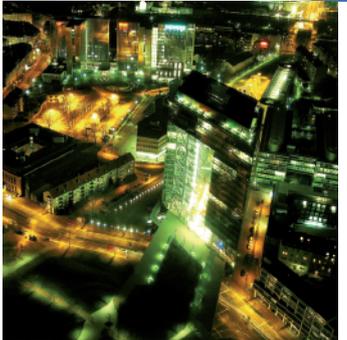


**D. Möst
W. Fichtner
A. Grunwald
(Hrsg.)**



Workshop

Energie- systemanalyse



**Karlsruhe, 27. November 2008
am KIT Zentrum Energie**



D. Möst / W. Fichtner / A. Grunwald (Hrsg.)

Energiesystemanalyse

Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“
vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe

Energiesystemanalyse

Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“
vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe

D. Möst
W. Fichtner
A. Grunwald
(Hrsg.)



universitätsverlag karlsruhe

Impressum

Universitätsverlag Karlsruhe
c/o Universitätsbibliothek
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe
www.uvka.de



Dieses Werk ist unter folgender Creative Commons-Lizenz
lizenziert: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/de/>

Universitätsverlag Karlsruhe 2009
Print on Demand

ISBN: 978-3-86644-389-1

Vorwort

Die vielfältigen, teilweise konträren Anforderungen hinsichtlich Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit im Energiebereich verdeutlichen, dass die Sicherung einer entsprechend nachhaltigeren Energieversorgung zu den größten globalen Herausforderungen der Zukunft gehört. Interdisziplinäre Arbeiten können Wege zu einer ressourcenschonenden, effizienten und sicheren Energieversorgung ebnen. Zu lösende energiesystemanalytische Fragestellungen zeigen sich dabei entlang der gesamten energetischen Wertschöpfungskette - von der Energiebereitstellung über den Energietransport und die Energieverteilung bis zur Energienachfrage. Hierbei sollte die gesamte Bandbreite technologischer und institutioneller Optionen berücksichtigt werden, zumal sich Fragen nach einer nachhaltigen Energieversorgung nicht nur in Industrienationen, sondern - mit teilweise völlig anderen Anforderungen - auch in Schwellen- und Entwicklungsländern stellen.

Im Zentrum Energie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) werden über die Forschung zu spezifischen Technologien und einzelnen Technologiefeldern hinaus auch Fragestellungen auf der Ebene von Gesamtsystemen bearbeitet. Das Ziel ist es, auf diese Weise einen langfristigen und möglichst gut objektivierbaren Rahmen zu erarbeiten und weiterzuentwickeln, der als Orientierung für die thematische Weiterentwicklung im KIT-Zentrum und darüber hinaus als Beitrag zur gesellschaftlichen Meinungsbildung dienen soll. In diesem Zusammenhang sind entscheidungsunterstützenden Methoden und Modellen für alle Marktteilnehmer (Energieversorgungsunternehmen, Nachfrager, Intermediäre und Regulierungsinstanzen) von Bedeutung. Zur Entscheidungsunterstützung für politische Entscheidungsträger und Energieversorgungsunternehmen bei Fragen der künftigen Energiesystemgestaltung wird seit Beginn der siebziger Jahre – im Gefolge der beiden Ölpreiskrisen und später vor dem Hintergrund umweltpolitischer Anforderungen – national wie international eine Vielzahl an Energiemodellen entwickelt und eingesetzt. Je nach Untersuchungsgegenstand werden dabei unterschiedliche methodische Ansätze vorangetrieben.

In diesem Buch wird ein Überblick über Methoden der Energiesystemanalyse gegeben, die am KIT weiterentwickelt und angewendet werden. Aufgrund der durch den Begriff "Gesamtsysteme" vorgegebenen thematischen Bandbreite ist es erforderlich, das gesamte Spektrum der im KIT-Zentrum Energie vertretenen Kompetenz zu versammeln, um entsprechende übergreifende Systemanalysen zu erstellen. Im Rahmen eines eintägigen Workshops am KIT wurden die unterschiedlichen Beiträge im November 2008

vorge stellt und diskutiert. Ziel dieses Tagungsbandes ist eine Bestandsaufnahme und Kompetenzdokumentation im Bereich der Energiesystemanalyse, die als Basis zur Ableitung von Entwicklungsperspektiven, Forschungsbedarf und zukünftigen Themenfeldern dienen soll und deswegen einem breiten Publikum zur Verfügung gestellt wird.

Karlsruhe, Mai 2009

Dominik Möst, Wolf Fichtner und Armin Grunwald

Inhaltsverzeichnis

Energiesystemanalyse

<i>Armin Grunwald, Dominik Möst, Wolf Fichtner</i> Energiesystemanalyse im KIT-Zentrum Energie	1
<i>Dominik Möst, Wolf Fichtner</i> Einführung zur Energiesystemanalyse	11
<i>Armin Grunwald</i> Energiezukünfte vergleichend bewerten – aber wie?	33
<i>Christian Dieckhoff</i> Modelle und Szenarien – Die wissenschaftliche Praxis der Energiesystemanalyse	49
<i>Dogan Keles, Dominik Möst, Wolf Fichtner</i> Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2050 – Ein Überblick über ausgewählte Szenarien	61
<i>Tobias Jäger, Susanne Schmidt, Ute Karl</i> Ein System Dynamics Modell des deutschen Strommarkts – Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis	79
<i>Jürgen Kopfmüller, Volker Stelzer</i> Energieszenarien für Megacities – Konzept und erste Ergebnisse des HGF-Verbundprojekts „Risk Habitat Megacity“	99
<i>Heidi Gerbracht, Robert Kunze, Dominik Möst, Wolf Fichtner</i> Optimierung urbaner Energiesysteme	117
<i>Massimo Genoese, Dominik Möst, Wolf Fichtner</i> Agentenbasierte Simulation zur Messung von Marktmacht – Eine Analyse für den deutschen Strommarkt	139

Enrique Kremers, Pablo Viejo

Untersuchung des Einsatzes von agentenbasierten Modellen zur Simulation
dezentraler Energiesysteme am Beispiel von Guadeloupe..... 169

Christoph Nolden, Dominik Möst, Wolf Fichtner

Zur Analyse der Auswirkungen brennstoffabhängiger Benchmarks auf Strom-
gestehungskosten und Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft.... 183

Anne Held, Heike Krause, Mario Ragwitz

Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windstromerzeugung in der EU basierend
auf einem geografischen Informationssystem..... 195

Gunnar Kappler, Stefan Kälber, Ludwig Leible

Stroh und Waldrestholz – Ergebnisse einer Standortanalyse für das bioliq®-
Konzept..... 211

Witold-Roger Poganietz

Consequential LCA – eine notwendige Weiterentwicklung des LCA? Eine
Diskussion am Beispiel des lignozellulosebasiertem Bioethanols..... 223

Autorenverzeichnis 241

Energiesystemanalyse im KIT-Zentrum Energie

Armin Grunwald¹, Dominik Möst², Wolf Fichtner²

¹Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland
E-Mail: grunwald@itas.fzk.de, Telefon: +49(0)7247/82-2500

²Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland
E-Mail: {dominik.moest;wolf.fichtner}@wiwi.uni-karlsruhe.de
Telefon: +49(0)721/608-4689/-4460

1 Einführung

Der Workshop zur Karlsruher Energiesystemanalyse, auf den dieses Buch zurückgeht, wurde im Rahmen des Topics 'Energiesystemanalyse' des Zentrums Energie im Karlsruher Institute für Technologie (KIT) durchgeführt. Da sowohl das KIT als auch dessen Zentrum 'Energie' erst seit kurzem bestehen, sollen im Folgenden der institutionelle Hintergrund, die damit verbundenen Erwartungen und die Einbettung der Energiesystemanalyse erläutert werden.

Das KIT besteht aus der Universität Karlsruhe (TH) und dem Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft (HGF). Beide Einrichtungen haben sich mit dem Ziel einer Fusion zusammengetan, um gemeinsam eine 'Forschungsuniversität' zu bilden, um die vorhandenen Kompetenzen und Ressourcen effizienter einzusetzen und weiterentwickeln zu können und um eine bessere Außenwirkung durch die Bündelung der Kräfte zu erreichen.

Im KIT wurden so genannte Zentren und Schwerpunkte eingerichtet. Sie führen die Forschung zu einem Oberthema zusammen, über Fakultäts- und Institutsgrenzen hinweg, quer zu Helmholtz-Programmen und zwischen Universität und Forschungszentrum. Das KIT-Zentrum 'Energie' war das erste Zentrum, das in diesem Sinne im Jahr 2007 gegründet wurde. Dieses Zentrum wird im Folgenden zunächst als Ganzes in seinen Zielen und den gewählten Forschungsfeldern beschrieben (Kap. 2), bevor dann der Schwerpunkt auf die Energiesystemanalyse in diesem Zentrum gelegt wird (Kap. 3).

2 Das KIT-Zentrum Energie

Im Zentrum Energie des Karlsruher Instituts für Technologie werden die Energieforschungsarbeiten der Universität Karlsruhe und des Forschungszentrums Karlsruhe sowie weiterer assoziierter Partner mit dem Ziel einer gemeinsamen strategischen Entwicklung und der Nutzung der vorhandenen Kompetenzen und Ausstattungen zusammengeführt.

2.1 Ziele und Mission

In einigen Jahrzehnten werden 10 Milliarden Menschen mit ausreichend Energie zu versorgen sein. Dies in einer sicheren, wirtschaftlichen und umwelt- und klimaverträglichen Weise zu gewährleisten, ist eine der großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Das KIT-Zentrum Energie stellt sich dieser Herausforderung durch Forschung und darauf aufbauende Beratung in der gesamten Bandbreite der relevanten Energiearten für industrielle, mobile und individuelle Anwendungen. Es geht darum, wissenschaftlich-technische Exzellenz von der Grundlagenforschung bis zur Anwendung koordiniert zu mobilisieren, um markante und international sichtbare Beiträge zur Lösung dieses Weltproblems zu leisten.

Die dauerhaft durchhaltbare, sozial gerechte, sicher, wirtschaftlich machbare und aus Umweltsicht verantwortbare Energiebereitstellung ist das gemeinsame Ziel. Klimatische Veränderungen, Umweltverschmutzung und das Verbrauchen sehr begrenzter Ressourcen können ebenso wenig als langfristige Option akzeptiert werden wie unverantwortbare Risiken. Ein sozial und regional unausgewogener Zugang zur Energie ist weder innerhalb einer homogenen Gesellschaft noch global zwischen den Völkern langfristig vermittelbar und wird mehr als andere Verwerfungen zu politischen und militärischen Konfrontationen führen.

Vor diesem Hintergrund besteht die Mission des KIT-Zentrums Energie darin,

- die Energieforschungsaktivitäten der teilnehmenden wissenschaftlichen Institute, Einrichtungen und Arbeitsgruppen inhaltlich zu verknüpfen,
- in einem gemeinsamen wissenschaftlichen Diskurs fachlich fundierte neue Forschungsansätze in inhaltlicher und methodischer Hinsicht zu initiieren,
- Ressourcen intelligent und flexibel zu bündeln,
- traditionelle Fachgrenzen zu überwinden, um gemeinsam Mehrwerte zu erzielen,

- grundlegende und angewandte Forschung problem- und lösungsorientiert zu verknüpfen und dabei
- die hohe Kompetenz der Karlsruher Energieforschung in seiner ganzen Breite auch nach außen hin stärker sichtbar zu machen und zugleich nach innen eine neue gemeinsame Identität zu stiften.

Die Vielfalt der Aufgaben im Rahmen der großen Herausforderungen erfordert *kurzfristig* relevante Arbeiten (z.B. um erneuerbare Energieträger schneller zur Wirtschaftlichkeit zu führen oder die Effizienz von Kraftwerksprozessen zu steigern), *mittelfristig* wirksame Forschung und Entwicklung (z.B. um den Ausstieg aus der energetischen Nutzung von Öl vorzubereiten und zu ermöglichen) genauso wie *langfristig* ausgerichtete (die z.B. eine Zukunft betreffen, in der gar keine fossilen Energieträger mehr verwendet werden). In allen diesen Feldern zielt das KIT-Zentrum Energie auf die Entwicklung nachhaltiger, zuverlässiger und sicherer Lösungen zur Deckung des künftigen Energiebedarfs. Gleichzeitig enthält das Portfolio des KIT-Zentrums Energie Arbeiten, die in wichtigen Verbrauchssektoren ein großes Energiesparpotenzial erschließen können.

2.2 Forschungsthemen

In der gesamten Kette der Energieprozesse von der Gewinnung von Primärenergieträgern über Umwandlung, Speicherung, Verteilung, Nutzung und Rückgewinnung spielen zahlreiche Randbedingungen eine gewichtige Rolle: Verfügbarkeit, Endlichkeit von Primärenergieträgern, Wirtschaftlichkeit, Effizienz, Versorgungssicherheit, Logistik, Risiken, Zugangsmöglichkeiten, Umweltauswirkungen und gesellschaftliche Akzeptanz sowie regulatorische Fragen müssen bei der Aufgabenstellung berücksichtigt werden, eine auf Dauer durchhaltbare, also nachhaltige Energieversorgung zu entwickeln.

Der Forschung kommt die Aufgabe zu, konsequent und vorurteilsfrei an allen Potentialen zur Energiebereitstellung und -nutzung zu arbeiten und der Gesellschaft entsprechende Lösungen anzubieten. Das KIT-Zentrum Energie nutzt dabei alle verfügbaren wissenschaftlichen Kompetenzen, sowohl im technisch-naturwissenschaftlichen Feld wie auch in den Wirtschafts-, Geistes- und Sozialwissenschaften sowie der Rechtswissenschaft. Zahlreiche technische Kompetenzen, die für die Energieforschung genutzt werden, finden sich in anwendungsbezogenen Disziplinen wie dem Maschinenbau, der Kraftwerkstechnik, der Kraftstoffentwicklung, der Materialforschung, der Produktionstechnik, dem Bauingenieurwesen und der

Architektur, in den IuK-Technologien aber auch in der physikalischen und chemischen Grundlagenforschung.

Diese teils von den Zielsetzungen, den betrachteten Feldern und den benötigten Kompetenzen teils sehr unterschiedlichen Forschungsrichtungen wurden nach Forschungsthemen (*Topics*) eingeteilt (vgl. Abb. 1), die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen.

Topic 'Energieumwandlung': Die Energieversorgung beruht in den heutigen Industriegesellschaften auf einem Energiemix, der sich trotz der allgemein anerkannten und gesellschaftlich befürworteten energiepolitischer Zielsetzungen hinsichtlich erneuerbarer Energien de facto nur langsam verändert. Konventionelle Energieträger werden noch auf Jahrzehnte hinaus den Großteil wirtschaftlich nutzbarer Energie darstellen. Gerade deswegen ist es eine entscheidende Aufgabe der Energieforschung, Wege zu finden, um insbesondere fossile Energieträger möglichst emissionsarm, effizient und ressourcenschonend umzuwandeln und rationelle Technologien zur Stromerzeugung zu entwickeln.

Topic 'Erneuerbare Energien': Aus Gründen des Klimaschutzes, der Ressourcenschonung und der Versorgungssicherheit werden CO₂-emissionsarme erneuerbare Energien wie Biomasse und Ersatzbrennstoffe als Substitution für fossile Energieträger an Bedeutung gewinnen. Forschung und Entwicklung zu den verschiedenen Primär- und Sekundärenergieträgern erstrecken sich auf hocheffiziente technische Prozesse und Anlagen, die rasche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit sowie die Einbettung in ein plausibles Gesamtenergiekonzept.

Topic 'Energiespeicherung und -verteilung': Unter den regenerativen Stromerzeugungsformen werden diejenigen, die grundlastfähig, d.h. wie Biomasse, Geothermie oder Wasserkraft zeitlich gleichmäßig verfügbar sind, eine entscheidende Rolle in zukünftigen Energiekonzepten übernehmen. Andere erneuerbare Primärenergien wie Sonne und Wind, deren Ausbeute fluktuiert, erfordern neue intelligente Netzsteuerungen und Speichertechniken.

Topic 'Effiziente Energienutzung': Zur Minimierung des Ressourcenverbrauchs und der Emissionen muss auch die Seite der Energienutzung in den Blick genommen werden. Hierzu werden thermodynamische und verfahrenstechnische Prozesse hinsichtlich der Energienutzung untersucht und optimiert. Einen Schwerpunkt bildet der effiziente Energieeinsatz in Gebäuden und bei industriellen Prozessen, für den neue Konzepte und Alternativen entwickelt werden.

Topic 'Fusionstechnologie': Im Bereich Kernfusion wird Karlsruhe seine durch sämtliche Begutachtungen bestätigte herausragende Rolle in der Fusionstechnologie weiter ausbauen und damit die Bemühungen, die Nutzbarmachung der Fusionsenergie zu beschleunigen, im Rahmen seiner Möglichkeiten unterstützen. Dazu gehört insbesondere die Entwicklung von Technologien für das Großexperiment ITER und einen zukünftigen Demonstrationsreaktor (DEMO), die in Karlsruhe verstärkt vorangetrieben werden.

Topic 'Kerntechnik': Auch im Bereich Kerntechnik nimmt Karlsruhe eine ebenfalls durch sämtliche Begutachtungen bestätigte herausragende Rolle auf dem Gebiet der nuklearen Sicherheits- und Endlagerforschung aber auch für Strahlenschutz und Rückbautechniken ein und wird diese weiter ausbauen. Unabhängig von Akzeptanzfragen soll über die Lehr- und Forschungsarbeiten sichergestellt sein, dass in Deutschland entsprechend dem internationalen Stand von Wissenschaft und Technik breites Expertenwissen vorhanden sowie eine aktive Beteiligung an allen relevanten internationalen Projekten und Gremien sichergestellt ist.

Topic 'Energiesystemanalyse': Energiesysteme und -technologien sind vielfältig untereinander und mit anderen technischen und gesellschaftlichen Bereichen verknüpft. Im KIT-Zentrum Energieforschung werden über die Forschung zu den spezifischen Technologiefeldern hinaus auch Fragestellungen auf der Ebene von Gesamtsystemen bearbeitet, um den Energiemix der Zukunft und die Wege dorthin in möglichst objektiver Weise zu konzeptualisieren (vgl. Kap. 3)

Der Erfolg energietechnischer Innovationen hängt in der Regel vom gesellschaftlichen Umfeld ab, insbesondere von den ökonomischen Verhältnissen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, ethischen Aspekten und der Risikoakzeptanz der Gesellschaft. Daher muss die gesellschaftliche Seite der in der Regel nur natur- und ingenieurwissenschaftlich geprägten Energieforschung nicht nur betrachtet sondern in engem Kontext entwickelt werden, um deren Innovationspotential und Erfolgsaussichten beurteilen und optimal ausschöpfen zu können. Das Handlungsfeld „Energie und Gesellschaft“ umfasst alle Topics und bildet somit die „Einhüllende“ (Bild 1) des KIT-Zentrums Energie. Die damit zusammenhängenden Forschungen werden im KIT Schwerpunkt "Mensch und Technik" in enger Kooperation mit der Energiesystemanalyse bearbeitet (Kap. 3.2).

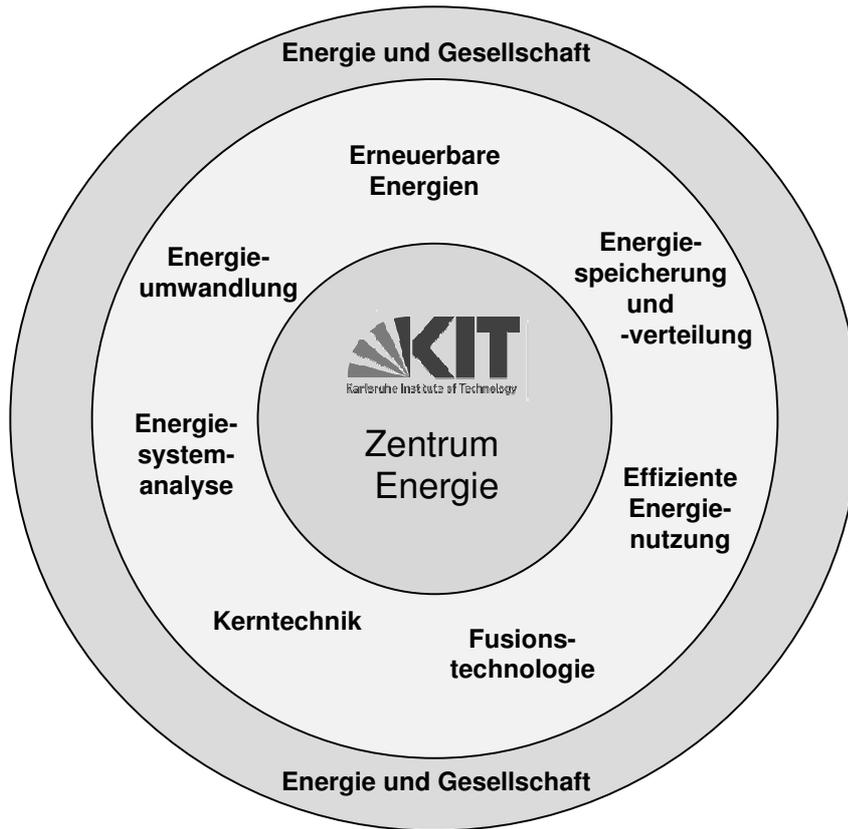


Abb. 1: Topics des KIT-Zentrums Energie

3 Energiesystemanalyse

Die Betrachtung von Systemaspekten ist in einem Energieforschungszentrum vom Anspruch des KIT unverzichtbar. Das KIT kann sich nicht nur mit Einzelfragen befassen, sondern muss auch "das Ganze" des Energiesystems und übergreifende Fragestellungen im Blick haben. Dies ist die Aufgabe der Energiesystemanalyse (vgl. Dominik Möst in diesem Band). Besondere Bedeutung kommt bei der Erarbeitung konsistenter Energieversorgungsstrategien der Abstimmung der verschiedenen Technologien sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite zu, da zwischen ihnen eine Vielzahl an Interdependenzen existiert. Veränderungen an einer Stelle des Energiesystems ziehen zwangsläufig Veränderungen an anderer Stelle nach sich, die bei der Erarbeitung einer in sich konsistenten Energiestrategie berücksichtigt werden müssen. So wird der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien mit fluktuierendem Charakter (wie bspw. die Windenergie) einhergehen mit einem steigenden Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken und / oder Speichern zum Ausgleich der Schwankungen, was bspw. den Einsatz von Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung limitieren könnte.

3.1 Ziele und Forschungsfelder

Energiesysteme und -technologien sind vielfältig untereinander und mit anderen technischen und gesellschaftlichen Bereichen verknüpft. Im KIT-Zentrum Energie werden über die Forschung zu spezifischen Technologien und einzelnen Technologiefeldern hinaus auch Fragestellungen auf der Ebene von Gesamtsystemen bearbeitet. Das Ziel ist es, auf diese Weise einen langfristigen und möglichst gut objektivierbaren Rahmen zu erarbeiten und weiterzuentwickeln, der als Orientierung für die thematische Weiterentwicklung im KIT-Zentrum und darüber hinaus als Beitrag zur gesellschaftlichen Meinungsbildung und Wirtschafts- sowie Politikberatung dienen soll. Es geht darum, Konzepte zum Energiemix der Zukunft zu entwickeln, in Abhängigkeit von

- technischen Entwicklungen in der Energietechnik selbst, aber auch in den "enabling technologies" wie Materialforschung, Nanotechnologie etc.,
- gesellschaftlichen Faktoren wie dem demografischen Wandel, der aufholenden Entwicklung von Teilen der "Dritten Welt" und der Forderung nach nachhaltiger Entwicklung,
- den natürlichen Randbedingungen wie Erschöpfung der fossilen Energieträger und Klimawandel und
- den Innovationsbedingungen, d.h. den fördernden und hemmenden Faktoren für eine Umsetzung technischer Innovationen in den Märkten sowie politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Die Fragestellungen umfassen übergreifende Systemaspekte aller Stufen der Energiekaskade, das heißt beispielsweise

- Betrachtung des Energiesystems als Ganzes und seiner Wechselwirkungen mit anderen Bereichen (z.B. Verkehr, Bauwirtschaft, Industrie/Rohstoffwirtschaft),
- Entwicklung von Modellen zur Abbildung von Energiesystemen und deren Koppelung an mesoskalige Modelle wie auch an makroökonomische Modelle,
- Untersuchung der Wechselwirkungen des Energiesystems mit technologischen und gesellschaftlichen "Megatrends",
- Ausweitung der Bewertungsmethoden, um zusätzliche Sektoren wie bspw. Verkehr und Industrie in Hinblick auf die CO₂-Minderungsziele, auf die

Minderung anderer Treibhausgase und die Schadstoffreduzierung einbeziehen zu können,

- Analyse und Bewertung intelligenter Konzepte zum Nachfragemanagement und ihrer Auswirkungen auf Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Preise für Energieträger und
- Entwicklung konsistenter "Energiezukünfte" unter Gesamtsystemaspekten

Hierzu sind sowohl Analysen in Bezug auf das „Gesamtsystem“ erforderlich (die häufig zu 'Energiezukünften' als Beiträge zu Entscheidungsprozessen führen) als auch Systemuntersuchungen zu einzelnen Technologien, so z.B. in Form von energiewirtschaftlichen Analysen bzw. durch Life Cycle Assessment und Prozesskettenanalysen einzelner Technologien sowie energierelevanter Materialien (vgl. Abb. 2).

3.2 Gesellschaftliche Aspekte des Energiesystems

Der Erfolg technischer Innovationen hängt in der Regel nicht nur von deren naturwissenschaftlich-technischer Exzellenz ab, sondern auch davon, dass sich diese im Wettbewerb durchsetzen können und dabei die gesellschaftlichen Kontexte der jeweiligen Herausforderungen adäquat erfasst und eingeschätzt wurden. Dies betrifft z.B. ökonomische Verhältnisse, politische und rechtliche Rahmenbedingungen, ethische Aspekte oder die öffentliche Problemwahrnehmung und Fragen der Technikakzeptanz. Gerade der Energiebereich bietet vielfältiges Anschauungsmaterial für die Relevanz derartiger gesellschaftlicher Einflüsse.

Die Energiesystemanalyse hat vor diesem Hintergrund Schnittstellen nach zwei Seiten. Zum einen nimmt sie die technischen Entwicklungen und deren Potentiale in ihre Modelle auf und gibt Rückmeldung zur Weiterentwicklung des Themenportfolios im technischen Bereich. Zum anderen bündelt sie die technischen Fragen auf der Systemebene und betrachtet die Schnittstellen zu gesellschaftlichen Fragen von Energietechnologien und -systemen, um deren Innovationspotential beurteilen zu können und ggf. optimal ausschöpfen zu helfen. Diese Forschung ist einerseits erkenntnisorientiert, und führt andererseits zu handlungs- und entscheidungsrelevantem Wissen für Gesellschafts- und Politikberatung, so z. B. für die Energie- und Wettbewerbspolitik, und zwar gerade auch im Kontext der europäischen Regulierungen. Dabei geht es sowohl um das Wissen über die Folgen von technischen Entwicklungen für

die Gesellschaft (z.B. in Bezug auf Chancen und Risiken von Innovationen) als auch um den technischen Entwicklungsbedarf, der sich aus gesellschaftlichen Anforderungen (wie z.B. der Forderung nach nachhaltiger Entwicklung) und Problemen (wie z.B. der langfristigen Sicherung der Energieversorgung oder dem demografischen Wandel) ergibt.

Auf der Maßnahmensseite wird untersucht, welche Anreize gesetzt werden können, um bestimmte Politikziele zu erreichen bzw. welche Rückwirkungen bereits vorhandene energie- und wettbewerbsrechtliche Bestimmungen auf die Energiemärkte und die strategische Unternehmenspolitik der Energieunternehmen haben. Die Forschungsfelder lassen sich aus dem Ziel ableiten, die "gesellschaftliche Seite" innovativer Energietechnologien und -dienstleistungen zu erforschen. Hierzu gehören:

- Erforschung energiewirtschaftlicher Aspekte und Ableitung von Strategien, um den Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung gerecht zu werden.
- Analyse der Innovationsfaktoren in den verschiedenen Teilbereichen des Gesamtsystems Energie sowie insbesondere von innovationsfördernden und –hemmenden Faktoren, sowohl auf der Seite der Anbieter von Energietechnologien oder Energiedienstleistern wie auch bei den potentiellen Nachfragern.
- Erforschung der gesellschaftlichen Wahrnehmung und Akzeptanz neuer Energiewandlungstechnologien (z. B. Geothermie) oder entsprechender Versorgungssysteme (z.B. Wasserstoffwirtschaft) sowie der dafür entscheidenden Faktoren.
- Entwicklung von Strategien für Politik und Industrie. Hierfür sind konkrete Handlungsempfehlungen zur Fortentwicklung des energie- und umweltpolitischen Rahmens unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts (Emissionshandel, Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Schaffung eines einheitlichen europäischen Energiemarktes, Abbau von Marktzutrittsschranken) zu initiieren und zu entwickeln.
- Juristisch-ökonomische Analyse vorhandener Regulierungen zum Thema Energiemärkte und –unternehmen. Dabei sollen die Anreizwirkungen dieser Regulierungen auf Basis des Prinzipal-Agenten-Modells untersucht werden. Auf dieser Basis können dann konkrete Handlungsvorschläge für eine Deregulierung bzw. Veränderungen der Regulierungsstrategie entwickelt werden.

Das KIT eröffnet in diesem Bereich die Möglichkeit, die Erforschung der "gesellschaftlichen Seite" von innovativen Energietechnologien zu einem national und international sichtbaren und anerkannten Schwerpunkt der Folgen- und Wirkungsforschung zu machen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier die Erfahrungen des Forschungszentrums im Bereich der Technikfolgenabschätzung und der Politikberatung mit den systemanalytischen und energiewirtschaftlichen Forschungen an der Universität verbunden werden können.

Einführung zur Energiesystemanalyse

Dominik Möst, Wolf Fichtner

Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland,

E-Mail: {dominik.moest,wolf.fichtner}@wiwi.uni-karlsruhe.de

Telefon: +49(0)721/608-4689/-4460

1 Grundsätzliche Überlegungen zur Energiesystemanalyse

Die Energiesystemanalyse soll helfen Entscheidungen in Energiepolitik und Energieforschung im Hinblick auf Technologien und Infrastrukturen für Energiebereitstellung und Energieumwandlung wissenschaftlich und systematisch zu unterstützen. Im ersten Schritt stellt sich hierbei die Frage, was der Begriff Energiesystem(-analyse) umfasst. Bei dem zu untersuchenden Energiesystem kann es sich bspw. um das globale, das europäische, ein nationales, das eines Stadtteils, eines Industriestandortes oder eines Hauses handeln. Je nach Fragestellung sind unterschiedlichste Faktoren und Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Entwicklungen in Energietechnik und Schlüsseltechnologien, begrenzte fossile Ressourcen und Klimawandel, demografischer Wandel, politische, soziale und ökonomische Rahmenbedingungen, das Streben nach Nachhaltigkeit – all diese Faktoren sind nur Beispiele, die bei der Analyse des Energiesystems mit einzubeziehen sind. Fragestellungen können das „Energiesystem der Zukunft“ betreffen, d.h. bspw.: Wie könnte/sollte das Energiesystem der Zukunft (in einem zu definierenden Zieljahr) aussehen, wenn einerseits die Emissionsminderungsvorgaben der Europäischen Union in Deutschland erreicht und andererseits auch weiterhin am Kernenergieausstieg festgehalten werden soll? Ebenso können aber auch Fragestellungen nicht auf das Gesamtsystem, sondern auf eine Technologie oder Technik bezogen sein, d.h. bspw.: Wie fällt die Ökobilanz einer Wärmepumpe im Vergleich zu einem Ölkessel aus? Die beiden letzten Fragestellungen unterscheiden sich insbesondere dahingehend, dass sich die erste in der Regel mit weit in die Zukunft reichenden Betrachtungen auseinandersetzt (vgl. hierzu auch Armin Grunwald „Energiezukünfte“ in diesem Band), während die zweite im Allgemeinen die Auslegung, Beschreibung oder Analyse eines technischen Systems, einer Technologie oder des Potentials einer Technologie umfasst. Auch bei der Analyse einer Technologie können bzw. müssen zukünftige Entwicklungen mit einbezogen

werden¹, allerdings stehen diese im Gegensatz zu den „Energiezukünften“ nicht im Vordergrund, so dass in diesem Beitrag zwischen Energiezukünften und technikbezogenen Systemanalysen und Technologiebewertungen unterschieden wird.

Der Umfang und die Vielfältigkeit der Fragestellungen sowie der Rahmenbedingungen bedingt, dass es nicht nur einen Ansatz bzw. ein Energiesystemanalysemodell geben kann, welcher bzw. welches Antworten auf alle Fragen bietet. Ebenso wenig wie „ein“ Energiesystemanalysemodell gibt es den „besten“ methodischen Ansatz. Im Rahmen dieses Beitrages sollen verschiedene Ansätze der Energiesystemanalyse kurz vorgestellt und eingeordnet werden.

2 Systemabbildung und Schritte der Systemanalyse

Unter der Systemanalyse wird die Untersuchung der Strukturelemente eines Systems, d.h. die deskriptive Darstellung der Funktionsweise des Systems, verstanden. Der Zweck der Systemanalyse bestimmt die Wahl und Detaillierung der Systemelemente und die Abgrenzung zur Umwelt (Systemgrenzen). Mit dem Begriff System ist häufig der Terminus „Modell“ eng verbunden (vgl. [Remme 2006, S. 77f]). Unter einem Modell wird eine abstrahierte Darstellung der realen Welt bzw. des realen Systems verstanden, mit dem das Verhalten und die Wechselwirkungen der Systemelemente qualitativ oder quantitativ beschrieben werden. Ein Modell ist somit eine zweckorientierte, vereinfachte Darstellung der Realität. Die Grundidee bei der Formulierung eines (wissenschaftlichen) Modells ist die Reduktion der Komplexität und die Abstraktion bzw. Vernachlässigung bestimmter Merkmale. Dabei wird der Begriff „Modell“ in verschiedenen Wissenschaften unterschiedlich verwendet: In der Medizin dient bspw. eine bestimmte Anzahl an Mäusen als „Mausmodell“ mit der Hoffnung der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Menschen, in den Ingenieurwissenschaften dienen Labormodelle zum Abbilden bspw. des hydraulischen Widerstandsverhaltens als Abbildung der Realität, in der Informatik werden bspw. Datenmodelle verwendet und in den Wirtschafts- und Naturwissenschaften werden in der Regel mathematische Modelle darunter verstanden. In diesem Beitrag beziehen sich die Ausführungen hauptsächlich auf mathematische Modelle².

¹ Bspw. können bei der zukünftigen Entwicklung von Wirkungsgraden einer Technologie u.a. Ansätze mit Lernkurven zum Einsatz kommen (vgl. bspw. [Weber 2004, S. 195ff]).

² Eine Einführung in die mathematische Modellierung natürlicher Systeme wird bspw. in [Imboden et al. 2003] gegeben.

Die modellgestützte Systemanalyse dient häufig der Entscheidungsfindung oder der Planungshilfe. Bereits der Prozess der Modellbildung führt hierbei zu einem verbesserten Verständnis des realen Systems, und der Lernprozess für den Modellierer kann als genauso wertvoll betrachtet werden, wie die eigentliche Lösung des Problems. Der Modellzweck bzw. das Ziel entscheidet über das eigentliche Vorgehen und den Modelltyp. Dabei ist ein Modell nie die „Wahrheit“, sondern stets ein für einen spezifischen Zweck entwickeltes Hilfsmittel. Deshalb kann es auch vorkommen, dass zwei Modelle, welche dieselbe Realität abbilden, zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen, sofern sie unterschiedliche Zwecke erfüllen sollen.

Die einzelnen Schritte in der Entwicklung und Anwendung eines rechnerbasierten mathematischen Modells können kurz zusammengefasst werden (vgl. Abbildung 1 und [Küll et al. 1999] sowie [Hake et al. 1994]):

1. *Präzise Beschreibung des Problems (Problemformulierung)*

Neben der Identifizierung und Spezifizierung des Problems muss die Zielsetzung festgelegt werden. Diese ist von zentraler Bedeutung, wie [Cook et al. 1985] feststellen: „It’s difficult to arrive at the right answer if you are working on the wrong problem“.

2. *Definition des Systems, der Systemgrenzen und der Modellphilosophie*

Die relevanten (Teil-)Bereiche des Problems und die benötigten Parameter sind auszuwählen und zu beschreiben. Zudem ist festzulegen, welche Art von Modell herangezogen werden soll, da durch die Auswahl des Modellkonzeptes implizite Annahmen getroffen werden (vgl. hierzu auch den nächsten Abschnitt).

3. *Datenerhebung und Modellentwicklung*

Der Datenerhebungsaufwand ist häufig der zeitintensivste Arbeitsschritt bei der Modellerstellung. Die Datenrecherche beinhaltet die Gefahr, eine Fülle von Einzeldaten zu berücksichtigen, die die Komplexität des Modells unnötig erhöhen, aber nicht zu einer besseren Entscheidungsunterstützung beitragen. Bei der Modellierung des Systems ist deshalb auf eine realitätsgetreue Beschreibung zu achten, die aber auch nur die für die festgelegten Ziele relevanten Systemcharakteristika herausfiltert und im Modell abbildet.

4. *Modellimplementation*

Hierbei stehen unterschiedliche Softwareprodukte zur Verfügung, die passend zum Modellkonzept ausgewählt werden sollten und die den Entwickler bei der Umsetzung des Modells unterstützen.

5. Modellvalidierung

Die Simulationsergebnisse werden mit den Beobachtungen des realen Systems in Beziehung gesetzt, um Aussagen über die Gültigkeit und Genauigkeit des Modells abzuleiten. Bewertungskriterium für die Modellergebnisse ist der bei der Prognose entstehende Fehler, d.h. der Unterschied zwischen den Werten des Modells \tilde{x}_t und den beobachteten Werten \hat{x}_t . Hierzu können unterschiedliche Bewertungsmaße herangezogen werden. Häufig werden der mittlere absolute Fehler

$$MAE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |\tilde{x}_t - \hat{x}_t|, \text{ die mittlere quadratische Abweichung } RMSE = \frac{1}{T} \sqrt{\sum_{t=1}^T (\tilde{x}_t - \hat{x}_t)^2}$$

und die mittlere prozentuale Abweichung $MPE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{|\tilde{x}_t - \hat{x}_t|}{\hat{x}_t}$ verwendet. Bei

Modellen zu „Energiezukünften“ besteht die Problematik, dass die realen Werte in der Regel erst Jahre später vorliegen und damit häufig keine Fehlerrechnung mehr im Nachgang durchgeführt wird. Übliches Vorgehen bei diesen Modellen ist das sogenannte „Backtesting“, in dem die Vergangenheit nachgebildet wird und die Fehlerrechnung für die vergangenen Zeiträume durchgeführt wird, um Aussagen zur Modellgüte abzuleiten.

6. Durchführung von Modellrechnungen, Ergebnisanalyse und Anwendung auf das reale System

Zur Durchführung von Modellrechnungen ist festzulegen, welche Szenarien definiert und mit welchen Parameterwerten die Rechnungen durchgeführt werden sollen. Die Analyse der Modellergebnisse zeigt, ob das Modell das reale System adäquat abbildet. Falls dies nicht der Fall ist, sind die vorangehenden Schritte zu wiederholen.

Je nach Fragestellung kommen unterschiedliche Modellansätze zum Einsatz, mit denen auch implizite Annahmen einhergehen und die auch Auswirkungen auf die Durchführung der Modellrechnungen haben. Je nach Modellansatz kann sich die Vorgehensweise bei der Durchführung der Modellrechnungen von den oben skizzierten Schritten unterscheiden.

Zu betonen ist, dass die entwickelten Modelle in der Regel eine quantitative Denkhilfe und eine Übung zur Informationsgewinnung sind und damit helfen, Entscheidungen auf gut informierter Basis zu treffen. Dies ist von zentraler Bedeutung, wie bspw. [Huntington et al. 1982] und [Bloomfield et al. 1981] feststellen: „Modeling for insights, not numbers“.

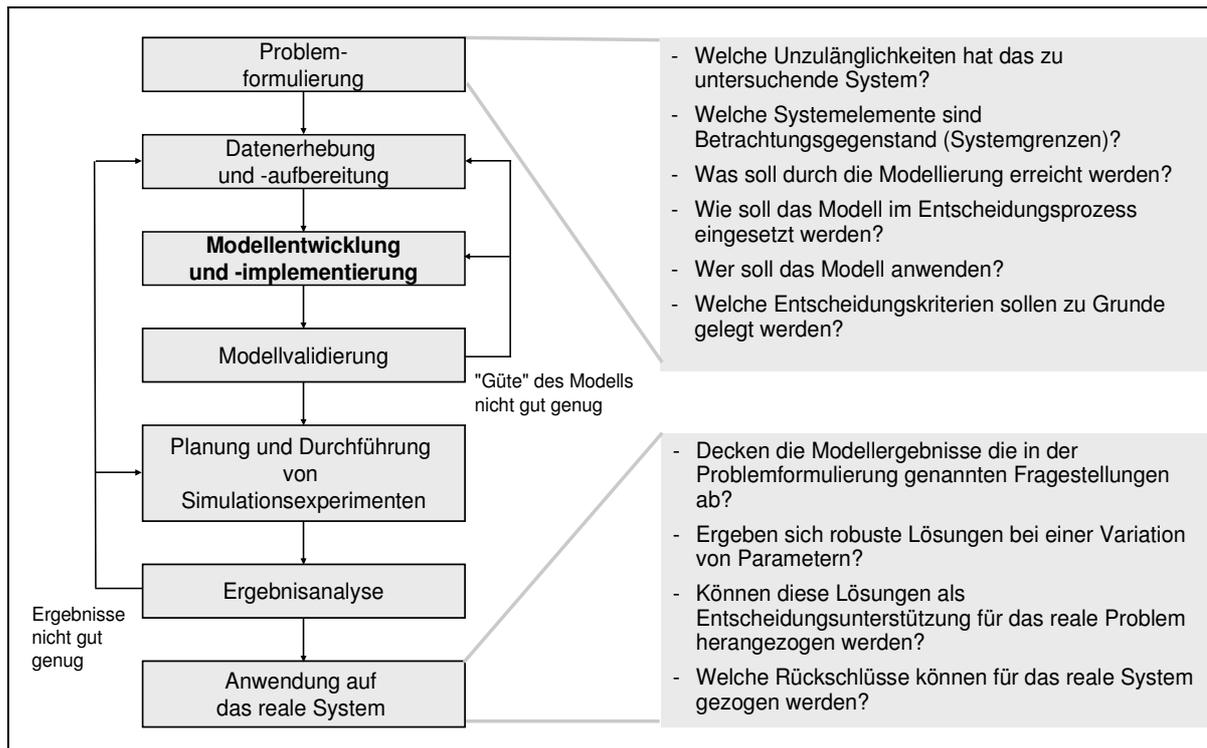


Abbildung 1: Schritte zur Durchführung einer Systemabbildung (in Anlehnung an [Küll et al. 1999])

3 Klassen von Energiemodellen

Nach der Formulierung des Problems (vgl. vorheriger Abschnitt), ist der Modelltyp zu wählen. Durch die Auswahl eines Modellkonzeptes werden implizite Annahmen getroffen, und diese sollten im Einklang mit den definierten Anforderungen an das Modell stehen.

Zur Beantwortung der unterschiedlichen Fragestellungen werden in der Energiesystemanalyse zahlreiche Modelle eingesetzt. Aufgrund der vielfältigen methodischen Ansätze und deren Mischformen kann eine Charakterisierung dieser Energiemodelle nur verallgemeinernd und nicht exakt klassifizierend sein (vgl. [MEX II 2002, S. 27])³. Prinzipiell lassen sich die Modelle abhängig vom betrachteten Planungszeitraum in Modelle zur kurzfristigen und der mittel- bis langfristigen Planung einteilen (vgl. hierzu Abbildung 2). Modelle für einen kurzfristigen Planungszeitraum, die hierfür einen Zeitraum bis zu einem Jahr meist in stündlicher Auflösung abbilden, werden in der Regel bei Energieversorgern zur Kraftwerkseinsatzplanung und zum Portfoliomanagement eingesetzt. Diese Modelle bilden einzelne Subsysteme (z.B. Netzmodelle oder Modelle der reinen Kraftwerkseinsatzplanung) ab und sind in der

³ In der Literatur finden sich verschiedene Klassifikationen und Einteilungen zu Energiemodellen: vgl. z.B. [Ventosa et al. 2005], [Bunn 1997], [Vögele 2000], [Zhang et al. 1998], [Henning 1999], [Möst 2006, S. 67ff], [Enzensberger 2003, S. 43ff], [Messner et al. 1999].

Regel durch einen hohen Detaillierungsgrad insbesondere bei der Abbildung technischer Charakteristika (z.B. Laständerungsgeschwindigkeiten, Anfahrzeiten aus Kaltstart / Warmstart, etc.) geprägt. Langfristige Energiemodelle bilden einen Betrachtungszeitraum von bis zu 50 Jahren ab und werden bspw. zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitionsplanung bei Energieversorgungsunternehmen verwendet. Zudem werden mit den langfristigen Energiemodellen auch Fragestellungen der Energie- und Umweltpolitik analysiert. Da in diesem Beitrag der Schwerpunkt auf Modellen für längerfristige Entwicklungsperspektiven bzw. zu „Energiezukünften“ liegt, beschränken sich die folgenden Ausführungen auf mittel- bis langfristige Energiemodelle. Häufig lassen sich die Ausführungen auch auf die kurzfristigen Modelle übertragen; bspw. werden oft dieselben mathematischen Methoden und Verfahren bei den kurzfristigen Energiemodellen eingesetzt.

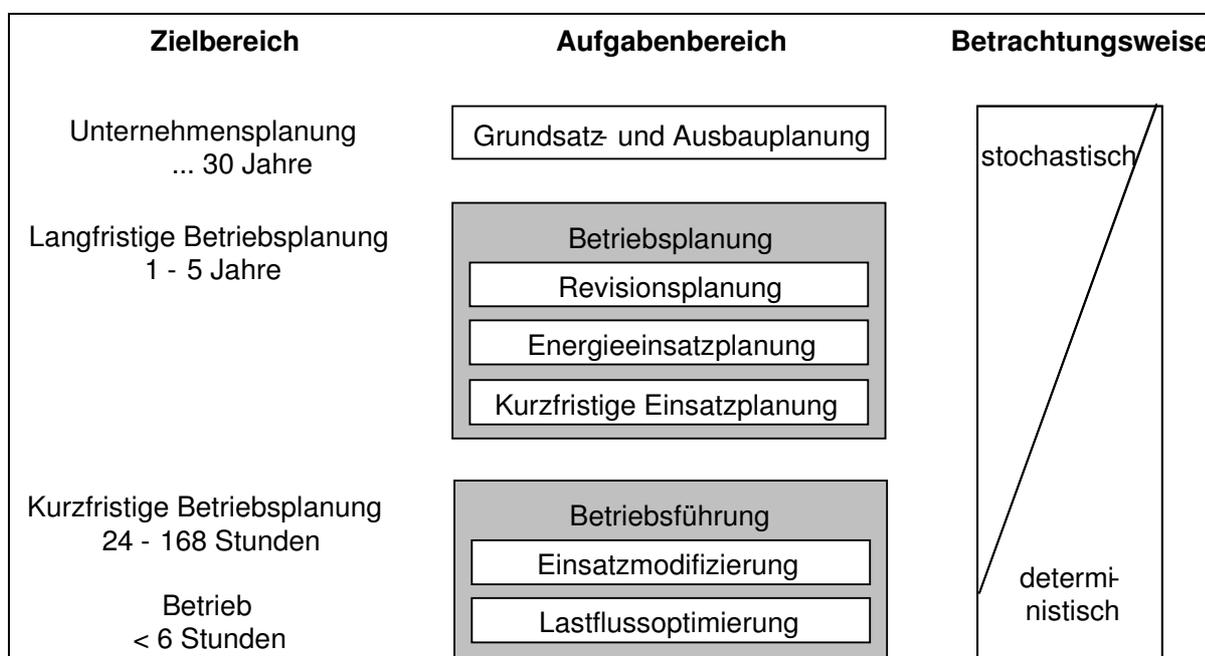


Abbildung 2: Planungsaufgaben in der Energieversorgung (in Anlehnung an [Flechner 1995])

Weit verbreitet ist die Zweiteilung der Energiemodelle in sogenannte Bottom-up-Modelle und Top-Down-Modelle⁴.

Top-Down-Modelle sind durch ihren hohen Aggregationsgrad und ihre ganzheitliche Betrachtung der gesamten Volkswirtschaft gekennzeichnet. Technische

⁴ In den 80er und 90er Jahren wurde über die Vergleichbarkeit der Modellergebnisse zwischen diesen beiden Modelltypen und über die Frage nach dem besseren Ansatz intensiv diskutiert (vgl. [Wilson et al. 1982], [Krause 1996], [Uebe 1982], [Voß 1982]). In der Zwischenzeit hat sich allerdings die Erkenntnis durchgesetzt, dass beide Ansätze Stärken und Schwächen haben und die Unterteilung daher eher zwei unterschiedliche Sichtweisen prägt.

Produktionsbedingungen werden mit Produktionsfunktionen auf einer aggregierten Ebene abgebildet, wobei Prozess- oder Energieträgersubstitutionen in der Regel über Elastizitäten bestimmt werden. Die Elastizitäten beruhen meist auf empirischen Schätzungen aus Vergangenheitswerten. Einzeltechnologien werden in der Regel nicht abgebildet. Im Mittelpunkt stehen die Austauschbeziehungen zwischen den einzelnen Sektoren sowie Preisentwicklungen auf verschiedenen Güter- und Faktormärkten unter alternativen Rahmenbedingungen. Vertreter für Top-Down-Ansätze sind bspw. allgemeine Gleichgewichtsmodelle und Input-Output-Modelle auf Basis von Input-Output-Tabellen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Abbildung 3).

In allgemeinen Gleichgewichtsmodellen ist die Volkswirtschaft in Teilmärkte gegliedert, für die ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage unterstellt wird. Beziehungen zwischen Teilmärkten werden mit Hilfe von Angebots- und Nachfragefunktionen beschrieben. Mit Aufkommen der Klimaschutzpolitik wurden besonders Weltmodelle mit langfristigem Planungszeitraum entwickelt, um für das globale Problem des Klimaschutzes passende Politikansätze ableiten zu können⁵. Obwohl der Energiesektor aufgrund seiner Schlüsselrolle in der Klimaschutzpolitik stets in den Mittelpunkt gestellt wird, ist der Aggregationsgrad dieser Modelle häufig sehr hoch, so dass systemtechnische Aspekte im Versorgungssystem in der Regel nicht erfasst werden. Diese Modelle werden deshalb im Rahmen der Politikberatung bspw. für Fragestellungen der Lastenverteilung zwischen Weltregionen eingesetzt.

Input-Output-Modelle unterscheiden sich von anderen Top-Down-Ansätzen besonders durch ihre sektorale Disaggregation, die eine detaillierte Analyse der Aufkommens- und Verwendungsverflechtungen in einer Volkswirtschaft ermöglicht. Input-Output-Modelle eignen sich zur Analyse der kurz- bis mittelfristigen, sektoralen Auswirkungen von Änderungen politischer Rahmenbedingungen, wie bspw. der Einführung von CO₂- bzw. Energiesteuern. Allerdings lassen sich signifikante Strukturbrüche schwer abbilden, da die zugrunde gelegten Inputkoeffizienten in der Regel konstant sind und damit technische Veränderungsprozesse im System unberücksichtigt bleiben. Input-Output-Modelle werden insbesondere zu den sektoralen Auswirkungen alternativer Politikansätze genutzt⁶.

⁵ Ein Überblick über allgemeine Gleichgewichtsmodelle im Energiebereich und deren Einteilung findet sich in [Bhattacharyya 1996].

⁶ Nationale Input-Output-Modelle für Deutschland finden sich u.a. in [Meyer et al. 1999], [Meyer et al. 2002], [Vögele 2000] und [Diekmann 1997].

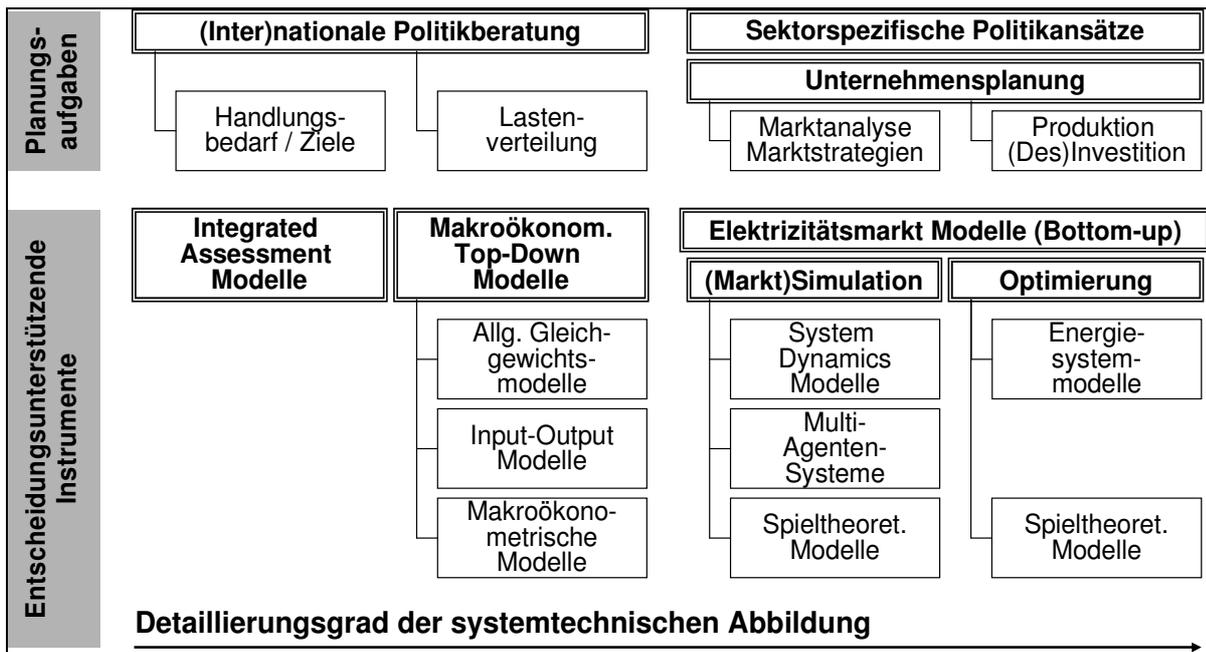


Abbildung 3: „Energiezukünfte und Klimaschutz“ und der Detaillierungsgrad von Modellen

Bottom-up-Modelle beschreiben im Gegensatz zu den Top-Down-Modellen das Wirtschaftssystem aus der technologischen Perspektive anhand seiner prozesstechnischen Strukturen. Die differenzierte techno-ökonomische Parametrisierung der Produktionsprozesse und der zugrunde gelegten Technologien gestattet eine detaillierte Analyse der technischen Anpassungsprozesse eines gegebenen Systems an Veränderungen in den exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen. Allerdings werden Rückkopplungen anderer Sektoren auf den Energiesektor – oder allgemeiner intersektorale Verflechtungen – in Bottom-up-Modellen nicht berücksichtigt; diese Modelle werden deshalb auch häufig als Partialmodelle bezeichnet. Typische Vertreter der Bottom-up-Ansätze in der Energiewirtschaft sind die Energiesystemmodelle (vgl. Abbildung 3).

Energiesystemmodelle haben in der Politikberatung und Unternehmensplanung eine lange Tradition, weshalb auch häufig unter der Energiesystemanalyse die Analyse mit einem Energiesystemmodell verstanden wird⁷. Auf Basis der Energiesystemmodelle werden in der Regel die langfristigen Prognosen und Szenarien der Europäischen Union, der International Energy Agency (IEA) usw. erstellt (vgl. Keles et al. in diesem Band). Insbesondere seit der ersten Ölkrise in den 70er Jahren hat durch das Bewusstsein für Energieprobleme die Entwicklung von Energiesystemmodellen einen enormen Auftrieb erhalten (vgl. [Voß 1982]). Der Schwerpunkt der Modellbildung liegt dabei in der

⁷ In diesem Beitrag wird die Energiesystemanalyse allerdings deutlich weiter gefasst.

technologischen Abbildung des Energiesektors von der Primärenergie bis zur Ebene der Nutzenergie oder Energiedienstleistung. Üblicherweise handelt es sich hierbei um Energie- und Stoffflussmodelle, die das reale Energieversorgungssystem in Form eines gerichteten Graphen nachbilden, mit dessen Hilfe die verschiedenen Energie- und Stoffflüsse sowie die Umwandlungsanlagen modelliert werden. Die anlagenorientierte Abbildung mit detaillierter Erfassung der techno-ökonomischen Charakteristika der Energiebereitstellungsprozesse gestattet eine detaillierte Analyse der technischen Veränderungsprozesse im System im Zuge exogener Einflüsse wie Politikmaßnahmen oder variierende Brennstoffpreise. Stärken der Energiesystemmodelle sind der hohe Detaillierungsgrad in der Abbildung systemtechnischer Zusammenhänge, ihre Flexibilität in der Modellstruktur, die eine leichte Übertragung auf neue Fragestellungen erlaubt, sowie die Transparenz der Modellergebnisse. Diese Eigenschaften haben dazu geführt, dass sie zu einem wichtigen Standardtool der energiewirtschaftlichen Forschung geworden sind und auch in den Planungsabteilungen von Energieversorgungsunternehmen weite Verbreitung gefunden haben.

Die Energiesystemmodelle lassen sich zudem nach ihrer geographischen Auflösung unterscheiden. Die Modelle können die Energieversorgung bspw. einer einzelnen Kommune, eines Industriegebietes (vgl. hierzu [Frank 2003]), einer Stadt (vgl. hierzu Gerbracht et al. in diesem Band), einer Region (vgl. [Fleury et al. 2002]), einer Nation (vgl. [Ardone 1999] und [Remme 2006]) oder von Gesamteuropa (vgl. hierzu Nolden et al. in diesem Band und [Enzensberger 2003]) abbilden. Der Modellzeitraum in Energiesystemmodellen kann mehrere Jahre bis Jahrzehnte umfassen. Üblicherweise wird nicht jedes Jahr innerhalb des Modellzeitraums als einzelnes Jahr abgebildet, sondern mehrere Jahre zu einer Periode zusammengefasst. Ebenso ist die zeitliche Auflösung eines Jahres nicht auf stündlicher Basis, sondern zu sogenannten typischen Tagen zusammengefasst (vgl. hierzu [Möst 2006, S. 111]).

Bekannt und international weit verbreitet sind insbesondere für langfristige Planungszeiträume u. a. die Modelle MARKAL⁸ (Market Allocation Model), EFOM⁹ (Energy Flow Optimisation Model), MESSAGE¹⁰ (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact), CEEM¹¹ (Cogeneration in

⁸ Vgl. [Fishbone et al. 1981].

⁹ Vgl. [Finon 1974] und [Van der Voort et al. 1984]

¹⁰ Vgl. [Agnew et al. 1979], [Messner 1984] und [Messner et al. 1999].

¹¹ Vgl. [Starrmann 2001].

European Electricity Markets), TIMES¹² (The Integrated MARKAL EFOM System) sowie PERSEUS¹³ (Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply), welches auf der Grundlage von EFOM weiterentwickelt wurde.

Der unter Energiesystemmodellen am meisten verbreitete methodische Ansatz ist die lineare Programmierung. Neben der klassischen Zielfunktion einer Minimierung der Systemausgaben wird auch gelegentlich eine Gewinnmaximierung bzw. eine im Sinne eines Goal-Programming-Ansatzes um weitere Terme erweiterte Zielfunktion verwendet. Ziel der Energiesystemmodelle ist stets die Ermittlung eines unter gegebenen Rahmenbedingungen optimalen Versorgungssystems. Strategisches Verhalten findet in diesen Modellen in der Regel keine Berücksichtigung. Das implizite Marktverständnis basiert auf einem perfekten Wettbewerb. Investitionsentscheidungen werden unter perfekter Voraussicht sowie unter rein ökonomischen Kriterien getroffen.

Energiesystemmodelle sind Partialmodelle, d.h. ihre Systemgrenzen umfassen nur einen Teil der durch hohe intersektorale Interdependenzen gekennzeichneten Volkswirtschaft. Dies führt dazu, dass wichtige Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen auf exogen vorgegebene Parameter, wie zum Beispiel die zu deckende Energienachfrage oder etwa Brennstoffpreise, fehlen. Diese Vereinfachungen sind für solche Partialmodelle bei der Szenariodefinition zu berücksichtigen. Die komplementären Stärken der Energiesystemmodelle (hoher technischer Detaillierungsgrad) sowie verschiedener Top-Down-Ansätze (ganzheitliche Betrachtung der Volkswirtschaft) haben zur Kopplung beider Modelle zu sogenannten Hybridmodellen geführt (vgl. [Zhang et al. 1998] und [Messner et al. 2000]).

Von den beschriebenen optimierenden Energiesystemmodellen lassen sich Simulationsmodelle abgrenzen. Während in einer Optimierung kosteneffiziente (bzw. gewinnmaximale) Handlungsoptionen bei vorgegebenen Rahmenbedingungen ermittelt werden sollen, werden in Simulationsmodellen die Auswirkungen vorgegebener Handlungsoptionen simuliert. In **Tabelle 1** sind die Unterschiede von Optimiermodellen und Simulationsmodellen dargestellt. Vertreter der Simulationsmodelle sind u.a. System-Dynamics-Modelle (vgl. hierzu auch Jäger et al. in diesem Band) und die agentenbasierte Simulation (vgl. hierzu Genoese et al. und Kremers et al. in diesem Band).

Systemdynamische Modelle versuchen Wirkungszusammenhänge zwischen einzelnen Komponenten eines realen Systems detailliert und unter Berücksichtigung des Faktors

¹² Vgl. [Remme 2006]

¹³ Vgl. [Möst 2006] und [Fichtner 1999].

Zeit nachzubilden. In Marktmodellen kann so das Verhalten einzelner Akteure (oder anderer Modelleinheiten) in Abhängigkeit verschiedenster Marktinformationen beschrieben werden. Die mathematische Beschreibung der Wirkungszusammenhänge basiert in der Regel auf Differentialgleichungssystemen. Systemdynamische Modelle werden in der Energiemodellierung gegenwärtig in erster Linie zur Analyse liberalisierter Märkte eingesetzt. Mit systemdynamischen Modellen können Marktperfektionen und einfache Mechanismen strategischen Verhaltens abgebildet werden. [Grobbel 1999] nutzt einen System Dynamics-Ansatz mit hohem technischen Detaillierungsgrad zur Analyse des europäischen Strommarkts¹⁴.

Ein Vorzug der System Dynamics-Modelle besteht in der Möglichkeit, Marktmechanismen über differenziert beschriebene Wirkmechanismen abbilden zu können, anstatt eine einheitliche Zielfunktion vorgeben zu müssen. Dies gestattet hinsichtlich der Berücksichtigung von Marktperfektionen, strategischen Verhaltens und notwendiger Zeitverzögerungen bei Anpassungsprozessen eine differenzierte Abbildung realer Märkte. Schwachpunkte dieses Modellierungsansatzes sind methodische Probleme bei der Validierung der vom Modellierer im Modell hinterlegten Wirkzusammenhänge sowie die Notwendigkeit, das entwickelte Modell anhand geeigneter Daten zu kalibrieren. Fehlt das reale Referenzsystem, ist eine Kalibrierung auf Basis realer Daten nicht möglich. Gegenwärtig am Strommarkt beobachtete Wirkzusammenhänge sind zudem stark durch das aktuelle strategische Verhalten der beteiligten Akteure bestimmt. Für längerfristige Betrachtungen stellt sich damit – wie bei allen anderen Marktsimulationsmodellen auch – die Frage, wie plausible Annahmen zum zukünftigen (strategischen) Verhalten der Akteure getroffen werden und die Parameter gesetzt werden können.

¹⁴ Weitere systemdynamische Ansätze werden in diesem Band im Beitrag von Jäger et al. vorgestellt.

Tabelle 1: Modelle und Marktverständnis: Ein Vergleich eines optimierenden Energiesystemmodells mit einem Simulationsmodell

Modell	Simulationsmodelle	Optimierende Energiesystemmodelle
Modell-philosophie	Marktsimulation: Prognose des Marktgeschehens (inkl. Akteurverhaltens), Ermittlung von Marktpreisen	Systemoptimierung: Gestalterische Anpassung eines Systems an alternative Rahmenbedingungen unter gegebener Zielfunktion
Methodik	Agentenbasierte Simulation oder System-Dynamics Modell	Lineare Optimierung
Modelllogik (vereinfacht)	Entscheidungsregeln simulieren Akteurverhalten und Marktplätze - Bietlogik: Gebote - Angebot / Nachfrage: Preise - Preisprognose / NPV: Investition - (Des-)Investition: neue Situation => Sukzessive Entscheidungsabfolge	Systembeschreibung - Definition aller Entscheidungsmöglichkeiten (Variablen) - Definition aller Rahmenbedingungen (Restriktionen) - Definition eines Gestaltungskriteriums (Zielfunktion) =>Vergleich aller denkbaren Entscheidungskombinationen
Stärken / Schwächen der jeweiligen Methodik	+ Transparenz (Isolierbarkeit) der Einzelentscheidungen + Abbildungsbereich gut erweiterbar und anpassbar - Entscheidungsregeln determinieren das Modellergebnis - Wechselwirkungen zwischen Entscheidungsregeln unklar	+ Optimalität der Ergebnisse (bestmögliche Systemanpassung an neue Rahmenbedingungen) + Kopplung verschiedener Marktebenen kann allgemein beschrieben werden - Einzelentscheidungen schwer/nicht isolierbar
Marktverständnis	Reale, d.h. imperfekte Märkte, mit strategischem Verhalten bzw. Marktmacht (=> Marktzyklen)	Perfekte Märkte mit vollständiger Information
Information	myopisch, deterministisch, tlw. stoch.	Perfect foresight, deterministisch
Investitionsentscheidung	Anlagenbezug (Kapitalwert bspw. aus den Rückflüssen des Strom- / Zertifikatemarktes) Verzögerte Umsetzung	Systembezug (Teil eines Maßnahmenbündels) Unmittelbare Umsetzung
Strompreise	Ergebnis des simulierten Bietmechanismus	Abgeleitet aus Schattenpreisen der Nachfragedeckung

Auch die agentenbasierte Simulation hebt die Prämisse einer für alle Marktteilnehmer identischen Zielfunktion, wie sie zentraler Bestandteil der Energiesystemmodelle ist, auf. Die einzelnen Marktteilnehmer werden von so genannten Agenten repräsentiert. Jeder Agent verfügt über einen Anlagenpark, dessen Abbildung ähnlich detailliert vorgenommen sein kann wie bei Energiesystemmodellen (vgl. [Bower et al. 2001] und [Genoese et al. 2007]). Am Markt verfolgt jeder Agent eigene Bietstrategien, die sich aus der für ihn hinterlegten Zielfunktion ableiten. Agenten kommunizieren miteinander und reagieren auf Marktsignale, indem sie ihre jeweilige Strategie dem Marktgeschehen anpassen (teilintelligente Systeme). Diese Strategieanpassung („Lernen“) basiert auf Entscheidungsregeln, die für jeden Agenten separat hinterlegt sind. Der Markt besteht aus sich wiederholenden Bietrunden, zwischen denen jeweils eine Strategieanpassung erfolgen kann. Ein detaillierter Überblick über agentenbasierte Simulationsmodelle findet sich in [Sensfuß et al. 2008].

Die agentenbasierte Simulation wird im Energiebereich üblicherweise mit kurzfristigem Betrachtungshorizont (bis zu einem Jahr) zur Analyse des strategischen Verhaltens der Marktteilnehmer in einem liberalisierten Strommarkt eingesetzt. (Des)Investitionsentscheidungen werden häufig nicht analysiert. Ein Konzept für ein agentenbasiertes Simulationsmodell mit langfristigem Betrachtungshorizont findet sich in [Genoese et al. 2008].

Im Gegensatz zu den optimierenden Energiesystemmodellen werden spieltheoretische Modelle genutzt, um Marktmacht in oligopolistischen Märkten und Marktstrukturen zu analysieren. Spieltheoretische Modelle sind sowohl als Simulations- als auch als Optimiermodelle umgesetzt. Eine Klassifikation der verschiedenen spieltheoretischen Ansätze findet sich in [Smeers 1997], [Kahn 1998], und [Ventosa et al. 2005]. Bei den meisten der entwickelten Modelle stehen qualitative Aussagen im Vordergrund. Quantitative Ergebnisse werden meist zur Illustration verwendet. Die wesentliche Stärke dieser Modelle liegt in der Möglichkeit, Preiseffekte oligopolistischer Marktstrukturen zu simulieren. (Politische) Entscheidungsunterstützung können diese Modelle damit in erster Linie im Bereich der Bewertung alternativer Ausgestaltungsformen zukünftiger Energiemärkte leisten. Spieltheoretische Ansätze wurden daher meist im Vorfeld geplanter Marktstrukturierungen entwickelt.

4 Ansätze zur technikbezogenen Systemanalyse und zu Technologiebewertungen sowie weitere Ansätze in der Energiesystemanalyse

In der technikbezogenen Systemanalyse und Technologiebewertung kommen eine Vielzahl von Methoden zum Einsatz. Ziel dieses Abschnitts kann es deshalb nicht sein, diese Ansätze vollständig darzustellen und eine Klassifikation vorzunehmen. Vielmehr sollen lediglich weitere Methoden kurz vorgestellt werden, die unter die Energiesystemanalyse im weiteren Sinne gefasst werden können und die am Karlsruher Institut für Technologie im Zentrum Energie zum Einsatz kommen. Im Gegensatz zu den „Energiezukünften“ stehen bei diesen Methoden die zukünftigen Entwicklungen nicht im Vordergrund, sondern quantitative Aussagen bspw. in Form von Bilanzierungen zu technischen Systemen und Technologien.

Die Ökobilanzierung ist heute ein anerkanntes Instrument zur Beschreibung der ökologischen Folgen unternehmerischen Handelns (vgl. [Wörner et al. 1996]). Als Synonym zum obigen Begriff hat sich im internationalen Sprachraum „Life-cycle-assessment“ durchgesetzt. Unter der Ökobilanzierung werden im weitesten Sinne die Erfassung von Stoff- und Energieströmen über den gesamten Lebenszyklus des Untersuchungsobjektes hinweg und die Einschätzung der Wirkungen von Stoff- und Energieströmen auf die Umwelt verstanden. Ziel der Ökobilanzierung ist es, betriebliche Prozesse auf mögliche ökologische Risiken und Schwachstellen systematisch zu überprüfen und Optimierungspotenziale aufzuzeigen (vgl. [Wörner et al. 1996]). Schwierigkeiten und Grenzen ergeben sich bei der Ökobilanzierung durch die Beschreibung des Produktsystems und die Qualität der Daten, da sich durch vernetzte Produktionsstrukturen Umweltbelastungen nur schwierig dem Untersuchungsobjekt zuordnen lassen. In diesem Tagungsband wird eine Weiterentwicklung der Lebenszyklusanalyse in dem Beitrag von Poganietz beschrieben.

Die Zielsetzung der Pinch-Analyse (häufig auch als Wärmeintegrationsanalyse bezeichnet) ist die Minimierung von Wärmeenergieverlusten durch Schließen von Wärmekreisläufen mit Hilfe einer systematischen Untersuchung (vgl. [Radgen 1996]). Ausgangspunkt sind die heißen und kalten Summenkurven auf Basis der Kombination der heißen und kalten Prozessströme des Systems, entsprechend ihrer Temperaturintervalle und Enthalpiedifferenzen unter Annahme eines minimalen Temperaturgradienten zwischen den Prozessströmen. Durch den Vergleich des thermodynamischen Minimums benötigter Heiz- und Kühlkapazität kann das Potenzial

für Prozessverbesserungen ermittelt und der Konflikt zwischen Kapital für Investitionen (Wärmeübertrager) und reduzierten Energiekosten quantifiziert werden (vgl. [Geldermann 2005]). Im Gegensatz zu reinen Stoff- und Energieflussanalysen können in der Pinch-Analyse thermodynamische und chemische Gesetzmäßigkeiten berücksichtigt werden.

Wie die Pinch-Analyse ist die exergetische Analyse eine systemanalytische Methode mit deren Hilfe Prozesse untersucht und optimiert werden können. Durch die exergetische Analyse kann die Energieentwertung in den betrachteten Prozessketten ermittelt und auf dieser Basis optimiert werden (vgl. [Radgen 1996]).

Räumliche Informationen spielen bei der Planung der Infrastruktur bei Energieumwandlungsanlagen und Netzen eine wichtige Rolle. Aus diesem Grunde werden zur Standortauswahl zunehmend Methoden der Standortanalyse angewandt und weiterentwickelt. Die Zielsetzung der „klassischen“ kombinierten Standort- und Transportplanung besteht darin, die entstehenden Transportkosten möglichst gering zu halten, wobei die Anzahl und die Standorte der Anlagen noch zu bestimmen sind. In der klassischen Standortanalyse (Warehouse-Location-Problem) konzentriert sich die Zielsetzung auf die Standortbestimmung von Auslieferungslagern für Erzeugnisse bei einer gegebenen räumlichen Verteilung der Abnehmer dieser Produkte, so dass die Kosten, die durch Lagererrichtung und -betrieb sowie die Transporte entstehen, möglichst gering gehalten werden (vgl. [Domschke 2009]). Im Zusammenhang mit der Bewertung von Biomassenutzungskonzepten kommt der Kenntnis über das verfügbare Biomasseaufkommen und dessen räumliche Verteilung eine besondere Bedeutung zu, und es werden Verfahren des Operations Research zur Standortanalyse angewandt (vgl. bspw [Koch et al. 2008]). Da räumliche Informationen eine entscheidende Rolle bei der Standortanalyse spielen, kommen zunehmend auch geographische Informationssysteme (GIS) zum Einsatz (vgl. [Saurer et al. 1997]). In dem Beitrag von Kappler in diesem Tagungsband wird ein geographisches Informationssystem genutzt, um die Transportentfernungen und Kosten der weitestgehend ungenutzten Brennstoffe Waldrestholz und (Getreide-) Reststroh zu quantifizieren. Zudem werden geographische Informationssysteme auch zunehmend mit Energiemodellen gekoppelt, um geographische Informationen mit abbilden zu können. In [Cremer 2005] werden Informationen zur Standortwahl von Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung aus einem geographischen Informationssystem abgeleitet und in ein Energiemodell integriert. In [Eßer et al. 2008] wird mit Hilfe eines geographischen Informationssystems die Netztopologie des Übertragungsnetzes detailliert in einem Energiesystemmodell abgebildet.

Weitere Methoden, die zur Technikbewertung zum Einsatz kommen, sind das Konzept der Erfahrungskurven, die Delphi-Methode und die Cross-Impact-Matrix. Das Konzept der Erfahrungskurven besagt, dass die realen Produktionskosten sinken, wenn sich die kumulierte Ausbringungsmenge (Produktionsmenge) erhöht. Erfahrungskurvenansätze werden ebenso direkt in Energiesystemmodellen abgebildet (vgl. u.a. [Sander 2004] und [Weber 2004, S. 195ff]).

Die Delphi-Methode ist ein systematisches, mehrstufiges Befragungsverfahren mit Rückkopplung, das dazu dient, zukünftige Ereignisse, Trends, technische Entwicklungen und dergleichen möglichst gut einschätzen zu können. Diese Methode beschreibt die strukturierte Befragung von Experten und soll durch das mehrstufige Vorgehen Fehleinschätzungen der Experten reduzieren (vgl. [Häder 2009] und Dieckhoff in diesem Tagungsband).

Die Cross-Impact Analyse bezeichnet eine Prognosetechnik, die versucht, die Zusammenhänge zwischen verschiedenen, zukünftig möglicherweise auftretenden Ereignissen zu analysieren und deren gegenseitige Auswirkungen zu berücksichtigen. Viele der Prognosetechniken, wie etwa die Delphi-Methode, können diese Wechselwirkungen nicht einbeziehen. Hier setzt die Cross-Impact-Analyse an. Im Gegensatz zu numerischen Rechenmodellen basiert dieses Verfahren darauf, dass die Szenarien durch eine systematische Verwertung von Experteneinschätzungen zu den Interdependenzen der relevanten Einflussgrößen (Deskriptoren) konstruiert werden (vgl. [Gordon 2009]). Ziel dieser Methode ist bspw., in sich konsistente und fachlich begründete mögliche Zukunftszustände (Szenarien) gemeinsam zu diskutieren und zu entwickeln (vgl. [Förster et al. 2004]). Die Methode kann deshalb u.a. bei der Energiesystemanalyse zur Unterstützung bei der Szenarienauswahl herangezogen werden.

5 Schlussbemerkung

In der Energiesystemanalyse kommt eine Vielzahl unterschiedlicher Methoden zum Einsatz. Die Entwicklung und Anwendung dieser Methoden bzw. Modelle bringt nur dann einen weiteren Nutzen und rechtfertigt den damit verbundenen Aufwand, sofern sie einen signifikanten Beitrag zur Entscheidungsunterstützung leisten können. Dabei spielt die eigentlich angewandte Methodik eine eher untergeordnete Rolle, sofern diese passend für die zu analysierende Fragestellung ausgewählt wurde.

