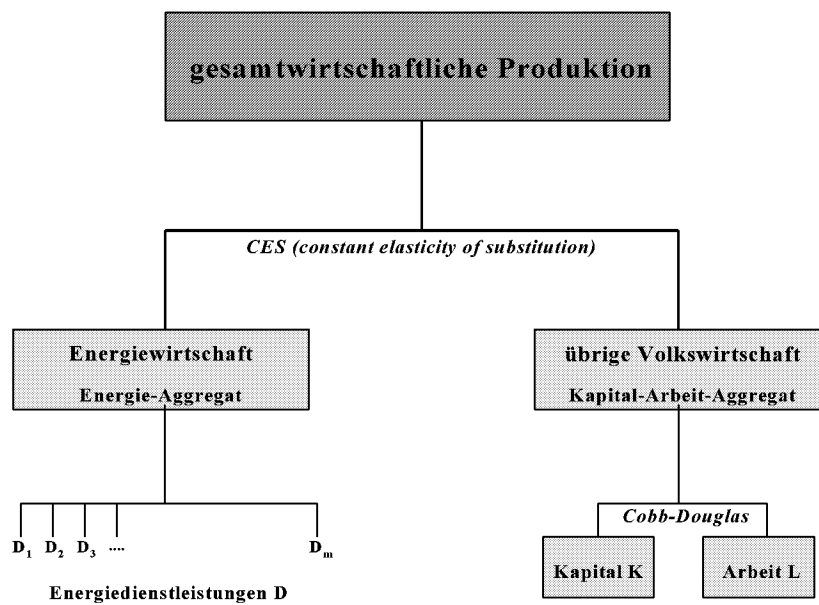


Abb. 7-7: Struktur der geschachtelten Produktionsfunktion der makroökonomischen Modellkomponente

Die Substitutionselastizität σ ist als das Verhältnis der relativen Änderung des Quotienten zweier Produktionsfaktoren zur relativen Änderung der Grenzrate der Substitution dieser beiden Faktoren definiert. Für die Produktionsfaktoren Energie E und das Aggregat A_{KL} lautet die allgemeine Form der Substitutionselastizität:

$$\sigma = \left(\frac{\partial(A_{KL}/E)}{(A_{KL}/E)} \right) \bigg/ \left(\frac{\partial(P_{KL}/P_E)}{(P_{KL}/P_E)} \right) = \frac{\partial \ln(A_{KL}/E)}{\partial \ln(P_{KL}/P_E)} \quad (7-4)$$

mit:

- σ - Substitutionselastizität
- A_{KL} - Aggregat aus Kapitalstock und Arbeit
- E - Energie
- P_{KL} - Preis für das Produktionsfaktoraggregat Kapitalstock und Arbeit
- P_E - Preis für den Produktionsfaktor Energie

Für homogene Produktionsfunktionen mit konstanten Skalenerträgen wie Funktionen vom Typ *CES* kann folgende Beziehung für die Substitutionselastizität σ und die zugehörige Substitutionskonstante ρ der *CES*-Funktion ermittelt werden (vgl. /Kypreos 1996/):

$$\rho = 1 - \frac{1}{\sigma} \quad (7-5)$$

wobei:

$$0 \leq \sigma \leq \infty$$

mit

- σ - Substitutionselastizität
- ρ - Substitutionskonstante

Es wird eine einheitliche Substitutionselastizität zwischen den Produktionsfaktoren Kapital, Arbeit und Energie unterstellt, die auf empirischen Schätzungen beruht. Bei einer implizierten Einkommenselastizität von 1,0 entspricht die Substitutionselastizität genau der Preiselastizität zwischen den Einsatzfaktoren /Kypreos 1996/.

Die Entwicklung des Arbeitspotenzials wird als Effizienzindikator abgebildet und hat im Basisjahr einen Zahlenwert von 1,0. Entsprechend den *Steady-State* Annahmen steigt das Arbeitspotenzial mit der exogen vorgegebenen potentiellen Wachstumsrate der volkswirtschaftlichen Produktion:

$$L_t = L_0 \cdot \psi^{(t-t_0)} \quad (7-6)$$

mit:

- L - Arbeitspotenzial
- L_0 - Arbeitspotenzial im Basisjahr
- t_0 - Basisjahr
- ψ - Wachstumsrate
- Index:*
- t - Zeit

Die Beschreibung des Arbeitspotenzials durch Effizienzeinheiten impliziert, dass der Zuwachs sowohl auf das Anwachsen des Arbeitsangebots durch die Zunahme der Bevölkerung als auch auf zusätzliche Produktivitätsverbesserungen zurückzuführen ist. Diese Effizienzverbesserungen des Arbeitspotenzials sind als eine Form des technischen Fortschritts zu interpretieren, der einseitig auf den Produktionsfaktor Arbeit wirkt und als *Harrod-neutraler Fortschritt* bezeichnet wird.

In einer geschlossenen Volkswirtschaft wird die Veränderung des Kapitalstocks einzig durch die Abschreibung des bestehenden Kapitals und die Sparentscheidung des repräsentativen Konsumenten bestimmt. Die intertemporale Entwicklung des Kapitalstocks lautet daher:

$$K_{t+1} = (1 - \delta) \cdot K_t + (a_I \cdot I_t + (1 - a_I) \cdot I_{t+1}) \quad (7-7)$$

mit:

- K - Kapitalstock
- I - Investitionen
- a_I - Gewichtungsfaktor zur Anpassung der Investitionen
- δ - Diskontrate des Kapitalstocks
- Index:*
- t - Zeit

Das durch Gleichung (7-7) beschriebene Kapitalwachstum beruht auf der modelltheoretischen Annahme, dass der repräsentative Haushalt unendlich lang existiert. Für einen endlichen Betrachtungszeitraum, in dem energiewirtschaftliche Fragestellungen typischerweise modellhaft abgebildet werden, muss daher sichergestellt werden, dass zum Ende des Betrachtungshorizontes der Kapitalstock nicht vollständig aufgezehrt ist, wodurch ein maximaler Nutzen innerhalb des Betrachtungszeitraums erzielt würde. Dies erfolgt durch die Terminalbedingung (*terminal constraint*). Diese Restriktion stellt sicher, dass die Volkswirtschaft aus ihrem Anfangszustand in den Idealzustand des *Steady-State* innerhalb des Betrachtungszeitraums hinreichend genau konvergiert, ohne diesen jedoch innerhalb des vorgegebenen Zeitfensters zwingend zu erreichen. Andernfalls würde der Konsum der nach-

folgenden Generationen keine Berücksichtigung innerhalb des Modellzeitraums finden. Gemäß des unterstellten altruistischen Konsumverhaltens des repräsentativen Haushalts sind daher im letzten betrachteten Jahr Investitionen zu leisten, die mit derselben Rate wie die volkswirtschaftliche Produktion steigen. Der Zuwachs entspricht dann genau der Summe aus Abschreibungsrate und potentieller Wachstumsrate des Kapitalstocks, wobei letztere mit der Wachstumsrate des Arbeitspotenzials identisch ist. Entsprechend /Manne, Wene 1992/ kann die Terminalbedingung folgende Form haben:

$$I_{t_{\text{end}}} \geq (\delta + \psi) \cdot K_{t_{\text{end}}} \quad (7-8)$$

mit:

- K - Kapitalstock
- I - Investitionen
- δ - Diskontrate des Kapitalstocks
- ψ - Wachstumsrate
- Index:*
- t_{end} - Endjahr des Betrachtungszeitraums

Auf der Verwendungsseite der gesamtwirtschaftlichen Produktion lautet das Ziel die Maximierung des intertemporalen Nutzens eines repräsentativen Haushalts. Der Haushalt hat zu entscheiden, ob er den volkswirtschaftlichen Output für den gegenwärtigen Konsum oder für Investitionen verwenden will, die dann für einen zukünftigen Konsum zur Verfügung stehen (vgl. Gleichung 7-7). Gleichzeitig muss der Verbraucher Zahlungen an den Energiesektor in Form von Energiekosten (z. B. Kosten für den Bezug von Energieträgern oder Anlageinvestitionen) bestreiten, zu denen er die für die Produktion notwendigen Energiedienstleistungen beziehen kann. Damit ergibt sich eine um den Term der Energiekosten erweiterte Form der Markträumungsgleichung:

$$Y_t = C_t + I_t + E_{\text{Cost},t} \quad (7-9)$$

mit:

- Y - gesamtwirtschaftliche Produktion
- C - Konsum
- I - Investitionen
- E_{cost} - Energiekosten
- Index:*
- t - Zeit

Aus der Umformung von Gleichung (7-9) resultiert die Allokationsgleichung für den gegenwärtigen Konsum zu einem Zeitpunkt t :

$$C_t = Y_t - I_t - E_{\text{Cost},t} \quad (7-10)$$

mit:

alle Größen wie in Gleichung (7-9)

Die intertemporale Nutzenmaximierung des repräsentativen Verbrauchers stellt das Zielkriterium des resultierenden nichtlinearen Optimierungsproblems dar. Sie leitet sich entsprechend der Nutzenmaximierung aus der gesamtwirtschaftlichen Produktionsgleichung (Gleichung (7-3)) und der loglinearisierten Allokationsgleichung (Gleichung (7-10)) her. Damit ergibt sich für den Logarithmus des Gegenwartskonsums folgende Form:

$$\log C_t = \log \left[\left(a \cdot K_t^{\alpha \cdot \rho} \cdot L_t^{\rho \cdot (1-\alpha)} + \sum_m b_m \cdot D_{t,m}^{\rho} \right)^{\frac{1}{\rho}} - I_t - E_{\text{Cost},t} \right] \quad (7-11)$$

mit:

- C - Konsum
- I - Investitionen
- E_{cost} - Energiekosten
- K - Kapitalstock
- L - Arbeitspotenzial
- D - Energienachfrage als Produktionsfaktor
- a - Niveaunkonstante der Produktionsfunktion
- b - Koeffizient
- α - partielle Produktionselastizität des Kapitals
- ρ - Substitutionskonstante

Indizes:

- t - Zeit
- m - Nachfragekategorie des Energiesektors

Die intertemporale Formulierung der Zielfunktion resultiert aus der über den gesamten Betrachtungszeitraum diskontierten Summe des Gegenwartskonsums aus Gleichung (7-11). Damit ergibt sich für den intertemporalen Nutzen:

$$U = \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \theta_t \cdot \log C_t \quad (7-12)$$

wobei:

$$\theta_t = \left(\frac{1}{1+\theta} \right)^{t-t_0}$$

mit:

U - Nutzen

C - Konsum

θ - Zeitpräferenzrate

Indizes:

t - Zeit

t_0 - Basisjahr

t_{end} - Endjahr des Betrachtungszeitraums

Die Diskontrate des Gegenwartskonsums entspricht der Zeitpräferenzrate, die sich aus der um das Pro-Kopf-Wachstum korrigierten Netto-Kapitalrendite herleitet:

$$\theta_t = \kappa_{\text{netto}, t} - \psi_t \quad (7-13)$$

wobei:

$$\kappa_{\text{netto}, t} = \kappa_{\text{brutto}, t} - \delta$$

mit:

κ_{netto} - Netto-Kapitalrendite

κ_{brutto} - Brutto-Kapitalrendite

ψ - Wachstumsrate

δ - Diskontrate des Kapitalstocks

alle übrigen Größen wie in Gleichung (7-12)

Für die letzte Periode gilt aufgrund der *terminal condition* eine höhere Gewichtung der Diskontrate /Manne, Wene 1992/, die aus der Integration der Zeitpräferenzrate über den Zeitraum von t_{end} bis ∞ resultiert:

$$\theta_{t_{\text{end}}} = \frac{(\kappa_{\text{netto}, t_{\text{end}}} - \psi_{t_{\text{end}}})}{1 - (\kappa_{\text{netto}, t_{\text{end}}} - \psi_{t_{\text{end}}})} \quad (7-14)$$

mit:

alle Größen wie in Gleichung (7-12) und (7-13)

Das Niveau der jeweiligen Energienachfragekategorien, die für die volkswirtschaftliche Produktion notwendig sind (vgl. Gleichung (7-3)), und die zugehörigen Energiekosten (vgl. Gleichung (7-10)) werden separat in der prozesstechnischen Komponente des Modellsystems bestimmt. In ihr wird der Energiesektor mit seinen technologischen Produktionsbeschränkungen, Technologiekosten sowie seinen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen beschrieben. Der methodische Ansatz der Abbildung der prozesstechnischen Komponente entspricht dem eines Energiesystemmodells (vgl. Abb. 7-5).

Die Verbindung der makroökonomischen mit der prozesstechnischen Komponente erfolgt über die Energiekosten und das Mengenniveau der nachgefragten Energieformen, die als Variablen des nichtlinearen Optimierungsproblems formuliert sind (vgl. Abb. 7-8). Damit ist die Konsistenz der Entwicklung zwischen Energiesektor und übriger Volkswirtschaft garantiert. Das resultierende Gleichungssystem des gekoppelten Systems, das als E^3Macro bezeichnet wird, besteht aus einem konvexen Lösungsraum, einer nichtlinearen, konkaven Zielfunktion sowie den nichtlinearen Nebenbedingungen der makroökonomischen Komponente und den linearen Restriktionen der prozesstechnischen Komponente.

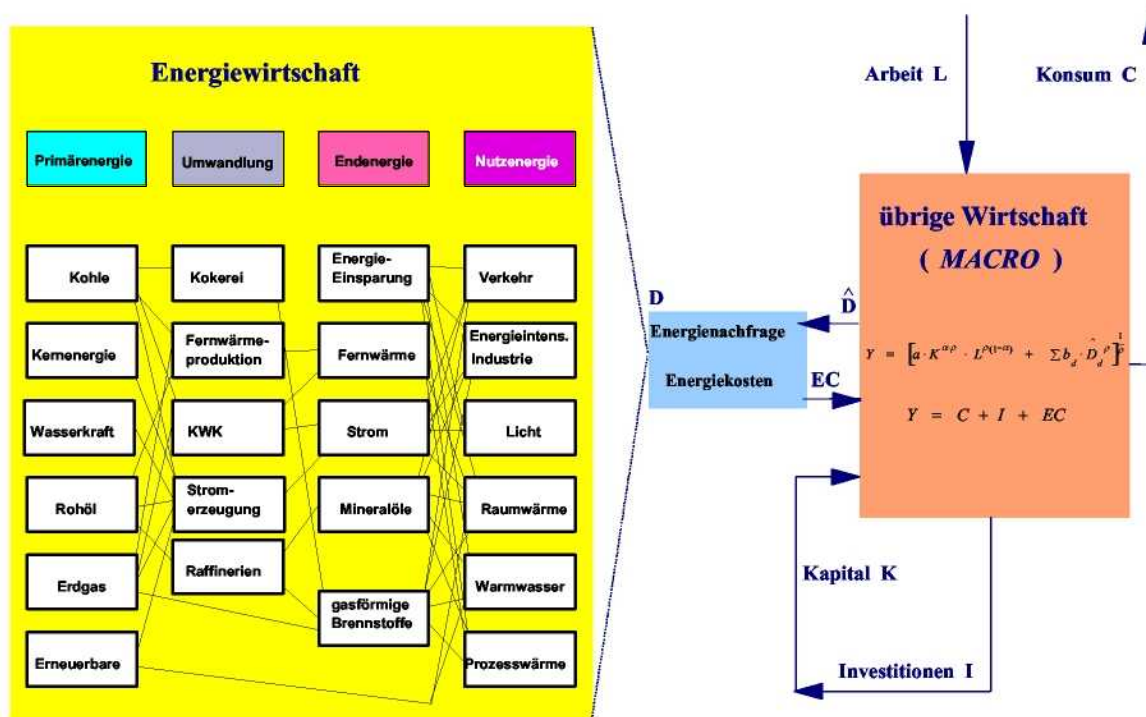


Abb. 7-8: Kopplung einer prozesstechnischen mit einer makroökonomischen Modellkomponente in einem Allgemeinen Gleichgewichtsansatz für die Energiewirtschaft (E^3Macro)

Die feste Kopplung des Energiesektors mit der übrigen Volkswirtschaft bewirkt unter den langfristig angestrebten *Steady-State* Bedingungen eine Wachstumsrate der Energienachfrage, die identisch zu dem Zuwachs an volkswirtschaftlicher Produktion ist. Diese Entwicklung lässt sich jedoch für die westlichen Industrienationen in der Vergangenheit nicht

beobachten. Der tatsächliche Trend der letzten Jahrzehnte zeigt vielmehr eine Entkopplung des Wachstums der Energienachfrage vom Wirtschaftswachstum für die Industrieländer. Solche Tendenzen werden üblicherweise als autonome Energieeffizienz-Verbesserungen (*autonomous energy efficiency improvements*, *AEEI*)² bezeichnet und summieren unter diesem einen Begriff diverse Effekte mit unterschiedlichen Ursachen für die Effizienzverbesserung. Prinzipiell können die Gründe dieser Effizienzsteigerung in fünf Kategorien eingeteilt werden:

- Verbesserung der Umwandlungseffizienz durch technischen Fortschritt innerhalb des gesamten Energieversorgungssystems,
- Einsatz von Technologien zur rationellen Energieanwendung und Energieeinsparung auf der Nachfrageseite zur Verringerung des Nutzenergiebedarfes,
- autonomer technischer Fortschritt einzelner Technologien der Nachfragesektoren,
- wirtschaftlicher Strukturwandel oder eine
- Änderung des Konsumverhaltens der Verbraucher.

Je nach Detaillierungsgrad der prozesstechnischen Modellkomponente wird ein Teil der Entkopplung von Energienachfrage und Wirtschaftsentwicklung durch Technologien zur Verringerung des Energieeinsatzes explizit im Modell abgebildet. Dies gilt zum einen für einen Teil des (autonomen) technischen Fortschritts, der zur Verbesserung der Umwandlungseffizienz führt, und zum anderen für die preisinduzierten Maßnahmen der rationellen Energieanwendung und Energieeinsparung. Ein weiterer Anteil des technischen Fortschritts ist schon in dem Wachstum des Arbeitspotenzials in Form von Harrod-neutralem Fortschritt enthalten (vgl. Gleichung (7-6)).

Um Doppelzählungen zu vermeiden, dürfen die im Modell explizit abgebildeten Technikoptionen einer autonomen Entkopplung des Wachstums von Wirtschaft und Energienachfrage, die in der Literatur generell als *AEEI*-Koeffizienten quantifiziert werden, der autonomen Entwicklung nicht mehr zugerechnet werden. Eine differenziertere Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Beiträgen einer Entkopplung erscheint daher erforderlich. Das Kriterium der Entkopplung darf dabei nicht mehr ausschließlich auf der Autonomie im Sinne einer nicht-preisinduzierten Entwicklung liegen, sondern muss zusätzlich noch die modelltechnische Abbildungstiefe der dargestellten Technologieoptionen berücksichtigen.

Diesem Aspekt wird Rechnung getragen, indem ein gesonderter Koeffizient zum Grad der Entkopplung eingeführt wird. Dieser Koeffizient der Nachfrageentkopplung, der DDF-Koeffizient (*demand decoupling factor*, *DDF*), beschreibt die Änderung der Nachfrage-

² Die *autonomous energy efficiency improvements* beziffern die langfristigen Technologieeffekte, die nicht durch einen Strukturwechsel der Volkswirtschaft oder durch Veränderungen der Preisverhältnisse hervorgerufen werden. Die Zahlenwerte der *AEEI*-Koeffizienten, die typischerweise in gesamtwirtschaftlichen Modellansätzen verwendet werden, liegen im Bereich von 0,5 % bis 1,5 % jährlicher Energie-Effizienzverbesserung bei konstanten Preisen (vgl. /Gaskins, Weyant 1993/).

entwicklung in Bezug auf die Wirtschaftsentwicklung getrennt für jede Nachfragekategorie der prozesstechnischen Modellkomponente in Form einer Nachfrage-Relation. Diese zeitabhängige Mengenniveaugleichung stellt den Zusammenhang zwischen der physikalischen Energieform des Prozessmodells und dem Produktionsfaktor des makroökonomischen Modells her:

$$D_{m,t} = e^{d_{m,t} \cdot \Delta t} \cdot D_{m,t}^* \quad (7-15)$$

mit:

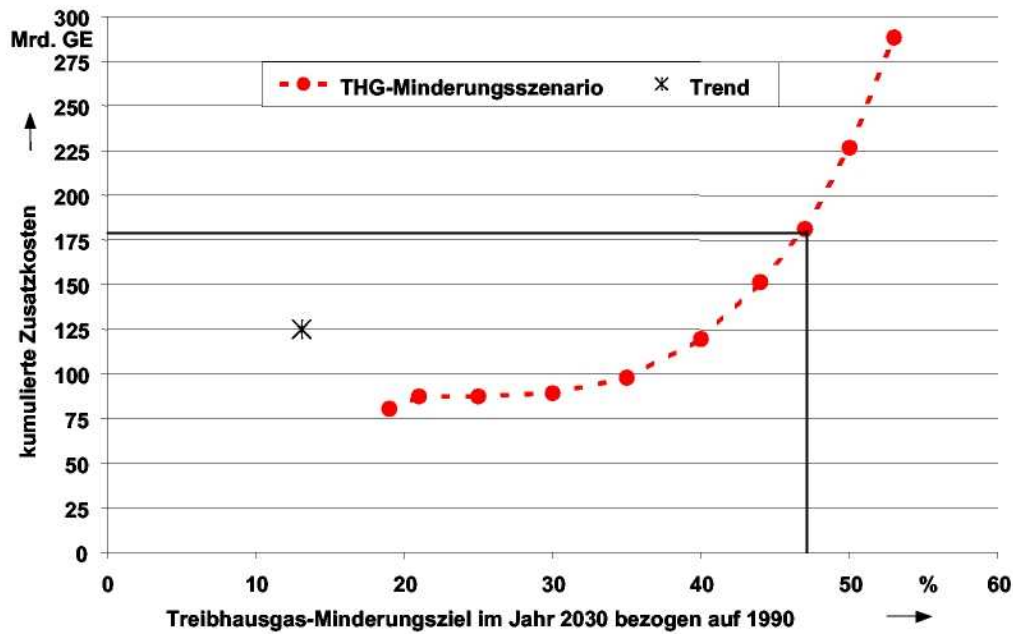
- D - Energienachfrage als Produktionsfaktor
- D^* - physikalische Energienachfrage
- d - Koeffizient der Entkopplung der Energienachfrage (DDF)
- Δt - Zeitintervall

Indizes:

- t - Zeit
- m - Nachfragekategorie des Energiesektors

Der *DDF*-Koeffizient bezeichnet dabei diejenige Entkopplung zwischen volkswirtschaftlichem Wachstum und der Veränderung der Nachfrage, die sich bei konstanten Preisen durch einen autonomen, energetisch relevanten Strukturwandel, Verhaltensänderungen oder nicht-preisinduzierten technischen Fortschritt ergibt, und die nicht durch explizite Technologien im prozesstechnischen Teil abgebildet ist. Die quantitative Bestimmung der *DDF*-Koeffizienten ist daher eng an die unterstellte Referenzentwicklung und das abgebildete Referenz-energiesystem der prozesstechnischen Komponente gebunden. Im Unterschied zur Darstellung der Entkopplung durch die aggregierte Form der *AEEL*-Koeffizienten erlauben die *DDF*-Koeffizienten eine zeitpunkt- und kategoriebezogene Unterscheidung.

Die Einbeziehung der makroökonomischen Rückwirkungen hat wesentliche Auswirkungen auf die Analyse unterschiedlicher energie- und umweltpolitischer Strategien mittels prozesstechnischer Modellansätze. Beispielsweise ergeben sich mit Energiesystemmodellen ohne makroökonomische Rückkopplungen die in Abb. 7-9 dargestellten typischen Verläufe der kumulierten Zusatzkosten in Abhängigkeit von dem Treibhausgas-Minderungsziel bzw. eine Erhöhung der marginalen Minderungskosten im Zeitablauf bei steigender Minderungsnotwendigkeit. Bei einer Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 47 % im Jahr 2030 gegenüber 1990 ergeben sich hier kumulierte Zusatzkosten von rund 180 Mrd. Geldeinheiten und marginale Treibhausgas-Minderungskosten von 358 Geldeinheiten je t CO₂*.



	2010 (-21 %)	2020 (-34 %)	2030 (-47 %)
Marginale Kosten in GE / t CO ₂ *	50	340	358

Abb. 7-9: Kumulierte Zusatzkosten gegenüber der Referenzentwicklung in Mrd. Geldeinheiten (GE) und marginale Kosten in GE je t CO₂ einer Treibhausgas-Minderung

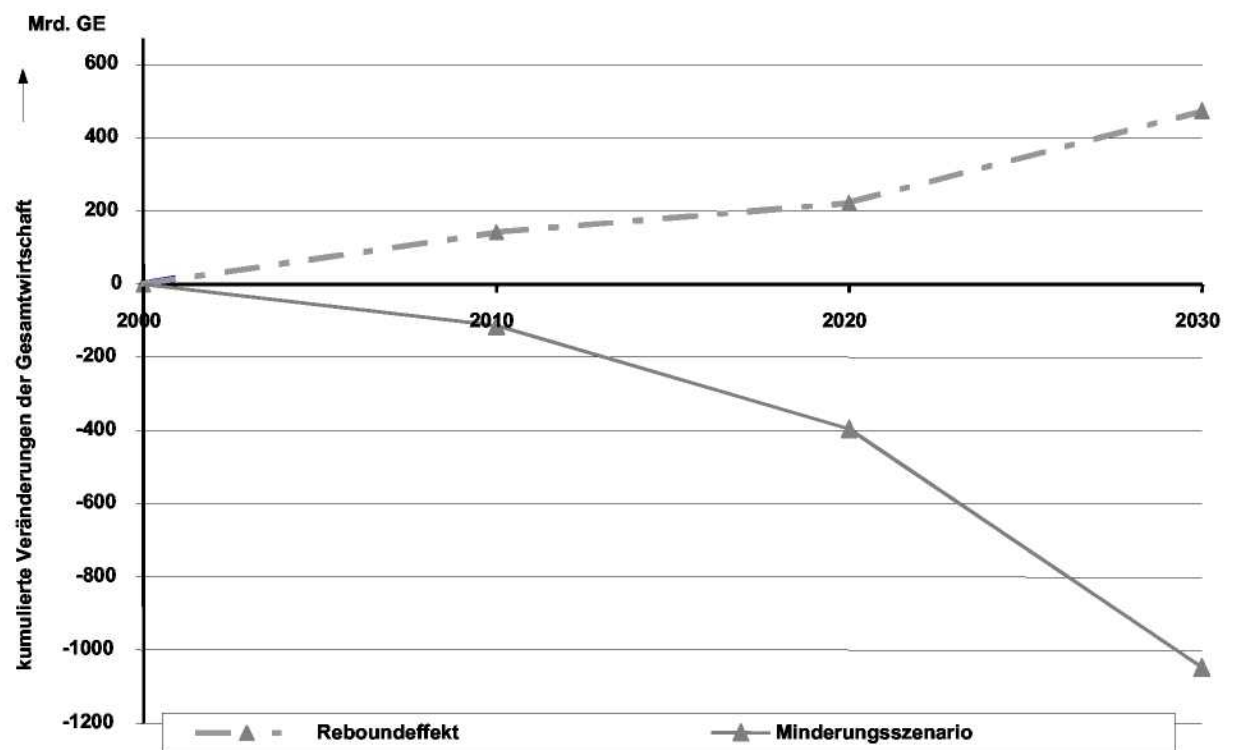


Abb. 7-10: Veränderung des kumulierten Bruttoinlandsproduktes bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenzentwicklung im Szenariovergleich

Bei Nutzung des prozesstechnischen Modellansatzes mit Einschluss der makroökonomischen Rückwirkungen sind nun zwei Teileffekte zu berücksichtigen. So bewirkt der Verzicht auf die Annahme gehemmter Potenziale der Markteinführung von Energiespartechnologien, wie sie üblicherweise noch in den Referenzentwicklungen mit enthalten sind, zunächst eine Verringerung der Kosten für die Energiebereitstellung. Dies wiederum ermöglicht ein zusätzliches Wachstum der volkswirtschaftlichen Produktion (*Rebound-Effekt*). In den Jahren 2010 bis 2030 ergibt sich in dem dargestellten Beispiel ein zusätzliches, jährliches Wirtschaftswachstum von bis zu 475 Mrd. Geldeinheiten (GE) im Jahr 2030 (vgl. Abb. 7-10).

In Szenarien, die eine Minderung der energiebedingten Treibhausgase erfordern, kann sich ein deutlich anderes Bild ergeben. Durch die für die Treibhausgas-Minderung im Energiesystem aufzuwendenden Kosten ist in dem gewählten Beispiel im Jahr 2030 das jährliche Bruttoinlandsprodukt um gut 2,0 % niedriger als in der Referenz. Dies führt bis 2030 dann zu einem kumulierten Verlust des Bruttoinlandsproduktes von über 1000 Mrd. GE. Das reduzierte Nachfrageniveau, das sich in dem beispielhaft dargestellten Minderungsszenario in Folge der gesamtwirtschaftlichen Rückwirkungen einstellt, lässt die vorgegebenen Reduktionsziele zu geringeren Minderungskosten erreichen. So verringern sich bei der Berücksichtigung der makroökonomischen Wechselwirkungen die marginalen Minderungskosten um die Hälfte bis zum Jahr 2010. Die nochmals schwächere Nachfrage in den weiteren Betrachtungsjahren senkt die marginalen Minderungskosten der CO₂-Äquivalentemissionen von 340 GE je t CO₂* im Jahr 2020 bzw. von 358 GE je t CO₂* im Jahr 2030 auf jeweils etwa 130 GE je t CO₂* (siehe Tabelle 7-2).

Tabelle 7-2: Vergleich der marginalen Treibhausgas-Minderungskosten für die Zielerreichung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in den Minderungsszenarien mit und ohne Berücksichtigung der makroökonomischen Rückwirkungen

in GE / t CO ₂ *	2010	2020	2030
ohne makroökonomische Rückwirkungen	60	340	358
mit makroökonomischen Rückwirkungen	30	130	131

Zusammenfassend bedeutet dies, dass die beispielhafte Anwendung des erweiterten Modellansatzes für ein Treibhausgasminderungs-Zielszenario zeigt, dass sich aufgrund der Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Rückwirkungen die resultierenden marginalen Treibhausgas-Minderungskosten wesentlich reduzieren (im Beispiel um den Faktor 2 bis 3), dass sich aber die Auswirkungen auf das gesamtwirtschaftliche Aggregat im Vergleich zur alleinigen Betrachtung der Differenzen der Energiesystemkosten wesentlich erhöhen (im Beispiel um den Faktor 5).

Eine derartige Erweiterung eines prozesstechnischen Energiesystemmodells um eine makroökonomische Komponente weist den Nachteil auf, dass damit lediglich ein Agent (repräsentativer Haushalt) berücksichtigt werden kann. Die Verteilungsseite (Staat, Unternehmensgewinne usw.) bleibt außen vor. Des Weiteren sind alle Kritikpunkte bezüglich des

neoklassischen Wachstumsmodells auch für den hier vorgestellten Ansatz gültig. Schließlich wird damit ein Übergang vom LP-Format auf das NLP-Format notwendig, das Nachteile hinsichtlich Rechenzeiten und den verfügbaren Lösungsalgorithmen aufweist.

Diesen Nachteilen steht als Vorteil gegenüber, dass damit eine detaillierte prozesstechnische Beschreibung für das Energiesystem erhalten bleiben kann und dass somit die Wechselwirkungen zwischen Energie- und Gesamtwirtschaft berücksichtigt werden. Zudem ist von Vorteil, dass es nicht notwendig ist, auf andere Untersuchungen zur Bestimmung der DDF-Koeffizienten zurückzugreifen, da hierfür ein Kalibrierungsalgorithmus verwendet werden kann. Letztlich ist durch den integrierten Modellansatz auch die Konsistenz der unterschiedlichen Modellteile gewährleistet.

Literatur:

/Böhringer et al. 2002/

Böhringer, C. et al.: PACE. In : Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland - Effekte und Auswirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, S. 436 ff. Physica Verlag. Heidelberg 2002

/Fahl et al. 1999/

Fahl, U. et al.: E³Net. In: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland - Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive, S. 283 ff. Physica Verlag. Heidelberg 1999

/Gaskins, Weyant 1993/

Gaskins, D. W.; Weyant, J.P.: Reducing Global Carbon Emissions: Costs and Policy Options. Energy Modeling Forum, Stanford University; EMF-12 Report. Stanford 1993

/Jeeninga et al. 1999/

Jeeninga, H.; Weber, C.; Mäenpää, I.; Rivero García, F.; Wiltshire, V.; Wade, J.: Employment impacts of energy conservation schemes in the residential sector. Calculation of direct and indirect employment effects using a dedicated input/output simulation approach. ECN report ECN-C—99-082. Petten 1999

/Kypreos 1996/

Kypreos, S.: The MARKAL-MACRO Model and the Climate Change. PSI Bericht 96-14, Paul Scherrer Institut, Department of General Energy. Villigen/CH 1996

/Laege 2001/

Laege, E.: Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie – eine modellgestützte Systemanalyse. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Band 85. Stuttgart 2001

/Loulou 1994/

Loulou, R.: Implementation of Elastic MARKAL: A Version of MARKAL with Elastic Demands. In: Proceedings of the ETSAP Oxford Workshop 1994, IEA-ETSAP/Annex V. ECN. Petten/NL 1994

/Manne 1979/

Manne, A.: ETA-MACRO: A Model of Energy-Economy Interactions. In: Pindyck, R.S. (ed.): Advances in the Economics of Energy and Resources. Greenwich 1979

/Manne 1992/

Manne, A.; Wene, C.O.: MARKAL-MACRO: A linked model for energy-economy analysis. Brookhaven National Laboratory; BNL-47161. Upton. New York 1992

/Ramsey 1969/

Ramsey, F. P.: A Mathematical Theory of Saving. In: Economic Journal, Vol 38(1928), No. 152, S. 543-559 (nachgedruckt in: Stiglitz, J.E.; Uzawa, H. (eds.): Readings in the Modern Theory of Economic Growth. MIT Press. Cambridge/MA, USA 1969)

/Regemorter 1995/

Regemorter, D. v.: MARKAL-MICRO: Development of MARKAL towards a Partial Equilibrium Model. In: Proceedings of the 6th ETSAP Workshop: The Role of Technologies towards a Sustainable Development, October 16-20, 1995, Kansai/Japan. IEA-ETSAP/Annex V. ECN. Petten/NL 1995

/Schaumann et al. 1998/

Schaumann, P. et al.: Einbindung des ECOLOG-Modells ‚E3Net‘ und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II). Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Band 49. Stuttgart 1998

/Weber 1999/

Weber, C.: Konsumverhalten und Umwelt, Eine empirische Untersuchung am Beispiel von Energienutzung und Emissionen. Peter Lang Verlag. Frankfurt am Main 1999

8 Environmental taxation within a bottom-up framework of energy-economy interactions: The model ENVEES

Gürkan Kumbaroğlu

Department of Industrial Engineering

Boğaziçi University, Bebek, TR-Istanbul, Tel. +90-212-358 15 40 / 2079

Email: gurkank@boun.edu.tr

8.1 Introduction

Triggered by the commitment to take environmental considerations into account in their social and economic policies and to implement measures for mitigating pollution under the UN Framework Convention on Climate Change, various international agreements have focused on environmental issues, as for example the Berlin Mandate and the Kyoto Protocol, and have proposed a variety of targets and timetables for pollutant emission reductions. The increase in environmental concern stimulated quantitative analyses exploring economic implications of measures for the reduction of energy-related pollutant emissions. Considerable advance in computer technologies and the parallel development of efficient solution algorithms in the last decade have encouraged modelers to construct large-scale integrated model systems for studying energy-economy-environment interactions. However, model integration is subject to methodological problems due to the different approaches employed in energy and economy models. Energy models are typically developed from the process- and technology oriented point of view of engineering (bottom-up) in the form of a linear activity analysis framework whereas economy models adopt a macroeconomic point of view (top-down) seeking to achieve an economic equilibrium. The difficulties faced by model-builders in developing integrated model systems are therefore referred to as the top-down/bottom-up dilemma of combining technologically detailed energy-environment models with detailed models of the economy.

The model discussed in this paper, ENVEES /Arikan, Kumbaroglu 2001/, is a dynamic nonlinear optimisation model that combines a detailed energy-environment activity analysis framework with an aggregate single-sector representation of the economy. The submodels are linked in such a way that the combined model allows for feedback effects, both from the energy sector and the environment to the economy as well as from the economy to the energy sector and environment. The economy is represented in the model by an aggregate production function in which capital, labor and different energy forms are intermediate inputs to determine GDP. A disaggregated energy representation is adopted, which features a rather realistic track of pollutant emissions. The model constitutes a consistent framework for the elaboration of interdependencies between energy policies, the economy, and the environment and is suitable for making a range of nationwide policy analyses. This paper also reports in

particular on an alternative model specification endogenising pollution abatement and on experimentation that aims to endogenise emission taxation.

The rest of the paper is organised as follows. The following section provides an overview on the different modeling approaches and techniques employed in energy-economy modeling and discusses the methodological difficulties and challenges in integrated model design. The model ENVEES, its energy-economy interactions and abatement endogenising specifications are described in section 8-3. Finally, overall conclusions are evaluated and issues requiring further work are pointed out in section 8-4.

8.2 Approaches in Energy-Economy Modeling

In trying to bring a broad system-wide perspective into the analysis, modelers have resorted to all sorts of approaches and methodologies. Optimum and equilibrium seeking modeling as well as simulation modeling, I/O modeling and econometric modeling are among the basic assessment techniques. Of these, econometric modeling has been less useful in energy-economy integrated assessment because the methodology cannot handle sudden price movements and energy representations are highly aggregated. This technique is rather useful for estimating parameter values that are used as input into the other approaches. Simulation modelling applications in energy planning are typically of deterministic nature and therefore less interesting in the context of energy-economy integration. However, it should be noted that there are most recent research efforts, which attempt to employ Multi-Agent-Simulation in energy planning. If these efforts turn out to be successful, and if economic rules can be integrated into the agents' behaviours, an alternative approach in energy-economy integrated modeling is likely to emerge from simulation modeling. I/O modeling applications are regarded as part of the optimum and equilibrium seeking approaches as energy-environment optimisation models and computable general equilibrium models both make use of I/O techniques. There might be unexploited opportunities for utilizing I/O modeling in integrating energy and economy models. However, current applications typically involve an iterative integration of I/O modeling with other techniques. This approach will not be elaborated further as the focus in this paper is on fully integrated (hard link) energy-economy modeling. Thus optimum and equilibrium seeking approaches emerge as two fundamental approaches, with different scope and balance of detail, which are most commonly applied in energy-economy-environmental integrated modeling studies. The optimum and equilibrium seeking approaches both include some form of optimisation, however a distinction can be made as to whether there is a single objective function in the model or whether there are several agents in the model, which have different behaviours and try to simultaneously solve different optimisation problems to yield an economic equilibrium. Single-objective-function models are classified into the optimum seeking approach and comprise classical optimisation models:

$$\begin{aligned}
& \max. \text{ (or min.) } f(x) \\
& \text{Subject to } g(x) = 0 \\
& l \leq x \leq u
\end{aligned}$$

where x represents decision variables, l and u are lower and upper bounds respectively, and f and g are functions in the form of $f: R^n \rightarrow R$ and $g: R^n \rightarrow R^m$.

Equilibrium seeking models on the other hand inherit simultaneously several optimisation problems of different economic agents. That is, there are producers who maximize profit subject to technological constraints and at the same time there are consumers who maximizes utility subject to their budget constraints. These problems are simultaneously solved on the basis of optimality conditions derived from the agents' problems to yield a Pareto-efficient solution, i.e. a solution in which no agent can be made better off without making any other worse off. The Pareto-efficient solution is called an equilibrium solution and these models are therefore classified into the equilibrium seeking approach. Several conceptualisations are possible, the most common mixed complementarity problem formulation accommodates the equilibrium conditions into the model and is of the form

$$\begin{aligned}
& \text{Find } z, w, v \\
& \text{Subject to } F(z) - w + v = 0 \\
& l \leq z \leq u, w \geq 0, v \geq 0 \\
& w(z-l) = 0, v(u-z) = 0
\end{aligned}$$

where z is the decision variable, v and w denote slack variables, l and u are the lower and upper bounds respectively and the function F is of the form $F: R^N \rightarrow R^N$. The general formulation above can take various special forms based on market-specific equilibrium conditions.

An overview on the different approaches is provided in Figure 8-1. As can be observed, the optimum seeking approaches are further subdivided into 'Energy sector optimisation' and 'Aggregate economic equilibrium' models, and the equilibrium seeking approaches are further subdivided into 'Energy sector equilibrium' and 'Disaggregate economic equilibrium' models.

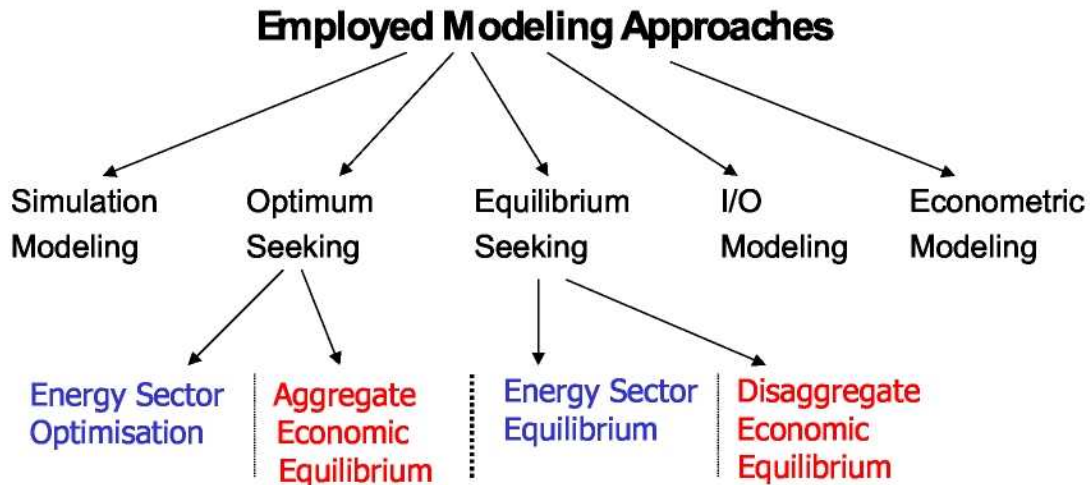


Figure 8-1: Approaches Employed in Energy and Economy Modeling

‘Energy sector optimisation’ models are simple linear models that minimize the total discounted energy cost subject to given demands. No economic effects outside the energy sector are considered in this category of linear programming models. In other words, the market shares for the various energy forms and technologies are determined by the minimisation of the present value of cost of meeting the various energy service demands specified for the model.

‘Energy sector equilibrium’ models are founded on microeconomic theory, i.e. they are based on agents’ preference maximising behaviours. Demands are accordingly not exogenous but there is an additional demand side of the model on which demands are specified as a function of prices. In these models, energy prices adjust to balance supply and demand for the various primary, secondary and end-use energy forms, resulting in equilibrium in each market. These models incorporate only energy-related sectors of the economy, assuming all others remain unchanged and hence they do not have explicit macroeconomic capability. Due to the partial economic representation, these models are also called partial equilibrium models.

Models that fall into the class of ‘aggregate economic equilibrium’ compute GDP from an aggregate production function and allow more detail in the energy sector. Energy-economy interactions are represented via energy demand and cost relations. Typically, an economy-wide utility function is maximised under a one-sector economic growth model that uses energy inputs together with capital and labor to produce output. These models are formulated as nonlinear optimisation problems. They specify markets for non-electric and electric energy in which a variety of energy technologies and fuels compete for market share. Due to the detailed representation of energy supply technologies, these models enable to

study how policy cost is affected by different assumptions about costs and availabilities of various energy supply technologies.

‘Disaggregate economic equilibrium’ models are of the general equilibrium type. They are based on microeconomic foundations similar to the previously described ‘energy sector equilibrium’ models but have explicit macroeconomic capability as well. That is, they represent the involved agents as reacting to prices that equilibrate supply and demand in each market and at the same time contain all sectors of the economy featuring a detailed economic representation. These models differentiate between various sectors of the economy and simulate a market equilibrium for all goods and services.

The strengths and weaknesses of different modeling approaches have been discussed by several researches who employ different approaches to overcome the gap between top-down and bottom-up models (e.g. /Jochem 1999/, /Koopmanns, Velde 2001/ and /Arikan et al. 1997/). Contributing to the development of an economically disaggregated and at the same time technologically detailed modeling system has actually been the subject of various studies in the recent years (e.g. /Bernstein et al. 1999/, /Böhringer 1998/, /Müller 2000/, /Worell et al. 2001/, /Zwaan et al. 2002/). The concept developed by /Böhringer 1998/ and the model SCREEN /Frei 2001/, which makes use of that theory using Swiss data, are pioneering efforts to combine bottom-up technological considerations in the form of a linear activity analysis framework with top-down general equilibrium modeling. The model presented in this study adopts an oppositionary approach by combining top-down tax considerations with bottom-up technological modeling.

8.3 An Overview of the model ENVEES

The model ENVEES /Arikan, Kumbaroglu 2001/ employs the ‘Aggregate Economic Equilibrium’ approach. It is a dynamic nonlinear optimisation model of energy-economy-environment interactions. The model specifies a nested constant elasticity of substitution (CES)-type production function to illustrate the production process in which capital, labor, intermediate goods and energy are inputs to economy-wide production. The link between the economy and energy submodels is established by energy demand and cost relations. Electric and nonelectric energy are supplied by the energy sector to the rest of the economy. The economy model is structured so that investments generate the stock of capital which, together with the inputs of energy, labor and intermediate goods imports, determines gross output. In turn, this output is allocated between consumption, investments and energy costs. Energy costs include the cost of pollution abatement determined in the environment submodel. The energy-environment link is established by energy activities which lead to pollutant emissions. Abatement technology alternatives, together with other measures such as fuel switching, energy conservation and efficiency improvements, enable to reduce pollutant emissions. Environmental taxation is included as a policy measure to encourage the installation of

abatement technologies. Figure 8-2 provides an overview of the model interactions in ENVEES.

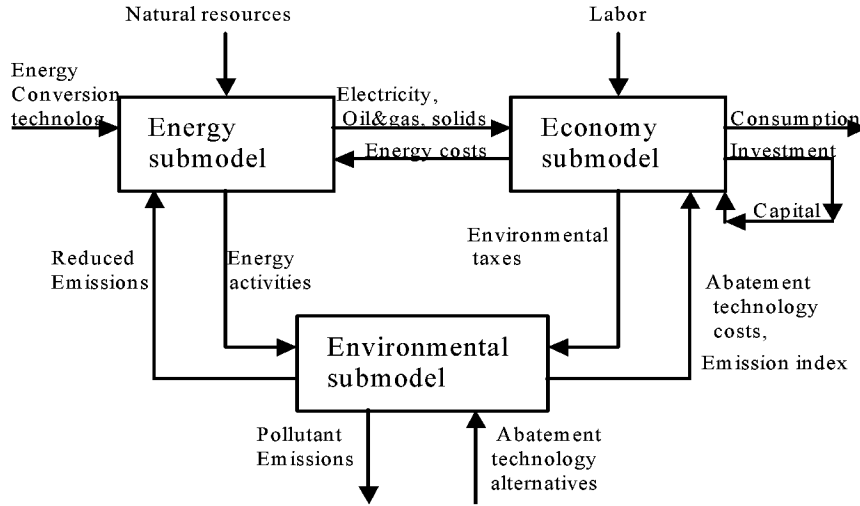


Figure 8-2: An Overview of ENVEES Model Interactions

The integrated model of energy-economy-environment interactions is solved to produce equilibrium solutions that maximise utility over the planning horizon. Utility (U) is classically defined as the discounted logarithm of consumption (C_t)

$$U = \sum_t (1/(1+\delta))^t \log(C_t) \quad (8-1)$$

where δ is the utility discount rate. Two other utility formulations accounting for externalities are developed to endogenise pollution abatement as is explained in section 8.3.2. These lead to two alternative specifications of the model. All model specifications, however, include the same approach in representing energy-economy interactions as is described in the following.

8.3.1 Energy-Economy Interactions in ENVEES

The most essential two equations establishing the link between the energy and economy models are:

$$Y N_t = \gamma_t \left\{ \alpha_t \left[(K D N_t^{skd} K F N_t^{skf})^{sk} L N_t^{sl} \right]^\rho + \beta_t I N T N_t^\rho + (1 - \alpha_t - \beta_t) [E N_t^{se} P N_t^{sp} S N_t^{ss} J^\rho]^{1/\rho} \right\} \quad (8-2)$$

$$Y_t = G D P_t + I N T_t + E C_t + T A X_t \quad (8-3)$$

Equation (8-2) is the production function which combines the increments of domestic capital (KDN_t), foreign capital (KFN_t), labor (LN_t), imported intermediates ($INTN_t$), electricity (EN_t), oil&gas (PN_t) and solids (SN_t) to produce gross output (YN_t). The N at the end of the variable names indicates that they are incremental values, newly added to existing stocks. The surviving part of existing stocks ($STOCK_t$) is computed by means of a survival factor λ ; and new stocks ($STOCKN_t$) during a p -year period are added to them, i.e. $STOCK_t = STOCKN_t + \lambda^p STOCK_{t-p}$ where $STOCK$ stands for Y, KD, KF, L, INT, E, P and S . It should be mentioned that the differentiation of imported intermediates as a production factor and the distinction between domestic and foreign capital would not be necessary for modeling the German economy. These distinctions are included to represent an economy with import restrictions due to limited foreign exchange availability as ENVEES has originally been developed to be employed on Turkish data. However, these features have obviously no impact on the concept of integrating the submodels.

In equation (8-3), gross domestic product (GDP_t), noncompetitive imported intermediates (INT_t), energy costs (EC_t), abatement technology costs (AC_t) and – assuming lump-sum redistribution – environmental tax revenues (TAX_t) are added together to compute gross production (Y_t). It is worth noting that the addition of energy and abatement technology costs to GDP involves double counting since, by definition, GDP already includes those payments. However, this is a deliberate double counting that is penalised by the inclusion of energy as a factor of production. In this way, the interplay between the energy sector and the rest of the economy is simulated. This approach, originally developed by Alan /Manne 1977/, provides a fairly well representation of the two-way linkage between the energy sector and the rest of the economy and permits to explore the interaction of macroeconomic issues with energy policies. The crucial energy demand and cost variables are linked to a detailed energy model symbolically represented as:

$$[E, P, S] = [A] [z] \quad (8-4)$$

$$[EC] = [B] [z] \quad (8-5)$$

where $[z]$ is a vector representing energy activities and $[A]$ and $[B]$ stand respectively for the technology and cost matrices of the energy sector. The energy costs include also the cost of abatement technologies.

The rest of ENVEES comprises a conventional macroeconomic balance identity, capital accumulation equations, foreign exchange constraints, emission accounting constraints, as well as constraints representing technological relations among energy activities. The full detail of the technological energy and environment submodels can be explored in /Kumbaroglu 1995/.

8.3.2 Endogenous Pollution Abatement in ENVEES

Two alternative utility formulations are developed which integrate environmental externalities into the utility definition. The first one endogenises pollution abatement via voluntary engagement, the second one via emission taxation. Endogenous pollution abatement is in reality partly implicit in consumer behaviour as, driven by environmental consciousness, people engage to some extent in voluntary pollution abatement activities. Consumers tend to prefer less-polluting goods and services so long as they are able to. This tendency has yet not been simulated in energy-economy-environment integrated model systems. It is, however, an original feature of ENVEES that is achieved through externality-integrated alternative utility definitions.