Im Forschungsfeld der „Energiezukünfte“ kann die Zielsetzung bzw. der Anspruch der Modelle nicht sein, die Zukunft vorherzusagen. Würde unterstellt, die Zukunft vorhersagen zu können, so würde dies einerseits bedeuten, dass die Zukunft etwas wäre, was ohne das Einwirken von unterschiedlichen (Forschungs-)Anstrengungen und Arbeiten vorgefertigt vorläge und nur durch ein Modell bzw. einen Modellierer aufgedeckt werden müsste. Andererseits würde dadurch unterstellt, dass die Zukunft keiner Ungewissheit unterliegt und somit Entscheidungen ohne Unsicherheiten getroffen werden könnten (vgl. [Voß 1982]). Die Modelle sind im Gegensatz dazu eine Hilfestellung, um heutige Entscheidungen auf rationaler Basis zu treffen und um die heutige Vorstellung von der Zukunft strukturiert und wissensbasiert abzubilden (vgl. hierzu auch die Ausführungen von Grunwald zu „Energiezukünfte“ in diesem Band). Wenn der zukünftige Energiemix mittels Modellen errechnet wird, dann fließen die heutigen Erwartungen und Rahmenannahmen ein. Wird ein technisches System analysiert oder eine Technologie bewertet, müssen ebenso alle notwendigen Daten zusammengetragen werden. Der Modellierer ist durch das Modell gezwungen, sich mit den Rahmenbedingungen und Parametern systematisch auseinanderzusetzen und diese transparent und nachvollziehbar darzustellen. Die entwickelten Modelle sind somit eine quantitative Denkhilfe und eine Übung zur Informationsgewinnung und helfen damit Entscheidungen auf gut informierter Basis zu treffen.

Literatur

- [Agnew et al. 1979] Agnew, M.; Schrattenholzer, L.; Voß, A.: *A Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact*. Laxenburg: IIASA, 1979.
- [Ardone 1999] Ardone, A.: *Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen*. Frankfurt a.M.: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Bhattacharyya 1996] Bhattacharyya, S.: *Applied general equilibrium models for energy studies*, in: *Energy Economics*, 18 (1996), S. 145-164.
- [Bloomfield et al. 1981] Bloomfield, S.; Updegrove, D.: *Modeling for insight, not numbers*, in: *New directions for higher education* (1981), H. 35, S. 93-104.
- [Bower et al. 2001] Bower, J.; Bunn, D.; Wattendrup, C.: *A model-based analysis of strategic consolidation in the German electricity industry*, in: *Energy Policy*, 29 (2001), S. 987-1005.
- [Bunn 1997] Bunn, D. W.; Larsen, E. R.: *Systems Modelling for Energy Policy*, John Wiley & Sons Ltd., England, 1997.

- [Cook et al. 1985] Cook, T. M.; Russel, R. A.: *Introduction to Management Science*, Prentice Hall, 1985.
- [Cremer 2005] Cremer, C.: *Integrating regional aspects in modelling of electricity generation - the example of CO2 capture and storage*. Zürich: Dissertation ETH Zürich (ETH NO. 16119), 2005.
- [Diekmann 1997] Diekmann, J.: *Die DIW-Modelle zur Untersuchung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen von Energieszenarien*, in: Molt, S.; Fahl, U. (Hrsg.): *Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland - Stand der Entwicklung*. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1997, S. 171-192.
- [Domschke 2009] Domschke, W.: *Logistik, 4. Aufl.*. München, Wien: Oldenbourg-Verlag, 2009.
- [Enzensberger 2003] Enzensberger, N.: *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmodells für den europäischen Energiesektor*. Karlsruhe: Düsseldorf, VDI-Verlag, VDI Reihe 16, Nr. 159, 2003.
- [Eßer et al. 2008] Eßer, A.; Möst, D.; Rentz, O.: *Long-term power plant investment planning in Baden-Wuerttemberg using a GIS-based nodal pricing approach*, in: *Proceedings of the 31st IAEE International Conference (2008)*.
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO2-Minderung: ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*. Berlin: Erich Schmidt, 1999.
- [Finon 1974] Finon, D.: *Optimization Model for the Energy Sector*, in: *Energy Policy (1974)*, H. 6, S. 136-151.
- [Fishbone et al. 1981] Fishbone, L. G.; Abilock, H.: *MARKAL: A linear programming model for energy systems analysis: Technical Description of the BNL version*, in: *International Journal of Energy Research - 5/4 (1981)*, S. 353-375.
- [Flechner 1995] Flechner, B.: *Die notwendige Modellierungsgenauigkeit bei der Energieeinsatzplanung in hydrothermischen Kraftwerkssystemen*, Fakultät für Elektrotechnik der Rheinisch- Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 1995.
- [Fleury et al. 2002] Fleury, A.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Entwicklung einer kombinierten Minderungsstrategie für Treibhausgase und die Massenluftschadstoffe SO2 und NOX*, BWPLUS, 2002, <http://www.xfaweb.baden-wuerttemberg.de/fofaweb/berichte/BWE20006/bwe20006.html>.
- [Förster et al. 2004] Förster, G.; Weimer-Jehle, W.: *Cross-Impact-Methode*, in: *Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Die Rolle erneuerbarer Energien*. Münster: Lit-Verlag, 2004, S. 107-122.
- [MEX II 2002] *Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland - Effekte*

- und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken.* Heidelberg: Physica-Verlag, 2002.
- [Frank 2003] Frank, M.: *Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten.* Karlsruhe: Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe (TH), 2003.
- [Geldermann 2005] Geldermann, J.: *Mehrzielentscheidungen in der industriellen Produktion.* Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe, 2005.
- [Genoese et al. 2008] Genoese, M.; Möst, D.; Rentz, O.: *Impact of Emission allocation schemes on power plant investments*, in: Möst, D.; Fichtner, W.; Ragwitz, M.; Veit, D. (Hrsg.): *New methods for energy market modelling - Proceedings of the first European Workshop on Energy market modelling using agent-based computational economics* Universitätsverlag Karlsruhe, 2008.
- [Genoese et al. 2007] Genoese, M.; Sensfuß, F.; Möst, D.; Rentz, O.: *Agent-based analysis of the impact of CO2 emission trading on spot market prices for electricity in Germany*, in: *Pacific Journal of Optimization*, 3 (2007), H. 3.
- [Gordon 2009] Gordon, T. J.: *Cross-Impact-Method*, 2009.
- [Grobbe 1999] Grobbe, C.: *Competition in Electricity Generation in Germany and Neighboring Countries from a System Dynamics Perspective - Outlook Until 2012.* Frankfurt am Main: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Häder 2009] Häder, M.: *Delphi-Befragungen*, VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2009.
- [Hake et al. 1994] Hake, J.-F.; Kleemann, W.; Kuckshinrichs: *Modelling of Energy-related Emissions on a National and Global Level: An overview of Selected Approaches*, in: Hake, J.-F.; Kleemann, M.; Kuckshinrichs, W.; Martinsen, D.; Walbeck, M. (Hrsg.): *Advances in Systems Analysis: Modelling Energy-Related Emissions on a National and Global Level.* Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 1994, S. 3-26.
- [Henning 1999] Henning, D.: *Optimisation of Local and National Energy Systems.* Linköping: Institute of Technology (Linköping Universitet), 1999.
- [Huntington et al. 1982] Huntington, H. G.; Weyant, J.; Sweeney, J.: *Modeling for insights, not numbers: the experiences of the energy modeling forum*, in: *Omega - the International Journal on Management Science*, 10 (1982), H. 5, S. 449-462.
- [Imboden et al. 2003] Imboden, D. M.; Kofler, W.: *Systemanalyse - Einführung in die mathematische Modellierung natürlicher Systeme.* Heidelberg: Springer, 2003.
- [Kahn 1998] Kahn, E.: *Numerical Techniques For Analyzing Market Power in Electricity*, in: *The Electricity Journal*, Band 11 (1998), H. 6, S. 34-43.
- [Koch et al. 2008] Koch, M.; Karl, U.; Rentz, O.: *Optimale Standortwahl für Co-Vergärungsanlagen hinsichtlich Energieeffizienz, Umweltbelastungen und Wirtschaftlichkeit*, in: *Proceedings der ProcessNet Jahrestagung, 7.-9.Okt.2008* (2008).

- [Krause 1996] Krause, F.: *The costs of mitigating carbon emissions: A review of methods and findings from European studies*, in: Energy Policy, 24 (1996), H. 10/11, S. 899-916.
- [Küll et al. 1999] Küll, R.; Stähly, P.: *Zur Planung und effizienten Abwicklung von Simulationsexperimenten*, in: Biethan, J.; Hummeltenberg, W.; Schmidt, B.; Stähly, P.; Witte, T. (Hrsg.): *Simulation als betriebliche Entscheidungshilfe - State of the Art und neuere Entwicklungen*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999, S. 1-21.
- [Messner 1984] Messner, S.: *User's Guide for the Matrix Generator of Message II: Model description and implementation guide*. Laxenburg: IASA WP 84-71a, 1984.
- [Messner et al. 2000] Messner, S.; Schrattenholzer, L.: *MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively*, in: Energy, 25 (2000), S. 267-282.
- [Messner et al. 1999] Messner, S.; Strubegger, M.: *Model-based decision support in energy planning*, in: International Journal of Global Energy Issues, 12 (1999), H. 1 - 6, S. 196-207.
- [Meyer et al. 1999] Meyer, B.; Bockermann, A.; Ewerhart, G.; Lutz, C.: *Marktkonforme Umweltpolitik*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [Meyer et al. 2002] Meyer, B.; Lutz, C.: *PANTA RHEI*, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*. Heidelberg: Physica-Verlag, 2002, S. 451-479.
- [Möst 2006] Möst, D.: *Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten - eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems*. Dissertation Universität Karlsruhe: Peter Lang Verlag, 2006.
- [Radgen 1996] Radgen, P.: *Energiesystemanalyse eines Düngemittelkomplexes*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1996.
- [Remme 2006] Remme, U.: *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*, Dissertation, Universität Stuttgart, 2006.
- [Sander 2004] Sander, K.: *Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen*. Stuttgart: Dissertation, Fakultät für Maschinenbau, Universität Stuttgart, 2004.
- [Saurer et al. 1997] Saurer, H.; Behr, F.: *Geographische Informationssysteme. Eine Einführung*, Wissenschaftliche Buchgesellschaft, 1997.
- [Sensfuß et al. 2008] Sensfuß, F.; Genoese, M.; Ragwitz, M.; Möst, D.: *Agent-based simulation of electricity markets ? A literature review*, in: Energy Studies Review (2008).
- [Smeers 1997] Smeers, Y.: *Computable Equilibrium Models and the Restructuring of the European Electricity and Gas Markets*, in: The Energy Journal, Vol. 18 (1997), H. No. 4, S. 1-31.

- [Starrmann 2001] Starrmann, F.: *Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten*. München: Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 56, Oldenbourg Industrieverlag, 2001.
- [Uebe 1982] Uebe, G.: *Der Energiesektor in empirischen (ökonomischen) Modellen - einige Anmerkungen*, in: *Angewandte Systemanalyse*, 1 (1982), H. 3, S. 28-33.
- [Van der Voort et al. 1984] Van der Voort, E.; Donni, E.; Thonet, C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: *Energy Supply Modelling Package, EFOM-12C Mark I, Mathematical Description*. Louvain-La-Neuve: 1984.
- [Ventosa et al. 2005] Ventosa, Mariano; Baillo, A.; Ramos, A.; Rivier, M.: *Electricity market modeling trends*, in: *Energy Policy*, 33 (2005), H. 7, S. 897-913.
- [Vögele 2000] Vögele, S.: *DIOGENES - Ein gesamtwirtschaftliches Modell zur Analyse von Energie- und Umweltpolitiken*, Berichte des FZJ 3819, Forschungszentrum Jülich, 2000.
- [Voß 1982] Voß, A.: *Nutzen und Grenzen von Energiemodellen - einige grundsätzliche Überlegungen*, in: *Angewandte Systemanalyse*, 3 (1982), H. 3, S. 111-117.
- [Weber 2004] Weber, C.: *Uncertainty in the electric power industry - methods and models for decision support*. New York: Springer, 2004.
- [Wilson et al. 1982] Wilson, D.; Swisher, J.: *Exploring the gap: Top-down versus bottom-up analysis of the cost of mitigating global warming*, in: *Energy Policy*, 21 (1982), H. 3, S. 249-263.
- [Wörner et al. 1996] Wörner, C.; Doll, G.: *Einordnung, Aufbau und Grenzen von Ökobilanzen*, in: Krcmar, H.; Doll, G. (Hrsg.): *Aspekte der Ökobilanzierung*. Wiesbaden: Gabler-Verlag, 1996, S. 1-23.
- [Zhang et al. 1998] Zhang, Z.; Folmer, H.: *Economic modelling approaches to cost estimates for the control of carbon dioxide emissions*, in: *Energy Economics*, 20 (1998), S. 101-120.

Energiezukünfte vergleichend bewerten – aber wie?

Armin Grunwald

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland

E-Mail: grunwald@itas.fzk.de, Telefon: +49(0)7247/82-2500

1 Energiezukünfte in Energiepolitik und Energieforschung

Entscheidungen in Energiepolitik und Energieforschung im Hinblick auf Technologien und Infrastrukturen für Energiebereitstellung und Energieumwandlung erfolgen im Hinblick auf teils weit entfernte Zukünfte.¹ Aussagen über die allmähliche Erschöpfung fossiler Energieträger, über Aussichten auf die Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energieträger, die Formulierung von Klimazielen durch CO₂-Vermeidung, die Sicherung der wirtschaftlichen Versorgung mit angesichts geopolitischer Verschiebungen, Potentiale und Risiken der Wasserstoffwirtschaft, langfristige Überlegungen zur Rolle der Fusionstechnologie etc. – alle diese für Energiepolitik und die Ausrichtung der Energieforschung zentralen Aspekte bestehen im Kern aus teils weit reichenden Annahmen über zukünftige Entwicklungen – sie sind 'Zukünfte' auf deren Basis Entscheidungen getroffen werden. Zusammen mit Vorstellungen darüber, welche Beiträge spezifische Technologien (z.B. neue Reaktorlinien in der Kernenergie, die Geothermie oder die CCS-Technologie) in der näheren oder entfernteren Zukunft zu einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung leisten können, werden 'Energiezukünfte' gebildet. Diese orientieren *heutige* Energieforschung und *heutige* Energiepolitik. Energiezukünfte können *normative* Szenarien sein, die z.B. bestimmten erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2050 einen konkreten Anteil an der Gesamtenergieversorgung zuweisen und die daraus Konsequenzen ableiten, was heute getan werden müsse, um dies zu realisieren (Nitsch/Rösch 2002). Sie umfassen auch explorative Szenarien, welche 'mögliche' Zukünfte untersuchen und herauszufinden trachten, welche politischen oder technischen Maßnahmen in möglichst unterschiedlichen Zukünften positive Beiträge leisten können. Energiezukünfte stellen aber auch energierelevante Prognosen oder Simulationen dar, die die Entwicklung des

¹ In diesem Beitrag wird durchgängig der Plural 'Zukünfte' verwendet. Dies ist programmatisch gemeint und wird im Laufe des Beitrags erläutert.

Energiesystems oder der Energienachfrage betreffen (vgl. Abb. 2 für einige Beispiele von Energiezukünften).

Energiezukünfte sind *notwendig*, um rationale Entscheidungen treffen zu können. Rein normativ, d.h. auf der Basis von Zielsetzungen und anerkannten Werten, sind Fragen der Energiepolitik oder der Ausrichtung der Energieforschung nicht entscheidbar. Sie bedürfen orientierender Zukunftsaussagen, z.B. über die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs, über die zukünftige Verfügbarkeit neuer Technologien und ihrer Zeitrahmen oder über die zeitliche Reichweite von bisherigen Energieträgern. Es ist eine der Hauptaufgaben der Energiesystemanalyse, derartige Zukunftsaussagen, z.B. in Form von Szenarien oder Prognosen, wissenschaftlich und systematisch zu generieren, um hierdurch Entscheidungen in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft zu unterstützen (Dominik Möst in diesem Band).

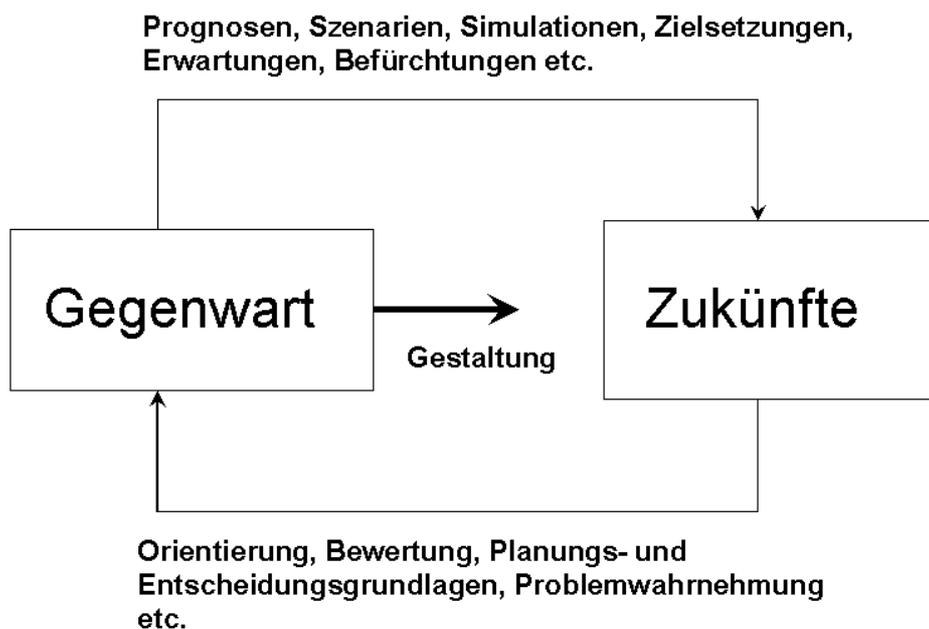


Abb. 1: Der entscheidungstheoretische Kreisgang (nach Grunwald 2008, Kap. 10)

Diese Unterstützung gegenwärtig anstehender Entscheidungen durch Zukunftsüberlegungen stellt einen generellen Modus der Entscheidungsvorbereitung in modernen Gesellschaften dar (Luhmann 1997). Prospektives Folgenwissen, Prognosen technischer Fortschritte, Erwartungen und Befürchtungen, aber auch Ziele werden in 'Zukünften' (z.B. in Form von Szenarien) gebündelt, die der Orientierung *heute* anstehender Entscheidungen dienen (vgl. Abb. 1). Ausgehend von *gegenwärtigen*

Problemlagen und Diagnosen wird auf dem Umweg über *Zukunftsdebatten* Orientierung *für heute* gesucht.

Damit dies gelingen kann, darf der entscheidungstheoretische Kreisgang kein *Circulus vitiosus*, kein Leerlauf der Erkenntnis sein, sondern muss gegenüber der Situation *vor* dem Kreisgang einen orientierenden Mehrwert erkennen lassen. Die Erfüllung dieser Forderung führt jedoch auf einige Probleme (generell hierzu vgl. Grunwald 2008, Kap. 10), von denen im Folgenden die erkenntnistheoretische Frage der 'Objektivierbarkeit' bzw. der 'Qualität' der Energiezukünfte angesprochen werden soll.

Denn ein Grundproblem der Zukunftsbilder ist ihr zwangsläufig hohes Maß an involviertem Nichtwissen. Vielfach sind Zukunftsvorstellungen oder Anteile von ihnen mangels Wissen einfach 'gesetzt', z.B. über die zukünftige Rolle der Kernenergie, über Trends hin zu einer eher dezentralen oder zu einer Renaissance zentraler Energieversorgungssysteme oder über die zukünftige Verfügbarkeit von neuen Energieträgern (z.B. Wasserstoff). Energiezukünfte sind unsicher, teils normativ geprägt und häufig umstritten. Vielfach werden Energiezukünfte instrumentalisiert, um spezifische Ziele zu erreichen und politische oder wirtschaftliche Interessen durchzusetzen. Konstruktionen von Zukunft scheinen damit der Ideologie oder der Beliebigkeit ausgesetzt zu sein. Vertreter gesellschaftlicher Positionen, substantieller Werte und spezifischer Interessen scheinen einfach die ihnen passenden Zukunftsbilder zu produzieren, um diese dann in Auseinandersetzungen zur Durchsetzung ihrer partikularen Positionen zu nutzen (Brown et al. 2000). Zukünfte sind zentrale Austragungsfelder der Konflikte einer pluralistischen Gesellschaft. So werden z.B. im Energiebereich seit Jahren inkompatible und divergierende Energiezukünfte gehandelt (vgl. die Beispiele in Abb. 2), ohne dass klar ist, welche Zukünfte wie weit durch Wissen abgesichert sind, wo die Konsensbereiche liegen und wo wenig oder gar nicht gesicherte Annahmen über Randbedingungen und gesellschaftliche Entwicklungen die Zukünfte determinieren. Wenn jedoch Energiezukünfte zur Orientierung von rational begründeten Entscheidungen *heute* beitragen sollen, dürfen sie nicht beliebig oder ideologisch sein. Anderenfalls würde es sich im entscheidungstheoretischen Kreisgang (Abb. 1) bloß um einen Selbstbetrug handeln.

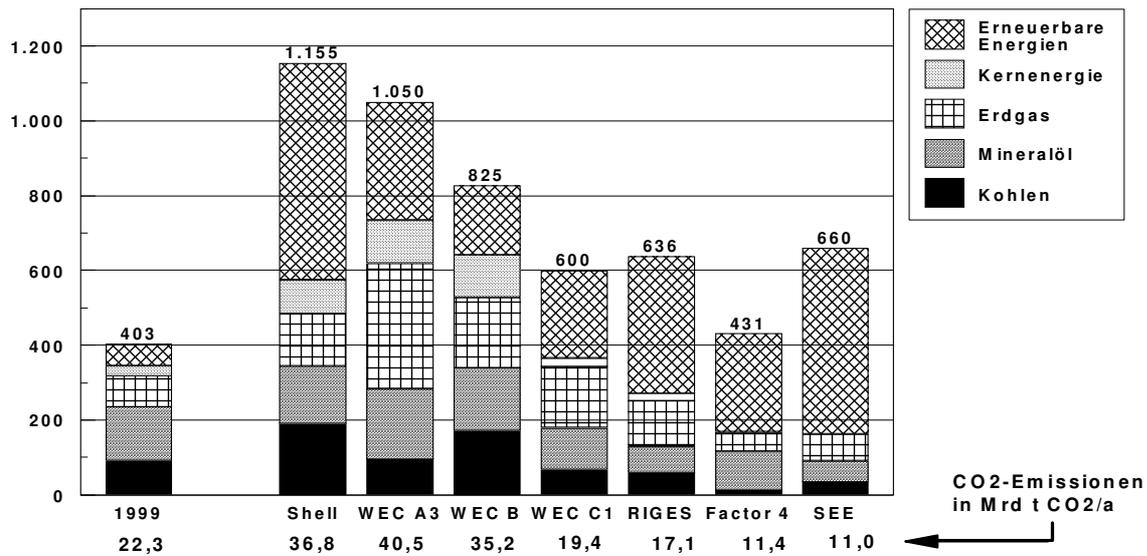


Abb. 2: Szenarien des Weltenergieverbrauchs für das Jahr 2050 und Vergleich mit dem derzeitigen Verbrauch: Shell-Szenario „Nachhaltige Entwicklung“; WEC = Szenarien der Weltenergiekonferenzen 1995 und 1998; RIGES = „Renewable Intensive Global Energy Scenario“; Faktor 4 - Szenario Wuppertal-Institut; SEE = Szenario „Solar Energy Economy“ (Quelle: Nitsch/Rösch 2002, S. 305)

Für Entscheider in Energiepolitik und Energieforschung, die nach Orientierung über Energiezukunft suchen, stellt sich angesichts der 'Contested Futures' (Brown et al. 2000) jedenfalls eine spezifische Aufgabe: vor der eigentlichen Entscheidung, z.B. im Hinblick auf die Modernisierung des Kraftwerkparcs oder eine Neufassung des EEG, müssen sie sich angesichts der Vielzahl der angebotenen und konkurrierenden Energiezukunft entscheiden, welche Energiezukunft sie ihrer Entscheidung zugrunde legen wollen – welcher Energiezukunft sie 'trauen' wollen. Energiepolitische Entscheidungen sind danach zweistufig: auf der ersten Stufe wird über die Energiezukunft befunden, die sodann den Rahmen für die eigentliche Entscheidung auf der zweiten Stufe abgibt.

Für die Entscheidung auf der ersten Stufe über die Energiezukunft, denen 'vertraut' wird und in deren Rahmen die Entscheidung dann auf der zweiten Stufe als sinnvoll erwiesen werden muss, ist es erforderlich, das 'Angebot' an Energiezukunft (eine ganze Reihe finden sich in diesem Band) zu analysieren und zu bewerten. Hieraus ergeben sich die zentralen Fragestellungen dieses Beitrages: wie ist es möglich, Zukünfte (vor allem Energiezukunft) auf ihren 'Objektivitätsgehalt' oder auf ihre 'Objektivierbarkeit' hin zu untersuchen? Können Zukünfte auf 'Rationalität' hin bewertet und verglichen werden? Kann wissenschaftlich, d.h. mit guten Gründen nachvollziehbar, ein 'Objektivitätsgefälle' zwischen konkurrierenden Zukünften bestimmt werden? Wo liegen die Grenzen derartiger Analysen von (Energie-)Zukünften? Wie weit ist es möglich, Einseitigkeiten, ideologische Vorannahmen, Interessen und Prämissen aufzudecken und angesichts

kontroverser und umstrittener Zukünfte zu einer rationalen Beurteilung der 'Qualität' dieser Zukünfte zu kommen, um gesellschaftliche Orientierung zu ermöglichen? Um diesen Fragen zumindest ein Stück weit nachgehen zu können, ist zunächst eine grundsätzliche Überlegung zum Konstruktcharakter von Zukünften erforderlich (Kap. 2). Sodann wird die Frage nach bisherigen Vergleichen von Zukünften gestellt (Kap. 3), um aus der Kritik daran ein erkenntnistheoretisch motiviertes Gegenkonzept für Vergleiche wenigstens zu skizzieren (Kap. 4). Am Schluss wird auf eine anlaufende Aktivität am KIT aufmerksam gemacht, die genau diese Frage weiter verfolgen wird.

2 Zukünfte als Konstruktionen

Wenn Energiezukünfte untereinander verglichen oder an externen Anforderungen gemessen werden sollen, ist es zunächst erforderlich zu reflektieren, um welchen Typ von Gegenständen es sich bei Zukünften generell und Energiezukünften im Besonderen handelt. Zukunft 'gibt' es nicht als empirischen Untersuchungsgegenstand, jedenfalls wenn unter 'Zukunft' etwas verstanden wird, was in einer zukünftigen Gegenwart einmal gegenwärtig sein wird. Alles, was zukünftige Gegenwarten betrifft, ist nicht empirisch zugänglich, sondern befindet sich in unseren Gedanken, in den Debatten, in Texten oder in Diagrammen. Empirisch zugänglich sind nur die Bilder, die wir uns auf verschiedenste Weise von der Zukunft machen, nicht aber die Zukunft, wie sie einmal Gegenwart sein wird, selbst.²

Zukunft kann aufgrund des unlösbaren Bezuges auf die sprachlichen Mittel, mit denen wir über Zukunft reden, immer nur das sein, von dem jeweils 'heute' *erwartet wird*, dass es sich ereignen wird oder kann (Grunwald 2007). Wenn wir über den Energiemix im Jahre 2050 reden, reden wir nicht darüber wie dieser Energiemix dann 'wirklich' sein wird, sondern darüber, wie wir ihn uns *heute vorstellen*, und diese Vorstellungen gehen teils weit auseinander (vgl. Abb. 2). Zukünfte sind damit *etwas je Gegenwärtiges* und verändern sich mit den Veränderungen der jeweiligen Gegenwarten. Als Beispiel: die Energiezukünfte der 60er Jahre für das Jahr 2000 sahen anders aus als die Energiezukünfte nach den beiden Ölkrisen der 70er Jahre. Energiezukünfte für Deutschland sahen nach dem Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie anders aus als

² Aus diesem Grund wird in diesem Beitrag von Zukünften im Plural gesprochen. Der Plural drückt aus, dass uns 'die' Zukunft nicht zugänglich ist, sondern dass wir uns nur viele und unterschiedliche Bilder von ihr, eben 'Zukünfte' machen können.

vorher. *Zukunft ist also nichts außerhalb der Gegenwart, sondern ein spezifischer Teil der jeweiligen Gegenwart* (Grunwald 2007).³

Wir machen futurische Aussagen und Prognosen, simulieren zeitliche Entwicklungen und bilden Szenarien, formulieren Erwartungen und Befürchtungen, setzen Ziele und denken über Pläne zu ihrer Realisierung nach. Dies alles geschieht im Medium der Sprache (Kamlah 1973) und damit je *gegenwärtig*. Auch Prognostiker und Modellierer können nicht aus der Gegenwart ausbrechen, sondern machen ihre Prognosen und Simulation immer auf der Basis *gegenwärtigen* Wissens und *gegenwärtiger* Relevanzeinschätzungen (Grunwald 2000, Kap. 3.3.3). Das Vorliegen zukünftiger Sachverhalte oder Verläufe lässt sich aus gegenwärtigem Wissen weder *logisch ableiten* (Goodman 1954) noch *empirisch erforschen*. Daher können wir über *mögliche* Zukünfte reden, über alternative Möglichkeiten, wie wir uns die zukünftige Gegenwart vorstellen, und darüber, mit welcher Berechtigung wir etwas in der Zukunft erwarten dürfen. Dies sind immer *gegenwärtige Zukünfte* und keine zukünftigen Gegenwarten (Picht 1971; Bechmann 1994).

Zukünfte 'gibt' es nicht von sich aus, und sie entstehen nicht von selbst. Sondern Zukünfte werden 'gemacht' und sprachlich, oder sprachlich explizierbar, z.B. im Falle von mathematischen Formeln oder Diagrammen, *konstruiert*, auf mehr oder weniger komplexe Weise. Das Entwerfen von Zukünften ist ein Handeln unter Zwecken, vor allem zur Schaffung von Orientierung im Sinne des entscheidungstheoretischen Kreisgangs (Abb. 1), und vor dem Hintergrund spezifischer Randbedingungen. Zukünfte, seien dies Prognosen, Szenarien, Pläne, Programme, spekulative Befürchtungen oder Erwartungen werden 'verfertigt' unter Verwendung einer ganzen Reihe von Zutaten wie Wissensbeständen, Werturteilen oder Annahmen. Dieser Konstruktcharakter von Zukünften, ihr Charakter als Resultate eines Konstruktionsprozesses trifft besonders sichtbar auf *Szenarien* zu. Die gängige Rede von einem 'scenario-building' verdeutlicht diesen Konstruktionsprozess (vgl. einschlägige Beispiele in diesem Band).

Konstruktionen von Zukunft erfolgen nach Maßgabe verfügbaren Wissens, aber auch unter der Bezugnahme auf Relevanzeinschätzungen, Werturteile und Interessen, oft im Rahmen von Aufträgen durch Entscheider in Politik und Wirtschaft.⁴ Der Konstruktcharakter von Zukünften kann daher von Vertretern gesellschaftlicher

³ Aus diesem Grund ist es auch möglich, von 'vergangenen Zukünften' zu reden, etwa wenn Historiker sich mit den Zukunftsprojektionen in früheren Zeiten befassen.

⁴ Vgl. den Beitrag von Christian Dieckhoff in diesem Band für einen Ansatz zur Erforschung des 'Konstruktionsprozesses' von Energiezukünften.

Positionen, substantieller Werte und spezifischer Interessen genutzt werden, um die ihren Interessen entsprechenden Zukunftsbilder zu produzieren und diese in Auseinandersetzungen zur Durchsetzung ihrer partikularen Positionen einzusetzen (Brown et al. 2000).⁵ Hier stellt sich die Frage, ob und inwieweit der Vereinnahmung und Instrumentalisierung von Energiezukünften entgegengearbeitet werden kann, indem mit Mitteln wissenschaftlicher Rationalität Energiezukünfte unter Objektivierbarkeitsstandards vergleichend bewertet werden, um Einseitigkeiten, Schief lagen und krude Instrumentalisierungen aufdecken zu können.

3 Zum Vergleich von Energiezukünften

Energiebereitstellung und -versorgung dürfte dasjenige Feld sein, in dem die zahlreichsten und ambitioniertesten Zukünfte erstellt worden sind, zum großen Teil mit einem ganz erheblichen Aufwand. Energiezukünfte gibt es zuhauf (vgl. die Beispiele in Abb. 2), begonnen bei den globalen Energieszenarien der großen Institutionen und Organisationen im Energiebereich bis hin zu hoch differenzierten und kleinteiligen technologie-, branchen- oder regionalspezifischen Zukünften. Aufgrund der hohen Investitionskosten von Energieinfrastruktur und -bereitstellungstechnologien und der in der Regel langen Betriebsdauern einmal in Betrieb genommener Großanlagen wird durch Entscheidungen im Energiebereich die Zukunft auf lange Sicht 'festgelegt' oder wenigstens stark beeinflusst. Die langen Zeiträume bis zur Marktreife neuer Energietechnologien und bis zum Aufbau neuer Infrastrukturen führen ebenfalls zu einem hohen Bedarf an Energiezukünften, damit entsprechend langfristig geplant werden kann. Schließlich führt die zentrale Bedeutung von Energie für die Funktionsfähigkeit moderner Volkswirtschaften zu erheblichen politischen Vorsorgenotwendigkeiten, die ebenfalls der Orientierung durch Zukünfte bedürfen.

Vergleichende Analysen zu Energiezukünften hat es durchaus gegeben, so z.B. im Rahmen des IKARUS-Projekts (Markewitz/Stein 2003; zu Energiezukünften vgl. <http://docserv. bis.uni-oldenburg.de/publikationen/dissertation/schent99/kap3.pdf>) sowie im Rahmen von Modellexperimenten (vgl. MEX 1999 – 2005). Für diese Vergleiche wurden gemeinsame Ausgangsparameter und Daten definiert, um eine vergleichbare Ausgangsbasis zu erhalten (MEX 2005, S. 3f.). Die Vergleiche selbst wurden häufig auf der Basis von Kosten/Nutzen-Analysen erstellt oder erfolgten im Hinblick auf die

⁵ Häufig konstruieren insbesondere Entscheider über Technik und davon Betroffene ihre Sichten auf die Zukunft mit der betreffenden Technik in unterschiedlicher Weise (Bechmann 2007).

Ergebnisse, Aussagen und Implikationen der jeweiligen Zukünfte (z.B. über Sensitivitätsanalysen). Auf diese Weise kann sicher vieles über Gemeinsamkeiten und Unterschiede der simulierten Zukünfte gelernt werden. Hieraus ist jedoch bislang kein systematisches Instrumentarium vergleichender Bewertung entstanden, das den in Kap. 1 genannten Anforderungen genügen könnte. Generell kann in (mindestens) vier Richtungen systematisch nach beurteilenden Kriterien für Vergleiche gesucht werden:

1. *strukturorientiert* durch Analyse der Architektur und der internen Komposition der Energiezukünfte, also z.B. durch die Analyse der Struktur der zugrunde liegenden Modells, der mathematischen Erfassung und der Programmierung,
2. *output-orientiert* durch einen Vergleich ihrer Aussagen und Ergebnisse, also z.B. durch einen Vergleich der Zukünfte, die sich durch Simulation ergeben, oder von qualitativen oder quantitativen Szenarien,
3. *input-orientiert* durch die Analyse der Wissens- (und Nichtwissens-)strukturen der unterschiedlichen Zukünfte, also der enthaltenen Wissensbestandteile und der Prämissen und Annahmen sowie ihrer Zusammenfügung in der betreffenden Zukunft.
4. *kontextorientiert*: durch die Analyse der Randbedingungen und Kontexte der verschiedenen spezifischen Energiezukünfte, die die Konstruktion beeinflussen (z.B. Vorgaben des Auftraggebers, Elemente eines 'prädeliberativen Einverständnisses' über die jeweilige Problemlage etc.).

Insofern es in diesem Beitrag um die Möglichkeit und das Vorgehen einer vergleichenden Bewertung von Energiezukünften unter Aspekten ihrer diskursiven 'Vertrauenswürdigkeit' gehen soll, scheidet die output-orientierte Richtung aus, denn die Qualität des Outputs hängt von den verwendeten Inputs und der Art ihrer Verwendung ab. Ein argumentativ gerechtfertigtes Vertrauen in Zukünfte muss daher (a) im Hinblick auf die argumentative Qualität der *Inputs* in die Zukünfte geprüft werden, und es muss (b) die *Komposition* der Inputs, z.B. im Hinblick auf Konsistenzfragen von Szenarien und die Einbettung in den *Kontext* beachtet werden.

Damit ist vor dem Hintergrund des Konstruktcharakters der Energiezukünfte (Kap. 2) für ihre 'Qualität' nicht das entscheidend, was für die Zukunft vorausgesagt wird, sondern das, was heute in die Konzipierung dieser Zukünfte hineingesteckt wird. In einer Analogie zum Backen eines Kuchens kommt es sowohl auf die Qualität der 'Zutaten' als auch auf die Qualität im Zusammenfügen der 'Zutaten' an. In dieser Analogie wird aber

auch ein fundamentaler Unterschied zwischen dem Anfertigen einer Energiezukunft und dem Backen eines Kuchens deutlich: das Ergebnis des Kuchenbackens kann empirisch auf seine Qualität getestet werden (durch Essen), während das Ergebnis der Zukunftskonstruktion keiner empirischen Prüfung unterzogen werden kann. Dass verschiedene Modelle unter vergleichbaren Annahmen ähnliche Zukünfte produzieren (vgl. MEX 1999 – 2005), ist nur eingeschränkt eine gute Botschaft: sie könnten z.B. in bestimmten Annahmen sämtlich einem spezifischen Zeitgeist unterliegen. Eine Qualitätsprüfung von Energiezukünften kann daher nur an den Ingredienzien und an ihrer Komposition ansetzen, also am Prozess und den Zutaten der Zubereitung.

4 Diskursive Prüfung von Zukunftsaussagen

Rationale Entscheidungen in Energiepolitik und Energieforschung bedürfen zur Orientierung rationaler, d.h. begründeter und nicht beliebiger Energiezukünfte. Es ist also ein Verfahren der Bewertung von Energiezukünften gefragt, in dem ihre 'Rationalität', also ihre inter- und transsubjektive argumentative Qualität analysiert und letztlich geprüft werden könnte. Über die Qualität wissenschaftlicher Ergebnisse und Thesen, d.h. über die argumentative Geltung von Aussagen und die Berechtigung von Aufforderungen wird nach üblichem Verständnis *diskursiv* entschieden (z.B. Gethmann 1979; Habermas 1988). Ein Diskurs, der zwischen Opponenten und Proponenten unter Einhaltung von Diskursregeln erfolgt, ist das Verfahren, in dem auch die Qualität von Energiezukünften beurteilt und in dem zwischen konkurrierenden Zukünften entschieden werden müsste, nach Maßgabe ihrer größeren 'argumentativen Härte' und Haltbarkeit in diesem Diskurs. Die größere 'argumentative Härte' ist nicht gleichbedeutend mit der, wie dies oft verstanden wird, späteren Eintrittswahrscheinlichkeit. Was *mit Geltung* gesagt werden kann, sind nicht Behauptungen über das Eintreffen von Zukünften, sondern nur die *Erwartbarkeit* ihres Eintreffens auf der Basis des gegenwärtigen Wissens und gegenwärtiger Relevanzeinschätzungen (Lorenzen 1987; Knapp 1978).

Wenn, wie in Kap. 3 erläutert, für die argumentative Qualität nicht der Gehalt der Zukunftsaussage entscheidend ist, sondern das, was in ihre Konstruktion hineingelegt wurde, stellt sich die Frage, welche Ingredienzien in die Gestaltung von Zukünften, insbesondere Energiezukünften investiert werden. Zukünfte sind in Bezug auf ihre Wissensstruktur zunächst opake Konstrukte aus den unterschiedlichsten Bestandteilen: wissenschaftliches Wissen unterschiedlicher Quelle und Geltung, lebensweltliches Wissen, ad hoc Annahmen, Relevanzeinschätzungen, ceteris paribus-Bedingungen etc.

Nicht durch Wissen gestützte Anteile werden durch mehr oder weniger gut begründbare Annahmen und evaluative Bedingungen ergänzt oder kompensiert. In der Analyse, welche Geltung Zukunftsaussagen zukommt bzw. wie die Qualität von Zukünften zu bewerten sei und wie diese bestimmt wird, müssen Proponenten einer Position (z.B. die Promotoren einer spezifischen Energiezukunft) mit ihren eigenen Ansprüchen und den Argumenten von Opponenten (z.B. Vertretern anderer Energiezukünfte) konfrontiert werden (Gethmann 1979; Habermas 1988). Dazu muss eine Abstufung der Wissensbestandteile, die in die jeweilige Zukunftsaussage eingeflossen sind, und der jeweiligen Prämissen nach Geltungsaspekten vorgenommen werden. Dies entspricht einer *Dekonstruktion* der zu analysierenden Zukünfte, einer Zerlegung in ihre sprachlichen und epistemologisch relevanten Bestandteile. In einer groben Annäherung kann zunächst folgende Abstufung der Wissens- und Nichtwissensbestandteile vorgenommen werden:

- *gegenwärtiges Wissen*, das nach anerkannten (z.B. disziplinären) Kriterien *als* Wissen erwiesen ist (z.B. je nach Fragestellung aus Geologie, Wirtschaftswissenschaften, Technikwissenschaften,);
- *Einschätzungen* zukünftiger Entwicklungen, die kein gegenwärtiges Wissen darstellen, sich aber durch gegenwärtiges Wissen begründen lassen (z.B. demografischer Wandel, Energiebedarf);
- *ceteris-paribus Bedingungen*, indem bestimmte Kontinuitäten, ein 'business as usual' in bestimmten Hinsichten oder die Abwesenheit disruptiver Veränderungen als Rahmen für die prospektiven Aussagen angenommen werden;
- *ad-hoc Annahmen*, die nicht durch Wissen begründet sind, sondern die 'gesetzt' werden (wie z.B. die auch zukünftige Gültigkeit des deutschen Kernenergieausstiegs, das Nichteintreten eines katastrophalen Kometeneinschlags auf der Erde ...).

Für den Vergleich von Zukunftsaussagen unter Geltungsaspekten ist demnach die Qualität des enthaltenen Wissens, der Einschätzungen und der ad-hoc- und der ceteris-paribus-Annahmen und ihrer Zusammenstellung zu hinterfragen, genauso wie die diskursive Haltbarkeit der oben genannten Relevanzentscheidungen und der Anteile des Nichtwissens, insofern es sich um ein 'gewusstes' Nichtwissen handelt.

Diese Feststellung hat weit reichende Konsequenzen. Wer Geltung beanspruchend über zukünftige Entwicklungen redet, muss – soweit wie vom Opponenten gefordert, denn eine Vollständigkeit ist grundsätzlich nicht erreichbar – die Voraussetzungen

angeben, die als Bedingungen für eine begründbare Zukunftsaussage angenommen werden müssen. Ein Diskurs um Qualitäts- und Geltungsfragen von Zukunftsaussagen wird dadurch zu einem Diskurs über die – jeweils gegenwärtig gemachten – Wissensbestandteile und Voraussetzungen, aber auch über ihre methodische Zusammenfügung z.B. in einem Modell, die zu der Zukunftsaussage geführt haben. Ein Streit über die Qualität von Energiezukünften bezieht sich daher nicht auf die vorausgesagten Ereignisse in einer zukünftigen Gegenwart, sondern auf die Gründe, die auf der Basis gegenwärtigen Wissens und gegenwärtiger Relevanzbeurteilungen für die jeweiligen Zukünfte in Anschlag gebracht werden können und zwischen denen diskursiv abgewogen werden muss.

Ein Diskurs über den 'Objektivitätsgehalt' von Zukunftsaussagen wird dadurch zu einem Diskurs über die – jeweils gegenwärtig gemachten – Voraussetzungen, die zu der Zukunftsaussage geführt haben. Der ‚Objektivitätsgrad‘ von Zukunftsaussagen hängt nicht davon ab, ob die vorausgesagten Ereignisse zukünftig eintreffen (denn das ist im Vorhinein nicht 'messbar'), sondern liegt an den *gegenwärtig* angeführten Argumenten. Auf diese Weise wird zumindest programmatisch ein Weg aufgezeigt, der in Kap. 1 befürchteten Beliebigkeit der Energiezukünfte bzw. ihrem vielfach vermuteten Ideologiegelalt mit wissenschaftlichen Mitteln entgegen zu treten. In einer erkenntnistheoretischen 'Dekonstruktion' dieser Zukünfte geht es darum, über ihren erkenntnistheoretischen Status und ihre argumentative Belastbarkeit etwas zu erfahren, sie letztlich daraufhin zu prüfen, in welchem Maße und bis zu welcher Grenze eine spezifische Energiezukunft wissenschaftsbasiert ist.

Eine derartige Dekonstruktion führt vermutlich nicht zu einer digitalen Sortierung der Energiezukünfte in objektive und subjektive, in neutrale und ideologische oder in wertende und wertfreie Zukünfte. Dazu dürfte der Anteil des Nichtwissens vielfach deutlich zu hoch sein, und damit auch der Anteil wertender Ingredienzien. Aber was zumindest erwartbar ist, ist die Schaffung von *Transparenz* in Bezug auf Energiezukünfte: in Bezug auf die Wissensbestände und deren Grenzen, in Bezug auf involvierte Unsicherheiten, die in einer solchen Dekonstruktion expliziert werden müssten, während sie sonst im Dunkeln bleiben können, und in Bezug auf die Aufdeckung der involvierten Werte, Normen und auch Interessen.⁶ Diese in einer 'unbarmherzigen' erkenntnistheoretischen Dekonstruktion zu erwartenden Leistungen

⁶ In Forschungsprojekten sind häufig nicht einmal die Eingangsdaten umfassend beschrieben, geschweige denn dass die 'Rezeptur' der Erstellung der Zukünfte transparent erläutert wird. Besser ist die Situation immerhin in Dissertationen.

sind es, die die Mühe einer solchen Anstrengung rechtfertigen, auch in Ansehung der Unsicherheiten, wie weit man damit zur Ermöglichung rationaler Entscheidungen auf der ersten Stufe, der Stufe der Entscheidung zwischen konkurrierenden Zukünften im Supermarkt der Energiezukünfte, wirklich kommt.

5 Energiesystemanalyse und objektivierbare Zukünfte

Im Rahmen der Shared Research Group (SRG) "Objektivierbarkeit von Zukunftsannahmen am Beispiel der Energiezukünfte", die zurzeit am KIT in Kooperation zwischen Forschungszentrum (Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, ITAS) und Universität (Institut für Philosophie) eingerichtet wird, soll das skizzierte Programm der Entwicklung eines Instrumentariums zur vergleichenden Bewertung von Energiezukünften ein Stück weit realisiert werden. Die Ansiedlung der SRG am Institut für Philosophie und die damit erkennbare Heranziehung wissenschafts- und erkenntnistheoretischer Analyseverfahren zur Bewertung von Energiezukünften stellt einen innovativen Zugang zu diesem Feld dar.

Die Aufgabe der SRG besteht darin, verschiedene (kontroverse) Energiezukünfte genau auf ihre *heute* gemachten Voraussetzungen hin zu prüfen, diese Voraussetzungen zu klassifizieren, ein begriffliches Gerüst und konzeptionelles Vorgehen für 'Objektivitätsanalysen' aufzubauen und dies auf Energiezukünfte anzuwenden. Auf diese Weise kann es gelingen, differenzierte Vorstellungen von Energiezukünften in Relation zu den jeweils unterstellten Voraussetzungen zu erzeugen. Konsensbereiche im Hinblick auf Energiezukünfte können genauso identifiziert werden wie verbleibende Dissense und die Gründe, die zu den Dissensen führen. Damit ist zwar noch kein Orientierungsproblem gelöst, aber die kognitive und normative Basis bereitet, um Handlungsalternativen in Energie- und Energieforschungspolitik rationaler in Bezug auf die Energiezukünfte, relativ zu denen sie sich positionieren, beurteilen zu können. Die SRG wird zur Erreichung dieser Ziele Forschung auf zwei Ebenen durchführen:

- auf der wissenschafts- und wissenstheoretischen Ebene geht es langfristig, also über die Förderperiode der SRG hinaus, um den Aufbau einer Theorie des Zukunftswissens. Aufgaben sind die Klassifizierung von Zukünften und ihrer Bestandteile, die Untersuchung von Geltungs- und Objektivitätsfragen und die Identifizierung von verschiedenen Voraussetzungstypen, sowohl in Bezug auf die

verwendeten 'Zutaten' in der Verfertigung der Zukünfte als auch mit Blick auf das Verfahren der 'Verfertigung', z.B. in der Modellbildung.

- auf der Ebene konkreter Energiezukünfte geht es um die Analyse spezifischer Szenarien und Modelle im Energiebereich. Dabei wird das generelle begriffliche und analytische Instrumentarium erprobt und zum Aufbau einer Typologie von Energiezukünften nach Qualitäts- und 'Objektivitätsaspekten' genutzt. Schließlich geht es um die Analyse der relevanten Kontroversen, Werte, Interessen und ad hoc Annahmen, die den Hintergrund divergierender Energiezukünfte bilden.

Beide Ebenen werden in enger Wechselwirkung miteinander bearbeitet. In Bezug auf die räumliche Dimension der betrachteten Energiezukünfte wird es zunächst darum gehen, vorhandene Energiezukünfte auf der nationalen und europäischen Ebene zu betrachten, bevor eine Erweiterung auf die globale Ebene stattfinden kann.

In methodischer Hinsicht kann in gewisser Weise auf Verfahren der Wissenschaftstheorie (Janich 2001) und der Argumentationstheorie (Habermas 1973) zurückgegriffen werden, z.B. auf die rationale Rekonstruktion und die Diskursanalyse. Ihre Anwendung auf Zukünfte bedarf jedoch einer eigenen methodischen Weiterentwicklung. Ein Ziel der SRG ist daher auch, ein Analyseinstrument zur Beurteilung von Zukünften aufzubauen, das im weiteren Verlauf in weiteren Technikfeldern eingesetzt werden kann.

Literatur

- Bechmann, G. (1994): Frühwarnung – die Achillesferse der TA? In: Grunwald, A., Sax, H. (Hg.): Technikbeurteilung in der Raumfahrt. Anforderungen, Methoden, Wirkungen. Berlin, S. 88-100
- Bechmann, G. (2007): Die Beschreibung der Zukunft als Chance oder Risiko? Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 16, S. 24-31
- Brown, N., Rappert, B., Webster, A. (Hg.) (2000): Contested Futures. A sociology of prospective techno-science. Burlington/Ashgate
- Gethmann, C. F. (1979): Proto-Logik. Untersuchungen zur formalen Pragmatik von Begründungsdiskursen. Frankfurt
- Goodman, N. (1988): Tatsache Fiktion Voraussage. Frankfurt. Ersterscheinung: Fact Fiction Forecast (1954)

- Grunwald, A. (2000): Handeln und Planen. Philosophische Planungstheorie als handlungstheoretische Rekonstruktion. München
- Grunwald, A. (2007): Orientierungsbedarf, Zukunftswissen und Naturalismus. Das Beispiel der „technischen Verbesserung“ des Menschen. Deutsche Zeitschrift für Philosophie 55(2007)6, S. 949-965
- Grunwald, A. (2008): Auf dem Weg in eine nanotechnologische Zukunft. Philosophisch-ethische Fragen. Freiburg
- Habermas, J. (1973): Wahrheitstheorien. In: Fahrenbach, H. (Hg.): Wirklichkeit und Reflexion. Walther Schulz zum sechzigsten Geburtstag. Pfullingen, S. 211-265
- Habermas, J. (1988): Theorie des kommunikativen Handelns. Frankfurt
- Heinloth, K. (2003): Die Energiefrage. Bedarf und Potentiale, Risiken und Kosten. Vieweg
- Janich, P. (2001): Logisch-pragmatische Propädeutik. Vehbrück
- Kamlah, W. (1973): Philosophische Anthropologie. Sprachkritische Grundlegung und Ethik. Mannheim
- Knapp, H.-G. (1978): Logik der Prognose. Freiburg/München
- Lorenzen, P. (1987): Lehrbuch der konstruktiven Wissenschaftstheorie. Mannheim
- Luhmann, N. (1997): Die Gesellschaft der Gesellschaft. Frankfurt
- Markewitz, P., Stein, G. (Hg.): Das IKARUS-Projekt. Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Jülich 2003
- MEX I (1999): Modellexperiment - Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland - Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Heidelberg
- MEX II (2002): Modellexperiment - Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland - Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken. Heidelberg
- MEX III (2004a): Modellexperiment - Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Die Rolle erneuerbarer Energieträger. Münster
- MEX IV (2004b): Modellexperiment - Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Der Beitrag der deutschen Energiewirtschaft. Münster: Lit-Verlag, 2004.

MEX V (2005): Modellexperiment - Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Ansätze zur Modellierung von Innovation in der Energiewirtschaft. Berlin

Nitsch, J., Rösch, C. (2002): Perspektiven für die Nutzung regenerativer Energien. In: Grunwald, A., Coenen, R., Nitsch, J., Sydow, A., Wiedemann, P. (Hg.): Forschungswerkstatt Nachhaltigkeit. Berlin, S. 297 – 319

Picht, G. (1971): Prognose Utopie Planung. Stuttgart

Modelle und Szenarien

Die wissenschaftliche Praxis der Energiesystemanalyse

Christian Dieckhoff

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland, E-mail: dieckhoff@itas.fzk.de, Telefon: +49(0) 7247/ 82-6794

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag stellt ein Forschungsprojekt¹ vor, in dem das wissenschaftliche Betätigungsfeld der Energiesystemanalyse in Deutschland insgesamt in den Blick genommen wird, um Gemeinsamkeiten und Differenzen in den jeweils etablierten Forschungspraxen und deren zugrunde liegenden Prämissen zu untersuchen. Anlass zu dieser Untersuchung gibt die Feststellung, dass es sich bei der Energiesystemanalyse zwar um ein etabliertes wissenschaftliches Feld handelt, das mit der modellgestützten Szenarioanalyse über eine gemeinsame Herangehensweise an den Gegenstand des Energiesystems verfügt, diese aber an den verschiedenen Instituten in Deutschland in sehr unterschiedlicher Weise umgesetzt wird. Bisher wurden vor allem Unterschiede in den jeweils verwendeten Modellen untersucht und für Differenzen in den resultierenden Szenarien verantwortlich gemacht. Nach hier vertretener Ansicht stellen die Modelle selbst aber lediglich einen Teilaspekt der jeweils an den Instituten etablierten Forschungspraxen dar, in denen die Modelle beispielsweise nicht nur auf Grundlage unterschiedlicher theoretischer Prämissen entwickelt, sondern auch in differierenden Kontexten der Forschung und Beratung eingesetzt werden. Um sowohl die Praxis der Energiesystemanalyse, als auch die jeweils zugrunde liegenden Prämissen systematisch zu untersuchen, wird ein explorativer Ansatz gewählt, dessen Kern eine gemeinsame Rekonstruktion der Praxen und Prämissen mit den beteiligten Akteuren darstellt.

Stichworte

Energiesystemanalyse, Modellierung, Szenarioanalyse, Forschungspraxis

¹ Das Forschungsprojekt findet unter dem Titel „Empirische Untersuchung der Entstehungsprozesse von Energieszenarien“ als Dissertationsvorhaben am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des KIT statt. Es wird durch Prof. Ulrich Wagner (Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU-München), Prof. Armin Grunwald (ITAS) und Torsten Fleischer (ITAS) betreut.

1 Die Forschungsrichtungen der Energiesystemanalyse

Die Energiesystemanalyse in Deutschland kann heute als ein etabliertes wissenschaftliches Betätigungsfeld betrachtet werden, das unter dieser Bezeichnung eine Reihe unterschiedlicher Forschungsrichtungen der Ökonomie und Ingenieurwissenschaften vereint.

Eine der Forschungsrichtungen, die in die heutige Energiesystemanalyse eingegangen sind, ist die (kybernetische) Systemanalyse. Sie wurde in den 1940er Jahren im militärischen Kontext „als wissenschaftliche Methodologie zur Analyse, Planung und Verbesserung machtpolitischer Strategien“ an der RAND Corporation in den USA entwickelt und wird „auch heute noch häufig als Summe formaler Planungs- und Entscheidungsverfahren betrachtet“ (Epple 1979, S. 8, zit. n. Brinckmann 2006, S. 59). Zwei die heutige Energiesystemanalyse prägende methodische Elemente gehen auf die Arbeiten der RAND Corporation zurück. Zum einen ist das die computergestützte Optimierungstechnik, bei der ein technisches, soziales oder auch ökonomisches System in einem Computermodell abgebildet und hinsichtlich einer oder mehrerer Zielgrößen optimiert wird (vgl. Brinckmann 2006, S. 59). Zum anderen ist es das Paradigma des Szenarios, das zumindest der Grundidee nach auf Arbeiten des RAND-Mitarbeiters Herman Kahn zurückgeführt wird.²

Mit der Gründung des International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) in Laxenburg (Schweiz) im Jahr 1972 wurde nicht nur die Systemanalyse nach dem Vorbild der RAND Corporation in Europa etabliert, sondern gleichzeitig ihr Gegenstandsbereich auf Probleme von globaler Bedeutung ausgeweitet.³ Schon das erste Forschungsprogramm wandte sich der globalen Energieversorgung zu und etablierte diesen Gegenstand als ein Kernthema der Systemanalyse. Die mehrjährige Arbeit im *Energy Systems Program* fand unter Beteiligung einer großen Zahl internationaler Gastwissenschaftler statt, die ihrerseits die systemanalytische Forschung in ihren Heimatländern einführten bzw. festigten (vgl. Levien 2000, S.456 f.). So bestehen enge

² Dabei wird häufig auf Kahn und Wiener (1971) verwiesen, wo es zur Methodik heißt: „Die Szenarien, die eine hypothetische Folge von Ereignissen darstellen, sollen die Aufmerksamkeit auf kausale Prozesse und Entscheidungsmomente lenken.“ (ebd. S.21). Allerdings wird das Konzept des Szenarios hier – wie auch Reibnitz (vgl. 1987, S.12) anmerkt – darüber hinaus nur wenig weiter präzisiert. Insbesondere die Abgrenzung zum Konzept der „alternativen Zukunft“ (Kahn und Wiener 1971, S.21) bleibt unklar.

³ Die engen Verbindungen – in methodischer wie auch institutioneller Hinsicht – von IIASA und RAND Corporation beschreibt ausführlich Roger Levien (2000), der selbst nach langjähriger Mitarbeit an der RAND Corporation von 1974 bis 1981 Direktor des IIASA war.

Verknüpfungen auch zur deutschen Energiesystemanalyse, etwa durch Wolf Häfele, der vom damaligen Kernforschungszentrum Karlsruhe (KFZ) kommend, das *Energy Systems Program* leitete. Als eine der ersten einschlägigen Einrichtungen in Deutschland wurde 1973 die Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) am damaligen Kernforschungszentrum Jülich (KFA) gegründet, deren späterer Leiter Alfred Voß ebenfalls als Gastwissenschaftler am *Energy Systems Program* mitgearbeitet hatte (vgl. Häfele et al. 1981 und Hake 2000).

Die zweite wichtige Forschungsrichtung der heutigen Energiesystemanalyse entstammt einer primär ökonomischen Perspektive. Ihre Wurzeln gehen auf die 1950er Jahre zurück, in denen die Kohlekrise die Frage der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung erstmals ins öffentliche wie politische Bewusstsein rief (vgl. Kraus 1988, S. 16). In dieser Zeit wurde die Energieversorgung als ein wesentlicher ökonomischer Faktor einer Volkswirtschaft erkannt und als eigenständiger Forschungsgegenstand etabliert.⁴ Viele der heutigen Standardverfahren der Energiesystemanalyse lassen sich auf diese Zeit zurückführen, so etwa die damals junge Ökonometrie, die 1954 am Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) der Universität Köln auf die Energienachfrage angewandt wurde (vgl. Plett 1954) oder die Input-Output-Rechnung, die 1962 als ein eigenes Arbeitsgebiet am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in Berlin etabliert wurde (vgl. Krengel 1986, S. 130. f.).

Ein Zusammentreffen der beiden zuvor skizzierten Forschungsrichtungen lässt sich an dem von Seetzen et al. (1979) dokumentierten Symposium zu makroökonomischen Input-Output-Analysen und dynamischen Modellen festmachen, welches 1977 vom Programm Angewandte Systemanalyse der Arbeitsgemeinschaft der Großforschungszentren, dem Industrieseminar der Universität Mannheim und dem DIW veranstaltet wurde (vgl. auch Krengel 1986, S. 202). Insbesondere der Tagungsbeitrag von Gonschior macht deutlich, dass hier Systemanalyse und Wirtschaftswissenschaften als zwei unterschiedliche Disziplinen aufeinander trafen (vgl. Gonschior 1979, S.28).

Obwohl Diefenbacher und Johnson (1987) hingegen bereits für das Jahr 1980 beide Forschungsrichtungen als Teil eines gemeinsamen wissenschaftlichen Betätigungsfeldes darstellen, das unter der Bezeichnung *energy forecasting* unter anderem die zuvor genannten Einrichtungen EWI, DIW, KFA und KFZ umfasst, wird auch in dieser

⁴ So wurde etwa 1949 an der damaligen Technischen Hochschule Karlsruhe die Gesellschaft für praktische Energiekunde gegründet, aus der die heutige Forschungsstelle für Energiewirtschaft (fE) in München hervorgegangen ist (vgl. Treser 1952).

Darstellung zwischen Einrichtungen der Systemanalyse und Einrichtungen der Wirtschaftswissenschaften unterschieden. Wie im Folgenden geschildert, hat sich diese Einteilung im Prinzip bis heute erhalten, auch wenn die Bezeichnung *Energiesystemanalyse* gegenwärtig meist – und auch im Weiteren dieses Beitrags – als übergreifende Bezeichnung des gesamten Feldes verwendet wird.

2 Die heutige Energiesystemanalyse

Einen aktuellen Überblick über die zur Energiesystemanalyse zugehörigen Institute liefern die Veröffentlichungen des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen, an deren Modellexperimenten von 1999 bis 2007 nahezu alle einschlägig tätigen Institute beteiligt waren (vgl. Forum 1999, ebd. 2002, ebd. 2004a, ebd. 2004b und ebd. 2007). Diese Veröffentlichungen – aber auch die aktuellen Publikationen der Institute – lassen gleichzeitig Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Arbeitsweisen der Institute erkennen.

Gemeinsam ist den beteiligten Instituten erstens als zentrale Methode die quantitative Modellierung, bei der das Energiesystem (oder Teile davon) mathematisch abgebildet und das resultierende Energiemodell als Computerprogramm umgesetzt wird. Um schließlich Aussagen über die Konsequenz bestimmter energiepolitischer Maßnahmen treffen zu können, werden zweitens mit diesen Modellen Szenarioanalysen durchgeführt. Dies geschieht teilweise als rein akademische Tätigkeit, wird vor allem aber in der Politik- und Unternehmensberatung eingesetzt.

Unterschiede in den Arbeitsweisen der Institute finden sich ebenfalls auf vielfältigen Ebenen. Große Beachtung fanden dabei bisher die Unterschiede der jeweils verwendeten Modelle, deren Untersuchung gerade den Anlass für die Arbeiten am zuvor angesprochenen Forum für Energiemodellierung und Energiewirtschaftliche Systemanalysen darstellte.

In der gängigen Einteilung der Energiemodelle wurden dort als zwei große Gruppen die *Energiesystem-* (gleichbedeutend mit *Bottom-Up-*) von den *Energiewirtschaftsmodellen* (gleichbedeutend mit *Top-Down-*) unterschieden (vgl. Forum 1999). Als Unterscheidungskriterium fungiert bei dieser Einteilung eine jeweils unterschiedliche Perspektive auf das Energiesystem, wonach Energiesystemmodelle vor allem prozesstechnische Aspekte abbilden, während mit Energiewirtschaftsmodellen „die technischen Produktionsbedingungen im Energiesektor (...) auf einer aggregierten Ebene

in Form von Produktionsfunktionen beschrieben [werden]“ (Forum 1999, S. 22). Innerhalb dieser beiden Gruppen haben sich unterschiedliche Modelltypen etabliert. Als Energiesystemmodelle werden in erster Linie Optimierungsmodelle auf Basis linearer Programmierung verwendet, während als Energiewirtschaftsmodelle vor allem Allgemeine Gleichgewichtsmodelle und Input-Output-Modelle angewendet werden. Sowohl die Einteilung der Modelle nach wissenschaftlicher Perspektive als auch die jeweils verwendeten Modelltypen lassen deutlich die historischen Wurzeln erkennen.

3 Ausgangsproblem

Szenarioanalysen stellen die gängige Form dar, in der die Energiesystemanalyse Ergebnisse erarbeitet und veröffentlicht. Studien dieser Art werden in großer Zahl publiziert und sind zu einem zentralen Bestandteil der öffentlichen wie politischen Diskussion über die Zukunft der Energieversorgung geworden. Gleichzeitig gestalten sich ihre Rezeption und die Bewertung ihrer Ergebnisse aus verschiedenen Gründen schwierig.⁵

Das vordergründige Problem ist dabei, dass unterschiedliche Studien trotz gleicher oder ähnlicher Fragestellung und Grundannahmen zu divergierenden Ergebnissen kommen. Dieses Problem wurde bereits an unterschiedlichen Stellen untersucht. Dabei wurde es innerhalb der Energiesystemanalyse bisher vor allem als ein modelltechnisches Problem behandelt, da davon ausgegangen wird, dass erstens die unterschiedlichen theoretischen Fundierungen und programmiertechnischen Umsetzungen der Modelle und zweitens die jeweiligen – vor allem als Werte von Parametern realisierten – Annahmen für die unterschiedlichen Ergebnisse der Analysen verantwortlich sind (vgl. Forum 1999, ebd. 2002, ebd. 2004a, ebd. 2004b, ebd. 2007, Koch et al. 2003, Bach et al. 2001, Frohn et al. 1998, Frohn et al. 2003).

Von Außenstehenden, aber auch von Wissenschaftlern dieses Feldes selbst, wurden außerdem die subjektiven Entscheidungen der Modellierer (vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 346 und Bach et al. 2001, S. 3) oder gar die unterschiedlichen energiepolitischen Positionen der Institute (vgl. Deutscher Bundestag 2002, S. 347 und Voß 1997, S. 8) für die divergierenden Ergebnisse verantwortlich gemacht.

⁵ Armin Grunwald stellt in diesem Band einen Ansatz vor, mit dessen Hilfe Energiezukünfte – zu denen auch die im vorliegenden Beitrag thematisierten Szenarioanalysen gehören – einer rationalen Bewertung zugänglich gemacht werden können. Das vorliegend beschriebene Forschungsprojekt stellt einen empirischen Beitrag zum dort beschriebenen Vorhaben dar.

4 Gegenstand des Forschungsprojektes

Das im vorliegenden Beitrag beschriebene Forschungsprojekt schließt an die zuvor genannten Arbeiten an, erweitert die dort eingenommene Perspektive aber in folgender Hinsicht: Szenarien zum Thema Energieversorgung werden nicht nur als Ergebnis von Modellrechnungen betrachtet, sondern als Produkt einer diversifizierten wissenschaftlichen Praxis, in der – neben den modellspezifischen Aspekten – eine Vielzahl von Bedingungen und Einflüsse bei ihrer Erstellung wirksam sind. Zu diesen gehören insbesondere die Tätigkeiten der an den Szenarioanalysen beteiligten Wissenschaftler selbst, die Rolle des Auftraggebers bei der Erstellung von Energieszenarien bzw. bei der auftragsinduzierten Modellentwicklung und die institutionellen Bedingungen, unter denen dies jeweils stattfindet. Eine leitende Forschungsfrage des Projektes lautet damit: *Wie werden in den Forschungspraxen verschiedener Institute Szenarioanalysen mittels Modellen durchgeführt?*

Neben die so skizzierte analytische Ebene der Praxis tritt eine zweite Ebene, in der die der Praxis zugrunde liegenden Überzeugungen, Verständnisse und Annahmen in den Blick genommen werden. Die Untersuchung dieser Prämissen erscheint deshalb notwendig, weil davon ausgegangen wird, dass sie das wissenschaftliche Handeln maßgeblich beeinflussen und wiederum selbst durch die etablierte Praxis beeinflusst werden (vgl. Flick 2007, S.82 ff.). Gleichzeitig wurde im Rahmen der bisherigen Untersuchung festgestellt, dass die Prämissen unter denen an den verschiedenen Instituten der Energiesystemanalyse gearbeitet wird, bisher nur selten expliziert wurden und wenn doch, dann Widersprüche erkennen lassen.⁶ Eine zweite leitende Forschungsfrage lautet somit: *Von welchen Prämissen wird in den jeweiligen Forschungspraxen bei der modellgestützten Szenarioanalyse ausgegangen?*

5 Spezielle Forschungsfragen

Da zum einen die *Modellierung des Energiesystems* und zum anderen die *Szenarioanalyse* als Kernelemente der Forschungspraxen identifiziert wurden, ergeben sich für das Forschungsprojekt die folgenden speziellen Fragestellungen:

⁶ Beispielsweise wurden zum Verständnis von „Modell“ unter anderem die folgenden Literaturstellen gefunden: „Dabei sind die Ergebnisse optimierender Systemmodelle nicht als Prognosen zu deuten, sondern als Quantifizierung formaler ökonomischer Theorien.“ (Böhringer 1999, S. 382) und „Aus dem Vergleich zwischen Modelllösung und in der Realität beobachteten Verläufen kann darauf geschlossen werden, inwieweit das Modell die maßgeblichen Zusammenhänge der Realität erfasst.“ (Frohn et al. 2003, S. 111)

Die *Modellierung des Energiesystems* kann als Denkakt aufgefasst werden, in dem ein – als in der Wirklichkeit vorfindlich angenommenes – „Realsystem“ (Forum 1999, S. 23) vereinfacht abgebildet wird. Dieser wird von Annahmen über Modell und Realität geleitet und manifestiert sich wiederum in der Programmierung des Modells, welches dann als Werkzeug in der Praxis der Szenarioanalyse verwendet wird. Die Prämissen werden somit einerseits selbst zu Rahmenbedingungen für die Weiterentwicklung des Modells. Andererseits werden aber viele der einschlägigen Modelle bereits über mehrere Generationen von Wissenschaftlern weiterentwickelt und sind zu umfangreichen Strukturen angewachsen, die von neuen Wissenschaftlern erst erlernt werden müssen. Folglich kann davon ausgegangen werden, dass die programmierten Modelle selbst wieder auf das sich jeweils etablierte Modellverständnis und damit die relevanten Prämissen zurückwirken.

Im so skizzierten Fragenkomplex zur Modellierung des Energiesystems werden sowohl die jeweiligen Prämissen der Modellierung als auch die technische Umsetzung untersucht, wobei die zuvor zitierten vergleichenden Arbeiten der unterschiedlichen Modelltypen zu einer wichtigen Grundlage des Vorhabens werden. Spezielle Forschungsfragen lauten: *Welches Modellverständnis liegt der Modellierung zugrunde und welche Geltung wird dem Modell zugesprochen? Wie wird das Modell jeweils technisch umgesetzt? Wie wird die Geltung des Modells überprüft?*

In einem zweiten Fragenkomplex nimmt das Forschungsprojekt die *Szenarioanalyse* als die zentrale Anwendung von Modellen in der Energiesystemanalyse in den Blick. Ausgehend von der Beobachtung, dass zwar an verschiedenen Literaturstellen ein ähnliches Verständnis des Szenarios als eine bestimmte Beschreibungsform der Zukunft expliziert wird⁷, diese Explikationen aber weiterhin Unterschiede aufweisen⁸ und darüber hinaus die veröffentlichten Szenarioanalysen in Struktur und Inhalt stark divergieren,

⁷ Zum Beispiel: „Szenarien [sind] keine Prognosen, sondern fiktive Zukunftsentwürfe, die Entwicklungen beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und der Vorgabe gewisser Rahmenannahmen als Folge dieser Maßnahmen einstellen.“ (Fahl et al. 2007, S. xii)

⁸ Vergleiche etwa „Neben der unter einem solchen PolitikszENARIO prognostizierten *absoluten Höhe* der endogenen Variablen kann deren Veränderung im Vergleich zum Basisszenario ermittelt werden.“ (Frohn et al. 2003, S. 112; Hervorhebungen durch Autor) und „Bei den numerischen Simulationsrechnungen geht es nicht um eine Zukunftsprognose der wirtschaftlichen Entwicklung, sondern um die vergleichende Analyse alternativer Politikszenarios. Ausschlaggebend für die Ergebnisinterpretation bzw. den Vorteilsvergleich alternativer Entscheidungsstrategien sind die Unterschiede zwischen den Simulationsläufen und *weniger die absoluten Werte*.“ (Böhringer 1996, S. 91 f.; Hervorhebungen durch Autor)

wird das jeweilige Szenarioverständnis selbst im Rahmen des Forschungsprojektes systematisch untersucht.

Ähnlich dem ersten Fragenkomplex wird auch bezüglich der Szenarioanalyse davon ausgegangen, dass enge Verknüpfungen der beiden Ebenen von Praxis und Prämissen bestehen. Denn zum einen wird die Szenarioanalyse als Methode zwar überwiegend epistemologisch begründet⁹, stellt zum anderen aber eine Standardform dar, in der die Energiesystemanalyse Politik- und Unternehmensberatungen durchführt. Dies führt zu der Annahme, dass mit dieser Praxis wiederum eigene Prämissen – beispielsweise in Form eines Verständnisses über gute wissenschaftliche Beratung – verbunden sind, die neben die epistemologische Begründung von Szenarioanalysen treten. In diesem Zusammenhang lauten spezielle Forschungsfragen: *Welches Szenarioverständnis wird zugrunde gelegt und welche Geltung wird den Szenarien zugesprochen? Inwieweit wird diese Geltung durch das verwendete Modell eingeschränkt? Welchen Einfluss auf die Szenarioanalyse hat das Beratungsverhältnis zum Auftraggeber?*

6 Vorgehen

Da die Praxis und die zugrunde liegenden Prämissen der Energiesystemanalyse bisher nicht umfassend systematisch untersucht wurden, wird im hier beschriebenen Forschungsprojekt ein explorativ ausgerichteter Ansatz gewählt, in dem Methoden der qualitativen Sozialforschung zum Einsatz kommen. Als zentrale Methode wird eine in zwei Wellen gestaffelte Befragung der beteiligten Akteure mittels leitfadenbasierter Interviews durchgeführt. Die Untersuchung geschieht damit nicht, indem eine theoretische Erklärung „von außen“ an das Feld der Energiesystemanalyse herangetragen und überprüft wird, sondern durch eine gemeinsame Rekonstruktion der Arbeitsweisen und Überzeugungen mit den beteiligten Akteuren (vgl. Flick 2007, S. 124).

Für die erste Welle der Untersuchung wurden zehn verschiedene einschlägig tätige Institute ausgewählt und dort jeweils ein Interview mit einem in der Szenarioanalyse tätigen Mitarbeiter durchgeführt. Die Auswahl der Institutionen bzw. Interviewpartner erfolgte dabei unter Maßgabe größtmöglicher Variation der eingesetzten Modelltypen, da angenommen wird, dass diese einen entscheidenden Unterschied für die jeweiligen Arbeitspraxen darstellen.

⁹ Insbesondere wird zur Begründung auf die Unsicherheit zukunftsbezogener Aussagen verwiesen, etwa in (vgl. Fishedick 2001, S. 235).

Demnach wurden Interviewpartner ausgewählt, die sowohl über gute Kenntnisse über die jeweils – bei der Durchführung aktueller Szenarioanalysen – eingesetzten Modelle und gleichzeitig – als Autoren einschlägiger Szenariostudien – über Erfahrung in der Politik- und Unternehmensberatung verfügen. Ziel der ersten Welle ist es, die jeweiligen etablierten Praxen und zugrunde liegenden Prämissen möglichst umfassend in den Blick zu nehmen.

In der zweiten Welle sollen zum einen wiederum Interviews mit Mitarbeitern der zuvor untersuchten Institute durchgeführt werden, um Fragestellungen zu behandeln, die in der ersten Welle nicht ausreichend untersucht werden konnten oder sich erst aus ihren Ergebnissen ergeben haben.

Zum anderen sollen in der zweiten Welle aber auch Interviews mit Vertretern einschlägiger beauftragender Institutionen durchgeführt werden. Auf diese Weise wird das Beratungsverhältnis von Auftragnehmer und Auftraggeber als eine wichtige Rahmenbedingung der Praxis der Energiesystemanalyse genauer untersucht, das zwar bereits Gegenstand der ersten Welle war, hier aber nur aus der Perspektive der Auftragnehmer betrachtet werden konnte.

Ziel der Erweiterung um die Sichtweise der Auftraggeber ist es erstens die Praxis der Energiesystemanalyse aus ihrer Perspektive zu rekonstruieren, wobei der Fokus vor allem auf ihre direkten gestaltenden Anteile an einer Szenarioanalyse – etwa durch die Vorgabe bestimmter Parameterwerte – liegt. Zweitens sollen mit diesen Interviews aber auch die Überzeugungen und Annahmen der Auftraggeber in Bezug auf die modellgestützte Szenarioanalyse untersucht werden, indem beispielsweise ihre Geltungserwartung an eine Szenarioanalyse erfragt wird. Ein anschließender Vergleich des Geltungsanspruches seitens der Auftragnehmer und der Geltungserwartung seitens der Auftraggeber soll Hinweise auf die Ursachen unterschiedlicher Interpretationsweisen von Szenarioanalysen geben.

Das hier vorgestellte Forschungsprojekt liefert somit sowohl einen Betrag zur Verständigung und Reflexion innerhalb des wissenschaftlichen Feldes der Energiesystemanalyse, als auch zur gesellschaftlichen Selbstverständigung über die Zukunft der Energieversorgung insgesamt, indem auch Außenstehenden ein besseres Verständnis der Hintergründe modellgestützter Szenarioanalysen ermöglicht wird.