The first definition simulates the voluntary pollution abatement behaviour of consumers by specifying consumer utility as a function of pollutant emissions. The level of pollution generated during economic activity affects consumer utility by a quality-of-life penalty function which is integrated into the utility formulation. More specifically, the utility function specifies a preference rate $\alpha(EI_t)$, depending on an emission index (EI_t) in exponential form so as to endogenously reduce pollution. EI_t is formulated as a weighted index of pollutants emitted into the atmosphere and is scaled to take a unitary value in the base year. Utility is accordingly defined in the abatement-endogenised version of ENVEES as

$$U = \sum_t (1/(1+\delta))^t \log ((\tau C_t)^{\alpha(EI_t)}) \quad (8-6)$$

where δ is the utility discount rate, τ is a scale parameter and $0 < \tau C_t < 1$. Depending on the index of emissions, the preference rate $\alpha(EI_t)$ is defined as a function of the percent deviation from a maximum index (EI_{max}) as

$$\alpha(EI_t) = -\alpha_0 \log((EI_{max} - EI_t) / EI_{max}) + \alpha_1 \quad (8-7)$$

where α_0 and α_1 are nonnegative parameters. Maximization of the utility function necessitates limiting the growth of the preference rate according to this formulation. Hence the model considers environmental constraints and endogenously reduces pollutant emissions.

The second utility definition simulates endogenous pollution abatement via emission taxes by employing a cost-based penalty function approach. It is actually an experiment to endogenise emission taxation using the logic employed in voluntary pollution abatement. As part of this experiment, the emissions (in index form, EI_t) and the emission tax are taken as substitutes and modeled within a CES functional form. The inverse relationship between the emission index and the emission tax is modeled as follows:

$$EITX_t = b (EI_t^\rho + (1/(TAX_t))^\rho)^{1/\rho}. \quad (8-8)$$

Depending on this aggregate ($EITX_t$), a preference rate $\beta(EITX_t)$ is specified as

$$\beta(EITX_t) = -\alpha_2 \log((EITX_{\max} - EITX_t) / EITX_{\max}) + \alpha_3 \quad (8-9)$$

and utility is defined as

$$U = \sum_t (1/(1+\delta))^t \log ((a C_t)^{\beta(EITX_t)}) \text{ where } 0 < a C_t < 1. \quad (8-10)$$

Hence the utility function is related both to the level of emission tax and to pollutant emissions. This formulation induces the model to decrease the emission index while increasing the emission tax.

As a result, there are three mutually exclusive model specifications with alternative utility definitions. The first one is the basic version with classical utility definition (8-1), the second one is the voluntary pollution abating utility definition (8-6), and the third one is the experimental tax-induced pollution abating utility definition (8-10). Plausible results are obtained with all model specifications using Turkish data as presented in /Arikan, Kumbaroglu 2001/. Derivation and calibration details of the proposed utility functions can be explored in /Kumbaroglu 2001/.

8.4 Conclusions

Energy-economy models have been developed under different approaches both from the macroeconomic point of view as top-down models and from the process- and technology oriented engineering point of view as bottom-up ones. Optimum and equilibrium seeking approaches including different modeling techniques are identified as two main approaches employed in energy-economy integrated modeling. The methodological challenge that the research community currently faces is the integration of different approaches and techniques so as to develop complete model systems that integrate top-down and bottom-up considerations.

The model presented in this paper, ENVEES, integrates top-down tax considerations into a bottom-up framework of energy-economy interactions. The model integrates sub-models of energy, economy and environment in such a way that it accounts for feedback effects, both from the energy sector and the environment to the economy as well as from the economy to the energy sector and environment. The model constitutes a consistent framework for the elaboration of interdependencies between energy policies, the economy, and the environment and is suitable for making a range of policy analyses. Challenging model specifications are developed which endogenise pollution abatement. One such specification

incorporates the adverse effects of pollution in the utility function as an alternative way of treating the environmental impact of energy activities. It relies on a quality-of-life penalty function that includes a preference rate depending on pollutant emissions. Another experimental specification endogenises emission taxation by integrating a cost-based penalty function that incorporates a preference rate in the utility formulation which is related to the level of emission tax and to pollutant emissions. ENVEES shows that modifying the bottom-up model structure to include a top-down perspective is a transparent and possible approach in energy-economy integrated modeling.

Further research is needed towards differentiating various economic agents and integrating the microeconomic foundations implied by their behaviours into the model formulation. One suggestion is the development of a welfare ordering utility function which orders collective outcomes on the basis of individual preferences. Further research is also needed towards the integration of externalities into the utility function. Experimentation with alternative forms is required to gain more insight. Exploring ways to take account of indirect effects arising from sectoral interactions, which are not simulated in ENVEES due to the aggregate economic representation, is another suggestion for further research. Further research is also required to enlarge the externality concept from the simple emission point of view to account for environmental damages other than pollutant emissions as well. A final suggestion for future study might be to integrate climatic and damage assessment submodels into the framework so as to enable a more detailed environmental analysis.

References

- /Arikan, Kumbaroglu 2001/
Arikan, Y.; Kumbaroglu, G.: Endogenising Emission Taxes; A General Equilibrium Type Optimisation Model Applied for Turkey, *Energy Policy*, Vol. 29 (12), pp 1045-1056
- /Arikan et al. 2001/
Arikan, Y.; Güven, C.; Kumbaroglu, G.: Energy-Economy-Environmental Interactions in a General Equilibrium Framework: The Case of Turkey, in: Bunn, D.; Larsen, E. (eds.): *Systems Modeling for Energy Policy*, Chp. 8, pp 117-139. J.Wiley & Sons. 2001
- /Bernstein et al. 1999/
Bernstein, P.; Montgomery, D.; Rutherford, T.: Global Impacts of the Kyoto Agreement: Results from the MS-MRT model. *Resource and Energy Economics*, Vol. 21 (3-4), pp 375-413
- /Böhringer 1998/
Böhringer, C.: The synthesis of bottom-up and top-down in energy policy modelling, *Energy Economics*, Vol. 20 (3), pp 233-248

/Frei 2001/

Frei, C.F.: Bottom-up Activity Analysis in a Computable General Equilibrium Framework. Case of Electricity, Thèse No. 2327. École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Lausanne/CH 2001

/Jochem 1999/

Jochem, E., 1999. Policy Scenarios 2005 and 2010 – Using Results of Bottom-up Models for Policy Design. Proceedings of the International Workshop on Technologies to Reduce GHG Emissions: Engineering-Economic Analyses of Conserved Energy and Carbon, 5-7 May 1999. Washington DC 1999
<http://www.iea.org/workshop/engecon/index.html>

/Koopmans, Willem te Velde 2001/

Koopmans, C.C.; Willem te Velde, D.: Bridging the energy efficiency gap: using bottom-up information in a top-down energy demand model. *Energy Economics*, Vol. 23 (1), pp 57-75

/Kumbaroglu 2001/

Kumbaroglu, G.: Energy-Economy-Environment Modelling for Turkey. Ph.D. Thesis in Industrial Engineering, Middle East Technical University Ankara/Turkey. Ankara 2001

/Kumbaroglu 1995/

Kumbaroglu, G.: An Energy Model for Turkey: Focus on Environmental Issues. M.S. Thesis in Industrial Engineering, Middle East Technical University Ankara/Turkey. Ankara 1995

/Manne 1977/

Manne, A.: ETA-MACRO: A Model of Energy-Economy Interactions. In Hitch, C.J. (Ed.): *Modeling energy-economy interactions: Five approaches*, Resources for the Future, Inc.

/Müller 2000/

Müller, T.: Integrating bottom-up and top-down models for energy policy analysis: a dynamic framework. Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie, Document de travail No: 00.02. 2000

/Worrell et al. 2001/

Worrell, E.; Price, L.; Ruth, M.: Policy Modelling for Energy Efficiency Improvement in US Industry. *Annual Review of Energy and the Environment*, Vol. 26, pp 117-143

/Zwaan et al. 2002/

Zwaan, B.C.C. van der; Gerlagh, R.; Klaasen; Schrattenholzer, L.: Endogenous technological change in climate change modeling. *Energy Economics*, Vol. 24 (1), pp 1-19

9 Linking ETA Models to the MACRO Model of MERGE-ETL - First Insights and Extensions to the Global Markal-Macro Model

Socrates Kypreos

Paul Scherrer Institute, Department for General Energy

CH 5232 Villingen PSI, Tel. +41 56 310 21 11

Email: socrates.kypreos@psi.ch

9.1 Introduction

The paper describes shortly the changes implemented into the nine-world regions model MERGE /Manne, Richels 1997/ in order to introduce endogenous technological learning (ETL) capability for electric and non-electric technologies. Important ETL constraints, not covered in the original MERGE formulation, are now introduced in the model together with a detailed cost disaggregation for these technologies.

Endogenous learning with increasing productivity returns is as a non-convex and non-linear model, not solvable with the available commercial solvers for large optimisation models. A heuristic approach was invented to solve the problem. To apply this approach, the energy part of the model, e.g., the ETA sub-models had to be separated from the MACRO-economic driver of MERGE, new variables and equations were introduced and the technological database is extended.

This report explains first the separation of MERGE to the ETA and the MACRO sub-models. Then, based on the formulation of the endogenous learning, the changes in the equations of MERGE are discussed and the solving technique is explained. After presenting the heuristic algorithm applied to solve MERGE-ETL, some first insights will be given when applying MERGE-ETL to Kyoto and Post-Kyoto type scenarios explaining the properties and behaviour of the model.

After all these explanations it must become quite clear how the same approach can be applied to more complex energy models. One can replace either the ETA sub-models by more detailed models of the energy system (e. g., MARKAL) as well as the MACRO-economic model (e. g., by other production functions or by a full scale multi-sectoral AGE model). Whatever the case, the structure of the links between the energy and the economy modules will be the same as in MERGE-ETL.

9.2 Description of the approach applied to MERGE-ETL

A very important issue in the climate change debate concerns the proper timing in imposing reductions to the global carbon emissions necessary to mitigate climate change. It is well known that most of the USA research teams are opposing early actions against global warming, as non-optimal strategy, for two main reasons: First, only a policy that follows the

natural capital stock turnover will not result in a premature retirement of long lived plants and equipment. Second, time is necessary to develop low-cost, low-carbon alternatives to the fossil fuels used now. For example, /Manne, Richels 1997/ are sceptical with the Kyoto forever case as a scenario that departs from least cost strategies. On the contrary, some European research groups claim that an earlier introduction of low-carbon alternatives will help to establish the technology dynamics needed to reduce the cost of these technologies by accumulation of experience. For the discussion of this issue see, for instance, /Grubb 1997/.¹

The motivation of this study is to answer the question of the proper timing for actions against the global warming based on a new version of MERGE that incorporates technological change.

Technological change plays a fundamental role in the evolution of global energy systems. Understanding its dynamics is essential for conceiving policy instruments to stimulate the transition towards more productive and clean energy systems. The endogenisation of “learning by doing” in energy models improves the treatment of technology dynamics and allows to understand if early up-front investments are necessary or not to render initially expensive, but promising, technologies cost-effective in the long term.

Learning curves describe, based on empirical evidence, the specific cost of a given technology as function of cumulative capacity. The curves express the fact that costs decline due to the accumulation of knowledge occurring during the manufacturing (‘learning by doing’) and utilisation (‘learning by using’) of the technology. The cumulative capacity is used as proxy for the accumulated knowledge. The learning curve of specific investment costs (SC) is specified as:

$$SC(CC) = a * CC^{-b} \quad (9-1)$$

With:

CC: Cumulative capacity, b : Learning index per technology, a : Specific cost at unit cumulative capacity

Instead of the above expression the cumulative cost curve is applied in the model. The cumulative cost (TC) as a function of the cumulative capacity (CC) can be expressed as the integral of the specific cost curve:

$$TC = \int_0^{CC} SC(CC) * dCC = \frac{a}{1-b} CC^{1-b} \quad (9-2)$$

¹ Although the latest policy developments concerning the Kyoto Protocol make our results presented here an Academic exercise, the conclusions concerning the advantages of early actions remain always valid.

When such expression is introduced in a linear programming model, the optimisation problem becomes non-linear and non-convex. Commercial solvers applied to large-scale NLP models cannot solve it. The MIP formulation with a piece-wise interpolation to the cumulative cost curve is linearising the problem such that an optimum solution can be found.

Based on the MIP technique, a heuristic approach is applied to solve MERGE-ETL that is shortly explained here:

- First the original MERGE problem is solved, e.g., excluding the ETL formulation, in order to specify the initial equilibrium demand levels.
- Then, the energy submodel of MERGE called ETA, is solved for the fixed levels of initial demands, applying the MIP formulation of learning.
- Finally, MERGE is invoked again but this time the cost of technologies with learning is defined applying relation (9-1). The cumulative installations that define the cost regression are as estimated in the ETA-MIP problem. Iterations using the sequential algorithm of Rutherford are applied, each time correcting the /Negishi 1992/ weights and the energy generation cost of technologies that learn based on the installations of the previous step.
- If the final energy and the installed capacities are stabilised then, we claim that a global optimal solution is found. If demands (e.g., the demand assumed in the ETA-MIP and the equilibrium demands of MERGE-ETL) are not stable within a margin, another iteration starts between MERGE and ETA-MIP.

In order to apply the MIP technique in MERGE changes in the model and the data are required. First, cumulative capacities for technologies that learn need to be specified, instead of annual energy flows. Therefore, some new variables and constraints are introduced while technologies assume time dependent cost data. The new constraints introduced are explained below and refer to the installed capacity. The new variables define the cumulative capacity per period t and technology k for which ETL is assumed. For electricity generation, this variable is computed based on the electricity production as:

$$CC_{k,t} = \frac{\sum_{r \in [1,t-1]} 10 * PE_{k,r,\tau}}{life_k * lf * 0.008760} + CC_{k,0} \quad (9-3)$$

Where for each power plant k , $PE_{k,r,\tau}$ is the annual generation of electricity by new installations in region r . lf is the plant load factor, and $life_k$ its life time (in years) while 8760 are the number of hours per year. Results are estimated in GW. MERGE has a resolution of 10 years per period. $CC_{k,0}$ is the cumulative capacity at the beginning of the time horizon of the analysis. A similar relation is introduced for the production of non-electric energy.

These cumulative capacity installations, define the specific investment cost following (9-1). The MERGE database however defines generating cost instead of the needed specific investment cost. We then assumed that technological learning applies only to a fraction fr_k of the energy production cost PC corresponding to the investment cost. The remaining of the production cost, not included in the endogenous cost reduction process, is related to the rest part of the investment cost and the operation and maintenance cost. Notice that in energy systems not only the capital cost but also the efficiency and the availability factor can be improved to reduce the generating cost. These effects are taken into account when data are defined. For each technology k for which learning is assumed, the energy production cost $PC_{k,t}$, can then be defined as:

$$PC_{k,t} = a_k * CC_{k,t}^{-b_k} + (1 - fr_k) * PC_{k,t_0} \quad (9-4)$$

with

$$a_k = \frac{fr_k * PC_{k,t_0}}{CC_{k,t_0}^{-b_k}}, \text{ and}$$

$$b_k = - \frac{\log(PR_k)}{\log(2)}$$

being the coefficients of the learning curve and PR_k is the progress ratio. $1 - PR_k$ is the rate at which specific cost declines each time the installed capacity doubles.

Table 9-1 defines the characteristics for the generic technologies used in MERGE: Advanced high-cost systems (ADV-HC), that could be represented by a solar photovoltaic power plant, an advanced low-cost system (ADV-LC), represented by a new nuclear power plant, a gas fuel cell power plant (GAS-A), a non-electric back-stop system (NE-BAK), represented by a plant producing hydrogen from solar photovoltaic and finally (RNEW)² represented by a plant producing H₂ from biomass.

² MERGE-ETL is also modelling CO₂ capture and disposal into depleted oil and gas reservoirs. For this purpose, two new power plants are introduced; an integrated gasification combined cycle coal power plant with CO₂ capture and disposal (COAL-D); and a gas turbine combined cycle plant with CO₂ capture using monoethanolamine and carbon disposal (GAS-D). Other technologies included are hydroelectric, geothermal and other low-cost renewables (HYDRO), existing oil and gas-fired plants and advanced combined cycle gas plants. The remaining new and advanced coal plans and the conventional and new nuclear power stations complete the option for power production included in the model. Fossil fuel cost is not included in Table 9-1. Non-electric energy includes different qualities of oil and gas fuels, coal, coal for direct use in industry, synthetic fuels, renewables and non-electric backstop technologies.

Table 9-1: Endogenous technological learning characteristics of specified technologies

	ADV-HC	ADV-LC	GAS-A	NE-BAK	RNEW
load factor (-)	0.2	0.75	0.6	1	1
life time (years)	25	30	20	25	25
Fraction of costs reduced by learning (-)	0.95	0.63	0.5	0.75	0.8
Initial production cost: mills/kWh for electric or \$/GJ for fuels	200	50	13.3	20	12.3
Progress ratio	0.82	0.96	0.8	0.85	0.9

Equation (9-3) assumes that investment costs for a given technology are declining in each world region following the global installed capacity. Due to the underlying “increasing returns” mechanism, and the allowance of full spillover of learning, installations of a given technology in a certain region contribute to make the system competitive in other regions. This phenomenon of full spillovers, is accelerated by market penetration constraints used in MERGE, expressed for each technology k as:

$$EP_{k,r,t} \leq sf * ED_{r,t} + er^{10} * EP_{k,r,t-1} + (\sum_{regions} er^{10} * EP_{k,r,t-1}) * gdf \quad (9-5)$$

$EP_{k,r,t}$ is the energy production (namely the generation of electricity or the production of non-electricity energy), sf a seed value parameter, $ED_{r,t}$ the energy demand of region r , er the annual expansion rate and gdf a global diffusion factor reflecting spillovers effects. There are 10 years per period. The optimistic allowance of full spillover of learning could be in some cases questionable. However, globalisation of the energy markets and international R&D&D co-operation efforts may induce global spillovers of learning.

Appendix A describes the full set of equations and variables for the ETA and the MACRO model of MERGE-ETL and gives the list the equations for the MERGE, ETA-MIP and the MERGE-ETL models. Appendix B extends the approach to the global MARKAL-MACRO model.

It follows a description of the very first results of MERGE-ETL presented at the Amsterdam Workshop on “Economic Modelling of Environmental Policy and Endogenous Technological Change”/Kypreos 2000/

9.3 Description of scenarios

Nine world geopolitical regions are explicitly defined in the MERGE model: 1) the United States of America (USA), 2) Canada, Australia and New Zealand (CANZ), 3) the European Union and other OECD (OECD), 4) Russia and other Eastern European countries (EEFSU), 5) Japan, 6) China, 7) India, 8) Opec and Mexico (MOPEC), and 9) the rest of the world (ROW). All regions correspond to the MERGE regions of A. Manne and R. Richels.

A few scenarios are described below under different assumptions on carbon emission reduction, on trading emission rights between regions and on the introduction of endogenous technological learning:

The Business as Usual Case (BaU): This case describes an optimistic scenario of the expected world developments. It assumes high economic growth and technological convergence among regions with substantial reduction of the regional differences in the per capita income and a population level of 10 billion by the year 2050. The case is similar to the newest IPCC scenario A1B, that assumes a balanced penetration of energy fuels across regions, /IPCC 2000/. Most of the population growth takes place in the region "Rest of the World" while China is stabilising its population to a level of approximately 1.8 billion inhabitants. The industrialised Annex I countries constitute less than 18 percent of the global population level by the year 2050. For the BaU case we have adopted more conservative annual expansion rates and lower global spillover diffusion coefficients for ETL technologies than in the carbon constrained cases. This implies less active R&D policy to develop carbon-free technologies in the BaU case.

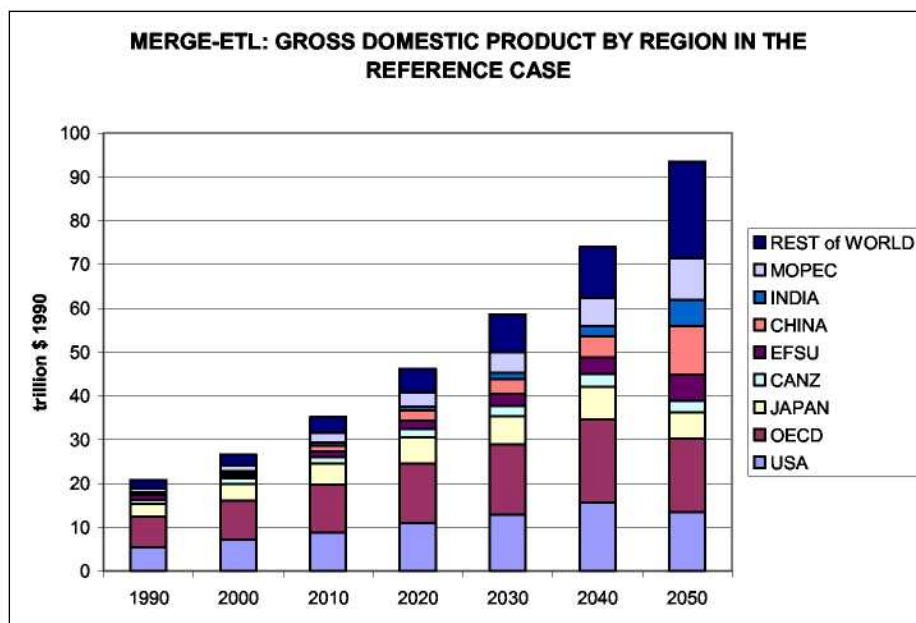


Figure 9-1: World Gross Domestic Product by Region. Most of the economic growth takes place in the less developed countries

The economic output increases by a factor of 4.5 to 93.5 trillion USA dollars of 1990, in 2050. The primary energy consumption increases by a factor of 2.9 (1018 EJ) and the energy related CO₂ emissions by a factor of 2.7 to become 16.4 Gt of Carbon. Most of the economic growth takes place in the less developed countries while the regional differences in the energy-GDP ratios are decreasing. Fossil fuels dominate the primary energy production with natural gas providing 33.4 %, coal 30.1 %, and oil 21.4 %. Renewables contribute by 10.5 %

while the rest 4.6 % is supplied by nuclear energy. Electricity generation is increasing from 12.7 kTWh in 1990 to 50 kTWh in 2050.

The Kyoto Protocol was expected to reduce carbon emissions by 5 % from 1990 levels, for the Annex I countries, must be seen as the first step of policy actions towards carbon control. In the future, policy should establish safe GHG concentrations in the atmosphere and avoid dangerous interference with the climate. Although nobody knows what safe GHG concentrations exactly means, significant reductions of today's global CO₂ emissions are expected. This reasoning dominates the scenario specifications described below.

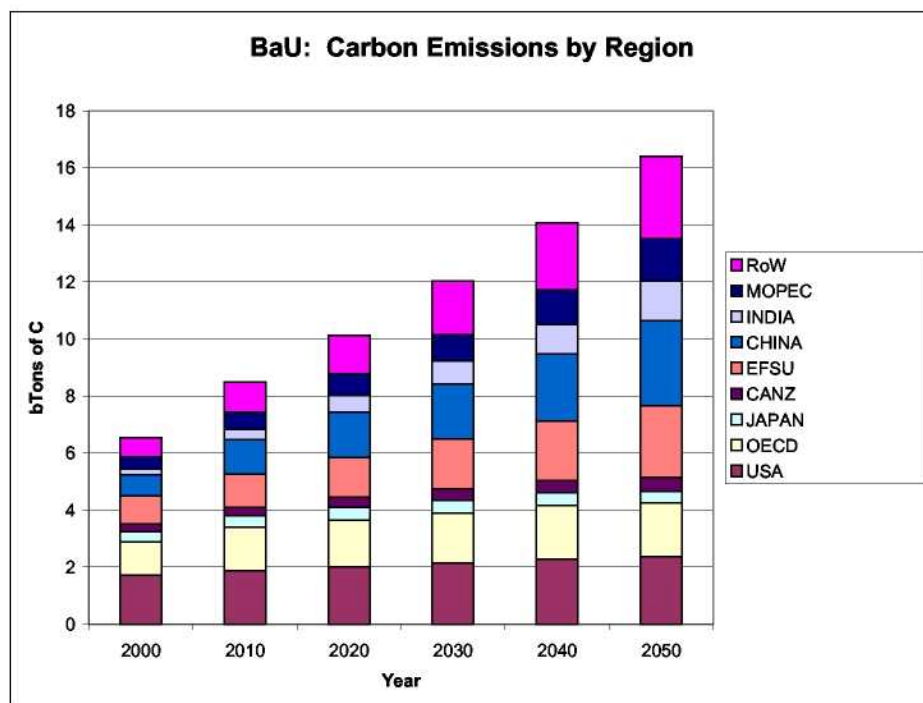


Figure 9-2: World Carbon emissions per region. Carbon emissions increase by a factor of 2.7 between 1990 and the year 2050. The Non-Annex I countries contribute by more than 50 % to total emission generation after 2040

(Case: KF) The Kyoto Forever case: This case assumes adoption and extension in time of the Kyoto Protocol. We have adopted for the year 2010 a 7 % CO₂ reduction relative to the 1990 levels for the USA and a 5 % reduction for the other OECD regions. Emissions for the former USSR regions remain as in the levels of 1990. This scenario extends the Protocol and assumes that after 2010 all Annex I regions will keep emissions constant to the Kyoto targets. The emissions of the non-Annex I regions remain as in the BaU case.

(Case: KE) The Kyoto Extended case: This case postulates a trend extension of the Kyoto Protocol. All Annex I regions follow a policy after 2010 that decreases emissions with a flat rate of 5 % per decade. The emissions of the non-Annex I regions remain as in the BaU development. Thus, the imposed CO₂ reduction levels for the Annex I countries in 2050, is

25 % below their 1990 level. For the non-Annex I countries is by 15 % below their 2020 levels.

(Case: KG) The Kyoto Global Case: This case is imposing emission reduction targets to all world regions similar to the Kyoto Extended case while the less developed countries start with their commitments after the year 2020. It is an extension of the Kyoto Protocol to the global level. This case reduces emissions around 7.1 b Tons of carbon by the year 2050. The KG cases assume a situation where trade across regions is allowed as soon as the region participates to the Protocol.

To distinguish cases with trade (T) and without trade (N) and as well as with learning (E) and without learning (N) more symbols are added to characterise the scenario name. Thus, the initials KGTE means Kyoto Global trends with Trade and Endogenous learning while the expression KGNN means Kyoto Global trends without trade and without endogenous learning.