Literatur

- Bach, S.; Bork, C.; Kohlhaas, M.; Lutz, C.; Meyer, B.; Praetorius, B.; Welsch, H. (2001): Die ökologische Steuerreform in Deutschland. Eine modellgestützte Analyse ihrer Wirkungen auf Wirtschaft und Umwelt. Heidelberg: Physica.
- Böhringer, C. (1996): Allgemeine Gleichgewichtsmodelle als Instrument der energie- und umweltpolitischen Analyse. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendung. Frankfurt am Main: Lang.
- Böhringer, C. (1999): Die Kosten des Klimaschutzes. Eine Interpretationshilfe für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen entwickelten Kostenschätzungen. In: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, Nr. 3, Jg. 22: S. 369-384.
- Brinckmann, A. (2006): Wissenschaftliche Politikberatung in den 60er Jahren. Die Studiengruppe für Systemforschung, 1958 bis 1975. Berlin: Ed. Sigma.
- Deutscher Bundestag (2002): Drucksache 14/9400. Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung". Berlin.
- Diefenbacher, H.; Johnson, J. (1987): Energy Forecasting in West Germany. Confrontation and Convergence. In: Baumgartner, T.; Midttun, A. (Hg.): The politics of energy forecasting - A comparative study of energy forecasting in Western Europe and North America. Oxford: Clarendon Press. S. 61-84
- Epple, K. (1979): Theorie und Praxis der Systemanalyse. Eine empirische Studie zur Überprüfung der Relevanz und Praktikabilität des Systemansatzes. Diss: Konstanz.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.) (1999): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Heidelberg: Physica.
- Fahl, U.; Rühle, B.; Blesl, M.; Ellersdorfer, I.; Eltrop, L.; Harlinghausen, D.-C.; Küster, R.; Rehl, T.; Remme, U.; Voß, A. (2007): *Energieprognose Bayern 2030. Forschungsbericht im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie*. [Zugriff am 07.04.2008: <http://elib.unistuttgart.de/opus/volltexte/2007/3372/pdf/FB102.pdf>]
- Fischedick, M. (2001): Vom Würfel zum Energiemodell. In: Langniß, O.; Pehnt, M. (Hg.) (2001): Energie im Wandel: Politik, Technik und Szenarien einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Berlin: Springer, S. 233-240

- Flick, U. (2007): *Qualitative Sozialforschung. Eine Einführung*. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt-Taschenbuch.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.) (2002): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*. Heidelberg: Physica.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.) (2004a): *Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten. Die Rolle erneuerbarer Energieträger*. Münster: LIT.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.) (2004b): *Energiemodelle zum europäischen Klimaschutz. Der Beitrag der deutschen Energiewirtschaft*. Münster: LIT.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hg.) (2007): *Energiemodelle zu Innovation und moderner Energietechnik. Analyse exogenen und endogenen technischen Fortschritts in der Energiewirtschaft*. Münster: LIT.
- Frohn, J.; Leuchtman, U.; Kräussl, R. (1998): *Fünf makroökonomische Modelle zur Erfassung der Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen. Eine vergleichende Betrachtung; Abschlußbericht im Projekt "Modellvergleich" des Wissenschaftlichen Beirats zur Umweltökonomischen Gesamtrechnung*. Stuttgart: Metzler-Poeschel.
- Frohn, J.; Chen, P.; Hillebrand, B.; Lemke, W.; Lutz, C.; Meyer, B.; Pullen, M. (2003): *Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen. Abschätzungen mit zwei ökonomischen Modellen*. Heidelberg: Physica.
- Gonschior, P. (1979): *Die Berücksichtigung Technologischer Entwicklungen in Input-Output-Analysen*. In: Seetzen, J.; Kregel, R.; Kortzfleisch, G. von (Hg.): *Makroökonomische Input-Output-Analysen und dynamische Modelle zur Erfassung technischer Entwicklungen. Mit Beispielen aus der Energietechnik, Rohstofftechnik, Chemietechnik, Maschinenbautechnik*. Basel [u.a.]: Birkhäuser. S. 27-33
- Hake, J.-F. (2000): *Die Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung im Forschungszentrum Jülich*. In: TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 2, Jg. 9: S. 72-76.
- Häfele, W.; Anderer, J.; McDonald, A.; Nakicenovic, N. (1981): *Energy in a Finite World. Paths to a Sustainable Future. Volume 1*. Cambridge, Mass: Ballinger.
- Kahn, H.; Wiener, A. J. (1971): *Ihr werdet es erleben. Voraussagen der Wissenschaft bis zum Jahre 2000*. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Taschenbuch Verlag.

Koch, M.; Jochen H.; Blok, K. (2003): Systematische Analyse der Eigenschaften von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie. Forschungsbericht 299 97 311 UBA-FB 000440 im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Kraus, M. (1988): Energieprognosen in der Retrospektive. Analyse von Fehlerursachen der Prognose/Ist-Abweichung von Energiebedarfsschätzungen in der Bundesrepublik Deutschland von 1950 bis 1980. Diss: Karlsruhe.

Krengel, R. (1986): Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung. (Institut für Konjunkturforschung); 1925-1979. Berlin: Duncker und Humblot.

Levien, R. E. (2000): RAND, IIASA, and the Conduct of Systems Analysis. In: Hughes, A. C.; Hughes T. P. (Hg.): Systems, experts, and computers. The systems approach in management and engineering, World War II and after. Cambridge, Mass. [u.a.]: MIT Press. S. 433-462

Plett, H. (1954): Ökonometrische Nachfrageuntersuchung in der Energiewirtschaft. In: Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts. Band 3. München: R. Oldenbourg.

Reibnitz, U. von (1987): *Szenarien - Optionen für die Zukunft*. Hamburg [u.a.]: McGraw-Hill.

Seetzen, J.; Krengel, R.; Kortzfleisch, G. von (Hg.) (1979): Makroökonomische Input-Output-Analysen und dynamische Modelle zur Erfassung technischer Entwicklungen. Mit Beispielen aus der Energietechnik, Rohstofftechnik, Chemietechnik, Maschinenbautechnik. Basel [u.a.]: Birkhäuser.

Treser, G. (1952): *Die Aufgaben und Ziele der Gesellschaft für praktische Energiekunde e.V.* In: Berichte der Gesellschaft für praktische Energiekunde, Nr.1, Jg.1: S. 2-6.

Voß, A. (1997): Erfahrungen, Grenzen und Nutzen von Energiemodellen. In: Molt, S.; Fahl, U. (Hg.): Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland - Stand der Entwicklung - IKARUS-Workshop am 24. und 25. Januar 1996 im Haus der Wirtschaft Stuttgart. Forschungszentrum Jülich: Zentralbibliothek. S. 1-10

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2050 – Ein Überblick über ausgewählte Szenarien

Dogan Keles, Dominik Möst, Wolf Fichtner

Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland

E-Mail: {dogan.keles;dominik.moest;wolf.fichtner}@kit.edu

Telefon: +49(0)721/608-4566/-4689/-4460

Einleitung und bisherige Entwicklung

Die Auswertung von Energieszenarien leistet einen Beitrag, um energiewirtschaftlich und umweltpolitisch relevante Entwicklungen für Deutschland bis zum Jahr 2050 abzuleiten. Dabei wird die Entwicklung der Energiemärkte auf Basis der Analyse von den Schlüsselgrößen, die in den unterschiedlichen Szenarien aufgeführt werden, dargestellt. Diese Schlüsselgrößen sind maßgeblich von der Entwicklung der Brennstoffpreise und CO₂- Zertifikatspreise abhängig, die im Kapitel 2 unter den Szenarienannahmen näher betrachtet werden. Die in diesem Beitrag analysierten Schlüsselgrößen sind unter anderem der Primärenergieverbrauch (PEV), die Bruttostromerzeugung, die Wärmebereitstellung, die Stromgestehungskosten und Strompreise (siehe Kapitel 3). Bei der Analyse des PEVs sowie der Energiesektoren „Stromerzeugung“ und „Wärmeerzeugung“ stehen die eingesetzten Energieträger im Fokus. So werden die Anteile der einzelnen Energieträger am PEV und an der Strom- und Wärmeerzeugung berechnet und präsentiert. Damit stellt diese Studie auch die Rahmenbedingungen für die auf den verschiedenen Energieträgern basierenden Energietechnologien vor und zeigt Schwerpunkte für „Forschung und Entwicklung“ auf.

Da die Entwicklung des Energiesektors jedoch unterschiedlichen Unsicherheiten und Tendenzen bzgl. der Klimapolitik und der Brennstoffpreise unterworfen ist (siehe [12]), werden in diesem Beitrag verschiedene Szenarien behandelt, die Haupttendenzen im Energiesektor abbilden. Es existiert aber eine Vielzahl an verschiedenen Szenarien, die die Entwicklung des Energiemarktes beschreiben. Die verschiedenen Szenarien lassen sich allerdings in der Regel in drei Hauptszenarien, im Folgenden Szenariowelten genannt, zuordnen. Der im Folgenden dargestellte Überblick über die skizzierten Entwicklungen im Energiemarkt basiert hierzu auf den Szenariowelten „Moderat“,

„Klimaschutz“ und „Extreme Ressourcenverknappung“¹. In diese Szenariowelten, die ein sehr breites Spektrum an Entwicklungen auf dem Energiemarkt abdecken, lassen sich die verschiedenen existierenden Szenarien zuordnen. Dies ermöglicht einerseits „robuste“ Technologien, welche in allen Szenariowelten eine große Rolle spielen, und andererseits auch Technologien, welche bspw. nur in einer Szenariowelt von Bedeutung sind, zu identifizieren. Die Betrachtung wird um eine Szenariowelt zur „Fortsetzung der Kernenergie“ ergänzt. Für jede Szenariowelt wird ein repräsentatives Szenario für die Auswertung herangezogen (siehe Kapitel 2).

Vor der Analyse der Szenarien soll zunächst aber die historische Entwicklung des deutschen Energiesektors anhand des Parameters PEV beschrieben werden:

Der PEV Deutschlands basiert nach wie vor hauptsächlich auf fossilen Energieträgern (siehe [4]). Trotz eines rückläufigen Trends nehmen diese einen Anteil von 81,9% in 2006 ein (s. Abb. 1). Im Gegensatz zu Braun- und Steinkohle ist der Anteil des Erdgases von im Zeitraum von 1990 bis 2006 von 15,6% auf 22,5% gestiegen. Auffallend ist der stetig anwachsende Anteil von Erneuerbaren Energien, der sich innerhalb acht Jahren mehr als verdoppelte (von 2,6% in 1998 auf 5,7% in 2006). Die Nachfrage nach dem wichtigsten Primärenergieträger Mineralöl (35,4% in 2006) und nach der Kernenergie (12,5%) sind wie die Gesamtprimärenergienachfrage in diesem Zeitraum nahezu konstant geblieben.

¹ Ferner ist noch zu erwähnen, dass keine eigene Modellierung von Szenarien durchgeführt wird, sondern die in Kapitel 2 skizzierten Szenarien unter dem Aspekt ausgewertet, ob sie wichtige Rahmendaten (Marktpenetrationsraten, Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise, ...) und Zielwerte für die Rahmendaten (Marktpenetrationsraten, Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise, ...) und Zielwerte für die Rahmendaten (Marktpenetrationsraten, Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise, ...) und Zielwerte für die Technologiebewertung (z.B. Klimaschutz) liefern. Diese Ergebnisse können dann bei der Technologieanalyse herangezogen werden.

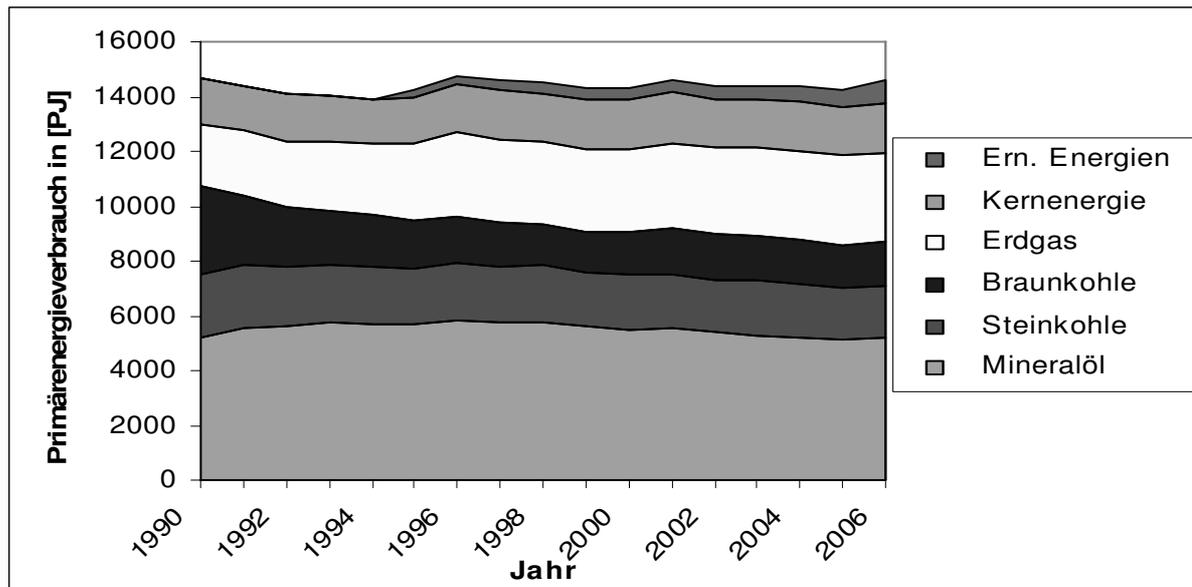


Abb. 1: PEV in Deutschland nach Energieträger (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [3])

Bei der Bruttostromerzeugung ist der Anteil von Erdöl unbedeutend, der von Kohle (47 % in 2007) dagegen dominierend. Auf die Kohle folgen die Kernenergie (22% in 2007) – wenn auch mit einem rückläufigen Anteil - und das Erdgas (11,6%) - mit einem steigenden Anteil - als wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung. Stärker gestiegen ist der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Strommix (auf 14,5% in 2007) aufgrund von Förderinstrumenten (wie das EEG). Somit wurde der Durchschnitt des erneuerbaren Stromanteils der EU-Länder erreicht. Deren erneuerbare Stromerzeugung beruht aber hauptsächlich auf dem hohen Beitrag der Wasserkraft (9,3% in 2007). Die enorme Steigerung der EE in Deutschland begründet sich jedoch vor allem im starken Ausbau der Windkraft, die mit 6,4% in 2007 die wichtigste erneuerbare Energiequelle für die Stromproduktion bildet. Die Windenergie wuchs in den letzten acht Jahren mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von über 28%. Ebenfalls aufgrund des EEG gestiegen ist der Beitrag der Biomasse auf 3,1% in 2007, während der Anteil der übrigen erneuerbaren Technologien, wie z.B. der Photovoltaik, trotz der hohen Fördersätzen bis 2007 noch nicht bemerkbar war.

Szenarienauswahl und -annahmen

Die Szenarioauswertung basiert auf den vier genannten Szenariowelten. Für jede Szenariowelt wurde ein repräsentatives Szenario ausgewählt (siehe Tabelle 1). Weitere

Szenarien weichen in der Regel nur geringfügig von diesen drei Szenariowelten ab und können daher eines dieser Welten zugeordnet werden.

Tabelle 1: Energiewirtschaftliche Szenarien für Deutschland

Szenarien (Kurzname)	Ausbauziel für EE- Strom, CO ₂ - Minderungsziel	Sonstige Merkmale
Moderates Szenario (EWI / Prognos 2006– Ölpreisvariante)	26% der Bruttostromerzeugung aus EE, 28,3% CO ₂ -Minderung in 2030 gegenüber 1990	Einwohnerzahl Deutschlands nimmt ab, 1,4% p.a. Wirtschaftswachstum, technischer Fortschritt steigert Energieeffizienz, Kernenergieausstieg, Emissionshandel weit über die EU hinaus mit moderaten Preisen, Ölpreis 60\$/b real, Förderung EE wird fortgesetzt
Klimaschutz- Szenario (BMU-Leitstudie 2007)	45% der Bruttostromerzeugung aus EE, Minderung des CO ₂ - Ausstoßes um 51,4% in 2030 und 80% in 2050 gegenüber 1990	Demografische und ökonomische Eckdaten aus EWI/Prognos, Fortentwicklung dieser Daten bis 2050, daher leichte Änderungen möglich
Ressourcen-Szenario (GermanHy- Ressourcenszenario)	20% CO ₂ -Minderung in 2020 und 40% in 2040 gegenüber 1990, 20% des Endenergiebedarfs aus EE	Rahmendaten entsprechen denen der EWI/Prognos- Referenzszenario, werden aber bis 2050 extrapoliert. Klimaschutzziele werden vorgegeben, Annahme sehr hoher Primärenergieträgerpreise
Kernenergie-Szenario (Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030)	Bruttostromverbrauch aus EE: Marktergebnis (keine Vorgabe) 30% CO ₂ -Minderung in 2030 gegenüber 1990	Nutzung der Kernenergie wird nicht eingeschränkt, Förderung der EE durch ein EU-weites Integrationsmodell, II: Fortschreibung des NAP II (kostenfreier Zuteilung von CO ₂ -Zertifikaten) IIA: 100% Auktionierung der Emissionsrechte

Diese Szenarien decken die wichtigsten möglichen Tendenzen auf dem deutschen Energiemarkt ab. Ihre Analyse macht somit eine umfassende Berücksichtigung von möglichen Entwicklungen auf dem Energiesektor möglich. Das Moderate Szenario beschreibt den möglichen Verlauf bei den heute gegebenen energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit den bereits beschlossenen Zielen bzgl. des Klimaschutzes und dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Das Klimaschutzszenario berücksichtigt weitergehende Maßnahmen und Ziele zur Reduktion von CO₂-Emissionen. Das Ressourcenszenario zeigt mögliche Entwicklungen auf dem Energiemarkt unter extrem hohen Brennstoffpreisen auf. Sonstige Rahmenparameter, insbesondere bzgl. CO₂- Emissionsminderung werden jedoch vom Moderaten Szenario übernommen. Das vierte Szenario modifiziert das Moderate Szenario, indem es anstelle des Kernenergieausstiegs deren Fortsetzung über 2021 vorsieht. Zur Vereinheitlichung des

Prognosezeithorizontes wurden das Moderate Szenario bzw. das Kernenergieszenario bis 2050 fortgeschrieben.

Neben den in Tabelle 1 beschriebenen Szenarienmerkmalen hängt die Entwicklung der vorhandenen und zukünftigen Energietechnologien stark von der Höhe der Primärenergieträgerpreise ab, insbesondere von den Preisen für die fossilen Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle). Für diese Energieträger werden in den obigen Szenarien unterschiedliche Preisverläufe angenommen.

Unter den Primärenergieträgerpreisen kann der Ölpreis als eine Art „Leitwährung“ gesehen werden, die maßgeblich die anderen Preise bestimmt. Die Ölpreisentwicklung, die den einzelnen hier analysierten Szenarien zugrunde liegt, basiert in der Regel auf Prognosen, bei denen die historische Preisentwicklung bis 2006 berücksichtigt wurde. Daher fällt auf, dass bis auf das Ressourcenszenario, das Klimaschutzenszenario und das WETO 2008- Referenzszenario, die übrigen Szenarien einen sehr mäßigen Preisanstieg des Rohölpreises voraussagen. Während in allen Szenarien der Ölpreis bis 2050 nicht einmal die Marke von real 80\$/bl erreicht (vgl.: Juli 2008: 147\$/bl, November 2008: 51\$/bl), schätzen bisher nur diese drei Szenarien einen Preis über 100\$/bl Rohöl (siehe Abb. 2a). Im November 2008 korrigiert die IEA in dem neuen World Energy Outlook 2008 (WEO 2008) ihre Ölpreisprognose deutlich nach oben. So wird ein realer Preis von über 120\$/b in 2030 vorausgesagt, während im WEO 2007 noch 60\$/b für das gleiche Prognosejahr erwartet wurde.

Mit der Annahme einer extremen Ressourcenverknappung steigt der Rohölpreis am stärksten im Ressourcenszenario, in dem dieser knapp 250\$/bl in 2020 erreicht (würde einem durchschnittlichen Wachstum von über 7% pro Jahr entsprechen) und danach leicht über 200\$/bl in den Folgejahrzehnten bleibt. Abb. 2 illustriert noch mal, dass Prognosen für den Ölpreis weit auseinander gehen, welches die hohe Unsicherheit bei diesem wichtigen Wirtschaftsparemeter widerspiegelt. Die hohen Ölpreisschwankungen der letzten Jahre und die unsicheren Angaben bezüglich vorhandener Reserven und Produktionsanlagen, sowie die schwer abschätzbare Entwicklung alternativer Technologien machen genauere Schätzungen nahezu unmöglich.

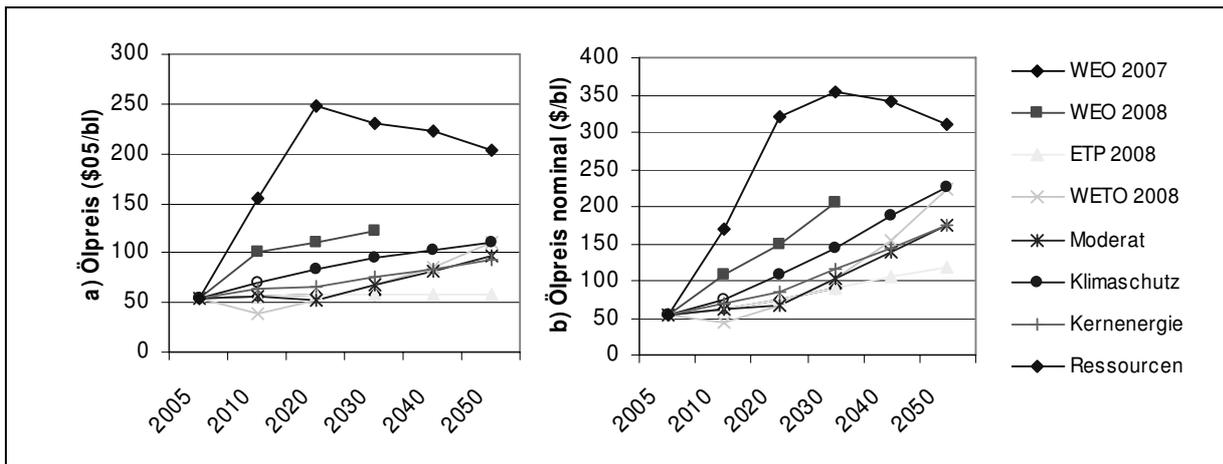


Abb. 2: Prognosen für den Rohölpreis a) real 2005er Preise b) nominal in \$/bl
(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [1; 5; 6; 8; 10; 11])

Ergebnisse

Die in Kapitel 2 vorgestellten Hauptszenarien und Annahmen werden im Folgenden dargestellt, um energiewirtschaftlich wichtige Größen wie Primärenergieverbrauch oder Stromerzeugung zu analysieren. Zunächst jedoch werden mögliche Entwicklungen des globalen Energiemarktes betrachtet, um die Entwicklungen in Deutschland mit der Welt vergleichen zu können.

Primärenergieverbrauch Welt

Angetrieben durch das hohe Wirtschaftswachstum und der steigenden Bevölkerungszahlen wird der Primärenergieverbrauch der Welt in den kommenden Jahrzehnten stark steigen. Die Weltwirtschaft wird bis 2050 auf das Vierfache wachsen und insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern zu einer extrem starken Energienachfrage führen. Ein Teil dieser Nachfrage kann durch effizientere Technologien im Stromsektor (Anlagen mit höherem Wirkungsgrad), Energieeffizienz in der Wärmenutzung (Dämmung etc.) oder alternativen Antrieben im Verkehr ausgeglichen werden. Trotzdem wird eine Verdopplung des weltweiten PEVs bis 2050 im WEO² 2008-Referenzszenario (WEO-Ref, siehe[9]) bzw. ETP-Baseline- Szenario (ETP-Base) und im WETO-Referenzszenario

² Die Studien „World Energy Outlook 2007/2008“ (WEO) und „Energy Technology Perspectives 2050“ (ETP) (s. [10; 11]) werden jährlich von der Internationalen Energieagentur (IEA) der OECD herausgegeben, um mögliche Entwicklungen auf dem Energiemarkt und bei den Energietechnologien bis 2030 bzw. 2050 zu beschreiben.

(WETO-Ref), die die Fortsetzung der heutigen und bis jetzt beschlossenen politischen Maßnahmen bzgl. Klimaschutz und zur Förderung Erneuerbarer Energien (EE) berücksichtigen, nicht verhindert werden können. Aber in den Alternativszenarien WETO-CCC³ und ETP- BLUE MAP (siehe [5; 11]), die ehrgeizigere CO₂-Reduktionsziele verfolgen, ist ein Anstieg des weltweiten PEVs um „nur“ 71% bzw. 39% zu erwarten.

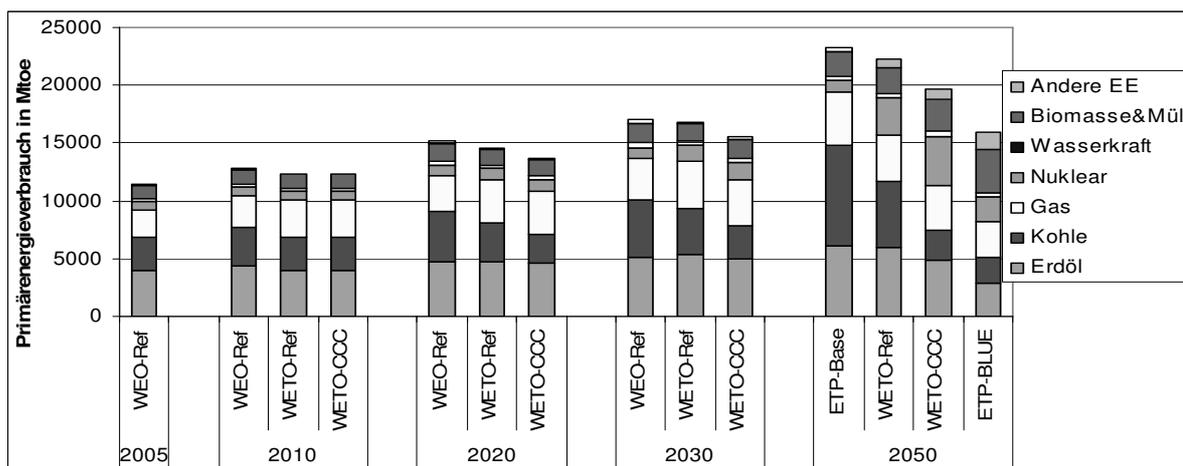


Abb. 3: Weltweiter PEV nach Energieträger (Quelle: Eigene Darst. auf Basis von [5; 10; 11])

Auch die Zusammensetzung des PEVs ist in den verschiedenen Szenarien stark unterschiedlich. Die Europäische Kommission prognostiziert in ihrem WETO-Ref einen deutlichen Anstieg des Beitrages der Kernenergie zum PEV (von 6,8% auf 14,2% in 2050). Im WETO-CCC ist der nukleare Anteil des PEVs mit 21,7% noch stärker als im WETO-Ref. Dagegen fällt der relative Anteil der fossilen Energieträger laut dem WETO-Ref auf 70,7%, im WETO-CCC bzw. im ETP-BLUE MAP sogar auf 58% bzw. 52% bis 2050.

Das Verhältnis der einzelnen fossilen ET untereinander bleibt im WETO-Ref nahezu gleich, verschiebt sich jedoch in den beiden Alternativszenarien deutlich zugunsten des Erdgases, wobei der Anteil der Kohle in diesen Szenarien stark fällt, so dass die Kohle nur noch mit 13% bzw. 14% zum PEV beiträgt.

Der PEV an erneuerbaren Energien steigt stark an und erreicht das Doppelte ihres Absolutwertes von heute im WETO-Ref, der relative Anteil bleibt bei 14% konstant. Im

³ WETO-CCC steht für das Alternative Szenario „Carbon Constraint Case“ im World Energy Technology Outlook 2050 (WETO 2050) der Europäischen Kommission.

Gegensatz dazu spielen im WETO-CCC und ETP-BLUE MAP die Erneuerbaren mit 21 bzw. 35% eine bedeutende Rolle bei der Abdeckung des weltweiten PEVs in 2050 (siehe Abb. 3).

Primärenergieverbrauch Deutschlands

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland geht in allen Szenarien deutlich zurück. Dabei sind sowohl das Ausmaß des Rückgangs als auch die Struktur des deutschen PEVs je nach Szenario sehr unterschiedlich. Während der PEV im moderaten Szenario (siehe [7; 8]) und im Kernenergieszenario (siehe [6]) nur mäßig abnimmt, geht er im Klimaschutzszenario (siehe [1]) und Ressourcenszenario (siehe [2]) stark zurück. Der starke Rückgang des PEVs im Klimaschutzszenario ist anhand der hohen Zielsetzung bzgl. der CO₂-Emissionsminderung zu erklären, wobei im Ressourcenszenario eher die hohen Brennstoffpreise ausschlaggebend sind.

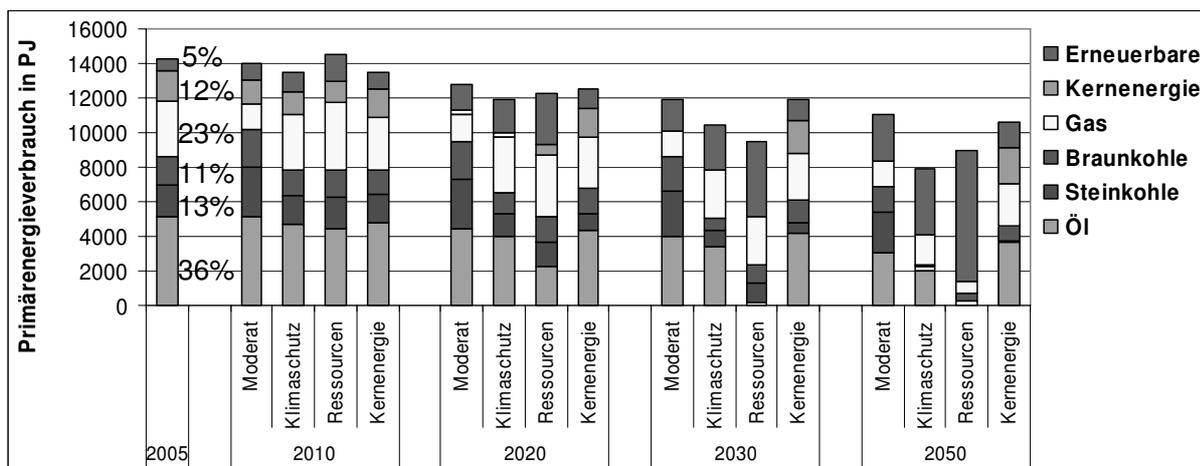


Abb. 4: Entwicklung des PEVs in Deutschland nach Energieträger (Quelle: [1; 6; 8])

Besonders stark geht im Klimaschutzszenario der Anteil der fossilen Energieträger am PEV zurück und beträgt nur noch ein Drittel des fossilen PEVs. Unter den fossilen Brennstoffen spielt die Kohle so gut wie keine Rolle mehr in 2050, lediglich Erdöl und Erdgas tragen zum fossilen PEV bei⁴. Im Ressourcenszenario ist der Beitrag der fossilen Energieträger mit insgesamt 15% verschwindend klein. Erdöl wird in diesem Szenario

⁴ Allerdings wird die Technologieoption CCS im Klimaschutzszenario (BMU 2007, siehe [1]) nicht berücksichtigt. Die Kohleverstromung mit CCS wäre im Klimaschutzszenario unter der Annahme höherer CO₂-Zertifikatspreise auch eine interessante Option.

sogar vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt. Dagegen wird im Klimaschutzszenario der deutsche PEV von 2050 fast zur Hälfte, im Ressourcenszenario sogar zu 85% durch erneuerbaren Energien getragen und somit der starke Rückgang der fossilen Energieträger ausgeglichen, da die Kernenergie, dem beschlossenen Ausstieg entsprechend, ab 2020 so gut wie nicht mehr zur Verfügung steht.

Im Gegensatz zu diesen beiden Szenarien wird im Moderaten Szenario und im Kernenergieszenario nur eine leichte Reduktion des PEVs an fossilen Energieträgern erwartet. Ferner steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien in diesen Szenarien im Vergleich zum Klimaschutzszenario oder Ressourcenszenario erwartungsgemäß langsamer an und liegt in 2050 knapp unter der 25%-Marke im Moderaten bzw. 14%-Marke im Kernenergieszenario. Schließlich ist noch zu erwähnen, dass im Falle der Fortsetzung der Kernenergie, deren Beitrag zum PEV in absoluten Zahlen zwar nur leicht steigt, aber aufgrund der fallenden Gesamtnachfrage nach Primärenergie sie im Vergleich zu 2005 einen höheren relativen Anteil (20,2% in 2050) hat.

Bruttostromerzeugung und Beitrag der Erneuerbaren Energien

Die Bruttostromerzeugung Deutschlands wird laut den meisten Szenarien in den nächsten Jahrzehnten abnehmen. Während im Moderaten Szenario ein leichter Rückgang vorhergesagt wird, fällt die Bruttostromerzeugung im Klimaschutzszenario und im Ressourcenszenario deutlich stärker. Nur das Kernenergieszenario erwartet einen leichten Anstieg der Bruttostromerzeugung (s. Abb. 5).

Die Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland hängt stark von den Zielannahmen bezüglich der CO₂- Reduktion und dem Kernenergieausstieg ab. Im Moderaten Szenario sind die fossilen Energieträger mit einem Anteil von 60% an der Stromproduktion Deutschlands in 2050 dominant, wobei die beiden Kohlearten mit jeweils um die 25% und Erdgas mit knapp 9% zur Stromproduktion beitragen. Die restlichen 40% werden durch die Erneuerbaren Energien gedeckt.

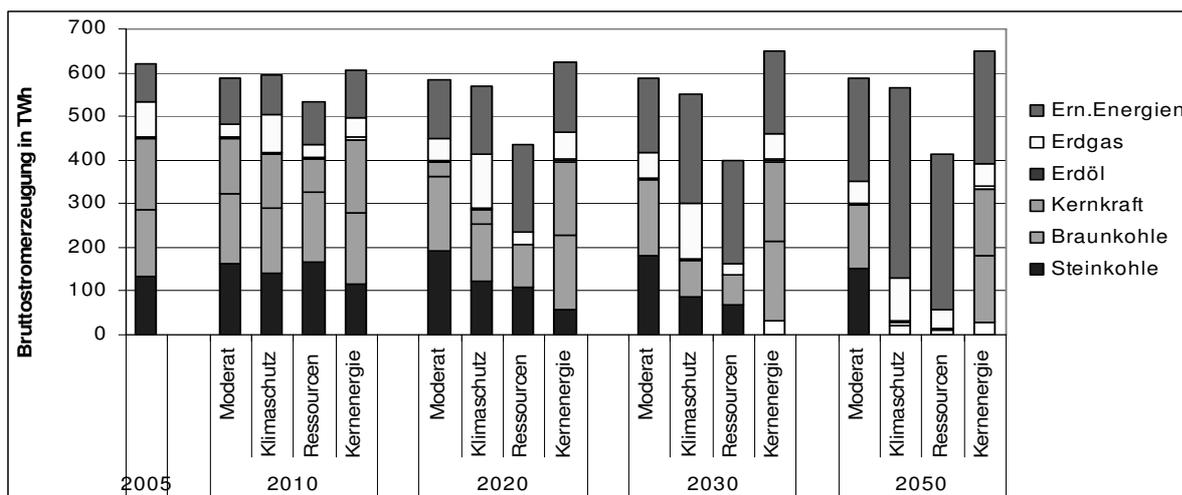


Abb. 5: Entwicklung der deutschen Bruttostromerzeugung
(Quelle: Eigene Darstellung nach [1; 6; 8])⁵

Aufgrund der hohen CO₂- Minderungsziele sind die Erneuerbaren Energien im Klimaschutzenszenario schon ab 2030 die wichtigste Primärenergiequelle bei der Stromerzeugung. In 2050 stammen in diesem Szenario 77% der Gesamtstromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Die fossilen Energieträger, allen voran Stein- und Braunkohle (Anteil von 5% in der Summe), verlieren bis 2050 in diesem Szenario immer mehr an Bedeutung. Nur Erdgas spielt als fossiler Energieträger bei der Stromerzeugung Deutschlands eine Rolle, sein Anteil wächst von 12,7% auf 17,4% in 2050⁶.

Mit 85,6% ist der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Ressourcenszenario sogar höher als im Klimaschutzenszenario und der Anteil der fossilen Energieträger ist mit knapp über 14% in 2050 äußerst gering (im Vergleich zum Wert von heute und zum moderaten Szenario). Verantwortlich für den äußerst starken Rückgang der fossilen Energieträger sind extrem hohe Brennstoffpreise (s. Abb. 2).

Unter den Erneuerbaren Energien hat die Windenergie das größte wirtschaftliche Potential und wird dem entsprechend am stärksten ausgebaut. Während der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung in den nächsten Jahrzehnten nahezu stagniert, ist bei

⁵ Die BMU-Studie trennt die Werte der Bruttostromerzeugung aus Öl und Gas nicht, daher wird hier im BMU-Szenario der Wert der Stromerzeugung aus Erdöl von 2005 konstant fortgeschrieben und vom Gesamtwert für Öl und Gas abgezogen, um die Stromerzeugung für Erdgas zu bestimmen.

⁶ Als Klimaschutzenszenario könnte alternativ auch ein Szenario, das die relativ frühe Einführung (ab 2022) der CCS-Technologie berücksichtigt und somit insbesondere die Braunkohle im deutschen Strommix auch im Klimaschutzenszenario in 2050 noch bedeutend wäre (siehe z.B. das Klimaszenario „Szenario III“ der VDEW-Studie, [6]).

der Windenergie im Vergleich zu heute mit vierfachem (Moderates Szenario) bzw. fast Achtfachem (Klimaschutzszenario) Menge an Strom in 2050 zu rechnen.

Spätestens ab 2030 sind aber stärker werdende Sättigungseffekte bei der Windenergie zu erwarten. Denn selbst im Klimaschutzszenario beträgt das durchschnittliche jährliche Wachstum des Windstroms zwischen 2030 und 2050 nur noch 2%. Dagegen nimmt die Stromerzeugung aus den übrigen erneuerbaren Energietechnologien (Biomasse, Photovoltaik und Geothermie) von 2030 an verstärkt zu.

Entwicklung der Wärmebereitstellung in Deutschland

Bei der Wärmebereitstellung und -nachfrage werden in den kommenden Jahrzehnten große Einsparungen erwartet. Selbst im Moderaten Szenario wird prognostiziert, dass die Wärmeproduktion - auf Strombasis erzeugte Wärme ausgenommen - um 38% bis 2050 zurückgehen wird. Das Klimaschutzszenario sieht für 2050 sogar einen Rückgang des Wärmebedarfs und somit der Wärmeerzeugung auf unter 50% ihres heutigen Wertes. Im Ressourcenzenario sinkt die Wärmeerzeugung bis 2050 drastisch und beträgt weniger als ein Drittel im Vergleich zu heute (siehe Abb. 6).

Die Wärmeproduktion basiert in Deutschland heute sehr stark auf fossilen Energieträgern - mit einem dominanten Anteil von knapp 94%. Unter den Erneuerbaren spielt lediglich die Biomasse mit einem Anteil von 5,9% eine Rolle. An der Bedeutung der fossilen Energieträger für die Wärmeerzeugung wird sich auch in naher Zukunft nichts ändern. So dominieren diese auch in 2030 mit einem Anteil von 65% (Ressourcenzenario) bis 89% (Moderates Szenario) die Wärmeproduktion Deutschlands. Aber die absolute Menge an fossilen Energieträgern, die für Wärme noch gebraucht werden wird, geht bis 2050 von 4664 PJ auf knapp 2600 PJ im Moderaten bzw. auf unter 1200 PJ im Klimaschutzszenario zurück. Somit werden in Deutschland 44% bzw. 75% weniger fossile Brennstoffe für die Wärmebereitstellung gebraucht.

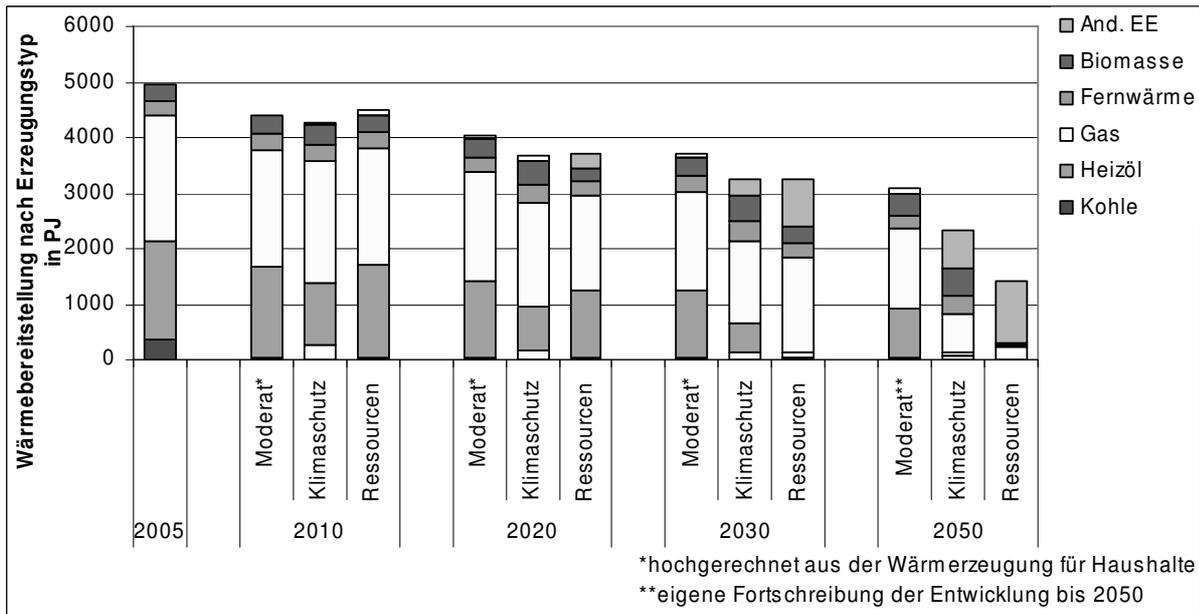


Abb. 6: Wärmebereitstellung in Deutschland nach Energieträger^{7,8}
(Quelle: Eigene Darst. nach [1; 6; 8])

Die erneuerbaren Energien sind bis zum Jahr 2030 sehr stark mit Biomasse vertreten (9% im Moderaten und Ressourcenszenario bzw. 14% im Klimaschutzzenario). Die übrigen Erneuerbaren, wie Solar- und Geothermie, sind in 2030 mit einem Anteil von 26% nur im Ressourcenszenario bedeutend. In diesem Szenario dominieren diese auch die Wärmeerzeugung von 2050 (Gesamtanteil 79%). Im Klimaschutzzenario tragen diese erneuerbaren Energien jedoch „nur“ zu 30% zur Wärmeerzeugung von 2050 bei. Nimmt man noch die Biomasse hinzu, so werden die erneuerbaren Quellen mit 51% die Bereitstellung aus fossilen Energieträgern übertreffen. Im moderaten Szenario fällt die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 16% in 2050 im Vergleich relativ gering aus.

⁷ Die Wärmeerzeugung berücksichtigt nicht die aus Strom produzierte Wärme. Ferner ist die fossile Erzeugung im Ressourcenszenario (GermanHy) in der Literatur zusammengefasst dargestellt und wurde hier durch eigene Berechnungen in die einzelnen ET aufgeteilt. Die Wärmeerzeugung auf Basis industrieller KWK ist nur selten in den Szenarien ausgewiesen und daher ausgelassen (beträgt etwa 2-3% der Wärmeerzeugung).

⁸ Das Kernenergieszenario ist hier nicht berücksichtigt, da es sich nicht vom Moderaten unterscheidet, es unterscheidet sich nur im Stromsektor vom Moderaten

Entwicklung der CO₂- Emissionen

Die jährlichen CO₂- Emissionen fallen je nach Szenario unterschiedlich stark im Prognose-Zeitraum. Das Moderate Szenario sagt eine Reduktion der jährlichen CO₂- Emissionen von knapp 1000 Mio. Tonnen im Basisjahr 1990 auf etwa 578 Mio. Tonnen in 2050 voraus - das entspricht einem Rückgang von knapp 42%. Im Kernenergieszenario wird ein stärkerer Rückgang (um 49%) erwartet. Das Klimaschutzszenario berechnet den stärksten Rückgang mit knapp 52% der in 2030 emittierten CO₂- Menge und 79,9% in zum Jahr 2050, und wird somit der Zielsetzung der Reduktion um 50% bis 2030 und 80% bis 2050 gerecht.

Der Stromsektor hatte mit 414 Mio. Tonnen den größten Anteil an den CO₂- Emissionen von 1990. Dieser Wert fällt im Moderaten Szenario auf 274 Mio. Tonnen in 2050 und entspricht somit 47% der gesamten CO₂- Emissionen von 2050. Im Kernenergieszenario werden die jährlichen CO₂-Emissionen, die der Stromproduktion zuzuordnen sind, sehr stark reduziert, so dass sie nur noch 162 Mio. Tonnen (24,4% der Gesamtemissionen) in 2030 betragen. Im Klimaschutzszenario werden zwar auch deutlich weniger CO₂ durch den Stromsektor freigesetzt, diese sind aber zunächst aufgrund des Kernenergieausstiegs in 2030 mit 37,7% noch über dem Wert des Kernenergieszenarios. In diesem Szenario wird ein starker Rückgang der elektrizitätsbedingten Emissionen auch nach 2030 erwartet, so dass diese mit 43 Mio. Tonnen nur noch 21,4% der CO₂- Emissionen in 2050 ausmachen werden.

Stromgestehungskosten, Strom- und CO₂- Preise ⁹

Die Stromerzeugungskosten lassen sich für die verschiedenen Szenarien nicht direkt vergleichen, da in manchen Szenarien nur die Stromgestehungskosten einzelner Technologien ausgewiesen sind und in anderen Szenarien die Großhandelspreise modellgestützt berechnet werden. Nichtsdestotrotz soll an dieser Stelle ein kurzer Überblick über die genannten Stromerzeugungskosten gegeben werden.

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten ist abhängig vom Energieträger. Bei den erneuerbaren Energien wird ein starker Rückgang der Stromgestehungskosten durch

⁹ Während die Studien der beiden Szenarien „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“ nur die Stromgestehungskosten ausweisen und nicht auf die Strompreisentwicklung eingehen, behandeln die Studien zu den übrigen zwei Szenarien (moderates Szenario und Kernenergieszenario) die Handelspreise, daher werden die unterschiedlichen Größen hier getrennt aufgeführt.

Lerneffekte erwartet. Beispielsweise werden sich die Gestehungskosten des Windstromes (Onshore) im Klimaschutzszenario mit 4,7 Cent/kWh in 2050 halbieren. Noch stärker fallen die Stromgestehungskosten bei der Photovoltaik (PV), so dass ein Rückgang von etwa 52 Cent auf unter 10 Cent erwartet wird. Beim Strom aus fossilen Energieträgern, insbesondere Steinkohle und Erdgas, wird im Klimaschutzszenario ein Anstieg auf mehr als das Doppelte prognostiziert (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Entwicklung der Stromgestehungskosten (05-ct/kWh)

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Klimaschutz- Wasser	5,8	6,2	7,0	7,1	6,9	6,6
Ressourcen Wasser	5,8	6,2	6,9	6,9	6,9	6,6
Klimaschutz Wind- Onshore	9,3	7,8	5,9	5,3	4,9	4,7
Ressourcen Wind- Onshore	9,3	7,4	5,6	5,3	5,3	5,3
Klimaschutz PV	53,1	34,8	14,2	11,4	10,2	9,6
Ressourcen PV	53,1	34,8	14,2	11,4	10,2	9,6
Klimaschutz Gas	3,7	4,9	5,9	7,1	8,2	9,3
Klimaschutz Steinkohle	3,5	4,4	5,1	5,8	6,5	7,3

Während das Klimaschutz- und Ressourcenszenario einen starken Anstieg der Stromgestehungskosten und damit der Strompreise voraussagen, bleiben die realen Strompreise im Moderaten Szenario und im Kernenergieszenario auf einem nahezu konstanten Niveau. Im moderaten Szenario ist nur im Großhandel ein auffälliger Preisanstieg zu erwarten. Der Strompreis steigt in diesem Szenario von derzeit 4,7 Cent/kWh auf 6,9 Cent/kWh (2005-er Preise) in 2030. Bemerkenswert ist, dass dieser Preisanstieg sich im selben Szenario nicht bei den Preisen für die Industrie (Mittelspannungspreise) und für die Haushalte widerspiegelt (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Entwicklung der Strompreise (05-ct/kWh)

	05-ct/kWh	2005	2010	2020	2030
Strompreise (Haushalte)	Moderat	15,9	18,0	17,4	17,5
	Kernenergie	19,5	19,4	18,4	17,9
Strompreise (Industrie)	Moderat	10,7	9,0	8,9	9,4
	Kernenergie	10,7	11	10,7	10,7
Strompreise (Großhandel)	Moderat	4,7	6,2	6,3	6,9
	Kernenergie	4,6	4,1	4,5	4,9

Die Strompreisentwicklung hängt natürlich stark von der angenommenen CO₂- Politik und den damit verbundenen Preisen für CO₂- Zertifikate ab. Auch hier variieren die Szenarien in ihren Erwartungen bezüglich der Entwicklung der CO₂- Zertifikatspreise. Im

moderaten und Kernenergieszenario werden eher stagnierende bis leicht ansteigende CO₂- Zertifikatspreise prognostiziert (15 € im moderaten bzw. 27 € im Kernenergieszenario in 2030). Dagegen nimmt das Klimaschutzszenario ein lineares Wachstum der CO₂- Preise von 10 € pro Tonne in 2010 auf 50 € in 2050 an. Der Verlauf der CO₂- Zertifikatspreise wirkt sich nicht nur auf die Strompreisentwicklung aus, sondern wird in Zukunft auch den Markteintritt CO₂- armer Technologien maßgebend beeinflussen.

Schlussfolgerungen

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der rasante wirtschaftliche Anstieg der Entwicklungsländer den Energiebedarf in der Zukunft weiterhin in die Höhe treiben wird. So wird in den Referenzszenarien mindestens die Verdopplung des globalen PEVs und sogar die Verdreifachung der Bruttostromerzeugung bis 2050 prognostiziert. Nur mit immensen Anstrengungen (siehe Vorgaben BLUE-MAP Szenario, [11]) könnte das Wachstum des PEVs auf „nur“ 39% beschränkt werden.

Die Analyse der deutschen Energienachfrage zeigt auf, dass der PEV und die Bruttostromerzeugung im Gegensatz zur europäischen und globalen Entwicklung eher rückläufig sind. Selbst im Moderaten Szenario und im Kernenergieszenario wird ein Rückgang des PEVs um 23% bzw. 25% bis 2050 erwartet. Neben dem Rückgang der Energienachfrage unterscheidet sich vor allem die Zusammensetzung des PEVs und der Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien.

Im Moderaten Szenario werden zwar der Beitrag der Erneuerbaren Energien zu Stromerzeugung zunächst auf fast 30% in 2030 und auf 40% in 2050 ausgebaut, aber die fossilen Energieträger dominieren immer noch den PEV und die Stromerzeugung, da die Kernenergie wie politisch beschlossen nicht mehr zur Verfügung stehen wird.

Im Klimaschutzszenario geht der PEV stärker zurück und beträgt in 2050 nur noch etwas mehr als die Hälfte des PEVs von heute. Daneben fällt auf, dass in diesem Szenario die erneuerbaren Energien die Hälfte des PEVs und sogar 77% des Bruttostromverbrauchs von 2050 abdecken.

Im Ressourcenszenario wird neben dem starken Rückgang des PEVs (38% bis 2050) und der Stromerzeugung eine nahezu vollständige Umstrukturierung der Energieerzeugung und der Nachfrage prognostiziert. Die fossilen Energieträger haben nur noch einen Anteil

von etwa 15% am PEV und manche Energieträger, wie z.B. Erdöl, werden vollständig durch alternative Energiequellen ersetzt.

Das vierte Szenario, das einzige das die Fortsetzung der Kernenergie in ihren Annahmen noch vorsieht, nämlich das Kernenergieszenario, erwartet neben dem Trend zu erneuerbaren auch eine erkennbare Zunahme der Nuklearenergie. Der Anteil der Kernenergie und der Erneuerbaren Energien wächst in der Summe auf über 63% bei der Stromerzeugung in 2050, wobei beiden Energiequellen ein Anteil von 40% bzw. 23% zugerechnet werden kann.

Somit wird deutlich, dass die unterschiedlichen Rahmenparameter der Szenarien, insbesondere bezüglich der Klimapolitik, den Primärenergiepreisen und der Kernenergie, für die Höhe und für die Zusammensetzung der Energienachfrage ausschlaggebend sind.

Literatur

- [1] BMU, *Leitstudie 2007: "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien"*, BMU, Stuttgart, 2007, www.bmu.de.
- [2] BMVBS, *Abschlussbericht - GermanHy - Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“*, Berlin, 2008.
- [3] BMWI, *Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung*, BMWI, Berlin, 2008, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>.
- [4] European Commission, *Eurostat - Energy Yearly Statistics 2006*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2008.
- [5] European Commission, *World Energy Technology Outlook 2050 - WETO H2*, Office for Official Publications of the European Communities, Bruxelles, 2006.
- [6] EW/EEFA, *Studie - Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*, VDEW, Köln, 2007, [http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/\\$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf](http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf).
- [7] EW/Prognos, *Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage - Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030*, Köln/Basel, 2006.
- [8] EW/Prognos, *Energiereport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*, Oldenburg Industrieverlag, München, 2005.
- [9] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2008*, IEA PUBLICATIONS, Paris, 2008.

- [10] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2007 - China and India Insights*, IEA PUBLICATIONS, Paris, 2007.
- [11] International Energy Agency (IEA), *Energy Technology Perspectives 2008 - Scenarios and Strategies to 2050*, IEA PUBLICATIONS, Paris, 2008.
- [12] Weber, C., *Uncertainty in the Electric Power Industry*, Springer, New York, 2005.

Ein System Dynamics Modell des deutschen Strommarkts – Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis

Tobias Jäger, Susanne Schmidt, Ute Karl

*Universität Karlsruhe (TH), Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER),
76131 Karlsruhe, Deutschland*

E-Mail: {tobias.jaeger; susanne.schmidt; ute.karl}@eifer.uni-karlsruhe.de,

Telefon: +49(0)721/6105-1328/-1375/-1335

1 Einführung

Im Bereich der Energiesystemanalyse werden verschiedene Modelle eingesetzt, um Problemstellungen mit hoher Komplexität zu untersuchen und transparente Entscheidungsgrundlagen abzuleiten. Beispiele für solche komplexen Fragestellungen sind Zusammenhänge zwischen dem Energiesystem und Klimawandel, Liberalisierung, Globalisierung oder energie- und umweltpolitischen Maßnahmen.

Ziel dieses Beitrags ist deshalb neben Modellen wie der linearen Optimierung (LP-Modelle), statischen/rekursiv dynamischen Simulations- oder allgemeinen Gleichgewichtsmodellen zur Entscheidungsunterstützung für die strategische Planung im Bereich Energie als weiteren Modelltyp mit ergänzenden Eigenschaften ein dynamisches Simulationsmodell vorzustellen, das auf der Methodik von „System Dynamics“ beruht.

Dazu wird hier das dynamische Simulationsmodell „Zertsim“ für den deutschen Strommarkt vorgestellt. Schwerpunkte der Modelldiskussion sind die Modelleigenschaften sowie einzelne Modellbestandteile (Submodule). Der Beitrag schließt mit einem exemplarischen Szenario hinsichtlich potenzieller Entwicklungen des Elektrizitätsmarktes in Deutschland.

2 Methode: System Dynamics

Zum Verständnis des Modells „Zertsim“ werden zunächst die Prinzipien der systemdynamischen Modellierung erläutert.

System Dynamics (SD) ist eine von Jay W. Forrester in den 60er Jahren entwickelte Methode zur ganzheitlichen Analyse und (Modell-)Simulation komplexer und

dynamischer Systeme (Forrester 1961). Dabei fördert die Simulation unterschiedlicher Szenarien das Verständnis für das Systemverhalten im Zeitverlauf.

Kernelemente von Modellen, die der System Dynamics Methodik folgen, sind Variablen in mathematischen Gleichungen, die Bestands- („Stocks“) und Flussgrößen („Flows“) sowie kausale Beziehungen mittels kurz-, mittel- und langfristiger Schleifen („Causal loops“) wiedergeben.

Dabei sind die Variablen miteinander in Form von Rückkopplungsschleifen („Feedback loops“) verbunden. Je nach dem beobachteten Effekt wird bei diesen Rückkopplungsschleifen zwischen verstärkenden („Reinforcing loops“) und ausgleichenden Schleifen („Balancing loops“) unterschieden. Rückkopplungen entstehen dann, wenn beispielsweise eine Variable X auf Variable Y einwirkt und Variable Y ihrerseits Variable X beeinflusst durch eine indirekte Kette von Ursachen und Wirkungen. Deshalb wird in der Methodik von System Dynamics davon ausgegangen, dass es nicht möglich ist, die Beziehung von X zu Y unabhängig zu der Beziehung von Y zu X zu analysieren. (Forrester 1977)

Hinsichtlich eines Energiesystemmodells beschreiben die verschiedenen Schleifen die essentiellen Bestandteile wie Technologien, Nachfrage, Investitionen, Preisbildung etc.. Die Hauptentwicklungen des Systems können mittels dieser Schleifen simuliert und analysiert werden.

Hauptkennzeichen solcher Modelle sind, dass sie dynamisch sind und vielfältigste Kausalbeziehungen abbilden können. Dadurch ermöglichen sie sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungen komplexer Systeme mit ihren Änderungen im Zeitablauf. Solche Modelle können damit Grundlagen für Entscheidungsträger in Politik, Unternehmen oder Gesellschaft liefern.

3 Anwendungsbereiche systemdynamischer Modelle

SD Modelle finden mittlerweile weltweit eine breite Anwendung. Beispielsweise unterstützen solche Modelle umweltbezogene Analysen, Planungen und Politikdesign, öffentliches Management und Politikberatung, biologische und medizinische Studien oder Kulturmanagement. Nachfolgend werden exemplarisch neuere Arbeiten aufgeführt, die dem Bereich der energie- bzw. umweltbezogenen Analysen zugeordnet werden können:

Hinsichtlich Energie bezogener Fragestellungen wird dieser Modelltyp z.B. für Untersuchungen zum Verhalten von Elektrizitätsmärkten (Beall 2007) herangezogen.

Ein weiteres wesentliches Gebiet, bei dem System Dynamics Modelle zum Einsatz gelangen, sind Umwelt bezogene Politikinstrumente (Globaler CO₂-Emissionshandel (Seysel 2007), Grüne Zertifikatsmärkte (Bier 2007), Gebühren auf Produktionskapazitäten (Ellison et al. 2007), Vergleich von CO₂-Steuern und handelbaren Quoten (Assuad et al. 2006).

Außerdem werden dynamische Simulationsmodelle zur Analyse des Einsatzes alternativer Erzeugungstechnologien genutzt (dezentrale Elektrizitätserzeugung (Hollmann 2006), umweltfreundliche alternative Antriebstechnologien im Automobilssektor (Bosshardt et al. 2007).

Ein weiteres Anwendungsfeld von System Dynamics sind Untersuchungen zur Ressourcenverfügbarkeit (Analyse von Rohstoffreserven (Forrest 2006)), speziell von Gas (Comaschi 2007) sowie der Vergleich fossiler und erneuerbarer Energien (Bartoszczuk 2006).

Studien unter Zugrundelegung von System Dynamics existieren auch bezüglich der Diffusion energie-effizienter Innovationen in Gebäuden (Groesser et al. 2006) sowie zu Investitionsentscheidungen (Einfluss von Kohlenstoffmärkten auf das Elektrizitätssystem (Ford 2006), Planungsmodelle für die Öl- und Gasindustrie (Johnson 2006)).

4 Das „Zertsim“ Modell

Das hier vorgestellte dynamische Simulationsmodell „Zertsim“ wird für Simulationen von Effekten hinsichtlich der Struktur des Energiesystems und des Systemverhaltens der Energiemärkte genutzt. Beispielsweise können Einwirkungen unterschiedlicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (z.B. Wirtschaftswachstum) oder verschiedener umweltpolitischer Instrumente (z.B. CO₂-Steuern oder -emissions-zertifikate, Grüne Zertifikate oder andere umweltbezogene Restriktionen) auf die Strompreis-, Emissions- oder Produktionskapazitätsentwicklung im Energiesektor untersucht werden, woraus Handlungsempfehlungen zur Entscheidungsunterstützung abgeleitet werden können.

Ziel des Simulationsmodells „Zertsim“ ist insbesondere die Analyse des kurz- und langfristigen Preisverhaltens (Spotpreis und Durchschnittspreis) des Elektrizitätsmarkts, insbesondere als Folge von verschiedenen Energie- und Umweltpolitiken. EIFER hat das dynamische Simulationsmodell „Zertsim“, das auf dem „System Dynamics“ Ansatz

beruht, in einer ersten Entwicklungsstufe für die Analyse des Elektrizitätsmarktes in Deutschland erarbeitet. Es umfasst einen Betrachtungszeitraum vom Jahr 1998 bis 2026. Das Modell baut auf einer Arbeit von K. Vogstad auf, der ein vergleichbares Modell für den Elektrizitätsmarkt der nordischen Länder entwickelte (Vogstad 2004).

Die aktuelle Version von „Zertsim“¹ weist kurze Rechenzeiten von ca. einer Minute auf: Durch die Variation der Inputparameter und unmittelbare Ergebnispräsentation eignet sich das Modell zur Unterstützung von Diskussionen über die Zukunft der Energiemärkte in Workshops, zur Entscheidungsunterstützung bei Investitionen in dezentrale und erneuerbare Energien beim Kunden vor Ort.

„Zertsim“ wurde mit der Software VENSIM© umgesetzt, die umfangreiche grafische Unterstützung sowohl bei der Programmierung als auch bei der Ergebnisdarstellung bietet.

5 Modelleigenschaften

Nachfolgend werden die spezifischen Modelleigenschaften des entwickelten dynamischen Simulationsmodell „Zertsim“ tabellarisch wiedergegeben.

¹ Stand. Dezember 2008

Tabelle 1: Übersicht Modelleigenschaften des Modells "Zertsim"

Modelleigenschaften	"Zertsim"
Modelltyp	Dynamische Simulation mit der Methodik System Dynamics, myopisch
Ein-Wirtschaftssektormodell	Elektrizitätssektor
Ansatz	Deskriptiv
Techno-ökonomisch	Beschreibung der Technologien auf dem Aggregationsniveau der Energieträger bzw. Umwandlungstechniken (Uran, Erdöl, Erdgas, Erdgas Spitzenlastturbinen, Erdgas CCS, Steinkohle, Steinkohle CCS, Braunkohle, Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Wind onshore, Wind offshore, Fotovoltaik)
Modellansatz	Bottom-up, angebotsseitig orientiert
Technischer Fortschritt und Ressourcenverfügbarkeit	Partiell enogen
Multi-Periodisch/Zeithorizont	In Jahresschritten, 1998 - 2026
Geographischer Bezug	National, Deutschland, (Eine internationale Stromverbindung zum übrigen Europa)
Umweltbezogene Politikinstrumente	CO ₂ -Steuer, Einspeisevergütungen, optional Ausstieg/Nicht-Ausstieg aus der Nuklearstromerzeugung
Nachfrageseite	Aggregation der Lastkurven, keine Unterscheidung zwischen einzelnen Sektoren (wie Industrie, Tertiär, Verkehr etc.)
Verhalten der Marktakteure	Keine Unterscheidung einzelner Akteure mit individueller Verhaltensfunktion

5.1 Modellbeschreibung

Im Modell "Zertsim" wird der deutsche Strommarkt durch kurz-, mittel- und langfristige Rückkopplungsschleifen wiedergeben. Dieser Modelltyp erlaubt es somit, Kausalbeziehungen zwischen verschiedenen Variablen (z.B. Erhebung einer CO₂- Steuer und Ausmaß der Auswirkung auf den Strompreis) aufzuzeigen, wobei eine Variable multi-kausal von mehreren anderen beeinflusst wird.

Schaubild 1 veranschaulicht neben den direkten und indirekten Effekten auch die verschiedenen Zeithorizonte dieser Effekte. So beeinflussen sich z.B. Angebot und Nachfrage in einer kurzfristigen Schleife („Demand balance“), während Lernkurven („Learning curve“) und Ressourcenverfügbarkeit („Resource availability“) sich mittel- bzw. langfristig ändern. Dieses Kernmodell ist angelehnt an die Struktur des „KRAFTSIM“ Modells von K.-O. Vogstad für den nordischen Strommarkt (Vogstad 2004).

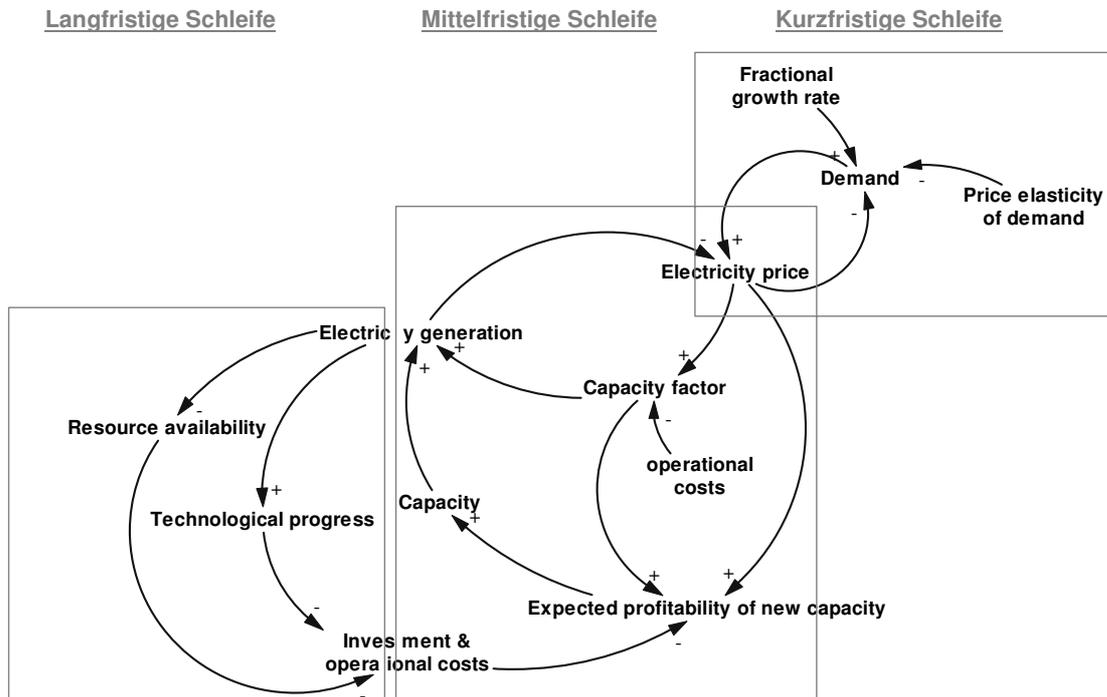


Schaubild 1: „Causal loop diagramm“, Kernmodell von „Zertsim“ (eigene Darstellung)

Mit Hilfe seines dynamischen Mechanismus ist das Modell in der Lage Zeitverzögerungen und Marktunvollkommenheiten aufzuzeigen, die temporär zu Marktungleichgewichten führen. Zudem sind langfristig sich einstellende Marktgleichgewichte potenziell ein Ergebnis von Politiken und Modellstruktur und nicht eine Modellannahme wie z.B. in LP-Modellen.

Wegen des dynamischen Marktmechanismus ist „Zertsim“ ein Modell ohne vollkommene Voraussicht. Die zeitliche Entwicklung von Inputparametern über den ganzen Betrachtungszeitraum wird nur durch den jeweiligen Anfangswert und Entscheidungsregeln bestimmt. Folglich sind beispielsweise die Kapazitäten der einzelnen Elektrizitätsproduktionstechnologien das Ergebnis der Entwicklung über die Zeit und nicht notwendigerweise kostenoptimal in Bezug auf den gesamten Betrachtungszeitraum.

5.2 „Zertsim“ als Ein-Sektor-Modell

Das „Zertsim“ Modell konzentriert sich auf den Wirtschaftssektor der Elektrizitätserzeugung und berücksichtigt dabei nicht wie in allgemeinen

Gleichgewichtsmodellen andere Wirtschaftsbranchen. So kann dieses Modell gegenwärtig nur zu Analysen im Elektrizitätssektor herangezogen werden, ohne die Auswirkungen auf andere Wirtschaftssektoren einzubeziehen. Grundsätzlich ist es möglich die Wechselwirkungen mit dem Wärmemarkt in dem Modell zu erfassen, wenngleich das gegenwärtig noch nicht der Fall ist.

5.3 Deskriptiver Ansatz

Der deskriptive Charakter von „Zertsim“ bedeutet, das Modell hat keine Zielfunktion. Es zeigt vielmehr die Wirkungen von Variablen auf andere an, ohne dabei einer normativen Zielsetzung zu folgen (wie z.B. der Kostenminimierung eines Energiesystems), wie das bei präskriptiven Modellen geschieht.

5.4 Techno-ökonomisches Modell

Nicht nur der deskriptive Charakter ist für „Zertsim“ kennzeichnend, sondern auch die Beschreibung der Technologien durch technische, ökonomische und umweltbezogene Parameter (techno-ökonomisches Modell). Dabei sind die Parameter von Kraftwerken auf der Angebotsseite des Elektrizitätsmarktes auf dem Aggregationsniveau von Technologieklassen der Energieträger bzw. der Umwandlungstechniken modelliert (Uran, Erdöl, Erdgas, Erdgas CCS, Erdgas Spitzenlastturbinen, Steinkohle, Steinkohle CCS, Braunkohle, Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Wind onshore, Wind offshore, Fotovoltaik). Unterschiedliche Technologiegrößen und Funktionsprinzipien (z.B. Carnot- oder Rankine- Zyklus Verbrennungsmotor, Gasturbine etc.) werden in der gegenwärtigen Stufe der Modellentwicklung nicht betrachtet.. Jede Technologie unterscheidet sich hinsichtlich Investition und Betriebskosten, CO₂-Emissionen, Ressourcenpotential und seinem Potential für technischen Fortschritt.

Tabelle 2 zeigt die wichtigsten Input- und Outputvariablen

Tabelle 2: Hauptinput- und Outputparameter

Input	Output
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Stromnachfrage</i> • <i>Brennstoffpreise</i> • <i>Investitionsabhängige und variable Kosten</i> • <i>Einspeisevergütungen, CO₂-Steuern</i> • <i>Kapazitäten und Laufzeiten der Nuklearkraftwerke</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Elektrizitätspreis (Spotpreis und Durchschnittspreis)</i> • <i>Produktionskapazitäten je Energieträger</i> • <i>Produzierte Elektrizitätsmengen je Energieträger</i> • <i>CO₂-Emissionen</i>

5.5 Technischer Fortschritt und Ressourcenverfügbarkeit

Wesentliche Modellbestandteile mit Blick auf eine langfristige Einflussnahme auf das Energiesystem sind Technologischer Fortschritt und Ressourcenverfügbarkeit. Sie sind zum Teil endogen über Lernkurven modelliert, was bedeutsam für die Evaluierung von Politiken zur Stimulierung des Einsatzes neuer Erzeugungstechnologien ist.

5.6 „Bottom-up“ Modellansatz

Wie die meisten anderen Simulationsmodelle basiert „Zertsim“ auf einem sogenannten „Bottom-up“ Ansatz. Das heißt, die Technologien zur Elektrizitätsproduktion werden einzeln dargestellt und ggf. mit einem relativ hohen Detaillierungsgrad beschrieben – im Gegensatz zu Top-down Modellen mit einem hohen Aggregationsgrad der Technologien. Bei Top-Down Modellen werden die Technologien durch Produktionsfunktionen beschrieben, wie dies z.B. bei Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen geschieht.

5.7 Multi-Periodisch/Zeithorizont

Der Zeithorizont für das Modell ist das Jahr 2026, um mit dem Modell Politiken analysieren zu können, deren Zielwerte sich auf das Jahr 2020 beziehen. Was den Analysegrad betrifft, ist „Zertsim“ in der Lage Änderungen der Outputparameter über den gesamten Betrachtungszeitraum vom Jahr 1998 bis 2026 in Jahresabständen abzubilden. Dabei sind Änderungen in der Nachfrage und fluktuierende Energien auf wöchentlichem Niveau für ein ganzes Jahr modelliert. Andere Zeitfenster auf Tages-, Monats oder saisonaler Basis sind jedoch möglich zu integrieren.

5.8 Geographischer Bezug

Das Modell berücksichtigt Deutschland als liberalisierten Elektrizitätsmarkt. Hinsichtlich des internationalen Übertragungsnetzes werden Austauschbeziehungen zwischen Deutschland und dem übrigen Europa als Gesamtvolumen pro Jahr modelliert, jedoch als begrenzt und aus Einfachheitsgründen über den Zeitraum als konstant angenommen. Das Übertragungsnetz zwischen den einzelnen europäischen Staaten wird hingegen nicht beschrieben, ebenso wenig das Netz innerhalb von Deutschland. Es wird hinsichtlich der Elektrizitätspreisentwicklung von keinem Einfluss der Übertragungskapazitäten ausgegangen, also eine ausreichende Übertragungskapazität innerhalb Deutschlands auch bei steigender Stromproduktion unterstellt. Auch wird nicht zwischen Energieversorgungsunternehmen und privaten Haushalten als Produzenten unterschieden. Jedoch ist eine Erweiterung des Modells um weitere europäische und außereuropäische Länder möglich.

5.9 Umweltbezogene Politikinstrumente

Gegenwärtig sind mit Modellfokus Deutschland Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien sowie die Einführung einer CO₂-Steuer als Politikoptionen vorgesehen. Dies ist deshalb erfolgt, weil Einspeisevergütungen als wichtigste Unterstützung zur Förderung der Erneuerbaren Energien angesehen werden. Zudem kann im Modell ab dem Jahr 2009 eine CO₂-Steuer eingeführt werden, um in erster Näherung die Auswirkungen von Emissionsbeschränkungen wie z.B: das CO₂-Emissionshandelssystem der EU berücksichtigen zu können. Ferner wurde eine Wahlmöglichkeit hinsichtlich der Simulation des Ausstiegs aus der Kernenergienutzung in Deutschland oder der Laufzeitenverlängerung geschaffen.

5.10 Elektrizitätsachfrage

Die Nachfrageseite ist abgebildet als aggregierte Lastkurve. Es wird jedoch keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Wirtschaftssektoren (Industrie, Haushalte, Tertiär, Verkehr, Landwirtschaft) bzw. Industriebranchen vorgenommen, was jedoch möglich wäre.

5.11 Verhalten der Marktakteure

Im Modell wird den Marktakteuren ein begrenzt rationales Verhalten hinsichtlich ihrer Investitionen in Erzeugungskapazitäten unterstellt. Zudem werden Zeitverzögerungen bezüglich der Verfügbarkeit von neuen Kapazitäten berücksichtigt, indem die Zeit für Antragsstellung und den Bau von neuen Erzeugungsanlagen, die je Energieträger und Technologie variieren, modelliert werden. Zudem wird die Erwartungsbildung im Markt explizit im Modell erfasst. Eine individuelle (unterschiedliche) Verhaltensfunktion der Marktteilnehmer, wie sie in einem Multi-Agenten-Ansatz zum Ausdruck käme, ist in „Zertsim“ nicht integriert, jedoch bei einem System Dynamics basierten Modell grundsätzlich möglich.

Neben den Eigenschaften des Modells lässt sich „Zertsim“ auch durch seine wesentlichen Rückkopplungsschleifen sowie durch die Struktur des Modells (Submodule) beschreiben.

6 Wesentliche Rückkopplungsschleifen

Für Simulationsmodelle, die dem System Dynamics Ansatz folgen, ist die Modellierung von Kausalschleifen ein wesentliches Kennzeichen. „Zertsim“ enthält in Anlehnung an (Vogstad 2004) fünf Hauptschleifen (causal loops), die in Tabelle 3 aufgeführt sind.

Tabelle 3: Hauptschleifen im „Zertsim“-Modell

- Nachfrage Schleife
- Kapazitätsakquisitionsschleife
- Anlagenauslastungsschleife
- Technologischer Fortschritt Schleife
- Ressourcenabbauerschleife

Die „Nachfrageschleife“ ist die wichtigste Schleife in Bezug auf das Preisverhalten auf dem Elektrizitätsmarkt als Kernbestandteil des Modells. Die Elektrizitätsnachfrage reagiert auf Preisänderungen. Höhere Elektrizitätspreise reduzieren die Nachfrage und umgekehrt. Als Ausgleich gegenüber der Angebotsseite von Elektrizität ist die „Kapazitätsakquisitionsschleife“ hervorzuheben. Diese beschreibt den Prozess der Genehmigung einer Anlage sowie deren Investition und Bau von neuen Produktionskapazitäten.

Des Weiteren wird die Angebotsseite durch die „Anlagenauslastungsschleife“ determiniert. Durch diese Schleife wird die Nutzung der einzelnen Kapazitäten je

Technologiekategorie in Abhängigkeit vom Elektrizitätspreis koordiniert. Als weitere wichtige Interaktion der Variablen ist die Schleife anzusehen, die den technologischen Fortschritt bestimmt. Diese bringt die Kostendegression infolge kumulierter Erfahrung durch Kapazitätssteigerungen in der jeweiligen Technologiekategorie zum Ausdruck. Der technologische Fortschritt wirkt sich langfristig auf die Kosten und somit auf den Kapazitätsausbau der jeweiligen Technologiekategorie aus. Technologischer Fortschritt ist teilweise exogen hinsichtlich der Investitionen und gänzlich exogen bezüglich Effizienzverbesserungen modelliert. Schließlich sei die „Ressourcenabbau-Schleife“ hervorgehoben. Sie steuert den Abbau der verbleibenden verfügbaren Ressourcen. Dabei ist die Ressourcenverfügbarkeit im Modell teilweise exogen vorgegeben, und es wird eine unbegrenzte Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen unterstellt.

7 Bestandteile des Modells (Submodule)

Nachdem die Hauptschleifen vorgestellt wurden, die den Kern des Modells ausmachen, wird im Folgenden die Struktur des Modells durch die Submodule dargestellt, auf die sich die Schleifen beziehen. So bildet das Modell „Zertsim“, wie in Tabelle 4 aufgeführt, den deutschen Elektrizitätsmarkt und seine Entwicklung im Wesentlichen durch elf Submodule ab.

Tabelle 4: Wesentliche Submodule von „Zertsim“

- Marktpreisbildung für Elektrizität
- Einsatz der Erzeugungskapazitäten
- Nachfrage
- Austausch
- Profitabilitätsberechnung
- Kapazitätserweiterung
- Alter der Produktionskapazitäten
- Ressourceneffizienz
- Technologischer Fortschritt
- Ressourcenverfügbarkeit
- CO₂-Emissionen

Exemplarisch werden die beiden wesentlichen Submodule „Marktpreisbildung für Elektrizität“ sowie „Wirtschaftlichkeitsberechnung“ im Detail diskutiert.

7.1 Marktpreisbildung für Elektrizität

Das bedeutendste Modul in „Zertsim“ ist die Marktpreisbildung. Dabei wird die kurz- und langfristige Preisbildung unterschieden, um die Dynamik des Elektrizitätsmarkts und speziell die ökonomischen Auswirkungen von umweltbezogenen Politikinstrumenten auf die Preisstellung analysiert zu können.

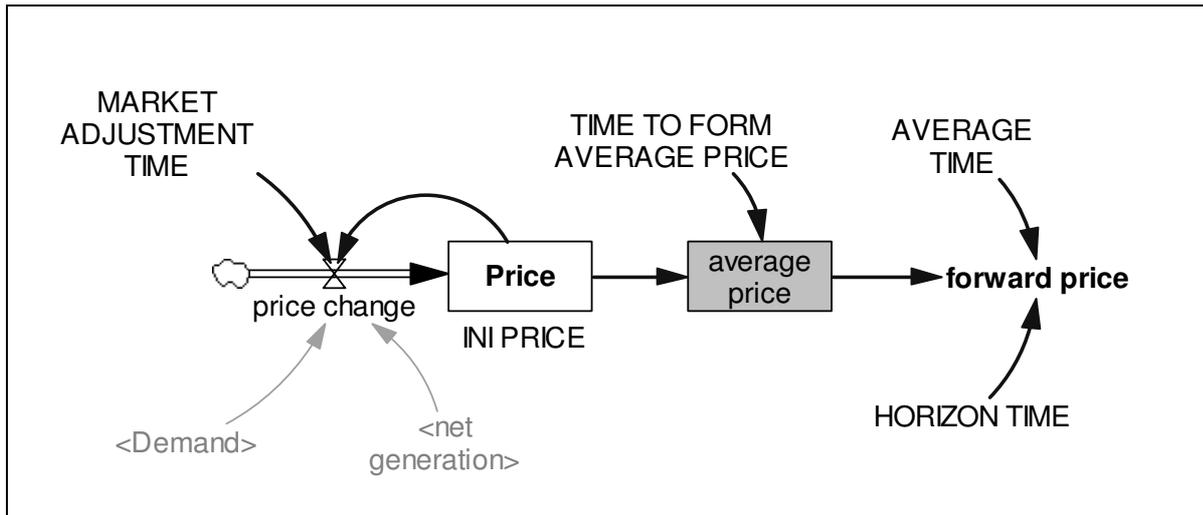


Schaubild 2: Submodul des *Elektrizitätsmarktpreises*

Änderungen des Preises werden verursacht durch Unterschiede zwischen Angebot (Nettostromerzeugung) und Nachfrage. Die Angebote durch die einzelnen Technologieklassen werden entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten am Markt unterbreitet. Der „Spotpreis“ ist derjenige, bei dem die kurzfristigen Grenzkosten gleich der letzten Einheit der Nachfrage sind (Merit-Order Prinzip). Die Preisanpassung ist ein Prozess, der Zeit erfordert. Die exogen vorgegebene Zeit beträgt in „Zertsim“ 3 Tage.

Zudem werden, wie Schaubild 2 zeigt, Einschätzungen hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung mittels des Durchschnittspreises und des zukünftigen Preises gebildet. Der Durchschnittspreis ergibt sich aus dem Durchschnitt aller Spotpreise eines Jahres. Der zukünftige Preis setzt sich aus dem gleitenden Durchschnitt der Spotpreise der letzten drei Jahre zusammen, extrapoliert auf die nächsten zwei Jahre. Letzterer geht im Modell in die Berechnung des Kapazitätsfaktors zum Einsatz der Erzeugungskapazitäten und in die Rentabilitätseinschätzung ein, die wiederum für den Neubau von Produktionskapazitäten genutzt wird.

7.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Investitionen in elektrizitätserzeugenden Technologien basieren auf gegenwärtigen Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätspreises und die damit verbundenen zu erwartenden Gewinne dieser Investition. Die Gewinnermittlung im „Zertsim“ Modell lässt sich im Wesentlichen durch zwei Parameter kennzeichnen (Schaubild 7). Dies sind die Ermittlung des Return on investment (ROI) und die der langfristigen Grenzkosten.

Der ROI drückt das Verhältnis von erwartetem betrieblichem Gewinn zu den Investitionskosten einschließlich den Betriebs- und Unterhaltungskosten aus. Zu seiner Berechnung wird ein interner Zinssatz von 7% angesetzt und die Amortisationszeit der Investition definiert. Der sich aus diesen Elementen zusammensetzende Annuitätsfaktor verteilt die Investitionen in Form von Abschreibungen über die Zeit.

Der zweite wichtige Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die langfristigen Grenzkosten. Ausgehend von den Einschätzungen des zukünftigen Elektrizitätspreises kann der damit in Verbindung stehende erwartbare betriebliche Gewinn abgeleitet werden. Dieser wird dann zur Ermittlung des ROI herangezogen.

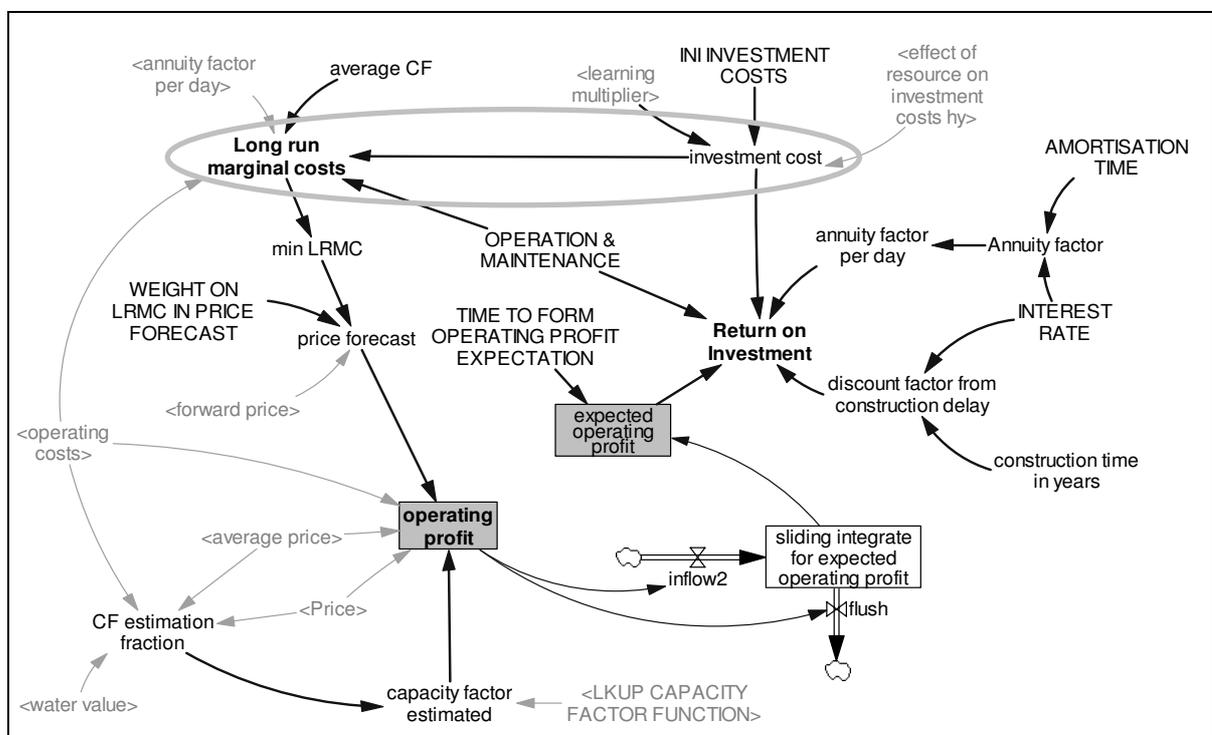


Schaubild 7: Submodul zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

8 Anwendungsbeispiel von „Zertsim“

Nach der Diskussion der Eigenschaften und Bestandteile des Modells „Zertsim“ sollen im Folgenden mögliche Ergebnisse betrachtet werden, die das Modell liefern kann. Die Schaubilder des ermittelten Szenarios sind ein Beispiel für die anschauliche Ergebnisdarstellung des Modells.

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Eingangsparameter für das Beispielszenario.

Tabelle 5: Parameter Beispielszenario

Merkmal/Szenario	„Beispiel-Szenario“
Stromnachfrage	<i>Steigt um 1,5%/Jahr</i>
Preisentwicklung (Erdgas)	<i>+ 50 - 60% bis 2020</i>
Preisentwicklung (Kohle)	<i>+ 100% bis 2020</i>
Einspeisevergütung	<i>Um +/- 5% Veränderung pro Jahr</i>
Höhe CO₂-Preis	<i>40 Euro/ t CO₂</i>
Zukunft Kernkraft	<i>Ausstieg bis 2021</i>

Die Preissteigerungsraten für die Nachfrage als auch die gesamten Preissteigerungen für die beiden Rohstoffe Gas und Kohle beziehen sich auf den Zeitraum zwischen den Jahren 2005 und 2020.

Die CO₂-Steuer als fester Satz für die Bepreisung der CO₂-Emissionen als modelltechnischer Ansatz für CO₂-Beschränkungen wird im Jahr 2009 eingeführt und die Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien ab dem Jahr 2005.

Ergebnisse des Modells werden hinsichtlich der Entwicklung des Strompreises sowie für den Mix der produzierten Strommenge und die CO₂ Emissionen vorgestellt.

Schaubild 13 veranschaulicht die Änderung der Zusammensetzung der produzierten Strommengen mit unterschiedlichen Technologien der Jahre 2005 und 2020. Dazu wurden das Jahr 2005 als Basisjahr für die Entwicklung der Nachfrage und der Rohstoffpreise sowie das Jahr 2020 aufgrund der umweltbezogenen Zielvorgabe durch die Europäische Union ausgewählt. Dies erfolgte, um zu dokumentieren, dass die Zielsetzung des Modells, Bedingungen bzw. Erreichbarkeit der umweltpolitischen Vorgaben zu diskutieren, erreicht werden kann.

Schließlich werden als dritter Ausgangsparameter von „Zertsim“ die CO₂-Emissionen zur Verdeutlichung umweltbezogener Aspekte des Elektrizitätsmarktes wiedergegeben.

Schaubild 14 zeigt den Verlauf der gesamten jährlichen CO₂-Emissionsmenge des deutschen Kraftwerksparks im Betrachtungszeitraum des Modells vom Jahr 1998 bis 2026.

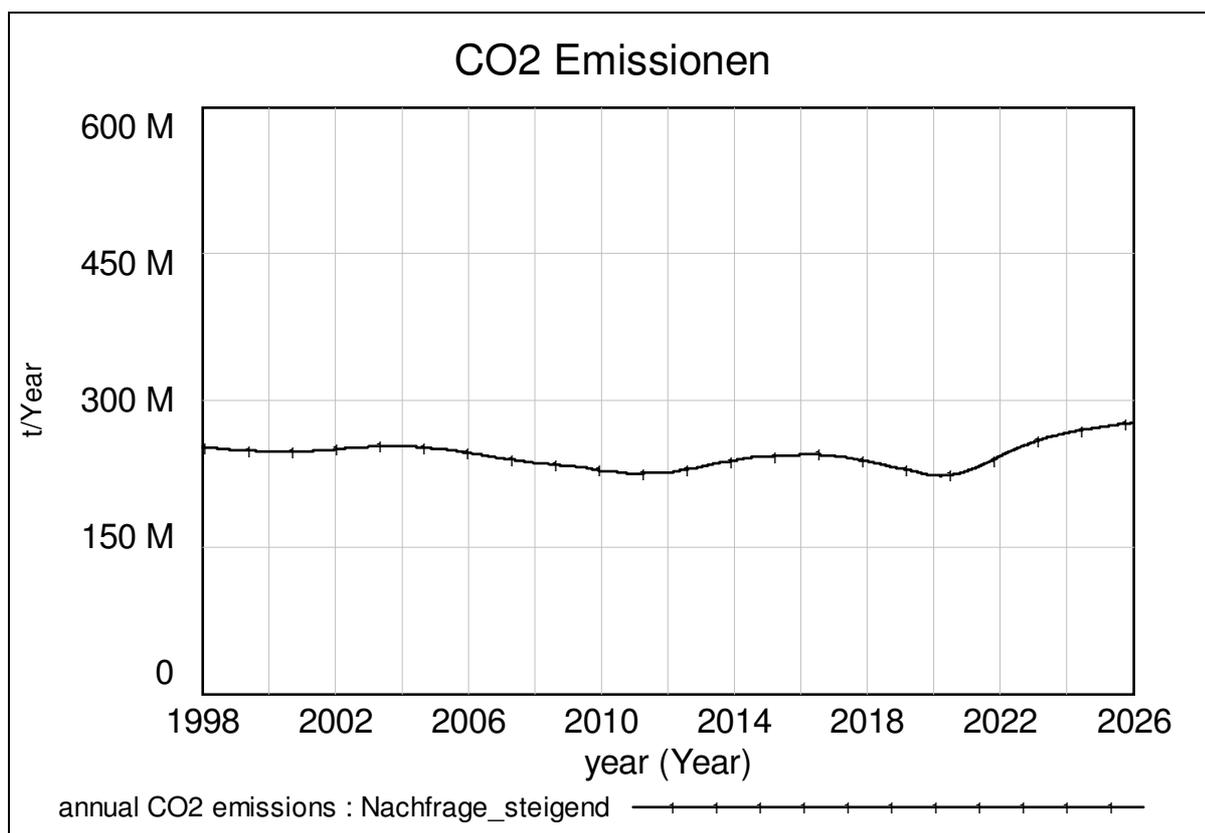


Schaubild 14: CO₂ Emissionen in Deutschland im Beispielszenario

9 Schlussfolgerungen und Ausblick

Der Beitrag beschreibt Aufbau und Funktionsweise des systemdynamischen Modells „Zertsim“, das am Europäischen Institut für Energieforschung EIFER für den deutschen Strommarkt entwickelt wurde. Dabei wurde ein Modell für den nordischen Strommarkt (Vogstad 2004) übertragen und kalibriert.

Das Modell Zertsim ermöglicht aufgrund der Nutzung der Methodik von System Dynamics die Abbildung von direkten und indirekten Kausalitäten zwischen Variablen durch kurz-, mittel- und langfristig wirkende Rückkopplungsschleifen.

In „Zertsim“ können Einflussparameter auf Angebot und Nachfrage variiert werden und deren Auswirkungen als Modellergebnisse in graphischer Form unmittelbar präsentiert werden. Damit ist das Modell besonders geeignet in Workshops und Veranstaltungen über die zukünftige Entwicklung des Energiesektors Hilfestellungen hinsichtlich des Meinungsbildungsprozesses zu leisten.

Mit „Zertsim“ können temporäre Ungleichgewichte auf dem Elektrizitätsmarkt abgebildet werden, wodurch eine realitätsgerechtere Preisentwicklung aufgezeigt werden können. Marktunvollkommenheiten und strategisches Verhalten sind in System Dynamics Modellen grundsätzlich integrierbar und stellen eine Möglichkeit für die Weiterentwicklung von „Zertsim“ dar. Weitere Entwicklungsrichtungen sind die Ausweitung auf die europäische Ebene, die Abbildung von Zertifikatmärkten sowie eine verfeinerte Abbildung der Erzeugungstechniken.

Literatur

Assuad, Carla, Moxnes, Erling (2006): CO₂ Taxes or Tradable Quotas, Experimental Evidence of Biased Decision, International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006

Bartoszcuk, Pawel (2006): System Dynamics Economic Model with Fossil and Renewable Energy, International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006

Beall, Allyson, Ford, Andrew (2007): Participatory Modeling for Adaptive Management: Reports from the Field II, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007

- Bier, Asmeret; Ford, Andrew (2007): A Classroom Simulation of a tradable Green Certificate Market and Implications for Model Development, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007
- Bosshardt, Mathias, et al. (2007): Developing a diffusion model of competing alternative drive-train technologies, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007
- Comaschi, Carlo; Di Duilio, Vincenzo (2007): Natural Gas Demand and Supply in Italy, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007
- Dyner, Isaac et al. (2007): Can a Reliability Charge Secure Electricity Supply? An SD-based assessment of the Colombian power market, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007
- Ellison, James et al. (2007): Is A Natural Gas Strategic Reserve for the US Necessary ? A System Dynamics-Based Approach, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007
- Ford, Andrew (2006): Simulating the Impact of a Carbon Market on the Electricity System in the Western US and Canada., International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006
- Forest, Jay (2006): Revisiting Classic Energy Models for Evolutionary System Insights, International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006
- Forrester, Jay. W. (1961): Industrial Dynamics. MIT Press. Cambridge, Massachusetts, 1961
- Forrester, Jay W. (1977): Industrial Dynamics, 9. Auflage, Cambridge 1977
- Grösser, Stephan Nathan (2006): Diffusion Dynamics of Energy-Efficient Innovations in the Residential Building Environment, International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006
- Hollmann, Maik (2006): System Dynamics Modeling and Simulation of Distributed Generation for the Analysis of a Future Energy Supply, International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, Neatherlands, 2006
- Miller, Danid S.; Sterman, John (2007): New Venture Commercialization of Clean Energy Technologies, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007

Saysel, Kerem Ali; Incioglu, Firat (2007): CO₂ Abatement and Trade with Economic Growth in the Long Term: Experimental Analysis, International Conference of the System Dynamics Society, Boston, Massachusetts, USA, 2007

Vogstad, Klaus-O. (2004): A system dynamic analysis of the Nordic electricity market: The transition from fossil fuelled toward a renewable supply within a liberalised electricity market. Diss., Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering. Trondheim, 2004.

Energieszenarien für Megacities

Konzept und erste Ergebnisse des HGF-Verbundprojekts „Risk Habitat Megacity“

Jürgen Kopfmüller, Volker Stelzer

Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76021 Karlsruhe, Deutschland

E-mail: {kopfmueLLer;stelzer}@itas.fzk.de

Telefon: +49(0)7247/-824570/-823474

Kurzfassung

Angesichts ihrer zentralen Rolle in den verschiedenen Prozessen des globalen Wandels erfordert die dynamische Entwicklung vieler städtischer Metropolen dieser Welt mittel- und langfristig tragfähige Strategien, um zum einen deren lebenswichtige Versorgung mit Energie sicher zu stellen und zum anderen die damit verbundenen negativen Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit zu minimieren. In diesem Beitrag wird das Verbundprojekt “Risk Habitat Megacity” der Helmholtz-Gemeinschaft deutscher Forschungszentren (HGF) vorgestellt, in dem zunächst für den Anwendungsfall Santiago de Chile die gegenwärtige Situation und mögliche künftige Optionen in Richtung nachhaltiger Entwicklung analysiert werden. Es wird das Konzept der Szenarioanalysen beschrieben, das im Projekt u. a. für den Energiebereich verwendet wird und es werden erste Ergebnisse der Arbeiten skizziert.

Stichworte

Megacities; nachhaltige Entwicklung; Energiesystem; Szenarien.

1 Einleitung

Während 1950 30 % der Weltbevölkerung in Städten lebten, wird sich dieser Anteil nach UN-Schätzungen bis zum Jahr 2030 von derzeit rund 50 % auf über 60 % erhöhen. Dabei wird die Anzahl von Städten mit mehr als 5 bzw. 10 Millionen Einwohnern deutlich zunehmen [1]. In den 20 größten Metropolen leben heute bereits rund 280 Millionen Menschen, mit deutlich steigender Tendenz. In solchen „Megacities“ finden vielfältige und hochkomplexe Urbanisierungsprozesse statt, die sich in ebenso vielfältiger Weise auf

deren Umland, die nationale und auch die internationale Ebene auswirken bzw. durch diese beeinflusst werden.

Ohne Zweifel bieten diese Städte aufgrund ihrer Größe und ihrer Konzentration von Menschen und Kapital große Potenziale für die Verbesserung der menschlichen Lebensbedingungen z.B. durch ökonomischen Fortschritt, Innovationen und eine effizientere Bereitstellung von Gütern und Dienstleistungen. Gleichzeitig bergen sie jedoch auch erhebliche soziale und ökologische Risiken für ihre eigene Funktionsfähigkeit sowie für die globalen, nationalen und regionalen Entwicklungsprozesse. Vor allem in Megastädten in den Entwicklungs- und Schwellenländern sind wachsende Probleme wie die unzureichende Versorgung mit Wasser, Energie, sanitären Einrichtungen und Wohnraum, Verkehrsüberlastung, Armut, Kriminalität sowie Luftverschmutzung oder mangelnde Abfallwirtschaft zu diagnostizieren [2]. In dieser Chancen-Risiken-Ambivalenz kommt diesen Metropolen eine zentrale Bedeutung für die Realisierung einer global nachhaltigen Entwicklung zu.

Wie in allen gesellschaftlichen Entwicklungsprozessen spielt das Energiesystem auch hier eine wesentliche Rolle. Dies gilt sowohl für die Versorgung der Stadt mit für ihre Existenz-, Funktions- und Entwicklungsfähigkeit lebensnotwendigen Energieressourcen bzw. -dienstleistungen als auch für die problematischen Folgen der damit verbundenen Gewinnungs-, Wandlungs-, Nutzungs- und Entsorgungsprozesse. Sie gefährden die natürlichen Lebensgrundlagen, die menschliche Gesundheit sowie die gesellschaftliche Entwicklung infolge Schadstoffemissionen oder Klimaveränderungen. Der Umsetzung von grundlegenden Nachhaltigkeitszielen im Energiebereich wie Ressourcenschonung, Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Verteilungsgerechtigkeit oder Risikoarmut kommt daher eine erhebliche Bedeutung für die gesamtgesellschaftliche Realisierung des Nachhaltigkeitsleitbilds zu.

2 Das Projekt „Risk Habitat Megacity“

Forschung zu Megacities und zur Rolle des Energiebereichs für ihre Entwicklung stellt somit eine wichtige Voraussetzung dar, um globale, nationale und lokale Entwicklungs- und Wandlungsprozesse angemessen analysieren, verstehen und steuern zu können. Angesichts ihrer Größe und Komplexitäten stellt die Steuerung von Megacities in Richtung nachhaltige Entwicklung eine Herausforderung bislang nicht gekanntem Ausmaßes dar. Um die noch bestehenden Wissens- und Handlungsdefizite (vgl. z. B. [3]) zu beheben, ist in den letzten 15 Jahren ein eigenes Forschungsfeld entstanden, in dem

sich auch das derzeit laufende Verbundprojekt „Risk Habitat Megacity“ (RHM) der Helmholtz-Gemeinschaft (HGF) bewegt.¹

Die wesentlichen Ziele dieses Projektes bestehen darin, grundlegende Orientierungen für eine nachhaltige Entwicklung in Megastädten Lateinamerikas zu formulieren und die Ursachen und Wirkungen von Risiken hierfür und für ihre Funktionsfähigkeit zu analysieren und zu bewerten. Auf dieser Basis sollen an die jeweiligen Kontexte angepasste Strategien in Richtung mehr Nachhaltigkeit und eines besseren Risikomanagements erarbeitet werden. Das Projekt richtet sich sowohl an die Wissenschaft, indem die Ergebnisse in die entsprechenden Diskurse und in die universitäre Lehre vor Ort eingebracht werden, als auch an politische und gesellschaftliche Entscheidungsträger, denen angemessenes Orientierungswissen zur Verfügung gestellt werden soll.

Die Untersuchungsregion ist Lateinamerika als die Weltregion mit dem höchsten Anteil städtischer Bevölkerung, in der den großen Agglomerationen eine entsprechend herausragende sozioökonomische Bedeutung zukommt [4]. In der ersten, von 2007 bis 2010 dauernden Phase wird eine Pilotstudie für Santiago de Chile durchgeführt, deren Ergebnisse in den gegenwärtig laufenden politischen und gesellschaftlichen Prozess der Diskussion und Erarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für die Metropolregion Santiago eingebracht werden sollen. In einer zweiten, noch zu beantragenden Expansionsphase bis 2013 sollen neben dem Abschluss der Arbeiten in Santiago das Forschungskonzept sowie die Projekterfahrungen auf eine oder zwei weitere lateinamerikanische Megacities übertragen werden. Zur Umsetzung der genannten Projektziele hat sich in der ersten Phase ein deutsch-chilenisches Konsortium zusammengefunden, bestehend auf deutscher Seite aus fünf Zentren der Helmholtz-Gemeinschaft und auf chilenischer Seite aus verschiedenen Universitäten in Santiago de Chile und Valparaiso sowie der United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean (UN-ECLAC).

Die forschungskonzeptionelle Grundarchitektur des Projekts besteht darin, dass zunächst drei etablierte, hinreichend theoriebasierte Konzepte zu Grunde gelegt werden: (1) mit dem Konzept der Nachhaltigen Entwicklung wird der Zielrahmen in Form von Kriterien und Indikatoren für die Entwicklung der Städte und für die Projektanalysen gesteckt, basierend auf dem integrativen Nachhaltigkeitskonzept der HGF (siehe [5]); (2)

¹ Für nähere Informationen siehe <http://www.risk-habitat-megacity.ufz.de/>

das Risiko-Konzept wird verwendet, um bestehende Problemlagen identifizieren, bewerten, ihre Wechselwirkungen untersuchen und die damit verknüpften Risiken für die Entwicklung der Städte analysieren und für die Entscheidungsträger handhabbar machen zu können; (3) schließlich wird mit dem Governance-Konzept die Handlungsebene in den Blick genommen, mit dem Ziel, angemessene Empfehlungen für Strategien zur Lösung bzw. Minderung von megacity-typischen Problemlagen und zur Realisierung einer nachhaltige(n) Entwicklung zu erarbeiten und ggf. in ihrer Umsetzung wissenschaftlich zu begleiten.

Mit Hilfe dieser drei eng miteinander verknüpften „Querschnittskonzepte“ kann es aus Sicht der Projektgruppe gelingen, die gegenwärtige Situation und künftige Entwicklung von Megacities in ihrer Komplexität und Dynamik zu erfassen und zu analysieren. Dieser Rahmen wird sowohl auf der Ebene des „Gesamtsystems Stadt“ als auch auf sieben megacity-typische Handlungs- und Problemfelder angewendet: Energie, Abfall, Wasser, Verkehr, Luftverschmutzung und Gesundheit, Landnutzungs-Management sowie sozialräumliche Differenzierung. In der sich daraus ergebenden matrixförmigen Projektstruktur (siehe Abb. 1) kommt den Querschnittskonzepten eine in zweifacher Weise zentrale Funktion zu: Zum einen bilden sie den - für ein solches Projekt unerlässlichen - gemeinsamen theoretischen, konzeptionellen und analytischen Rahmen für alle Arbeitsschritte. Zum anderen soll damit die zentrale inhaltliche und forschungsorganisatorische Integrationsleistung im Projekt erbracht werden, indem die Vergleichbarkeit der Analysen und Bewertungen in den Vertiefungsfeldern sowie die Kohärenz der Forschungsergebnisse auf allen Ebenen sichergestellt werden.

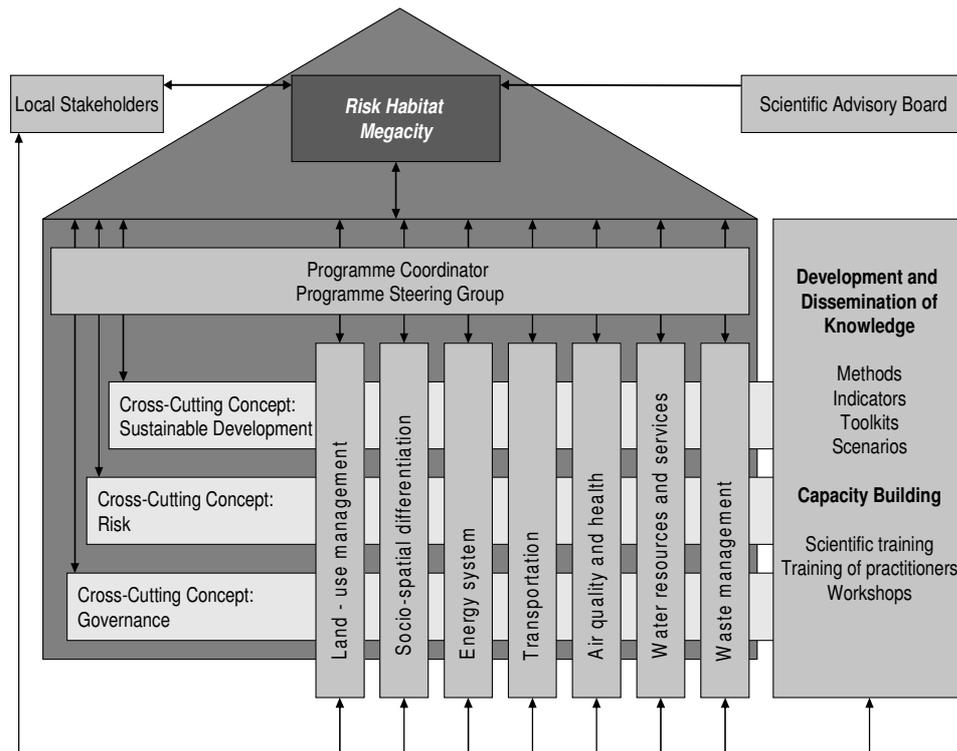


Abb. 1: Organisationsstruktur des Projekts „Risk Habitat Megacity“

3 Szenarien – Funktion und Vorgehensweise im Projekt

Gesellschaftliche Entwicklungsprozesse und die auf sie wirkenden Einflussfaktoren sind durch vielfach zunehmende Komplexitäten etwa in Form von Vielfalt, Vernetzungen, Wechselwirkungen und Veränderungsdynamiken gekennzeichnet. Dies macht die Formulierung zutreffender Prognosen – trotz der Verwendung immer ausgefeilterer Methoden - schwierig bzw. unmöglich. Aus diesem Grund müssen Aktivitäten in Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zur Analyse und Gestaltung der Zukunft meist unter Bedingungen erheblicher Unsicherheit stattfinden. Das Arbeiten mit Szenarien stellt ein seit den 70er Jahren etabliertes Instrumentarium für einen angemessenen Umgang mit diesen Komplexitäten und Unsicherheiten dar. Anhand von Wenn-Dann-Betrachtungen können hiermit alternativ denkbare, plausible und konsistente Optionen für künftige Zustände aufgezeigt und mögliche Wege zur Erreichung von Zielen bzw. zur Reduzierung von Problemen a priori analysiert und bewertet werden. In komplexen Projekten wie dem hier beschriebenen trägt die Verwendung der Szenario-Methode auch zur Integration von Arbeitsgruppen und Ergebnissen bei, indem die Szenarien von den Projektbeteiligten gemeinsam entwickelt und in den einzelnen Arbeitsgruppen die gleichen Szenarien untersucht werden.

Die Erarbeitung von Wenn-Dann-Optionen anstatt Prognosen führt im Prinzip dazu, dass darauf basierende Vorschläge einen höheren Grad der Reflektion, Realitätsnähe und damit Relevanz aufweisen, was mit einer entsprechend höheren Wahrscheinlichkeit gesellschaftlicher Akzeptanz bzw. Akzeptabilität einher gehen dürfte. Dies ist für ein Projekt, das zum Ziel hat, auf wissenschaftlichen Ergebnissen basierendes Orientierungswissen für Entscheidungsträger zur Verfügung zu stellen, von grundlegender Bedeutung.

Bei der Frage möglicher Szenarien-Typen wird in der Literatur vornehmlich zwischen der so genannten „normativen“ und „explorativen“ (deskriptiven) Variante unterschieden [6, 7]. In normativen Szenarien beschreiben die Autoren aus ihrer Sicht erwünschte bzw. unerwünschte zukünftige Zustände und analysieren mögliche Wege zu ihrer Erreichung bzw. Vermeidung (so genanntes „backcasting“). Demgegenüber unterscheiden sich explorative Szenarien – ausgehend von bisherigen Trends – in der Variation verschiedener plausibler Zukunftsoptionen, unabhängig vom Grad ihrer Wünschbarkeit. In RHM wird ein kombinierter Ansatz verwendet, indem zunächst in explorativer Weise alternative Entwicklungspfade und –zustände beschrieben werden, die dann jeweils unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten bewertet und auf die Möglichkeiten einer Verbesserung der Nachhaltigkeitssituation hin analysiert werden.

Neben der Frage des Szenarien-Typs und der Anzahl der alternativen Szenarien sind es vor allem drei Elemente, die für Szenarienanalysen unerlässlich sind und für die klare Festlegungen getroffen werden müssen: Zunächst bedarf es der Auswahl so genannter Deskriptoren. Sie beschreiben wichtige ökonomische, soziale, ökologischen, politische oder auch kulturelle Faktoren bzw. Randbedingungen für gesellschaftliche Entwicklung. Entlang der alternativen künftigen Ausprägungen dieser Deskriptoren werden die Grundlinien der Szenarien beschrieben und gegeneinander abgegrenzt.

Des Weiteren sind die räumliche Betrachtungsebene sowie der zu betrachtende Zeithorizont der Szenarien zu klären. In beiden Fällen wird in RHM ein flexibles Vorgehen gewählt. In diesem Projekt bedeutet das, dass der räumliche Fokus auf der Entwicklung der Stadt bzw. der Metropolregion Santiago liegen wird, je nach Handlungsfeld aber auch die nationale oder die kontinentale Ebene reflektiert werden. Während in den Feldern Landnutzungsmanagement, Verkehr oder sozial-räumliche Differenzierung eher die Stadt- bzw. Stadtteilperspektive im Vordergrund stehen, spielen die nationale oder auch grenzüberschreitende Ebene im Energiebereich (Energieträger-Importe) oder bei der Wasserversorgung (Quellen in den Anden) eine erhebliche Rolle.

Flexibilität in der Festlegung des Zeithorizonts ist zum einen erforderlich, da im Projekt sowohl wissenschaftliche Analysen durchgeführt werden - was häufig eher längerfristige Zeithorizonte erfordert – als auch politische Beratung erfolgen soll, wo kürzerfristigen Zeithorizonten größere Bedeutung zukommt. Zum anderen weisen auch die einzelnen Handlungsfelder teilweise sehr unterschiedliche Zeitperspektiven auf, denen Rechnung zu tragen ist. Im Projekt wurde entschieden, als für alle Themen und Gruppen gemeinsam gültigen Zeithorizont das Jahr 2030 zu verwenden, auf dem Weg dahin Etappenziele zu betrachten und den einzelnen Themenfeldern Spielraum für aus ihrer Sicht zusätzlich sinnvolle Zeithorizonte zu ermöglichen.

Im Projekt erfolgen die Szenarioanalysen im deutsch-chilenischen Projektkonsortium in sieben Arbeitsschritten:

1. Auswahl geeigneter Deskriptoren, die die politischen, ökonomischen oder gesellschaftlichen Rahmenbedingungen fünftiger Entwicklung beschreiben.

2. Erarbeitung explorativer *Rahmenszenarien* auf der globalen Ebene:

Anhand festzulegender Ausprägungen für diese Deskriptoren werden mit den Rahmenszenarien die Rahmenbedingungen auf der globalen Ebene beschrieben, die tendenziell auch die künftige Entwicklung im Untersuchungsraum wesentlich beeinflussen werden.

3. *Übersetzungsschritt 1* in den Untersuchungsraum Santiago/Chile:

Ausgehend von den globalen Zukunftsperspektiven für die Deskriptoren werden für diese alternative Ausprägungen bezogen auf die Situation in Santiago sowie für die Einbettung der Metropolregion in die regionalen, nationalen und ggf. grenzüberschreitenden Kontexte festgelegt. Auf dieser Basis werden die so genannten „Storylines“ für die verschiedenen Szenarien entwickelt.

4. *Übersetzungsschritt 2* in die sieben Anwendungsfelder:

Hier werden die relevanten spezifischen Deskriptoren für die jeweiligen Anwendungsfelder ausgewählt und an Hand alternativer Ausprägungen konkretisiert. Auf dieser Basis werden dann jeweils anwendungsfeld-spezifische „storylines“ für die Szenarien entwickelt.

5. Szenario-Analysen:

In den Anwendungsfeldern werden zunächst für die einzelnen Szenario-Alternativen für ausgewählte Nachhaltigkeitsindikatoren Abschätzungen vorgenommen, wie sich deren Werte über die Zeit verändern, um etwa anhand von distance-to-target

Überlegungen die in Zukunft drängendsten Problemfelder zu identifizieren. Für diese werden dann Maßnahmen analysiert, die im Rahmen der jeweiligen Szenario-„Philosophie“ zu einer Problementschärfung beitragen können.

6. Identifikation „robuster“ Maßnahmen

In einem weiteren Schritt geht es darum, letztlich „robuste“ Maßnahmen zu identifizieren, d. h. solche, die für die Untersuchungsregion in allen Szenario-Alternativen wirksam und gesellschaftlich akzeptanzfähig wären.

7. *Integration* der Ergebnisse:

Schließlich müssen zunächst die Partialergebnisse aus den einzelnen Anwendungsfeldern zu einem konsistenten Gesamt-Szenarioergebnis zusammengefügt werden. Die Ergebnisse der Integration dieser Szenarioergebnisse in werden am Ende eine wesentliche Basis darstellen, um angemessene Empfehlungen geben zu können, wie in den nächsten Jahren eine nachhaltigere Entwicklung im Untersuchungsraum erreicht werden könnte.

4 Erste Ergebnisse

Der erste Schritt der Auswahl geeigneter Deskriptoren erfolgte auf der Basis einer systematischen Analyse wesentlicher internationaler Studien anerkannter Institutionen, die sich mit der Entwicklung (und teilweise der Analyse) von Szenarien auf der globalen Ebene beschäftigen, z. B.

Die Studie „Great Transition“ (2002) der Global Scenario Group (www.tellus.org/seib/publications/Great_Transitions.pdf)

Die Shell-Studie “Global Scenarios” (2005) (www.shell.com/home/content/aboutshell-en/our_strategy/shell_global_scenarios/ceo_introduction/scenarios_2025_introduction_ceo_30102006.html)

Die „GEO 4“-Studie von UNEP (2007) (www.grid.unep.ch/activities/assessment/geo/geo4.php)

Der „Special Report on Emission Scenarios“ des IPCC (2007) (www.grida.no/climate/ipcc/emission/index.htm)

Die Studie „Exploring Sustainable Development“ des World Business Council for Sustainable Development (1997) (www.wbcsd.org/DocRoot/FFiAJwjBGGNjlawOAipD/exploringscenarios.pdf)

Die Studie “The World in 2020” der OECD (1997)

Die Studien des National Intelligence Council der USA „Global Trends 2025“ (2008) (www.acus.org/files/publication_pdfs/3/Global-Trends-2025.pdf) oder „Mappig the Global Future 2020“ (www.foia.cia.gov/2020/2020.pdf)

Ergebnis der Analyse dieser Studien war zunächst die Auswahl der folgenden acht Deskriptoren-Kategorien: wirtschaftliche Entwicklung, politisch-institutionelle Rahmenbedingungen, demographische Entwicklung, technologische Entwicklung, gesellschaftliche Wertesysteme, Umweltbedingungen und Klimawandel, Bildung sowie Verfügbarkeit von natürlichen Ressourcen. Diese Kategorien wurden jeweils anhand einzelner Deskriptoren detailliert. Beispielsweise sind dies für die Kategorie wirtschaftliche Entwicklung (a) Grad und Struktur der Weltmarktintegration, (b) Branchenstruktur, (c) Arbeits- und Ressourcenproduktivität sowie (d) das Auftreten neuer „Big player“. Für die Kategorie demographische Entwicklung sind es (a) globales Bevölkerungswachstum, (b) Wachstum der Stadtbevölkerung, (c) Altersstruktur und (d) Migrationsströme (Stadt-Land, interregional; Integrationspolitik). Ebenfalls basierend auf der Literatursichtung wurden in einem zweiten Analyseschritt Ausprägungen dieser Deskriptoren für die Variante eines Business-as-usual Szenarios festgelegt.

Dabei wurde unterschieden zwischen Deskriptoren, die als stabile Trends bezeichnet werden können, d. h. die sich in allen Szenario-Varianten gleich verändern (z. B. die Weltbevölkerung oder das Auftreten von China und Indien als „Big Player“) und Deskriptoren, die in den Szenarien in unterschiedlicher Weise verändert werden müssen (z. B. die Entwicklung der Stadtbevölkerung), weil ihre Veränderung nicht vorhersehbar ist.

Für die beiden genannten Deskriptoren Demographie und wirtschaftliche Entwicklung sind in den Tabellen 1 und 2 die festgelegten Ausprägungen für eine business-as-usual Welt aufgeführt (die gefärbten Felder zeigen die „stabilen Trends“ an).

Tab. 1: Deskriptoren für den Bereich Demographie (global)

<i>Driving factors</i>	<i>Assumptions for a „BAU“ scenario (global level)</i>
Global population growth	Increase by 2.5 billion to 9.2 billion in 2050; main growth in the poorer countries; increasing number of countries with shrinking population
Increase of urban population	Nearly the whole increase in urban population
Ageing of population	2045: For the first time more elder people ($\geq 60y$) than children ($< 15y$)
Migration: urban / rural, interregional; integration policy	Increasing international migration, restrictive (selective) migration policy mainly within OECD countries

Tab. 2: Deskriptoren für den Bereich wirtschaftliche Entwicklung (global)

<i>Driving factors</i>	<i>Assumptions for a „BAU“ scenario</i>
Integration into world market: degree of protectionism / openness of international markets	Continuation of previous liberalisation, deregulation and privatisation processes; moderate reduction of protectionism
Structure of economic branches: diversity / specialization	Continuation of diversification of branches; increase of number and importance of global enterprises
Productivity development (labour, resources)	Increase of labour productivity higher than resource productivity
Emergence of new „Big players“ in global markets (BRICS)	Rising role of the BRICS countries in global markets

Ausgehend von diesen globalen Deskriptorenausprägungen und den an ihnen entlang formulierten „Storylines“ der globalen Rahmenszenarien wurde der Übersetzungsschritt in den Untersuchungsraum Santiago und seine Einbettung in die regionale, nationale und grenzüberschreitende Ebene vorgenommen, indem zunächst für die Business-as-usual-Variante Ausprägungen für diese Deskriptoren festgelegt wurden. In Tabelle 3 sind die ersten Ergebnisse zu den Festlegungen für die Deskriptoren im Bereich wirtschaftliche Entwicklung aufgeführt.

Tab. 3: Deskriptoren für den Bereich wirtschaftliche Entwicklung (Santiago)

<i>Driving factors</i>	<i>Assumptions for a „BAU“ scenario for Chile / Santiago (first results)</i>
Integration into world market: degree of protectionism / open-ness of international markets	Ongoing liberalization of trade of goods and services and of investments; reduced reduction of trade barriers; increase in bilateral agreements with other Latin American countries (e.g. Peru)
Structure of economic branches: diversity / specialization	Percentage of copper in total exports: 30-35%; increase in food, agriculture, forestry, fishing
Productivity development (labour, resources)	Ongoing increase of labour productivity due to increasing capital productivity; higher increase of resource productivity due to technologies
Emergence of new „Big players“ in global markets (BRICS)	Regional foreign trade structure: focus on Asia, soft decrease of Latin America, decrease of USA, Europe stable; role of BRICS countries: focus on China, India, Brasil

Entlang der Ausprägungen dieser sowie der anderen Deskriptoren werden für den Fall des „Business-as-usual“ sowie für zwei oder drei alternative Optionen Rahmenszenarien formuliert, innerhalb derer die künftige Entwicklung Santiagos anhand ausgewählter

Nachhaltigkeitsindikatoren abgeschätzt und bewertet und hinsichtlich geeigneter politischer Maßnahmen analysiert wird. Dies geschieht zum einen für die oben erwähnten 7 Anwendungsfelder, zum anderen auf einer von diesen Feldern unabhängigen Ebene, auf der in den Anwendungsfeldern nicht betrachtete nachhaltigkeitsrelevante Themen analysiert werden (z. B. Bildung, Gesundheit, Arbeitsmarkt, soziokulturelle Aspekte usw.).

Die Analysen im Energiebereich

Ausgangspunkt wird hier eine angebots- wie auch nachfrageseitige Beschreibung des Energiesystems anhand ausgewählter Nachhaltigkeitsindikatoren sein. Sie wurden basierend auf den Kriterien des integrativen Nachhaltigkeitskonzepts und seiner Anwendung auf den Energiebereich ausgewählt und beziehen sich auf u. a. die Themen Versorgungssicherheit für Haushalte und Industrie, Leitungsnetzqualität, Infrastrukturinvestitionen, Organisation und Konzentrationsgrad im Energiesektor, Energieträgermix, Energieträgerimportabhängigkeit, Qualität der Energiepolitik, Gesundheits- und Umweltbelastungen usw..

Chile ist seit Beginn der 1990er Jahre wirtschaftlich gesehen einer der weltweit dynamischsten Staaten mit durchschnittlichen Wachstumsraten seit Anfang der 1990er Jahre von rund 6 % [8]. Das Land befindet sich auf einem kontinuierlichen, von der Wirtschaftspolitik systematisch geförderten Pfad vom Rohstoffexporteur (Chile besitzt z. B. 50% der globalen Kupferreserven) zum Industriestaat. Dies ging und geht mit einem entsprechenden Zuwachs des Energieverbrauchs, insbesondere des Strombedarfs einher. Der Primärenergiebedarf Chiles steigt jährlich um 5 %, der Strombedarf sogar um 8 %. Ein Entkopplungsprozess zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch, wie er in manchen Industriestaaten zumindest im Ansatz erkennbar ist, fand bislang nicht statt. Darüber hinaus nahm die Abhängigkeit des Landes von importierten Energieträgern von 18 % im Jahre 1982 auf 70 % in 2006 zu [9, 10]. Dabei ist der gegenwärtige Energieträgermix Chiles vor allem durch zwei Charakteristika gekennzeichnet: durch einen hohen Wasserkraftanteil (rund 50 % an der Stromerzeugung) und durch eine weitgehend regional konzentrierte Abhängigkeit von fossilen Energieträgerimporten (beispielsweise stammen 90 % der Erdgasimporte aus Argentinien).

Die Energiekosten für die chilenischen Haushalte haben sich alleine in den letzten 6 Jahren um 65% erhöht. Derart steigende Energiepreise gefährden zudem die Wettbewerbsfähigkeit der chilenischen Exportindustrie [9]. Zeitweise erhebliche

Versorgungsengepässe und stark erhöhte Energiepreise hatten in Chile bereits in einigen Fällen Produktionsstopps zur Folge. Die Cerámicas Cordillera, eine Tochtergesellschaft der belgischen Etex, schloss im April 2008 ihr Werk zur Herstellung von Keramikwaren. Als Grund nannte die Firmenleitung den Anstieg der Gaspreise um 600%. Dadurch sei das Unternehmen im Vergleich zu Anbietern aus den Nachbarländern nicht mehr konkurrenzfähig. Auch in der metallverarbeitenden Industrie werden die steigenden Energiekosten beklagt, die 2008 wie schon 2007 im Bereich von 7 bis 11% zunehmen sollen. Angesichts sich verringernder Gewinnspannen denken viele Firmen über eine veränderte Geschäftsstrategien nach - beispielsweise solche, die stärker auf Importaktivitäten setzen [10].

Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren dramatisch unsicherer gewordenen Versorgungslage beim argentinischen Erdgas, der zunehmenden klimatisch bedingten (längere Trockenperioden, Klimawandel) Stromversorgungsengepässe und des prognostizierten Energiebedarfszuwachses in den kommenden Jahren sind die energiepolitischen Perspektiven in Chile primär auf zwei strategische Optionen ausgerichtet: die Diversifizierung der Energiequellen, d. h. Substitution durch alternative Energiequellen (Wind-, Solar-, Gezeitenenergie, Geothermie, Biomasse) und die Verbesserung der Energieeffizienz. Gerade für die Nutzung von Wind-, Solar-, Hydro- und Gezeitenenergie besitzt Chile mit seinen langen Küsten, der Nähe zu den Anden als Wasserressource und seinen klimatischen Bedingungen (sehr hohe Solarstrahlung im Norden, starke und häufige Winde im Süden) sehr gute natürliche Voraussetzungen. Was den Bereich der Energieeffizienz angeht, existieren in Chile – verglichen etwa mit Deutschland - noch ungleich höhere Potenziale in praktisch allen Bereichen, deren Nutzung einen erheblichen Beitrag zu einer nachhaltigeren Gestaltung des Energiesystem leisten könnte.

Mit rund 40 % der Bevölkerung und rund 50 % der Wirtschaftsleistung Chiles kommt der Hauptstadt Santiago de Chile eine entsprechende Bedeutung für den Energiesektor zu. Wesentliche Herausforderungen, die es hier in den nächsten Jahren anzugehen gilt, liegen neben der Begrenzung der Energieverbrauchszuwächse (alleine zwischen 1997 und 2005 stieg der Verbrauch um rund 50 %) vor allem im Umgang mit den Gasversorgungs-Engpässen, im räumlich und sozial sehr ungleich verteilten Zugang zu und Verbrauch von Energie (die pro-Kopf Verbräuche differieren bis Faktor 6 zwischen einzelnen Stadtteilen), in den negativen Folgen der Energiebereitstellung insbesondere auf die Luftqualität in der Stadt oder auch in der angemessenen Erschließung neuer regenerativer Energiequellen. Dabei bietet der Umstand, dass landesweit in den nächsten Jahren

erhebliche Investitionen in Energieerzeugungsinfrastrukturen erforderlich sein werden, die Chance, zumindest auf der Angebotsseite der Realisierung von Nachhaltigkeitszielen näher zu kommen.

Im Projekt wird das Energiesystem anhand von ausgewählten Indikatoren beschrieben und auf seinen gegenwärtigen Nachhaltigkeitszustand hin bewertet. Hiervon ausgehend wird für ausgewählte Indikatoren bzw. für die auf der Basis der hierzu existierenden Datenbasis zu ermittelnden drängendsten Problembereiche die künftige Entwicklung im Rahmen alternativer Szenarien analysiert. Unter den jeweils getroffenen Annahmen werden dann zum einen die in Zukunft drängendsten Problemfelder, zum anderen energiesystem-externe wie -interne Risiko- und Hinderungsfaktoren auf dem Weg zu mehr Nachhaltigkeit identifiziert und analysiert sowie geeignete Maßnahmen zu deren Minderung diskutiert, um darauf basierend Vorschläge für künftige Handlungsstrategien zu erarbeiten.

Zur Durchführung der quantitativen Analysen wird eine Energiesystemmodellierung vorgenommen, die – im Unterschied zu bisher vorliegenden Arbeiten – eine Verknüpfung zwischen der nationalen und der lokalen Ebene herstellt. Für die nationale Ebene wird das Modell MESAP (Modulare Energiesystem-Analyse und Planung) verwendet. Für die bislang nur selten vorgenommene und noch mit einer wesentlich schlechteren Datenlage behaftete Energieanalyse auf lokaler Ebene wird basierend auf den Erfahrungen und vorliegenden Arbeiten der chilenischen Projektpartner ein Modellansatz erarbeitet, der es ermöglicht, anhand von bottom-up Daten zu den lokalen Energienachfrage- und –angebotsbedingungen und eines Abgleichs mit nationalen Daten ein angemessenes Bild des lokalen Energiesystems zu erarbeiten. Hier wird im Projekt insoweit Neuland betreten, als bei der Beschreibung des Energiesystems über die vorwiegend technischen Komponenten der Angebotsseite (z. B. Stromerzeugung, Umwandlung, Netzverteilung) hinaus auch eine Beschreibung des Energieverbrauchs unterteilt nach Sektoren (private Haushalte, Industrie und Dienstleistungen, Verkehr) vorgenommen wird, die dann auch eine entsprechende Modellierung erlaubt. Hierzu und insbesondere zu einer Clusterung von Haushalten nach Verbrauchsmustern gibt es bislang – zumindest für Santiago de Chile – keine systematischen Arbeiten. Eine angemessene Betrachtung der Angebots- wie auch der Nachfrageseite des Systems ist jedoch unerlässlich, um Nachhaltigkeitsanalysen bezogen auf die gegenwärtige und die künftige Situation des Energiesystems sowie zu handlungsstrategischen Optionen vornehmen zu können.

In der Logik des „nationalen“ MESAP-Modells wird für die Beschreibung des aktuellen wie auch künftigen Energiesystems, ausgehend von zentralen Deskriptoren wie Bevölkerungsentwicklung, Lebensstile, Wirtschaftsentwicklung usw., die nach Sektoren differenzierte Energienachfrage errechnet und daraus das erforderliche Energieangebot sowie die hierfür erforderlichen Infrastrukturen abgeleitet. Auf dieser Basis werden die anfallenden Kosten und Emissionen ermittelt. Die Beschreibung und Analyse der Angebotsseite erfolgt zugleich auch unter Ressourcengesichtspunkten, d. h. anhand einer Betrachtung der existierenden energetischen Potenziale der verschiedenen Energieträger sowie deren technischer Erschließbarkeiten.

Für die Szenarienanalysen sind zunächst die Rahmenbedingungen gesellschaftlicher Entwicklung in den verschiedenen Szenariooptionen angemessen in den Energiebereich zu übersetzen, d. h. in ihren Auswirkungen auf das Energiesystem – unter Verwendung der beschriebenen Modelllogik – zu beschreiben (siehe Abb. 2). Hier geht es darum, die spezifischen Deskriptoren für den Energiebereich zu benennen - z. B. Wärme- oder Strombedarf, Entwicklungen in der Energietechnik usw. - und die Auswirkungen der jeweiligen Ausprägungen der Rahmen-Deskriptoren auf diese spezifischen Deskriptoren zu ermitteln.

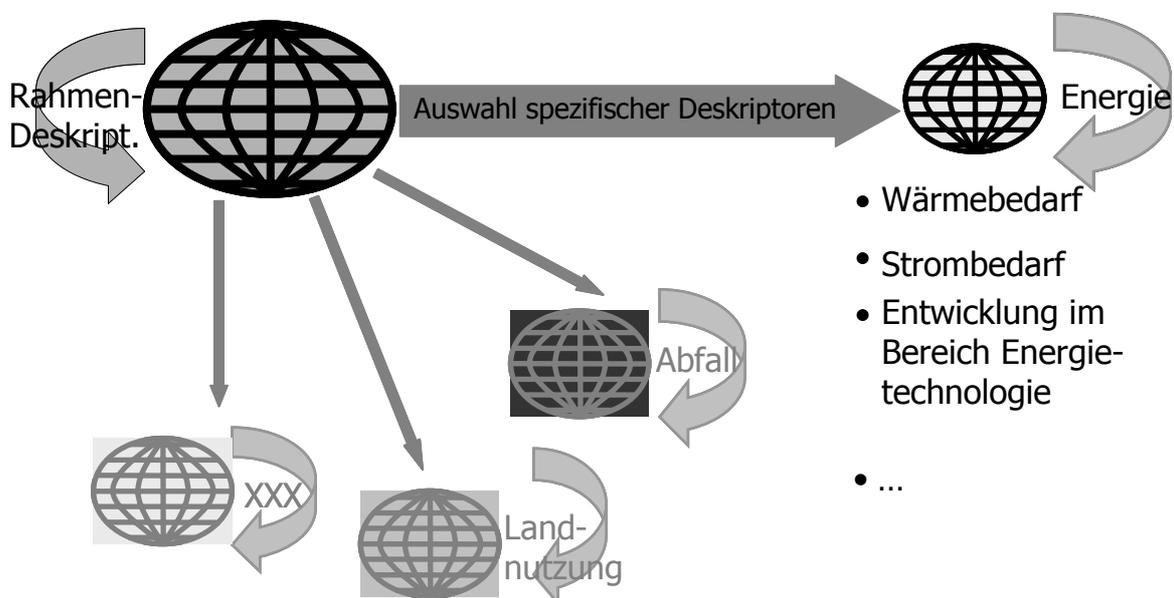


Abb. 2: Übersetzung der Rahmenszenarien in den Energiebereich

In einem weiteren Schritt werden dann die jeweiligen Auswirkungen der sich je nach Szenario-Option unterschiedlich verändernden spezifischen Energie-Deskriptoren auf die bereits für die Statusanalyse ausgewählten Nachhaltigkeitsindikatoren in quantitativer oder qualitativer Weise betrachtet. Bei der sich daran anschließenden Analyse der bestehenden Potentiale zur Verbesserung der gegenwärtig drängendsten Probleme werden zwei Fragen im Vordergrund stehen: welche insbesondere technisch bedingten Effizienzsteigerungspotentiale existieren in den einzelnen Sektoren und bei den typisierten Energieverbraucher-Gruppen und was sind unter Potential- wie auch Folgewirkungsgesichtspunkten sinnvolle Optionen der Nutzung regenerativer Quellen (Sonne, Biomasse, Wind, Geothermie, Wasser usw. sowie geeignete Kombinationen daraus)? Für beide Fragen wird dann nach den jeweils geeigneten politisch-institutionellen Rahmenbedingungen gesucht. Dabei wird es angesichts der in Chile/Santiago gegenwärtig noch sehr wenig ausgeprägten effizienzorientierten Denkweise erheblicher Anstrengungen bedürfen, einen entsprechenden Bewusstseinswandel herbeizuführen. Ähnliches gilt auch für die bislang kaum reflektierte Variante der Gewinnung von Energie aus Abfall. Generell werden die Erfordernisse eines Wandels in Richtung eines nachhaltig(er)en Energiesystems in Chile/Santiago erheblich sein, alleine schon aufgrund der prognostizierten enormen Verbrauchssteigerungen in den kommenden Jahren.

Soweit möglich, werden die hier skizzierten Analysen zu Status- und Problembeschreibungen des Energiesystems wie auch die Szenarioanalysen im Vergleich zu anderen Megacities, insbesondere in Lateinamerika, durchgeführt.

Literatur

- [1] United Nations Population Division. World urbanization prospects. The 2005 Revision. New York. 2006.
- [2] G. Mertins, F. Kraas. Megastädte in Entwicklungsländern. Vulnerabilität, Informalität, Regierung und Steuerbarkeit. Geographische Rundschau, Vol. 66 (2008), Nr. 11, S. 4-11
- [3] S. Yusuf. About urban mega regions: Knowns and unknowns. World Bank policy research working papers, Nr. 4252. Washington. 2007
- [4] ECLAC – United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean. From Rapid Urbanization to Consolidation of Human Settlements in Latin American and the Caribbean: A Territorial Perspective. Santiago de Chile. 2000

-
- [5] J. Kopfmüller, V. Brandl, J. Jörissen, M. Paetau, G. Banse, R. Coenen, A. Grunwald. Nachhaltige Entwicklung integrativ betrachtet. Konstitutive Elemente, Regeln, Indikatoren. Berlin. 2001
- [6] A. Shearer. Approaching scenario-based studies: three perceptions about the future and considerations for landscape planning. In: Environment and Planning, Part B Planning and Design, Nr. 1 (2005), S. 67-87
- [7] H. Kosow, R. Gassner, L. Erdmann, B. Luber. Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse. Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT). Werkstattbericht Nr. 103. 2008
- [8] OCDE – Organisation for Economic Co-Operation and Development. Evaluación del desempeño ambiental – Chile. Paris 2005
- [9] Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Chile. Gegenwärtiger Einsatz, Potenziale und Fördermöglichkeiten. Santiago de Chile 2007
- [10] bfai – Bundesagentur für Außenwirtschaft. Chile braucht mehr Kapazität zur Stromerzeugung. Datenbank: Länder und Märkte: Köln, Berlin 2008

Optimierung urbaner Energiesysteme

Heidi Gerbracht¹, Robert Kunze², Dominik Möst¹, Wolf Fichtner¹

¹Universität Karlsruhe, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland

E-mail: heidi.gerbracht@kit.edu, Telefon: +49(0)721/608-4531

²Brandenburgische Technische Universität, Lehrstuhl Energiewirtschaft, 03046 Cottbus, Deutschland

E-mail: robert.kunze@tu-cottbus.de, Telefon: +49(0)355/694043

Kurzfassung

In diesem Beitrag wird ein gemischt-ganzzahliges Optimiermodell für die langfristige Analyse urbaner Energiesysteme vorgestellt. Der Modellierungsansatz basiert auf einer detaillierten Abbildung von Energieumwandlungstechnologien und den verknüpfenden Energie- und Stoffflüssen. Zielfunktion des Optimiermodells ist die Minimierung der auf das Basisjahr diskontierten Systemausgaben. Technische, ökonomische und ökologische Nebenbedingungen werden in geeigneter Weise in das Modell integriert, um die maßgeblichen Systemeigenschaften realer, urbaner Energieversorgungssysteme zu berücksichtigen. Mit dem Modell können die kostenminimalen Maßnahmen zur Erreichung vorgegebener Energie- oder CO₂-Einsparziele identifiziert werden. Die Entscheidungen werden somit aus Gesamtsystemsicht getroffen und nicht aus Sicht einzelner Marktakteure.

Angewandt wird dieses Optimiermodell zur Verdeutlichung der Methode auf einen exemplarischen Stadtteil. Hierzu wird eine Entwicklung ohne CO₂-Einsparziele (Vorgabe rein technischer Restriktionen) mit zwei Entwicklungen mit jeweils festgeschriebenen Einsparzielen verglichen.

Stichworte

Urbane Energiesysteme, gemischt-ganzzahlige Optimierung, Energieeffizienz, CO₂-Reduktion, Gebäudemodellierung

1 Einleitung

Die Europäische Union hat sich im Rahmen des Klimaschutzes zum Ziel gesetzt, die Primärenergienutzung und CO₂-Emissionen in wesentlichem Umfang zu verringern. Ansatzpunkte für effizienzsteigernde Maßnahmen bieten insbesondere Städte und Kommunen mit ihrer engen Vernetzung der Bereiche Arbeit, Wohnen und Verkehr. Die daraus resultierenden Wirkungszusammenhänge und die vielfältigen Gestaltungsmöglichkeiten urbaner Energiesysteme führen bei deren Analyse zu einer sehr hohen Komplexität. Deswegen bietet sich in diesem Bereich eine modellgestützte Optimierung als Methode zur Beurteilung von Energieeinsparmaßnahmen an.

In diesem Beitrag wird ein gemischt-ganzzahliges Optimiermodell für die langfristige Analyse urbaner Energiesysteme vorgestellt, dessen Entwicklung auf der PERSEUS-Modellfamilie (vgl. u.a. [Göbelt 2001] und [Möst 2006]) aufbaut. Der Modellierungsansatz basiert auf einer detaillierten Abbildung von Energieumwandlungstechnologien und den verknüpfenden Energie- und Stoffflüssen (Strom, Wasser, Wärme, primäre Energieträger, Emissionen etc.). Optimierungskriterium ist die Minimierung aller auf das Basisjahr diskontierten Systemausgaben. Technische, ökonomische und ökologische Nebenbedingungen werden in geeigneter Weise in das Modell integriert, um die maßgeblichen Systemeigenschaften realer urbaner Energieversorgungssysteme zu berücksichtigen. Abgebildet werden neben zentralen und dezentralen Energieerzeugungstechniken auch Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie die Nachfrageseite in Form von technischer Gebäudeausrüstung (TGA), Haushaltsgeräten und Gebäudedämmstandards. Hiermit können die kostenminimalen Maßnahmen identifiziert werden, die es ermöglichen, unter den vorgegebenen Technologieoptionen festgelegte Energie- oder CO₂-Einsparziele zu erreichen. Die Entscheidungen werden aus Gesamtsystemsicht getroffen und nicht aus Sicht einzelner Marktakteure (bspw. Hauseigentümer).

Zur Verdeutlichung der Methode wurde dieses Optimiermodell auf einen exemplarischen Stadtteil angewandt, der im Zuge einer Flächensanierung neu erschlossen werden soll. Eine freie Entwicklung, nur begrenzt durch technische Restriktionen, wurde festgelegt und mit zwei Szenarien mit festgeschriebenen Einsparzielen verglichen. Hieran kann abgelesen werden, welche Kosten bei der Vermeidung von CO₂ entstehen und welche Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele durchgeführt werden müssen. Damit eignet sich dieses PERSEUS-Modell als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung für Planer und Projektträger in den Bereichen des Hochbaus und kommunaler Infrastrukturen.

2 Urbane Energiesystemanalyse

Global betrachtet ist ein eindeutiger Trend zur Verstädterung zu erkennen (s. Abb. 1). Während der Anteil der Stadtbewohner an der Weltbevölkerung 1950 noch bei 30% lag, soll er sich bis 2050 auf 70% erhöhen [UNS 2006/07]. Insbesondere in Schwellenländern und stark wachsenden Wirtschaften mit zunehmendem Wohlstandsgefälle zwischen Land- und Stadtbevölkerung schreitet die Urbanisierung und die Entwicklung von Megastädten voran [Kopfmüller et al. 2008]. Die Analyse und effiziente Gestaltung urbaner Energiesysteme wird deshalb in Zukunft bei der Suche nach Lösungswegen für die Problematiken sich erschöpfender Ressourcen und des drohenden Klimawandels von zentraler Bedeutung sein.

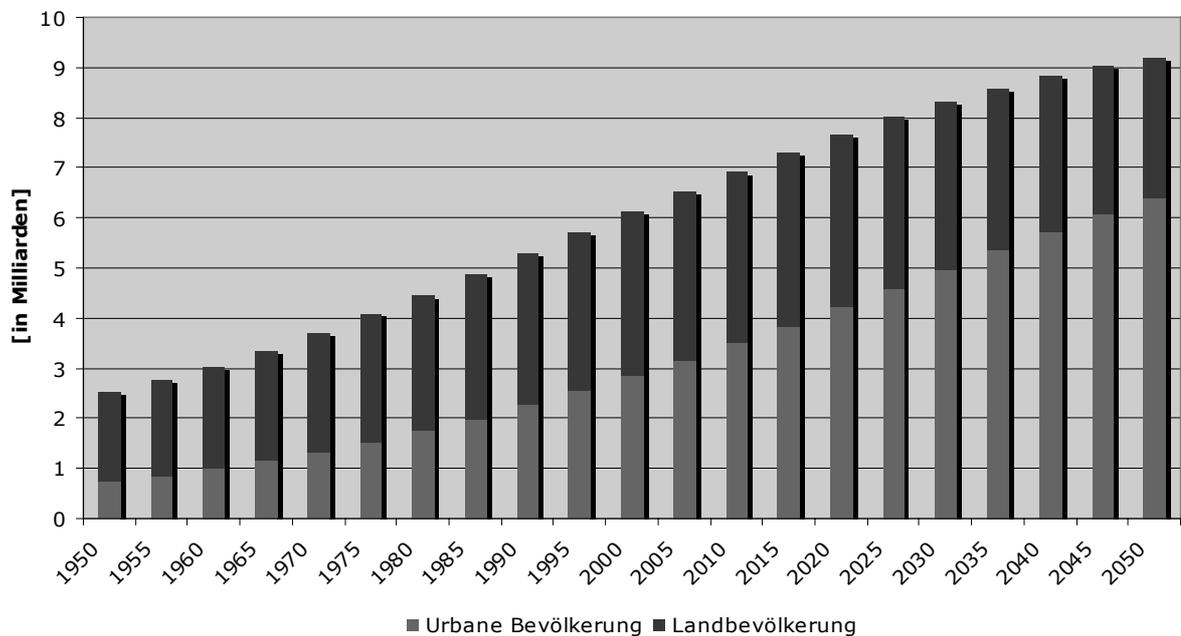


Abb. 1: Entwicklung der weltweiten Urbanisierung¹

Für Deutschland ist eine Entwicklung im genannten Umfang nicht zu erwarten. Hier verzeichnen die Städte nur geringe Einwohnerzuwächse mit Dekonzentrationstendenzen durch die Ansiedelung im Umland von Agglomerationen. Viele Städte in den neuen Bundesländern unterliegen durch Abwanderung sogar einem Schrumpfungsprozess. Hier wird neben der effizienten Energienutzung zukünftig ein zusätzlicher Fokus auf der Neu- bzw. Umgestaltung überdimensionierter Versorgungsstrukturen liegen.

Die Energiesystemanalyse lässt sich bezüglich des Ausbau- bzw. Erschließungszustandes des Untersuchungsraums grob in zwei Betrachtungsweisen unterscheiden. Bei der

¹ Vgl.: UNS: World Population and Urbanization Prospects: The 2006/ 2007 Revision, <http://esa.un.org/unup>.

Greenfield-Analyse handelt es sich um völlig neu zu erschließende Infrastrukturen. Dazu zählen Städte wie beispielsweise Synia [Com. of SYNIA] in China, die auf dem „freien Feld“ komplett neu errichtet werden. Die Brownfield-Analyse hingegen betrachtet die Neuerschließung von Siedlungsräumen im Zuge von Flächenumnutzungen bzw. -sanierungen. Die erforderliche Berücksichtigung der vorhandenen Infrastrukturanlagen im Untersuchungsraum kann hier die Freiheitsgrade einer wirtschaftlichen Energiesystemgestaltung stark einschränken. Bei der beschriebenen Modellentwicklung wird Wert darauf gelegt, dass das Modell sowohl für Green- als auch Brownfield angewandt werden kann.

Grundlage für die Entwicklung eines Modells zur Optimierung urbaner Energiestrukturen ist die Analyse aller relevanten Eigenschaften und Ausprägungen des zu modellierenden Systems. Dieses umfasst die lokale Energieerzeugung, Transport bzw. Verteilung und die Umwandlung von End- in Nutzenergie. Des Weiteren sind die Kopplungsstellen an angrenzende bzw. übergeordnete Versorgungsstrukturen zu berücksichtigen (bspw. Hochspannungsübertragungsnetz).

Ansatzpunkte für Energie- und CO₂-Einsparungen in Siedlungen können einerseits entlang der Energiewertschöpfungskette kategorisiert werden. Andererseits können Einsparmöglichkeiten durch Technologieentwicklung, Anlagenbetrieb und Verhaltensänderung auf den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette realisiert werden. Von diesen Möglichkeiten sind primär die des Anlagenzubaus und deren Betrieb sowie das Verhalten des Konsumenten direkt für Siedlungen relevant. Hier muss die Optimierung urbaner Energiesysteme ansetzen. Die daraus resultierenden Möglichkeiten zur Energieeinsparung in Städten sind in dargestellt.

	Versorgung	Netze	Nachfrage	Städte
Technologie				
Synergien/ Betrieb				
Verhaltens- änderung				

Abb. 2: Möglichkeiten für Einsparungen in Städten

3 Bestehende Ansätze zur Modellierung urbaner Energiesysteme

Auf dem Gebiet der Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme existieren bereits vielfältige Arbeiten, von denen hier drei ausgewählte stellvertretend skizziert werden. Zunächst wird das Modell iPlan [Winkelmüller 2006] betrachtet, welches die Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien optimiert. Als zweite Arbeit wird das Modell Deeco [Bruckner 1996] charakterisiert. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der dynamischen Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung lokaler bzw. regionaler Energiesysteme. Als dritter Ansatz wird das Modell DER-CAM [Siddiqui et al. 2003] kurz beschrieben.

Beim Modellansatz von iPlan [Winkelmüller 2006] wird auf die Identifikation der Möglichkeiten und Grenzen einer systemanalytischen Betrachtung städtischer Energiesysteme unter Verwendung einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung abgezielt (s. Tabelle 1). Die Zielfunktion ist hierbei die Minimierung der Gesamtkosten des Systems. Abgebildet wurde die Nachfrageseite der Stadt Wien mit einem Fokus auf den Gebäudebestand, der mit 14 Gebäudeklassen modelliert wird. Als Technologieoptionen werden Sanierungsvarianten und Hausheizungssysteme hinterlegt, deren zeitlich verteilter Kapazitätszubau eine Hauptentscheidungsvariable darstellt. Für jede Technik sind Effizienzen, spezifische Kosten, die bestehenden Anlagen im ersten Modellierungsjahr und die Altersstruktur vorgegeben. Der Optimierungshorizont reicht dabei vom Jahr 2002 bis 2015.

Die mit iPlan erzielten Ergebnisse zeigen, dass der größte Anteil an Einsparungen durch Gebäudesanierungen erzielt werden kann, gefolgt vom Einsatz effizienter Heizungssysteme. Als Weiterentwicklungsmöglichkeit wird ein gekoppeltes Nachfrage- und Erzeugungsmodell diskutiert.

Tabelle 1: Zusammenfassung der wesentlichen Eigenschaften des Modells iPlan

<p>Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zielsetzung: Analyse der Möglichkeiten und Grenzen einer systemanalytischen Betrachtung von kommunalen Energiesystemen ▪ Methode: Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (iPlan auf Basis von Message) <p>Abbildungsbereich</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nachfrageseite der Stadt Wien ▪ Fokus auf Gebäudebestand: Abbildung mit 14 Gebäudeklassen ▪ Verschiedene Gebäudesanierungsvarianten und Hausheizungssysteme zur Auswahl ▪ Entscheidung: wie viel „Kapazität“ wird von welcher Technik wann zugebaut? <p>Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Anteil der wirtschaftlichen Einsparungen durch Gebäudesanierung ▪ Zweitgrößter Anteil der Einsparungen durch energieeffiziente Heizungssysteme
--

Das Modell Deeco [Bruckner 1996], welches auf einer linearen Programmierung basiert, wird auf die Stadt Würzburg angewandt und fokussiert dabei primär auf den zeitlich hoch aufgelösten Wärme- und Elektrizitätsbedarf (s. Tabelle 2). Als Wahloptionen für den Lösungsalgorithmus werden verschiedene Energieversorgungspfade abgebildet, die sich vor allem auf die Erzeugungsseite und die Energieverteilung konzentrieren. Der Optimierhorizont umfasst bei Deeco ein repräsentatives Jahr, welches quasidynamisch optimiert wird. Dies bedeutet, dass der Betrieb eines Energieversorgungsunternehmens bei zeitlich lokaler Optimierung unter Berücksichtigung der Systemvergangenheit simuliert wird [Groscurth et al. 1993]. Hiermit wird insbesondere die Untersuchung von Konkurrenzeffekten und Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Technologieoptionen verfolgt.

Ergebnisse der Optimierung der Stadt Würzburg sind, dass gegenüber dem Referenzsystem, welches die Haushalte durch Ölheizungen mit Wärme und über das öffentliche Netz mit Strom versorgt, durch gasbefeuerte Blockheizkraftwerke der Primärenergieverbrauch um 30%, die Kosten um 2% und die Emissionen um 43% gesenkt werden können. In einem Extremszenario lassen sich bis zu 50% des Primärenergieverbrauchs einsparen, allerdings bei Kostensteigerungen von 65%.

Tabelle 2: Zusammenfassung der wesentlichen Eigenschaften des Modells Deeco

<p>Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung des Energiesystems in Würzburg</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zielsetzung: Dynamische Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung lokaler bzw. regionaler Energiesysteme ▪ Methode: Lineare Programmierung <p>Abbildungsbereich</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stadt Würzburg ▪ Fokus auf zeitlich hoch aufgelöste Wärme- und Elektrizitätsbedarfsdaten ▪ Abbildung verschiedener Energieversorgungspfade (Einzelöfen, Heizkessel, Kraftwerke (KWK), Heizwerke, Solarkollektoren, ...) <p>Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gegenüber Referenzsystem (Ölkessel + Stromnetz) ergeben sich durch gasbefeuerte Blockheizkraftwerke eine Primärenergiereduktion von 30%, Kosteneinsparungen von 2% und Emissionsminderungen von 43% ▪ Unter rationeller Energieverwendung und starker Wärmedämmung sind Primärenergiereduktionen von 50% (Emissionen -58%) bei Kostensteigerungen von 65% erzielbar
--

Das Modell DER-CAM [Siddiqui et al. 2003] optimiert die Energieversorgung aus Sicht eines Kunden und nicht aus Gesamtsicht einer Stadt (s. Tabelle 3). Dazu wird mit einer gemischt-ganzzahligen Programmierung über ein Test-Jahr die optimale Installation und der optimale Betrieb von dezentralen Erzeugungstechnologien bei einem Kunden ermittelt. Weil in diesem Ansatz nicht mit einer volkswirtschaftlichen Sichtweise gearbeitet wird, kann direkt mit Preisen und entsprechend mit unterschiedlichen Tarifen gerechnet werden. Als Eingangsdaten benötigt DER-CAM die stündlich aufgelöste Nachfrage des Kunden, Marktinformation (z.B. Tarife) und die Parameter der Technologieoptionen.