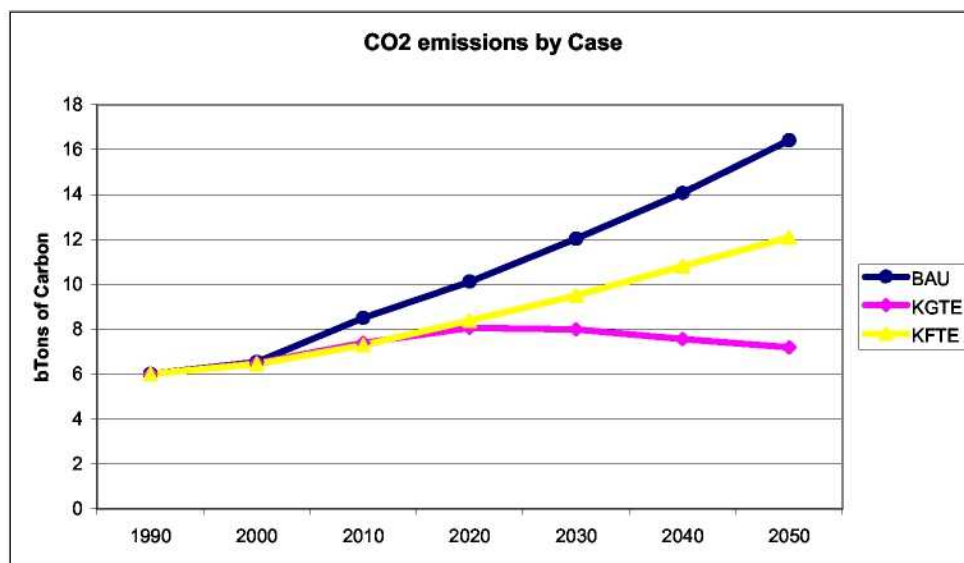


Figure 9-3: World emissions paths per case. The BaU case emits 16.4 Gt of carbon while in the KG case emissions are reduced to 7.1 Gt C

9.4 Scenario results

Analyses with the MERGE-ETL model concentrate on the global electricity and energy markets, focusing on the examination of the BaU developments and the Kyoto-like CO₂ constraints. The study illustrates the well known fact that only when the less developed countries commit themselves in reducing their CO₂ emissions in the future, global emissions can be stabilised to the level of 1990 (compare the KF and the KG cases in Figure 9-3). Therefore, the participation of the LDCs is a pre-requisite to establish successful and efficient post-Kyoto policy options.

Two are the main dimensions of policy options in a carbon-constrained world: The establishment of conditions in favour of global trade and a technology transfer strategy of global dimensions.

The global trade of carbon permits, allows regions with high marginal costs to purchase permits from regions with low cost, thus reducing and equalising the marginal control costs across all regions.

Technology transfer via R&D&D policies on global scale will help new, carbon-free and innovative technologies to follow their learning curves. Global spillovers of learning will contribute to the reduction of technology cost and the cost for climate mitigation.

As shown in Figure 9-4, global trade under global spillover of learning (KGTE versus KGNN) improves the economics of de-carbonisation and increases further the flexibility to respond against the climate change. Trade of emission permits is relaxing the regional carbon constraints and allows some of the constrained regions to take more moderate actions, lowering their mitigation cost. Under global learning conditions, trade provides opportunities for diffusion of experience for innovative technologies in different regions, contributing to their long run cost competitiveness. Thus, if a system of global emission trade is implemented, together with a policy of global diffusion and implementation of learning via technology transfer, as simulated in our case, the post-Kyoto scenarios will become economically efficient, in the sense that they give minimum GDP losses (in the conventional definition of GDP) for a given CO₂ target.

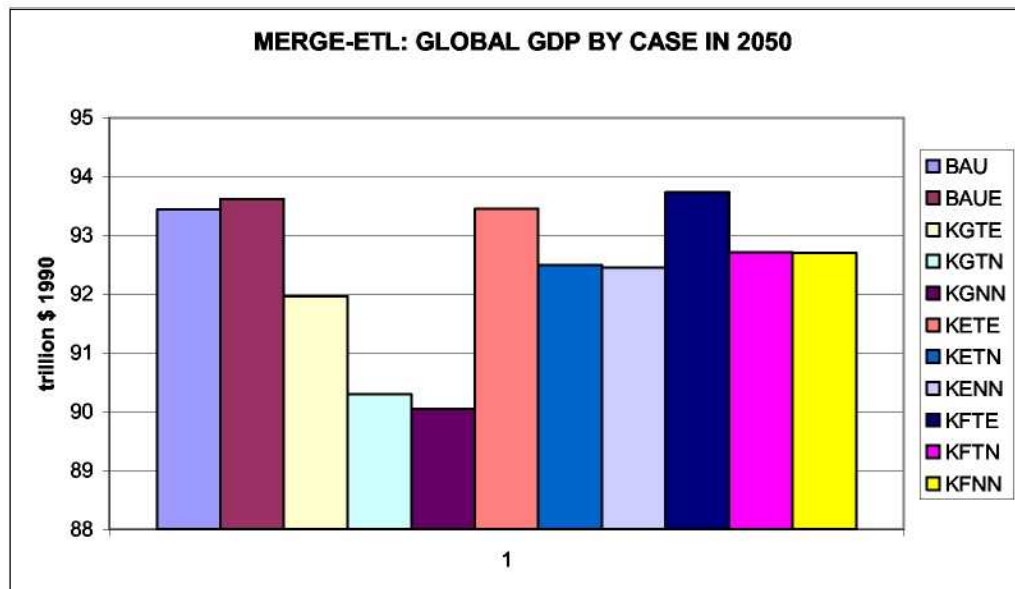


Figure 9-4: World Gross-Domestic Product (GDP) per case in the year 2050

Notice that the initial endowments of emission permits, for a given global reduction target and under full trade conditions, define the burden sharing among the participants of the protocol. Therefore, a wise policy is not the opposition against trade but negotiations for a

socially acceptable specification of the initial endowments of permits per region and for the specification of the proper sharing of benefits due to technology transfer between the partners. Both policies result to a win-win strategy.

The production factor energy absorbs less economic resources and becomes more competitive in the case of modelling learning dynamics. Thus, endogenous learning induces GDP growth in the BaU case and reduces economic burdens in the constrained cases.

The cost of carbon mitigation expressed as GDP loss relative to the BaU case for 2050, is reduced from 3.6 % in the KG case without trade and learning to less than 2.1 % when ETL and trade are included. Also, the cost of the Kyoto Forever case is associated with moderate economic losses. Similar conclusions are derived when the marginal cost of carbon mitigation for different cases is compared.

Reducing the BaU emissions of 16.4 Gt of carbon to 7.1 Gt needs a carbon tax of up to \$500 per ton of carbon by 2050, when learning is excluded. The same carbon target can be obtained at \$280 when endogenous learning is simulated in the model. Similarly, in the Kyoto Forever case the marginal cost is reduced to around \$125 per ton instead of \$200. As explained before, an active R&D policy should be approached aiming to help innovative and carbon-free technologies to follow their learning curves.

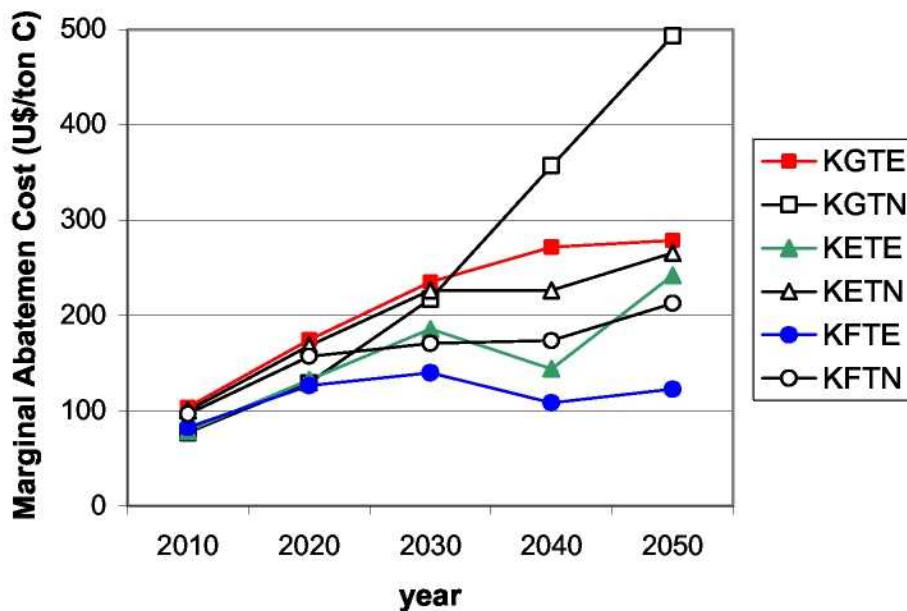


Figure 9-5: The carbon control cost is significantly reduced in the case of endogenous learning. The stronger the carbon reduction targets the better the benefit

9.4.1 Technology implications of learning

The technology implementation for power production and the related primary energy use is shown in the subsequent Figures. Coal is significantly reduced in the case of an endogenous representation of learning while gas and advanced backstop technologies are introduced instead.

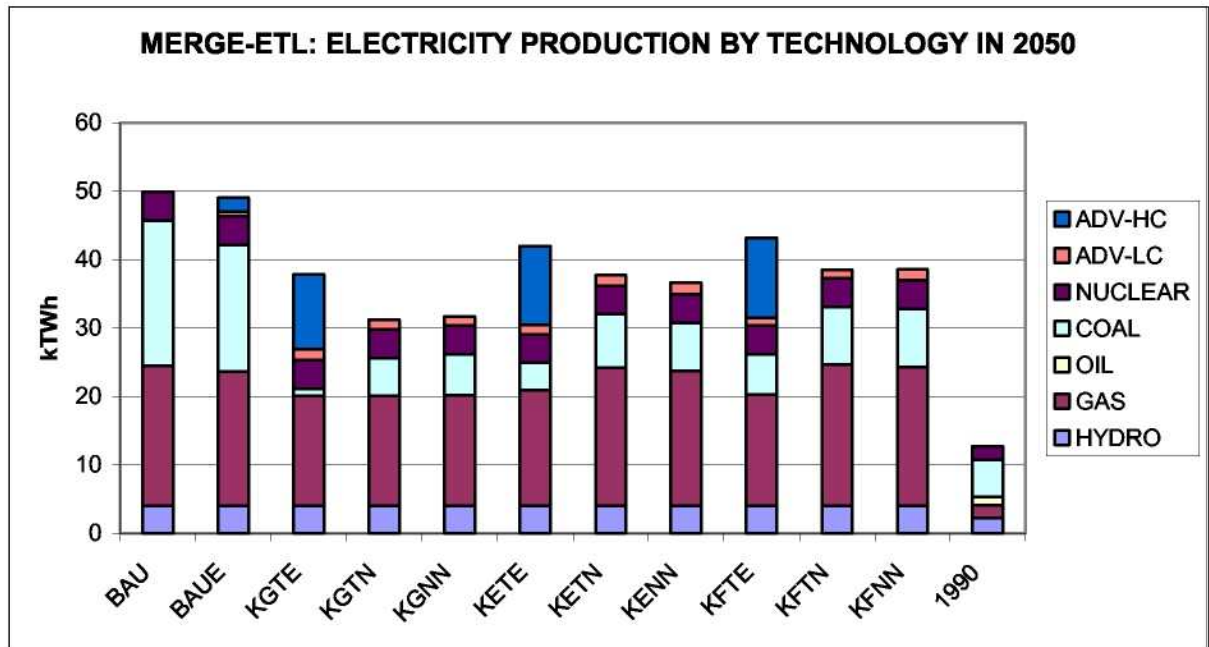


Figure 9-6: Electricity production by technology and scenario for the period of 2050

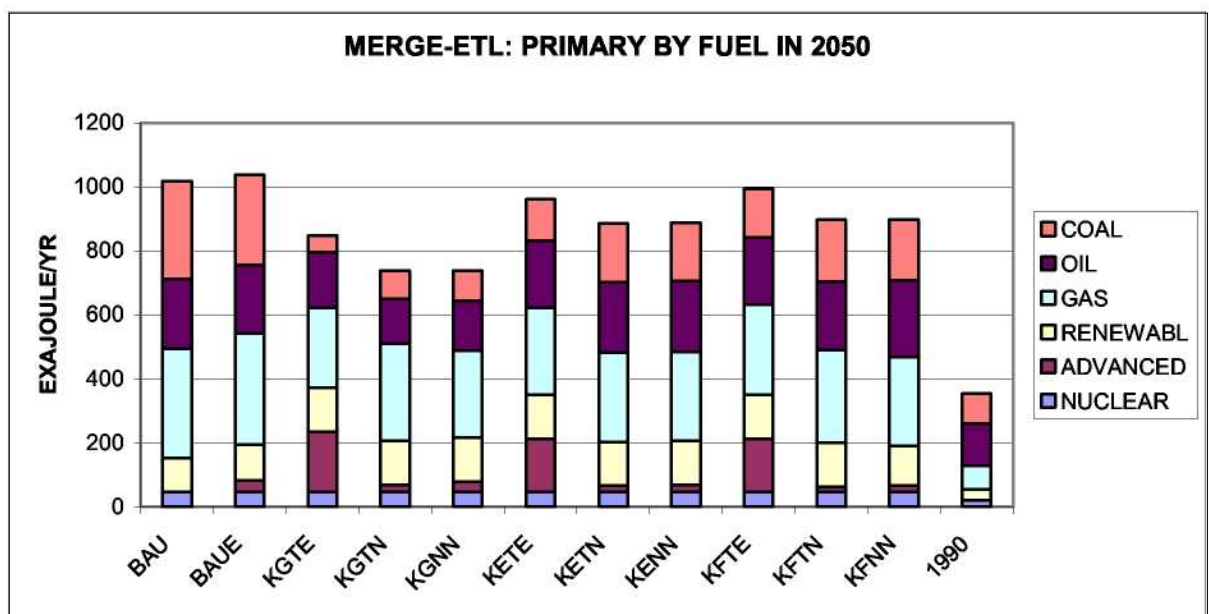


Figure 9-7: Primary energy use by fuel and scenario for the year 2050. The simulation of experience in MERGE increases primary energy use and the penetration of clean technology like gas, advanced backstop systems and renewables, instead of coal

The model results indicate some basic trends. In a Greenhouse-gas constrained world energy becomes an expensive production factor and it is substituted by capital and labour. This can result to a primary energy use reduction of about 27 % and an electricity reduction of 37 % by the year 2050 in the KG case³. This conclusion applies also in the case of learning. But the reduction of primary energy and electricity is less severe than when excluding learning where energy becomes very expensive. This is a direct consequence of the reduced control cost for carbon emissions.

Learning technologies diffuse also in the BaU case that excludes carbon constraints, but with a slightly different behaviour than in the carbon reduction cases. In the BaU case primary energy use is higher than in the case without learning while the electricity use is stabilised or reduced. Due to the relative price changes in energy markets, non-electric energy substitutes for electricity while the aggregate energy input into the economy substitutes for capital and labour inducing economic growth.

Model results are in favour of early investments to help new and promising technologies to follow their learning path even in the unconstrained case. In the post-Kyoto era, technologies for electricity production are introduced based on efficient fossil and non-fossil fuels that reduce carbon emissions. Later on, advanced gas turbines using fuel cells, solar PV and new nuclear systems are introduced for carbon control. In the non-electric markets, backstop systems like biomass and synthetic hydrogen based on solar or nuclear energy are quite promising long-term supply options.

9.5 Final Conclusions

Fossil fuels, mainly natural gas and coal, will continue to hold a significant share of the global electricity and energy supply markets in the next fifty years while carbon emissions from the energy system will continue to grow substantially. This is the case for the unconstrained global development but also in the Kyoto Forever case. However, the analysis of post-Kyoto scenarios indicates that a significant growth of low carbon generation options is required to fulfil the CO₂ emission targets.

The insights gained using such a model are in favour of early actions to stimulate technological learning of new, cleaner and innovative technologies like solar PV, advanced nuclear and fuel cells. These significant economic benefits justify further analyses to investigate the problem of proper timing for policy measures.

Significant benefits are also expected due to the induced growth (since energy becomes a cheaper production factor) in the baseline and especially in the carbon reduction cases. This is also manifested by the reduced marginal control costs in the case of endogenous learning.

³ The assumed elasticity of substitution in MERGE implies that a doubling of energy prices reduces final demand by 30 %. Also, the autonomous decrease of energy intensity corresponds to 40% of the GDP growth.

All the new systems identified as promising technologies require an initial support either in form of R&D spending for their development or in form of demonstration projects for their implementation. Otherwise they will be locked-out of the energy markets due to the strong competitiveness of systems based on fossil fuels. Thus, a portfolio of policies and measures is needed to support innovative technologies up to the point that they become attractive for the private investors or for joint venture projects.

MERGE-ETL is viewing systems with high progress ratio and innovation potential as long-term strategies against the climate risk that can significantly reduce the cost of carbon control.

The scope of the analyses was to identify least cost strategies that mitigate climate change. Model results show that the combined effect of global trade and the global spillover of learning lead to quite promising win-win situations. However, this is not necessarily what is going to happen in the real world. We need to apply innovative policy actions in order to materialise the identified strategies.

It seems that in a world that has to develop long-term strategies and options to mitigate climate change, part of the financial resources should be devoted to promising new technologies to move them along their learning curves. In addition, innovative financial policies are also needed to attract investments of the private industry to these risky and long-term markets.

References

- /Barreto, Kypreos 2000/
Barreto, L.; Kypreos, S.: A post-Kyoto analysis with the ERIS model prototype. *Int. J. of Global Energy Issues*, 14 (2000), Nos 1/2/3/4, pp 262-280
- /Barreto 2001/
Barreto, L.: Technological Learning in Energy Optimisation, Models, and Deployment of Emerging Technologies. Ph.D. Thesis, Nr. 14151. ETH Zürich. Zürich 2001
- /Grubb 1997/
Grubb M.: Technologies, energy systems and the timing of CO₂ emissions abatement. *Energy Policy*. 25 (1997), No 2, pp 159-172
- /IPCC 2000/
IPCC: Special Report on Emission Scenarios. Cambridge University Press. 2000
- /Kypreos, Barreto 1998a/
Kypreos, S.; Barreto, L.: Mixed Integer Programming for learning curves in MARKAL - Documentation. Mimeo. Paul Scherrer Institute. Villigen/Switzerland 1998
- /Kypreos, Barreto 1998b/
Kypreos, S.; Barreto, L.: A simple global electricity MARKAL model with learning. Paper presented to the Joint IEA-ALEP/ETSAP Workshop. Antalya/Turkey 1998

/Kypreos 2000/

Kypreos, S.: The MERGE Model with Endogenous Technological Change. Workshop on Economic Modelling of Environmental Policy and Endogenous Technological Change, Amsterdam/The Netherlands, November 16-17, 2000. Amsterdam 2000

/Manne, Richels 1997/

Manne, A.; Richels, R.: On stabilizing CO₂ concentrations - cost-effective emission reduction strategies. *Environmental Modelling and Assessment* 2 (1997), pp 251-265

/Mattsson 1997/

Mattsson, N.: Internalising technological development in energy systems models. Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering. Chalmers University of Technology. Gothenburg 1997

/Messner 1997/

Messner, S.: Endogenised technological learning in an energy systems model. *Journal of Evolutionary Economics* 7 (1997), pp 291-313

/Murtagh et al. 1987/

Murtagh, Bruce A.; Saunders, Michael A.: Minos 5.1 User's Guide. Report SOL 83-20R, December 1983, revised 1987, Stanford University

/Negishi 1972/

Negishi, T.: *General Equilibrium Theory and International Trade*, North-Holland Publishing Company. Amsterdam/The Netherlands 1972

Appendix A. Sets, variables and equations**Sets**

dle	electric technologies that decline
dln	non-electric technologies that decline
et	electric technologies
etl	electric technologies with learning
$netl$	electric technologies without learning
$mntl$	non-electric technologies without learning
nt	non-electric technologies
ntl	non-electric technologies with learning
r	world regions
t	time periods
trd	traded goods such as numéraire (nmr)
x	fossil fuels
xle	electric technologies that expand
xln	non-electric technologies that expand

Variables

$C_{r,t}$	consumption (10^{12} USD)
$CLEV_{r,t}$	carbon emission level (10^9 tons)
$CRLX_{r,t}$	carbon limit relaxation (10^9 tons)
$DC_{r,t}$	delay carbon utilisation – banking (10^9 tons)
$EC_{r,t}$	energy cost (10^{12} USD)
$E_{r,t}$	demand for electric energy (TkwWh)
$EN_{r,t}$	new vintage demand for electric energy (TkwWh)
$GASNON_{r,t}$	gas consumed to meet non-electric demands (EJ)
$GCAP_{t,etl}$	cumulative (electric) installations relative to $CC_{et,0}$
$GCAPN_{t,nil}$	cumulative (non-electric) installations relative to $CC_{nt,0}$
$I_{r,t}$	investment (10^{12} USD)
$IMP_{r,t,trd}$	imports of traded goods
$K_{r,t}$	capital stock (10^{12} USD)
$KN_{r,t}$	new vintage capital (10^{12} USD)
$N_{r,t}$	demand for non-electric energy (EJ)
$NN_{r,t}$	new vintage demand for non-electric energy (EJ)
$NTX_{r,t,trd}$	net exports of traded goods
$OILNON_{r,t}$	oil consumed to meet non-electric demands (EJ)
$PE_{r,t,et}$	production of electric energy (TkwWh)
$PN_{r,t,nt}$	production of non-electric energy (EJ)

$RA_{r,t,x}$	reserve additions (EJ)
$RSC_{r,t,x}$	undiscovered resources (EJ)
$RSV_{r,t,x}$	proven reserves (EJ)
$Y_{r,t}$	production, excluding energy sectors (10^{12} USD)
$YN_{r,t}$	new vintage production, excluding energy sectors (10^{12} USD)

The following two sections describe the equations of MERGE-ETL that have been adapted from the MERGE model. For more details on the standard MERGE equations, the reader is kindly referred to /Manne, Richels 1997/.

MACRO equations

The Negishi welfare function $NWEL$, whose maximising for a fixed set of Negishi weights nw corresponds to the Negishi welfare problem, is defined as follows:

$$NWELDF: \quad NWEL = \sum_r \left(nw_r \cdot \sum_t (udf_{r,t} \cdot \log C_{r,t}) \right)$$

where $udf_{r,t}$ is a discount factor.

Consumption is defined in the next equation, which defines possible use of the production:

$$CC_{r,t}: \quad Y_{r,t} = C_{r,t} + I_{r,t} + NTX_{nmr,r,t} + EC_{r,t} + rd_{r,t}$$

where $rd_{r,t}$ are the (exogenously specified) public and private expenditures on research and development for selected electric and non-electric energy technologies for which endogenous learning is assumed. When considering the one-factor learning curve, this parameter is fixed to zero.

The next equation describes the dynamics of capital accumulation:

$$NEWCAP_{r,t+1}: \quad KN_{r,t+1} = 0.5 \cdot nypert_r \cdot (speed_{r,t} \cdot I_{r,t} + I_{r,t+1})$$

where $nypert$ is the number of years in period t and $speed_{r,t}$ is the period adjustment speed of depreciation defined as

$$speed_{r,t} = (1 - depr_r)^{nypert_r}$$

with $depr$ is the regional depreciation rate. The total capital stock is then defined as:

$$TOTCAP_{r,t+1}: \quad K_{r,t+1} = KN_{r,t+1} + speed_{r,t} \cdot K_{r,t}$$

The new vintage demand for electric energy is:

$$NEWELECR_{r,t+1}: \quad EN_{r,t+1} = E_{r,t+1} - speed_{r,t} \cdot E_{r,t}$$

The one for non-electric energy is:

$$NEWNON_{r,t+1}: \quad NN_{r,t+1} = N_{r,t+1} - speed_{r,t} \cdot N_{r,t}$$

The new vintage production function is then defined by:

$$NEWPROD_{r,t}: \quad YN_{r,t} = (a_{r,t} \cdot KN_{r,t}^{\rho\alpha} \cdot LN_{r,t}^{\rho(1-\alpha)} + b_{r,t} \cdot EN_{r,t}^{\rho\beta} \cdot NN_{r,t}^{\rho(1-\beta)})^{1/\rho}$$

where $a_{r,t}$ and $b_{r,t}$ are calibration parameters, $LN_{r,t}$ is the exogenously specified labour force available for the new vintage production, α the optimal value share of capital in the value added aggregate, β the optimal value share of electricity in the energy aggregate and ρ is defined through $ESUB$ (the elasticity of substitution between the value added and the energy aggregates) by $\rho = 1 - ESUB^{-1}$.

The total production corresponds to:

$$TOTALPROD_{r,t}: \quad Y_{r,t+1} = YN_{r,t+1} + speed_{r,t} \cdot Y_{r,t}.$$

Trade among regions are subject to the following trade balances:

$$TRDBAL_{t, \text{trd}}: \quad \sum_r NTX_{r,t, \text{trd}} = 0.$$

Finally, the following terminal condition is applied:

$$TC_{r,T}: \quad I_{r,T} \geq K_{r,T} \cdot (grow_r + depr_r)$$

where $grow_r$ is the potential economic growth rate.

ETA equations

The first constraint is a supply-demand balance for electric energy:

$$SUPELEC_{r,t}: \quad \sum_{el} PE_{r,t,el} \geq E_{r,t}.$$

The next constraint is a supply-demand balance for non-electric energy, where oil and gas non-electric uses, coal direct use ($CLDU$), synthetic fuel ($SYNF$), renewables ($RNEW$) and non-electric backstop fuels ($NE-BACK$) are perfect substitutes to cover non-electric demands:

$$\begin{aligned} \text{SUPLNON}_{r,t}: \quad & OILNON_{r,t} + GASNON_{r,t} + PN_{r,t,CLDU} + PN_{r,t,SYNF} - NTX_{r,t,SYNF} + \\ & PN_{r,t,RNEW} + PN_{r,t,NE-BACK} \geq N_{r,t} \end{aligned}$$

There is then a supply-demand balance for coal.

$$\text{SUPCOAL}_{r,t}: \quad PN_{r,t,coal} \geq PN_{r,t,CLDU} + \sigma \cdot PN_{r,t,SYNF} + \sum_{e_coal} hr_{e_coal} \cdot PE_{r,t,e_coal}$$

where the demand for coal comes from its direct use, the production of synthetic fuel and consumption (computed through heat rate coefficients, hr) in coal power plants (e_coal).