Bei der Abbildung eines Altenheims [Stadler et al. 2008], als Beispiel einer Anwendung des Modellansatzes, wird primär auf den Einsatz von Speichertechnologien fokussiert. Unabhängig von der eingesetzten Speichertechnologie (thermisch oder elektrisch) glätten diese die Nachfragespitzen, führen aber durch ihre geringen Effizienzen zu höheren CO₂-Emissionen. Die gemachten Erfahrungen zeigen, dass fast jedes abgebildete Gebäude einzigartig ist bzw. die erzielten Ergebnisse sehr stark von den Nachfrageprofilen, den Tarifstrukturen, der Sonneneinstrahlung und den Technologiecharakteristika abhängen und die Ergebnisse somit relativ schwer verallgemeinerbar bzw. übertragbar sind.

Tabelle 3: Zusammenfassung der wesentlichen Eigenschaften des Modells DER-CAM

<p>DER-CAM – Distributed Energy Resources Customer Adoption Model</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zielsetzung: Kostenminimierung der Strom- und Wärmeversorgung eines spezifischen Kunden durch Installation und Betrieb dezentraler Erzeugungstechnologien ▪ Methode: Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung <p>Abbildungsbereich</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Einzelne Gebäude (Krankenhäuser, Postdienstleistungen, Wirtschaftsgebäude, ...) ▪ Fokus auf Kostenminimierung eines Kunden ▪ Abbildung verschiedener dezentraler Energietechnologieoptionen (Photovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung (CHP), elektrische und thermische Speicher, Gasturbinen, Mikroturbinen, Brennstoffzellen, ...) <p>Ergebnisse</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Unabhängig von eingesetzter Speichertechnologie tritt eine Glättung des Nachfrageprofils ein ▪ Bei Einsatz der Speichertechnologien kommt es aufgrund von Ineffizienzen zu höheren CO₂-Emissionen
--

4 PERSEUS-Modellentwicklung für urbane Energiesysteme

Fasst man die Anforderungen an eine modellbasierte Analyse urbaner Energiesysteme aus Kapitel 2 zusammen, ergeben sich folgende Punkte:

- Detaillierte Abbildung der Erzeugungsseite (Kraftwerke, erneuerbare Energien, Energiemärkte)
- Detaillierte Abbildung der Nachfrageseite (Gebäudehülle, Heizungssysteme, Geräteausstattung der Energiekunden, Nutzerverhalten)
- Berücksichtigung der Übertragungs- und Verteilnetze (Wärme, Kälte, Gas, Strom)
- Dynamische Betrachtung um die Siedlungsentwicklung abbilden zu können
- Zeitlich aufgelöste Abbildung der Energienachfrage (Lastprofile)
- Optimierung des Energiesystems unter Vorgabe von Restriktionen (bspw. Reduktionsziel)
- Einfacher Aufbau und leichte Anpassbarkeit des Modells

Aufbauend auf der PERSEUS-Modellfamilie (vgl. u.a. [Göbelt 2001] und [Möst 2006]) wird im Folgenden eine Modellentwicklung vorgestellt, die die Anforderungen berücksichtigt. Die Modellfamilie umfasst Energie- und Stoffflussmodelle, die je nach Anwendung unterschiedliche Löser verwenden und in der Modellersprache GAMS [Brooke et al. 1998] umgesetzt sind. Optimierungskriterium ist die Minimierung der auf das Basisjahr diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben, wobei die

einzelnen Modelle in dem variieren, was für die konkrete Anwendung entscheidungsrelevant ist. Die entsprechenden Randbedingungen gehen als technische, ökonomische und ökologische Restriktionen in die Optimierung ein. Die zugrunde liegende Zielfunktion beinhaltet Ausgaben für Brennstoffe und Transport, Vergütungen, variable Betriebsausgaben und die Kosten für Bau und Betrieb der Anlagen sowie Ausgaben, die durch den CO₂-Zertifikatehandel entstehen.

Die zur urbanen Siedlungsanalyse notwendigen Modellerweiterungen ergeben sich in erster Linie bei der detaillierten Abbildung des Netzzubaus und der Nachfrageseite. Bislang lag der Untersuchungsfokus vorrangig auf der Ausgestaltung bzw. der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten. Die Nachfrageseite wurde in den vorhandenen Modellen der PERSEUS-Familie weniger detailliert betrachtet und diente im Wesentlichen als vorgegebener Treiber des Energiebedarfs. Bei der Analyse urbaner Energiesysteme ist dieser Ansatz nicht ausreichend, da gerade im Bereich der technischen Gebäude- und Nutzerausstattung große Potentiale zur Energie- bzw. CO₂-Einsparung durch Effizienzmaßnahmen vorhanden sind. Um die kostenminimale technische Ausstattung der Endenergienutzer unter Effizienzgesichtspunkten zu ermitteln und vor allem die Auswirkungen dieser Ausstattungskombinationen auf die Erzeugungs- und Netzstrukturen berücksichtigen zu können, müssen im Modell auch die Anlagen der Nachfrageseite (Gebäudehülle, Heizungssysteme, Haushaltsgeräte etc.) mit den relevanten technischen und ökonomischen Parametern detailliert abgebildet werden.

Neben dieser detaillierten Abbildung der Nachfrageseite kommt bei der Modellierung urbaner Energiesysteme der Netzabbildung eine wichtige Bedeutung zu, da sie die Kosten der Gebäudetechnologien um die eventuell nötigen Netzanschlusskosten ergänzt. Auf diese Weise wird die für die Nachfragetechnologie erforderliche Infrastruktur in die Optimierung mit einbezogen. Dazu muss die Abbildung des Netzzubaus elementweise erfolgen, und die Netzelemente müssen sich an der Aggregationsebene der Nachfrageseite orientieren. Je nach Anwendung kann ein Netzelement einen einzelnen Hausanschluss oder z.B. den Anschluss eines gesamten Straßenzuges oder Häuserblocks darstellen.

Zum Lösen des Optimiermodells wird auf CPLEX² in der gemischt-ganzzahligen Variante zurückgegriffen. Die Entscheidungsvariablen umfassen den Anlagenzubau, deren Betrieb, den ganzzahligen Netzzubau und den optional blockgrößenweisen

² Vgl. <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/cplex.pdf>

Anlagenzubau (s. Tabelle 4). Damit zielt das entwickelte Modell auf eine Gesamtoptimierung des städtischen Energiesystems ab.

Tabelle 4: Modellneuerungen für urbane Energiesysteme

Methodische Neuerungen im PERSEUS Modell für urbane Energiesysteme

- Detaillierte Abbildung des Netzzubaus
 - Einzelne Netzabschnitte können einzeln zugebaut werden
 - Berücksichtigung von kapazitätsabhängigen Baukosten
- Detaillierte Abbildung der Nachfrageseite
 - Einzelne Gebäudestandards (wie bspw. Niedrigenergiehaus) können zugebaut werden
 - Nutzenergie mit unterschiedlichen Lastkurven (bspw. Raumwärme, Licht)
- Gesamtoptimierung des städtischen Energiesystems

5 Modellaufbau anhand einer exemplarischen Anwendung

Im Folgenden werden anhand einer exemplarischen Modellanwendung der Modellaufbau und die Möglichkeiten der Methode verdeutlicht. Als exemplarische Anwendung wird ein Sanierungsgebiet in einer bestehenden Siedlungsstruktur (Brownfield-Analyse) gewählt. Der Untersuchungsraum beinhaltet gemischte Wohn- und Gewerbegebiete, eine Anbindung an das externe Stromnetz und die Möglichkeit der Rückeinspeisung von Strom. Der Planungszeitraum umfasst 25 Jahre und gliedert sich in 2jährige Optimierungsperioden (Stützjahre). Beginnend mit den Nachfragesektoren wird entlang des Modellflussbildes (vgl. auch Abb. 3) dessen Aufbau erläutert.

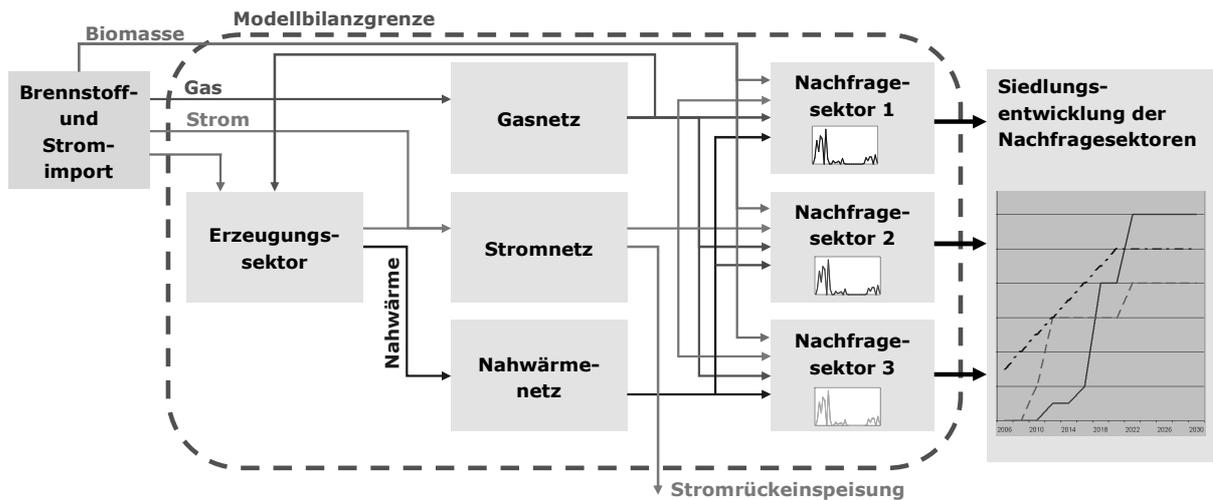


Abb. 3: Modellflussbild

5.1 Nachfragesektoren

Der Untersuchungsraum weist eine hohe Konzentration verschiedenartiger Energienutzertypen auf. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrem Bedarf an Dienstleistungen für Wärme³, Klimatisierung, Kraft und Beleuchtung sowie bezüglich ihrer technischen Ausstattung und ihrem Alltagsverhalten. Dem entsprechend stark variieren auch die zur Bereitstellung dieser Dienstleistungen nachgefragten Endenergiemengen und deren zeitliche Inanspruchnahme (Lastprofile). Um dieser Heterogenität gerecht zu werden, werden fünf verschiedene Nutzertypen (Nachfragesektoren) definiert:

- Einfamilienhaus (EFH) – freistehendes Wohngebäude, das hinsichtlich Ausstattung und Nachfrageverhalten einen Einfamilienhaushalt repräsentiert
- Mehrfamilienhaus (MFH) – in geschlossener Bebauung stehendes Wohngebäude mit 6 Wohneinheiten, Ausstattung und Nachfrageverhalten entsprechen einem Mix aus Familien- und Singlehaushalten
- Laden – repräsentiert kleine Geschäfte des Einzelhandels, ohne Nahrungsmittelangebot mit Standardöffnungszeiten
- Büro – subsumiert mittelgroße Gebäude mit büroähnlichem Betrieb und Standardarbeitszeiten
- Handwerk (HW) – entspricht kleineren Betrieben des produzierenden Gewerbes aus der Metall- und Holzverarbeitung mit Standardarbeitszeiten

³ Dazu zählen: Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme.

In dem exemplarischen Modell wird die Nachfrage nach „Raumwärme“ und „Warmwasser“ detailliert abgebildet. Diese Dienstleistungen können in jedem Sektortyp durch alternative hausinterne Erzeugungsanlagen bzw. Anschlüsse bereit gestellt werden (vgl.

Tabelle 5). Den Anlagen werden sektorspezifische technische und ökonomische Parameter für genutzte Energieträger, Wirkungsgrad, Nutzungsdauer, zeitliche Verfügbarkeit und Investitionen hinterlegt. Um den Einfluss der Gebäudehülle auf den Endenergiebedarf für die Dienstleistung „Raumwärme“ zu berücksichtigen, werden für jeden Nutzertyp zusätzlich die zwei Gebäudedämmstandards EnEV und Niedrigenergiehaus (NEH) mit sektorspezifischen techno-ökonomischen Parametern definiert.

Tabelle 5: Hausinterne Erzeugungsanlagen bzw. Hausanschlüsse für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser

Anlage	Dienstleistung
Gaskessel	Raumwärme und Warmwasser
Nahwärmeanschluss	Raumwärme und Warmwasser
Pelletofen	Raumwärme und Warmwasser
Elektrischer Boiler	Warmwasser
Kraftwärmepumpe ⁴	Raumwärme

Die Nachfrage nach elektrischer Energie für Haushaltsgeräte und betriebliche Ausstattungen der gewerblichen Nutzertypen wird nicht differenziert abgebildet, d.h. dem Modell wird an dieser Stelle keine Möglichkeit gegeben, zwischen alternativen Anlagen (z.B. Standard und effiziente Geräte) zu wählen. Damit die Energienachfrage für diese Anwendungen beim Zubau der Kapazitäten auf der Erzeugungs- und Netzseite Berücksichtigung findet, wird sie zusammengefasst und als Gesamtbedarf an elektrischer Endenergie für jeden Nutzertyp modelliert.

⁴ Nur für das Einfamilienhaus in Verbindung mit dem NEH-Gebäudedämmstandard

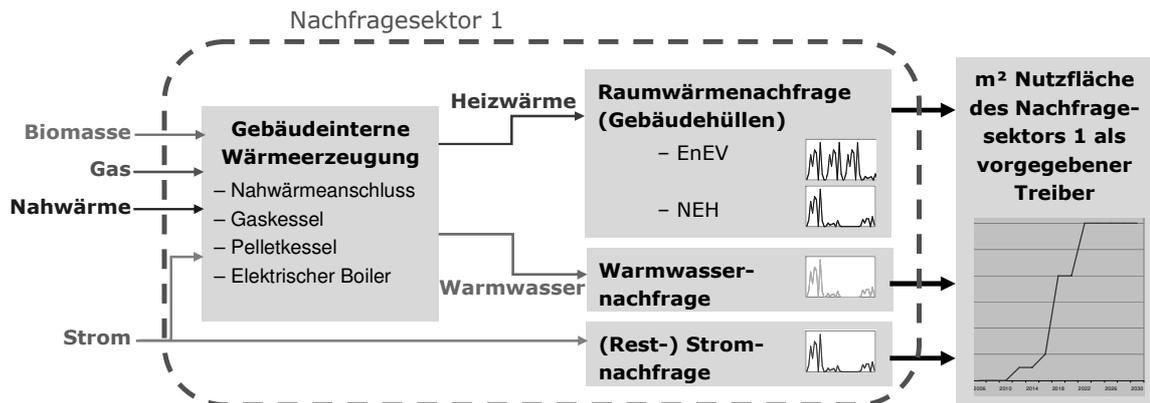


Abb. 4: exemplarischer Nachfragesektor

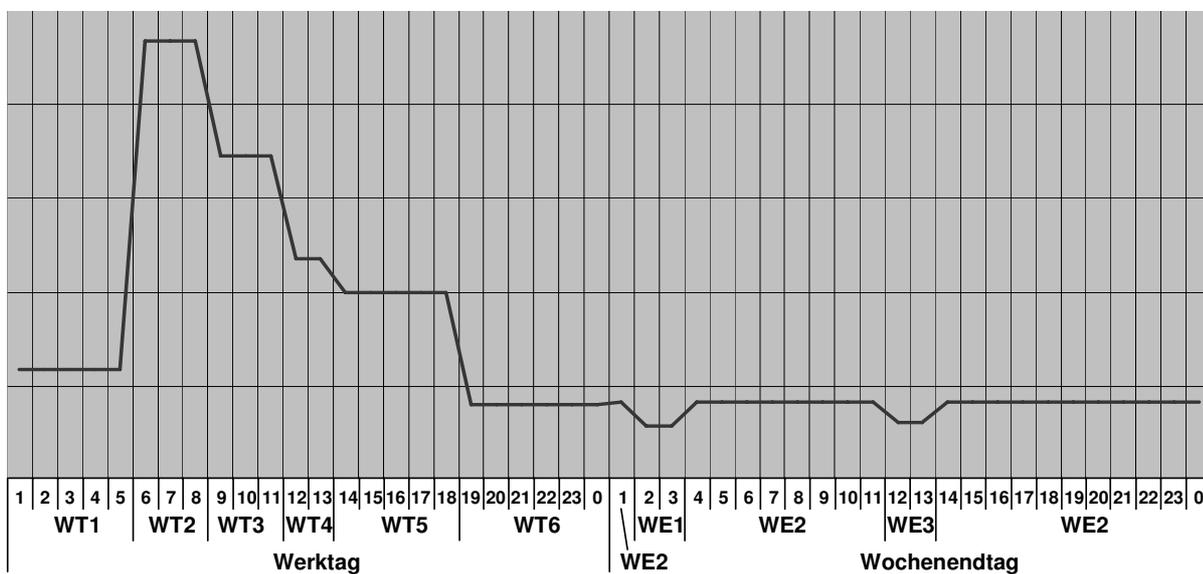
Als Treiber der Energienachfrage werden dem Modell die in den Perioden vorhandenen Nutzflächen (in m^2) jedes Sektors für die einzelnen Regionen als Exportflüsse vorgegeben (vgl. Abb. 3 und Abb. 4). Den Exportflüssen werden so genannte Nachfrageknoten vorgeschaltet. Diese fungieren als Konverter, um die Nutzflächen in einen Energiebedarf zu überführen. Dazu werden in diesen Knoten entsprechende Prozesse mit sektorspezifischen Umwandlungsfaktoren (Energiebedarf pro m^2 Nutzfläche und Jahr) für die einzelnen Dienstleistungen erstellt. Gleichzeitig wird Prozessen die zeitliche Nachfragestruktur zugewiesen. Für jede Dienstleistung werden sektorspezifische Lastprofilfaktoren hinterlegt, welche den Jahresenergiebedarf in einen von Zeitpunkt und Dauer abhängigen Leistungsbedarf überführen. (Siehe auch Abschnitt 5.2)

5.2 Zeitliche Nachfragestruktur

Prinzipiell ist es möglich, dem Modell viertelstündlich aufgelöste Laststrukturen für die Dienstleistungs- bzw. Energienachfrage vorzugeben. Allerdings steigt die Rechenzeit der Optimierung mit zunehmenden Detaillierungsgrad dieser zeitlichen Auflösung exponentiell an. Aus diesem Grund ist es erforderlich, eine gröbere Lastprofilauflösung abzubilden. Das Modell bietet die Möglichkeit, repräsentative Typtage für verschiedene Jahreszeiten zu definieren. Die Typtage sind in Stundenblöcke untergliedert. Der dazugehörige Leistungswert ergibt sich aus dem Durchschnitt der in diesem Stundenblock zusammengefassten Viertelstundenleistungswerte. Diese Methodik hat zur Folge, dass einzelne Lastspitzen und -senken innerhalb der Stundenblöcke ausgeglichen werden. Für die Festlegung der Zeitscheibenstruktur gilt es deshalb, einen geeigneten Mittelweg zwischen Rechenaufwand und übermäßiger Vereinfachung der realen Lastverläufe zu finden.

Tabelle 6: Gewählte Zeitscheibendefinition für den exemplarischen Modellaufbau

Saison	von	bis	Typtag	von	bis	Std.-Block	von	bis
Winter	01.12.	28.02.	Werktag (WT)	Montag	Freitag	WT 1	00:00	05:00
Frühling	01.03.	31.05.	Wochenende (WE)	Samstag	Sonntag	WT 2	05:00	08:00
Sommer	01.06.	31.08.				WT 3	08:00	11:00
Herbst	01.09.	30.11.				WT 4	11:00	13:00
						WT 5	13:00	18:00
						WT 6	18:00	00:00
						WE 1	01:00	03:00
						WE 2	03:00	11:00
							13:00	01:00
						WE 3	11:00	13:00

**Abb. 5:** Lastprofil für Raumwärme des Nachfragesektors Büro mit EnEV Gebäudedämmstandard in der Wintersaison

Für den Untersuchungsraum werden je zwei Typtage (Werktag und Wochenende) für 4 Jahreszeiten definiert. Der Werktag wird in 6 und der Wochenende in 3 Stundenblöcke untergliedert. Damit ergibt sich eine Auflösung des Jahres in 36 Zeitscheiben. Die

gewählte Zeitscheibendefinition ist in Tabelle 6 zusammengefasst. Abb. 5 zeigt beispielhaft ein auf diese Zeitscheibendefinition heruntergebrochenes Lastprofil für die Dienstleistung „Raumwärme“.

5.3 Versorgungsnetze

Die Versorgungsnetze werden als Kanten des Energie- und Stoffflussmodells abgebildet und verbinden die Erzeugungs- mit den Nachfragetechnologien. Für jede Energieform (z.B. Strom, Gas, Fernwärme), die ein Verteilungsnetz benötigt und für das betrachtete Gebiet mit berücksichtigt werden soll, wird ein gesondertes Netz modelliert.

Da Verteilnetze sehr unterschiedliche Verläufe bzw. Topologien aufweisen können, müssen diese in einem Modellansatz für urbane Anwendungen ebenso Teil der Abbildung sein. Die Topologiemodellierung geschieht dadurch, dass jedes Netz aus Elementen, die den Verlauf nachbilden, zusammengesetzt wird (s. Abb. 6). Ein Netz beginnt also jeweils bei einem Erzeugungs- oder Brennstoffimportknoten und endet bei einem Nachfrageknoten. Diese Knoten enthalten die Technologieoptionen, die dem Optimierer zur Auswahl stehen. Zwischen diesen beiden Knoten werden die einzelnen Netzelemente durch sogenannte Verteilungsknoten separiert, die die Energie unverändert weiterleiten und einzig der Topologieabbildung dienen. Der Zubau jedes Netzelementes kann optional als ganzzahlige Variable modelliert werden. Diese Option sollte nur bei den Netzelementen, deren Bau frei zu entscheiden ist, genutzt werden, da sich die Anzahl ganzzahliger Variablen auf die Rechenzeit auswirkt.

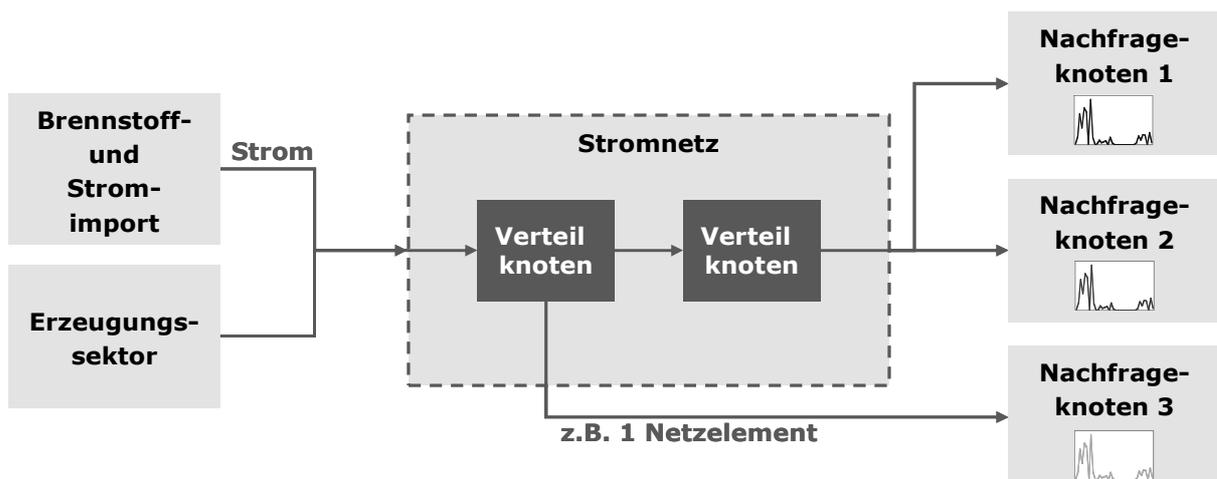


Abb. 6: Netztopologie

Jedem dieser einzelnen Netzelemente können eine Reihe von Parametern zugewiesen werden (s. Tabelle 7). Diese Parameter umfassen zum einen Größen, die die Energie- und Stoffbilanzen des Modells sicherstellen. Hierunter fallen z.B. die Ober- und Untergrenze des Energieflusses. Zum anderen gehören zu den Parametern ökonomische Größen wie z.B. Netzinvestitionen und Durchleitungsentgelte, die es ermöglichen, die Kostenstruktur des Netzes zu berücksichtigen.

Tabelle 7: Parameter zur Abbildung der Netzcharakteristika

Netzcharakteristika
▪ Obergrenze eines Energieflusses
▪ Untergrenze eines Energieflusses
▪ Fester Level für einen Energiefluss
▪ Kosten eines Energieflusses
▪ Netzverluste /Flusswirkungsgrad
▪ Durchleitungsentgelte für interne Energieflüsse
▪ Investitionen für ein Netzelement
▪ Kapazität eines Netzelementes
▪ Kapazitätsabhängige Netzinvestitionen
▪ Kapazitätsabhängige jährliche Kosten

Im exemplarischen Untersuchungsgebiet werden Verteilnetze für Strom, Gas und Fernwärme modelliert. Dabei ist das Stromnetz ohne Zubauentscheidung abgebildet, weil davon ausgegangen wird, dass eine Anbindung an die Stromversorgung für jeden Haushalt zutrifft und damit eine ganzzahlige Abbildung nicht notwendig ist. Währenddessen kann sowohl das Gas- als auch das Nahwärmenetz ganzzahlig elementweise zugebaut werden. In der Regel wird in den unterschiedlichen Szenarien nur das Gas- oder Nahwärmenetz zugebaut, je nachdem welcher Technologiepfad die günstigste Variante darstellt. In der hier vorgestellten Anwendung ist dies das Gasnetz, welches elementweise zeitlich entsprechend der Aufsiedlung zugebaut wird.

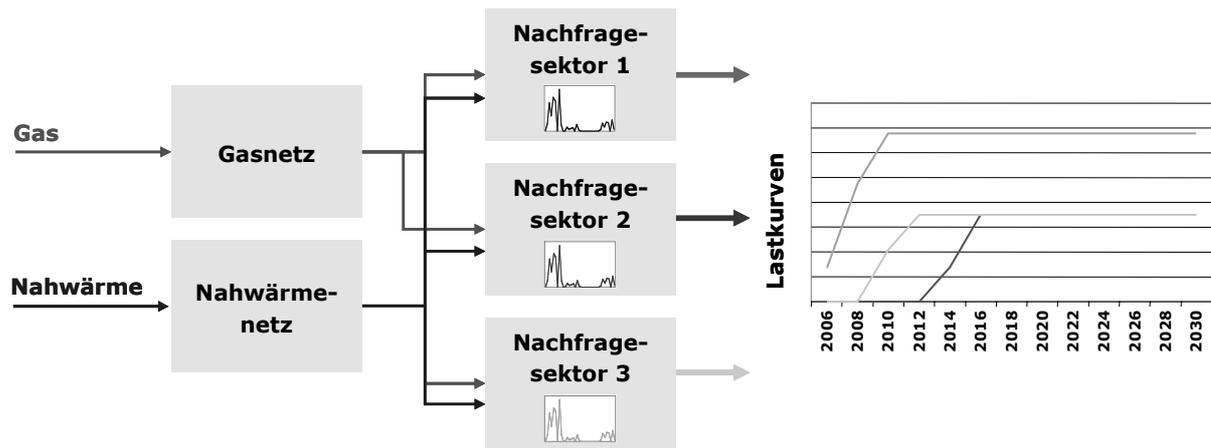


Abb. 7: exemplarische Versorgungsnetze

5.4 Erzeugungssektor

Im Erzeugungssektor sind sämtliche Energiewandlungsanlagen für Endenergien enthalten. Dazu zählen alle Arten von Kraftwerken, sowohl zentrale als auch dezentrale Energiewandlungstechnologien. Diese Anlagen werden über Importflüsse (z.B. Kohle) oder Netzanbindungen (z.B. Gasversorgung) mit Brennstoffen versorgt. Jedem zugeführten Rohstoff werden dabei Preise zugewiesen.

Die Energiewandlungstechnologien selbst werden durch technisch-ökonomische Parameter charakterisiert, auf deren Basis der OptimierlÖser die Technologien im Rahmen eines konkreten Anwendungsfalls gegeneinander abwägt. Zu diesen Parametern zählen auf der Seite der ökonomischen Größen die Investitionen und die fixen sowie variablen Betriebskosten, wobei in den variablen Betriebskosten die Brennstoffkosten nicht enthalten sind. Auf Seite der technischen Parameter gehen vor allem Größen ein, die den Betrieb der Anlage charakterisieren. Hierzu gehören:

- Maximale und minimale Volllaststunden
- Input- & Output-Energieträgeranteile
- Anlagenlebensdauer
- Wirkungsgrad
- Blockgröße

Um den ökologischen Einfluss der Energiewandlungsstechnologien in Bezug auf ihre Emissionen beurteilen zu können, werden den Technologien spezifische Emissionsfaktoren (CO_2 , SO_2 , NO_x) zugeordnet. Auf diese Weise können die Emissionen des betrachteten Untersuchungsraums bilanziert und zur Beurteilung herangezogen werden. Über diese Emissionsfaktoren können dem Modellgebiet auch absolute Emissionsgrenzen zugewiesen werden.

Die Entscheidungen des Optimierers im Erzeugungssektor umfassen sowohl den Zu- und Rückbau der unterschiedlichen Technologieoptionen als auch die Festlegung der Anlagenfahrweise.

Im Beispielgebiet werden jeweils ein Heizwerk und ein Spitzenkessel sowohl gas- als auch biomassebetrieben neben einer biomassebetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage modelliert (s. Abb. 8).

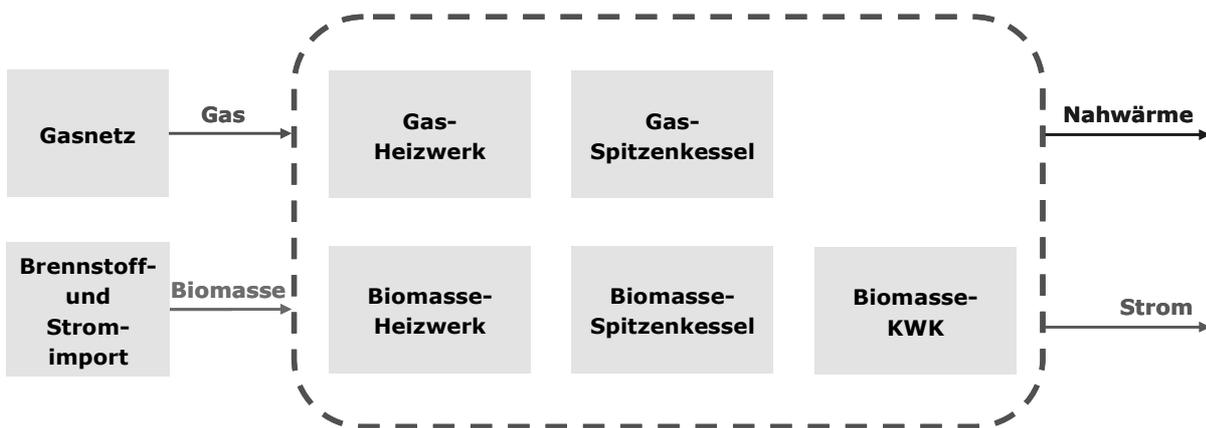


Abb. 8: exemplarischer Erzeugungssektor

5.5 Ergebnisse und Analyseoptionen

Aufgrund der Vertraulichkeit der verwendeten Daten bei der Analyse des exemplarischen Stadtteils sollen die Ergebnisse an dieser Stelle nur qualitativ dargestellt und weitere Analyseoptionen des gewählten Modellansatzes beschrieben werden.

Für die Untersuchung wird zunächst ein freies Szenario definiert ohne Begrenzung des Anlagen- und Netzkapazitätenszubaues. Ebenfalls werden keine CO_2 - oder Energieeinsparziele vorgegeben. Als Ergebnis wird der kostenminimale Investitionspfad für Anlagen, Gebäudehüllen und Netze zur Befriedigung der Dienstleistungsnachfrage ohne Beschränkungen ermittelt. Es zeigt sich, dass unter der vorgegebenen Preisentwicklung für die einzelnen Energieträger in allen Nachfragesektoren der

Gebäudedämmstandard „EnEV“ gewählt wird. Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser erfolgt ausschließlich durch hausinterne Gaskessel. Dementsprechend wird der Untersuchungsraum komplett mit einem Gasnetz erschlossen. Durch die Vorgabe der Reststromnachfrage für sonstige Haushaltsgeräte und technische Anlagen erfolgt ebenfalls der Ausbau des Stromnetzes, wobei die erforderliche elektrische Energie ausschließlich aus dem vorgelagerten Stadtnetz importiert wird. Die Erzeugungsoptionen innerhalb des Modellgebietes (Heizwerke, Spitzenkessel, KWK) werden weder für die Strom- noch für die Wärmebereitstellung genutzt.

Demgegenüber werden im Szenario 1 die CO₂-Emissionen um ca. 12% reduziert. Diese Restriktion hat in den Nachfragesektoren keine Auswirkungen auf den gewählten Gebäudedämmstandard (weiterhin 100% EnEV). Hinsichtlich der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser zeigt sich ein teilweiser Übergang vom hausinternen Gaskessel (60%) zum Pelletofen (40%). Dementsprechend erfolgt der Ausbau des Strom- und Gasnetzes. Letzteres allerdings mit geringeren Kapazitäten als im freien Szenario. Die nachgefragte elektrische Energie wird weiterhin aus dem städtischen Netz bezogen. Die dezentralen Wärme- und Stromerzeugungskapazitäten und das Nahwärmenetz blieben beim Zubau wiederum unberücksichtigt.

Im Szenario 2 werden die CO₂-Emissionen auf ca. 2/3 der Emissionen des freien Szenarios beschränkt. Um diese Restriktion zu erfüllen, wird auch die kostenintensivere Niedrigenergie-Gebäudehülle in allen Nachfragesektoren zugebaut (26% EnEV, 74% NEH). Die hausinterne Wärmeerzeugung wird nun komplett durch den Pelletofen realisiert. Der Netzzubau beschränkt sich auf die Verteilung elektrischer Energie. Der Strombedarf wird zu 100% aus dem städtischen Netz gedeckt.

Beim Vergleich der Szenarien können somit die Gesamtkosten der CO₂-Reduktion wie auch die Grenzvermeidungskosten ermittelt werden. Weiterhin wird dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung betrachtet, welche in den vorliegenden Szenarien nicht zum Einsatz kommt. Die Kosten aus Errichtung und Betrieb der Erzeugungsanlagen und des Nahwärmenetzes übersteigen in allen Szenarien die des Energieträgerimports aus vorgelagerten Netzen und der hausinternen Wärmeerzeugung. Hier lassen sich die Grenzkosten der dezentralen Energiebereitstellung ermitteln, um abschätzen zu können, bei welcher Energieträgerpreisentwicklung ein Übergang auf die dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien erfolgen würde.

Generell betrachtet ergeben sich Analysemöglichkeiten hinsichtlich der wirtschaftlichen Bewertung einzelner spezifischer Investitionsprojekte. Der Zubau

bestimmter Technologieoptionen kann erzwungen werden. Die daraus ermittelten Grenzkosten geben Aufschluss über die Sensitivität der einzelnen Optionen gegenüber der Änderung äußerlich vorgegebener Rahmenbedingungen. Ebenfalls können Ansatzpunkte für Fördermaßnahmen identifiziert werden, um den Einsatz bestimmter Technologien oder die Erreichung von Einsparzielen zu gewährleisten.

6 Kritische Reflexion des Modellansatzes

Im vorgestellten Modellansatz für städtische Versorgungssysteme werden die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette techno-ökonomisch abgebildet. Dabei wird die Nachfrage nach Nutzenergien unter der Zielfunktion der Minimierung aller entscheidungsrelevanten Systemausgaben zu jeder Zeit befriedigt. Diese eindimensionale Zielfunktion stellt gegenüber der realen Marktsituation mit ihren unterschiedlichen Akteuren eine Vereinfachung dar, da implizit allen Marktteilnehmern die gleiche Strategie und der gleiche Informationsstand unterstellt werden. Für ein langfristig ausgelegtes Planungsinstrument, bei dem Veränderungsprozesse des Versorgungssystems im Fokus der Betrachtung stehen, ist dieser Optimierungsansatz vertretbar, da die unterschiedlichen Abweichungen des realen Marktes von einem idealen sich über einen langfristigen Betrachtungszeitraum ausgleichen.

Bei der Auswertung der dezentralen Technologiezubauten muss beachtet werden, dass die dargestellten Kosten der Erzeugung nicht den eigentlich am Markt existierenden Endkundenpreisen entsprechen, sondern Systemgrenzkosten darstellen. Über Beaufschlagung der Erzeugungskosten um einen angepaßten Betrag kann dieser Einfluss im Modell berücksichtigt werden.

Ein weiterer kritisch zu hinterfragender Punkt betrifft die Annahme der perfekten Voraussicht und des Vorhandenseins vollständiger Information. Der Einfluss der Eingangsparameter und ihrer Prognosen und damit der Einfluss möglicher Abweichungen von den tatsächlich eintretenden Werten wird mittels Sensitivitätsanalysen ermittelt, so dass die erzielten Ergebnisse vor diesem Hintergrund reflektiert werden können.

Die im Modell getätigten (Des-)Investitionen werden jeweils zum optimalen Zeitpunkt getroffen. Die im Markt vorfindbare Trägheit bei Investitionsentscheidungen wird gestützt auf der zuvor angeführten Annahme der vollständigen Information im vorliegenden Ansatz vernachlässigt.

Bei den hier aufgezählten Aspekten handelt es sich um idealisierende Modellannahmen, die für ein Hilfsmittel zur Planung und Entscheidungsunterstützung dieser Art aus den zuvor genannten Gründen vertretbar sind. Der Ansatz soll und kann die bei der Energiesystemanalyse vorzufindende Komplexität handhabbarer machen, beispielsweise durch die Abschätzung der Auswirkungen von politischen Vorgaben in vergleichenden Szenarien.

Literatur

- [Brooke et al. 1998] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, and R. Raman. *GAMS – A User’s Guide (Edition December 1998)*. GAMS Development Corporation, Washington, 1998.
- [Bruckner 1996] T. J. C. Bruckner. *Dynamische Energie- und Emissions-optimierung regionaler Energiesysteme*. Würzburg, Diss., 1996.
- [Com. of SYNIA] Committee of SYNIA (Hrsg.). *SYNIA - wo sich Chinas Dynamik und deutsche Planung vereinen*, http://www.synia.com/downloads/pdfs/SYNIA_Im_Br_dt.pdf.
- [Göbelt 2001] M. Göbelt. *Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt*. Karlsruhe, Diss., 2001.
- [Groscurth 1993] H.-M. Groscurth, T. Bruckner, R. Kümmel. *Energy, Cost and Carbon Dioxide Optimization of Disaggregated, Regional Energy Supply Systems*. *Energy*, 18, 1187-1205, 1993.
- [Kopfmüller et al. 2008] J. Kopfmüller, V. Stelzer. *Energieszenarien für Megacities, Proceedings Energiesystemanalys*. Karlsruhe, 2008.
- [Möst 2006] D. Möst. *Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten: eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems*. Karlsruhe, Diss., 2006.
- [Siddiqui 2003] A. S. Siddiqui, R. Firestone, S. Gosh, M. Stadler, C. Marnay, J.L. Edwards. *Distributed Energy Resources Customer Adoption Modeling with Combined Heat and Power Applications*. Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL 52718, 2003.

- [Stadler 2008] M. Stadler, H. Aki, R. Firestone, J. Kai, C. Marnay, A. Siddiqui. *Distributed Energy Resources On-Site Optimization for Commercial Buildings with Electric and Thermal Storage Technologies*. 2008 ACEEE Summer Study on energy Efficiency in Buildings, Scaling Up: Building Tomorrow's Solutions, Pacific Grove, California, 2008.
- [UNS 2006/07] UNS: *World Population and Urbanization Prospects: The 2006/2007 Revision*, <http://esa.un.org/unup>.
- [Winkelmüller 2006] S. Winkelmüller. *Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien*. Augsburg, Diss., 2006.

Agentenbasierte Simulation zur Messung von Marktmacht

Eine Analyse für den deutschen Strommarkt

Massimo Genoese, Dominik Möst, Wolf Fichtner

Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland

E-mail: {massimo.genoese;dominik.moest}@kit.edu

Telefon: +49(0)721/608-4417/-4689

Kurzfassung

Etwa seit dem Jahr 2001 lässt sich auf dem deutschen Strommarkt ein starker Preisanstieg beobachten. Oftmals wird argumentiert, dass die EVU durch gezieltes Zurückhalten von Kraftwerkskapazitäten Marktmacht ausüben. In diesem Beitrag werden das Marktmachtpotential und dessen mögliche Ausübung auf dem deutschen Strommarkt untersucht. Mit einem stündlich aufgelösten, agentenbasierten Simulationsmodell werden Strompreise berechnet, die als wettbewerblicher Benchmark interpretiert werden und unter Zuhilfenahme verschiedener Indizes zur Messung von Marktmacht mit realen Strompreisen verglichen werden. Die Ergebnisse können die Hypothese, dass Marktmacht existiert und auch ausgeübt wird, insgesamt nicht bestätigen.

Stichworte

Agentenbasierte Simulation, Marktmacht, Lerner Index, deutscher Strommarkt

1 Einleitung

Die Liberalisierung der europäischen Strommärkte begann in den frühen 1990er Jahren und hat seitdem bspw. in England, Skandinavien oder Deutschland zu Diskussionen geführt, ob die ehemals monopolistischen Stromversorger durch ihre meist immer noch marktbeherrschende Stellung Marktmacht ausüben.

Nachdem die Strompreise in Deutschland kurz nach der Liberalisierung stark gefallen waren, stiegen sie bald darauf wieder von durchschnittlich ca. 24 €/MWh in 2001 auf 51 €/MWh in 2006. Diesem Anstieg von 113% stand im selben Zeitraum eine Zunahme des

Gaspreises um 74% gegenüber, außerdem wurde der europäische Emissionshandel im Jahre 2005 eingeführt, durch den das ehemals freie Gut Emissionsrecht zu einem neuem, unter ökonomischen Gesichtspunkten zu bewertenden Produktionsfaktor geworden ist (vgl. (Fichtner, 2004).

Die regulierten Elektrizitätsmärkte waren gekennzeichnet durch beträchtliche Überkapazitäten. Diese wurden nach Beginn der Liberalisierung relativ zügig abgebaut, gleichzeitig fand eine Konzentration der EVU statt (wie bspw. die Fusion von Preussag und Bayernwerke zu E.on). Als Folge dessen besaßen im Jahre 2007 die vier größten Unternehmen etwa 80% der gesamten Erzeugungskapazitäten. Die oligopolistische Struktur wird in der öffentlichen Debatte oftmals kritisiert. Verschiedene Studien haben steigende Preise beobachtet und erklären diese nicht primär durch steigende Brennstoffpreise und die Einführung des Emissionshandels, sondern durch Ausübung von Marktmacht durch die Stromerzeugungsunternehmen.

In diesem Beitrag wird die Existenz von Marktmacht und deren Ausübung mit dem detaillierten agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE analysiert. Das Modell ist in der Lage, die relevanten Marktteilnehmer und die durch deren Interaktion entstehenden stündlichen Strompreise zu simulieren. Der wesentliche Unterschied zwischen dieser Untersuchung und den bisher durchgeführten Analysen ist der breitere Untersuchungszeitraum, die Detailliertheit der Eingangsdaten und der Modellierungsansatz, der für diese Art von Fragestellungen einige Vorteile gegenüber bisher verwendeten Ansätzen aufweist.

Nach einigen einleitenden Ausführungen über wettbewerbliche Strommärkte und Marktmacht in Kapitel zwei wird in Kapitel drei ein Überblick über Methoden zur Messung von Marktmacht gegeben. Kapitel vier zeigt einige relevante Untersuchungen zur Thematik auf, anschließend wird in Kapitel fünf das verwendete Modell vorgestellt. Im sechsten und vorletzten Abschnitt werden die Ergebnisse diskutiert. Kapitel sieben fasst die wesentlichen Aussagen und Ergebnisse in den Schlussfolgerungen zusammen.

2 Wettbewerbliche Elektrizitätsmärkte und Marktmacht

Stoft (2002) definiert Marktmacht als die Fähigkeit, den Marktpreis gewinnbringend weg vom wettbewerblichen Niveau zu bewegen. Die beiden Möglichkeiten, den Marktpreis zu beeinflussen und Marktmacht auszuüben sind das Zurückhalten eigener Kapazitäten (Verringerung der Angebotsmenge) sowie die Erhöhung des Preises. Generell kann ein

Unternehmen mit geringem Marktanteil kaum Marktmacht ausüben und ist somit in der Regel Preisnehmer. Im Gegensatz dazu versuchen Unternehmen mit Marktmacht, Einfluss auf den Marktpreis auszuüben (vgl. (Borenstein, 2000)). Dieses Verhalten ist profitabel, solange der Gewinn durch den Verkauf einer geringeren Menge Stroms zu einem höheren Marktpreis den Verlust durch den Verkauf von weniger Strom übersteigt. Ausübung von Marktmacht ist somit nur bei einer geringen Preiselastizität von Angebot und Nachfrage möglich. Wenn die Nachfrage stark auf den Preis reagiert, ist das Zurückhalten von Kapazität nicht rentabel. In diesem Fall würde ein Unternehmen annähernd denselben Preis für eine geringere Angebotsmenge erhalten und somit den Gewinn reduzieren. Dasselbe gilt für eine hohe Preiselastizität auf der Angebotsseite.

Da die Preiselastizität auf den Strommärkten kurzfristig sehr gering bzw. nahe Null ist (vgl. z. B. (Wietschel et al., 1997)), ist grundsätzlich ein Potenzial für Ausübung von Marktmacht vorhanden.

Die deutsche Strombörse EEX wird wie die meisten Strombörsen als Auktion mit Einheitspreis durchgeführt. Somit ist nicht der Angebotspreis, sondern der Markträumungspreis multipliziert mit der verkauften Menge relevant für die Berechnung der Einnahmen eines Unternehmens. Dies bedeutet, dass ein Unternehmen in einem wettbewerblichen Markt einen Teil der Fixkosten verdienen kann, solange nur die marginalen Kosten seiner Kraftwerke unter dem Marktpreis liegen. Die Deckungsbeiträge können die fixen Kosten sowohl unter- als auch überschreiten. In Spitzenlastperioden können Kapazitäten knapp werden, wenn alle Anlagen in Betrieb sind. Ist dies der Fall, können die Marktpreise die marginalen Kosten der Produktion übersteigen. Dies kann einen Investitionsanreiz darstellen und muss nicht unbedingt als Zeichen von Marktmacht interpretiert werden (vgl. (Borenstein, 2000)). In einer langfristigen Betrachtung sollte sich allerdings ein anhaltendes Gleichgewicht einstellen. Damit eine Ausübung von Marktmacht keinen Bestand hat, ist deshalb die Nichtexistenz von Markteintrittsbarrieren eine wichtige Voraussetzung. Die Fähigkeit, Marktmacht auszuüben hängt vom Marktanteil und der Marktsituation ab. Bei hoher Residuallast und knappen Kapazitäten ist auch ein Unternehmen mit niedrigem Marktanteil möglicherweise in der Lage, Marktmacht auszuüben, wenn die Nachfrageelastizität niedrig ist und dem Markt keine weiteren Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Die Möglichkeit Marktmacht auszuüben, steigt in Spitzenlastzeiten, in denen die Preiselastizität nahe null ist. Gemäß dem Peak-Load Pricing Konzept können aber Preise oberhalb der marginalen Kosten nicht nur als Ausübung von Marktmacht angesehen werden, sondern auch als notwendige Komponente für die Deckung der Fixkosten. Gelingt es ei-

nem Unternehmen, den Preis gewinnbringend zu beeinflussen, profitieren auch andere Unternehmen davon. Da diese nicht das Risiko eingehen, durch eine Erhöhung des Preises weniger zu verkaufen, ist der hieraus entstehende Vorteil möglicherweise sogar größer als der von Marktmacht ausübenden Unternehmen.

3 Möglichkeiten zur Messung von Marktmacht

Zur Untersuchung von Marktmacht in liberalisierten Energiemärkten lassen sich im Wesentlichen drei Kategorien identifizieren: strukturelle Marktmacht, Marktverhalten und Markteffizienz. Für diese Kategorien existieren unterschiedliche Indikatoren, die im Folgenden kurz diskutiert werden sollen. Der erste Index, die *Concentration Ratio* (CR) gibt den kumulierten Marktanteil der n größten Unternehmen an und wird vom Bundeskartellamt insbesondere bei der Fusionskontrolle verwendet. Der *Residual Supply Index* (RSI) wurde speziell zur Messung von Marktmacht im Elektrizitätssektor entwickelt. Schließlich misst der *Lerner Index* die tatsächlich ausgeübte Marktmacht auf Basis der Marktergebnisse.

Das *Concentration Ratio* (CR) ([1]) zum Test auf strukturelle Marktmacht wird von der Monopolkommission genutzt, um die Ausübung von Marktmacht zu untersuchen und ist folgendermaßen definiert:

$$CR_n = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{\sum_{i=1}^m S_i} \quad [1]$$

mit

S_i Kapazität von Erzeuger i , $S_i \geq S_j \forall i < j$

m Anzahl der Erzeuger

In der US-Literatur wird mehrheitlich der ähnliche *Herfindal-Hirshman Index* (HHI) genutzt. Das Bundeskartellamt definiert kritische Bereiche für das *Concentration Ratio*. Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet, wenn die berechneten Werte höher sind als diese Grenzwerte. Diese sind 33.3% für CR_1 , 50% für CR_2 und 66.7 % für CR_5 (vgl. (Bundeskartellamt 2001)).

Tabelle 1: Kritische Werte des Bundeskartellamtes

n\year	2001	2004	2005	2006	Kritische Werte des Bundeskartellamtes
1	27.86	27.07	27.06	27.36	33.3
2	52.74	52.52	52.49	52.36	-
3	66.33	65.91	65.87	64.93	50
4	76.65	75.93	75.95	75.64	-

Entsprechende Grenzwerte existieren auch für den HHI in den USA. Für den deutschen Markt ergibt sich, dass der CR_1 zwar kleiner als 33.3% für alle betrachteten Jahre ist, aber der CR_3 größer als 0.5 (vgl. Tabelle 1).

Die Grenzwerte werden allerdings nicht an bestimmte branchenspezifische Eigenschaften angepasst wie bspw. die hohe Kapitalintensität in der Stromwirtschaft. Weiterentwicklungen berücksichtigen bspw. auch die zeitliche Änderung von Angebot und Nachfrage. Der *Residual Supply Index* misst den Einfluss eines Versorgers auf die Nachfrage in der Stunde h wie folgt ([2]):

$$RSI_{i,h} = \frac{S_{tot,h} - S_{i,h}}{D_h} \quad [2]$$

mit

$S_{tot,h}$ insgesamt verfügbare Kapazität in Stunde h

$S_{i,h}$ verfügbare Kapazität von Unternehmen i in Stunde h

D_h Nachfrage in Stunde h

Die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht kann abhängig vom Nachfrageniveau sein. Dies wird bei der Berechnung des RSI berücksichtigt. Als Indiz für die Existenz struktureller Marktmacht gilt ein RSI unter 1,1 in mehr als 5% der Stunden eines Jahres (ca. 438 Stunden). Sinkt der Index für einen Unternehmen sogar unter eins, ist dessen Kapazität pivotal für die Deckung der Nachfrage. Nichtsdestotrotz sei an dieser Stelle angemerkt, dass der RSI nur eine notwendige, nicht aber hinreichende Bedingung für die Ausübung von Marktmacht ist. Um zu überprüfen, ob Marktmacht tatsächlich ausgeübt wird, müssen die Marktergebnisse untersucht werden. Dies geschieht i.d.R. durch eine Schätzung der Angebotskurven der Marktteilnehmer und der marginalen Kosten der Stromerzeugung, welche den Marktergebnissen gegenübergestellt werden. Als Maß für die Abweichung des Marktpreises von den marginalen Kosten in einer Stunde wird oft-

mals der *Lerner-Index* genutzt (vgl. (Tamaschke et al., 2005)), der folgendermaßen definiert ist ([3]):

$$L_h^P = \frac{p_h - MC_h}{p_h} \quad [3]$$

mit

p_h *Marktpreis in Stunde h*
 MC_h *wettbewerblicher Preis in Stunde h*

Wird der Index auf den Wettbewerbspreis bezogen, spricht man häufig auch vom *Price-Cost-Margin Index* (PCMI). Dieser berechnet sich analog zu [3]:

$$L_h^{MC} = \frac{p_h - MC_h}{MC_h} \quad [4]$$

Da die marginalen Kosten (MC) in der Regel kleiner sind als der Marktpreis, ist der PCMI größer als der LI. Je näher der Wert des Indexes bei null liegt, desto wettbewerbsfähiger ist der Markt. Ein hoher Wert der Indexe sagt im Gegensatz dazu aus, dass die Preise über den wettbewerblichen Preisen eines vollkommenen Marktes liegen. Problematisch bei dieser Analyse ist allerdings die Ableitung wettbewerblicher Preise. Ein Kritikpunkt am *Lerner Index* ist, dass er mit steigenden Strompreisen (die fundamental etwa durch steigende Brennstoffpreise begründet sein können) sinkt, obwohl die absolute Differenz zwischen Marktpreis und wettbewerblichem Preis konstant bleibt. Umgekehrt steigt der Index bei einem niedrigen Preisniveau. Ein weiteres grundsätzliches Problem ist die Bestimmung des wettbewerblichen Preises, da die dazu notwendigen Daten bspw. zur exakten Bestimmung der Angebotskurve nicht bekannt sind und geschätzt werden müssen. Es existieren verschiedene methodische Ansätze zur Berechnung der Grenzkosten, denen bestimmte Annahmen zugrunde liegen.

Bevor im Weiteren die Ergebnisse erläutert und diskutiert werden, werden die Ergebnisse einiger Studien, in denen Marktmacht im deutschen Strommarkt untersucht wird, zusammengefasst und diskutiert.

4 Studien zum Thema Marktmacht

Die Spotmarktpreise für Elektrizität sind in den letzten drei bis fünf Jahre stark angestiegen. Im Zeitraum von 2001 bis 2006 stieg der Durchschnittspreis jährlich um 15,2% an. In Deutschland wird diskutiert, ob auf den Strommärkten Wettbewerb herrscht oder ob die Strommärkte von den Stromerzeugern genutzt werden, um die Preise gewinnbringend zu erhöhen. Von einigen Autoren wird vermutet, dass durch Zurückhalten von Kapazitäten Marktmacht ausgeübt werde und dies zu Wohlfahrtsverlusten für die Gesellschaft führe. Die aktuelle Debatte basiert auf Studien, in denen die Preisbildung auf den deutschen Elektrizitätsmärkten empirisch untersucht wird.

Dabei werden sogenannte Fundamentalmodelle zur Ermittlung der Grenzkosten der Stromerzeugung genutzt. Über den Unterschied zwischen Marktpreis und den berechneten Schattenpreisen der Stromerzeugung argumentieren die Autoren, dass die Marktpreise der Elektrizitätsmärkte nicht auf einem wettbewerblichen Niveau lägen. Die erste Studie bezüglich Marktmacht stammt von Müsgens (2006). Für den Zeitraum 2000-2003 werden die stündlichen Grenzkosten der Stromerzeugung mit einem linearen Optimierungsmodell berechnet. Die so berechneten Grenzkosten werden als Referenz für einen vollständig wettbewerblichen und funktionierenden Markt angesehen. Auf Basis der Differenz zwischen Marktpreis (EEX) und dem wettbewerblichen Preis folgert Müsgens (2006), dass die Preise bis August 2001 den Grenzkosten entsprächen und somit funktionierender Wettbewerb herrsche. Ab September 2001 lässt sich eine Verschiebung zu einem höheren Preisniveau beobachten, das im Schnitt 50% und in Spitzenlastperioden 77% über den Grenzkosten liegt. Müsgens (2006) sieht dies als Beweis für die Ausübung von Marktmacht.

Schwarz und Lang (2006) berechnen die Grenzkosten der Stromerzeugung von Juni 2000 bis zu Dezember 2005 mit einem gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierungsmodell. Durch die Einführung des Emissionshandels wurden die Preise für CO₂-Emissionsrechte als zusätzlicher Produktionsfaktor angesehen. Die Ergebnisse zeigen, dass in den Jahren 2000 und 2001 Preise nahe an den Grenzkosten liegen. Ab 2002 lassen sich signifikante Abweichungen der Marktpreise von den Grenzkosten zu Spitzenlastzeiten feststellen. Konkret sind die Preise im Jahr 2003 im Durchschnitt um 30 % höher als die berechneten marginalen Kosten. In den Jahren 2004 und 2005 beträgt diese Differenz etwa 15%, variiert aber in 2005 deutlich von Monat zu Monat. Diese Unterschiede sind gemäß Schwarz und Lang (2006) vor allem auf politische Unsicherheiten im Jahr 2005 zurückzuführen. Es wurde davon ausgegangen, dass die Emissionen in diesem Jahr Grundlage für die zu-

geteilten Emissionszertifikate für die zweite Handelsperiode sind. Dies führte zu einer Art von Gefangenen-Dilemma für die Energieversorgungsunternehmen: Können sie ihre Produktion erweitern, erhalten sie zusätzliche kostenlose Emissionsrechte für die nächste Periode. Schwarz und Lang (2006) stellen fest, dass die Preiserhöhung vor allem auf fundamentale Faktoren wie steigende Brennstoffpreise und den zusätzlichen Produktionsfaktor CO₂-Emissionsrecht zurückzuführen ist. Die zusätzliche Erhöhung aufgrund von Marktmacht wurde als recht gering angesehen. Ein signifikanter Anstieg aufgrund von Marktmacht kann nur im Jahr 2003 in Spitzenlastzeiten beobachtet werden, wenn die Nachfrage sehr hoch ist und freie Kapazitäten knapp sind.

Von Hirschhausen et al. (2007) analysieren die Marktpreise und Marktmacht mit einem LP-Modell für den Zeitraum 2004 bis Juni 2006. Auch hier argumentieren die Autoren, dass der Unterschied zwischen den Grenzkosten der Erzeugung und den Großhandelsstrompreisen als ein Indiz für Marktmacht angesehen werden kann. Auf der Grundlage ihrer Berechnungen kommen sie zu dem Schluss, dass die Preise in allen Perioden und insbesondere in Spitzenlastzeiten aufgrund der ausgeübten Marktmacht viel höher seien als die Grenzkosten.

Tabelle 2: Studien zum Thema Marktmacht

	(Müsgens, 2006)	(Schwarz und Lang, 2006)	(Von Hirschhausen et al., 2007)
Intervall	Juni 2000 bis Juni 2003	Juni 2000 bis Dezember 2005	Januar 2004 bis Juni 2006
Methodik und Systemgrenzen	Europa, lineare Optimierung	Deutschland, gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierung	Deutschland, lineare Optimierung
Ergebnisse	Bis August 2001: Preise nahe bei Grenzkosten. Von 2002 an: signifikanter Aufschlag auf marginale Kosten	Bis 2001: Preise nahe marginalen Kosten. Von 2002 an: signifikante Abweichung von marginalen Kosten insbesondere in Spitzenlastzeiten	Steigende Aufschläge in jedem Jahr, insbesondere in Peak-Zeiten

Die wichtigsten Ergebnisse der drei vorgestellten Arbeiten zur Analyse von Marktmacht auf dem deutschen Großhandelsmarkt für Strom sind in Tabelle 2 aufgeführt. Obwohl alle drei Autoren etwas unterschiedliche Modellansätze verwenden, kommen sie überein-

stimmend zum Schluss, dass ab 2002 die Strompreise über den Grenzkosten liegen. Besonders in Zeiten hoher Stromnachfrage berechnen sie einen signifikanten Unterschied zwischen den Strompreisen und den marginalen Kosten der Stromerzeugung und vermuten, dass durch Zurückhaltung von Kapazitäten Marktmacht ausgeübt wird.

Die drei aufgeführten Arbeiten haben weitere kritische Analysen angeregt. Weber (2007) und Swider (2007) bemängeln, dass viele Unsicherheiten bzgl. der Modelldaten, insbesondere Wirkungsgrade und Verfügbarkeiten der Kraftwerke, nicht angemessen berücksichtigt seien. Außerdem stellen sie fest, dass die angewendeten Modelle nicht ausreichend komplex für diese Fragestellung seien, da Anfahrkosten, Elektrizitätsaustausch und Reservekapazitäten nicht detailliert genug abgebildet seien. Eine kritische Würdigung der Analysen und Ergebnisse habe nicht stattgefunden. Somit konstatieren sie, dass die Behauptung, es habe ein Preisanstieg aufgrund von Marktmacht stattgefunden, mit den vereinfachten Modellen nicht haltbar ist.

Eigene Berechnungen zum Thema sollen mit einem detaillierten, agentenbasierten Simulationsmodell einen Beitrag zur Diskussion leisten.

5 Modellbeschreibung

Im Folgenden wird das entwickelte und für diese Untersuchung eingesetzte agentenbasierte Simulationsmodell PowerACE beschrieben, insbesondere dessen grundlegende Architektur, die zur Verfügung stehenden Komponenten sowie die wichtigsten Eingangsdaten. Das Modell ist in Java implementiert und verwendet Funktionalitäten von Repast¹, einem Open-Source Toolkit zur Unterstützung von agentenbasierten Simulationen.

5.1 Architektur und Komponenten

Mit der PowerACE-Plattform wird das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors mit Hilfe von Softwareagenten simuliert. Aus der Interaktion dieser Agenten entstehen die Simulationsergebnisse. Bei der Modellierung der Marktteilnehmer als Agenten werden Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber und Marktbetreiber unterschieden. Die Endkundenagenten lassen sich in die Sektoren Haushalte, Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) unterteilen, wobei die Anzahl der Agenten innerhalb einer Kategorie von 50 bis ca. 200 Agenten reicht. Es kön-

¹ Repast – The Recursive Porous Agent Simulation Toolkit

nen beliebig viele Energieversorger modelliert werden, typischerweise werden die großen Energieversorgungsunternehmen als einzelne Agenten, die Regionalversorger und kleineren Stadtwerke sowie die industriellen Eigenversorger jeweils als ein aggregierter Agent im Modell abgebildet. Bedingt durch die hohe Komplexität dieses Akteurs werden Energieversorgungsunternehmen mit Hilfe mehrerer Agenten modelliert, die wichtige Funktionen des Unternehmens wie Stromerzeugung, Stromhandel und Stromvertrieb abbilden. Der Agent Stromhändler kann verschiedene Rollen einnehmen, indem er an verschiedenen Märkten handelt. Die derzeitige Version des PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse (Day-Ahead Markt), verschiedene Regelenergiemärkte (Primär-, Sekundär- sowie Tertiärreserve), einen Forwardmarkt, einen Endkundenmarkt sowie einen Markt für CO₂-Emissionsrechte. Ein Überblick über die wichtigsten Module und Agenten innerhalb des angewendeten Modells findet sich in Abbildung 1. Generell kann die Simulationsplattform in vier Module eingeteilt werden: Märkte, Stromnachfrage, Energieversorger und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Eine detaillierte mathematische Beschreibung der Module des PowerACE Modells kann in Genoese et al. (2007) gefunden werden.

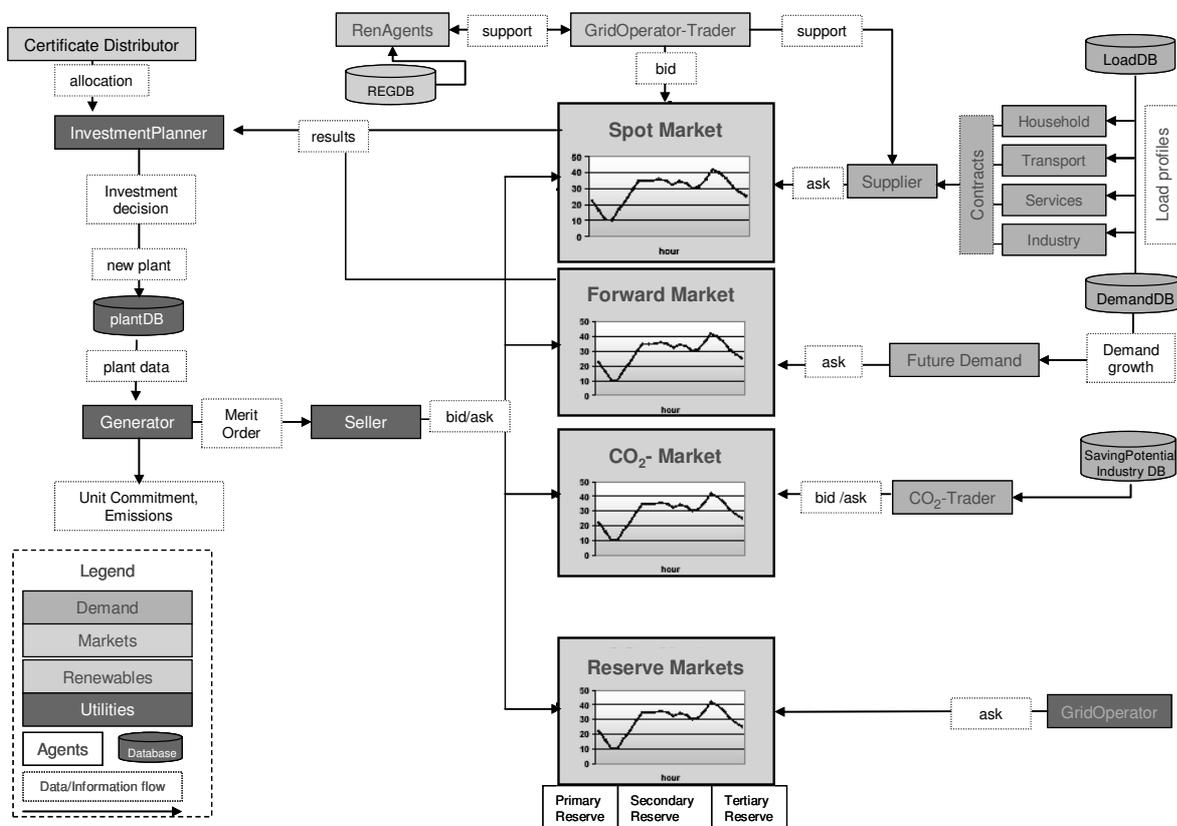


Abbildung 1: Struktur des PowerACE-Modells (eigene Darstellung)

Die Stromerzeugung wird mit Erzeuger- und Händleragenten simuliert. Die Erzeugeragenten (*generator*) verwalten eine Liste der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und ihrer wichtigsten Daten. Diese Daten basieren auf einer Datenbank des deutschen Kraftwerksparks, die mehr als 1200 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen und ökonomischen Parametern (Kapazität, Kosten, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthält. Berücksichtigt ist hierbei auch die nicht zur Verfügung stehende Leistung aufgrund der Reservevorhaltung. In einem zweiten Schritt prüfen die Erzeugeragenten die tägliche Verfügbarkeit ihrer Kraftwerke. Der ungeplante Kraftwerksausfall wird mit Hilfe gleich verteilter Zufallszahlen simuliert. Mit den von den Erzeugeragenten übermittelten Informationen verkaufen die Händleragenten (*seller*) die Stromerzeugung ihrer Kraftwerke auf den Strommärkten. Dabei können differenzierte Gebotsstrategien angewendet werden. Neben den variablen Kosten eines Kraftwerks können weitere technische Restriktionen in Form von Anfahr- und Wiederanfahrkosten technologiespezifisch berücksichtigt werden.

Anfahrkosten werden von jedem Agenten auf Basis einer täglichen Marktpreisprognose und des daraus resultierenden, vorläufigen Kraftwerkseinsatzes geschätzt. Die erste der beiden Möglichkeiten ist, dass der Gebotspreis abgesenkt wird, wenn das Kraftwerk gerade Strom produziert und der Agent aufgrund der Preisprognose annimmt, dass es für kurze Zeit nicht eingelastet wird. Die Absenkung beträgt gerade die Kosten für das Wiederanfahren, verteilt auf die Stunden, in denen das Kraftwerk keinen Strom produzieren würde. Die zweite Möglichkeit ist, dass die Anfahrkosten in den Stunden auf den Angebotspreis nicht laufender Kraftwerke aufgeschlagen werden, in denen das Kraftwerk voraussichtlich am Netz ist.

Schließlich kann in den Zeitintervallen, in denen die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten relativ zur Nachfrage knapp sind, ein Aufschlag zu den genannten Kosten hinzugefügt werden. Dieser Aufschlag richtet sich nach den fixen Kosten des jeweiligen Kraftwerkstyps und dient gleichzeitig als Investitionsanreiz für neue Kraftwerke. Prinzipiell kann dieser Aufschlag individuell für jeden Agenten spezifiziert werden. Ein möglicher Mark-Up, der auch für diese Analyse verwendet wurde, ist in Abbildung 3 (rechts) zu sehen. Die Funktion basiert auf verschiedenen Publikationen über Strompreismodelle (vgl. bspw. (Grobbel, 1998)).

In Spitzenlastzeiten können die Kapazitäten knapp werden, wenn alle Erzeugungseinheiten im Einsatz sind. In diesem Falle können die Preise die marginalen Kosten der Erzeugung übersteigen, und es ist damit auch ein Anreiz gegeben für die Investition in neue

Anlagen (vgl. (Borenstein, 2000)). Mathematisch ist die Mark-Up Funktion folgendermaßen definiert:

$$\text{markup} = \begin{cases} 0, & sf < b_l \\ c_f \cdot f_i, & b_{i-1} \leq sf \leq b_i \\ c_f, & sf > b_u \end{cases} \quad [5]$$

mit

sf	<i>Knappheitsfaktor</i>
f_i	<i>Anteil der fixen Ausgaben (in Abhängigkeit des Knappheitsfaktors, siehe Abbildung 3)</i>
b_l	<i>untere Grenze</i>
b_i	<i>Grenze</i>
b_u	<i>obere Grenze</i>
c_f	<i>Fixkosten</i>

Tabelle 3: Investitionen für Steinkohle- und GuD-Kraftwerke (vgl. (Bagemiehl, 2002) und (Jopp, 2008))

	Steinkohle	GuD-Kraftwerk
Investition (2001) [€/kW]	750	225
Investition (2006) [€/kW]	1000	350

Die fixen Kosten c_f basieren auf den annuitätisch bewerteten Investitionen aus Tabelle 3, wobei der beobachtete Anstieg der Investitionen in den vergangenen Jahren ebenfalls berücksichtigt ist (vgl. hierzu bspw. (Jopp, 2008)).

Die Rolle der erneuerbaren Energieträger spielt eine immer größere Rolle im deutschen Strommarkt und muss deshalb angemessen berücksichtigt werden. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig einzuspeisen und gemäß den Bestimmungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zu vergüten (vgl. (EEG, 2009)). Im Modell ist die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien durch stündliche Lastprofile repräsentiert, die die von konventionellen Kraftwerken zu deckende thermische Restlast reduzieren. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung der erneuerbaren Energien findet sich in Sensfuß et al. (2008).

Die Elektrizitätsnachfrage wird durch die Agenten vom Typ *Supplier* repräsentiert, welche als Preisnehmer mit unelastischer Nachfrage modelliert sind. Die Lastprofile werden aus publizierten UCTE-Daten abgeleitet.

Die tägliche Spotmarktauktion ist der treibende Faktor der Simulation. Auf dem Spotmarkt wird die gesamte deutsche Nachfrage gehandelt. Obwohl dies in der Realität nicht der Fall ist, da nur ein Teil der Nachfrage auf dem Spotmarkt gehandelt wird, wird der Spotmarkt doch als wichtigster Indikator für alle weiteren Geschäfte angesehen. Somit ist die Annahme, dass das gesamte Volumen auf dem Spotmarkt gehandelt wird, gerechtfertigt. Die Agenten vom Typ *Auctioneer* rufen die teilnehmenden Agenten täglich auf, ihre Kauf- bzw. Verkaufsgebote abzugeben. Der Primär- und Sekundärregelenergiemarkt findet dagegen jährlich statt.

5.2 Übersicht über wichtige Eingangsdaten

Die realistische Simulation des Spotmarktes stellt erhebliche Anforderungen an die Eingangsdaten. Daher ist die Bereitstellung realistischer Daten zur Stromnachfrage, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem aktuellen Kraftwerkspark in Deutschland sowie zur Marktpreisentwicklung von CO₂-Emissionsrechten ein zentraler Bestandteil der Modellentwicklung. Die grundlegenden Entscheidungen der Agenten basieren auf diesen fundamentalen Daten. Zur Bereitstellung eines adäquaten Datensatzes wird die PowerACE-Plattform über Verknüpfungen mit verschiedenen Datenbanken gekoppelt.

Monatliche oder tägliche Brennstoffpreise sowie CO₂-Preise werden bspw. an der deutschen Strombörse EEX publiziert. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des Kohle- und Gaspreises sowie des CO₂-Preises.

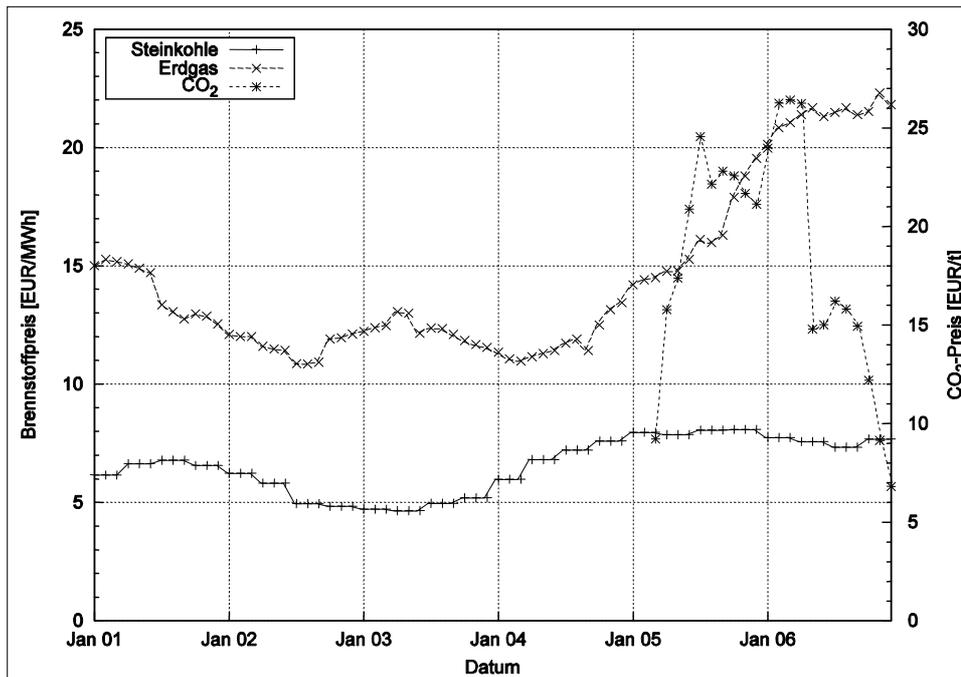


Abbildung 2: Entwicklung ausgewählter Energieträgerpreise (eigene Darstellung aus Daten von (EEX, 2008) und (BaFA, 2008))

Um die größer werdende Bedeutung des interregionalen Stromaustausches in einem Modell mit nationalen Systemgrenzen adäquat abzubilden, werden fixe Einspeisepprofile integriert, die aus dem europäischen Energiesystemmodell PERSEUS abgeleitet sind (vgl. Möst (2006)). Der Stromaustausch einer Winterwoche ist in Abbildung 3 (links) gezeigt. Entsprechende Profile existieren auch für die übrigen Jahreszeiten.

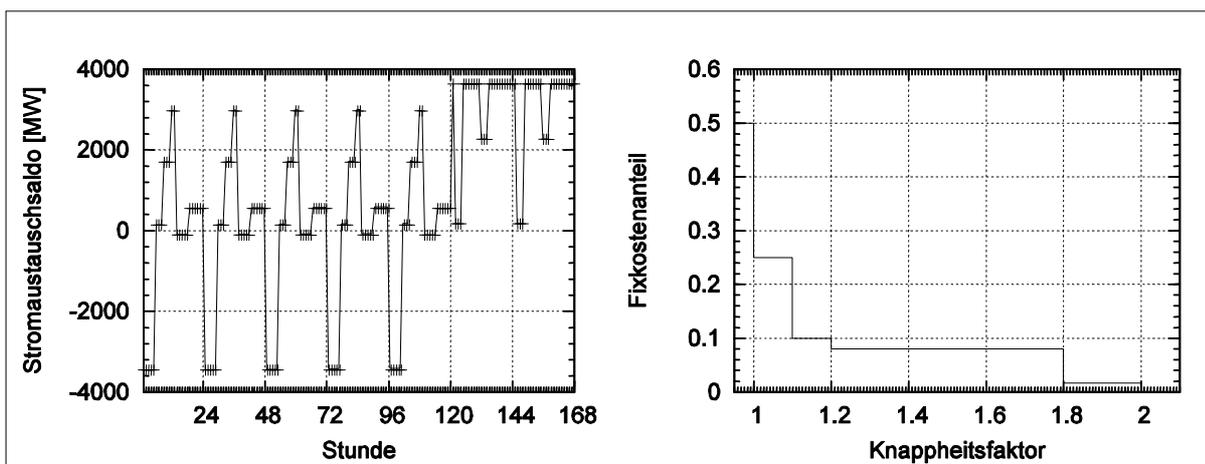


Abbildung 3: Stromtauschsaldo an einem Winterwerkttag (links), Mark-Up Funktion (rechts) (eigene Darstellung)

6 Simulationsergebnisse

Das beschriebene agentenbasierte Modell wird zur Simulation der deutschen Großhandelsstrompreise verwendet, um die Existenz struktureller Marktmacht (Berechnung des *Residual Supply Index*) und die mögliche Ausübung von Marktmacht (Berechnung des *Lerner Index*) zu untersuchen. Die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 wurden aus verschiedenen Gründen in dieser Analyse berücksichtigt. 2001 ist ein Jahr mit einem in vielen Studien als wettbewerblich bezeichneten Markt, so dass das Modell anhand der Preise dieses Jahres validiert werden kann. 2004 ist das letzte Jahr ohne Emissionshandel, im Jahre 2005 ist der Emissionshandel gestartet und das Jahr 2006 zeichnet sich durch ein hohes Strompreisniveau und einen vermuteten „schlechten Wettbewerb“ aus.