The following constraint is a supply-demand balance for oil.

$$\text{SUPOIL}_{r,t}: \quad \sum_{oilc} PN_{r,t,oilc} \geq OILNON_{r,t} + NTX_{r,t,oil} + \sum_{e_oil} hr_{e_oil} \cdot PE_{r,t,e_oil}$$

where $oilc$ are cost categories for oil production and e_oil the set of oil power plants.

There is similarly a supply-demand balance for natural gas.

$$\text{SUPGAS}_{r,t}: \quad \sum_{gasc} PN_{r,t,gasc} \geq GASNON_{r,t} + NTX_{r,t,gas} + \sum_{e_gas} hr_{e_gas} \cdot PE_{r,t,e_gas}$$

where $gasc$ are cost categories for gas production and e_gas the set of gas power plants.

Natural gas is then limited to supply only a fraction ($gasfr$) of non-electric energy markets.

$$\text{GFRAC}_{r,t}: \quad \text{GASNON}_{r,t} \leq \text{gasfr} \cdot N_{r,t}.$$

Similarly, natural gas is also limited to supply only a fraction (*gasfre*) of the electric energy market.

$$\text{GFRACE}_t: \quad \sum_r \sum_{e_gas} PE_{r,t,e_gas} \leq \text{gasfre} \cdot \sum_r E_{r,t}.$$

The next constraint prevents synthetic fuel exports to exceed domestic production.

$$\text{SYNTH}_{r,t}: \quad \text{NTX}_{r,t,\text{SYNF}} \leq \text{PN}_{r,t,\text{SYNF}}.$$

The next two constraints define the cumulative capacity (relative to CC_0) for technologies for which endogenous learning is assumed. The first one concerns electric technologies and follows equation (9-3) of Section 9.2:

$$\text{GROWTH}_{t,\text{etl}}: \quad \text{GCAP}_{t,\text{etl}} = \frac{\sum_{r,\tau}^{\tau \in [1,t]} \text{nypert}_i \cdot PE_{r,\tau,\text{etl}}}{CC_{0,\text{etl}} \cdot \text{lifel}_{\text{etl}} \cdot \text{lfe}_{\text{etl}} \cdot 0.00876} + 1.$$

Similarly, the next constraint concerns non-electric energy technologies

$$\text{GROWTH}_{t,\text{ntl}}: \quad \text{GCAPN}_{t,\text{ntl}} = \frac{\sum_{r,\tau}^{\tau \in [1,t]} \text{nypert}_i \cdot \text{PN}_{r,\tau,\text{ntl}}}{CC_{0,\text{ntl}} \cdot \text{lifel}_{\text{ntl}}} + 1.$$

There are then some constraints controlling the decline and expansion of the energy technologies. The first one controls the decline rate of electric technologies.

$$\text{DECE}_{r,t,\text{dle}}: \quad PE_{r,t+1,\text{dle}} \geq PE_{r,t,\text{dle}} \cdot \text{decf}_r^{\text{nypert}_i}$$

where decf_r is a maximum decline rate.

A similar constraint controls the decline rate of non-electric technologies.

$$\text{DECN}_{r,t,\text{dln}}: \quad \text{PN}_{r,t+1,\text{dln}} \geq \text{PN}_{r,t,\text{dln}} \cdot \text{decf}_r^{\text{nypert}_i}.$$

The following constraint limits then the expansion rate of electric technologies.

$$\text{EXPP}_{r,t,\text{xle}}: \quad PE_{r,t+1,\text{xle}} \leq \text{nsf}_r \cdot E_{r,t+1} + PE_{r,t,\text{xle}} \cdot \text{exf}_{r,\text{xle}}^{\text{nypert}_i} + \text{gdf}_{r,t} \cdot \sum_r (PE_{r,t,\text{xle}} \cdot \text{exf}_{r,\text{xle}}^{\text{nypert}_i})$$

where nsf_r is a low seed value parameter, $\text{exf}_{r,\text{xle}}$ an annual expansion rate and $\text{gdf}_{r,t}$ a global diffusion factor reflecting regional spill-over effects.

A similar constraint limits also the expansion rate of non-electric technologies.

$$\text{NXPP}_{r,t,\text{xln}}: \quad \text{PN}_{r,t+1,\text{xln}} \leq \text{nsf}_r \cdot N_{r,t+1} + \text{PN}_{r,t,\text{xln}} \cdot \text{nxf}_r^{\text{nypert}_i}$$

where $\text{nxf}_{r,\text{xln}}$ is also an annual expansion rate.

There are then several constraints describing the production of exhaustible resources. The first constraint determines the production of these resources as a fraction of proven reserves:

$$\text{PRVLIM}_{r,t,\text{x}}: \quad \text{PN}_{r,t,\text{x}} = \text{pfr}_{r,\text{x}} \cdot \text{RSV}_{r,t,\text{x}}$$

where $\text{pfr}_{r,\text{x}}$ is a fixed ratio of current production to proven reserves.

Proven reserves are then defined by a distributed lag function of reserve additions less production:

$$\text{RSVAV}_{r,t+1,\text{x}}: \quad \text{RSV}_{r,t+1,\text{x}} = \text{RSV}_{r,t,\text{x}} + 5(\text{RA}_{r,t,\text{x}} - \text{PN}_{r,t,\text{x}}) + 5(\text{RA}_{r,t+1,\text{x}} - \text{PN}_{r,t+1,\text{x}})$$

Undiscovered resources are next defined as a distributed lag-function of reserve additions:

$$\text{RSCAV}_{r,t+1,x}: \quad \text{RSC}_{r,t+1,x} = \text{RSC}_{r,t,x} - 5(RA_{r,t,x} + RA_{r,t+1,x}).$$

Reserve additions cannot finally exceed a fixed fraction of undiscovered resources:

$$\text{RDFLIM}_{r,t,x}: \quad RA_{r,t,x} \leq rdf_{r,x} \cdot \text{RSC}_{r,t,x}$$

where $rdf_{r,x}$ is a resource depletion factor.

The next constraint computes net regional carbon emission level using electric and non-electric energy production times carbon coefficients (ce), trade of fuels, non-energy use ($nenc$), and a carbon relaxation value (charged at high cost):

$$\text{CARLEV}_{r,t}: \text{CLEV}_{r,t} + \text{CRLX}_{r,t} = \sum_{et} PE_{r,t,e} \cdot ce_{r,e} + \sum_{nt} PN_{r,t,nt} \cdot ce_{r,nt} - \text{NTX}_{r,t,x} \cdot ce_{r,x} - nenc_{r,t}.$$

Annual carbon emission limits ($carlim_{r,t}$) can then be imposed as follows:

$$\text{ANC}_{r,t}: \quad \text{CLEV}_{r,t} + \text{NTX}_{r,t,crt} \leq carlim_{r,t} + DC_{r,t-1} - DC_{r,t} + \text{CRLX}_{r,t}$$

where the index crt denotes tradable emission permits.

Finally, the following equation computes the energy cost, assuming a two-factor learning curve:

$\text{COSTNRG}_{r,t}$:

$$\begin{aligned} EC_{r,t+1} = & \sum_{etl} \left(\frac{SC_{0,etl} \cdot CC_{0,etl}}{1-b} \cdot (GCAP_{t+1,etl}^{1-b} - GCAP_{t,etl}^{1-b}) \right) + \\ & \sum_{nml} \left(\frac{SC_{0,nml} \cdot CC_{0,nml}}{1-b} \cdot (GCAP_{t+1,nml}^{1-b} - GCAP_{t,nml}^{1-b}) \right) + \\ & \sum_{etl} (1 - fr_{etl}) \cdot PE_{r,t+1,etl} \cdot ecst_{r,etl} + \sum_{nml} (1 - fr_{nml}) \cdot PN_{r,t+1,nml} \cdot ncst_{r,etl} + \\ & \sum_{netl} PE_{r,t+1,netl} \cdot ecst_{r,t+1,netl} + \sum_{nml} PN_{r,t+1,nml} \cdot ncst_{r,t+1,nml} \end{aligned}$$

where b , c , CRD , fr and SC are notations that have been introduced in Section 9.2, $ecst$ is a cost of generating electricity and $ncst$ a cost of producing non-electric energy. Notice that the energy cost includes also an allowance for oil-gas price differential, taxes on electricity, non-electric energy and carbon emission, the cost of relaxing carbon limit, a lump-sum rebate of tax revenues and the transportation cost for interregional trade.

Table Appendix A: The structure of MERGE, MERGE-ETL and ETA-MIP

	MERGE	ETA-MIP	MERGE-ETL
Demand Electric	NEWELEC	Yes, fixed E	NEWELEC
Demand Non-El.	NEWNON	Yes, fixed N	NEWNON
E- Supply	SUPELEC	SUPELEC	SUPELEC
N- Supply	SUPNON	SUPNON	SUPNON
Gas- Supply	SUPGAS	SUPGAS	SUPGAS
Oil- Supply	SUPOIL	SUPOIL	SUPOIL
Coal- Supply	SUPCOAL	SUPCOAL	SUPCOAL
Gas fraction N	GFRAC	GFRAC	GFRAC
Gas fraction E	GFRACE	GFRACE	GFRACE
Cumulative Cap E		GROWTH	GROWTH
Cumulative Cap-N		GROWTHN	GROWTHN
Global diffusion E		EXPPETL	EXPPETL
Global diffusion N		EXPNETL	EXPNETL
Energy cost	COSTNRG		COSTNRG
Capital depreciation	TOTALCAP		TOTALCAP
New output Y	NEWPROD		NEWPROD
Capital formation	NEWCAP		NEWCAP
Y depreciation	TOTALPROD		TOTALPROD
Use of Output (Y)	CC		CC
Terminal condition	TC		TC
MIP for ETA		EQCCAP	
MIP for ETA		EQCCOS	
MIP for ETA		EQLOG1-2	
MIP for ETA		EQDEL	
MIP for ETA		EQEXP1-2	
Decline E	DECE	DECE	DECE
Decline N	DECN	DECN	DECN
Expand E	EXPP	EXPP	EXPP
Expand N	NXPP	NXPP	NXPP
Synthetic fuel	SYNFX	SYNFX	SYNFX
Resources	RSCAV	RSCAV	RSCAV
Resources	RSVAV	RSVAV	RSVAV
Resources	RDFLIM	RDFLIM	RDFLIM
Resources	PRVLIM	PRVLIM	PRVLIM
Carbon Level	CARLEV	CARLEV	CARLEV
Trade bal.	TRDBAL	TRDBAL	TRDBAL
Objective function	NWELDF	COST-MIP	NWELDF

Appendix B: Extension to Global MARKAL-MACRO

Solving techniques for GMM

The present version of the GMM model is a partial equilibrium model of the energy system without any links to the rest of the economy. First, it should be extended to include a simple macro-economic sub-model with trade of the energy fuels and carbon emission rights and other products. Also, the Negishi loop should be included in the global MARKAL model as in the MERGE model. The Negishi loop balances the discounted trade imbalances by region across the time horizon of analyses while the dual of the numéraire normalizes the prices of traded products.

Because of the non-convexity associated with learning, the commercial solver MINOS /Murtagh et al. 1987/ used to solve the MARKAL-MACRO model does not guarantee the identification of a global optimum. In order to find a global optimum, the following iterative approach is proposed:

Pre-solving Global Markal-Macro (GMM)

In this first step, the original Global MARKAL-MACRO model (e. g., without ETL options) will be solved to define equilibrium demands for MARKAL. These equilibrium energy demands, as well as all other levels and dual prices will be given as initial values to a regionalized GMM model with endogenous technological learning.

Solving Global MARKAL (GMARKAL-ETL)

In this second step, a Mixed Integer Solver (MIP) solves the global MARKAL-ETL model as linear and convex model. To approximate better the changes in demand due to the expected changes in energy cost and the dual prices, the partial equilibrium version of MARKAL will be used applying the same elasticity as the elasticity of substitution in the Macro production function.

Post-solving Global Markal-Macro (GMM-ETL)

Finally, the GMM will be solved again starting from the levels, dual values and the cost regression of technologies with learning as implied by the cumulative installations defined in the previous step. If cumulative installations of technologies with ETL, at the end of this solution, are above a given margin we will repeat the second step solving again GMARKAL-ETL and adjusting the cost data. But, if cumulative capacities are within a margin we will stop iterations claiming that we have identified the global optimum solution.

The MACRO stand-alone model

There is a good hope that the multi-regional NLP MARKAL-MACRO problem will be solved directly using the new version of MINOS that eliminates redundant equations, as the size of the model is limited to 25000 rows. Otherwise, an approach is proposed to separate the energy and the economy sub-models of MARKAL-MACRO, explained below.

The **MACRO stand-alone** described below, is a very simple model that includes only the macroeconomic and non-linear part of GMM. Here, the regional index is dropped for simplicity. Energy demand is usually expressed as function of price and income. Here, we correlate demand to the energy cost EC_t and solve the simple MACRO stand-alone model by maximizing its utility function, e.g.:

$$\text{Max } U_k = \sum_i \beta_i \cdot \log C_i$$

that subjects to the constraints:

$$Y_t = \langle a \cdot K_t^{\rho\alpha} \cdot L_t^{\rho(1-\alpha)} + \sum_m b_m \cdot D_{m,t}^{\rho} \rangle^{1/\rho}$$

the production function,

$$Y_t = C_t + I_t + EC_t$$

the use of output function,

$$K_t = (1 - \delta) \cdot K_{t-1} + I_t$$

the capital formation function and

$$EC_t = a_t + \sum_m b_{m,t} \cdot D_{m,t}^2$$

the energy cost function

All symbols are as in MERGE, and $D_{m,t}$ refers to demand for energy services m , while the coefficients are specified using prices and levels as in the energy supply model. Taking the partial derivatives in respect to demands for the energy cost function, to be equal to the shadow prices and the energy system cost in MARKAL, we can calibrate the constants of the function and link the MACRO and MARKAL sub-models.

The regional coefficients are estimated as follows:

$$a_t = EC_t - \sum_m \frac{mcD_{m,t}}{2 \cdot mcEC_t} \quad \text{and} \quad b_{m,t} = \frac{mcD_{m,t}}{2 \cdot mcEC_t \cdot D_{m,t}}$$

while the marginal cost per demand category ($mcD_{m,t}$) and per annualised energy cost ($mcEC_t$) are to be defined in Markal when solving for the energy problem.

According to IIASA, the algorithm is converging in a few iterations for an 11-RT MESSAGE case of 50000 rows. The reason being, first the week dependency between energy and GDP and second the fact that when demand is overestimated in MACRO then, MARKAL will give a higher shadow price and this high price will reduce demands in the subsequent iteration.

10 Drei Modellwerkzeuge zur Analyse des Wettbewerbs auf dem Strommarkt in Dänemark und Norddeutschland – EFOM, Balmorel, EMELIE

Poul Erik Grohnheit

Risø National Laboratory, Systems Analysis Department,
Building 110, P. O. Box 49, DK 4000 Roskilde, Tel +45 46 77 51 07
Email: poul.erik.grohnheit@risoe.dk

Acknowledgement

Research grants for the research that is summarised in this paper were received from the JOULE Energy Research Programme of the European Commission, the Energy Research Programme of the Nordic Council of Ministers, and the Danish Energy Research Programme.

10.1 Technisch-ökonomische Modelle für den Wettbewerbsmarkt

Die traditionelle Anwendung von technisch-ökonomischen ‚bottom-up‘ Modellen ist die Optimierung für ganze Nationen. Diese Anwendung war typisch für Modelle wie EFOM, MARKAL, MESSAGE etc., die seit den 70er Jahren von internationalen Organisationen verwendet werden.

In einem Wettbewerbsmarkt ist die Modellierung des Verhaltens mehrerer Agenten notwendig, d. h. Regionen, Städten oder Firmen. Die Optimierung des Verhaltens der einzelnen Agenten ist mit den traditionellen Modellen möglich, aber nicht die Interaktion zwischen den Agenten. Dafür werden Modelle aus der mikroökonomischen Tradition benötigt. In diesem Artikel werden im folgenden drei Modellwerkzeuge zur Analyse des Elektrizitätsmarktes beschrieben:

- EFOM-CHP – Optimierung für Regionen, Städte oder Firmen
- Balmorel – Baltic Model of Regional Energy Market Liberalisation – Gleichgewicht auf dem internationalen Elektrizitätsmarkt (Elkraft System für das dänische Energieforschungsprogramm)
- EMELIE – Electricity Market Liberalisation in Europe. Spieltheoretisches Modell (SPEED, Universität Oldenburg)

Focus für die Berechnungen mit den drei Modellen, die hier präsentiert werden, ist der Außenhandel mit Elektrizität. Dieser Handel hat in Dänemark eine sehr lange Tradition. Die erste elektrische Auslandsverbindung war 1916 zwischen Seeland und Schweden errichtet worden. Hochspannungs-Gleichstromverbindungen waren in den 60er und 70er Jahren zwischen Jütland und Norwegen und Schweden und in 90er Jahren zwischen Seeland und Rostock in Betrieb gegangen. Eine Hochspannungs-Gleichstromverbindung zwischen Seeland und Fünen-Jütland ist lange diskutiert, aber nie gebaut worden.

10.2 Optimierung des langfristigen Ausbaus eines regionalen Stromerzeugers

EFOM-CHP (Energy Flow Optimisation Model – Combined Heat and Power) ist eine kleine Version von EFOM mit fixierten Technologiedaten und austauschbaren Strukturdaten (regionale Nachfrage nach Elektrizität und Wärme, Kraftwerksbestände im Basisjahr und vorgegebenem Kraftwerkssterben; Brennstoffpreisen und Preisen des internationalen Elektrizitätshandels). Die Optimierung zielt auf die Minimierung der diskontierten Gesamtkosten innerhalb des Zeithorizonts, z. B. 20 Jahren, ab.

Abb. 10-1 zeigt die Kernelemente in einem technisch-ökonomischen Optimierungsmodell für Energieflüsse mit Kapazitätsbeschränkungen und endogenem Ausbau. Der untere Teil des Bildes repräsentiert den lokalen oder regionalen Wärmemarkt, der obere Teil den nationalen oder internationalen Strommarkt.

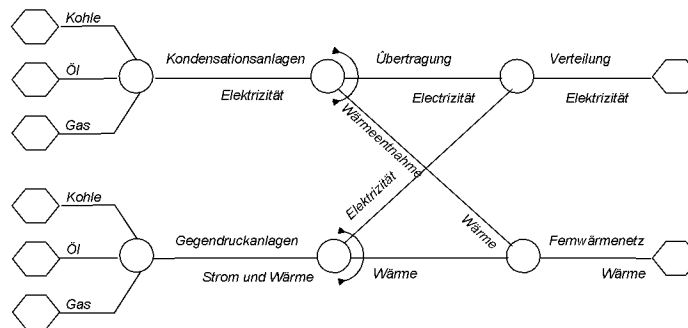


Abb. 10-1: EFOM Modellstruktur für den Strom- und Wärmemarkt

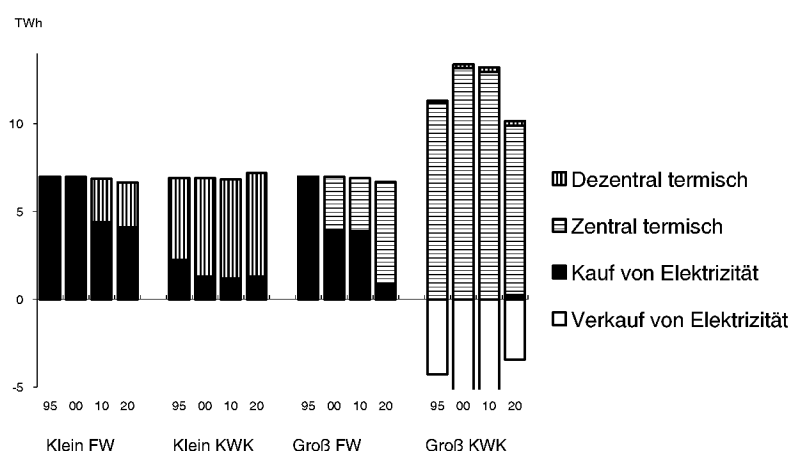
Die Verbindungen repräsentieren die Absatzmöglichkeit der lokalen Gegendruckkraftwerke (mit festen Proportionen zwischen Strom und Wärme, die mit dem Parameter Stromkennzahl spezifiziert ist) zu dem überregionalen Strommarkt und – wenn verfügbar – Wärmetransmissionsverbindungen zu regional gelegenen Großkraftwerken (Entnahme-Kondensationskraftwerke mit flexiblen Proportionen zwischen Strom und Wärme, die mit der Stromverlustkennzahl in dem Modell spezifiziert sind).

Dieses Modell ist auf die Technologiewahl und den Wettbewerb zwischen Technologien über die nächsten Jahre bis zur Lebensdauer der Großanlagen konzentriert. Die endogene Technologiewahl ist auf sowohl den technisch-ökonomischen Daten der zukünftigen Technologien als auch auf Prognosen zu Brennstoffpreisen, der Nachfrage und den Emissionsbeschränkungen basiert. Das Modell wird für verschiedene Modellstudien mit Resultaten von ausgewählten stilisierten regionalen Stromerzeugern mit bestehenden oder potenzieller Ausnutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt.

Tabelle 10-1: Wärmemärkte und Kraft-Wärme-Kopplung

	Bestehende KWK-Kapazität	Potenzial für KWK-Ausbau
Klein-KWK 1-100 MW elektrische Kapazität	Eine KWK Anlage, die für einen bestimmten kleineren Wärmemarkt konstruiert ist, zum Beispiel für ein kleineres Fernwärmenetz oder eine Industrieanlage.	Industrieller Dampfbedarf oder Wärmemarkt mit wasserbasierter Wärmeverteilung
Groß-KWK Über 100 MW elektrische Kapazität	Großstadt-Fernwärmenetz mit Lieferung von verschiedenen Anlagen, z. B. Müllverbrennung und KWK für die Grundlast und Kessel für die Spitzenlast.	Großstadt-Fernwärmenetz mit geringer Lieferung von KWK.

Abb. 10-2 präsentiert die Technologiewahl in dem Referenzfall für vier ausgewählte stilisierte regionale Stromerzeuger. Diese Referenzfälle wurden für Analysen einer großen Zahl von Variationen der Rahmenbedingungen benutzt /Grohnheit 1999a/. Dies betraf insbesondere Variationen der Energiepreise, der Preise von handelbaren CO₂-Emissionsrechten oder CO₂-Steuern. Die stilisierten regionalen Stromerzeuger in Abb. 10-2 sind mit dänischen Daten gebildet.

**Abb. 10-2:** Resultate aus EFOM-CHP für stilisierte regionale Stromerzeuger. Die Stromerzeugung ist nach Technologien aufgeschlüsselt

Die Größe dieser Wärmemärkte in den Ländern von Nordeuropa ist in Abb. 10-3 dargestellt. Regionale Stromerzeuger mit bestehenden KWK-Anlagen haben große Bedeutung in Dänemark, Finnland und den Niederlanden, gleichzeitig ist aber die Struktur in Dänemark und den Niederlanden sehr unterschiedlich. In Dänemark sind fast alle Großkraftwerke in der Nähe der Großstädte für den dortigen Wärmemarkt lokalisiert, während in den Niederlanden die meisten KWK-Anlagen industrielle Kraftwerke sind, die einen bestimmten industriellen

Wärme- oder Dampfbedarf decken. In Norwegen ist die Elektrizitätserzeugung fast vollständig von Wasserkraft dominiert, in Schweden von Wasser- und Kernkraft, aber es gibt in Schweden einen sehr großen Fernwärmemarkt mit geringer Ausnutzung der KWK. Der größte Fernwärmemarkt besteht in Deutschland, dennoch macht er hier nur einen geringen Teil des gesamten Elektrizitätsmarktes aus.

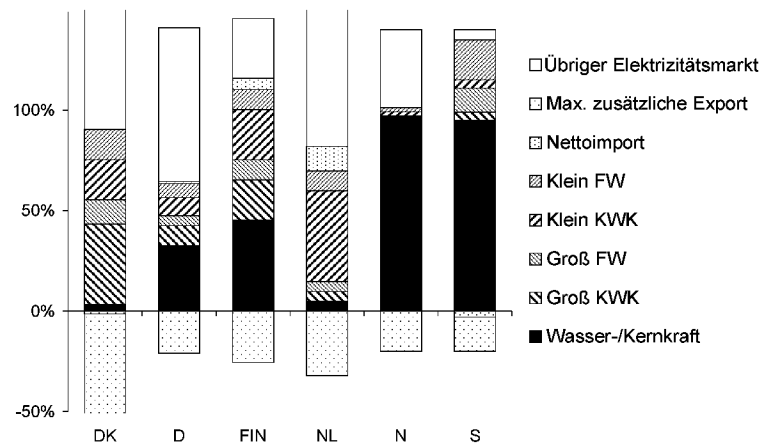


Abb. 10-3: Struktur der Elektrizitätsmärkte in Dänemark, Deutschland, Finnland, Niederlande, Norwegen und Schweden 1995

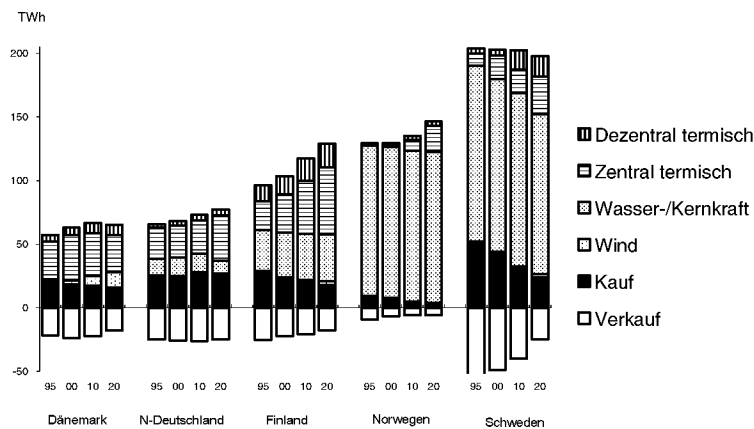


Abb. 10-4: Hochrechnung für fünf Länder in Nordeuropa mit stilisierten regionalen Stromerzeugern: Stromerzeugung nach Technologie

Abb. 10-4 illustriert die Modellresultate für die nordischen Länder und Norddeutschland¹ als Hochrechnung mit den Resultaten der Modellierung der stilisierten regionalen Stromerzeuger als Bausteine.