Wie schon in der Modellbeschreibung erwähnt, werden die Kosten fundamentalanalytisch aus dem Kraftwerkseinsatz abgeleitet.

Zunächst werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation für die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 kurz dargestellt und validiert, da sie die Grundlage bilden für die Berechnung der angesprochenen Indizes. Diese werden im Anschluss vorgestellt und diskutiert.

6.1 Validierung der simulierten Preise

Die Validierung erfolgt anhand einer Reihe von Kennzahlen. Als grundsätzliche Vergleichsparameter dienen der Jahresmittelwert, der Minimal- sowie der Maximalwert. Die Variabilität innerhalb der Preisreihen wird mit der Standardabweichung verglichen. Als Zusammenhangsmaß wird die Korrelation zwischen den unsortierten EEX Preisen und den Modellergebnissen sowie der *Mean Absolute Error (MAE)*² und der *Root Square Mean Error (RSME)*³ zwischen den realen und simulierten Dauerlinien berechnet. Vor allem die beiden Letztgenannten werden sehr häufig zur Validierung von Fundamentalmodellen eingesetzt, wohingegen die Korrelation nur zur Erklärung relativer Trends zweier Preiskurven dienen kann.

² Mean Absolute Error: $MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - \hat{x}_i|$

³ Root Square Mean Error: $RSME = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x}_i)^2}$

Ein Filter wird angewendet, um extreme Preisspitzen aus den realen Marktdaten zu entfernen. Diese können in der Realität in einigen wenigen Stunden eines Jahres auftreten, sind allerdings in der Regel schwer erklärbar, da sie meist durch besondere Ereignisse wie reduzierten Stromimport (bspw. durch Streiks im Ausland) oder zu wenig Kühlwasser in besonders heißen Sommermonaten hervorgerufen werden. Solche Ereignisse können nicht im Modell berücksichtigt werden. Dennoch werden sowohl gefilterte als auch ungefilterte Daten dargestellt, um die Ergebnisse besser interpretieren zu können. Abbildung 4 zeigt die simulierten, stündlichen Preisdauerlinien für die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 im Vergleich zu den realen Preisen. Man kann erkennen, dass das Modell in der Lage ist, die Preise insbesondere in den Jahren 2001 und 2004 sehr gut zu erklären. Die Kennzahlen sind im Einzelnen für das Jahr 2001 in nachfolgender Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Kennzahlen für 2001 (gefiltert und ungefiltert)

	EEX 2001	EEX 2001 (Filter 100)	PowerACE 2001	PowerACE 2001 (filter 100)
Ø-Preis [€/MWh]	24,07	22,76	23,59	23,47
Min-Preis [€/MWh]	0	0	4,03	4,03
Max-Preis [€/MWh]	997,98	89,19	71,76	71,76
Stdabw. [€/MWh]	24,68	10,83	9,06	8,98
Korrelation [-]	-	-	0,45	0,68
MAE (sortiert) [€/MWh]	-	-	2,72	1,64
RSME (sortiert)[€/MWh]	-	-	20,13	3,02

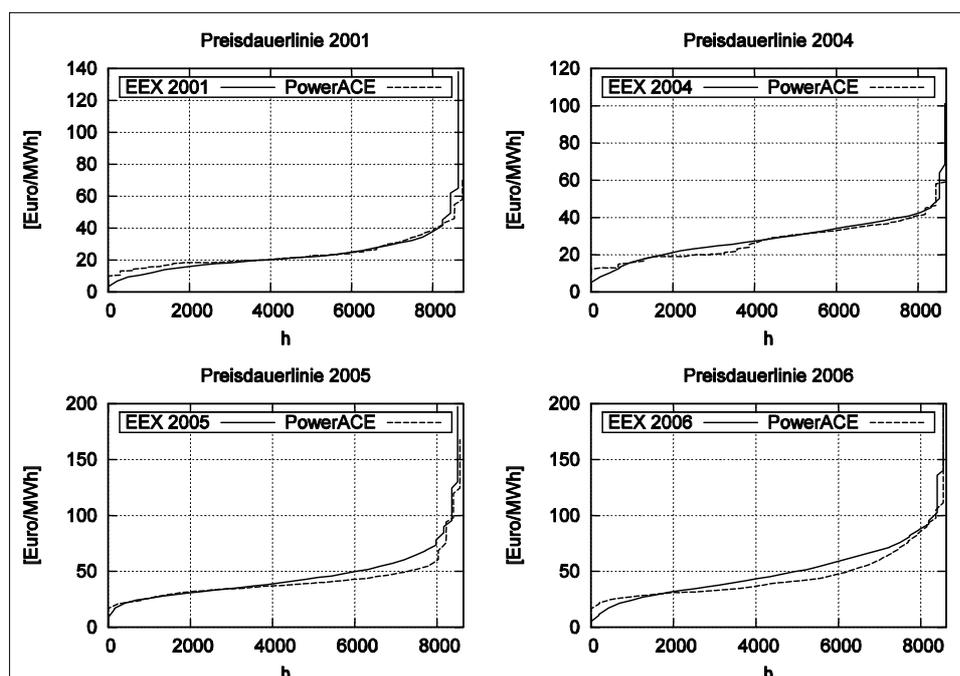


Abbildung 4: Ergebnisse der Preissimulationen für die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 (eigene Darstellung)

Der simulierte Durchschnittspreis liegt bei 23,59 €/MWh und ist somit geringfügig kleiner als der reale Durchschnittspreis für 2001 (24,07 €/MWh). Die Standardabweichung liegt bei 9,06 €/MWh, also lediglich bei 37% des EEX Wertes (24,68). Der mittlere absolute Fehler ist 2,73 €/MWh und der RSME beläuft sich auf ca. 20,13 €/MWh. In 2001 kann man einige extrem hohe Preise beobachten (bspw. 997,98 €/MWh), die einen signifikanten Einfluss vor allem auf die Streuungsparameter und Zusammenhangsmaße haben. Wenn 46 Stunden mit einem Preis über 100 €/MWh herausgefiltert werden, erhält man einen fast identischen Durchschnittswert (23,47 €/MWh im Vergleich zu 22,83 €/MWh des gefilterten EEX-Durchschnittes), eine Korrelation von 0,68, einen MAE von 1,64 €/MWh und einen RSME i.H.v. 3,02 €/MWh. Die Standardabweichung beträgt jetzt 8,89 €/MWh im Vergleich zu 11,06 €/MWh der gefilterten EEX Daten. Durch Entfernen von 0,5 % aller Datenpunkte, wird eine sehr gute Modellvalidierung erreicht. Andere validierte Fundamentalmodelle erzielen deutlich schlechtere Werte: Im Elektrizitätspreismodell von Weber (2004) ergibt sich ein MAE i.H.v. 4,26 €/MWh und ein RMSE i.H.v. 8,91 €/MWh, was von ihm als gute Validierung eines Fundamentalmodelles interpretiert wird. Bei Filterung von Preisen über 50 €/MWh erreicht er einen MAE von 3,48 €/MWh und einen RSME von 5,08 €/MWh. Möst (2006) misst - allerdings für ein längerfristiges Modell - einen MAE i.H.v. 6,3 €/MWh bzw. 8,42 €/MWh für

den RSME. Da die Übereinstimmung der simulierten Daten mit realen Preisdaten des Jahres 2001 auch im Vergleich zu anderen validierten Fundamentalmodellen sehr gut ist, kann insgesamt von einer sehr guten Modellgüte ausgegangen werden.

Die Analyse relevanter Arbeiten (vgl. Kapitel 4) hat übereinstimmend gezeigt, dass für das Jahr 2001 von einem wettbewerblichen Preisniveau ausgegangen werden kann. Dies wird durch die bisherigen Simulationsergebnisse bestätigt, weshalb die Modelleinstellungen für die weiteren Modelljahre konstant gelassen werden und nur Kraftwerkspark, Brennstoff- und CO₂-Preise an die Werte der entsprechenden Jahre angepasst werden.

Die einzelnen Kennzahlen der Simulation von 2004 sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Der Durchschnittspreis der simulierten Preise liegt bei 27,31 €/MWh und liegt somit leicht unter dem Durchschnittspreis an der EEX i.H.v. 28,55 €/MWh. Der Maximalpreis im Modell liegt etwas unter dem Maximalpreis an der EEX, allerdings sind solche hohen Preise in diesem Jahr sehr selten und haben lediglich einen kleinen Einfluss auf die berechneten Indikatoren. Somit ist eine Filterung der Daten nicht notwendig. Die Korrelation beträgt 0,67, der MAE 1,91 €/MWh und der RSME 2,81 €/MWh. Insgesamt zeigen die berechneten Kennzahlen eine sehr gute Übereinstimmung der simulierten Daten mit den realen Preisdaten der EEX.

Tabelle 5: Kennzahlen für das Jahr 2004

	Einheit	EEX 2004	PowerACE 2004
Ø-Preis	[€/MWh]	28,55	27,31
Min-Preis	[€/MWh]	0	9,94
Max-Preis	[€/MWh]	149,96	78,11
Stdabw.	[€/MWh]	10,80	9,83
Korrelation	[-]	-	0,67
MAE (sortiert)	[€/MWh]	-	1,91
RSME (sortiert)	[€/MWh]	-	2,81

Auch grafisch ist eine sehr gute Übereinstimmung der Preisdauerlinien zu beobachten (vgl. Abbildung 4). Lediglich bei den niedrigen Preisen ist das Modell etwas höher als die Realität und erreicht wie schon erwähnt nicht die ganz hohen Spitzen.

Für das Jahr 2005 zeigen die Ergebnisse eine leichte Unterschätzung der Preise. Wie in Genoese et al. (2007) gezeigt, wird der CO₂-Preis nicht vollständig eingepreist. Es kann beobachtet werden, dass der maximale Preis an der EEX weit über dem maximalen Preis des Modells liegt. Durch Entfernen von Preisen über 200 €/MWh (Filter) - dies ist gleich-

bedeutend mit einer Eliminierung von 47 Werten oder 0,45% von insgesamt 8760 Stunden - verbessern sich die Indikatorwerte ähnlich wie für das Jahr 2001 signifikant. Im Detail ergibt sich ein Maximalpreis von 133,57 €/MWh im Vergleich zu 199,84 €/MWh (EEX), eine sehr gute Korrelation i.H.v. 0,67, eine gute mittlere absolute Abweichung von 3,56 €/MWh und ein RSME von 5,72 €/MWh. Die Kennzahlen sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Kennzahlen für das Jahr 2005 (gefiltert und ungefiltert)

	Einheit	EEX 2005	EEX 2005 (filter 200)	PowerACE 2005	PowerACE 2005 (filter 200)
Ø-Preis	[€/MWh]	46.03	44.85	42.80	42.25
Min-Preis	[€/MWh]	0	0	0	0
Max-Preis	[€/MWh]	500.04	199.84	160.80	133.57
Stdabw.	[€/MWh]	27.22	21.52	19.81	19.20
Korrelation	[-]	-	-	0.50	0.67
MAE (sortiert)	[€/MWh]	-	-	4.19	3.56
RSME (sortiert)	[€/MWh]	-	-	11.70	5.72

Auch die Simulation von 2005 ist grafisch mit der EEX-Dauerlinie des Jahres 2005 in Abbildung 4 dargestellt. Eine gute Übereinstimmung zeigt sich insbesondere in den unteren Preissegmenten. Ab ca. 4200 Stunden liegt das Modell allerdings systematisch unter den realen Marktdaten.

Für das simulierte Jahr 2006 wurde die Berechnungsgrundlage des Mark-Ups modifiziert. Nach Jopp (2008) sind Investitionen für neue Kraftwerke zwischen 2005 und 2008 um ca. 90% gestiegen. Angenommen werden für das Jahr 2006 um 50% höherer Investitionen im Vergleich zu 2001 (vgl. Tabelle 3). Dieser Anstieg wurde in verschiedenen Expertengesprächen bestätigt. Da sich höhere Investitionen auf die Kraftwerkszubauentscheidungen auswirken, resultiert daraus auch ein Einfluss auf die Strompreise. Die simulierten Preise liegen generell unter realen Marktdaten. Dies ist bedingt durch einige extreme Preisspitzen (der Maximalpreis ist 243,63 €/MWh) insbesondere in den Sommermonaten. Diese sind hauptsächlich bedingt durch hohe Temperaturen und niedrige Kühlwasserstände, die auch den Import von französischem Atomstrom verringert haben (vgl. (Rahn, 2007)).

Tiefe Temperaturen im Winter haben ebenso die Preise ansteigen lassen, trotz einer guten Verfügbarkeit der Kraftwerke, hoher Wasserstände (Wasserkraft) und gutem

Winddargebot (vgl. (Rahn, 2007)). Da die Kraftwerksverfügbarkeiten (bspw. durch niedrige Kühlwasserstände) nicht bekannt sind, muss auf durchschnittliche Faktoren zurückgegriffen werden. Wird analog zum Jahr 2005 ein Filter von 200 €/MWh auf die simulierten Daten angewendet, verbessert sich die Validierung der Simulationsdaten signifikant (vgl. Tabelle 7). Der durchschnittliche Preis liegt 12% unter den realen Daten (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Kennzahlen für das Jahr 2006 (gefiltert und ungefiltert)

	Einheit	EEX 2006	EEX 2006 (filter 200)	PowerACE 2006	PowerACE 2006 (filter 200)
Ø-Preis	[€/MWh]	51,12	49,03	44,93	44,91
Min-Preis	[€/MWh]	0	0	0	0
Max-Preis	[€/MWh]	2436,63	197,76	300	150,48
Stdabw.	[€/MWh]	49,73	23,58	21,09	21,12
MAE (sort.)	[€/MWh]			7,88	5,93
RSME (sort.)				39,09	7,25

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse für das Jahr 2006. Mit Ausnahme der angesprochenen hohen Preisspitzen im Winter und im Sommer bildet das Modell die Tendenzen der Preisentwicklungen sehr gut ab.

Generell kann angemerkt werden, dass die simulierten Strompreise mit den Marktdaten für Grund- und Mittellast sehr gut übereinstimmen, während Spitzenlastpreise systematisch unterschätzt werden. Dies kann durch mehrere Faktoren begründet werden: Einerseits könnte strategisches Verhalten bei knappen Kapazitäten zu deutlich höheren als den fundamental begründbaren Preisen führen. Andererseits sind Niedrigwasserstände und tatsächliche Kraftwerksausfälle aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit nicht berücksichtigt, so dass durch die Überschätzung der Angebotsmengen im Modell die Preise möglicherweise etwas unterschätzt werden.

6.2 Berechnung des Lerner Index

Nachdem die simulierten Jahre analysiert und diskutiert wurden, werden nun die Ergebnisse der Berechnung des *Lerner-Index* vorgestellt. Als Berechnungsmethoden wur-

den folgende vier Varianten zugrunde gelegt, wobei die unten gemachten Ausführungen im Wesentlichen auf dem Index gemäß [3] basieren:

$$1. \text{ Jahresdurchschnittspreis}^4: L = \frac{\bar{p} - \overline{MC}}{\overline{MC}},$$

$$2. \text{ Durchschnitt über jede Stunde der unsortierten Preise: } L = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_i - MC_i}{MC_i} \right)$$

$$3. \text{ Durchschnitt über jede Stunde der sortierten Preise: } L = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_i - MC_i}{MC_i} \right)$$

$$4. \text{ Durchschnitt der Peakpreise der Preisdauerlinie}^5$$

Tabelle 8 zeigt die Ergebnisse der Berechnung des *Lerner-Index* (vgl. auch Gleichung 3.3).

Tabelle 8: Ergebnisse der Berechnung des Lerner Index

Jahr	Berechnungsgrundlage (Nr.)		
	Jahresdurchschnittspreis (1)	Dauerlinie base (3)	Dauerlinie peak (4)
2001	2.0	-4.21	6.77
2001 filter 100	-2.7	-6.1	1.77
2004	4.54	3.82	4.24
2005	7.55	5.0	13.5
2005 filter 200	6.14	4.57	12.4
2006	13.78	8.81	16.99
2006 filter 200	9.19	7.17	12.43

Generell lassen sich mit der Zeit steigende Werte für den *Lerner-Index* beobachten (siehe auch Abbildung 5). Die Werte für die Preisdauerlinie 2001 und 2004 sind sehr niedrig, so dass die Ausübung von Marktmacht ausgeschlossen werden kann. Dies gilt, wie in Tabelle 8 zu sehen ist, auch für die anderen Berechnungsmethoden Jahresdurchschnitt, unsortierte Dauerlinie und Spitzenlastpreise. Für 2005 and 2006 steigen die Werte an, übersteigen aber nicht ca. 7,2 % im Fall der Dauerlinie und 12,5 % bei den Spitzenlastpreisen (jeweils für das Jahr 2006, gefiltert). Da die exakte Elektrizitätsnachfrage nicht für jeden Tag bekannt ist, kann davon ausgehen werden, dass die Verwendung der Preisdauerlinie am besten geeignet ist, um den *Lerner-Index* zu berechnen. Insbesondere

⁴ Der Operator \bar{x} ist definiert als arithmetisches Mittel.

⁵ Die 3150 höchsten Preise eines Jahres werden im Rahmen der Analyse als Peakpreise definiert.

der auf unsortierten stündlichen Preisen basierende Lerner Index für das Jahr 2006, für das keine realen Winddaten vorliegen, ist nicht signifikant für Schlussfolgerungen bzgl. Marktmacht. In der Validierung für 2006 wurde bereits festgestellt, dass die modellierten Preise unter den realen Marktpreisen liegen. Der berechnete *Lerner-Index* bestätigt dieses Ergebnis; für dieses Jahr ergibt sich der höchste Wert. Im Falle der Peakpreise ergeben sich für 2006 (12,43%) und 2005 (12,4%) die höchsten Werte, sowie mit 4,24% (2004) und 1,77% (2001) sehr niedrige Werte für die übrigen Jahre, so dass für diese Jahre mit Sicherheit von wettbewerblichen Preisen gesprochen werden kann.

Abbildung 5 veranschaulicht die Entwicklung des Lerner Index von 2004 bis 2006 für die Berechnungsgrundlagen Jahresdurchschnitt, stündliche Preise und stündliche Preisdauerlinien. Wie bereits erwähnt, steigt der Index mit der Zeit an. Es ist schwierig, eine Aussage darüber zu treffen, ob der Anstieg des *Lerner-Index* als Ausübung von Marktmacht interpretiert werden kann. Werden die bereits erwähnten Unsicherheiten bei den Eingangsdaten wie die Verfügbarkeit von Kraftwerken oder die Nachteile des *Lerner-Index* berücksichtigt, können die Werte durchaus noch als wettbewerblich angesehen werden. Der auf gefilterten Werte basierende Index übersteigt generell nicht 12,5%, was unserer Ansicht nach kein sicheres Zeichen von ausgeübter Marktmacht ist. Als eine bessere Erklärung erscheint der Anstieg der Knappheit der Kapazitäten: Preisspitzen sind notwendig als Anreiz für neue Kapazitäten bevor die Erzeugungskapazitäten tatsächlich nicht mehr ausreichen, die Nachfrage zu befriedigen. Da für die nächsten Jahre einige Neubauten geplant bzw. bereits in Bau sind, scheint dieser Investitionsanreiz auch zu greifen. Es wird sich dann zeigen, ob mit steigenden Kapazitäten der Lerner Index auch wieder fallen wird.

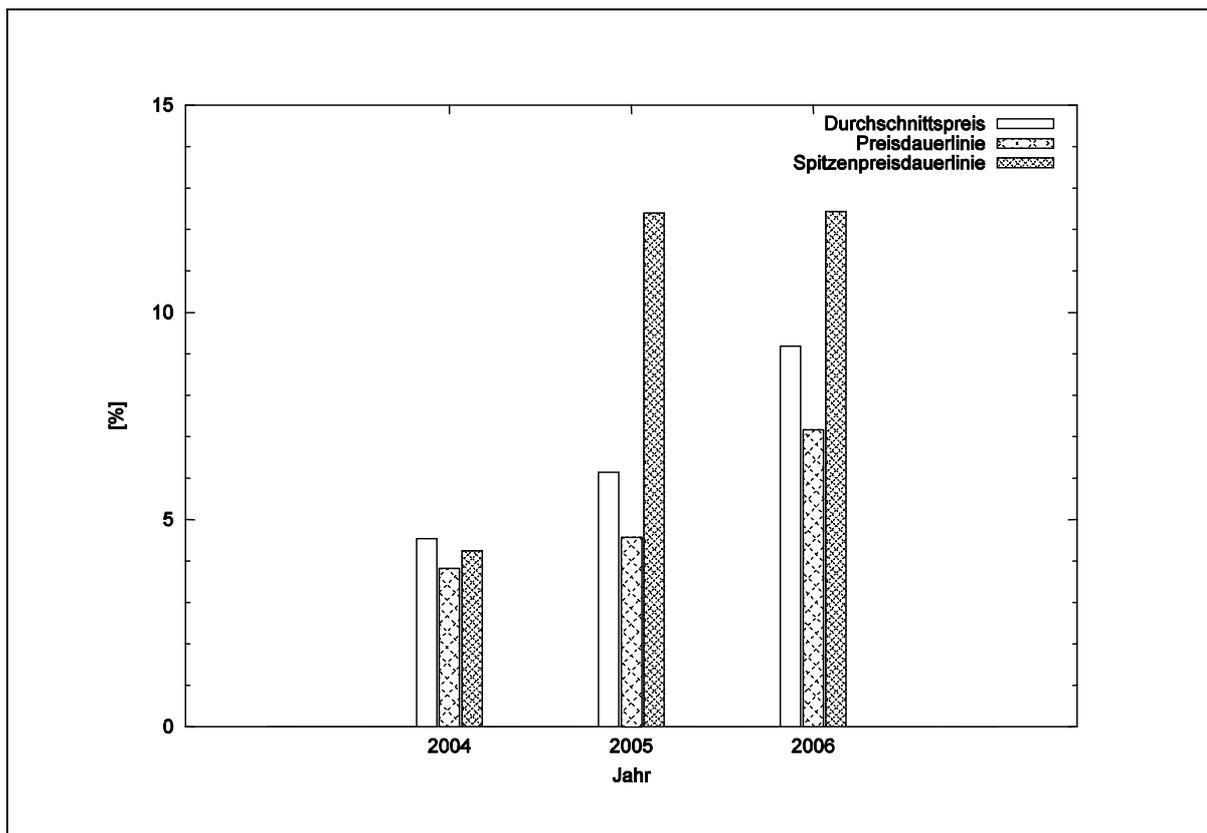


Abbildung 5: Entwicklung des Lerner Index (eigene Darstellung)

6.3 Residual Supply Index

Für die Berechnung des RSI werden detaillierte Informationen über die Verfügbarkeit von Kraftwerken und die Stromnachfrage benötigt, die allerdings nur teilweise verfügbar sind. Mit dem Modell werden die Kraftwerksverfügbarkeiten aktorenspezifisch simuliert, womit eine Schätzung des RSI möglich wird. Tabelle 9 zeigt für die vier größten Stromerzeuger die Stunden, in denen der RSI kleiner als 1 bzw. kleiner als 1,1 ist. Gemäß der Definition des RSI (vgl. [2]) kann somit von der Existenz struktureller Marktmacht ausgegangen werden. Die Kapazitäten des größten Erzeugers sind in allen betrachteten Jahren für mehr als ein Drittel des Jahres notwendig zur Deckung der Nachfrage. Wohlgeachtet sagen diese Ergebnisse nichts darüber aus, ob Marktmacht tatsächlich ausgeübt wird, da strukturelle Marktmacht eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für die Ausübung von Marktmacht ist.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass auch das vorhandene Potential der Elektrizitätsimporte berücksichtigt werden muss (vgl. auch (Ockenfels, 2007)). Die Übertragungska-

pazitäten ins europäische Ausland (NTC-Werte) belaufen sich laut UCTE (2008) auf ca. 18 GW.

Tabelle 9: Stunden mit Existenz struktureller Marktmacht gemäß RSI-Kriterium

	2001		2004		2005		2006	
	<1	<1.1	<1	<1.1	<1	<1.1	<1	<1.1
E.on	3751	4983	4057	5358	3908	5174	4036	5331
RWE	3322	4393	3865	5090	3650	4822	3768	4960
EnBW	508	1997	1107	2577	1065	2537	1259	2754
Vattenfall	1231	2728	1744	3212	1538	1634	1678	3133

Dies kann als zusätzliche, potentiell verfügbare Kapazität angesehen werden. Unter Einbezug der Importkapazitäten wird der RSI nochmals berechnet, indem die insgesamt verfügbare Kapazität um den NTC-Wert abzüglich des tatsächlichen Imports (vgl. Abbildung 3, links) erhöht wird. Tabelle 10 zeigt das Ergebnis: Die Anzahl der Stunden, in denen der RSI unter 1,1 bzw. unter 1 fällt, liegt signifikant unter den Werten bei Nichtberücksichtigung des Importpotentials (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 10: Stunden mit Existenz struktureller Marktmacht gemäß RSI-Kriterium bei Berücksichtigung der Importkapazitäten

	2001		2004		2005		2006	
	<1	<1.1	<1	<1.1	<1	<1.1	<1	<1.1
E.on	57	799	85	843	47	672	72	782
RWE	2	427	50	705	13	485	38	585
EnBW	0	0	0	0	0	0	0	0
Vattenfall	0	1	0	6	0	0	0	5

Allerdings ist der RSI für die beiden größten Stromerzeuger noch immer in mehr als 5% der Stunden des Jahres kleiner 1,1 (vgl. auch). Trotz der Berücksichtigung des Importpotentials erscheint somit die Existenz struktureller Marktmacht zumindest in einigen wenigen Stunden möglich zu sein. Langfristige Bezugsverträge von Unternehmen sind allerdings in den bisherigen Überlegungen nicht berücksichtigt. Diese reduzieren den Verfügungsbereich eines Unternehmens über dessen Kapazitäten oder in anderen Worten die Möglichkeit, Marktmacht tatsächlich auszuüben (vgl. (Twomey, 2005)).

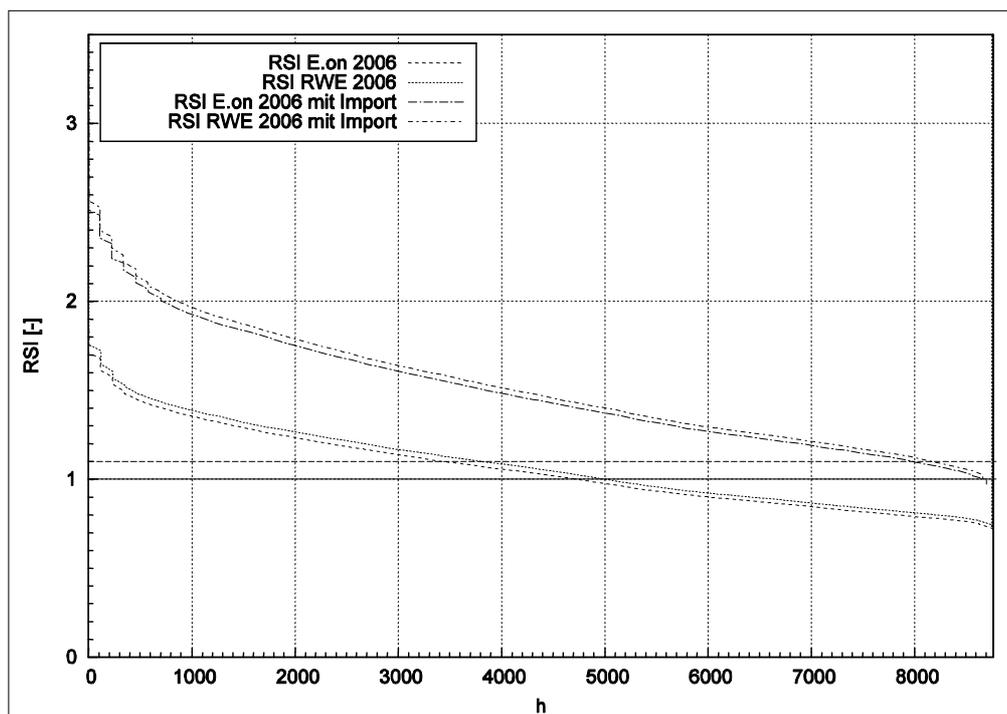


Abbildung 6: RSI für ausgewählte Stunden und Stromerzeuger (eigene Darstellung)

6.4 Einfluss des Mark-Up Faktors

Die Rechtfertigung von Knappheitsrenditen als Investitionsanreiz ist kritisch zu diskutieren. Deshalb werden die bisherigen Modellläufe mit Simulationen ohne Preisaufschlag verglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die durch den Mark-Up bedingte Erhöhung der simulierten Marktpreise beträgt für das Jahr 2001 durchschnittlich 1,06 €/MWh und steigt für das Jahr 2004 auf 2,66 €/MWh. In 2005 bewirkt der Mark-Up einen absoluten Preisanstieg von 2,11 €/MWh und von 3,9 €/MWh in 2006. Der geringste Wert tritt in 2001 auf, dort ist der Effekt des Mark-Ups relativ gering. Dieser Wert steigt in den Jahren 2004 und 2005 an und erreicht in 2006 das Maximum. Der *Lerner Index* steigt dabei von 1,5% in 2001 auf 16% in 2006. Obwohl dies ein beträchtlicher Wert ist, ist er dennoch als relativ niedrig einzustufen, so dass er unserer Ansicht nach trotzdem noch nicht als endgültiger Beweis für die Ausübung von Marktmacht herangezogen werden kann, insbesondere unter Berücksichtigung des Umstandes, dass Investitionen in neue Kraftwerke erforderlich und hierzu entsprechende Preisanreize notwendig sind.

Tabelle 11: Ergebnisse ohne Mark-Up-Funktion

	2001	2004	2005	2006
Preiserhöhung durch Mark-Up im Modell (durchschnittlich) [€/MWh]	1,06	2,66	2,11	3,9
Lerner Index	1,5	13,66	10,05	16,35

7 Zusammenfassung

In diesem Paper wurde das Potential von Marktmacht und deren Ausübung im deutschen Strommarkt untersucht. Die Untersuchung wurde mit dem agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE durchgeführt. Das Modell wurde für das Jahr 2001, das durch einen gut funktionierenden Wettbewerb charakterisiert ist, kalibriert und validiert. Für die folgenden simulierten Jahre 2004-2006 wurden die Modelleinstellungen übernommen und lediglich die Energieträgerpreise und der Kraftwerkspark angepasst. Die Simulationen zeigen eine gute Übereinstimmung mit den realen Strompreisen der entsprechenden Jahre. Dies zeigt sich durch einen ähnlichen grafischen Verlauf sowie durch gute Übereinstimmungen in den verwendeten Lage- und Streuungsparametern sowie in den Zusammenhangsmaßen. Insgesamt ist das Modell in der Lage, realistische Strompreise zu simulieren und somit kann durch die Modellrechnungen ein Beitrag zur Diskussion über Marktmacht geleistet werden.

Die Ergebnisse der Berechnung der Indizes zeigen, dass strukturelle Marktmacht im deutschen Strommarkt prinzipiell existiert. Dies wird durch das Konzentrationsmaß CR_3 , welches größer als 50% für jedes betrachtete Jahr ist, belegt. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass der RSI in mehr als knapp fünf Prozent der Stunden jedes betrachteten Jahres unter 1,1 liegt. Dies gilt, wenn auch nur sehr knapp, auch bei Berücksichtigung der potentiellen Importkapazitäten, d.h. in ca. 5% der Stunden könnten die zwei größten EVUs ihre Marktposition prinzipiell missbrauchen.

Die Berechnung des *Lerner-Index* für die Jahre 2004-2006 zeigt, dass eine Ausübung von Marktmacht für das Jahr 2004 nicht bestätigt werden kann. Der *Lerner-Index* übersteigt nicht einmal in den Spitzenlastperioden 4%. Für die Jahre 2005 und 2006 sind die Ergebnisse nicht ganz eindeutig. Im Durchschnitt wurde ein *Lerner-Index* von 5-7% ermittelt, wohingegen die Werte für Peakperioden auf ca. 12% ansteigen. Die Ergebnisse sind, wenn auf die Filterung der Preise oder auf die Mark-Up-Funktion verzichtet wird, unterschiedlich interpretierbar. Da aber weder die Filterung noch die Mark-Up Funktion

im „wettbewerblichen“ Jahr 2001 einen entscheidenden Einfluss auf den berechneten Index haben, erscheint die Verwendung sowohl des Filters als auch der Mark-Up Funktion gerechtfertigt. Die Werte für den *Lerner-Index* übersteigen in diesem Falle 12,5% nicht; somit kann eine Ausübung von Marktmacht nicht bestätigt werden. Eine bessere Erklärung liegt in der steigenden Knappheit der Erzeugungskapazitäten im Markt: Die hohen Preise sind ein notwendiger Anreiz für neue Kapazitäten, bevor die Kapazitäten tatsächlich nicht mehr zur Befriedigung der Nachfrage ausreichen. Da für die nächsten Jahre einige neue Anlagen in Bau oder in Planung sind, scheint dieser Investitionsanreiz zu funktionieren. Der Lerner Index sollte anschließend auch wieder fallen. Es wird sich dann zeigen, ob die Märkte sich langfristig in einem Gleichgewicht befinden.

Literatur

Bagemiehl, J. Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt; 2002

Boiteux, M. *Peak-Load Pricing*. In: Nelson, J. R. (Eds): *Marginal cost pricing in practice*. London: Prentice-Hall; 1964. p. 59-90.

Borenstein, S. Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. *The Electricity Journal* 2000a; 13; 49-57

Borenstein, S, Bushnell J, Kahn, E und Stoft S. Market power in California electricity markets. *Utilities Policy* 1995; 5; 219-236

Bower, J, Bunn DW und Wattendrup C. A model-based analysis of strategic consolidation in the German electricity industry. *Energy Policy* 2001; 29; 987-1005

Brennan, D und Melanie J. Market power in the Australian power market. *Energy Economics* 1998; 20; 121-133

Brown, G und Johnson, MB. Public Utility Pricing and Output under Risk. *American Economic Review* 1969; 59; 119-128

Bunn, DW und Martoccia, M. Unilateral and collusive market power in the electricity pool of England and Wales. *Energy Economics: Special Issue on Electricity Markets* 2005; 27; 305-315

Bundeskartellamt. Das Untersagungskriterium in der Fusionskontrolle - Marktbeherrschende Stellung versus Substantial Lessening of Competition, 2001.

Carlton, DW. Peak Load Pricing with Stochastic Demand. *American Economic Review* 1977; 67; 1006-1010

- Chao, HP. Peak load pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty. *Bell Journal of Economics* 1983; 14; 179-190
- Crew, MA. und Kleindorfer, PR. Peak Load Pricing with a Diverse Technology. *Bell Journal of Economics* 1976; 7; 207-231
- European Energy Exchange. Energy and spot history 2008
- Federal Office of Economics and Export Control. Energy Price statistics 2008
- Fichtner, W. Emissionsrechte, Energie und Produktion. Erich Schmidt Verlag; 2004
- Fritsch, M, Wein, T und Ewers, HJ. Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Verlag Franz Vahlen (München); 2002
- Genoese, M, Möst, D, Gardyan, P und Rentz, O. Impact of Emission allocation schemes on power plant investments 2008
- Genoese, M, Sensfuß, F, Möst, D und Rentz, O. Agent-Based Analysis of the Impact of CO₂ Emission Trading on Spot Market Prices for Electricity in Germany. *Pacific Journal of Optimization* 2007; 3; 401-423
- Green, RJ. und Newbery, DM. Competition in the British spot market. *Journal of Political Economy* 1992; 100; 929-953
- Grobbe, C. Competition in Electricity Generation in Germany and Neighbouring Countries from a System Dynamics Perspective - Outlook Until 2012. Peter Lang Verlag; 1999;
- Jopp, K. Trend zu überkritischen Kohlekraftwerken der 800-MW-Klasse. *BWK Das Energie-Fachmagazin* 2008; 7/8; 50-52
- Möst, D. Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten - eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems, Peter Lang Verlag, Dissertation Universität Karlsruhe, 2006.
- Murphy, FH, Sen, S und Soyster, A. L. Electric utility capacity expansion planning with uncertain load forecasts. *IIE Transactions* 14 1982; 1; 52-59
- Müsgens, F. Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Mode. *The Journal of Industrial Economics* 2006; 54; 471-498
- Newbery, DM. Competition, contracts and entry in the electricity spot market. *Rand Journal of Economics* 1998; 29; 726-749
- Ockenfels, A. Strombörse und Marktmacht. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2007; 57 (5); 47-59
- Oren, S. Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity markets, 2003;

- Rahn, G. Energie- und Emissionshandel. *BWK Das Energie-Fachmagazin* 2007; 4; 50-54
- Schwarz, HG und Lang, C. The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both? 2006;
- Sensfuß, F, Genoese, M, Ragwitz, M und Möst, D. Agent-based simulation of electricity markets - A literature review. *Energy Studies Review* 2007; 15-2;
- Sensfuß, F, Ragwitz, M und Genoese, M. The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot prices in Germany. *Energy Policy* 2008;
- Stoft, S. *Power System Economics - Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons (New York); 2002;
- Surratt, W. The Analytical Approach to Measuring Horizontal Market Power in Electric Utility Markets: A Historical Perspective. *The Electricity Journal* 1998; 11; 22-33
- Sweetser, A. Measuring a dominant firm's market power in a restructured electricity market, a case study of Colorado. *Utilities Policy* 1999; 7; 243-257
- Swider, D, Ellersdorfer, I, Hundt, M und Voß, A. Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland –VRE – e.V. 2007
- Tamaschke, G, Docwra, R und Stillman, R. Measuring market power in electricity generation: A long-term perspective using a programming model. *Energy Economics, Special Issue on Electricity Markets* 2005b; 27; 317-335
- Twomey, P, Green, RJ, Neuhoff, K und Newbery, D. M. A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems.
- Ventosa, M, Baillo, A, Ramos, A und Rivier, M. Electricity market modelling trends, *Energy Policy*, Vol. 33, No. 7, 2004, pp. 897-913.
- Visscher, ML. Welfare - Maximizing Price and Output with Stochastic Demand: Comment. *American Economic Review* 1973; 63; 224-229
- Von der Fehr, NHM und Harbord, D. Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal* 1993; 103; 531-546
- Von Hirschhausen, C, Weigt, H und Zachmann, G. Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland; 2007
- Weber, C. *Uncertainty in the Electric Power Industry. Methods and models for Decision Support*. Springer International Series (New York); 2005;

Weber, C und Vogel, P. Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft – Welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2007; 57; 20-24

Wietschel, M, Fichtner, W und Rentz, O. Integration of price-depending demand reactions in an optimising energy emission model for the development of CO₂- mitigation strategies. *European Journal of Operational Research* 1997; 102; 432-444

Wolfram, CD. Measuring duopoly power in the British electricity spot market. *American Economic Review* 1999; 89; 805-826

Untersuchung des Einsatzes von agentenbasierten Modellen zur Simulation dezentraler Energiesysteme am Beispiel von Guadeloupe

Enrique Kremers, Pablo Viejo

*Universität Karlsruhe (TH), Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER),
76131 Karlsruhe, Deutschland*

E-Mail: {enrique.kremers;pablo.viejo}@eifer.uni-karlsruhe.de

Telefon: +49(0)721/ 6105-1451/-1488

Abstract

Bisher existieren nur wenige Ansätze, bei denen agentenbasierte Modelle in Verbindung mit Energiesystemen angewendet werden. Einige Beispiele sind die Spannungsregelung oder Marktmodelle für Biomasse. Diese sind aber für eine reine Energieplanung nicht geeignet. Im Zuge des derzeitigen Paradigmawandels der Energiesysteme sind neue Ansätze zur Bewältigung immer mehr an Bedeutung gewinnender dezentraler Netzwerke unumgänglich.

Hier setzt die vorliegende Arbeit an, welche einen dezentralen Ansatz für die Entwicklung eines experimentellen Modells einführt. Von einem neuen Blickwinkel aus soll nun an die Modellierung eines Energiesystems herangegangen werden um die Möglichkeiten agentenbasierter Ansätze zu untersuchen. Diese sind insofern interessant, als sich hochgradig dezentrale Systeme kaum mehr auf der Basis von zentralen oder auch hierarchisch gegliederten Steuerungssystemen bewältigen lassen und der Kern auf dezentral orientierter Entscheidungsfindung beruht.

Anhand einer Fallstudie der Insel Guadeloupe und verschiedener Szenarien wird das entwickelte Modell getestet und analysiert.

1 Einleitung

Agentensysteme bestehen aus relativ kleinen und reproduzierbaren Einheiten mit eigener Entscheidungsfreiheit welche durch den Agenten zugrundeliegenden Eigenschaften wie Reaktivität, Proaktivität und Kommunikationsfähigkeit [1] und deren Interaktionen komplexe Systeme nachbilden können. Diese Systeme sind somit in der Lage, durch verteilte Lösungsstrategien an Probleme heranzugehen, bei denen herkömmliche Methoden teilweise oder ganz scheitern. Die einzelnen Entitäten agieren hierbei nach definierten Regeln, welche nicht unbedingt dem Hauptziel dienen müssen. Dies wird erst

durch das Zusammenspiel der lokal durchgeführten Optimierungen in Anbetracht des Gesamtsystems erlangt. Dabei spielen Phänomene wie das der Emergenz eine wichtige Rolle.

Anwendung der agentenbasierten Modellierung sind in erster Linie offene oder zu mindest stark dynamische Systeme, welche sich in einer ungewissen Umwelt befinden.

Es gibt bereits zahlreiche Modelle, die den Energiemarkt nachbilden sowie einige Modelle im Bereich der Biomasse. Direkt in Verbindung mit der Energietechnik gibt es hingegen nur wenige Ansätze. Rehtanz [2] schlägt verschiedene Methoden zu einigen Bereichen vor, wie z.B. Störfalldiagnose, Schwingungs- und Dämpfungskontrolle und Sekundärspannungsregelung.

In dieser Arbeit werden die real existierenden Verbrauchs-, Erzeugungs- und Transportinfrastrukturen – soweit wie möglich auch die zur Verfügung stehenden lokalen Ressourcen – der Insel Guadeloupe mit Hilfe abstrahierter agentenbasierter Systemen modelliert. Das Modell kann und soll hierbei keine detaillierte Lastflussrechnung oder Netzplanung ersetzen. Vielmehr ging es darum, ein vereinfachtes Modell zu entwickeln, welches durch seine starke Abstraktion zu einer schnellen Entscheidungshilfe bei der Energieplanung dient. Anschließend werden einige Szenarien in Echtzeit simuliert um so Prognosen zum gesamten Energiesystem aufzustellen.

Bei herkömmlichen Modellen sind große Mengen an Daten erforderlich, damit ein komplettes Energiesystem nachgebildet und simuliert werden kann. Schon die Berechnung von Teilnetzen erfordert somit einen großen Aufwand. Dieses Modell stellt auf einfache Weise ein Energiesystem als Ganzes dar. Dabei wird auf numerische Lösungen von nichtlinearen Gleichungssystemen verzichtet indem die dynamischen Vorgänge des Netzes agentenbasiert modelliert werden. Hierbei sind auch Wechselwirkungen mit Einflussbereichen der Umwelt dargestellt, wie z.B. im Falle der Windkraft oder Photovoltaik.

2 Erstellung des Modells

Als Erstes wurden die Erzeugertypen in verschiedene Klassen eingeteilt, welche unterschiedlichen Erzeugungseigenschaften aufweisen. Die Klassifizierung beruht prinzipiell auf der Art des Erzeugungsprofils und dient als Grundlage für die Modellierung der Erzeuger als Agenten. Das Produktionsverhalten dieser wird durch die Profile maßgeblich bestimmt; einige Beispiele dazu sind in Abbildung 1 dargestellt.

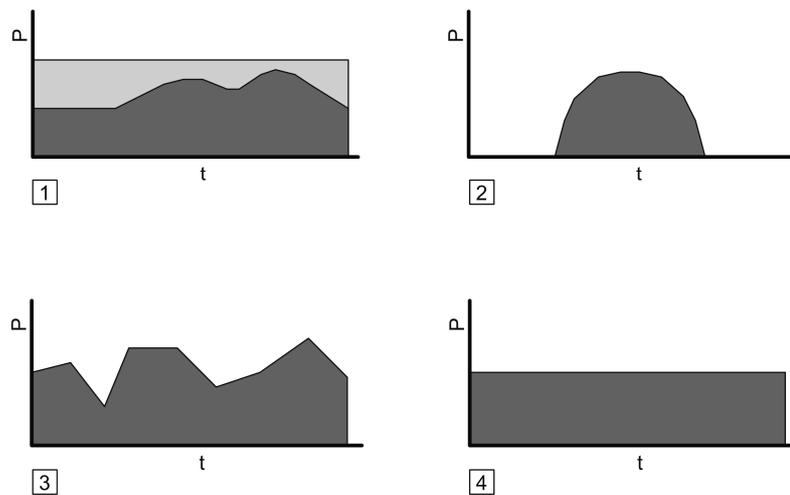


Abbildung 1: Profile der verschiedenen Erzeugertypen (Auswahl) 1. Regelbar (z.B. konventionelles KW), 2. Periodisch (z.B. PV), 3. Zufallsbedingt (z.B. Windkraft), 4. Kontinuierlich (z.B. Geothermie)

Die Modellierung der Nachfrage orientiert sich, da keine genauen Daten verfügbar waren, an der Bevölkerungsverteilung der Insel in den jeweiligen Kommunen. Diese wurden jeweils einem Umspannwerk zugeordnet und so dessen Anteilnahme am Gesamtverbrauch der Insel zu bestimmen, da die Lastkurve des gesamten Netzes bekannt ist.

Ein Verfahren um die elektrischen Flüsse, welche den Austausch der Energie zwischen den verschiedenen Agenten des Netzes war nun für die Modellierung des Systems erforderlich. Das Leistungsflussproblem wird üblicherweise mit numerischen Methoden gelöst. Hierbei wird das Netz anhand seiner Leistungen der einzelnen Knoten in eine mathematische Form gebracht und mittels einem Iterationsverfahren schrittweise gelöst, bis das Ergebnis innerhalb eines bestimmten Güte- bzw. Abbruchkriteriums liegt. Diese Verfahren sind recht aufwendig, da es sich bei den Lastflussgleichungen um nicht lineare Gleichungen handelt. Hierzu angewendeten Verfahren sind z.B. die Newton-Raphson- oder die Stromiteration. Da das Ziel dieser Arbeit keine Implementierung der vorhandenen Methoden innerhalb des Modells verfolgt, wird ein anderer Angriffspunkt gewählt.

Ausgehend von einem einfachen Netz, wie es weiter oben beschrieben wurde, wurde nun eine agentenbasierte Methode entwickelt, welche den Fluss des elektrischen Stromes in einer einfachen Weise nachbildet. Im Gegensatz zu den herkömmlichen Verfahren, welche alle Ströme und Spannungen an jedem Knoten genau bestimmen, soll in dem

vorliegenden Modell nur eine Betrachtung der Leistungen vorgenommen werden. Ein solcher Ansatz wird von Geidl und Klöckl in [3, 4] bereits angedeutet, bei dem die Entwicklung einer *simple energy-flow-theory* vorgeschlagen wird. Ausgangspunkt sind die Agenten im Netz, die alle als Knoten dargestellt werden und einen Leistungsaustausch ausführen müssen. Jeder Erzeuger erhält eine positive Leistung, welche die eingespeiste elektrische Energie darstellt; jedem Verbraucher wird eine negative Leistung zugeordnet, welche er aus dem Netz bezieht. Es liegt somit eine Quelle-Senke Netzwerk mit seinen jeweiligen Leistungspotentialen vor, bei dem nun ein Ausgleich vorgenommen werden soll.

Die Grundidee des im Folgenden vorgestellten Algorithmus ist eine Beziehung von sogenannten diskreten Leistungspaketen der Größe P_p , die von den Erzeugern produziert werden und zu den Verbrauchern über die Netzinfrastruktur transportiert werden. Diese Leistungspakete stellen die Energie dar, die in Form von elektrischer Ladung zwischen den Knoten des Netzes fließt.

Bei der Realisierung des Algorithmus wurden folgende Annahmen gemacht:

- Es werden nur die Wirkleistungen und keine Phasenwinkel oder Blindleistungen betrachtet.
- Ein flaches Spannungsprofil wird angenommen (Es gilt $U = 1$ p.u. für alle Knoten).
- Die Verbindungen (Leitungen und Kabel) sind verlustfrei.
- Alle Erzeuger speisen in derselben Spannungsebene ein.
- Die Leistung ist in diskreten Einheiten, sogenannten Leistungspaketen, modelliert, welche den kleinstmöglichen auftretenden Wert darstellen.

Es wird nun ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage mittels dem agentenbasierten Algorithmus hergestellt so dass alle Senken im Netz mit genügend Leistungspaketen versorgt sind, um ihren Verbrauch an Energie zu decken. Die Leistungsbilanz

$$B = \sum_{\forall n \in \mathbf{N}} P_n$$

wobei \mathbf{N} die Menge aller Knoten (Erzeuger und Verbraucher) und P_n die Leistung eines Knotens n ist; beträgt im Normalfall null. Nach einem Durchlauf ist mit

$$P_n \geq 0 \quad \forall n \in \mathbf{N}$$

die Versorgung aller Verbraucher gewährleistet.

Der Algorithmus wurde zunächst für strahlenförmige Netze konzipiert, da Ringe im Netz zu diversen Problemen geführt haben. Jeder Knoten bezieht, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind, in einem Iterationsschritt ein Leistungspaket von einem nach bestimmten Regeln ausgewählten Nachbarknoten. Die Auswahl des Knotens wird hierbei lokal durchgeführt und stellt somit eine der dezentralen Entscheidungsfunktionen in diesem Modell dar. Nach Ausbalancierung des Netzes lassen sich die Flüsse auf den einzelnen Verbindungen zwischen den Knoten bestimmen. Diese entsprechen den Belastungen der Leitungen.

Es handelt sich bei der Lösungsfindung um eine nicht deterministische Heuristik, da bei den Entscheidungen der einzelnen Agenten Zufallsfaktoren mit einfließen können. Diese können eine punktuelle Nachvollziehbarkeit des Ergebnisses zwar verhindern; durch eine geeignete Wahl der Leistungspaketgröße P_p soll aber der hierdurch verursachte Fehler soweit reduziert werden, so dass die Ergebnisse für die Anwendungen des Modells hinreichend gut sind.

Tabelle 1: Iterationen n bei unterschiedlichen Werten für P_p . Mittelwerte für 20 Durchläufe. f ist der Vervielfachungsfaktor im Vergleich zum ersten Wert.

P_p [kW]	1000	100	50	10
n	5.574	28.198	53.598	258.049
f	1	5	9.6	46.3

Bei dem eingeführten vereinfachten Lastflussalgorithmus wurde zunächst eine Leistungspaketgröße von $P_p = 1$ MW gewählt. Guadeloupe verfügt über eine Gesamtnennleistung von 405 MW (Stand 2008, [5]), inklusive Reserveleistung. Die hiermit erzielten Ergebnisse stellen die Flüsse grob dar, die Größenordnung führt aber zu ungenauen Lastflüssen und nicht zu letzt darin, dass kleinere Erzeuger im Bereich weniger MW nicht in angemessenen Stufen geregelt werden können. Die Windparks waren hierbei besonders betroffen. Dies ist insofern problematisch, als gerade diese wegen deren großen Fluktuation ständig neue Leistungswerte annehmen. Aus diesem Grund wurde das Modell mit verschiedenen Granularitäten der Leistungspakete untersucht.

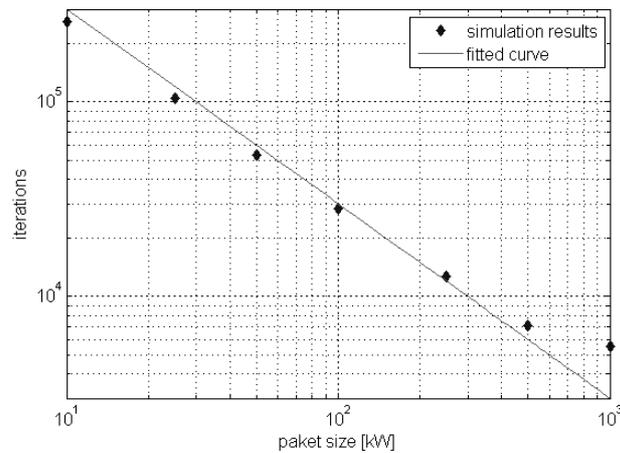


Abbildung 2: Iterationen in Abhängigkeit der Paketgröße P_p

Hierbei wurde auch die ansteigende Laufzeit infolge der zunehmenden Iterationsanzahl betrachtet. Zum Vergleich wurden 20 Simulationen durchgeführt und der Mittelwert der Iterationsanzahl gebildet, die bei der Lastflussberechnung am Tag der die Spitzenleistung 2006 erreicht wurde. Die Simulationen beziehen sich im Rahmen der hier beschriebenen Beispiele immer auf 24h-Durchläufe bei einer Berechnung der Lastflüsse mit einer zeitlichen Auflösung von $\tau = 1$ h. Die Ergebnisse mit unterschiedlichen Werten für P_p sind in Tabelle 1 ersichtlich.

Die Beziehung $n \sim 1 / P_p$ wurde zwischen der Leistungspaketgröße P_p und der Iterationsanzahl n festgestellt. In Abbildung 2 ist eine angepasste Kurve im Vergleich zu den Simulationsergebnissen eingetragen.

In den Diagrammen in Abbildung 3 sind die Ergebnisse der einzelnen Simulation bei verschiedenen Paketgrößen dargestellt. Der Algorithmus weist bei kleineren Paketgrößen große Schwankungen bei der Iterationszahl auf. Diese Schwankungen sind geringer, umso kleiner die Pakete sind. Es lässt sich folgern, dass es sich um Schwankungen eines absoluten Betrags handelt. Die Vermutung ist, dass diese Schwankungen vor allem im letzten Abschnitt der Berechnung ihre Ursache haben, wenn nur noch wenige Leistungspakete ungesättigten Verbrauchern zugeordnet werden müssen. Bei großen Werten für P_p ist dies bereits schon früher der Fall.

Eine Anpassung der Leistungspaketgröße ist somit für die Effizienz und Genauigkeit der Methode von großer Bedeutung.

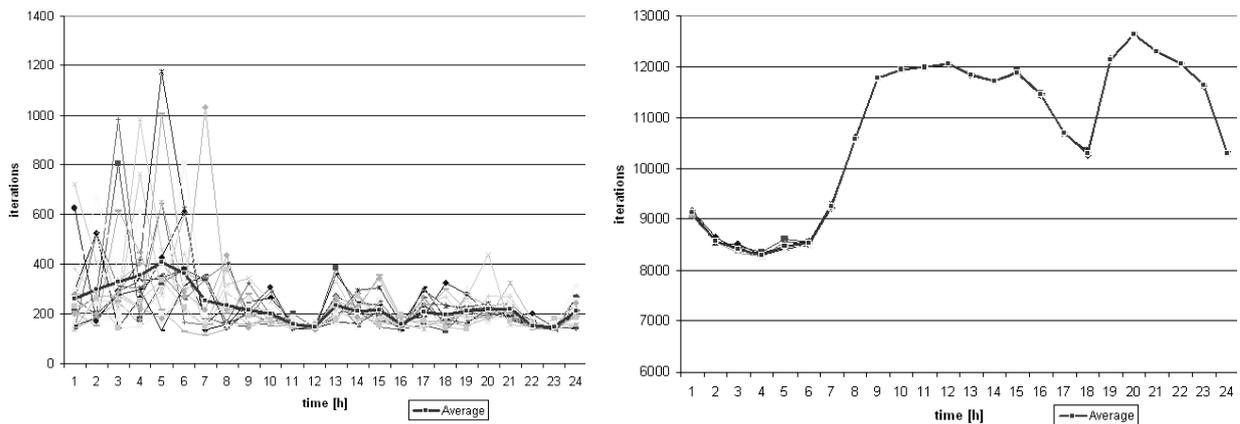


Abbildung 3: Vergleich der Iterationen bei $P_p = 1\text{MW}$ (links) und $P_p = 10\text{kW}$ (rechts) bei 20 Durchführungen einer 24 h Simulation mit einer zeitlicher Auflösung von 1 h und Mittelwert (dick)

Der entwickelte Algorithmus wurde auch Schwanungen getestet, welche durch seinen undeterministischen Charakter hervorgerufen werden. Diese hielten sich insbesondere bei strahlenförmigen Netzstrukturen stark in Grenzen. Eine Validierung der Methode steht noch aus und soll die Eignung der Ergebnisse bestimmen. Dabei sollen die Daten mit den Ergebnissen eines kommerziellen und bewährten Tools verglichen werden.

3 Fallstudie Guadeloupe

Aus mehreren Gründen wurde Guadeloupe als Experimentalszenario für diese Arbeit ausgewählt. Es sollte möglichst ein bestehendes Netz gefunden werden, welches einen isolierten Charakter aufweist, um die ersten Anwendungstests des Modells unabhängig von Zuflussstellen und externen Netzeinflüssen zu machen. Aus diesem Grund kam nur ein Inselnetz in Frage. Bedingt durch die Fokussierung auf dezentrale Energieerzeugung wurde großer Wert auf das Aufkommen dieser Energieproduktion gelegt. Im Rahmen der Zusammenarbeit von EIFER und EDF wurde die Insel Guadeloupe ausgewählt.

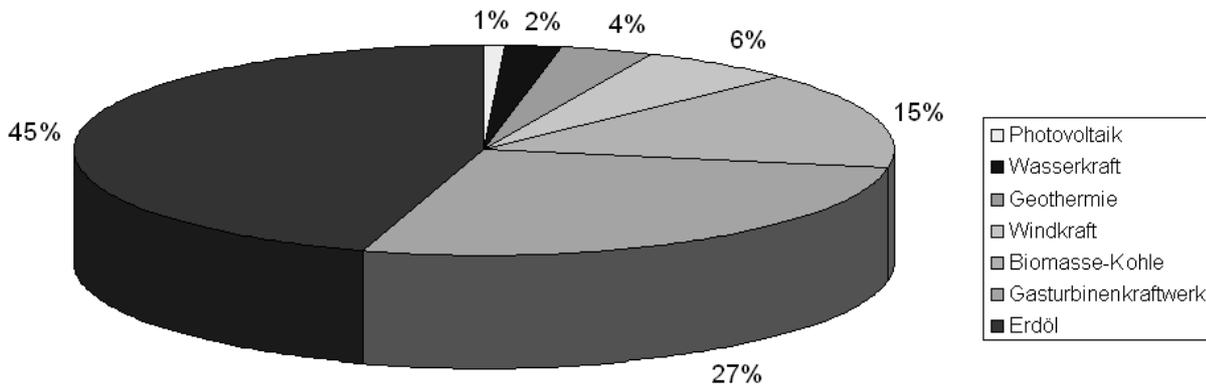


Abbildung 4: Anteile der verschiedenen Energieerzeuger (installierte elektrische Leistung) Stand Mai 2008. Quelle: [5]

Da zur Simulation ein möglichst heterogenes Netz erwünscht war wurde bei der Auswahl darauf geachtet dass möglichst viele unterschiedliche Erzeuger in dem Inselnetz integriert seien. Die Insel Guadeloupe verfügt über ein vielfältiges Erzeugungsspektrum welches Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse sowohl als auch Geothermievorkommen aufweist. Der Archipel wurde aus diesem Grund im Vergleich zu den anderen Überseedépartements bevorzugt.

Guadeloupe ist bezüglich seiner elektrischen Energieversorgung komplett unabhängig da keine Seekabel zu Nachbarinseln vorhanden sind. Es handelt sich somit um ein eigenständiges Inselnetz, welches autonom geregelt wird. Bis vor wenigen Jahrzehnten verfügte Guadeloupe nur über konventionelle Kraftwerke. Als der Versorger EDF wegen seiner Lage und optimalen Bedingungen den Archipel für Testzwecke von erneuerbaren Energien entdeckte, begann der Ausbau dieser Energiequellen. Seit dem wird Guadeloupe als ein Versuchslabor der EDF betrachtet. Es verfügt derzeit u. a. über mehrere Windkraftparks, ein Geothermie- und ein Biomasse-Kraftwerk sowie Photovoltaikanlagen.

Bei der Modellierung des Netzes wurde die Hochspannungsebene des Energiesystems nachgebildet, welche eine Nennspannung von 63 kV (réseau HTB) besitzt. Es wurden zunächst keine Transformatoren modelliert. Die Anbindungen an die Inseln La Désirade, Les Saintes und Marie Galante wurden auch auf derselben Ebene angenommen.

4 Simulation von Szenarien mit Hilfe des erstellten Modells

Durch den geringen Datenbedarf des bisher erstellten Modells lassen sich Szenarien relativ schnell generieren. Ziel dieser soll es sein, zukünftige Auswirkungen von unterschiedlichsten Faktoren auf das modellierte Energiesystem zu untersuchen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden ein Zwischenfall beim größten Kraftwerk, ein Wirbelsturm und mehrere Zukunftsszenarien mit Einbringung erneuerbarer Energien simuliert. Zunächst wird ein Ausgangsszenario vorgestellt, welches den Alltagsbetrieb im Jahr 2008 darstellt. Im Anschluss wird ein Katastrophenszenario in Form eines Wirbelsturms untersucht bei dem das Verhalten der Windparks beobachtet werden soll. Aus formalen Gründen wird auf die Vorstellung der weiteren Szenarien hier verzichtet.

In Abbildung 5 ist eine Standardsimulation ohne Zwischenfälle für einen Tag zu sehen. Der Hauptteil der Simulationsdarstellung umfasst die Modellierung des Netzes welches auf einer Karte von Guadeloupe dargestellt ist. Die verschiedenen Kraftwerke und Umspannwerke sind als Symbole zu erkennen. Die Diagramme zu Produktion und Verbrauch in Abbildung 6 unten stellen die Nachfrage und die Deckung dieser durch eine entsprechende Energieerzeugung von 0 – 24 Uhr dar und folgen der typischen Lastkurve der Insel.

Dabei wurden die verschiedenen Kraftwerkstypen nach ihrer Lastzugehörigkeit berücksichtigt. Somit fungiert das Bagasse-Kohle Kraftwerk und das Dampfkraftwerk Jarry Antilles im Grundlastbereich. Die Mittellast wird von dem größten Kraftwerk Jarry Nord bedient. Jarry Sud als GuD-Kraftwerk deckt die Spitzenlast am Mittag und Abend. Das Energiemanagement entspricht somit dem Betrieb der Kraftwerke in der Realität (vgl. [5]).

Das Modell beinhaltet eine fluktuationsbehaftete Erzeugung der Windkraftanlagen. Die Windkraftherzeugung ist in zwei Teilen modelliert.

- Das Umweltmodell des Windes erzeugt mit Hilfe einer für Guadeloupe angepassten Weibullverteilung zufällige Windgeschwindigkeiten.
- Das Windanlagenmodell, welches für jeden Windpark einzeln aufgestellt wurde und die Beziehung zwischen der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung wiedergibt. Bei jedem Windpark sind die einzelnen Windgeneratoren mit berücksichtigt worden.

Die Auslastung der jeweiligen Kraftwerke ist an den Säulendiagrammen zu erkennen. Die Flussrichtung auf den Leitungen ist mit Pfeilen gekennzeichnet, die Breite der Linien

wurde mit dem während der 24 h Simulation maximal auftretenden Fluss skaliert. Die Pfeile geben die Flussrichtung der Leistung an.

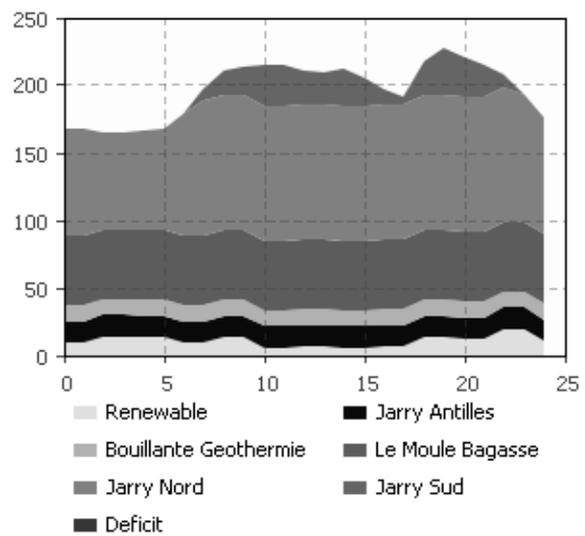
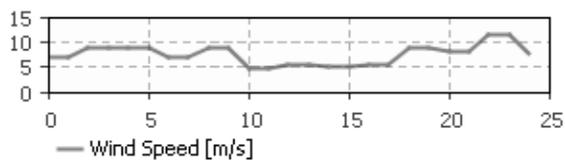
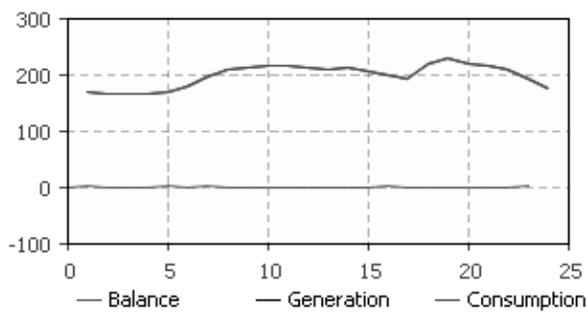
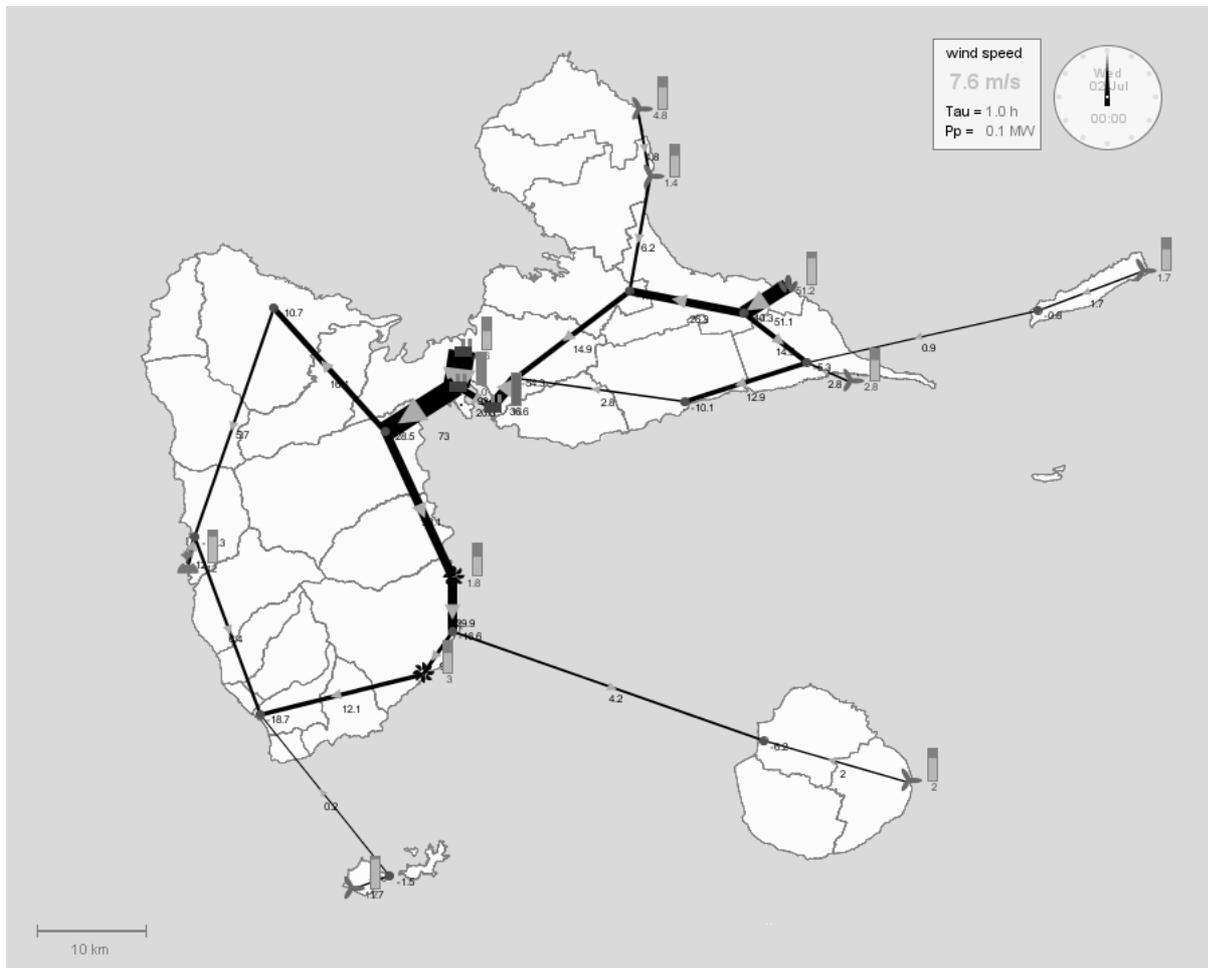


Abbildung 5: 24 h Simulation des Netzes auf Guadeloupe im Jahr 2008, Leistungskurven der Erzeuger und Windgeschwindigkeit.

Wirbelstürme treten nicht selten in der Karibik auf, im Zuge des angehenden Klimawandels scheint es sogar in den letzten Jahren einen Zuwachs gegeben zu haben. Die Zeit der Wirbelstürme reicht in der Regel von Juli bis November, mit einem Schwerpunkt im September und Oktober. Die Gefahr, welche diese Wirbelstürme darstellt wirkt sich auch auf die Energieversorgung aus. Sobald die maximale Windgeschwindigkeit der Windgeneratoren überschritten wird, werden diese abgeschaltet. Im Falle der relativ leicht konstruierten Anlagen in Guadeloupe können bei Gefahr eines annähernden Wirbelsturms diese eingefahren werden, so dass sie in Bodennähe stärkeren Windgeschwindigkeiten standhalten können.

Im vorliegenden Szenario wird ein Wirbelsturm simuliert, um die Auswirkungen eines Ausfalles der Windkraftanlagen auf dem Inselnetz zu untersuchen. Auf die Auslegungen der WKAs sind unterschiedliche Maximalgeschwindigkeiten zurückzuführen, bei welchen die Anlagen abgeschaltet werden müssen.

Es wird angenommen, dass keine Warnung vorangegangen ist, d.h. dass keine vorausschauenden Maßnahmen (wie eine bereits frühzeitige Abschaltung) getroffen wurden. In der vorliegenden 24 h Simulation wird zunächst von einem konstanten Wind mit der Durchschnittsgeschwindigkeit $v = 8,125$ m/s ausgegangen. Ab 9 Uhr wird dann der Wind kontinuierlich um 4 m/s pro Stunde erhöht.

In Abbildung 6 sind die Simulationsergebnisse zu sehen. Die Flüsse auf den von den Windparks ausgehenden Verbindungen sind in kleinen Diagrammen jeweils dargestellt. Hier ist ab 9 Uhr ein Leistungsflussanstieg zu erkennen, welcher auch im Lastdiagramm der gesamten Erzeuger zusammengefasst zu sehen ist. Bei $v = 16$ m/s erlangt die Gesamtleistung aller Windparks ihr Maximum, ab da schalten die Parks je nach ihren Maximalleistungen ab. Es entsteht ein stufenartiger Abstieg der Windkraftleistung, bis letztendlich bei ca. $v = 60$ m/s alle Windkraftparks außer Betrieb sind. Dies steht in direkter Verbindung mit den Spezifikationen der angewendeten Windgeneratoren.

Der stufenweise stattfindende Ausfall ermöglicht eine leichtere Ausregelung des entstandenen Produktionsdefizits, da es mehr Zeit und kleinere Schritte als ein plötzlicher Abfall aller Windparks zulässt. Die Flexibilität der Windanlagen ermöglicht eine bessere Reaktion auf Katastrophen wie diese. Die Gesamtversorgung der Insel ist zu keinem Zeitpunkt gefährdet, da genügend Reserveleistung zur Verfügung steht.

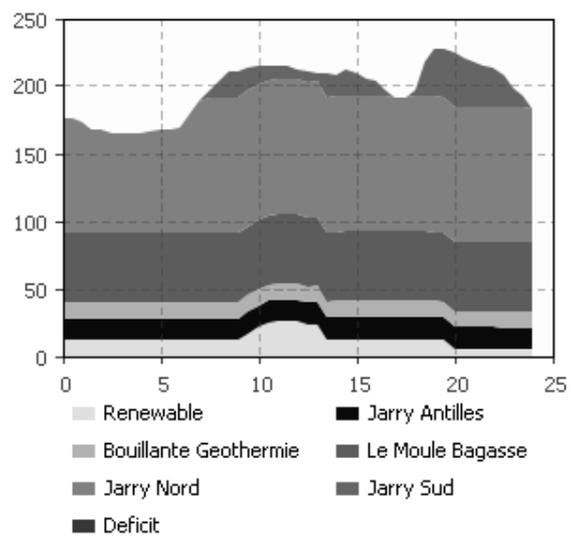
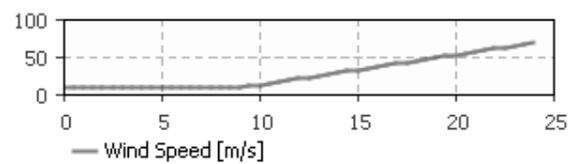
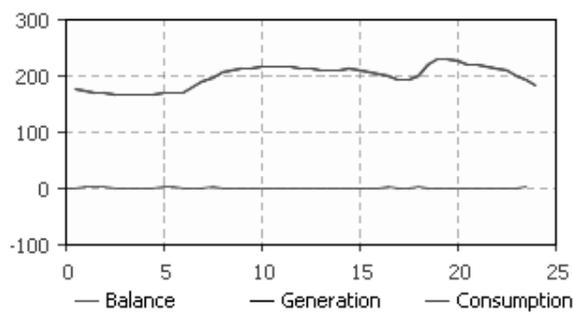
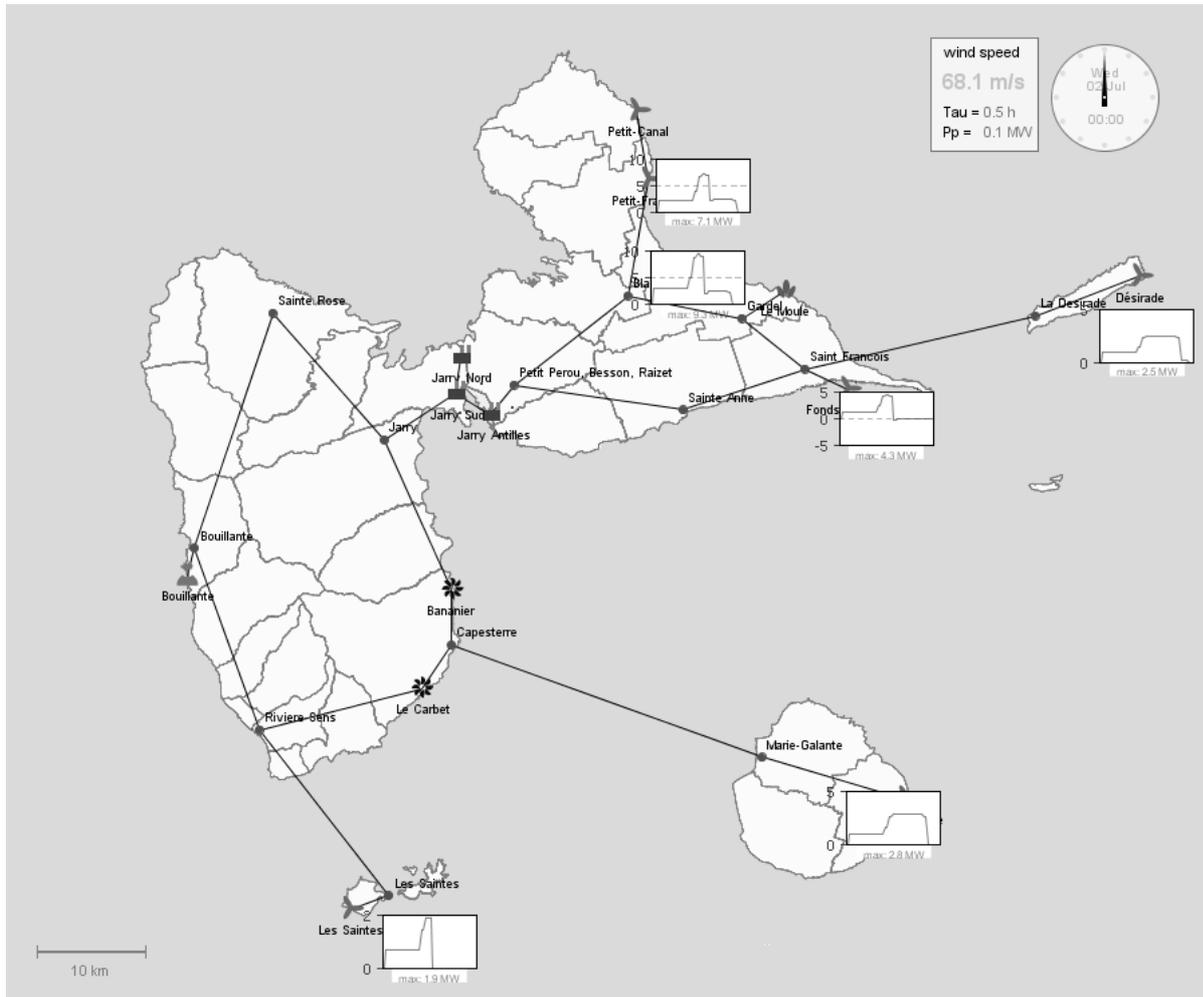


Abbildung 6: Simulation eines Wirbelsturms auf Guadeloupe: Leistungskurven der Erzeuger und Windgeschwindigkeit

5 Zusammenfassung und Folgerungen

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Modell zur Simulation von dezentralen Energienetzen ausgearbeitet. Dabei wurde ein neuer, in der Energietechnik noch wenig verbreiteter Ansatz gewählt. Dies gab der Arbeit einen stark experimentellen Charakter, bei der die Anwendung dieser Methode grundlegend untersucht wurde.