Kauf und Verkauf von Elektrizität von bzw. nach außen sind bei der Optimierung unter der Annahme von Marktpreisen bestimmt. Ein Marktgleichgewicht kann nur durch Iteration erreicht werden.

Alle Daten und Berechnungen für EFOM-CHP werden von einer Excel-Datei kontrolliert, die als Benutzerschnittstelle funktioniert. Die Modellschnittstellen sind einfache Textdateien für ein altes Fortran-Programm. Die Schnittstellen für Balmorel und EMELIE, die im folgenden kurz beschrieben werden, sind Weiterentwicklungen dieser Modellschnittstelle.

10.3 Kopplung mit makroökonomischen Modellen

Die Resultate, die auf Abb. 10-4 präsentiert sind, waren ursprünglich als ein Soft-Link zwischen dem Energiesystemmodell und einem makroökonomischen Modell entwickelt worden. Änderungen in Investitionen und Elektrizitätsproduktion zwischen dem Referenzszenario und Szenarien mit Annahme von technologischen Fortschritten wurden in volkswirtschaftliche Begriffe übersetzt, d. h. Änderungen in der Aktivität zwischen Sektoren.

Die sechs nordeuropäischen Länder in Abb. 10-3 sind eine Auswahl von den 17 Ländern (EU15 plus Norwegen und Schweiz) in dem europäischen makroökonomischen Modell, *E3ME*. Die meisten Informationen aus dieser Studie zu dem Einfluss neuer Technologien auf die Umwelt und die Volkswirtschaft sind jedoch Resultate aus dem Energiesystemmodell. Um anwendbare Resultate von den makroökonomischen Modellen für so viele Länder zu erreichen, bedarf es zahlreicher systematischer Studien und jahrlanger Erfahrungen. Anwendbare Resultate aus makroökonomischen Modellen sind leichter erzielbar für Einzelländer mit einer makroökonomischen Tradition und großer Erfahrung mit einem bestimmten Modell. Das ist in Dänemark mit dem makroökonomischen Modell ADAM der Fall, das kontinuierlich seit den 70er Jahren von vielen Benutzern verwendet ist. Auch verschiedene Satellitenmodelle sind für ADAM entwickelt worden, um die Interaktion zwischen der Volkswirtschaft, dem Energiesystem und der Umwelt zu analysieren /Andersen 2001/, /Andersen, Trier 1995/.

10.4 Modellierung des internationalen Elektrizitätshandels

Balmorel (Baltic Model of Regional Energy Market Liberalisation) ist ein neues Modell für partielle Gleichgewichte auf einem internationalen Elektrizitätsmarkt. Es wurde in den Jahren

¹ Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern als ein Anteil ganz Deutschlands nach Bevölkerung (7,6 %)

1999-2001 von Elkraft System für das dänische Energieforschungsprogramm zur Kooperation mit Mittel- und Osteuropa entwickelt. Die Detaillierungen von Technologie- und Strukturdaten sind ähnlich wie bei EFOM-CHP.

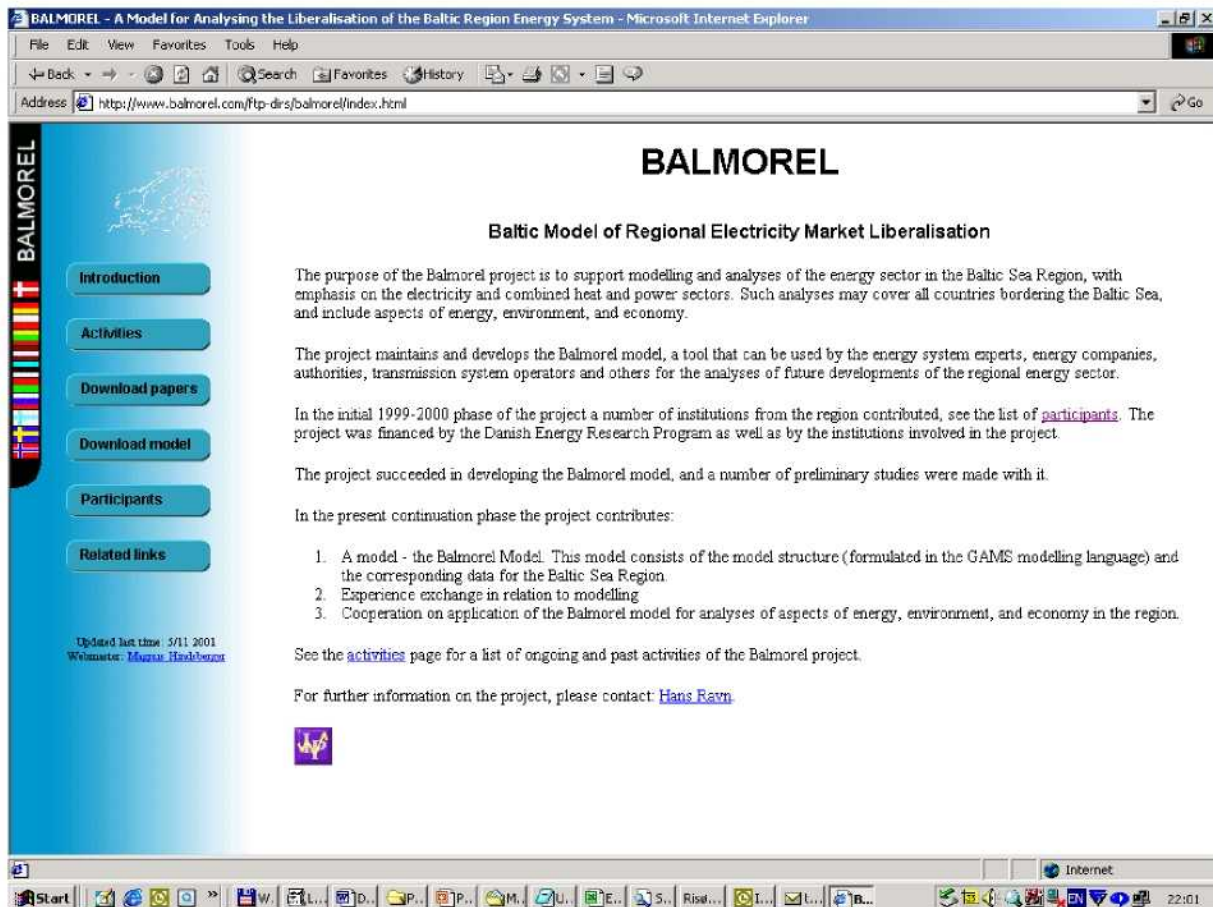


Abb. 10-5: Startseite von www.balmorel.com

Balmorel ist ein ‚open source‘ Modell, das auf dem Internet verfügbar ist, www.balmorel.com (siehe Abb. 10-5). Von dieser Website gibt es zum Download das Modellprogramm in GAMS, Daten zur Beschreibung der Elektrizitäts- und Wärmemärkte in den Ostseeländern bis zum Jahr 2030, Technologiedaten für Elektrizitäts- und Wärmeanlagen sowie eine Modelldokumentation und ein Beispiel der Modellanwendung. Der Zeithorizont und geographische Bereich von Balmorel sind aber flexibel. Das Referenzmodell enthält Daten aus offenen Quellen, eine Aktualisierung mit entsprechenden Daten ist auch möglich. Die Elektrizitäts- und Wärmenachfrage sind elastisch mit einer stückweise linearen Abbildung. Die jährliche Produktion und Neuinvestitionen sind mit Hilfe der linearen Programmierung optimiert. Alle Daten werden in einer allgemein verfügbaren Software (d. h. Microsoft Excel) dargestellt.

Die geographische Struktur in Balmorel ist zentral. Elektrizitäts- und Wärmeanlagen gehören zu einer Stadt oder einem Land, siehe Abb. 10-6. Die Stadtgebiete sind bei großen

Fernwärmenetzen mit Leistungsverteilung unter mehreren Anlagen charakterisiert. In Landgebieten findet jedoch keine Verteilung der Wärmeleistung statt. Die Nachfragen nach Elektrizität sind in jeder Region spezifiziert. Für jedes Land sind Steuern und volkswirtschaftliche Daten separat erfasst. Die meisten Ostseeländer werden als eine Region pro Land abgebildet. Wie bereits erwähnt, besteht Dänemark aus zwei Regionen ohne direkte elektrische Verbindung.

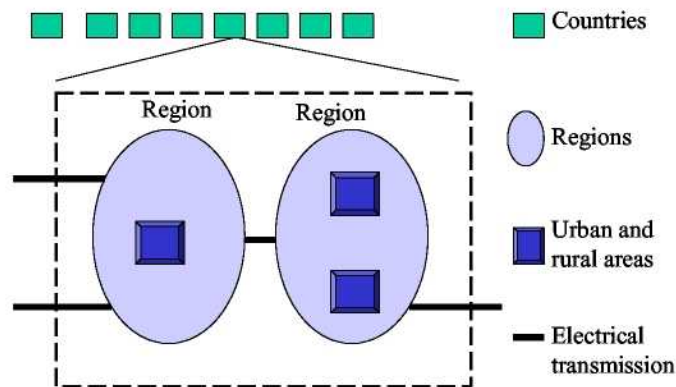


Abb. 10-6: Geographische Struktur von Balmorel

In der Excel-Datei Tech210.xls, die auf der Balmorel-Website verfügbar ist, sind die Technologiedaten für verschiedene Anlagen systematisch zusammengestellt und dienen sowohl für die Nutzung in Balmorel als auch in anderen technologiereichen Modellen. Diese Datei enthält einige ausgewählte Referenztechnologien: konventionelle thermische Anlagen werden u. a. repräsentiert durch ein großes Kohlekraftwerk, Jahrgang 1980. Andere Referenztechnologien sind moderne GuD-Anlagen, Windkraftanlagen aus den 90er Jahren und Kessel zur ausschließlichen Wärmeproduktion. Die wichtigsten Variationen betreffen Brennstoff, Größe, Jahrgang und Typvarianten, z. B. Kondensations-, Entnahme-Kondensations- oder Gegendruckanlagen, siehe Abb. 10-7.

Typischerweise wird angenommen, dass neue Technologien billiger und effizienter sind als ältere, Einheitskosten großer Anlagen sind niedriger als die von kleineren und Gasanlagen sind billiger als Kohleanlagen. Die Annahmen zu den Technologiedaten für die Referenztechnologien und ihre Variationen sind durch unterschiedliche Zusammenstellungen von Technologiedaten unterstützt.

Die Quellen für diese Technologiedaten und ihre Variationen sind Publikationen, z. B. dänische Energiepläne, IKARUS, MEX II und internationale Energiesystemmodelle.

Zusätzliche Daten in Balmorel beschreiben die Struktur der Energiesysteme in den verschiedenen Ländern, im besonderen den Kraftwerkspark im Basisjahr, das Kraftwerkssterben, die Brennstoffpreise und die Nachfrage nach Strom und Wärme.

Microsoft Excel - Tech210.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Help

Arzt 11 B U

A31

Combined cycle

Go to Models

Input value! Formula!

Variations							Absolute values					
Type	Fuel	Scale	Vintage	IGCC	NOx clean.		Inv. cost Ecu/kW	O&M pct %	O&M cost Ecu/MWh	Elec. eff. p.u.	SO2 kg/GJ	NOx kg/GJ
Reference => Condensing	Gas	500 MW	1990	No	Yes		400	2.50	0.50	0.50	0.00	0.07
Extraction	Oil	50 MW	2000	Yes	No							
Back press	Coal	5 MW	2010									

Right-click in gray area to define technologies:

Variations							Absolute values						
Technology	Type	Fuel	Scale	Vintage	IGCC	NOx clean.	Inv. cost Ecu/kW	O&M pct %	O&M cost Ecu/MWh	Elec. eff. p.u.	SO2 kg/GJ	NOx kg/GJ	Inv.
Gas Cond CC	Condensing	Gas	500 MW	1990	No	Yes	400	2.50	0.50	0.50	0.00	0.07	1
Gas Ext CC	Extraction	Gas	500 MW	1990	No	Yes	400	2.50	0.60	0.50	0.00	0.07	1
Gas CHP CC	Back press	Gas	50 MW	1990	No	Yes	576	2.50	0.56	0.50	0.00	0.07	1
Gas Cond CC 00	Condensing	Gas	500 MW	2000	No	Yes	400	2.50	0.50	0.56	0.00	0.07	1
Gas Ext CC 00	Extraction	Gas	500 MW	2000	No	Yes	400	2.50	0.60	0.56	0.00	0.07	1
Gas CHP CC 00	Back press	Gas	50 MW	2000	No	Yes	576	2.50	0.56	0.56	0.00	0.07	1
CC Mini 2000	Back press	Gas	5 MW	2000	No	Yes	792	2.50	0.68	0.62	0.00	0.07	1
Gas Cond CC 10	Condensing	Gas	500 MW	2010	No	Yes	400	2.50	0.50	0.63	0.00	0.07	1
Gas Ext CC 10	Extraction	Gas	500 MW	2010	No	Yes	480	2.50	0.60	0.63	0.00	0.07	1
Gas CHP CC 10	Back press	Gas	50 MW	2010	No	Yes	576	2.50	0.56	0.63	0.00	0.07	1
CC Mini 2010	Back press	Gas	5 MW	2010	No	Yes	792	2.50	0.68	0.58	0.00	0.07	1
Coal Cond IGCC	Condensing	Coal	500 MW	2010	Yes	Yes	1020	2.50	1.00	0.48	0.00	0.07	2
Coal Ext IGCC	Extraction	Coal	500 MW	2010	Yes	Yes	1224	2.50	1.20	0.48	0.00	0.07	2

Not Reference is indicated by Colour (conditional formatting).

Info Models Corr. \CC \Nuk \Wind \HP \Boll \Bal210 \Tech_names \Template_6_6 \Template_6_4 \Template_3_1

Abb. 10-7: Technologiedaten in Balmorel

Abb. 10-8 illustriert Resultate mit dem Balmorel Referenzmodell für Dänemark und die Nachbarländer. Im Gegensatz zu EFOM-CHP (Abb. 10-4) ist der internationale Handel mit Elektrizität ein direktes Ergebnis der Modellrechnung.

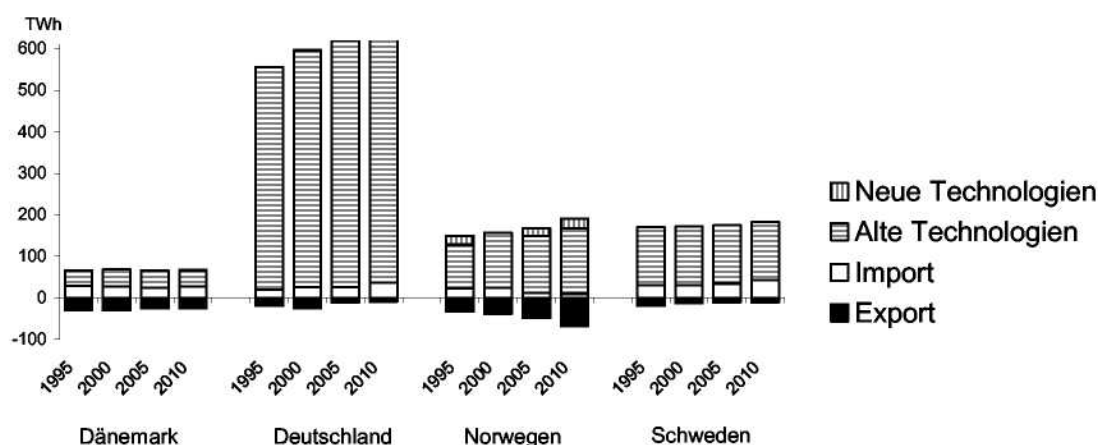


Abb. 10-8: Resultate aus Balmorel. Neue Technologien und internationaler Elektrizitätshandel

Die zukünftige Struktur der Elektrizitätsproduktion, die in Abb. 10-8 mit jährlichen Daten bis zum Jahre 2010 illustriert ist, ist nicht sehr interessant. Die alten Technologien dominieren, aber das Modell schlägt Investitionen in neue Technologien in Norwegen und größeren

Export aus Norwegen vor. Viel interessantere Resultate kommen aber aus einer feineren Zeitauflösung.

Die Zeitauflösung innerhalb des Jahres ist in Balmorel flexibel. Eine sehr feine Zeitauflösung ist möglich, für viele Anwendungen ist aber eine Zeitauflösung mit Grund- und Spitzenleistung, Sommer und Winter ausreichend. Abb. 10-9 zeigt die Ergebnisse für die in Abb. 10-8 dargestellten Resultate für durchschnittliche Stundenzahlen mit dieser Zeitauflösung.

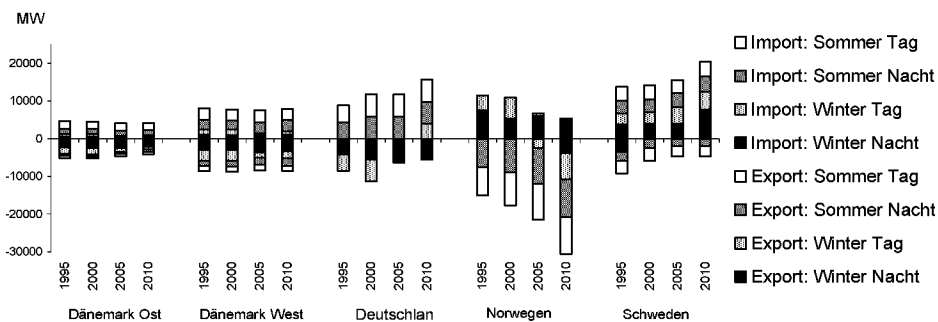


Abb. 10-9: Resultate aus Balmorel. Saisonbedingte und stündliche Exporte und Importe verschiedener Regionen

Die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme ist in Balmorel elastisch. Die Elastizitäten sind als aggregierte Großhandelselastizitäten für jede Region berechnet mit dem Ausgangspunkt in den Endverbraucherelastizitäten, den Systemkosten und den Steuern. Abb. 10-10 zeigt die Variationen in den Stromerzeugungspreisen. Diese Variationen entsprechen den Preisvariationen auf den Spotmärkten in Oslo, Leipzig und Amsterdam.

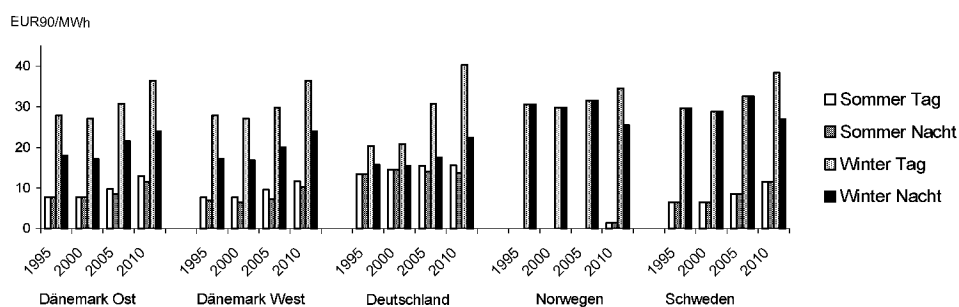


Abb. 10-10: Stromerzeugungspreise nach Saison und Tageszeit

In Abb. 10-10 sind Perioden mit Null-Preisen für Norwegen in den ersten Jahren dargestellt. Das ist aber nicht das tatsächliche Minimum in einem Wasserkraftsystem mit geringer Übertragungskapazität. Dieses Minimum ist ein Elektrizitätspreis von rund 10 €/MWh, der auf Substitution von Elektrokesseln durch Ölkessel basiert.

Zur Zeit gibt es nur wenige Beispiele von Erfahrungen mit Balmorel:

- Follow-up von 'Baltic 21 Energy' mit Analysen der Technologiewahl, internationalem Handel mit Elektrizität und CO₂-Emissionen in den Ostseeländern.
- Analyse des Betriebs eines Pumpspeicherkraftwerkes in Litauen mit unterschiedlichen Zeitaufösungen.
- Analyse der Energiewirtschaft in Litauen im Jahre 2001 innerhalb eines Koordinationsprogramms zwischen *System Operators* und *Konsulenten* in Dänemark und Litauen, finanziert vom dänischen Energieamt.
- Analyse des nordischen hydro-thermischen Elektrizitätssystems und Vergleich der Resultate von Balmorel mit einem mehr detaillierten 'unit-commitment' Modell mit größerer Zeitaufösung.
- Eine detaillierte Analyse des dänischen Elektrizitätsmarktes mit einer großen Anzahl von Fernwärmegebieten und großem Außenhandel wird von Elkraft System durchgeführt, um unterschiedliche Modelle zu bestätigen.
- Analyse des Zusammenwirkens zwischen Märkten für Elektrizität, regenerative Energieträger und Emissionsrechten in den Ostseeländern.

Balmorel ist ein partielles Gleichgewichtsmodell unter Annahme vollständigen Wettbewerbs. Das entspricht aber nicht der Wirklichkeit auf dem liberalisierten Elektrizitätsmarkt.

10.5 Modellierung eines unvollständigen Wettbewerbsmarkts

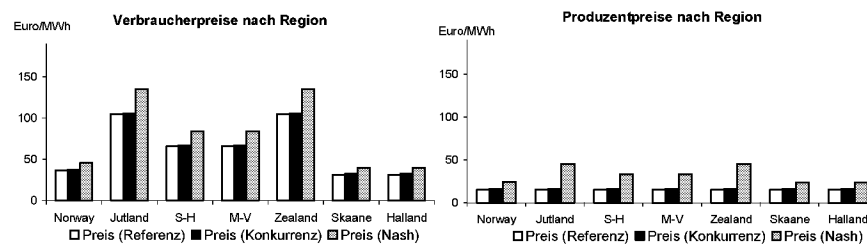
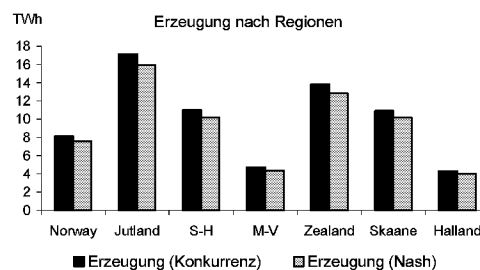
In den beiden Modellen, EFOM und Balmorel ist ein vollständiger Wettbewerbsmarkt angenommen. Im Gegensatz hierzu ist EMELIE (Electricity Market Liberalisation in Europe) ein spieltheoretisches Modell für einen unvollständigen Wettbewerbsmarkt. Dieses Modell ist eine Neuentwicklung der Programmgruppe SPEED der Universität Oldenburg. Das Nash-Gleichgewicht wird mit dem Konkurrenzgleichgewicht für Einzelperioden verglichen. In jeder Region, in der Elektrizität nachgefragt wird, sind mehrere Anbieter modelliert, aber die Technologiebeschreibung ist viel einfacher als in den zwei anderen Modellen.

EMELIE war ursprünglich für Deutschland mit den früheren regionalen Verbundunternehmen und stilisierten Stadtwerken als Akteuren entwickelt. Auf dem dänischen Strommarkt ist der Wettbewerb unter den dänischen Unternehmern nicht so bedeutend wie der internationale Wettbewerb auf dem nordeuropäischen Strommarkt. Dafür sind auch Akteure aus den Nachbarländern in der dänischen Version von EMELIE mit aufgenommen, siehe Tabelle 10-2.

Tabelle 10-2: Geographische Struktur in der dänischen Version von EMELIE

Land	Region	Firmen
Norwegen	Norway	Statkraft
Dänemark	Jutland	Aalborg, Aarhus, Esbjerg, TVIS, SH, Odense, W-towns, W-Wind
Deutschland	S-H	PE
Deutschland	M-V	VEAG
Dänemark	Zealand	CPH, Sjaelland, E-towns, E-Wind
Schweden	Skaane	Sydskraft
Schweden	Halland	Vattenfall

In jeder Region sind die großstädtischen Fernwärmesysteme identifiziert und als potenzielle Akteure oder Firmen angenommen. Hinzu kommen auch die mittleren und kleineren Städte als stilisierte potenzielle Akteure und weitere Windkraftproduzenten. Abb. 10-11 bis Abb. 10-13 weisen ausgewählte Resultate von den einleitenden Studien mit EMELIE für Dänemark und die Nachbarländer aus. Übereinstimmend mit der Theorie zeigt Abb. 10-11 größere Verbraucherpreise unter dem Nash Gleichgewicht als unter dem Konkurrenzgleichgewicht. Abb. 10-12 zeigt nur geringe Änderungen in den regionalen Stromversorgungen im Nash-Gleichgewicht. Dies folgt wahrscheinlich aus den höheren Preisen durch den unvollständigen Wettbewerbsmarkt.

**Abb. 10-11:** EMELIE-Resultate für Dänemark: Verbraucher- und Produzentenpreise**Abb. 10-12:** EMELIE-Resultate für Dänemark: Stromerzeugung nach Regionen

Der Unterschied zwischen Konkurrenzgleichgewicht und Nash-Gleichgewicht ist viel deutlicher für die Mengen des Elektrizitätshandels, wie Abb. 10-13 deutlich zeigt. Diese Resultate beschreiben eine jährliche Zeitauflösung mit Rahmendaten aus Balmorel aus dem Jahr 1995. Andere Rahmendaten führen zu deutlich unterschiedlichen Resultaten. Es ist auch möglich, mit der bestehenden Modellversion eine feinere Zeitauflösung zu verwenden.

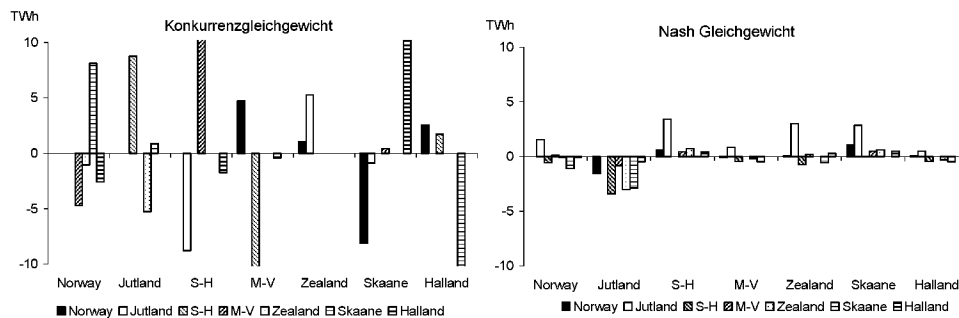


Abb. 10-13: EMELIE-Resultate für Dänemark: Elektrizitätshandel zwischen Regionen

10.6 Vergleich der Modelle

Die drei Modellwerkzeuge können mit identischen oder ähnlichen Daten benutzt werden und einander ergänzen. Balmorel und EMELIE sind Neuentwicklungen, die in GAMS programmiert sind, während EFOM ein FORTRAN-Programm ist, das ursprünglich für ein Mainframe entwickelt war, aber inzwischen auf PC implementiert ist. Die unmittelbaren Modellschnittstellen für alle drei Modelle sind einfache Textdateien, aber es werden gemeinsame Excel-Dateien als Benutzerschnittstellen benutzt.

Zusammenfassend sind die wichtigsten Charakteristika und Unterschiede der Modellwerkzeuge im folgenden aufgelistet:

Balmorel

- Gleichgewicht in einem vollständigen Wettbewerbsmarkt
- Jährliche Optimierung der Produktion und Neuinvestitionen
- Referenznachfrage mit Preiselastizität
- Internationaler oder interregionaler Handel
- Flexibler Zeithorizont und flexible Zeitauflösung
- Viele parallele Technologien, aber keine Brennstoffsubstitution

EFOM-CHP

- Flexibles Netz von Energieströmen
- Minimierung der diskontierten Gesamtkosten über den ganzen Zeithorizont
- Exogene Nachfrage in einer Region und exogene Import- und Exportpreise
- Sommer- und Winterbedarf; Grund- und Spitzenleistung von Elektrizität und Wärme

EMELIE

- Spieltheoretisches Modell für einen unvollständigen Wettbewerbsmarkt
- Nash-Gleichgewicht für Einzelperioden
- Einfache Technologiebeschreibung
- Neuentwicklung

Literatur

/Amsterdam Power Exchange/

Amsterdam Power Exchange. Website, www.apx.nl

/Andersen, Trier 1995/

Andersen, F.M.; Trier, P.: Environmental satellite models for ADAM, CO₂, SO₂, NO_x emission. NERI Technical Report no. 148, Ministry of Environment and Energy, National Environmental Research Institute. 1995

/Andersen 2001/

Andersen, F.M. (ed.): Environmental satellite models for ADAM. Statistics Denmark, 110 S. Kopenhagen 2001

/Baltic 21-Energy 1998/

Baltic 21-Energy: Sustainable energy development in the Baltic Region. Baltic 21 Series No. 3/98. www.ee/baltic21

/Baltic 21/

Baltic 21 Update. www.ee/baltic21

/Balmorel 2001/

Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region. Balmorel Project. 2001. www.balmorel.com

/Galinis et al. 2000/

Galinis, A; Hindsberger, M.; Ravn, H.F.: Bottom up modelling of an integrated power market with hydro reservoirs. In: Galinis, A.; Hindsberger, M.; Ravn, H.F.: Simulation, gaming, training and business process reengineering in operations. Proceedings. 2. International Conference, Riga, Latvia, 8-9 Sep. 2000.

/Grohnheit 2002/

Grohnheit, P.E.: Balmorel - an 'open source' model on the Internet. Energy & IT 2002, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 15-16 January 2002.
Grohnheit, P. E.; Larsen, H. V.: Balmorel - Data and Calibration. Version 2.05, 2001.
www.balmorel.com

/Grohnheit 1999a/

Grohnheit, P.E.: Energy policy responses to the climate change challenge: The consistency of European CHP, renewables and energy efficiency policies (also published as Risø-R-1147(EN) www.risoe.dk/rispubl/SYS/ris-r-1147.htm). (Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg) (Energy in Europe, Special issue, December 1999 with appended CD-ROM) www.shared-analysis.fhg.de

/Grohnheit 1999b/

Grohnheit, P.E.: Spotmärkte vs. langfristige Verträge - Modellwerkzeuge für regionale Stromerzeuger. 1. Wiener Energiewirtschaftstagung "Wirtschaftliche und technische Herausforderungen liberalisierter Strommärkte" Wien 24-26 Februar 1999. Wien 1999

/Kemfert 1999/

Kemfert, C.: Liberalisation of the German Electricity Market - Strategies and Opportunities. Nota di Lavoro 95-1999

/Kemfert, Tol 2000/

Kemfert, C.; Tol, R.: The Liberalisation of the German Electricity Market -Modelling an Oligopolistic Structure by a Computational Game Theoretic Modelling Tool. Working Paper 89/2000. Oldenburg 2000

/Leipzig Power Exchange/

Leipzig Power Exchange. Website, www.lpx.de

/Nord Pool/

Nord Pool – The Nordic Power Exchange. Website, www.nordpool.no

/Varming et al. 2000/

Varming, S.; Eriksen, P.B.; Grohnheit, P.E.; Nielsen, L.; Svendsen, G.T.; Vesterdal, M.: CO₂ permits in Danish and European energy policy. Risø.R-1184(EN). Risø National Laboratory. Roskilde/Dänemark 2000
www.risoe.dk/rispubl/SYS/ris-r-1184.htm

11 Modellvergleich im Hinblick auf Politikberatung für den Klimaschutz

Matthias Koch und Jochen Harnisch

ECOFYS GmbH

Eupener Strasse 59, 50933 Köln, Tel. +49 221 510 907-0

Email: info@ecofys.de

11.1 Einleitung

Energie- und umweltpolitische Entscheidungen werden in zunehmendem Maße auf der Basis von mit Energiemodellen gewonnenen Ergebnissen getroffen. Unterschiedliche Modelle sind in der Vergangenheit für ähnliche Fragestellungen zu divergierenden Ergebnissen gekommen. Ziel sollte daher sein, zu einer höheren Akzeptanz von Energiemodellen und ihrer Ergebnisse in der Öffentlichkeit und der Politik beizutragen. Im folgenden Beitrag werden Energiemodelle anhand von anwendungsorientierten Charakteristika verglichen, kritische Faktoren und systematische Unterschiede in Modellanwendungen anhand der Beispiele zukünftiger Entwicklungen (Basisszenarien, Technologieentwicklung) und No-Regret-Maßnahmen zusammengestellt sowie Trends und Entwicklungen in der Energiemodellierung aufgezeigt.

Dieser Beitrag basiert wesentlich auf dem Forschungsvorhaben „Systematische Analyse der Eigenschaft von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie“, finanziert vom Umweltbundesamt. Die Veröffentlichung des Endberichtes in der Reihe UBA-Texte ist in Vorbereitung /Koch et al. 2002/.

11.2 Anforderungen aus Politik und Wirtschaft und deren Wahrnehmung

Für Anwendungen von Energiemodellen in der Praxis ist nicht selten eine Diskrepanz zwischen den Anforderungen aus Politik und Wirtschaft auf der einen und der Wahrnehmung der Ergebnisse auf der anderen Seite feststellbar. Die Öffentlichkeit und Entscheidungsträger nehmen Modellergebnisse z. T. so wahr, dass ähnliche Fragestellungen bei verschiedenen Modellen zu wesentlichen Unterschieden in den Ergebnissen kommen. Von Auftraggebern werden belastbare und reproduzierbare Ergebnisse erwartet, die sich auch mit einem anderen Modell unterschiedlichen Annahmen bestätigen. Dabei sollten Sensitivitäten beschrieben, eine Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeiten bzw. Unsicherheiten der Ergebnisse dargestellt und entscheidende Einflussfaktoren offengelegt werden. Falls das Modell auch an Dritte weitergegeben wird, wird ein flexibler Einsatz und eine einfache Handhabbarkeit erwartet. Problematisch ist hier, dass die wissenschaftliche Honorierung entsprechend der Ein-

beziehung komplexerer Zusammenhänge erfolgt, während die Vertiefung der empirischen Basis nur wenig Anerkennung findet.

11.3 Grundlegender Vergleich von Energiemodellen

Als wesentliche Modelltypen wird zwischen energieökonomischen Modellen und Energiewirtschaftsmodellen unterschieden. Erstere werden üblicherweise weiter in Allgemeine Gleichgewichtsmodelle und Input-Output-Modelle und letztere in Optimierungsmodelle und Simulationsmodelle unterteilt. In der umseitig abgebildeten Tabelle 11-1 werden die grundlegenden Charakteristika dieser vier Energiemodelltypen zusammengefasst und anschließend im Detail erläutert.

11.3.1 Theoretische Fundierung und Betrachtungsschwerpunkte.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle gehen vom neoklassisch geprägten rationalen Verhalten des repräsentativen Produzenten und Konsumenten aus, der versucht, seinen Gewinn bzw. Nutzen zu maximieren. Der Fokus liegt damit bei den mikroökonomischen Entscheidungsprozessen. Input-Output-Modelle basieren auf historischen Analysen der volkswirtschaftlichen Verflechtungsmatrix und haben damit einen makroökonomischen Betrachtungsschwerpunkt mit sektoraler Disaggregation.

Optimierungsmodelle gehen von einem im wesentlichen von Technologiewahl determinierten Energiesystem aus, das in Richtung von Zielgrößen optimiert wird. Simulationsmodelle gehen ebenfalls von einem technisch determinierten Energiesystem aus. Die Technologiewahl erfolgt allerdings explizit, ohne daß eine Optimierungsroutine implementiert oder Zielgröße erforderlich ist. Bei Simulationsmodellen wie auch den Optimierungsmodellen ist eine Technologiedatenbank mit ausführlicher Beschreibung der jeweiligen Charakteristika von zentraler Bedeutung.

11.3.2 Modellierung des Energiesystems und der Energietechnologien

Energieökonomische Modelle bilden das Energiesystem hochaggregiert ab. Allgemeine Gleichgewichtsmodelle haben in der Grundform repräsentative Produktionsfunktionen, die dann häufig für Sektoren weiter differenziert werden. Input-Output-Modelle beschreiben das Energiesystem auf der Ebene von Wirtschaftssektoren, ohne auf Einzeltechnologien herunterzubrechen.

Optimierungsmodelle und Simulationsmodelle bilden das Energiesysteme detailliert bis auf die Ebene von Einzeltechnologien ab. Diese sind damit auch für die Bearbeitung von sehr spezifischen Fragen zur Anwendung und Umsetzung von Technologien geeignet.

Tabelle 11-1: Zusammenfassender Vergleich der Energiemodelltypen

	Allgemeine Gleichgewichtsmodelle	Input-Output Modelle	Optimierungsmodelle	Simulationsmodelle
Theoretische Fundierung	Neoklassik	Historische Analysen der volkswirtschaftlichen Verflechtungsmatrix	Optimierung hinsichtlich technisch-ökonomischer Kriterien	primär technologische Determinierung des Energiesystems
Umsetzung der Modellierung	Entscheidungen entsprechend Nesting und Elastizitäten	ökonomische Schätzung der Zusammenhänge der Verflechtungsmatrix	Technologiedatenbank mit Optimierungsalgorithmus	Technologiedatenbank, Expertenwissen
Betrachtungsschwerpunkt	Mikroökonomie	Makroökonomie	technische Energiesysteme mit Kostenstruktur	technische Systeme mit konkreten Rahmenbedingungen und Hemmnissen
klassische Fragestellungen	gesamtwirtschaftliche Auswirkungen umwelt-ökonomischer Instrumente	sektorale Auswirkungen umwelt-ökonomischer Instrumente	kostenoptimale Lösungen	Identifizierung prioritärer technischer Maßnahmenbündel
Verflechtungen und Rückkopplung mit der Gesamtwirtschaft	berücksichtigt	berücksichtigt	nicht implizit, nur über Kopplung	nicht berücksichtigt
Technologie und Technologieentwicklung	i.d.R. als eine oder wenige Technologien zusammengefasst	aggregiert auf Ebene der Verflechtungsstrukturen	als Einzeltechnologien und explizite Schätzung der jeweiligen zukünftigen Entwicklung	als Einzeltechnologien und explizite Schätzung der jeweiligen zukünftigen Entwicklung
kritische Faktoren	Nesting-Struktur, Elastizitäten	Qualität der historischen Zeitreihe, Dynamisierung	Nebenbedingungen (Bounds)	Qualität der technischen und ökonomischen Analyse
Stärken	geschlossenes Theoriegebäude	breite empirische Fundierung, sektorale Disaggregation der Industriesektoren	anwendbar für technische Gesamtsysteme und technologische Detailfragen, flexible Einsatzmöglichkeit	auch ohne Zielgröße für Optimierung einsetzbar, anwendbar für technische Gesamtsysteme und technologische Detailfragen
Schwächen	geringe empirische Basis, oft geringer sektoraler Differenzierungsgrad	statischer Theoriehintergrund, beruht allein auf historischen Analysen, aufwendige Modellerstellung und -pflege	impliziert rationale Optimierungsentscheidungen, starker Einfluss von Bounds	ökonomische Einflüsse unterrepräsentiert, basiert wesentlich auf der Qualität des Expertenwissens

11.3.3 Kritische Faktoren

Ergebnisbestimmende Faktoren von Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen sind im wesentlichen die Nesting-Struktur (d. h. die Abfolge der Entscheidungsprozesse hinsichtlich der Inputfaktoren Arbeit, Kapital, Materialien, verschiedene Brennstoffe) und die Elastizitäten. Die empirische Basis der Elastizitäten ist eher begrenzt. Die Elastizitäten werden in der Grundform für Schlüsselsektoren als repräsentativ angenommen. Die Belastbarkeit der Ergebnisse von Input-Output-Modellen wird wesentlich von der Qualität der historischen Zeitreihen und ihrer Dynamisierung bestimmt. Aufgrund von Brüchen in der statistischen Datenbasis erfordert die Ableitung eines konsistenten Datensatzes umfangreiche Vorbereitungsarbeiten. Aufgrund des sich beschleunigenden strukturellen Wandels sind statische Betrachtungen immer weniger adäquat.

Optimierungsmodelle sind im wesentlichen bestimmt durch eine detailgetreue Abbildung der Energietechnologien und ihrer Charakteristika sowie der Nebenbedingungen. Restriktionen und Randbedingungen sowohl technischer, ökonomischer als auch politischer Art können erheblichen Einfluss auf das Ergebnis haben. Nur eine sehr detaillierte und präzise Abbildung der einzelnen Charakteristika und Zusammenhänge kann diese Effekte begrenzen aber nicht ausschließen. Für Simulationsmodelle sind zum einen die zugrundeliegenden Technologiedatenbanken und zum anderen die einfließenden Expertenschätzungen ergebnisbestimmend. Marktanteile von technischen Systemen werden vorgegeben. Über Szenarien wird der Einfluss der Schätzung der zukünftigen Entwicklung transparenter gemacht.

11.3.4 Klassische Fragestellungen

Die Gestaltung von umweltökonomischen Maßnahmen und ihre Auswirkungen mit gesamtwirtschaftlicher und nicht spezifisch sektoraler Wirkungsweise sind typische Fragestellungen von Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen. Eine differenziertere Betrachtungsweise bedarf der Anpassung der Modelle. Input-Output-Modelle beschäftigen sich klassisch mit sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Ansätzen und Wirkungen von umweltökonomischen Maßnahmen und mit Fragestellungen des Strukturwandels.

Optimierungsmodelle haben in den Bereichen Technikbewertung und kostenoptimale Lösungen Einsatzschwerpunkte. Mit zunehmender Einbindung weiterer wirtschaftlicher Aspekte reicht die Anwendung bis hin zur Bewertung der Umsetzung komplexerer umweltpolitischer Maßnahmen. Simulationsmodelle zielen primär auf die Technikwahl und die Identifizierung von Maßnahmenbündeln ab.

11.3.5 Der gesamtwirtschaftliche Zusammenhang und Marktbedingungen

Der wirtschaftliche Kontext der Energiewirtschaft steht im Zentrum der energieökonomischen Modelle. Der Energiesektor wird als ein Teil der Gesamtwirtschaft unter anderen betrachtet. In den Energiesystemmodellen ist der Energiesektor der Fokus. Die Verbindung zu anderen Bereichen wird als exogene Größe berücksichtigt, ohne die anderen Bereiche im Modell abzubilden.

Ideale Marktbedingungen mit rationalem Verhalten der Akteure, Konkurrenzgleichgewichte, Profit- und Nutzenmaximierung sowie vollständiger Information sind die Grundannahmen der Allgemeinen Gleichgewichtsmodelle, die für bestimmte Teilaspekte jeweiliger Problemstellungen realitätsnäher angepasst wird. Für Input-Output-Modelle ist die Frage der Marktgleichgewichte und der Rationalität nicht relevant.

Rationales Verhalten und vollständige Information wird von Optimierungsmodellen zwar nicht für das existierende Energiesystem, aber für zukünftige Entscheidungen impliziert. Ergebnisse von Simulationsmodellen setzen nicht notwendigerweise rationales Verhalten und kostenoptimale Lösungen voraus.

11.4 Kritische Faktoren und systematische Unterschiede

Annahmen und Restriktionen können in der Energiemodellierung bedeutende Einflüsse auf die Ergebnisse haben. Im folgenden wird erläutert, welche Faktoren besonders hervorzuheben sind und wie systematische Unterschiede zu erklären sind. Die Aspekte Basisszenarien und Technologieentwicklung sowie die Effizienzlücke bzw. No-Regret-Maßnahmen werden hier näher erläutert.

11.5 Basis- bzw. Referenzszenario

Um mögliche Auswirkungen von Maßnahmen im Klimaschutz abzuschätzen, werden typischerweise zwei Vergleiche durchgeführt:

- Jahr x gegenüber heute; Beispiel: Änderung der CO₂-Emissionen gegenüber 1990
- Jahr x mit Maßnahmen gegenüber Jahr x ohne Maßnahmen; Beispiel: Vergleich der Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes mit Klimaschutzmaßnahmen gegenüber einer Entwicklung ohne zusätzliche Maßnahmen

Für beide Vergleiche ist von wesentlicher Bedeutung, was als Referenz- bzw. Basisszenario angenommen wird, d.h. wie sich Wirtschaft und Technologien ohne gezielte Klimaschutzmaßnahmen bis zum Jahr x entwickeln. In vielen Fällen sind diese Faktoren im Modell nicht endogenisiert, sondern müssen exogen vorgegeben werden.

Innerhalb von moderierten Studien mit mehreren Energiemodellen werden meist Annahmen über die Rahmenbedingungen, die gesamtwirtschaftliche Entwicklung, die der Bevölkerungszahl, der Energiepreise usw. festgelegt. Dies wurde auch in den beiden bisherigen

Modellexperimenten des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen angewendet /Forum 1999/, /Forum 2002/. Damit war die Vergleichbarkeit der Ergebnisse der verschiedenen Modelle sichergestellt.

Wichtige Annahmen für die Teilbereiche umfassen:

- Raumwärme: Bevölkerungsentwicklung, Entwicklung der Wohnfläche
- Verkehr: Verkehrsnachfrageentwicklung, modal-split
- Energieerzeugung und Energieumwandlung: absolute Höhe der zukünftigen Brennstoffpreise und relatives Verhältnis der Brennstoffpreise zueinander

Beispielsweise ist für die Konkurrenzfähigkeit von erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken gegenüber mit Importkohle befeuerten Steinkohlekraftwerken das Preisverhältnis von Erdgas zu Steinkohle von großer Bedeutung. Wird in einem Szenario ein niedriger Preis von Erdgas gegenüber Kohle angesetzt, sind erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke konkurrenzfähig gegenüber kohlebefeuerten Kraftwerken. Damit wäre der klimabedingte Ausbau von erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken ohne Zusatzkosten möglich. Bei einem umgekehrten Preisverhältnis wäre dies demgegenüber nur mit Zusatzkosten zu erreichen.

11.6 Technologieentwicklung

Energietechnologien haben sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich weiterentwickelt. Die Wirkungsgrade von Kraftwerken wurden verbessert. Das produzierende Gewerbe benötigt für die Herstellung derselben Produkte immer weniger Energie. Wirtschaftsentwicklung und Energieverbrauch haben sich weitgehend entkoppelt.

Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Technologien sind von großer Bedeutung für die langfristige Entwicklung der CO₂-Emissionen und die mit Klimaschutzmaßnahmen verbundenen Kosten. Dies ist sowohl für die Modellierung auf der disaggregierten Ebene von Einzeltechnologien als auch auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene relevant.

Analysen historischer Daten haben gezeigt, dass technologische Entwicklungen in der Vergangenheit über die Zeit oder abhängig von der installierten Leistung stattfinden. Die folgende Abb. 11-1 zeigt die Abnahme der Gestehungskosten von Energietechnologien mit zunehmender installierter Leistung.

Ob, in welchem Umfang und mit welchen Kosten die Gestehungskosten für Energie z. B. aus regenerativen Energien bzw. die Brennstoffzelle sich in Zukunft entwickeln werden und in welchem Umfang diese konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Energieträgern sein werden, wird für die langfristigen Kosten von Klimaschutz mitentscheidend sein.

In Energiemodellen wird die technologische Entwicklung in unterschiedlichen Differenzierungsgraden modelliert. Energiesystemmodelle, als Bottom-up Modelle, gehen von spezifischen Einzeltechnologien mit hohem Detaillierungsgrad aus und betrachten die

technologische Entwicklung explizit auf der Ebene der Einzeltechnologien, mit ihren spezifischen Charakteristika bzgl. Kosten, Emissionsfaktoren etc.

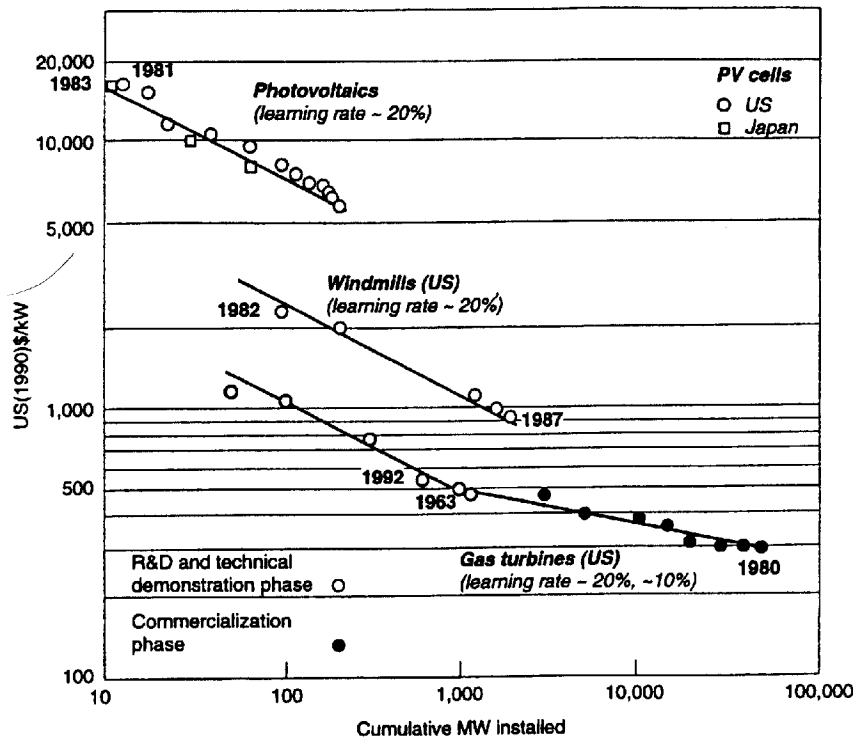


Abb. 11-1: Zusammenhang zwischen Investitionskosten von Energietechnologien und der installierten Leistung /Grübler et al. 1999/

Wenn die Entwicklung von Technologien vereinfacht oder in aggregierter Form beschrieben wird, sind folgende Aspekte relevant:

- Autonome Energieeffizienzsteigerung (autonomous energy efficiency improvement AEEI), d.h. die relativen Energieverbräuche von Geräten und Anlagen verringern sich kontinuierlich
- Lernkurven: In Anlehnung an die Darstellung in Abb. 11-1 werden kontinuierliche Verbesserungen der Erzeugungskosten abhängig von der installierten Leistung und der Marktdurchdringung angenommen
- Energieverbräuche: Zunahme der Energieeffizienz über die Zeit
- Energiepreise: relativ zu anderen Energieträgern und zu anderen Substitutionsfaktoren (Arbeit, Kapital, Material)

11.7 No-Regret-Maßnahmen und Effizienzlücke

Bei der Umsetzung von Maßnahmen zum Klimaschutz steht i. d. R. die Identifikation kostengünstiger Maßnahmen und die Ermittlung der Gesamtkosten für die Erreichung eines bestimmten Minderungsziels im Vordergrund (vgl. /Hendriks et al. 2001/). Über die Kosten der Erreichung von Minderungszielen gehen die Auffassungen weit auseinander. Tendenziell ist festzustellen, dass Studien von Energiesystemmodellen oft niedrigere Kosten für die Erreichung eines bestimmten Klimaschutzziels ansetzen als energieökonomische Modelle.

Energiesystemmodelle identifizieren z. T. Maßnahmen mit negativen Kosten, d.h. auch ohne Klimaschutzziel wäre es vom volkswirtschaftlichen Gesichtspunkt aus sinnvoll, diese Maßnahmen durchzuführen. Diese Potentiale, die mit negativen bzw. ohne zusätzliche Kosten durchgeführt werden können, werden unter dem Begriff No-Regret-Politiken bzw. Maßnahmen zusammengefasst.