Ziel dieser Arbeit war die Implementierung eines agentenbasierten Modells eines Energiesystems. Dazu wurde ein Inselnetz ausgewählt, welches wegen seiner Unabhängigkeit eines Verbundnetzes für ein Basismodell geeignet ist. Zur Darstellung der Akteure des Energiesystems wurden diese agentenbasiert dargestellt. Hierbei wurden Erzeugung, Nachfrage und Transport betrachtet, die jeweils in verschiedene Klassen unterteilt wurden. Bei den Erzeugern wurde speziell Wert auf die Einbindung erneuerbarer Energiequellen gelegt um diese im neuen Paradigma der dezentralen Versorgung zu berücksichtigen.

Ein wichtiger Teil der Arbeit hat sich mit der Entwicklung einer agentenbasierten Methode zur Bestimmung des Lastflusses im Netz befasst, um den Einsatz des Modellierungsansatzes auch auf diesem Bereich zu überprüfen.

Das Modell zeigt, dass eine erste Anwendung möglich ist, allerdings steht eine Validierung mit Hilfe eines traditionellen Modells aus, welche die Zuverlässigkeit der Ergebnisse und deren Toleranzbereich bestimmen soll. Erhofft sind Ergebnisse, die annähernd genau für den Anwendungsbereich des Modells sind, die aber durch den heuristischen Charakter der Methode und starken Vereinfachungen (keine Blindleistungsberücksichtigung, flaches Spannungsprofil) keine Absicht haben, eine klassische Lastflussberechnung zu ersetzen.

Nach einer Modellierung des Netzes konnte nun auf Basis dessen gearbeitet werden und das Modell auf Guadeloupe implementiert werden, aus dem zahlreiche Erfahrungen gewonnen wurden. Die Relevanz der Windkraft konnte mit dem Modell nachgebildet werden. Die Beeinflussung des Energienetzes durch die Umwelt (z.B. Wetterbedingungen) wurde dabei miteinbezogen.

Ein Einblick auf zukünftige Anwendungen von Modellen dieser Art konnte durch die Simulation von konkreten Szenarien gewährt werden. Als Beispiel wurde hier eine Naturkatastrophe simuliert und Aussagen zu dem Einsatz der Kraftwerke und den Auswirkungen auf das Energiesystem gemacht. Bei den Simulationen ist hervorzuheben, dass das Modell durch seinen relativ geringen Rechenaufwand im Vergleich zu

herkömmlichen Netzflussberechnungen in Echtzeit die Beobachtung von Flüssen, momentanen Leistungen der Knoten und anderen Größen ermöglicht. Außerdem sind im Vergleich wenige Eingangsdaten nötig.

Das entwickelte Modell zeigt einen neuen Ansatz, der trotz seiner stark abstrakten Modellierung das komplexe Verhalten eines Energiesystems nachbildet und insbesondere auf dezentrale Strukturen angepasst wurde.

Literatur

- [1] Wooldridge, M.: *An Introduction to Multiagent Systems*. John Wiley & Sons, Inc. New York, USA, 2002
- [2] Rehtanz, C.: *Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation*. Springer, 2003
- [3] Geidl, M.; Favre-Perrod, P.; Klöckl, B.; Koepfel, G.: *A greenfield approach for future power systems*. Power Systems and High Voltage Laboratories, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zürich. 2006
- [4] Klöckl, B.; Fröhlich, K.; Kaltenecker, K.: *New energy technologies, new requirements on electricity and an unresolved transition problem towards sustainability: Is there need for basic academic research?* Power Systems and High Voltage Laboratories, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zürich. 2005
- [5] EDF - Direction des Systèmes Energétiques Insulaires : *Guadeloupe et Iles du Nord. Bilan Prévisionnel Pluriannuel. Investissements en production*. http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/File/SEI/BPP_Guadeloupe_2007.pdf Juni 2007

Zur Analyse der Auswirkungen brennstoffabhängiger Benchmarks auf Stromgestehungskosten und Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft

Christoph Nolden, Dominik Möst, Wolf Fichtner

*Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle
Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland*

E-Mail: {christoph.nolden;dominik.moest;wolf.fichtner}@wiwi.uni-karlsruhe.de

Telefon: +49(0)721/608-4583/-4689/-4460

Kurzfassung

Im Jahr 2005 wurden die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie durch die Einführung des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS) maßgeblich verändert. Ziel dieser Einführung war die Schaffung eines ökonomisch effizienten Instrumentariums zur Reduktion des wichtigsten Treibhausgases Kohlenstoffdioxid (CO₂). Im Rahmen des Emissionshandels mussten die einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union fixierte CO₂-Emissionsmengen festlegen und in Nationalen Allokationsplänen aufzeigen, wie die Emissionsmengen auf die einzelnen Akteure verteilt werden. In den am EU-EHS teilnehmenden Unternehmen wurde ein neuer unter ökonomischen Gesichtspunkten zu bewirtschaftender Produktionsfaktor geschaffen, dessen Verknappung zu einer Preisbildung führte. Mit Hilfe von Energiesystemmodellen lassen sich die Auswirkungen des EU-EHS auf die Energiewirtschaft analysieren. Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Effekte im Hinblick auf Investitionsentscheidungen, die Erzeugungsstruktur, Strompreise und den CO₂-Zertifikatepreis bei unterschiedlichen Verfahren der Zuteilung von Emissionsberechtigungen zu beobachten sind.

Stichworte

Emissionshandel, Energiesystemmodell, Stromgestehungskosten, Zertifikatepreis

1 Einleitung

Der global zu beobachtende Temperaturanstieg ist mit großer Wahrscheinlichkeit auf anthropogene Emissionen klimarelevanter Spurengase zurückzuführen. Um dem entgegen zu wirken, beschloss die internationale Staatengemeinschaft im Dezember 1997 durch Verabschiedung des Kyoto-Protokolls, rechtlich verbindliche Ziele zur Begrenzung und Reduktion klimarelevanter Emissionen festzulegen. Das Kyoto-Protokoll sieht ausdrücklich vor, dass eine Gruppe unterzeichnender Staaten ihre Reduktionsziele auch gemeinschaftlich erreichen kann. Die Europäische Union (EU) hat beschlossen, die Gesamtemissionsreduzierung, die 8% gegenüber 1990 beträgt und innerhalb der sogenannten Kyotoperiode (2008 bis 2012) erreicht werden muss, auf die einzelnen Mitgliedsstaaten zu verteilen. Im Rahmen dieser Lastenteilung (Burden Sharing) gibt es Länder mit echten Minderungszielen und solche, denen eine begrenzte Ausweitung der Emissionstätigkeit zugestanden wird. Deutschland hat sich verpflichtet, seine Minderungsziele aus dem Kyoto-Protokoll deutlich von 8% auf 21% zu erhöhen [1]. Zu den Staaten, die ihre Emissionen in der Kyotoperiode gegenüber 1990 deutlich ausweiten dürfen, gehören unter anderen Portugal (+27%), Griechenland (+25%) und Spanien (+15%) [2].

Im Kyoto-Protokoll sind verschiedene Mechanismen ("Kyoto-Mechanismen" oder "Flexible Mechanismen") vorgesehen, die dazu dienen, dass ein Staat seine Minderungsverpflichtung auch im Ausland erzielen kann. Dazu zählt der Handel mit Emissionsberechtigungen, zu dem sich die EU in Bezug auf CO₂ entschieden hat. Er stellt ein marktbasierendes Handelssystem mit Minderungszielen, ein sogenanntes Cap and Trade System, dar und dient der Internalisierung der externen Kosten, die durch die Verursachung des klimarelevanten Spurengases CO₂ entstehen. Zunächst gilt eine Beschränkung des Emissionshandels auf die emissionsintensiven Sektoren Energiewirtschaft und energieintensive Industrie, wobei aktuell eine Ausweitung auf andere Sektoren, z. B. den Schiffsverkehr, in der Post-Kyoto-Periode diskutiert wird. Der Einbeziehung des Flugverkehrs in das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) hat das Europäische Parlament im Juli 2008 in zweiter Lesung zugestimmt und damit die zwischen Parlament und Rat getroffene Vereinbarung bestätigt, so dass ab 2012 Flüge aus der, in die und innerhalb der EU in das EU-EHS aufgenommen werden [3].

Um die Auswirkungen des Emissionsrechtehandels auf Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft analysieren zu können, lassen sich u. a. optimierende Energiesystemmodelle einsetzen. Im Folgenden wird zunächst auf die Möglichkeiten der

Modellierung verschiedener Regelungen des Emissionshandels zur Zuteilung von Zertifikaten in einem solchen Energiesystemmodell eingegangen. Anschließend wird anhand der Modellergebnisse gezeigt, wie diese Regelungen Investitionsentscheidungen bei Energieversorgungsunternehmen, Strompreise und CO₂-Zertifikatspreis beeinflussen können (vgl. [4]).

2 Nationale Allokationspläne und Zuteilungsmechanismen

Im Rahmen des EU-EHS wird eine europaweite CO₂-Emissionsobergrenze fixiert. Vom Emissionshandel betroffene Unternehmen benötigen Zertifikate, die sie zum Ausstoß einer bestimmten Menge CO₂ berechtigen. Diejenigen, die mehr Emissionsrechte (Zertifikate) besitzen, als sie benötigen, können die überschüssigen an Unternehmen verkaufen, die mehr emittieren, als ihnen durch die anfängliche Zuteilung zugestanden wurde. Der Vorteil dieses Systems liegt im Wesentlichen in der Kosteneffizienz, weil die Emissionen an der Stelle reduziert werden, an der es zu den geringsten Kosten möglich ist.

Bei der Zuteilung von Zertifikaten lassen sich grundsätzlich verschiedene Verfahren unterscheiden. Als Grandfathering wird die kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen bezeichnet. Daneben existieren die Zuteilung auf Basis eines einheitlichen bzw. differenzierten Emissionswertes (Benchmarking) sowie die Versteigerung von Emissionsrechten (Auktionierung). Die genauen Zuteilungsregeln eines nationalen Allokationsplanes setzen sich in der Regel aus Kombinationen dieser Zuteilungsmechanismen zusammen.

Vor Beginn des Emissionshandels im Jahre 2005 mussten die EU-Mitgliedsstaaten in Nationalen Allokationsplänen (NAP) für alle am Emissionshandel teilnehmenden Sektoren CO₂-Emissionsmengen sowie die Verteilung der Emissionsrechte an die einzelnen Akteure festlegen. Die erste Handelsperiode diente den beteiligten Unternehmen als Testphase vor Beginn der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls und endete mit Ablauf des Jahres 2007. Im Januar 2008 hat die zweite Handelsperiode begonnen, die bis 2012 läuft und als die erste Kyoto-Periode bezeichnet wird, weil die Unterzeichnerstaaten des Kyoto-Protokolls die von ihnen anerkannten Minderungsziele innerhalb dieser Periode erreichen müssen. In der zweiten Handelsperiode werden deutlich weniger Emissionsrechte zugeteilt als in der ersten. Die

Minderung beträgt absolut rund 100 Mio. Tonnen, was einer relativen Minderung von knapp 6 % gegenüber 2006 entspricht.

Im Folgenden werden die Zuteilungsregeln des deutschen Allokationsplanes für die zweite Handelsperiode (NAP II) genau beschrieben, wobei im entwickelten Modell nicht nur die deutschen Regeln detailliert nachgebildet wurden, sondern die der fünf Länder mit den größten CO₂-Emissionen, deren CO₂-Ausstoß in Summe knapp 3/4 der gesamten europäischen Emissionen im Energiesektor ausmacht. Die Zuteilungsregeln der übrigen Länder wurden vereinfachend entsprechend der Ähnlichkeit zu den Regeln der Hauptemittenten abgebildet. Deutschland hat sich für ein brennstoffabhängiges Benchmark-System entschieden. Im NAP II wird zwischen bestehenden Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2002 (Altanlagen), bestehenden Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2002 und 2007 (Bestandsanlagen) und Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 2008 unterschieden. Bei der Berechnung der Zuteilungsmenge für Altanlagen wird die Produktion in der Basisperiode P_{BP} herangezogen und mit Benchmarks BM , der Periodenlänge t_p und einem Kürzungsfaktor $KF_{Ver, alt}$ multipliziert, der die Erreichung der für die Veräußerung vorgesehenen Zertifikatmenge sicherstellt (Gleichung 1). Bei der Bestimmung der Zuteilungsmenge für Bestandsanlagen (Gleichung 2) fließen neben den Benchmarks BM , der Periodenlänge t_p sowie dem Kürzungsfaktor $KF_{Ver, Bestand}$ die Kapazität K der Anlage und ein Standardauslastungsfaktor S ein, der sowohl von der Kraftwerkstechnologie als auch vom eingesetzten Brennstoff abhängt. Bei Neuanlagen (Gleichung 3) berücksichtigt zusätzlich der Quotient RT/GT_p - Anzahl der Tage von der Inbetriebnahme der Anlage bis zum Ende der Zuteilungsperiode (Resttage) im Verhältnis zur Gesamtanzahl der Tage der jeweiligen Zuteilungsperiode (Gesamttag) - die anteilige Kürzung bei Inbetriebnahme nach dem 1.1.2008.

$$EB_{Alt} = PBP * BM * t_p * KF_{Ver, alt} \quad (\text{Gleichung 1})$$

$$EB_{Bestand} = K * S * BM * t_p * KF_{Ver, Bestand} \quad (\text{Gleichung 2})$$

$$EB_{Neu} = K * S * BM * RT/GT_p * t_p * KF_{Ver, neu} \quad (\text{Gleichung 3})$$

In Deutschland sind verschiedene Benchmarks vorgesehen, die sich aber in allen Fällen an den besten verfügbaren Techniken orientieren. Das Zuteilungsgesetz 2012 unterscheidet im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zwischen einem spezifischen Emissionswert für Anlagen, in denen gasförmige Brennstoffe verwendet werden können, und einem für sonstige Anlagen. Neben Deutschland haben sich bspw. Polen, Italien und

Spanien für ein brennstoffabhängiges Benchmark-System entschieden. Einige Länder wie Großbritannien oder Österreich haben ein brennstoffunabhängiges Benchmark-System beschlossen, bei dem nicht zwischen gasförmigen und sonstigen Brennstoffen unterschieden wird.

3 Kurzbeschreibung des Modells PERSEUS

Am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) wird das Energiesystemmodell PERSEUS eingesetzt, um verschiedenste die Energiewirtschaft betreffende Fragestellungen zu untersuchen. So lassen sich bspw. auch die Auswirkungen unterschiedlicher Zuteilungsregeln des EU-Emissionshandelssystems auf Zubau- und Einsatzentscheidungen sowie auf die Höhe der Stromgestehungskosten analysieren. Es handelt sich um ein Bottom-Up-Modell, das einen prozessanalytischen Ansatz verfolgt, indem techno-ökonomische Charakteristika der Energieversorgungssysteme im Detail abgebildet, intersektorale Verflechtungen hingegen vernachlässigt werden. Die Grundstruktur des Modells bilden über Kuppelleitungen miteinander verbundene Energiesystemmodelle, die neben den bestehenden Elektrizitätsversorgungsstrukturen wie Erzeugung, Transport und Verteilung sowie der Nachfrage auch verschiedene Investitionsalternativen in den abgebildeten west- und mitteleuropäischen Ländern berücksichtigen. In dem Modell werden alle ausgabenrelevanten Größen in einer Zielfunktion zusammengeführt und der ausgabenminimale Weg identifiziert, die Nachfrage nach Elektrizität in den europäischen Ländern zu decken. Als methodischer Ansatz dient die lineare Optimierung, indem alle auf das Basisjahr abdiskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben minimiert werden (vgl. [5]).

Bei der vorliegenden Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Zuteilungsregeln wurden zwei verschiedene Szenarios gerechnet, die sich im Hinblick auf die Abbildung der Zuteilungsregeln unterscheiden. Anschließend wurden die Modellergebnisse dieser zwei Szenarios miteinander verglichen. Im Basisszenario wurde der Emissionshandel als ein vollkommener Markt für Emissionsberechtigungen modelliert. Dieses Szenario bildet auf die Art und Weise die Mechanismen bspw. einer Vollauktionierung aller Emissionsrechte nach. Zwar trifft eine Vollauktionierung auf die Kyoto-Periode nicht zu, weil laut EU-Richtlinie 2003/87/EG (vgl. [6]) in der zweiten Handelsperiode mindestens Neunzig Prozent der Zertifikate kostenlos zugeteilt werden müssen und somit der

Auktionsanteil maximal zehn Prozent betragen darf, doch führt die Nachbildung einer Vollauktionierung in Hinblick auf Bestandsanlagen dennoch zu befriedigenden Modellergebnissen, weil auch kostenlos zugeteilte Zertifikate aufgrund der damit verbundenen Opportunitätskosten eingepreist werden. Durch diese Abbildung gelingt es, modellendogen einen Zertifikatspreis zu berechnen, mit dem die Zertifikate im Modell eingepreist werden. In Hinblick auf Zubauentscheidungen insbesondere in Ländern mit brennstoffabhängigen Benchmarks bringt die alleinige Abbildung eines vollkommenen Zertifikatemarktes allerdings Ungenauigkeiten mit sich. Deshalb wurde ein weiteres Szenario gerechnet, in dem die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Neuanlagen nachgebildet wurde, indem Neuanlagen einen Investitionszuschuss in Höhe des Produktes aus Zertifikatspreis und zugeteilter Zertifikatmenge erhalten. Dadurch gelingt es, die Effekte eines brennstoffabhängigen Benchmarks im Modell abzubilden und eine Verzerrung der Modellergebnisse in Bezug auf die Zubauentscheidungen des Modells zu vermeiden.

Die für die Analyse verwendeten Szenarios unterscheiden sich in der Abbildung der Zuteilungsregeln für Neuanlagen. Sonstige Eingangsgrößen, Rahmenbedingungen und Annahmen sind identisch. Das Modell bildet das west- und mitteleuropäische Elektrizitätsversorgungssystem in 19 Teilregionen ab, die untereinander durch Kuppelleitungen mit entsprechenden Maximalkapazitäten und Verlusten verbunden sind (siehe Abbildung 1).

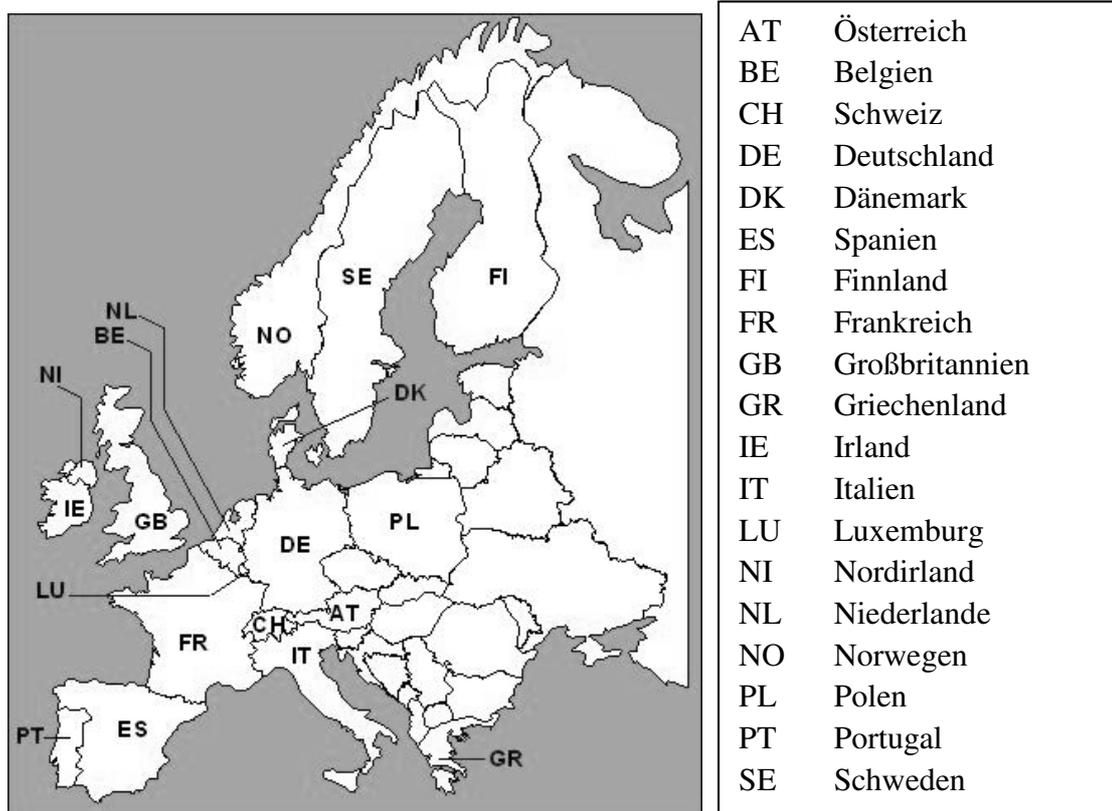


Abbildung 1: Im Modell abgebildete Regionen

Dem Modell werden neben den existierenden Kraftwerksparks auch verschiedene Investitionsalternativen vorgegeben, aus denen das Modell unter kostenoptimalen Gesichtspunkten Zubauentscheidungen trifft. Brennstoffpreisentwicklungen werden für Gesamteuropa über Preisfade vorgegeben, wobei regionenspezifische Kosten für den Transport des jeweiligen Energieträgers hinterlegt sind. Die Nachfrageentwicklung wird für jede Region unter Berücksichtigung von Lastkurven vorgegeben. Wegen der Komplexität des Modells kann an dieser Stelle nicht auf sämtliche Eingangsgrößen und Annahmen im Detail eingegangen werden. In Summe umfasst das Modell etwa eine Million Variablen und eine Million Nebenbedingungen. Doch sollen einige der für die Interpretation der Ergebnisse relevanten Rahmenbedingungen kurz erwähnt werden. Bei den Erneuerbaren Energien werden für 2010 länderspezifische Ziele vorgegeben. Das Gesamtziel beträgt 21 Prozent. Die Erneuerbaren Energien Wind und Sonne (Photovoltaik) können zur gesicherten Leistung nur einen geringen Beitrag leisten und folgen einem vorgegebenen Einspeiseverlauf. Der Zubau von Kernkraftwerken ist im Modell nur in den Regionen Frankreich, Großbritannien und Finnland zugelassen.

Dem im Rahmen dieser Analyse eingesetzten PERSEUS-Modell liegt ein Optimierungszeitraum von 2000 bis 2032 zugrunde. Die Berechnung der Modellergebnisse erfolgt unter Berücksichtigung von insgesamt sechs Stützjahren, wobei die Länge der ersten Periode acht Jahre und die Länge der folgenden Perioden fünf Jahre beträgt, so dass die Perioden ab 2008 mit den für den Emissionshandel relevanten Zeiträumen zusammenfallen. Ist im Folgenden beispielsweise vom Zubau in 2008 die Rede, ist damit ein Zeitraum von fünf Jahren, nämlich von 2008 bis 2012, gemeint.

4 Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf Investitionsentscheidungen Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die Modellergebnisse der beiden gerechneten Szenarios vorgestellt. Im Basisszenario wird von einem vollkommenen Markt für CO₂-Emissionsrechte unter alleiniger Vorgabe von Emissionsobermengen für die einzelnen Sektoren ausgegangen. Das Investitionszuschussszenario bildet die Allokationsregeln für Neuanlagen detailliert nach, bspw. für Deutschland die kostenlose Zuteilung auf Basis von Benchmarks in Verbindung mit Standardauslastungsfaktoren, indem Neuanlagen in der Periode 2008-2012 einen Investitionszuschuss gewährt bekommen.

Im Basisszenario ist deutlich zu erkennen, dass die zukünftige Stromproduktion in Deutschland durch den Ausstieg aus der Kernenergie geprägt ist (vgl. Abbildung 2). Der Rückgang der nuklearen Produktion wird in der Periode 2013-2017 zunächst durch den Zubau von Steinkohlekraftwerken und Erneuerbaren Energien kompensiert und führt bis 2028 zu einem Produktionsrückgang, der durch höhere Importe aus den Nachbarländern gedeckt wird. Die Produktion aus Braunkohle ist stark rückläufig (137 TWh/a in 2008; 54 TWh/a in 2028), wohingegen die Erzeugung aus Steinkohle sowie die Erneuerbaren Energien deutlich an Bedeutung im Strommix gewinnen (Steinkohle +55%; Erneuerbare Energien +82%). Die Erzeugung aus Erdgas bewegt sich nahezu konstant um etwa 50 TWh/a.

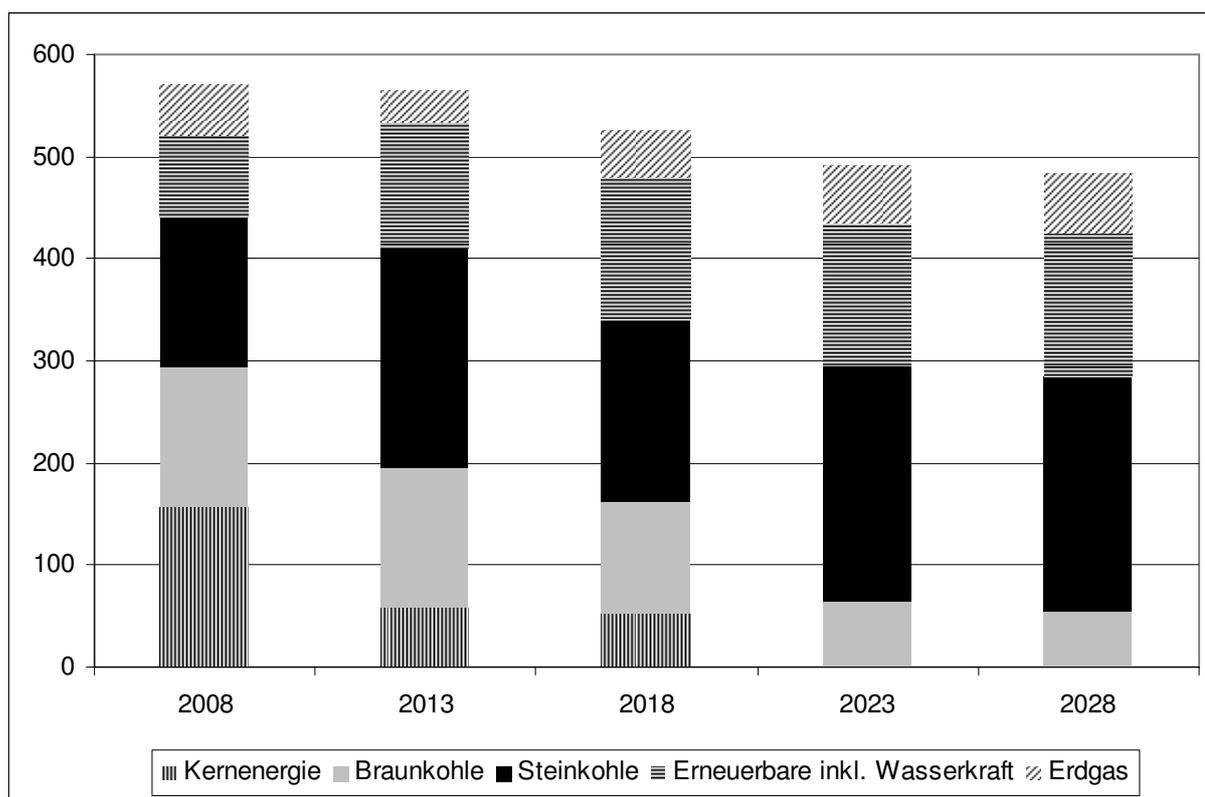


Abbildung 2: Stromerzeugung Deutschland in TWh/a (Basisszenario)

Die Modellergebnisse bei Nachbildung der realen Zuteilungsregeln für Neuanlagen (Investitionszuschussszenario) zeigen im Hinblick auf die Entwicklung des Kraftwerksparks, dass in Europa in der zweiten Handelsperiode vermehrt Kohlekraftwerke zugebaut werden. Die als Investitionszuschuss abgebildete kostenlose Zuteilung auf Basis brennstoffabhängiger Benchmarks reduziert in den Ländern mit entsprechenden Allokationsregeln den Anreiz, in emissionsärmere Kraftwerke, etwa in Gas- und Dampfkraftwerke, deren variable Brennstoff- und Betriebskosten höher liegen als bei Kohlekraftwerken, zu investieren. In Europa werden zwischen 2008 und 2012 knapp 60 Prozent mehr Steinkohlekraftwerke zugebaut als im Basisszenario, was etwa 48 GW gegenüber ca. 31 GW entspricht. Im Investitionszuschussszenario werden Investitionen in Steinkohlekraftwerke, die im Basisszenario über den gesamten Optimierungszeitraum verteilt sind, in die erste Handelsperiode vorgezogen. Die über den Betrachtungszeitraum kumulierten Investitionsentscheidungen weichen allerdings nur geringfügig voneinander ab (Abbildung 3). Bei den unterstellten Annahmen für erneuerbare Energien stellen diese keine ökonomisch attraktiven Investitionsalternativen dar und werden nur gemäß ihrer Zielvorgaben in den verschiedenen europäischen Ländern zugebaut.

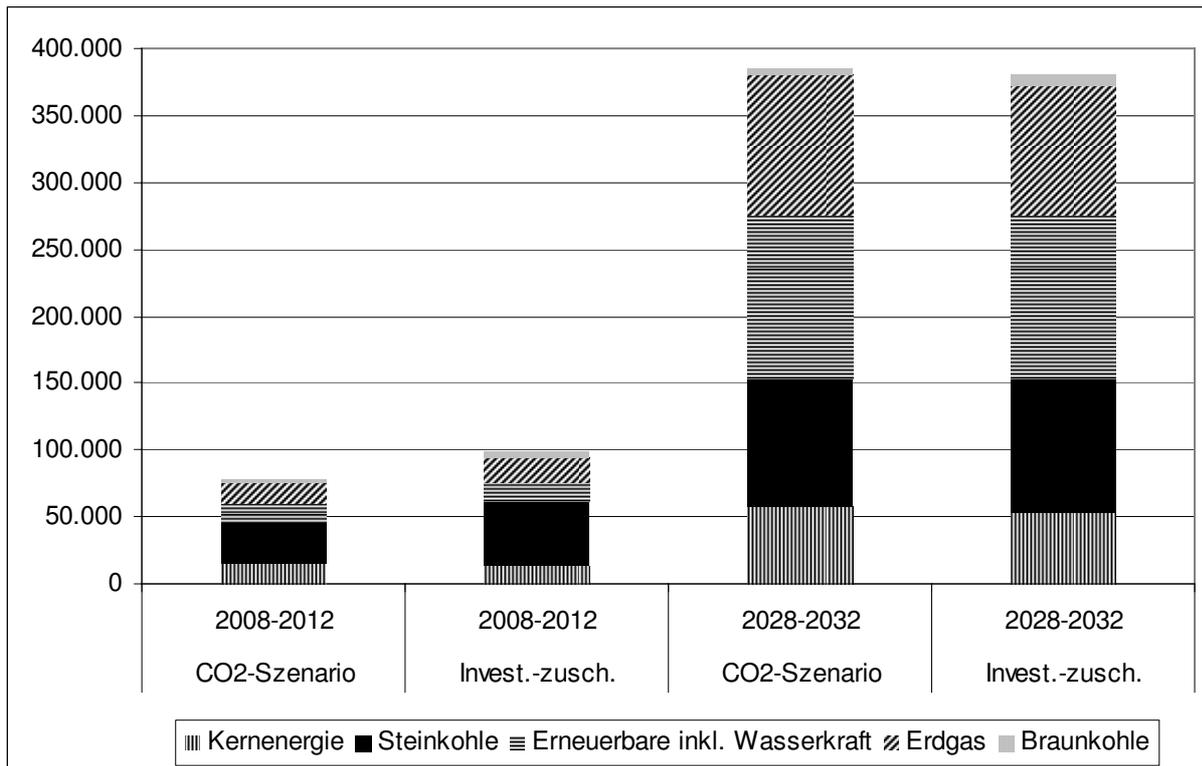


Abbildung 3: Kumulierte Investitionsentscheidungen für Europa in MW

Durch das Vorziehen der Investitionen in Steinkohlekraftwerke kommt es in Deutschland zu einer Verschiebung der Erzeugungsstruktur. So liegt bspw. die Erzeugung aus Steinkohle in den ersten drei Perioden zwischen 15 und 20 Prozent über der des Basisszenarios, was etwa 5 Prozentpunkten entspricht. In der Folge sinken die Gestehungskosten in der Grundlast/Mittellast durchschnittlich um rund 3 Prozent, da Steinkohlekraftwerke im Vergleich zu gasgefeuerten Kraftwerken niedrigere variable Kosten (Brennstoff- und variable Betriebskosten) aufweisen. In Spitzenzeiten, in denen sich die Stromgestehungskosten nicht nur durch die variablen Kosten bestimmen, sondern in denen zusätzlich noch die Fixkosten eines Kraftwerks in Form von Knappheitsrenten erwirtschaftet werden müssen, ist der Effekt niedrigerer Stromgestehungskosten noch ausgeprägter, da der Investitionszuschuss die Kapitalkosten direkt verringert. In Spitzenzeiten liegen die Stromgestehungskosten in Deutschland in der ersten Handelsperiode etwa 15 Prozent niedriger und in der Periode 2013-2017 sogar rund 20 Prozent unter denen im Basisszenario.

Im Investitionszuschussszenario sind im Vergleich zum Basisszenario höhere Preise für Emissionsberechtigungen zu beobachten. Der Zertifikatspreis liegt in der zweiten Handelsperiode im Investitionszuschussszenario mit 13,10 Euro pro Tonne ca. 22 Prozent über dem Preis des Basisszenarios, der 10,70 Euro pro Tonne beträgt (vgl. Abbildung 4). Durch die Zuteilung auf Basis brennstoffabhängiger Benchmarks kommt es zu einer Anreizverschiebung, die zu emissionsintensiveren Technologien führt, weil Neuanlagen mit höheren Emissionen auch mehr Emissionsrechte zugeteilt bekommen. In Folge dessen steigen die Zertifikatspreise. Entgegen der üblichen Erwartung, dass höhere Zertifikatspreise höhere Stromgestehungskosten und damit höhere Strompreise mit sich bringen, ist unter den hier getroffenen Annahmen zu beobachten, dass das Gewähren eines Investitionszuschusses in der Periode 2008-2013 zwar zu höheren Zertifikatspreisen verglichen mit einer Auktionierung führt, doch in der Folge der o. g. Effekte niedrigere Stromgestehungskosten und damit niedrigere Strompreise das Ergebnis sind.

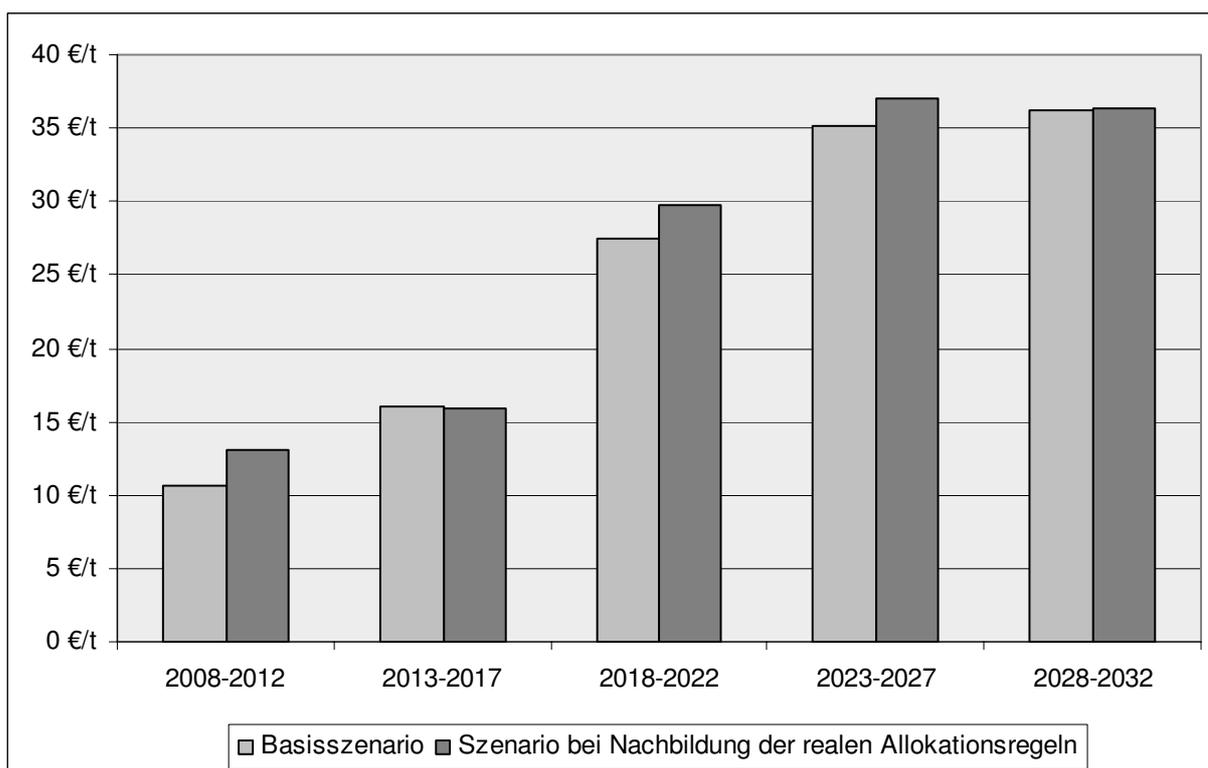


Abbildung 4: Entwicklung der Zertifikatspreise in beiden Szenarios

5 Zusammenfassung

Mit Hilfe zweier Szenarios, die sich in der Abbildung der Zuteilungsregeln an Neuanlagen unterscheiden, wurden die Auswirkungen der Zuteilungsregeln des europäischen Emissionshandels analysiert. Neben der Erzeugungsstruktur und den Effekten auf die Zubauentscheidungen waren die Veränderungen der Stromgestehungskosten sowie der Zertifikatspreise Gegenstand der Untersuchung. Es konnte gezeigt werden, dass sich unter den getroffenen Annahmen trotz höherer Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen niedrigere Stromgestehungskosten für diese Periode ergeben. Die wichtigste Annahme dafür bleibt allerdings, dass der durch die kostenlose Zuteilung an Emissionsrechten quasi gewährte Investitionszuschuss an die Verbraucher weiter gereicht wird.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Denkschrift zum Protokoll von Kyoto. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kyoto_denkschr.pdf, April 2002, 10.12.2008.
- [2] Europäische Kommission: EU Press Release IP/04/932_DE: Die Treibhausgasemissionen in der EU (15 Mitgliedstaaten) gehen zurück. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/04/932&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>, 15. Juli 2004, 8.12.2008.
- [3] Europäische Kommission: EU Press Release IP-08-1114_DE: Emissionshandel: Kommission begrüßt EP-Votum für die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-Emissionshandelssystem. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/1114&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>, 8. Juli 2008, 9.12.2008.
- [4] Schmidt, Christoph M. et al.: CO₂-Emissionshandel: Auswirkungen auf Strompreise und energieintensive Industrie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58. Jahrgang. (2008), Nr. 11, S.53-57.
- [5] Enzensberger, Norbert.: *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor*. Diss., Universität Karlsruhe (TH), 2003.
- [6] Europäische Kommission: Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003. In: *Amtsblatt der Europäischen Union*, 46. Jahrgang. (2003), L275, S. 32-46.

Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windstromerzeugung in der EU basierend auf einem geografischen Informationssystem

Anne Held¹, Heike Krause, Mario Ragwitz¹

¹Fraunhofer ISI, Competence Center: Energiepolitik und Energiesysteme,
76139 Karlsruhe, Deutschland

E-Mail: {anne.held;mario.ragwitz}@isi.fraunhofer.de, Telefon: 0721/6809-358/-157

1 Einleitung

Die Nutzung von Windenergie an Land zur Stromerzeugung kann einen erheblichen Beitrag sowohl zur Erreichung von Klimaschutzzielen als auch zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit in Europa leisten. Im Jahr 2007 konnten in der Europäischen Union (EU) bereits 98 TWh Strom mit Hilfe der Windenergie erzeugt werden. Um auch die zusätzlich mögliche Nutzung für Windenergie in der Zukunft abschätzen zu können, wird in dieser Arbeit das in der EU verfügbare Windenergiepotenzial bestimmt. Zusätzlich zur Bestimmung des Potenzials werden die entsprechenden Stromgestehungskosten ermittelt, da sie ein zentrales Entscheidungskriterium für Investitionen in Windkraftanlagen darstellen und sich zudem entsprechend der lokalen Windbedingungen stark unterscheiden können.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Analyse detaillierte Kostenpotenzialkurven abgeleitet, die regionale Unterschiede in den Windbedingungen mit berücksichtigen und sich auf einen Zeithorizont bis 2050 beziehen. Bisher bestehende Studien weisen Abschätzungen entweder für Europa als Ganzes (z. Bsp. Grupp & Meyer 1993, WEC 1994; Hoogwijk et al. 2004, Archer et al. 2005) aus oder berichten über länderspezifische Windenergiepotenziale, ohne jedoch regionale Windbedingungen explizit zu berücksichtigen (Ragwitz et al. 2004). Weiterhin werden im Rahmen dieser Studie dynamische Aspekte im Hinblick auf zukünftige Kostenentwicklungen bzw. Technologieentwicklungen in die Berechnungen integriert.

2 Methodik

In einem ersten Schritt zur Bestimmung der Kostenpotenzialkurven wird das Gesamtpotenzial in Form der gesamten verfügbaren Menge der entsprechenden erneuerbaren Energiequelle (EE), in diesem Falle Wind, bestimmt. Bezüglich des Potenzialbegriffs kann entsprechend der Art der Restriktionen zwischen den folgenden Kategorien unterschieden werden:

Das **theoretische Potenzial** beinhaltet das gesamte verfügbare physische Energieangebot ohne Berücksichtigung jeglicher Restriktionen und entspricht damit dem theoretischen Maximum zur Nutzung EE. Für die Bestimmung des "**technischen Potenzials**" reduziert sich das theoretische Potenzial unter Beachtung technischer und geografischer Beschränkungen. Dazu gehören beispielsweise verfügbare Umwandlungstechnologien, -effizienzen oder Flächenverfügbarkeiten (z. Bsp. mögliche geeignete Flächen zum Bau von Windkraftanlagen). Da sich Technologien über die Zeit entwickeln können, stellt das technische Potenzial eine dynamische Größe dar. Nach der Berücksichtigung weiterer dynamischer Einflussfaktoren wie beispielsweise maximale Marktwachstumsraten, administrative Barrieren sowie politische und soziale Gründe, die die Realisierung des technischen Potenzial behindern oder verlangsamen, wird das tatsächlich "**realisierbare Potenzial**" abgeleitet. Es stellt das Potenzial da, das bis zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Beachtung der genannten Restriktionen ausgeschöpft werden kann.

In der vorliegenden Studie wird das realisierbare Potenzial für Windstromerzeugung an Land bis zum Jahr 2050 unter der Annahme, dass dynamische Umsetzungsbarrieren über diesen langen Zeitraum bewältigt werden können, abgeleitet. Das bedeutet, dass das realisierbare Potenzial näherungsweise dem technischen Potenzial entspricht. Trotzdem wurde in der vorliegenden Arbeit versucht, soziale Beschränkungen bis zu einem gewissen Grad mit zu berücksichtigen. Hierfür wurden sowohl Mindestabstände von Windturbinen zu besiedelten Gebieten als auch eine relative niedrige Turbinendichte vorausgesetzt. Aspekte, die die Integration des Windstroms in die Netzinfrastruktur betreffen, fanden keine Berücksichtigung.

Die Ermittlung des Windenergiepotenzials basiert auf der Berechnung des Stromerzeugungspotenzials und der Berechnung der entsprechenden Stromgestehungskosten. Das Stromerzeugungspotenzial wird dabei insbesondere von der zur Verfügung stehenden Fläche sowie den lokalen Windbedingungen bestimmt, die wiederum die Energieausbeute maßgeblich beeinflussen (siehe Abbildung 1).

Berechnungen wurden mittels des geographischen Informationssystems (GIS) ARCMaP durchgeführt.

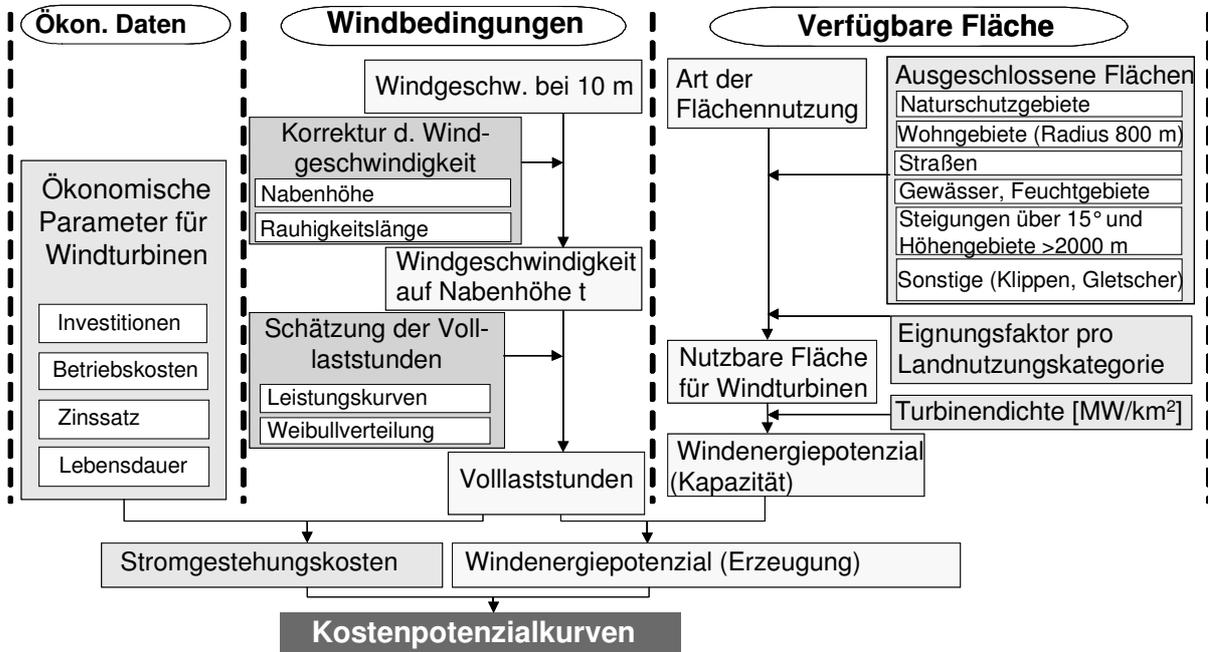


Abbildung 1: Schematische Darstellung der angewandten Methodik zur Bestimmung der Kostenpotenzialkurven für Windstrom (Onshore)

Zur Berechnung der Kostenpotenzialkurven werden zunächst die regional verfügbaren Windgeschwindigkeiten in Volllaststunden¹ umgerechnet. Anschließend erfolgt die Bestimmung der verfügbaren Landfläche, die zum Bau von Windkraftanlagen geeignet erschien. Nach der Kombination der ermittelten Zwischenergebnisse mit Hilfe des GIS werden der möglichen Energieausbeute in einer Region die zugehörigen Stromgestehungskosten berechnet und zugeordnet. Nachfolgend wird die Bestimmung der Volllaststunden, die Abschätzung des verfügbaren Flächenpotenzials sowie die Kostenberechnungen vorgestellt.

2.1 Regionale Windbedingungen

Die Berechnung der Volllaststunden stützt sich auf einem Windgeschwindigkeitsdatensatz der "Climate Research Unit", ansässig an der University

¹ Die Volllaststunden entsprechen dem Quotienten aus der nominalen Kapazität einer Windturbine und deren jährlicher Energieausbeute.

of East Anglia (New et al. 2002). Dieser Datensatz basiert auf monatlichen meteorologischen Messungen von 3950 Stationen weltweit, gemessen zwischen 1961 und 1990. Dabei erfolgte eine geostatistische Interpolation der Messdaten auf eine geografische Auflösung von 10' x 10'. Obwohl die reale Messhöhe zwischen 2 m und 10 m variiert, werden 10 m als Messhöhe angenommen, da die Mehrzahl der bekannten Messhöhen in diesem Bereich liegt. Aufgrund der zeitintensiven Rechenprozeduren im GIS werden für diese Studie die monatlichen Windgeschwindigkeitsdaten zu jährlichen Durchschnitten aggregiert.

Da Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der Höhe variieren, werden die vorliegenden Daten auf Nabenhöhe der Turbinen unter Anwendung der Barometrischen Höhenformel korrigiert:

$$v_h = v_{10m} * \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)} \quad (1)$$

h [m] entspricht dabei der Nabenhöhe, v_h [m/s] der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, v_{10} [m/s] der Windgeschwindigkeit auf 10 m Höhe und z_0 [m] der Rauigkeitslänge².

In der vorliegenden Studie wird eine Nabenhöhe von 80 m unterstellt. Da die Basisdaten teilweise interpoliert wurden, wird eine einheitliche Rauigkeitslänge von 0,0024 m (Rauigkeitsklasse 0,5 entsprechend der Definition von (Troen et al. 1989)) zur Berechnung der höhenkorrigierten Windgeschwindigkeiten angenommen. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass diese Annahme dazu tendiert, die Windgeschwindigkeiten, insbesondere in Gegenden mit unebenem Untergrund, zu unterschätzen. Zudem gelten die von der Barometrischen Höhenformel beschriebenen Zusammenhänge nur bei neutralen Wetterbedingungen. Dies führt dazu, dass Effekte der Wärmeschichtung bei stabilen Wetterlagen ignoriert werden und ebenso zu einem Fehler führen können. Focken et al. (2003) stellten anhand von Messungen an einer niederländischen Messstation fest, dass die Anwendung der Barometrischen Höhenformel dazu tendiert, die Windgeschwindigkeitskorrekturen unter stabilen Wetterbedingungen zu unterschätzen.

Für die Berechnung der Energieausbeute einer Windturbine ist neben den durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auch deren Verteilung ausschlaggebend. Aus diesem Grund wird die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten mit

² Hindernisse auf der Oberfläche führen dazu, dass die Windgeschwindigkeit in Bodennähe abgebremst wird. Aus diesem Grund findet die Art der Oberflächenbeschaffenheit Berücksichtigung für die Berechnung der Höhenkorrektur. Der Indikator für die Oberflächenbeschaffenheit ist die Rauigkeitslänge. Diese beschreibt die Bodenhöhe, bei der die Windgeschwindigkeit theoretisch 0 wird.

berücksichtigt. Im Allgemeinen lässt sich die Variation der Windgeschwindigkeiten in Form einer Weibull-Verteilung ausdrücken (Hau 2003).

$$p(v) = a * k * v^{k-1} * e^{-a*v^k} \quad (2)$$

Dabei beschreibt k den Formfaktor, a den Skalenparameter [m/s] und v [m/s] die Windgeschwindigkeit. Der Formfaktor k kann dabei Werte zwischen 1,5 und 3 annehmen, wobei höhere Werte geringeren Variationen in der Windgeschwindigkeit und niedrigere Werte einer hohen Variabilität der Windgeschwindigkeit entsprechen (Seguro 2003). Der Skalenparameter a lässt sich durch eine Gamma-Funktion beschreiben und hängt sowohl von der Windgeschwindigkeit als auch vom k -Faktor ab.

$$a = \mu(v) * \frac{1}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \quad (3)$$

Da den Autoren keine Information über die Windgeschwindigkeitsvariabilität in EU-Mitgliedstaaten vorliegt, wird in Anlehnung an eine Empfehlung von Seguro (2003) ein Formfaktor von 2 angenommen, der moderat böigen Winden entspricht und durch die Rayleigh-Funktion ausgedrückt wird.

$$p(v) = 2 * \left(\frac{v}{c}\right) * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (4)$$

Der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit (v) und Volllaststunden (h/a) wird mit Hilfe einer linearen Regression für Windgeschwindigkeiten zwischen 4 m/s und 9 m/s angenähert, die auf der Leistungskurve einer Beispielwindturbine beruht. Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Volllaststunden für ausgewählte Beispieldturbines bei teilweise unterschiedlichen Formfaktoren. Da die durchschnittliche Turbinengröße der neu installierten Windturbinen in den fünf europäischen Ländern mit dem stärksten Windkapazitätsausbau in 2007 (Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien und Groß-Britannien) fast 2 MW beträgt (Eur'Observ'ER 2008), wurde eine 2 MW-Turbine vom Hersteller Vestas (Vestas V80) als Referenzmaschine für die Potenzialstudie ausgewählt.

Entsprechend des Zusammenhangs

$$h = m * v + b \quad (5)$$

wurde für m ein Wert von $728 \frac{s^*h}{m^*a}$ und für b ein Wert von $-2.368 \frac{h}{a}$ entsprechend der ausgewählten Referenzturbine ermittelt³.

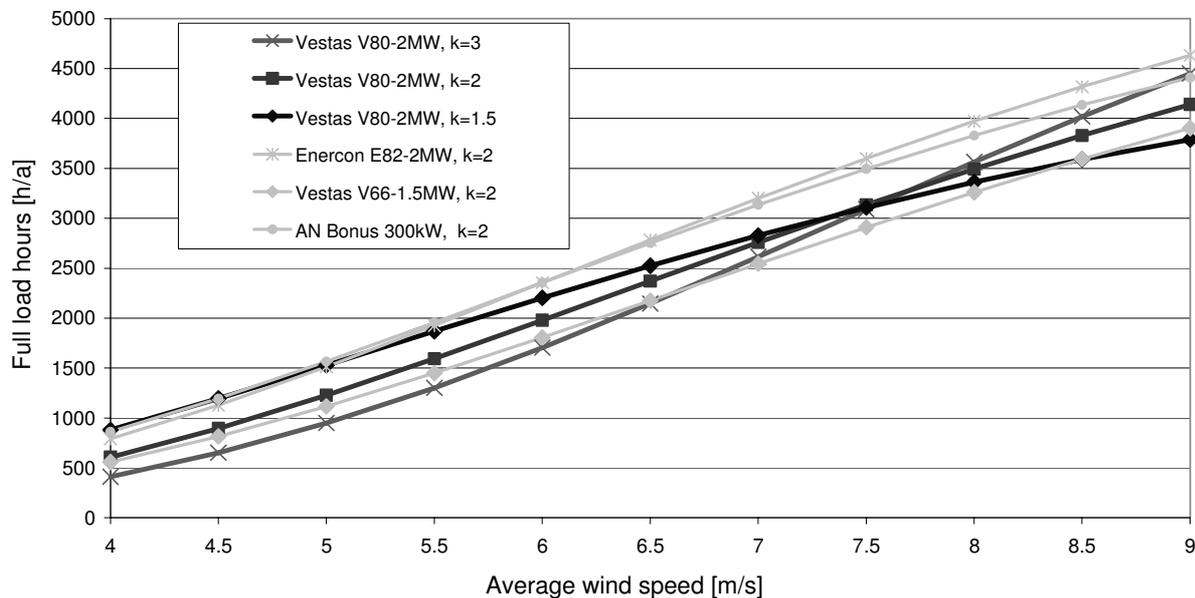


Abbildung 2: Annäherung des Zusammenhangs zwischen Volllaststunden und durchschnittlicher Windgeschwindigkeit basierend auf Leistungskurven von verschiedenen Windkraftanlagen.

Um zu vermeiden, dass Gebiete mit unzureichenden Windbedingungen in die Potenzialberechnung mit einbezogen werden, finden nur Gebiete mit Volllaststunden von mindestens 1300 h/a Berücksichtigung. Dies entspricht in etwa Windgeschwindigkeiten von mehr als 5 m/s auf Nabenhöhe. Zur Vereinfachung der nachfolgenden Berechnungen werden die kontinuierlichen Volllaststunden in Intervalle der Größe 100 h/a transformiert.

2.2 Verfügbares Flächenpotenzial

Die Abschätzung der für den Bau von Windkraftanlagen geeigneten Flächen basiert auf der CORINE-Landnutzungsdatenbank der European Environment Agency (EEA) (CORINE land cover 2000)⁴. Zur Berechnung wird die Gesamtfläche um für den Bau von Windkraftanlagen ungeeignete Flächen reduziert. In einem ersten Schritt werden Naturschutzgebiete ausgeschlossen. Dazu gehören die Schutzgebiets-Kategorien I, II and III, ausgewiesen von WDPA Consortium (2006). Im Anschluss erfolgt die Reduzierung

³ Der entsprechende Pearson-Korrelationskoeffizient beträgt 0,986.

⁴ Copyright EEA, Copenhagen, 2007. Daten verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu>. Für weitere Informationen sei auf (European Commission and European Environment Agency 2005) verwiesen.

um alle besiedelten Gebiete und künstlichen Oberflächen wie beispielsweise Straßen sowie natürliche Flächen, die zum Bau von Windkraftanlagen ungeeignet erscheinen (Flüsse, Seen, Felsen, Gletscher,...). Eine Pufferzone von 800 m Entfernung zu Siedlungsgebieten wird ebenfalls als ungeeignet betrachtet, um die soziale Akzeptanz mit ein zu beziehen. Die nutzbare Fläche wird zudem um gebirgiges schwer zugängliches Terrain auf Höhenlagen über 2000 m oder Steigungen über 15° wurde reduziert. Zusätzlich zu den CORINE-Daten dient ein Höhendatensatz (SRTM 2004) als Dateninput. Nachfolgend werden für die verbliebene Fläche je nach CORINE-Kategorie Eignungsfaktoren bestimmt, um zu berücksichtigen, dass die verfügbare Fläche nur teilweise zum Bau von Windkraftanlagen zur Verfügung steht. In dieser Weise wird für Waldflächen ein Eignungsfaktor von 10 % und für Grasflächen und Weideland eine Verfügbarkeit von 50 % angenommen.

Im Vergleich zu anderen Studien, die eine vergleichbar höhere Kapazitätsdichte der Windturbinen von 4 MW/km² (Hoogwijk et al. 2007) bzw. 9 MW/km² (Archer et al. 2005) unterstellten, wird für die vorliegende Studie eine mögliche Dichte von 3 MW/km² angenommen, um dem Argument der sozialen Akzeptanz Rechnung zu tragen⁵. Im nächsten Schritt wird diese mit der verfügbaren Fläche multipliziert. Das resultierende Windenergiepotenzial in Kapazitätseinheiten wird mit den entsprechenden Volllaststunden zur Ermittlung der potenziell möglichen Stromerzeugung verschnitten. Verluste, die durch die Anordnung mehrerer Turbinen in Form von Windparks entstehen finden in dieser Studie keine Berücksichtigung. Für weitere Informationen über den Windparkeffekt sei an dieser Stelle auf Hau (2003) verwiesen.

2.3 Wirtschaftlichkeit der Windstromerzeugung

Der letzte Teil der Potenzialabschätzung beinhaltet die Berechnung der entsprechenden Stromgestehungskosten. Bedingt durch die hohe Kapitalintensität der Windstromerzeugung werden die Stromgestehungskosten insbesondere durch die mögliche Energieausbeute determiniert, die wiederum durch die Volllaststunden beeinflusst werden. Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt für jede Potenzialstufe durch die Berechnung des Kapitalwertes mit anschließender Umrechnung in periodisch gleichmäßige Zahlungen, in die Annuität.

⁵ In Österreich wurde davon abweichend eine Dichte von 5 MW//km² unterstellt.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (6)$$

NPV stellt den Kapitalwert (net present value) in der Periode t dar, C_t den Netto-Cash-Flow in Periode t , n den Zeithorizont und i die Zinsrate.

$$A = NPV * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad (7)$$

A beschreibt die Annuität des Kapitalwertes NPV.

Zur Integration von Lerneffekten der Windtechnologie, werden Kostenpotenzialkurven beispielhaft für die Jahre 2030 und 2050 berechnet. Die Entwicklung der spezifischen Investitionen für Windkraftanlagen (Onshore) lehnt sich an Folz (2008) an, der von einer Lernrate von 10 % ausgeht. Für die jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten wurde angenommen, dass sie 3 % der spezifischen Investitionen betragen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Finanzielle Parameter in Jahr:	2005	2030	2050
Spezifische Investitionen [€/kW]	1,100	850	690
Betriebs- und Instandhaltungskosten [€/kW]	33	25.5	20.7
Lebensdauer [a]	20	20	20
Zinsrate	6.5%	6.5%	6.5%

Im abschließenden Schritt zur Ableitung der Kostenpotenzialkurven werden die entsprechenden Stromgestehungskosten dem zuvor ermittelten Stromerzeugungspotenzial zugeordnet.

3 Ergebnisse

Die EU verfügt gemäß den Ergebnissen dieser Studie über ein beträchtliches Windenergiepotenzial (Onshore) von etwa 1,9 PWh, lässt man bestehende Netzrestriktionen außer Acht und betrachtet ausschließlich Windstandorte mit Volllaststunden ab 1300 h/a. Ein Vergleich zu der von der International Energy Agency in deren Referenzszenario vorhergesagten Gesamtstromerzeugung von etwa 3,8 PWh in 2030 (International Energy Agency 2007) macht deutlich, dass Windenergie (Onshore) langfristig einen wesentlichen Beitrag zur europäischen Stromversorgung leisten kann.

Dabei sollte jedoch bedacht werden, dass hohe Anteile an Windenergie an der Elektrizitätsversorgung aufgrund der wetterbedingten Schwankungen in der Strombereitstellung durchaus problematisch sein können. Ein weiteres Problem der Windstromerzeugung besteht darin, dass sich Zeiten mit hoher Windeinspeisung nicht immer mit Zeiten hoher Stromnachfrage decken.

Die regionale Verteilung der Windbedingungen (siehe Abbildung 3) zeigt, dass insbesondere Großbritannien, Irland und Dänemark über günstige Windbedingungen verfügen. Im Gegensatz dazu deuten die Ergebnisse der Studie auf weniger gute Windbedingungen im östlichen Mittelmeerraum hin.

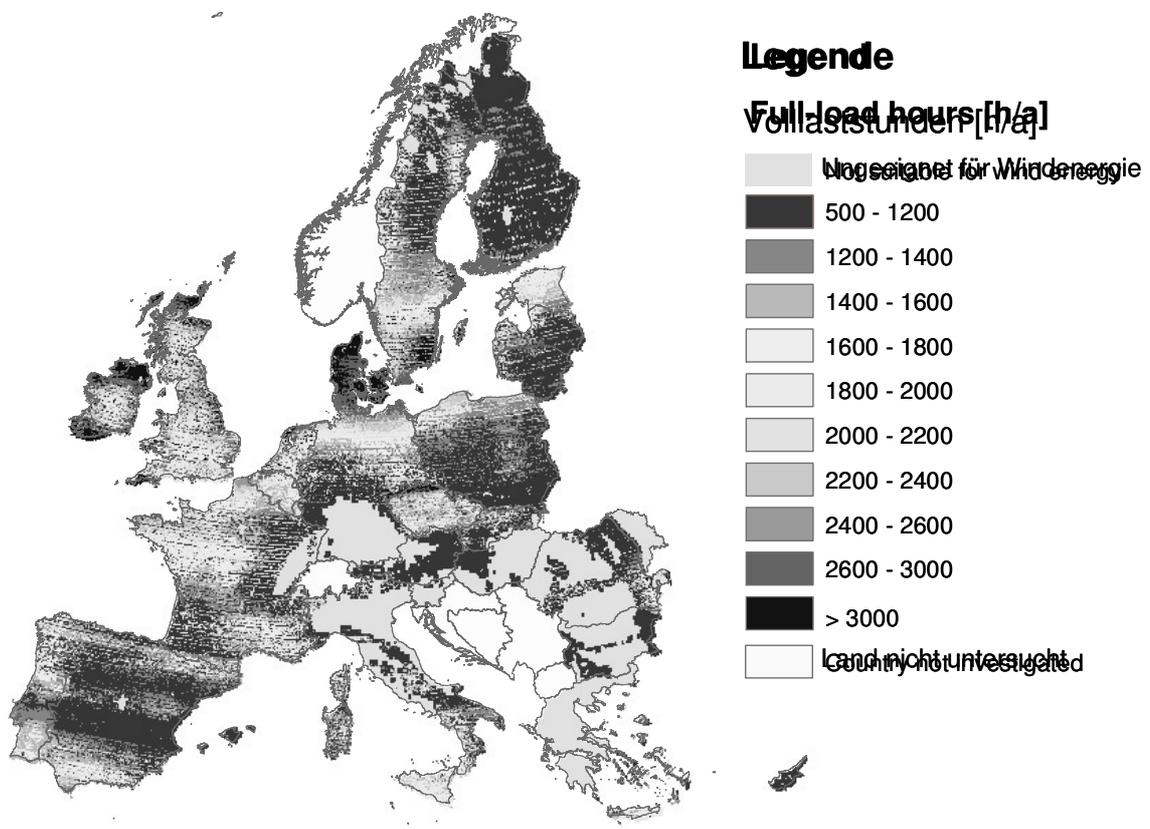


Abbildung 3: Volllaststunden für die Nutzung von Onshore-Windenergie in der EU

Die im Rahmen dieser Studie ermittelten Kostenpotenzialkurven für Westeuropa (siehe Abbildung 4) zeigen derzeit (2006) Werte zwischen 3,2 € Cent/kWh und 10,2 € Cent/kWh. Dabei verfügt Großbritannien mit einem Potenzial von 446 TWh neben günstigen Windbedingungen gleichzeitig über ein erhebliches Flächenpotenzial. In Ländern wie Dänemark und Irland besteht bei günstigen Windbedingungen ein deutlich

geringeres Flächenpotenzial. Gemäß den Ergebnissen der Studie verfügt Spanien aufgrund der großen Fläche über ein erhebliches Windpotenzial, das allerdings mit weniger günstigen Volllaststunden und höheren Stromgestehungskosten einhergeht. Schweden weist ein ähnliches Gesamtwindpotenzial wie Frankreich auf, hat aber den Vorteil günstigerer Windbedingungen.

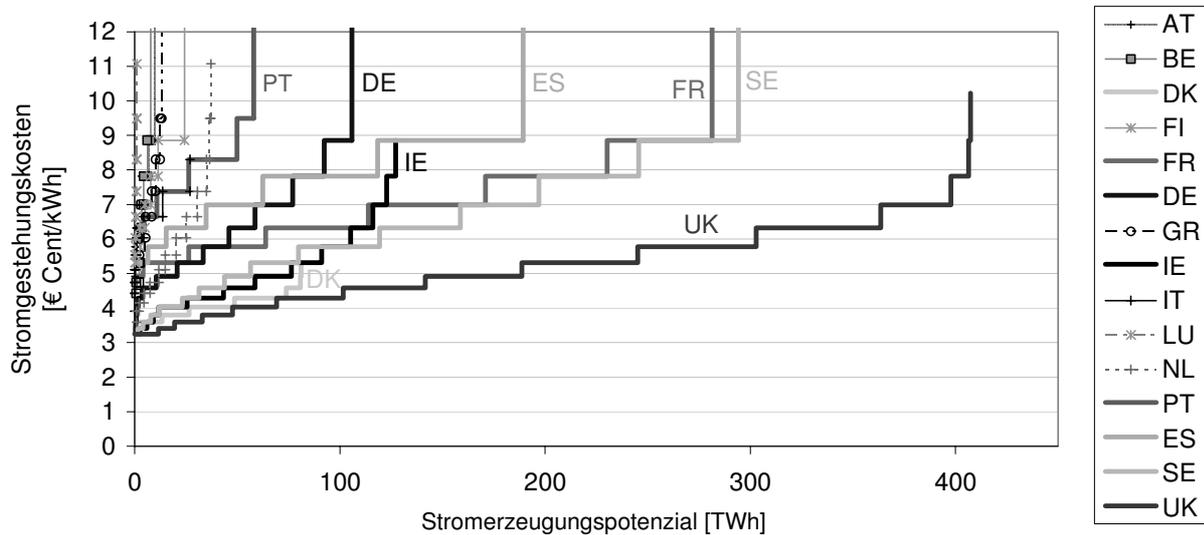


Abbildung 4: Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windenergie in der EU-15 in 2006

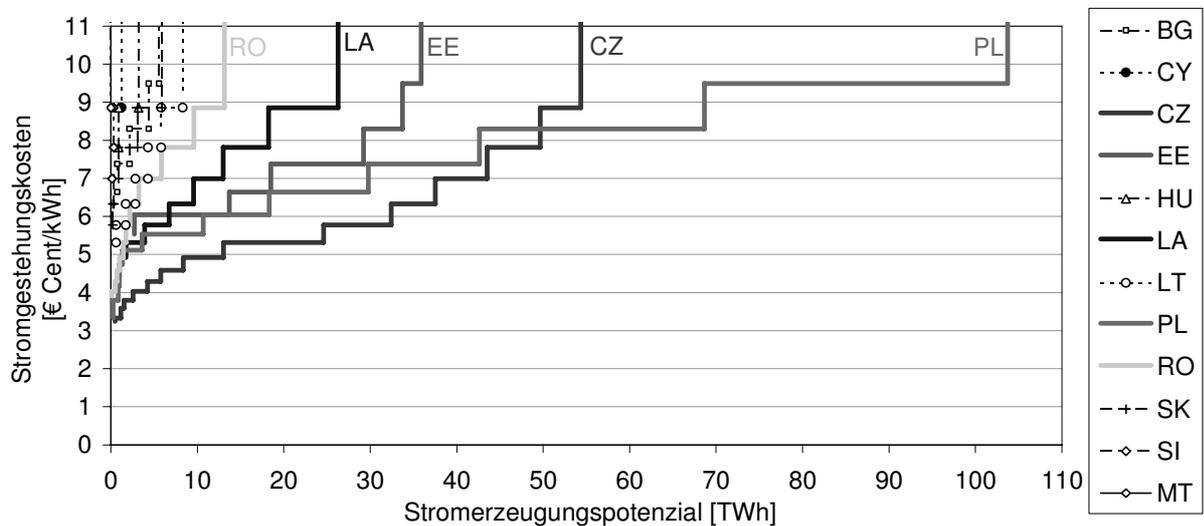


Abbildung 5: Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windenergie in der EU-12 in 2006

Die entsprechenden Kostenpotenzialkurven für osteuropäische Länder (EU-12) deuten entsprechend der Studienergebnisse auf höhere Stromgestehungskosten hin als in der EU-15. Zudem ist weniger Landfläche für den Bau von Windkraftanlagen verfügbar. Während die Tschechische Republik über die günstigsten Windbedingungen in der

EU-12 verfügt, ist Polen das osteuropäische Land mit dem größten Gesamtpotenzial (siehe Abbildung 5).

Die Auswirkungen einer möglichen Reduktion in den spezifischen Investitionen auf 690 €/kW bis 2050 als Folge von Lern- bzw. Skaleneffekten verursachen eine Verschiebung der Kostenpotenzialkurve nach unten (siehe Abbildung 6 exemplarisch dargestellt für EU-15). Bis 2030 könnten sich die Stromgestehungskosten auf 2,5 € Cent/kWh bis 7,9 € Cent/kWh reduzieren und bis 2050 sogar auf Werte zwischen 2,0 € Cent/kWh und 6,2 € Cent/kWh. Hierbei werden konstante Windbedingungen unterstellt, mögliche Änderungen in den Windgeschwindigkeiten verursacht durch den Klimawandel sind nicht berücksichtigt.

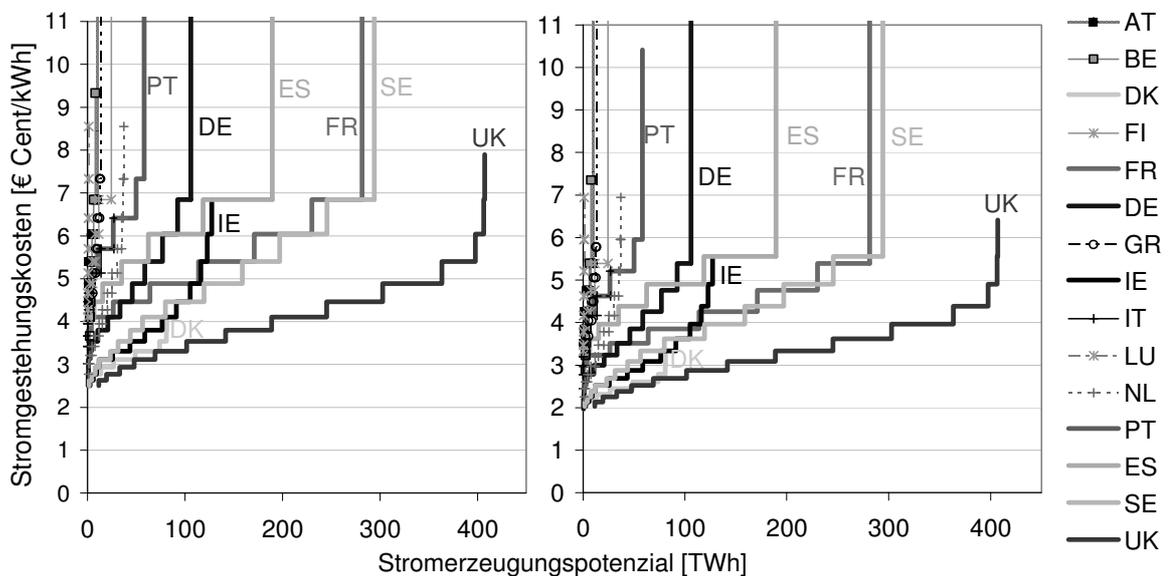


Abbildung 6: Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windenergie in der EU-15 in 2030 (linke Grafik) und in 2050 (rechte Grafik).

4 Einordnung der Ergebnisse und kritische Würdigung

Zur Interpretation der ermittelten Ergebnisse wurden diese zunächst mit weiteren Potenzialabschätzungen aus der Literatur verglichen. Anschließend erfolgt eine kritische Reflexion der angewandten Methodik.

Für den Vergleich der Ergebnisse mit weiteren Studien zur Bestimmung des Windenergiepotenzials sollte berücksichtigt werden, dass die regionale Abdeckung und Detaillierung der verfügbaren Ergebnisse aus Literatur und der vorliegenden Studie zum

Teil unterschiedlich sind. In den zumeist auf globalen Schätzungen basierenden Potenzialstudien werden Ergebnisse für Westeuropa (EU-15, Norwegen, Schweiz, Türkei) als gesonderte Region ausgewiesen. Länderspezifische Ergebnisse wurden unter der verwendeten Literatur ausschließlich von Ragwitz et al. (2004) ausgewiesen (vgl. Abbildung 7).

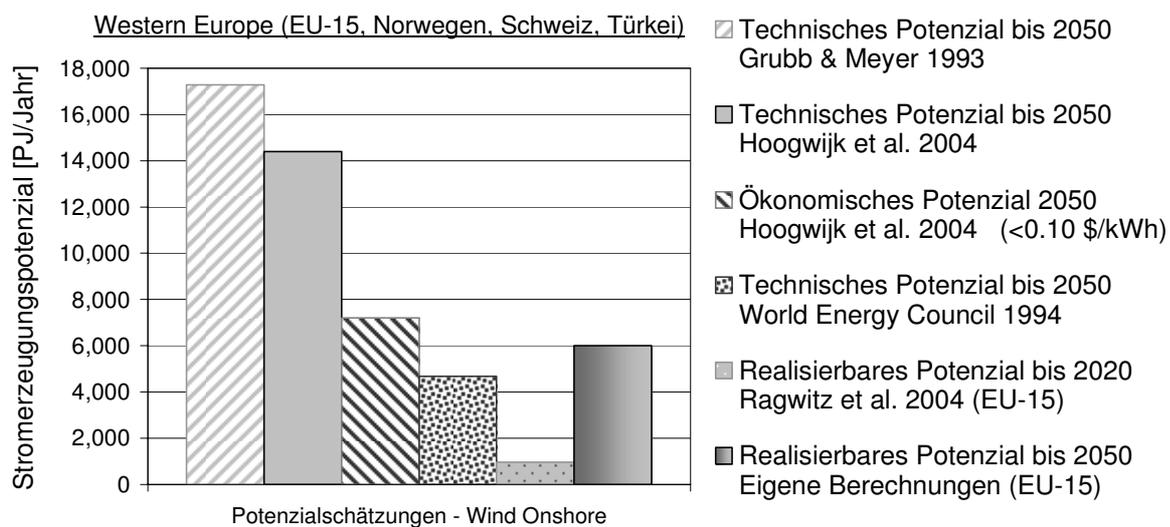


Abbildung 7: Vergleich verschiedener abgeleiteter technischer und realisierbarer Potenziale für Wind (Onshore) in Europa

Grupp & Meyer (1993) gehen für Westeuropa von einem Potenzial von 17.280 PJ aus, dem höchsten im dargestellten Potenzialvergleich. Zur Ableitung des technischen Potenzials berücksichtigten die Autoren sowohl Flächennutzungsbeschränkungen (Ausschluss von Städten, Wäldern, schwer zugänglichem Gebirge) als auch soziale und umweltbedingte Restriktionen. Des Weiteren wurden nur Flächen mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten über 6 m/s mit einbezogen und eine Umwandlungseffizienz von 33 % vorausgesetzt. Ergebnisse der Studie von Hoogwijk et al. (2004) weisen bei Standorten mit Windgeschwindigkeiten über 4 m/s auf 10 m auf ein technisches Windpotenzial von 14.440 PJ für Westeuropa hin. Im Gegensatz zu den Arbeiten von Grupp & Meyer (1993) beziehen die Autoren ökonomische Aspekte ein und schätzen das Windenergiepotenzial mit Stromgestehungskosten bis zu 0,1 \$/kWh auf die Hälfte des zuvor ermittelten Wertes. Das von WEC (1994) ermittelte Windenergiepotenzial erscheint mit 4.680 PJ deutlich geringer. Dabei wurde angenommen, dass 4 % der Flächen mit Windgeschwindigkeiten über 5,1 m/s auf 10 m für die Nutzung von Windenergie in Frage kommen. Ferner wurden Gegenden mit einer Entfernung von mehr

als 50 km vom bestehenden Netz von der verfügbaren Fläche ausgeschlossen. Im Vergleich zu den technischen Potenzialen ist das von Ragwitz et al. (2004) ermittelte realisierbare Potenzial bis 2020 aufgrund der zusätzlichen Restriktionen wie Netzbeschränkungen, administrativen Barrieren, etc. deutlich geringer (964 PJ). Das in dieser Studie berechnete realisierbare Potenzial bis 2050 beträgt 6.005 PJ und bewegt sich damit zwischen dem von WEC (1984) bestimmten und dem von Hoogwijk et al. (2004) abgeleiteten ökonomischen Potenzial. Dies spiegelt die eher konservativen Annahmen wieder, die für diese Abschätzung zu Grunde gelegt wurden.