Ökonomische Studien bezweifeln oft den Umfang bzw. die Existenz dieser Minderungspotentiale mit negativen Kosten. Es wird von einem rationalen Verhalten der Akteure ausgegangen und argumentiert, dass andere Gründe dafür verantwortlich sind, warum bestimmte Minderungspotentiale, die sich mittels geringer Kosten realisieren lassen, nicht umgesetzt werden. Zu diesen Gründen gehören Konsumentenpräferenzen, versteckte Kosten, Nebeneffekte und Marktunvollkommenheiten. Es ist auch zu berücksichtigen, dass Entscheidungen oft auf Basis betriebswirtschaftlicher Kalkulationen durchgeführt werden, während hier das volkswirtschaftliche Optimum anzustreben wäre.

11.7.1 Konsumentenpräferenzen

Zwei Produkte mit unterschiedlichen Charakteristika (z. B. Energieverbräuche) können vom technischen Standpunkt aus dasselbe leisten (Beispiel: Glühlampen und Energiesparlampe). Beide erzeugen Licht, aber mit unterschiedlichen Energieverbräuchen, Kaufpreisen, Lebensdauern und Lichtqualitäten. Wegen des höheren Preises von Energiesparlampen oder wegen der unterschiedlichen Lichtqualität werden diese nicht in dem Maße eingesetzt, wie eine alleinige Orientierung an der Lichtleistung und an den diskontierten Gesamtkosten erwarten lassen würde. In Mitteleuropa wird das von Glühbirnen Licht bevorzugt, während z. B. in Spanien eher das Licht von Energiesparlampen als angenehm empfunden wird.

Ähnliches gilt für Pkw, wo Energieeinsparpotentiale durch kleinere Motoren realisierbar wären. Auch hier gelten ähnliche Einschränkungen, dass Konsumenten sich oft bewusst für den größeren Motor entscheiden, weil damit auch zusätzlicher Nutzen (z. B. Prestige) verbunden ist, der über die alleinige Transportleistung hinausgeht.

In rein technischen Einheiten gemessen sind oft keine bedeutenden Unterschiede feststellbar. Trotzdem setzen sich am Markt nicht unbedingt die energieeffizienteren und weniger klimaschädlichen Geräte durch. Hierfür können eine Reihe von Gründen verantwortlich sein. Neben ökonomischen Gründen (Investitionskosten, Amortisationszeit etc.) spielen auch

nicht-monetären Gründe eine Rolle. Dieser Bereich wird auch mit dem Begriff Konsumentenpräferenzen oder Komfortunterschiede bezeichnet.

Bei der Kaufentscheidung spielen damit auch andere Produktcharakteristika eine Rolle, die letztlich über die Energieeffizienz und die Auswirkungen auf die Klimagasemissionen entscheiden. Unklar bleibt weiterhin, ob und mit welchem Aufwand diese Konsumentenpräferenzen veränderbar sind. Während Energiesystemmodelle eher von einem begrenzten Aufwand und zunehmend klimafreundlichen Präferenzen ausgehen, bezweifeln dies energieökonomische Modelle. Least-Cost-Planning (LCP) und Integrated Resource Planning (IRP) versuchen entsprechende Präferenzen zu verändern.

11.7.2 Versteckte Kosten

Für die Kalkulation von Energiespar- und Klimaschutzmaßnahmen sind eine Reihe von Kostenarten von Bedeutung. Für die klassische Investitionskostenrechnung fließen die direkten Investitionskosten, die Betriebskosten und die Instandhaltungskosten ein. Darüber hinaus können allerdings noch weitere Kosten z.B. für die Vorbereitung, Planung und die Begleitung des Investitionsvorhabens anfallen. Wenn die optimale Lösung noch nicht bekannt ist und erst gesucht werden muss, sind damit zusätzliche Kosten verbunden. Hierunter fallen Kosten für die Informationsbeschaffung und für das Know-how zur Realisierung des Vorhabens.

Den Unterschied zwischen den reinen Investitionskosten und evtl. zusätzlich anfallenden versteckten Kosten wird im folgenden am folgenden Beispiel des Contracting erläutert. Ein Krankenhaus verfügt über eine Heizungsanlage. Da es selber über wenig energietechnisches Know-how und nur begrenzte Investitionsmittel verfügt aber seine Heizkosten minimieren möchte, wird ein Contracting-Unternehmen mit der Wärmeerzeugung beauftragt. Dieses Unternehmen hat entsprechendes Know-how zur Identifizierung von günstigeren Optionen und das benötigte Kapital für die Investition. Der festgelegte Preis für die gelieferte Wärme bewegt sich zwischen den bisherigen Kosten und den Kosten für das Contracting-Unternehmen. Die Differenz zwischen dem vertraglich vereinbarten Preis und den Investitionskosten kann mit den versteckten Kosten verglichen werden, die die Kosten für Know-how, Information etc. des Contracting-Unternehmens abdeckt.

Umstritten ist, ob und in welchem Umfang diese versteckten Kosten existieren. Wo die Energiekosten zu den bedeutenden Kostenfaktoren gehören, ist davon auszugehen, dass dieses Know-how in ausreichendem Maße vorhanden ist und entsprechende Kosten für die Informationsbeschaffung nicht in dem Maße anfallen. Demgegenüber sind für Bereiche, wo die Energiekosten keine bedeutende Kostengröße sind, entsprechende Informationsdefizite zu vermuten und zusätzliche verdeckte Kosten anzusetzen.

11.7.3 Nebeneffekte

Neben den primären Zielgrößen (Leistung, Kosten, CO₂-Emissionen) von Investitionen in Zusammenhang mit Klimaschutz können eine Reihe von Nebeneffekten auftreten. Diese können sowohl in positive als auch in negative Richtung wirken.

Oft vermindern Klimaschutzmaßnahmen nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern auch die Emissionen von anderen Luftschadstoffen. So reduzieren sich mit dem Ausbau erdgasbetriebener GuD-Kraftwerke anstelle von Kohlekraftwerken nicht nur die CO₂-Emissionen sondern auch die SO₂-, NO_x- und Staubemissionen. Da durch andere umweltpolitische Richtlinien die Minderung dieser Schadstoffe gefordert wird, fallen diese Minderungskosten nur einmal an. Deshalb kann die Emissionsminderung der anderen Schadstoffe als Zusatznutzen verbucht werden.

Außerdem können bei Klimaschutzmaßnahmen neben der Emissionsminderung auch andere Zusatznutzen z.B. im sozialen Bereich oder bei der Beschäftigung realisiert werden.

11.7.4 Marktunvollkommenheiten

Die Realisierung von Maßnahmen mit negativen bzw. ohne positive Kosten kann auch dadurch gehemmt sein, dass sich aus verschiedenen Gründen kein Marktgleichgewicht einstellt:

- politische Vorgaben
- Informationsdefizite
- Aufspaltung von Kosten, Nutzen und Entscheidungsbefugnis

Ein Beispiel für den letzten Punkt dieser Marktunvollkommenheiten ist das Vermieter-Mieter-Problem. Gemeint ist hiermit, dass der Mieter zwar die Kosten für die Brennstoff- und Betriebskosten der Heizungsanlage zu tragen hat, dass er aber keine Entscheidungsbefugnis bzgl. der Art und der Realisierung der Heizungsanlage hat. Diese liegt beim Vermieter. Da der Vermieter die Kosten für die Errichtung der Heizungsanlage zu tragen hat, aber nicht für die Betriebs- und insbesondere nicht für die Brennstoffkosten aufzukommen hat, wird er versuchen eine möglichst kostengünstige Heizungsanlage zu errichten. Demgegenüber liegt es im Interesse des Mieters, die Betriebs- und Brennstoffkosten möglichst gering zu halten. Da es aber in der alleinigen Entscheidungsbefugnis des Vermieters liegt, die Heizungsanlage auszuwählen und ggf. zu erneuern, stehen die Brennstoffkosten und damit verbundene CO₂-Emissionen nicht im Zentrum der Investitionsentscheidung.

Insbesondere für die Raumwärme werden in Energiesystemmodellen große kostengünstige Potentiale für die Minderung von CO₂-Emissionen gesehen. Für Mietwohnungen bleibt unklar, wie die entscheidende Barriere, das Vermieter-Mieter-Problem, gelöst werden kann. Ein wichtiger Ansatz sind hier ordnungsrechtliche Maßnahmen, z. B. Anforderungen an Wärmedämmung und Heizungsanlagen. Bei Wohnungen und Häusern im Besitz der darin

Wohnenden werden bisher nicht realisierte Einsparpotentiale u. a. mit Informationsdefiziten begründet.

Marktunvollkommenheiten und Marktungleichgewichte existieren auch in anderen Bereichen des Energiesektors. So kann die politische Vorgabe der Mindestverstromung deutscher Steinkohle auch als Marktungleichgewicht betrachtet werden.

11.7.5 Arten von Zusatznutzen und –kosten

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass eine Reihe von Zusatzkosten, Barrieren und Hemmnisse gegenüber der Realisierung von CO₂-Minderungsmaßnahmen bestehen, die bei einer vordergründigen Betrachtung der Realisierungskosten nicht unbedingt erfasst werden. Die gesamte Effizienzlücke wird von /Grubb et al. 1991/ in folgende sieben Kategorien unterteilt (siehe Abb. 11-2):

- Konsumentenwiderstand (consumer resistance)
- versteckte Kosten (hidden costs)
- Rebound-Effekte (take-back)
- korrigierbare Hemmnisse (correctable barriers)
- externe Kosten außerhalb von Treibhausgasen (non-greenhouse externalities)
- die von politischen Maßnahmen unabhängige Umsetzung (business-as-usual take-up)
- positive Konsumentenpräferenzen (positive consumer preference)

/Grubb et al. 1991/ unterscheidet zwischen den ingenieurtechnisch ermittelten, offensichtlich verfügbaren Einsparungen und den realisierbaren Einsparungen. Die Abb. 11-2 dient der Veranschaulichung der verschiedenen Komponenten der Effizienzlücke, ohne notwendigerweise die tatsächliche Größe abzubilden.

Die gesamte Höhe des Balkens gibt die ingenieurtechnische Abschätzung der verfügbaren Kostenminderungspotentiale wieder. Abzüglich des Konsumentenwiderstands, der versteckten Kosten und der Rebound-Effekte verbleiben noch die realisierbaren Kostenminderungspotentiale. Diese Potentiale können grundsätzlich mit Nettogewinn erzielt werden. Diese beinhalten die korrigierbaren Hemmnisse, die externen Kosten außerhalb von Treibhausgasen und die von politischen Maßnahmen unabhängige Umsetzung sowie zusätzlich die positiven Konsumentenpräferenzen. Letztlich bleibt offen, welcher Teil der Gesamtpotentiale tatsächlich realisierbar ist.

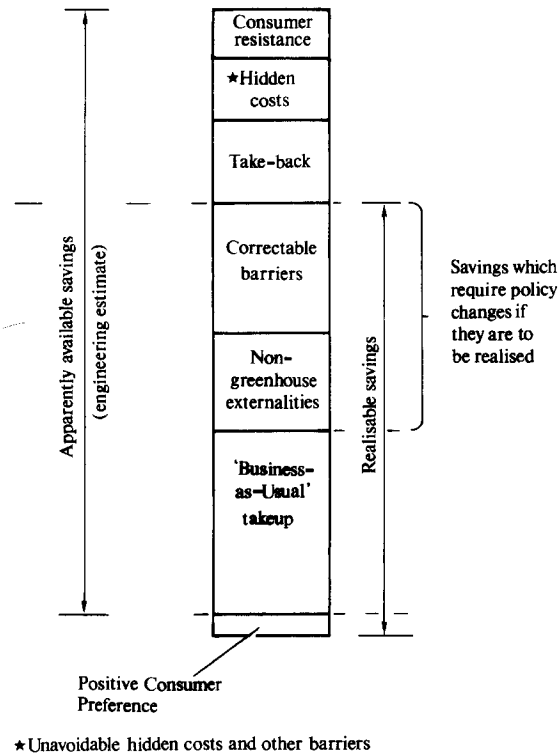


Abb. 11-2: Komponenten der Effizienzlücke /Grubb et al. 1991/

11.7.6 Trends und Perspektiven der Modellentwicklung

Eine Reihe von Trends in der Modellierung von Energiesystemen und der Energiewirtschaft sind zu erkennen. Es werden immer weniger "Reinformen" von Modelltypen eingesetzt. Immer stärker findet eine Kombination verschiedener Theorieansätze statt. Dabei werden Hybridmodelle entwickelt, die zugleich ökonomische und technische Komponenten enthalten. Energiemodelle sind immer seltener nationale Modelle. Statt dessen werden diese in zunehmendem Maße in internationale Modellverbunde einbezogen bzw. als supranationale Modelle konzipiert. Dies ist auch aufgrund der zunehmenden Marktverflechtungen und der Internationalisierung von Technologien notwendig.

Einige Aspekte der Energiepolitik wurden bisher in Modellen nur unzureichend abgebildet. Folgende Aspekte könnten z. B. in zukünftigen Modellentwicklungen berücksichtigt werden:

- Implementierung von regenerativen Energien
- Technologieentwicklung in energieökonomische Modelle,
- Einbeziehung biologischer und geologischer CO₂-Senken,
- Modellierung von nicht-ökonomischen Politiken und Maßnahmen.

11.8 Ausblick

Fragestellungen zum Klimaschutz können nicht eindeutig Modellen bzw. Modelltypen zugeordnet werden. Für die Energiemodellierung ist die Festlegung von Stellgrößen und kritischen Faktoren oft wichtiger als die Wahl des Modells. Als wesentlich für die Akzeptanz von Modellergebnissen dürften sich die empirische Absicherung und Transparenz z. B. durch Angaben zu Unsicherheiten und umfassende Dokumentation, erweisen.

Literatur

/Forum 2002/

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland – Effekte und Wirkungen eines Verzichts von Strom aus Kernkraftwerken. Reihe Umwelt und Ökonomie 34. Physica-Verlag, Heidelberg 2002

/Forum 1999/

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland – Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Reihe Umwelt und Ökonomie 33. Physica-Verlag, Heidelberg 1999

/Grubb et al. 1991/

Grubb, M.; Brackley, P.; Ledic, M.; Mathur, A.; Rayner, S.; Russell, J.; Tanabe, A.: Energy Policies and the Greenhouse Effect. Volume II: Country Studies and Technical Options. The Royal Institute of International Affairs. Dartmouth 1991

/Grübler et al. 1999/

Grübler, A.; Nakićenović, N.; Victor, D.G.: Modelling Technological Change – Implications for the Global Environment. In: Annual Review of Energy and the Environment 24 (1999), pp 545-569

/Hendriks et al. 2001/

Hendriks, C.; de Jager, D.; Blok, K.; de Beer, J.; Harnisch, J.; Joosen, S.; Phylipsen, D.; Kerssemeeckers, M.; Byers, C.; Patel, M.; Bates, J.; Brand, C.; Davison, P.; Howarth, A.; Hill, N.: Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change – Bottom-up Analysis of Emission Reduction Potentials and Costs for Greenhouse Gases in the EU. Brussels 2001
http://europa.eu.int/comm/environment/enveco/climate_change/sectoral_objectives.htm

/Koch et al. 2002/

Koch, M.; Harnisch, J.; Blok, K.: Systematische Analyse der Eigenschaft von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie. UBA-Texte, in Vorbereitung

Teilnehmerliste

Nicolas Bauer	PIK, Potsdam
Dirk Berkhahn	RWE Rheinbraun AG, Köln
Markus Blesl	IER, Universität Stuttgart
Dieter Bouse	Landesgewerbeamt, Stuttgart
Sebastian Briem	IER, Universität Stuttgart
Hans Georg Buttermann	RWI, Essen
Jochen Diekmann	DIW, Berlin
Ottmar Edenhofer	PIK, Potsdam
Ulrich Fahl	IER, Universität Stuttgart
Jürgen Gehrman	PTJ, Forschungszentrum Jülich
Katja Gerling	BMWi, Berlin
Bernhard Graeber	EnBW AG, Karlsruhe
Poul Erik Grohnheit	Risoe, Roskilde, DK
Wolfgang Häfele	Forschungszentrum Rossendorf
Wolfgang Hass	BMWi, Berlin
Ulrike Haupt	bremer energie institut
Bernhard Hillebrand	RWI, Essen
Christian Hoffmann	TU Ilmenau
Tim Hoffmann	ZEW, Mannheim
Rainer Kaulbarsch	Siemens AG, Erlangen
Uwe Klann	DLR-ITT, Stuttgart
Matthias Koch	ECOFYS, Köln
Armin Kraft	STE, Forschungszentrum Jülich
Daniela Krause	E.ON Energie AG, München
Winfried Krause	BMWi, Berlin
Hans-Joachim Krebs	PTJ, Jülich
Gürkan Kumbaroglu	Bogazici University, Istanbul, ehemals ETH Zürich
Socrates Kypreos	PSI, Villigen
Andreas Löschel	ZEW, Mannheim
Margit Lott	IER, Universität Stuttgart
Christian Lutz	gws, Osnabrück
Dag Martinsen	STE, Forschungszentrum Jülich
Dominik Möst	IIP, Universität Karlsruhe
Andreas Nollen	RWE Rheinbraun AG, Köln
Erich Pick	LEE, Ruhr-Universität Bochum
Tobias Rehr	IER, Universität Stuttgart
Uwe Remme	IER, Universität Stuttgart

Michael Sachse	PTJ, Forschungszentrum Jülich
Christian Sartorius	TU Berlin
Bernd Schärer	UBA, Berlin
Manfred Schulz	BMWi, Bonn
Holger Stannat	VIK, Essen
Stefan Vögele	STE, Forschungszentrum Jülich
Alfred Voß	IER, Universität Stuttgart
Hermann-Josef Wagner	LEE, Ruhr-Universität Bochum
Martin Wietschel	ISI-FhG, Karlsruhe

1. **Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland. Stand der Entwicklung**
IKARUS-Workshop vom 24. bis 25. Januar 1996
herausgegeben von S. Molt, U. Fahl (1997), 292 Seiten
ISBN 3-89336-205-3
2. **Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft**
Ein Beitrag zum Klimaschutz
Workshop am 19. Februar 1997, veranstaltet von der Forschungszentrum Jülich GmbH und der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
herausgegeben von J.-Fr. Hake, K. Schultze (1997), 138 Seiten
ISBN 3-89336-206-1
3. **Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien**
IKARUS-Workshop vom 14. bis 15. April 1997
herausgegeben von J.-Fr. Hake, P. Markewitz (1997), 284 Seiten
ISBN 3-89336-207-X
4. **IKARUS-Datenbank - Ein Informationssystem zur technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Bewertung von Energietechniken**
IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
Abschlußbericht Teilprojekt 2 „Datenbank“
H.-J. Laue, K.-H. Weber, J. W. Tepel (1997), 90 Seiten
ISBN 3-89336-214-2
5. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 1. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 410 Seiten
ISBN 3-89336-215-0
6. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 2. Emissionsminderungsmaßnahmen für Treibhausgase, ausgenommen energiebedingtes CO₂
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 110 Seiten
ISBN 3-89336-216-9

7. **Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien**
IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
Abschlußbericht Teilprojekt 1 „Modelle“
P. Markewitz, R. Heckler, Ch. Holzapfel, W. Kuckshinrichs, D. Martinsen,
M. Walbeck, J.-Fr. Hake (1998), VI, 276 Seiten
ISBN 3-89336-220-7
8. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 3. Methodik-Leitfaden für die Wirkungsabschätzung von Maßnahmen zur Emissionsminderung
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1998), VIII, 95 Seiten
ISBN 3-89336-222-3
9. **Horizonte 2000**
6. Wolfgang-Ostwald-Kolloquium der Kolloid-Gesellschaft
3. Nachwuchstage der Kolloid- und Grenzflächenforschung
Kurzfassungen der Vorträge und Poster
zusammengestellt von F.-H. Haegel, H. Lewandowski, B. Krah-Urban (1998),
150 Seiten
ISBN 3-89336-223-1
10. **Windenergieanlagen - Nutzung, Akzeptanz und Entsorgung**
von M. Kleemann, F. van Erp, R. Kehrbaum (1998), 59 Seiten
ISBN 3-89336-224-X
11. **Policy Scenarios for Climate Protection**
Study on Behalf of the Federal Environmental Agency
Volume 4. Methodological Guideline for Assessing the Impact of Measures for Emission Mitigation
edited by G. Stein, B. Strobel (1998), 103 pages
ISBN 3-89336-232-0
12. **Der Landschaftswasserhaushalt im Flußeinzugsgebiet der Elbe**
Verfahren, Datengrundlagen und Bilanzgrößen
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im
Flußeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 1.
von R. Kunkel, F. Wendland (1998), 110 Seiten
ISBN 3-89336-233-9

13. **Das Nitratabbauvermögen im Grundwasser des Elbeeinzugsgebietes**
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im
Flußeeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 2.
von F. Wendland, R. Kunkel (1999), 166 Seiten
ISBN 3-89336-236-3

14. **Treibhausgasminderung in Deutschland zwischen nationalen Zielen und internationalen Verpflichtungen**
IKARUS-Workshop am 27.05.1998, Wissenschaftszentrum Bonn-Bad
Godesberg. Proceedings
herausgegeben von E. Läge, P. Schaumann, U. Fahl (1999), ii, VI, 146 Seiten
ISBN 3-89336-237-1

15. **Satellitenbilddauswertung mit künstlichen Neuronalen Netzen zur Umweltüberwachung**
Vergleichende Bewertung konventioneller und Neuronaler Netzwerkalgorithmen
und Entwicklung eines integrierten Verfahrens
von D. Klaus, M. J. Canty, A. Poth, M. Voß, I. Niemeyer und G. Stein (1999),
VI, 160 Seiten
ISBN 3-89336-242-8

16. **Volatile Organic Compounds in the Troposphere**
Proceedings of the Workshop on Volatile Organic Compounds in the
Troposphere held in Jülich (Germany) from 27 – 31 October 1997
edited by R. Koppmann, D. H. Ehhalt (1999), 208 pages
ISBN 3-89336-243-6

17. **CO₂-Reduktion und Beschäftigungseffekte im Wohnungssektor durch das CO₂-Minderungsprogramm der KfW**
Eine modellgestützte Wirkungsanalyse
von M. Kleemann, W. Kuckshinrichs, R. Heckler (1999), 29 Seiten
ISBN 3-89336-244-4

18. **Symposium über die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind auf Fischereischiffen und in Aquakulturbetrieben**
Symposium und Podiumsdiskussion, Izmir, Türkei, 28.-30.05.1998.
Konferenzbericht
herausgegeben von A. Özdamar, H.-G. Groehn, K. Ülgen (1999), IX, 245 Seiten
ISBN 3-89336-247-9

19. **Das Weg-, Zeitverhalten des grundwasserbürtigen Abflusses im Elbeeinzugsgebiet**
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im Flußeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 3.
von R. Kunkel, F. Wendland (1999), 122 Seiten
ISBN 3-89336-249-5

20. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 5. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1999), XII, 201 Seiten
ISBN 3-89336-251-7

21. **Klimaschutz durch energetische Sanierung von Gebäuden. Band 1**
von J.-F. Hake, M. Kleemann, G. Kolb (1999), 216 Seiten
ISBN 3-89336-252-2

22. **Electroanalysis**
Abstracts of the 8th International Conference held from 11 to 15 June 2000 at the University of Bonn, Germany
edited by H. Emons, P. Ostapczuk (2000), ca. 300 pages
ISBN 3-89336-261-4

23. **Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050**
von M. Kleemann, R. Heckler, G. Kolb, M. Hille (2000), ii, 94 Seiten
ISBN 3-89336-262-2

24. **Grundlegende Entwicklungstendenzen im weltweiten Stoffstrom des Primäraluminiums**
von H.-G. Schwarz (2000), XIV, 127 Seiten
ISBN 3-89336-264-9

25. **Klimawirkungsforschung auf dem Prüfstand**
Beiträge zur Formulierung eines Förderprogramms des BMBF
Tagungsband des Workshop „Klimaforschung“, Jülich, vom 02. bis 03.12.1999
von J.-Fr. Hake, W. Fischer (2000), 150 Seiten
ISBN 3-89336-270-3

26. **Energiezukunft 2030**
Schlüsseltechnologien und Techniklinien
Beiträge zum IKARUS-Workshop 2000 am 2./3. Mai 2000
herausgegeben von U. Wagner, G. Stein (2000), 201 Seiten
ISBN 3-89336-271-1

27. **Der globale Wasserkreislauf und seine Beeinflussung durch den Menschen**
Möglichkeiten zur Fernerkundungs-Detektion und -Verifikation
von D. Klaus und G. Stein (2000), 183 Seiten
ISBN 3-89336-274-6

28. **Satelliten und nukleare Kontrolle**
Änderungsdetektion und objektorientierte, wissensbasierte Klassifikation von
Multispektralaufnahmen zur Unterstützung der nuklearen Verifikation
von I. Niemeyer (2001), xiv, 206 Seiten
ISBN 3-89336-281-9

29. **Das hydrologische Modellsystem J2000**
Beschreibung und Anwendung in großen Flußgebieten
von P. Krause (2001), xiv, 247 Seiten
ISBN 3-89336-283-5

30. **Aufwands- und ergebnisrelevante Probleme der Sachbilanzierung**
von G. Fleischer, J.-Fr. Hake (2002), iv, 64 Blatt
ISBN 3-89336-293-2

31. **Nachhaltiges Management metallischer Stoffströme**
Indikatoren und deren Anwendung
Workshop, 27.-28.06.2001 im Congresscentrum Rolduc, Kerkrade (NL)
herausgegeben von W. Kuckshinrichs, K.-L. Hüttner (2001), 216 Seiten
ISBN 3-89336-296-7

32. **Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur Bewertung zukünftiger Strategien**
IKARUS-Workshop am 28. Februar 2002, BMWi, Bonn. Proceedings
herausgegeben von S. Briem, U. Fahl (2003), IV, 184 Seiten
ISBN 3-89336-321-1



Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Band / Volume 32
ISBN 3-89336-321-1

Umwelt
Environment