Hinsichtlich der angewandten Methodik sollte bei der Interpretation der Ergebnisse jedoch bedacht werden, dass der verwendete Ansatz einem Top-Down-Prinzip entspricht, der zum Teil auf vereinfachten Annahmen basiert. Zunächst kann die Berechnung der höhenkorrigierten Windgeschwindigkeiten Fehler insbesondere in kontinentalen Regionen beinhalten, da die Annahme neutraler atmosphärischer Bedingungen nicht unbedingt mit den realen Wetterbedingungen übereinstimmt. Ferner basieren die Berechnungen auf dem jährlichen Durchschnitt der Windgeschwindigkeiten, ohne dass für die Regionen unterschiedliche Verteilungen zu Grunde gelegt werden. Die Verwendung der Charakteristika einer exemplarischen Windturbine kann dazu führen, dass die Energieausbeute in Schwachwindgebieten unterschätzt wird, da in solchen Gebieten andere Turbinentypen zu einem verbesserten Energieoutput führen können. Ein letzter wichtiger Punkt besteht in möglichen Ungenauigkeiten, die durch den Präzisionsgrad der verwendeten Eingangswindgeschwindigkeitsdaten verursacht werden. Im Allgemeinen können anhand der vorliegenden Untersuchung somit nur großflächige Windgebiete ausgewiesen werden, kleinere Gebiete mit guten Windbedingungen finden sich im vorliegenden Winddatensatz nicht wieder (z. Bsp. Winde auf Bergkuppen oder der Mistralwind in Südfrankreich).

Literatur

- Archer, C. L., and M. Z. Jacobson (2005): Evaluation of global wind power, *J. Geophys. Res.*, 110.
- EurObserver (2008): Wind energy barometer, *Systèmes solaires*, n°183.
- European Commission and European Environment Agency (2005): CORINE land cover updating for the year 2000 – IMAGE2000 and CLC2000 Products and Methods.

Folz, A. (2008): Modelling and dynamic simulation of the effects of technological learning on the development of renewable energies in the electricity sector in the EU up to 2050. Master Thesis. University of Kassel, Germany.

Focken, U.; Heinemann, D. (2003): Influence of Thermal Stratification on Wind Profiles for Heights up to 140m, Proc. European Wind Energy Conf. EWEC, Madrid.

Grubb, M. and Meyer, N. (1993): Wind energy. Resources, systems and regional strategies. In: Renewable energy. Sources for fuels and electricity, eds. T. B. Johansson, H. Kelly, A. K. N. Reddy, and R. H. Williams. Washington, D.C.: Island Press, pp. 157-212.

Hau, E. (2003): Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin: Springer-Verlag.

Hoogwijk, M., de Vries, B. and Turkenburg, W. (2004): Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, 26 (5), 889-919.

International Energy Agency (2007): World Energy Outlook 2007. International Energy Agency, Paris (FR).

New, M.; Lister, D.; Hulme, M.; Makin, I. (2002): A high-resolution data set of surface climate over global land areas. In: *Climate Research*, 21.

Troen, I.; Petersen, E. L. (1989): European Wind Atlas. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, 1989.

Ragwitz, M., Schleich, J., Huber, C., Resch, G., Faber, T., Voogt, M., Ruijgrok, W. and Bodo, P. (2004): FORRES 2020 - Analysis of the renewable energy's evolution up to 2020. Draft final report of the project FORRES 2020 - on behalf of the European Commission, DG TREN; coordinated by FhG-ISI with contribution from EEG, Ecofys, Kema and REC. Karlsruhe, Germany, 2004.

Seguro, J.V.; Lambert, T.W. (2000): Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85 (1), S. 75-84.

SRTM (2004): Void-filled seamless SRTM data V1. International Centre for Tropical Agriculture (CIAT), available from the CGIAR-CSI SRTM 90m Database: <http://srtm.csi.cgiar.org/>.

WDPA Consortium (2006): WDPA Consortium World Database on Protected Areas web download (Copyright: UNEP-World Conservation Monitoring Centre – UNEP-WCMC).

World Energy Council (WEC) (1994). *New Renewable Energy Resources. A Guide to the Future.*
London: Kogan Page.

Stroh und Waldrestholz – Ergebnisse einer Standortanalyse für das bioliq[®]-Konzept

Gunnar Kappler, Stefan Kälber, Ludwig Leible

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland

E-Mail: {kappler;kaelber;leible}@itas.fzk.de

Telefon: +49(0)7247/82-6812/-3259/-4869

Mit Blick auf die Sicherstellung einer nachhaltigen Mobilität wird die Notwendigkeit herausgehoben, innovative Verfahren zu entwickeln, mit denen die Bioenergieträger neben der Strom- und Wärmebereitstellung auch zur Erzeugung von biogenen Kraftstoffen verwendet werden können. Dabei erscheinen die Biokraftstoffe der zweiten Generation und hierbei vor allem die BtL-(Biomass-to-Liquid)-Kraftstoffe als besonders vielversprechend.

Aus diesem Grunde wird derzeit am Forschungszentrum Karlsruhe ein innovatives Konzept verfolgt, welches die Nutzung und Bereitstellung von Biomasse zur Kraftstofferzeugung sowohl technisch als auch logistisch erleichtern soll (Leible et al. 2008). Dieses sogenannte bioliq[®]-Konzept (hinsichtlich seiner technischen Auslegung auch bioliq[®]-Verfahren genannt) basiert auf einer Kombination von mehreren regional verteilten dezentralen Anlagen zur Schnellpyrolyse, in denen die Biomasse in eine Pyrolyseöl-Koks-Suspension (Slurry) konvertiert und in dieser konditionierten Form anschließend zu einer zentralen Vergasungsanlage transportiert wird. Dort wird der Slurry nach einer Vergasung und FT-(Fischer-Tropsch)-Synthese schließlich zu einem Biokraftstoff aufbereitet. Dabei soll durch die Bereitstellung eines transportablen Sekundärenergieträgers (Slurry), welcher gegenüber der unbehandelten Biomasse eine bis zu 10-fach höhere volumetrische Energiedichte besitzt, eine sehr viel höhere Transporteffizienz und damit Wirtschaftlichkeit des gesamten Prozesses erreicht werden.

Im Zusammenhang mit der Bewertung der für das bioliq[®]-Konzept spezifischen Bereitstellungsprozesse kommt der Kenntnis über das verfügbare Biomasseaufkommen und dessen räumlicher Verteilung eine besondere Bedeutung zu. Schließlich wird dadurch maßgeblich mitbestimmt, welche Orte als Anlagenstandorte von Pyrolyseanlagen potenziell geeignet erscheinen und welche Transportentfernungen für

die Biomasseanlieferung und Bereitstellung des Slurry an der zentralen Vergasungs-/Syntheseanlage tatsächlich zurückzulegen sind.

Für die Gewinnung von Biokraftstoffen nach dem bioliq[®]-Konzept sind insbesondere die mengenmäßig bedeutsamen und bis dato weitestgehend ungenutzten Brennstoffe Waldrestholz und (Getreide-) Reststroh interessant, die als energetisch nutzbare Rückstände bzw. Nebenprodukte in der land- und forstwirtschaftlichen Produktion anfallen. Hierbei eröffnet das bioliq[®]-Verfahren in erster Linie für Stroh, welches aufgrund seiner spezifischen Zusammensetzung bei der direkten thermischen Nutzung Schwierigkeiten bereitet, weitergehende Möglichkeiten einer energetischen Nutzung.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel einer systemanalytischen Untersuchung (Kappler 2008) der Frage nachzugehen, an welchen Aufkommensorten welches Potenzial an (Getreide-) Reststroh und Waldrestholz für die energetische Nutzung zur Verfügung steht und inwieweit dies durch das räumlich dezentral-zentral gekoppelte bioliq[®]-Konzept ökonomisch bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus sollte in diesem Kontext auch analysiert werden, welche Gebiete, unter Berücksichtigung der vor Ort vorhandenen Infrastruktur, als Standort für eine Pyrolyseanlage geeignet erscheinen. Aus Gründen der Vereinfachung wurden alle durchgeführten räumlichen Untersuchungen – diese erfolgten unter Einsatz eines geografischen Informationssystems – auf Baden-Württemberg beschränkt. Hinsichtlich der räumlichen Untersuchungen war es hierbei das Ziel, sämtliche abgeleiteten Größen auf die Gemeinde als kleinste räumliche Einheit zu beziehen.

Ausgangspunkt für Abschätzungen zum Reststroh- und Waldrestholzaufkommen bilden im Allgemeinen die zur Verfügung stehenden (statistischen) Daten aus der Land- und Forstwirtschaft. Da diese Daten in der Regel nicht den gewünschten Raumbezug aufweisen, wurden durch einen Top-down-Ansatz, unter Berücksichtigung verschiedener Parameter bzw. Restriktionen, die zunächst auf Landkreisebene abgeleiteten Potenziale den einzelnen Gemeinden zugeordnet.

Die Potenzialabschätzung zum Reststroh, welche insbesondere aus einer Reihe von agrarstatistischen Berichten abgeleitet wurde, ergab für Baden-Württemberg und das Jahr 2003 ein Bruttostrohaufkommen von rund 2,9 Mio. Mg FM, was einem durchschnittlichen Ertrag von 6 Mg FM pro ha Getreideanbaufläche gleichkommt. Unter Einberechnung des Bedarfs für die Viehhaltung (rd. 0,9 Mio. Mg FM) und derjenigen

Menge, die für den Erhalt der Humusbilanz (rd. 0,8 Mio. Mg FM) des Bodens abziehen ist, verbleiben schließlich rund 1,2 Mio. Mg FM bzw. 1,0 Mio. Mg TM Stroh, welches dauerhaft dem landwirtschaftlichen Produktionsprozess entnommen und einer energetischen Nutzung zugeführt werden könnte. Die räumlichen Auswertungen ergaben sehr günstige Reststroh-Aufkommensdichten für viele Gemeinden im Bereich der Region Franken und Donau-Iller (vgl. Abb. 1).

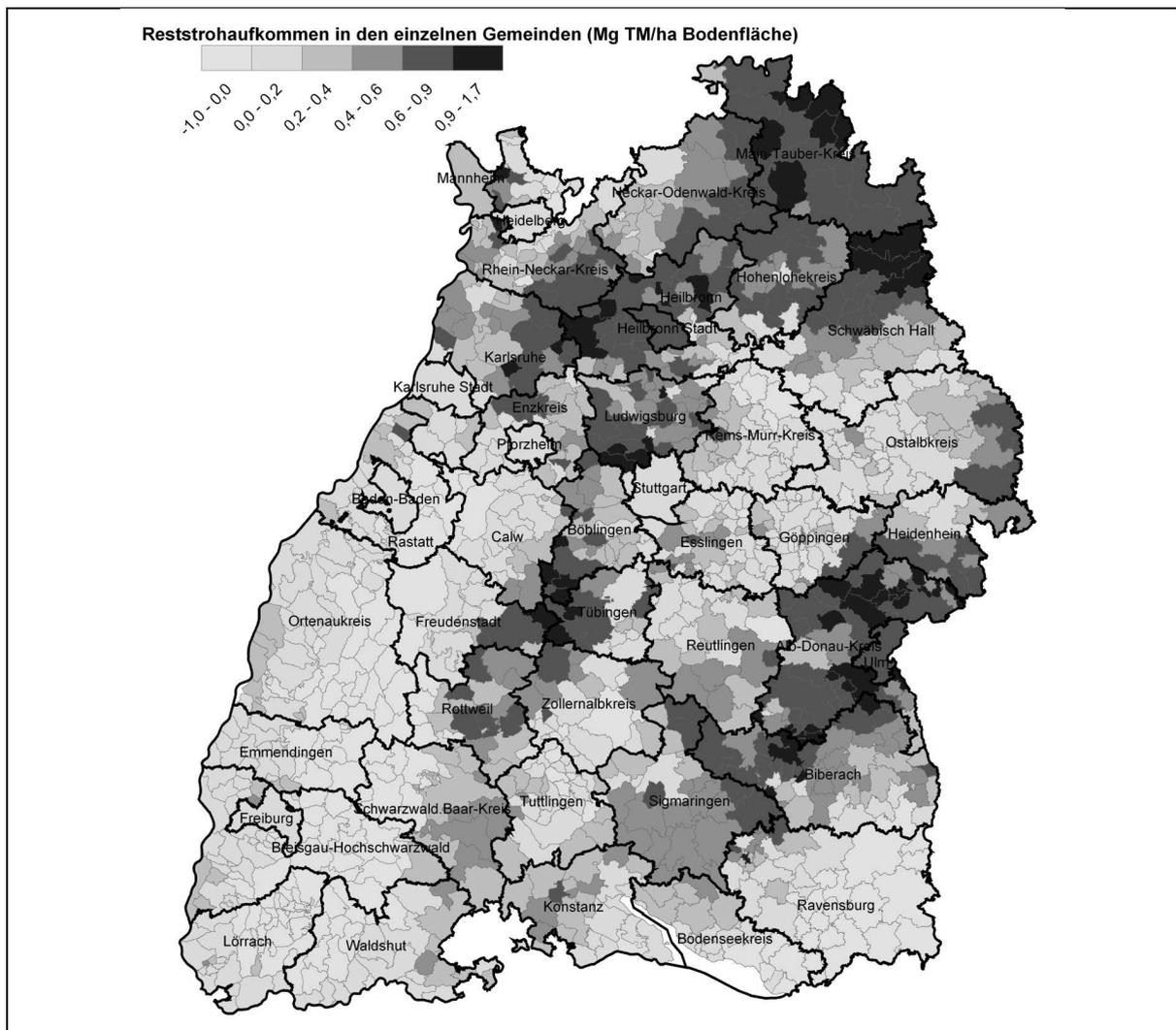


Abb. 1: Reststrohaufkommen in den Gemeinden Baden-Württembergs 2003

Ein Blick auf die Entwicklungen der vergangenen Jahrzehnte zeigte, dass durch Ertragssteigerungen, insbesondere aber durch einen kontinuierlichen Abbau des Viehbestandes bei gleichzeitig geänderten Viehhaltungsverfahren, die Menge an Reststroh stetig zugenommen hat. Inwieweit sich diese Entwicklung in der Zukunft fortsetzen wird, ist in Hinblick auf die aktuelle EU-Agrarpolitik noch nicht genau

abzuschätzen. Letztlich dürfte aber auch in naher Zukunft von fast unverändert hohen Aufkommen an Reststroh ausgegangen werden.

Als Grundlage zur Bestimmung der Waldrestholzaufkommen dienten die Daten der Forsteinrichtungsplanung (2002) und der Bundeswaldinventur aus dem Jahre 2002. Da für die Abschätzung auch auf Daten eines von der Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt Freiburg entwickelten Holzaufkommensprognosemodells (Zeithorizont 2017) zurückgegriffen wurde, zeichnet sich die Abschätzung zum Waldrestholzaufkommen auch durch einen prognostischen Aspekt aus (Kappler et al. 2009).

Für Baden-Württemberg ergab sich ein theoretisch verfügbares Waldrestholzpotenzial von jährlich rund 3 Mio. m³, was annähernd 1,6 Mio. Mg TM entspricht. Unter Berücksichtigung weiterer Holzsortimente (z.B. Schwachholz/Industrieholz) könnte diese Menge auf bis zu 2,7 Mio. Mg TM erhöht werden. Abzüglich einer geschätzten Waldrestholz-Menge von 0,5 Mio. Mg TM, die künftig als Brennholz genutzt werden dürfte, verbleibt ein theoretisch freies Potenzial von etwa 2,2 Mio. Mg TM. Bedingt durch restriktive Faktoren, wie z.B. Erschließungssituation und Besitzstruktur, dürfte hiervon allerdings lediglich ein Potenzial von ca. 1,2 Mio. Mg TM tatsächlich mobilisierbar sein, wovon wiederum nur die Hälfte als leicht verfügbar angesehen werden kann. Da diese Menge auch maßgeblich von der Entwicklung des Waldhackschnitzel-Marktpreises abhängt, wurde im Rahmen eines kurzen Exkurses versucht, eine Funktion abzuleiten, welche den Zusammenhang von erschließbarem Potenzial und Marktpreis wiedergibt. Entsprechend des preiselastischen Charakters dieser Funktion dürfte, ausgehend von den gegenwärtigen Gegebenheiten, ein Anstieg des Marktpreises um 10 bis 30 €/Mg TM (frei Waldstraße) zu einem starken Anstieg des mobilisierbaren Potenzials führen. Demnach könnten bei einem Marktpreis von schätzungsweise 70 bis 80 €/Mg TM die o.g. 1,2 Mio. Mg TM frei Waldstraße bereitgestellt werden.

Mit Blick auf die im Rahmen der beiden vergangenen Bundeswaldinventuren dokumentierten positiven Vorratsentwicklungen, könnte darüber hinaus der Holzeinschlag noch deutlich erhöht werden, weshalb unter günstigen Rahmenbedingungen eine langfristige Versorgung mit ausreichenden Mengen an Waldrestholz möglich erscheint. Angesichts der bestehenden Waldflächenverteilung befinden sich die aufkommensträchtigen Gemeinden im Bereich des Schwarzwaldes (siehe Abb. 2), wobei das Potenzial an vielen Orten aufgrund ungünstiger

Geländeverhältnisse allerdings nur schwer zugänglich und daher gegenwärtig kaum wirtschaftlich zu erschließen ist.

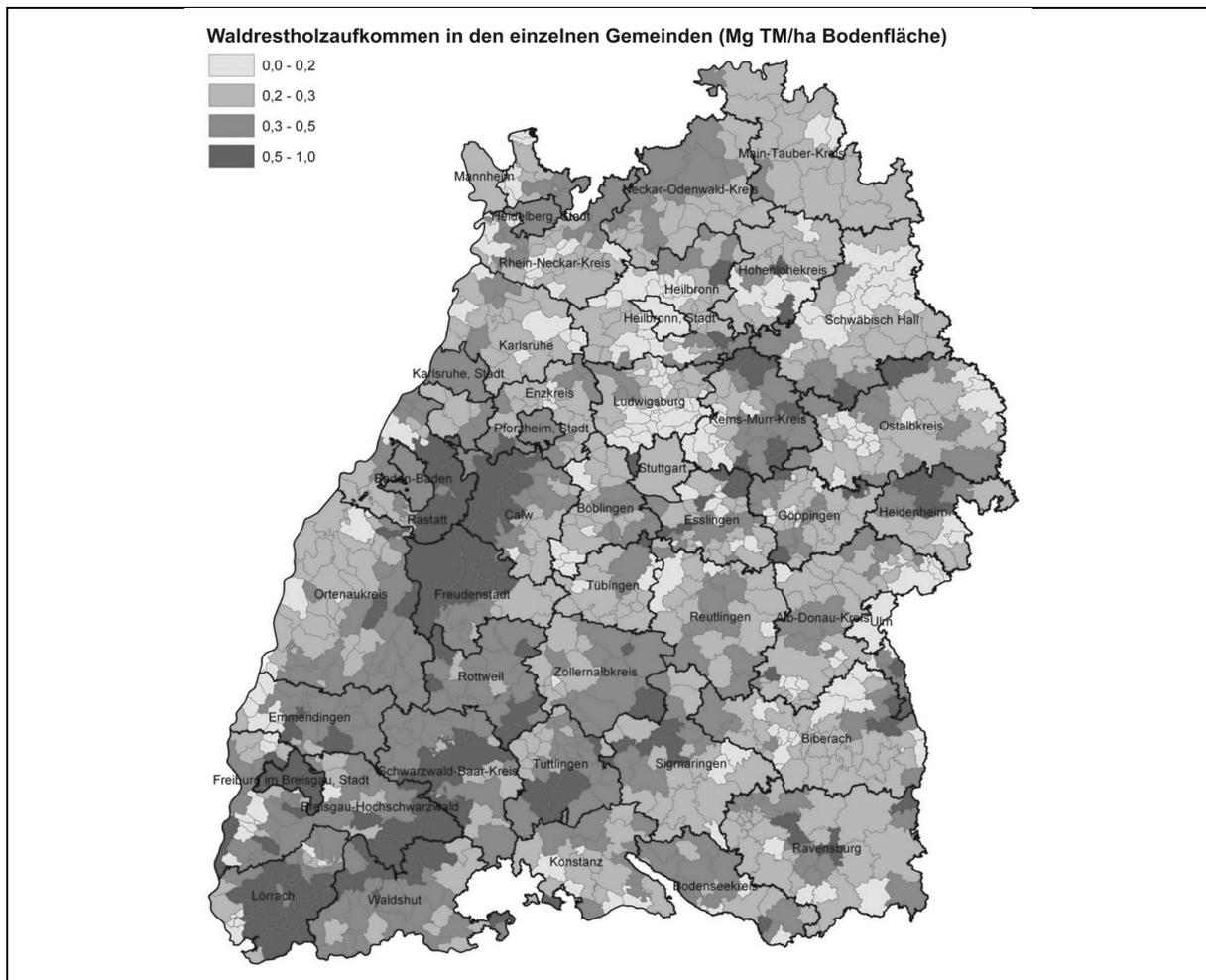


Abb. 2: Waldrestholzaufkommen in den Gemeinden Baden-Württembergs (Periode 1987 – 2002)

Einen wesentlichen Schritt im Bereitstellungsprozess stellt die Erfassung dar, welche dazu dient, die Biomasse an ihrem Aufkommensort zu größeren Mengen zusammenzufassen und transportierbar bereitzustellen. Die mit der Erfassung von Waldrestholz verbundenen Kosten wurden nicht selbst abgeschätzt, sondern diesbezüglich auf Angaben der einschlägigen Literatur zurückgegriffen. Für das Reststroh wurden die Erfassungskosten hingegen anhand eigener Kalkulationen abgeleitet. Da die Erfassungskosten maßgeblich von den vor Ort gegebenen Bedingungen (Erschließungssituation, Geländeverhältnisse, Betriebsstruktur, etc.) bestimmt werden, wurde versucht, diese soweit möglich mit einzubeziehen.

Für die Erfassung und Bereitstellung von Stroh in Ballenform – ein in der Praxis gängiges Verfahren – ergaben sich für die Verhältnisse von Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Schlaggröße und Aufkommensdichte geschätzte Erfassungskosten von ungefähr 40 bis 70 €/Mg TM (Durchschnittswert unter Beachtung ortspezifischer Gegebenheiten: 63 €/Mg TM). Mit Blick auf eine kostenoptimierte Erfassung dürfte hierbei der Ausgestaltung einer effizienten Organisation (Bildung/Einbeziehung von Betriebsgemeinschaften bzw. Maschinenringen) besondere Bedeutung zukommen, weil diese u.a. den Einsatz schlagkräftiger Großballen-Pressen bei gleichzeitig optimaler Auslastung begünstigt.

Für die Erfassung und Bereitstellung des Waldrestholzes in Form von Hackschnitzel können je nach örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche, mehr oder weniger stark mechanisierte Erntesysteme bzw. Erntetechniken zum Einsatz kommen. Hieraus resultiert eine Kostenspanne von 30 bis 180 €/Mg TM (frei Waldstraße bzw. waldnahe Hackplatz). Unter Berücksichtigung unterschiedlicher ortspezifischer Gegebenheiten dürfte der durchschnittliche Erfassungskostensatz für Baden-Württemberg bei rund 80 €/Mg TM (frei Waldstraße bzw. waldnahe Hackplatz) anzusiedeln sein. So ist insbesondere in vielen Bereichen des Schwarzwaldes, aufgrund der schwierigen Erschließungssituation, eine Entnahme von Waldrestholz derzeit technisch bzw. wirtschaftlich vielfach nicht sinnvoll, obwohl dort der Holzeinschlag und damit auch das Waldrestholzaufkommen im Vergleich zu anderen Gebieten in Baden-Württemberg am höchsten sind.

Ein Vergleich der Erfassungskosten von Waldrestholz und Reststroh zeigt somit für beide Reststoffe eine entsprechend große Bandbreite, welche aber für Reststroh weit weniger ausgeprägt ist und insgesamt niedrigere Kosten aufweist als für Waldrestholz. In Anbetracht dieser hohen Kosten-Bandbreiten verbleiben unter den gegenwärtigen Marktbedingungen (insbes. Energiepreisniveau) große Mengen des Potenzials im Bestand. Inwieweit und wann es gelingen wird, diese bisher weitestgehend ungenutzten Potenziale zu mobilisieren und einer Nutzung in Großanlagen zuzuführen, hängt in erster Linie von zwei Faktoren ab. Einerseits von der Entwicklung der Energiepreise, und andererseits davon, inwieweit es gelingt, durch organisatorische Maßnahmen überregional klare Marktverhältnisse zu schaffen.

Ein weiterer Schritt im Bereitstellungsprozess stellt der Transport dar. Für die Berechnung der Transportkosten wurden in Abhängigkeit des zu transportierenden Gutes

(Strohballen, Hackschnitzel und Slurry) und der zurückzulegenden Transportstrecke unterschiedliche Transportmittel und -varianten untersucht. Bedingt durch die geringere (Massen-) Zuladung und die höheren Umschlagkosten, ist der Transport von Strohballen gemeinhin etwas teurer als der von Waldhackschnitzel. Allerdings werden unter Berücksichtigung des Aufwandes für die (Biomasse-) Trocknung an der Anlage, die für den Strohtransport höheren Kosten letztlich mehr als kompensiert. Da der Trockenmasseanteil insofern eine wichtige Größe darstellt, ist es unter ökonomischen Gesichtspunkten vorteilhaft, wenn auch das Waldrestholz in Form von vorgetrockneten Hackschnitzeln an der Pyrolyseanlage bereitgestellt werden kann.

Da durch die Konversion der Biomasse zu Slurry höhere Energiedichten erreicht werden, sind die spezifischen Transportkosten im Vergleich zur unbehandelten Biomasse deutlich geringer. Unter Berücksichtigung der Slurry-Produktionskosten ergeben sich letztlich ab einer Transportstrecke von ca. 150 km Kostenvorteile zugunsten der Slurrybereitstellung. Dementsprechend wird durch das bioliq[®]-Konzept ein relativ kostengünstiger Transport über große Strecken ermöglicht, der zur Versorgung einer Großanlage maßgeblich ist. Insgesamt stehen für den Transport verschiedene Transportmittel zur Verfügung, wobei deren Auswahl auch von der vor Ort zur Verfügung stehenden Infrastruktur abhängt. Aufgrund seiner Kostenstruktur und Flexibilität stellt dabei der Lkw für alle hier diskutierten Transportgüter (Strohballen, Holzhackschnitzel, Slurry) in den meisten Fällen das geeignetste Transportmittel dar. Für den Transport von Waldhackschnitzel ab Entfernungen von 130 km und den Transport von Slurry ab 100 km lässt sich allerdings mit der Bahn ein im Vergleich zum Lkw kostengünstigerer Transport realisieren.

Wie die Auswertungen zum Transport zeigten, ist der Einfluss der Transportentfernung auf die Transportkosten weniger bedeutend als dies gemeinhin angenommen wird, da die Transportkosten auch die Kosten für das Be-, Um- und Entladen beinhalten, und dies bei geringeren Transportentfernungen zu deutlich höheren spezifischen Transportkosten pro km führt als bei großen Transportentfernungen.

Die Bestimmung potenziell geeigneter Pyrolyse-Anlagenstandorte erfolgte anhand der zuvor abgeschätzten ortsspezifischen Biomassepotenziale und Erfassungskosten, als auch unter Berücksichtigung der an einem bestimmten Ort vorhandenen Infrastruktur. Dazu wurden zunächst im Rahmen einer Standortanalyse gemeindespezifische Kennwerte abgeleitet, auf deren Basis es möglich war, verschiedene Standorte miteinander zu vergleichen. Durch das Hervorheben spezifischer Standortcharakteristika in Form von

kartografischen Darstellungen wurde schließlich eine Entscheidungshilfe für die Standortsuche bezüglich Bioenergievorhaben geschaffen.

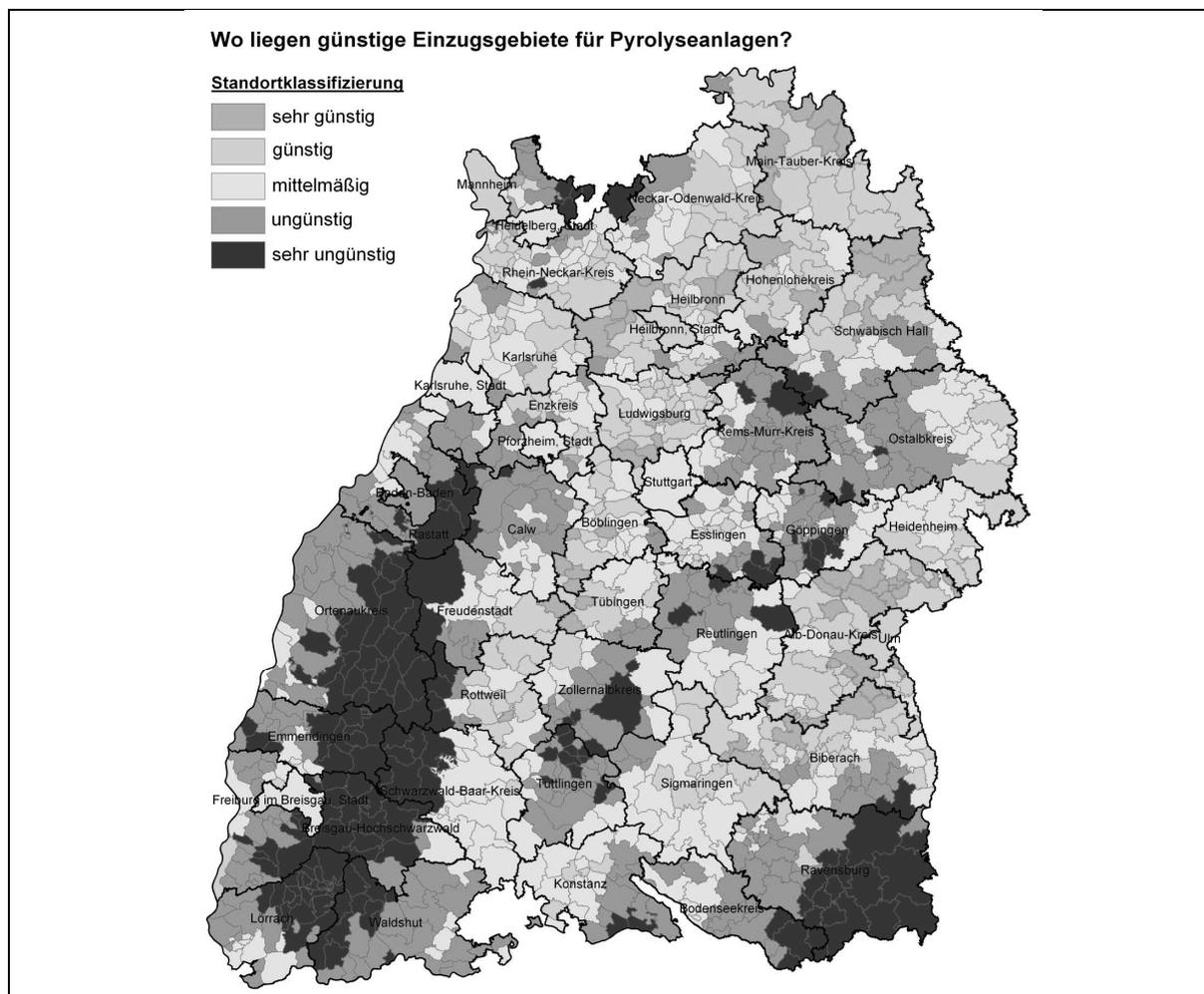


Abb. 3: Vorteilhafte Einzugsgebiete für Pyrolyseanlagen bzw. Biomasseheizkraftwerke in Baden-Württemberg

Letztlich zeigte sich (vgl. Abb. 3), dass besonders vorteilhafte Standorte für Pyrolyseanlagen ausschließlich in denjenigen Gebieten Baden-Württembergs zu finden sind, welche über eine überdurchschnittlich hohe Reststroh-Aufkommensdichte verfügen. In Anbetracht der gewonnenen Ergebnisse scheinen für Baden-Württemberg zum gegenwärtigen Zeitpunkt – bei einem ausschließlichen Einsatz der Brennstoffsortimente Stroh und Waldrestholz – insbesondere aufgrund hoher Bereitstellungskosten, nur einige wenige ($n < 4$) Standorte für eine Pyrolyseanlage ($100 \text{ MW}_{\text{in}}$) geeignet zu sein. Da zur Slurry-Versorgung einer zentralen Großanlage (Anlagenleistung von bspw. $4.500 \text{ MW}_{\text{in}}$) die Anlagenkapazität von rund 56 dezentralen Pyrolyseanlagen (Anlagenleistung von

jeweils 100 MW_{in}) notwendig wäre, kann – ausgehend vom angenommenen Standort dieser zentralen Großanlage in Karlsruhe – eine ausreichende Versorgung nur durch Errichtung sehr vieler Pyrolyseanlagen in weit außerhalb Baden-Württembergs liegenden Gebieten bewerkstelligt werden. Dabei bleibt mit Blick auf konkurrierende Nutzungsoptionen fraglich, ob bzw. inwieweit es gelingt, ausreichend geeignete (Pyrolyseanlagen-) Standorte in anderen Regionen in dieser Anzahl zu finden.

Wie in Abb. 4 veranschaulicht, wurden auf Basis der bei der Standortanalyse gewonnenen Kennwerte exemplarisch drei unterschiedliche Standorte (Ehingen, Forbach, Schillingstadt; Einzugsgebietsradius < 25 km; Anlagenleistung < 100 MW_{in}) ausgewählt und einander gegenübergestellt. Demnach verfügen die beiden durch hohe Strohaufkommen charakterisierten Standorte Ehingen und Schillingstadt über eine Aufkommensdichte (Reststroh und Waldrestholz, bezogen auf die Bodenfläche) von insgesamt etwa 0,9 Mg TM/ha (Durchschnittswert Baden-Württemberg: 0,6 Mg TM/ha). Für die Bereitstellung der Biomasse an diesen beiden Standorten entstehen Kosten frei Pyrolyseanlage von durchschnittlich rund 75 €/Mg TM (davon 16 €/Mg TM für Transport). Im Vergleich dazu erreicht der im nördlichen Schwarzwald gelegene, durch das Waldrestholzaufkommen dominierte Standort Forbach eine Aufkommensdichte (Reststroh und Waldrestholz) von lediglich 0,5 Mg TM/ha; die Kosten für die Bereitstellung der Biomasse betragen dabei etwas über 100 €/Mg TM (davon 12 €/Mg TM für Transport). Insofern unterstreicht dieser Vergleich abermals, welche Bedeutung strohdominierten Standorten zukommt. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass durch eine zunehmende Ausweitung des Einzugsgebietsradius zwar mehr Biomasse zur Verfügung steht und damit höhere Anlagenleistungen mit entsprechenden Kostendegressionseffekten realisiert werden könnten. Allerdings liegen hierbei oftmals auch ungünstigere Aufkommensgebiete mit entsprechend teurerer Biomasse im Einzugsgebiet der Anlage. Da dadurch der durchschnittliche Bereitstellungspreis ansteigt, werden dann die durch die Anlagengröße induzierten Kostensenkungspotenziale vielfach wieder kompensiert.

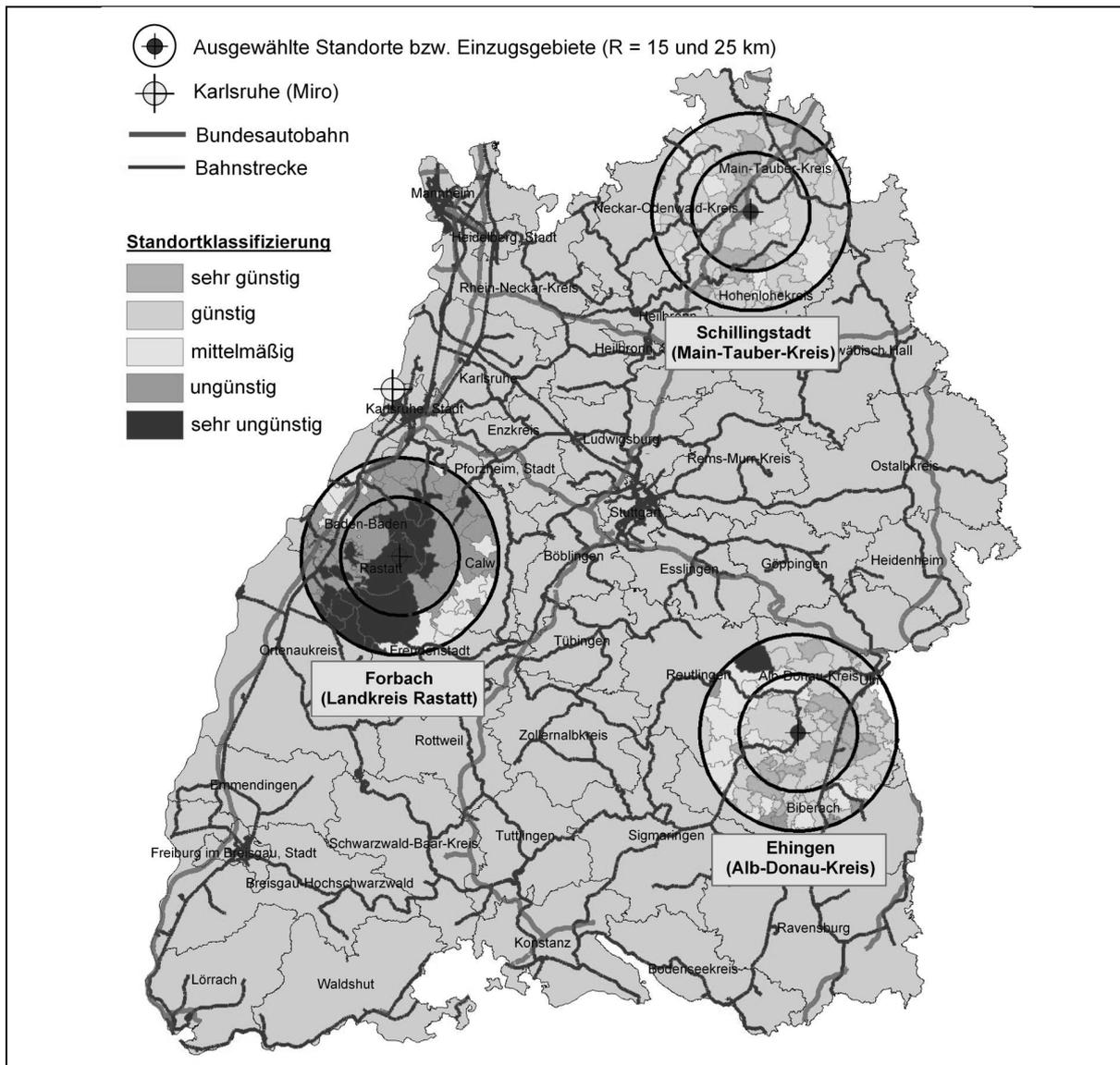


Abb. 4: Darstellung exemplarisch ausgewählter Standorte und deren Einzugsgebiete

Die Gestehungskosten für den BtL-Kraftstoff betragen unter den bei dieser Standortanalyse getroffenen Annahmen – bei gemeinsamer Nutzung von Holz und Stroh – rund 1 € pro Liter (exkl. Mineralöl- und Mehrwertsteuer), wobei davon bis zu 65 % durch die mit der Bereitstellung der Biomasse verbundenen Kosten verursacht werden. Da es vermutlich in den nächsten Jahren durch eine zunehmende Bioenergienutzung zu einer verschärften Marktsituation hinsichtlich kostengünstiger Biomassepotenziale kommen könnte, werden die dargelegten Gestehungskosten trotz technischer Weiterentwicklungen und Nutzung von Degressionseffekten kaum unterschritten werden können. In welchem Maße sich die Marktsituation und deren Auswirkungen auf die

Bioenergieerzeugung tatsächlich entwickeln werden, ist jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt kaum absehbar.

Nach Abschätzungen von Leible et al. (2007) beträgt das gesamte Aufkommen an energetisch nutzbarer Biomasse in Deutschland – aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten werden hierbei nur biogene Rest- und Abfallstoffe berücksichtigt – rund 70 bis 80 Mio. Mg oTS, wobei knapp die Hälfte dieses Aufkommens von Stroh und Waldrestholz gebildet wird. Aus optimistischer Sicht könnten mit diesem Gesamtaufkommen rund 10 bis 15 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs gedeckt werden. In ähnlicher Weise gestaltet sich die Situation in Baden-Württemberg. Wie die Analysen zeigten, stehen auch hier freie Potenziale der beiden mengenmäßig bedeutendsten Bioenergieträger Reststroh und Waldrestholz für eine energetische Nutzung zur Verfügung.

Vor dem Hintergrund der gewonnenen Erkenntnisse ist jedoch festzuhalten, dass eine umfassende Versorgung von BtL-Großanlagen mit ausreichenden Mengen an kostengünstiger Biomasse unter den gegenwärtigen Gegebenheiten aller Voraussicht nach kaum erreicht werden kann. Damit bleibt auch eine kurzfristige Realisierung des bioliq[®]-Konzepts in Baden-Württemberg bzw. Deutschland eher fraglich. Langfristig betrachtet könnte sich dies durch deutlich geänderte Rahmenbedingungen jedoch ändern, so dass auch der Aufbau und Betrieb einer oder mehrerer Pyrolyseanlagen in Baden-Württemberg durchaus möglich erscheint. Allerdings sollte die Diskussion zum bioliq[®]-Konzept in punkto Biomasse und potenzieller Anlagenstandorte sehr viel weiter gefasst werden und nicht nur auf das in Deutschland oder auch Europa Machbare beschränkt bleiben.

Auch wenn die großindustrielle Realisierung des Konzepts zum gegenwärtigen Zeitpunkt eher unwahrscheinlich ist, sollte unter Vorsorgeaspekten die Entwicklung der bioliq[®]-Technologie weiter voran getrieben werden, damit zu gegebener Zeit – falls erforderlich – auch erneuerbare, flüssige Kohlenstoffträger aus biogenen Rest- und Abfallstoffen bereitgestellt werden können. Dabei sollte das Augenmerk der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten nicht nur auf die Ausgestaltung anlagentechnischer Prozesse, sondern vielmehr auch auf Biomasse-Bereitstellungstechniken und den Aufbau der mit der Bereitstellung verbundenen Mobilisierungs- bzw. Organisationsstrukturen gerichtet werden.

Literatur

Kappler, G., B. Koch und L. Leible, 2009: Wald-Energieholzaufkommen in Baden-Württemberg. AFJZ (180 (5/6), 125-129)

Kappler, G., 2008: Systemanalytische Untersuchung zum Aufkommen und zur Bereitstellung von energetisch nutzbarem Reststroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg. Eine auf das Karlsruher bioliq-Konzept ausgerichtete Standortanalyse. Forschungszentrum Karlsruhe, Wissenschaftliche Berichte FZKA 7416 (online verfügbar unter: <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2008/kapp08a.pdf>)

Leible, L., S. Kälber und G. Kappler, 2008: Energiebereitstellung aus Stroh und Waldrestholz. BWK 60 (5), 56-62 (online verfügbar unter: <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2008/leua08a.pdf>)

Leible, L., S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer und B. Fürniß, 2007: Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz. Eine systemanalytische Untersuchung. Forschungszentrum Karlsruhe, Wissenschaftliche Berichte FZKA 7170 (online verfügbar unter: <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/leua07a.pdf>)

Consequential LCA – eine notwendige Weiterentwicklung des LCA?

Eine Diskussion am Beispiel des lignozellulosebasiertem Bioethanols

Witold-Roger Poganietz

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Zentralabteilung Technikbedingte Stoffströme (ITAS-ZTS), 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland

E-Mail: Witold-Roger.Poganietz@itas-zts.fzk.de , Telefon: +49(0)7247 /82-8180

Kurzfassung

Die lebenswegbezogene Berücksichtigung von Umweltwirkungen in Entscheidungskontexten ist Sinn und Zweck der Lebenszyklusanalyse. Damit kann sie prinzipiell zur Bewertung von Verfahren und Produkten hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit beitragen, verbleibt aber in einem technisch-naturwissenschaftlichen Raum. Die Berücksichtigung von Veränderungen, die durch eine Entscheidung möglicherweise in der Zukunft eintreten werden, erfordert gänzlich neue Informationen, bspw. hinsichtlich der Funktionsweise von (zukünftigen) Märkten. Diese stehen allerdings nicht im gewünschten Maße zur Verfügung. Die grundsätzlich stärkere Beachtung von nicht-technischen Transmissionsmechanismen und Randbedingungen vermindert aber auch die Attraktivität eines solchen Instrumentes in der betrieblichen Praxis.

Stichworte

Lebenszyklusanalyse, consequential LCA, lignozellulosebasiertes Bioethanol

1 Einleitung

Die Lebenszyklusanalyse zielt auf eine umfassende Bewertung möglicher Umweltwirkungen von Produkten¹ über den gesamten Lebensweg. Damit ist sie ein idealer Bestandteil eines Vorgehens, um Entscheidungen zwischen alternativen Produkten zu treffen und mögliche umweltrelevante Konsequenzen menschlichen

¹ Im Folgenden wird der Begriff weit interpretiert und umfasst Produkte im engeren Sinne, Dienstleistungen sowie Verfahren im Sinne von Techniken.

Handeln in den Entscheidungsprozess einzubeziehen. Tatsächlich untersucht die Lebenszyklusanalyse nicht einzelne Produkte, sondern quantifiziert die Aufwendungen, die zur Erfüllung der Funktion eines Produktes erforderlich sind. Auf diese Weise lassen sich auch gänzlich unterschiedliche Systeme in einem vergleichenden Kontext abbilden.

Die Erstellung einer Lebenszyklusanalyse in Form einer „Ökobilanz“ greift auf die Normenserie ISO 14040 ff. zurück. Die Anwendung der Methodik des LCA² beruht auf der Bildung eines Prozesskettenmodells entlang der Wertschöpfungskette, welches hinreichend detailliert ein Produktsystem abbildet. Im Ergebnis erhält man die in und aus dem Produktsystem fließende Stoffe (bspw. Primärenergieträger als Inputs, Emissionen in die Luft als Output) bezogen auf die relevante funktionelle Einheit. Letztere ist die strukturierende Einheit der LCA-Methode in der sie den Nutzen des Produktes ausdrückt, den sämtliche zur Entscheidung stehenden Alternativen erfüllen.

Durch ein solches Vorgehen erhält man Bilanzen, die einem Produkt diejenigen Wechselwirkungen mit der Umwelt zuordnen, die aus der eingesetzten Technik und den betrachteten Marktbeziehungen resultieren. Dabei wird der Umstand, dass die Einführung eines neuen Produktes die Marktbeziehungen verändern kann genauso wenig berücksichtigt, wie die Möglichkeit, dass, über die geänderten Marktbeziehungen hinaus, die Markteinführung auch Änderungen im Technologie- und Energiemix einer Volkswirtschaft nach sich ziehen kann. Beide Effekte können weitere Umweltwirkungen bewirken. Diese Einschränkungen verhindern einen breiteren Einsatz dieser Methode insbesondere dort, wo resultierende Veränderungen ergebnisrelevant werden und das Bewertungsergebnis beeinflussen.

Gegenstand der folgenden Ausführungen ist die Frage ob eine Berücksichtigung von Markteffekten eine notwendige Weiterentwicklung des LCA darstellt, um so Entscheidungen zwischen alternativen Produkten auf eine breitere Basis zu stellen und damit mögliche Unsicherheiten bei Entscheidungen zu vermindern. Ansätze, die Marktbeziehungen in das LCA implementieren werden in der Literatur auch *consequential LCA*³ genannt [1].

² Als treffendere Bezeichnung gegenüber dem Terminus Produkt-Ökobilanz wird im Folgenden der umfanglichere englische Fachbegriff *Life Cycle Assessment* (LCA) verwendet.

³ Folgt man [2], so ist für den Begriff „consequential“ kein deutschsprachiges Gegenstück gebräuchlich. „Consequential“ kann man mit „daraus folgend“ übersetzen und damit wäre ein „consequential LCA“ ein LCA welches Folgen einer Handlung bilanziert und bewertet.

Im folgenden Kapitel 2 soll zunächst der Umgang mit möglichen Veränderungen des Produktsystems aufgrund eines neuen Produktes im LCA charakterisiert und mögliche Erweiterungen diskutiert werden. In Kapitel 3 erfolgt eine Diskussion des Themas am Fallbeispiel Ligno-Bioethanol. Nach einer kurzen Einordnung von Ligno-Bioethanol in Energiestrategie der Bundesregierung und einer Charakterisierung möglicher Prozessrouten (Kapitel 3.1) folgt eine Analyse von Ligno-Bioethanol auf Basis einer möglichen Variante des consequential LCA (Kapitel 3.2-3.3). Eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse erfolgt in Kapitel 4.

2 Die Bewertung von Produkten im Kontext des LCA⁴

Das primäre Ziel des LCA ist die Identifizierung und Quantifizierung der Wechselwirkungen zwischen Produkt und Umwelt. Die Methodik wurde dazu entwickelt, den vorsorgenden Umweltschutz in Entscheidungen zwischen Produkten oder auch Produktvarianten zu verankern und mögliche Wirkungen auf die Umwelt über global vernetzte Wertschöpfungsketten hinweg zu minimieren. Das Wissen um diese Wechselwirkungen entstammt der wissenschaftlichen Untersuchung von Wirkungspfaden wie bspw. der globalen Erwärmung infolge der Treibhausgasemissionen. Die anteilige Zuordnung der Flüsse und ihrer Wirkungen zu einem Produkt bzw. seiner funktionellen Einheit wird als „attributional LCA“⁵ bezeichnet.

Die Erweiterung des Betrachtungshorizonts innerhalb der Modellbildung des LCA um weitergehende Konsequenzen erscheint insbesondere bei der Markteinführung neuer Produkte oder Technologien opportun. Die erfolgreiche Markteinführung von Produkten kann und wird i.a. zu einer Verdrängung etablierter Produkte auf demselben Markt und/oder auf vorgelagerten Märkten führen. Mit der Implementierung neuer Technologien ist auch eine Änderung des gesamtwirtschaftlichen Technologiemies möglich. Die sich ergebenden umweltrelevanten Konsequenzen werden aber im traditionell engen Rahmen eines attributiven LCA nicht modelliert.

In der wissenschaftlichen Literatur wurde daher das Konstrukt des „consequential LCA“ eingeführt, das Wirkungen von Produkten durch die Änderung von Marktprozessen erfasst (Vgl. bspw. [3, 4]). Consequential LCA zielt auf die Beschreibung

⁴ Die Ausführungen in Kapitel 2 basieren wesentlich auf [2].

⁵ Eine Übersetzung von „attributional“ könnte „attributiv“ sein, d.h. etwas wird dem zu untersuchenden System zugeordnet. Für diesen Beitrag wird dieser Begriff verwendet.

genau der physischen Flüsse von und zur Technosphäre die sich verändern wenn es zu Änderungen innerhalb eines Produktlebenszyklus kommt [4].

Tatsächlich lassen sich in Anlehnung an [1], grundsätzlich vier Ebenen von möglichen Wirkungen neuer Produkten als Folge von Handlungen klassifizieren (Vgl. a. [5]):

1. „Erstrundeneffekte“ beschreiben die proportionale deterministische Beziehung zwischen der Ursache, z.B. der Nutzung des Produkts, und den induzierten Stoffströmen, die wiederum Umwelteffekte generieren („cause-effects chains“). Im LCA wird diese Perspektive in der Wirkungsabschätzung und in der Modellierung von Umweltschäden verfolgt.

Die folgenden drei Effektebenen werden in einem attributiven LCA nicht erfasst. Sie können Teil eines consequential LCA sein:

2. „Zweitrundeneffekte“: Die Einführung eines Gutes auf dem Markt kann (wird i. a.) zu Substitutionseffekten führen, die sich auf die Inputseite eines Produktionsprozesses auswirken können. Das heißt, die Nachfrage nach einem Gut kann aufgrund bestehender Budget- und Kapazitätsrestriktionen zu einer Veränderung existierender Stoffströme führen oder neue generieren und hierdurch die Proportionalität der cause-effects chains auflösen.
3. „Struktureffekte“: Zweitrundeneffekte ergeben sich i.a. aus dem Spannungsfeld von Technik, Umwelt und Ökonomie, lassen aber mögliche Effekte auf die Sachkapitalstruktur von Volkswirtschaften weitgehend unberücksichtigt. Die durch ein neues Produkt induzierten Investitionen können auf vor- und nachgelagerten Sektoren zum Einsatz neuer Technologien führen. Die Folge kann eine weitere Änderung der Struktur der Stoffströme oder die Generierung neuer Stoffflüsse sein.
4. „Diffusionseffekte“: Zweitunden- und Struktureffekte unterstellen immer auch einen gegebenen rechtlichen, politischen und gesellschaftlichen Rahmen. Investitionen sowie Innovationen sind Teil von (formalen und informellen) institutionellen Regeln, die das Handeln von Individuen – die Bereitschaft zu investieren oder innovativ tätig zu werden – steuern.

So gesehen nimmt die enge und singuläre Verknüpfung einer Ursache mit entsprechenden Wirkungen von Ebene zu Ebene ab.

Akzeptiert man, dass in die Bewertung eines Produktes auch mögliche Effekte auf das Produktsystem berücksichtigt werden sollten, vermindert sich die Stringenz zwischen

Ursache und Umwelteffekt. Je geringer die Stringenz ist, d.h. je höher man sich auf den Effektebenen befindet, desto diffuser wird das Bild über die Wirkungen und damit die Möglichkeit diese zu analysieren. Die Analyse von Wirkungen von Produkten in unterschiedlichen Kontexten erfordert eine systemische und systematische Erfassung von Interdependenzen zwischen Produkten aber auch zwischen den Wirtschaftssubjekten als Agierende und Reagierende. Eine Möglichkeit diese zu erfassen bilden Modelle.

Die Nutzung von Modellen zur systemischen Darstellung von Wirkungszusammenhängen ist in der LCA-Methodik üblich. LCA-Modelle unterstellen aber, wie oben angesprochen, eine Proportionalität zwischen Ursache und Wirkung. Komplexere Wirkungen, wie sie auf den höheren Effektebenen beschrieben werden, erfordern anders strukturierte Modelle. Die Transmission von Zweitunden- und Struktureffekten erfolgt im Allgemeinen über Marktprozesse, während bei Diffusionsprozessen häufig nicht-marktmäßige Transmissionsmechanismen, wie z.B. Netzwerke, eine wichtige Rolle spielen.

Während in den Diskussionen innerhalb der LCA-Wissensgemeinschaft die Bedeutung aller Effektebenen akzeptiert wird [1, 5], dominieren in den wenigen bisherigen Anwendungen Marktmodelle, die an sich nur Zweitunden-Effekte adäquat erfassen können (Vgl. bspw. [4]).

Typisch für die Modelle ist die Annahme einer gegebenen Sachkapitalstruktur sowie gegebenen gesellschaftlichen und wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen. Die Wirkungen von neuen Produkten auf Sachkapitalstrukturen werden bisher vielfach noch ad hoc in das jeweilige Modell eingeführt (s. bspw. [4], s.a. [6]). Soziale Transmissionsmechanismen, bspw. Netzwerke, werden bisher ebenso wenig implementiert wie sich ändernde wirtschaftspolitische und rechtliche Randbedingungen. Gerade letzteres kann durch Änderung relevanter Parameterwerte relativ leicht in bestehende Modellansätze eingeführt werden.

Die Berücksichtigung wirtschaftspolitischer Rahmenbedingungen ist aber für verzerrte Märkte bzw. für Produkte, die als gesellschaftlich gewollt aber nach derzeitigem Kenntnisstand noch nicht wettbewerbfähig sind, von zentraler Bedeutung.

Die Komplexität von Modellen, aber auch die Unsicherheit über die Qualität der generierten Ergebnisse wird cet. par. durch den abzubildenden Zeithorizont bestimmt. Eine weitverbreitete Methode Wissen über zukünftige Entwicklungen zu generieren ist der Szenarioansatz.

Ein Szenario (in dem LCA) ist damit „eine Beschreibung einer möglichen zukünftigen Situation, die relevant für eine spezifische LCA-Anwendung ist, basierend auf spezifische Annahmen über die Zukunft, und – wenn relevant – die Entwicklung von der Gegenwart zur Zukunft beinhaltet“ ([7]; Übersetzung durch [2]). Ein Szenario beschreibt somit ein mögliches Bild über eine Situation in der Zukunft, dass der Komplexität heutiger Systeme Rechnung trägt, diese aber auch auf die wesentlichen Elemente reduziert [8].

Die hinreichende Komplexität sowohl von Szenarien als auch von Modellen nimmt i.a. mit der zu betrachtenden Effektebene und mit der Ferne der Zukunft zur Gegenwart zu. Diese kann die Anzahl der zu berücksichtigen Einflussgrößen nennenswert verändern, da die zu erwartende Variabilität von Randbedingungen mit der zeitlichen Entfernung relativ zum Heute tendenziell zunimmt. Damit erhöhen sich auch die Anforderungen an die Datengrundlage eines LCA, die sich in der Sachbilanz bzw. Life Cycle Inventory (LCI) manifestiert. In einer Sachbilanz werden i.a. nur die Material- und Energiegebräuche relativ zur funktionalen Einheit als Bezugspunkt eines LCA modelliert. Nicht-technische oder nicht-naturwissenschaftliche Beziehungen zwischen Stoffströmen bleiben als gegeben außen vor. Sie müssten aber zusätzlich berücksichtigt werden.

Fasst man die bisherigen Diskussionen um das consequential LCA zusammen, so besteht hinreichende Übereinstimmung über die Anforderungen an ein solches LCA. Die bisherigen Fallbeispiele zeigen aber auch die Schwierigkeiten die Anforderungen tatsächlich in adäquate Modellstrukturen umzusetzen.

Im Folgenden soll ein Ansatz diskutiert werden, der sich ein Stückweit von dem traditionellen Ansatz eines LCA entfernt, um die angesprochenen Implementierungsschwierigkeiten umgehen zu können. So wird bspw. das Konzept der funktionalen Einheit als strukturierendes Element aufgegeben und anstelle dessen ein „Kostenkonzept“ eingeführt (s. Kapitel 3.2.).

3 Das Fallbeispiel Ligno-Bioethanol

3.1 Lignozellulosebasierter Bioethanol

Biokraftstoffen wird von vielen Anspruchsgruppen eine Reihe von Vorteilen zugeschrieben. Neben ihrem Beitrag zur Reduzierung der Umweltbelastung von Mobilität durch verminderte Treibhausgasemissionen und verminderten Bedarf an fossilen

Rohstoffen wird auch die Reduzierung der inländischen Abhängigkeit von ausländischen Energielieferungen gesehen [9].

Andererseits kann eine zunehmende Attraktivität von Biokraftstoffen nicht nur zu einer Verdrängung des Nahrungs- und Futtermittelanbaus [10], sondern auch zu einer Ausweitung des Anbaus auf Marginalböden führen [11]. Ersteres hat schon soziale Spannungen induziert [12]; mit letzterem sind entsprechende möglicherweise negative Wirkungen auf das Ökosystem verbunden [11].

Als einen Weg insbesondere aus dem Dilemma der „Tank oder Teller-Diskussion“ wird die Nutzung von zellulose- und lignozellulosehaltigen Pflanzen gesehen. Diese fallen i.a. als pflanzliche Reststoffe, bspw. Stroh, an oder sind Energiepflanzen, bspw. Chinaschilf, die keiner oder geringen intensiven landwirtschaftlichen Bewirtschaftung bedürfen und auch auf minderwertigen Böden wachsen. Diese biogenen Stoffe stehen in keinem primären Konkurrenzverhältnis zu Pflanzen, die auch zu Nahrungszwecken genutzt werden können. Zellulose- und lignozellulosehaltigen Pflanzen sind als Teil der sog. Biokraftstoffe der zweiten Generation ein wesentlicher Eckstein der Kraftstoffstrategie der Bundesregierung [9].

Ethanol, umgangssprachlich als Alkohol bezeichnet, wird durch Fermentierung von Zuckern mit Hilfe von Mikroorganismen gewonnen. Die durch die Fermentierung gewonnene alkoholhaltige Maische wird destilliert. Um reinen Alkohol zu erhalten, wird das hierbei entstandene Konzentrat mit 90+% Ethanol und Wasser dehydriert. Als Nebenprodukt entsteht Schlempe, die i.a. in gereinigter und getrockneter Form als Futtermittel veräußert werden kann. Alternativ kann die Schlempe durch Verbrennung zur Dampferzeugung genutzt werden [13].

Zuckerhaltige Pflanzen, wie Zuckerrohr oder Zuckerrüben, können direkt in Bioethanol konvertiert werden. Stärkehaltige Saaten wie Weizen oder Kartoffeln müssen i.a. zunächst gemahlen, hydrolysiert und verzuckert werden, um die gewünschten Zuckermonomere zu erhalten.

Im Gegensatz zu zuckerbasiertem Bioethanol ist die Prozessroute von Bioethanol, das auf Zellulose oder Lignozellulose basiert, recht komplex. Dies liegt daran, dass lignin- und zellulosehaltige Stoffe zunächst aufgeschlossen werden müssen, bevor diese für die Hydrolyse genutzt werden können [14].

Es existieren grundsätzlich zwei Wege um Alkohol aus Zellulose oder Lignozellulose herstellen zu können:

- biochemisch-zellulotischer Prozess, der einfache Zucker durch Hydrolyse von Zellulose oder vorbehandelter Lignozellulose formt, das dann fermentiert und destilliert wird;
- thermo-chemische Vergasung, das die Zellulose oder Lignozellulose in gasförmige Kohlenstoffmonoxide und Wasserstoff transformiert. Das Gas kann zu Ethanol mit Hilfe von Fermentation oder chemischer Katalyse konvertiert werden. Diese Möglichkeit wird im folgenden Ansatz aufgrund fehlender Informationen nicht berücksichtigt.

Bisher wird lignozellulosebasierter Bioethanol noch nicht industriell produziert. Mit einer breiten Markteinführung ist vorerst nicht zu rechnen [15].

3.2 Das Modell

Das Modell verknüpft den in dem LCA üblichen Prozesskettenansatz mit aus der Investitionstheorie und aus der allgemeinen Gleichgewichtsmodellierung bekannten Ansätzen. Diese Verknüpfung erlaubt eine simultane Erklärung einer marktbasierten Allokation von Biomasse zu den modellierten Technologien. Auf Basis der Ergebnisse kann man die Inputerfordernisse jeder Technologie sowie die Emissionen umweltrelevanter Substanzen herleiten. Das Modell kombiniert ökonomische Überlegungen mit technologischen Restriktionen um so umweltrelevante Aspekte zu bilanzieren.

Der Ansatz baut auf CarboMoG – einem prozessbasierten Materialflussmodell für Deutschland – auf [16] und ist in seinem Ansatz mit GlobAl vergleichbar, einem Modell, das den globalen Primäraluminiummaterialfluss erfasst [17].

Im Gegensatz zum LCA, in dem die Material- und Energieflüsse auf eine explizite funktionelle Einheit, bspw. TJ Bioethanol, bezogen werden, ist im gewählten Ansatz der im Zieljahr zu erwartende Aufwand zur Realisierung eines gegebenen Konsums die relevante Bezugsgröße.

Das Modell unterscheidet vier Typen von Biokraftstoffen: Bioethanol, BtL-Kraftstoff, Biodiesel und komprimiertes Biogas (CBG). Für jeden Biokraftstoff werden unterschiedliche Inputs und damit unterschiedlichen Technologien modelliert (Tabelle 1).

Die Auswahl der modellierten Konsumgüter richtet sich nach der Konkurrenzsituation dieser Güter zu Bioethanol. Die einzelnen möglichen Prozesse zur Herstellung von lignozellulosebasierten Bioethanol konkurrieren nicht nur miteinander, sondern auch zu

traditionellen Prozessrouten von Bioethanol sowie zu Ottokraftstoff. Weiterhin konkurriert lignozellulosebasiertes Bioethanol direkt und indirekt mit anderen Verwendungen biogener Stoffe, d.h. bspw. mit Biodiesel oder sonstiger Bioenergie aber auch mit Nahrungsmitteln sowie sonstigen stofflichen Nutzungsformen von biogenen Stoffen, bspw. Papier und Möbeln (Tabelle 2). Als gemeinsame Ressource setzen alle biogenen Produkte Land ein (Abb. 1).

Tabelle 1: Biogene Inputs modellierter Kraftstoffe

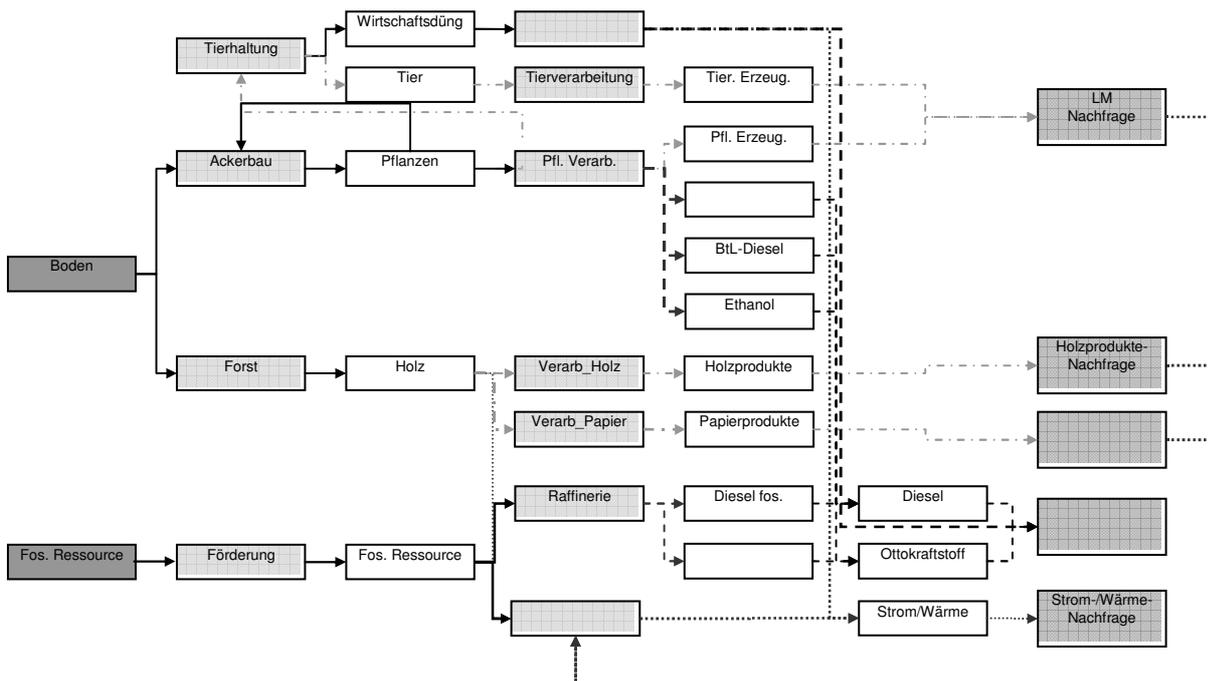
Biokraftstoffe	Biogener Input	
Biodiesel	Palmöl	Rapsöl
	Sojaöl	Sonnenblumenöl
Bioethanol	Mais	Futtermübe
	Topinambur	Chinaschilf
	Pappel	Kartoffeln
	Zuckerhirse	Sudangras
	Weizenstroh	Zuckerrübe
	Zuckerrohr	Switchgrass
	Weizen	
BtL-Kraftstoff	Waldrestholz	Chinaschilf
	Pappel	Weizenstroh
	Switchgrass	
CBG	Mais	Topinambur
	Rindergülle	Schweinegülle
	Kartoffeln	Zuckerhirse
	Sudangras	Weizenstroh
	Weizen	

Die Herstellung der beschriebenen Güter wird mit Hilfe typisierter Verfahren modelliert.

Grundsätzlich wird für jedes modellierte Endprodukt der vollständige Lebenszyklus abgebildet, beginnend mit dem Anbau bei pflanzlichen Produkten und dem Abbau bei fossilen Rohstoffen, endend mit der Nachfrage nach dem Endprodukt („cradle-to-gate“). Die Nutzungsphase wird nicht erfasst (Abb. 1).

Tabelle 2: Sonstige modellierte biogene Produkte

Produktgruppe	Produkt		
Sonstige Bioenergie	Wärme	Elektrizität	
	Nahrungsmittel	Rapsöl	Sonnenblumenöl
		Sojaöl	Palmöl
		Getreide	Hülsenfrüchte
		Kartoffelprodukte	Zucker
		Rindfleisch	Schweinefleisch
		Geflügel	Schaffleisch
Sonst. Fleisch			
Holz	Schnittholz	Sperrholz	
	Spanplatten		
	Sonst. Holzprodukte	Holzverpackungen	
	Möbel	Bauholz	
	Pfosten u.ä.		
Papier	Halbstoff	Zellstoff	
	Druckpapier	Hygienepapier	
	Kartonagen	Spezialpapier	



Anm.: KW = Kraftwerk; LM = Lebensmittel.

Abb. 1: Vereinfachte Darstellung der modellierten Material- und Energieflüsse

Das Modell stellt die Situation Deutschland dar. Zusätzlich werden Im- und Exporte erfasst. Mit Ausnahme von zuckerrohr- und palmölbasiertem Bioethanol werden für die importierten Produkte mit Deutschland vergleichbare Produktionsprozesse angenommen.

Der gewählte Gleichgewichtsansatz impliziert, dass für alle modellierten Märkte die Markträumungsbedingung als erfüllt gilt. In das Modell ist ein vereinfachter Investitionsentscheidungsprozess implementiert, als notwendige Voraussetzung um eine Nachfragesteigerung nach einem Produkt befriedigen zu können, aber auch als eine Möglichkeit die Diffusion von technischem Fortschritt zu erfassen. Es sind im Modell nur solche Technologien erfolgreich, die eine positive Rendite erwirtschaften. Im Zeitablauf können sich die Parameterwerte aufgrund technischen Fortschritts ändern. Zwei Arten von technischen Fortschritt sind hierbei zu unterscheiden: Learning-by-doing-Typ für etablierte Prozesse und investitionsgetriebener technischer Fortschritt. Damit letzterer seine Wirkung entfalten kann, muss im Rahmen einer Ersatz- oder Neuinvestition eine „neue“ Technologie in den Markt eingeführt werden.

Das Modell ist nachfragedeterminiert sowie komparativ-statisch: Zieljahr ist 2020; Referenzjahr 2005.

3.3 Das Szenario

Mit dem folgenden Szenario soll eine mögliche Entwicklung der deutschen Volkswirtschaft und der modellierten Technologien bis zum Jahr 2020 beschrieben werden.

Aufgrund der Energiestrategie der deutschen Regierung wird der Markteintritt von Biokraftstoffen durch Mindestquoten unterstützt. In Anlehnung an das Energiesteuer-gesetz (EnergieStG) wird für das Szenario angenommen, dass biogene Kraftstoffe im Jahr 2020 einen Marktanteil von mindestens 8,0 % (gemessen am Heizwert) am Markt für Diesel und Ottokraftstoffen aufweisen müssen. Gleichzeitig muss annahmegemäß der Anteil von biogenem Diesel sowie BtL-Kraftstoff⁶ am Gesamtdieselabsatz mindestens 4,4 % und von Bioethanol am Benzinmarkt mindestens 3,6 % betragen, jeweils gemessen am Heizwert.

⁶ Die alleinige Zuweisung von BtL-Kraftstoff zum Dieselmkt ist eine vereinfachende Annahme.

Planmäßig sollen bis 2016 alle Steuervorteile für biogene Kraftstoffe aufgehoben werden. Daher wird für das Jahr 2020 eine gleichmäßige Besteuerung unterstellt. Im Gegensatz zu der heutigen Gesetzeslage soll die Besteuerung aber auf Basis des Heizwertes erfolgen. Auf Grundlage der heutigen Besteuerung von fossilem Diesel und Ottokraftstoffen ergeben sich im Modell für das Zieljahr 2020 folgende Steuersätze, in Eurocent je Liter (ct/l):

Tabelle 3: Modellierte Steuersätze, 2020

Fossiler Diesel	Biodiesel	BtL-Kraftstoff	Ottokraftstoff	Bioethanol
ct/l	ct/l	ct/l	ct/l	ct/l
47,04	44,90	44,90	65,45	42,43

Zusätzlich wird im Modell das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) berücksichtigt. Das EEG unterstützt das Angebot an erneuerbaren Energieträgern durch eine spezifische Kostenerstattung, die u.a. von der gewählten Technologie, dem Jahr der Installation sowie der Größe der Anlage abhängt. Für das Modell werden typisierte Vergütungssätze angenommen.

Die Produktion von landwirtschaftlicher Biomasse wird durch die Europäische Union unterstützt. Planmäßig soll für alle in dieser Arbeit relevanten Pflanzen bis zum Jahr 2013/15 eine vollständige Abkopplung des Umfangs der Unterstützungszahlungen von der produzierten Menge erfolgen. In Anlehnung an [18] werden für das Jahr 2020 Unterstützungszahlungen in Höhe von 328 €/ha angenommen. Bei einer energetischen Verwendung der Ernte werden zusätzlich 45 €/ha gezahlt.

Für den Import landwirtschaftlicher Produkte in die Europäische Union wird keine Änderung gegenüber 2005 unterstellt. Der Import von Bioethanol aus Nicht-EU-Ländern und Staaten ohne vereinfachten Zugang zur EU (bspw. Brasilien) wird verzollt. Die Verhandlungen über eine weitere Liberalisierung des Welthandels (die sog. Doha-Runde) befinden sich seit längerer Zeit in einer Sackgasse und ein Ende ist nicht absehbar ist.

Bezüglich der Technologien wird angenommen, dass sich, ausgehend von 2005, die Produktivität der Biomasse nutzende Technologien bis 2020 um bis zu 20 % erhöht [19, 20]. Für die fossile Rohstoffe nutzende Technologien wird kein technischer Fortschritt unterstellt.

Für die Entwicklung der Endnachfrage nach einzelnen Konsumgütern werden folgende Veränderungen geschätzt bzw. aus der Literatur entnommen:

Tabelle 4: Erwartete Entwicklung der Endnachfrage zwischen 2005 und 2020, gegliedert nach Produktgruppen

Produktgruppe	Veränderung der Nachfrage
Nahrungsmittel	- 5,1 % bis + 6,1%
Papier- und Holzprodukte (Basisjahr 2000)	+ 35,8 %
Kraftstoffe	
Diesel	- 13,2 %
Benin	- 39,4 %
Gas	+ 1200,0 %
Wärme sowie Elektrizität	- 0,5 %

Quelle: [20]

Neben den wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen ist die Kostenentwicklung zu beachten. Für die exogenen Kostengrößen – Gemeinkosten, Arbeitskosten, u.a. – wird eine jährliche Erhöhung von 1,5 % angenommen.

Die Kosten für fossile Rohstoffe – Rohöl, Erdgas und Kohle – werden wesentlich durch die Weltmärkte bestimmt, wobei die Entwicklung des Rohölpreises hier eine dominierende Rolle aufweist. Daher wurden für den Rohölpreis unterschiedliche Varianten berechnet. In dieser Arbeit werden vier Varianten präsentiert: Rohölpreis in Höhe von 75 \$/bbl., 95 \$/bbl., 115 \$/bbl. und 135 \$/bbl. Zur Umrechnung des Rohölpreises wird ein konstanter Wechselkurs in Höhe von 1,20\$/€ angenommen. Die Preise für biogene Inputs und Outputs sowie für fossile Sekundärenergieträger sind modellendogen.

3.4 Diskussion der Ergebnisse

Unter Berücksichtigung der o.g. Restriktionen werden im Jahr 2020 sowohl traditioneller als auch Ligno-Bioethanol am Markt reüssieren (Abb. 2). Hierbei wird es aber zu einer relativen Verdrängung des traditionellen Bioethanols durch Ligno-Bioethanol kommen. Der relative Wettbewerbsvorteil von Ligno-Bioethanol nimmt mit steigendem Rohölpreis zu und erreicht bei einem Rohölpreis von 135 \$/bbl. einen Marktanteil am Bioethanolmarkt von ca. 80 % (Abb. 2). Der wesentliche Grund hierfür ist die relativ geringere Energiepreissensitivität von Ligno-Bioethanol. Im Modell wird unterstellt, dass das beim Aufschluss der Pflanze freiwerdende Lignin bei der Dehydrierung als Energieträger eingesetzt wird. Der Bedarf an „externer“ Energie vermindert sich hierdurch nennenswert. Die Marktverdrängung trifft im Wesentlichen heimische Produzenten, während sich zuckerrohrbasiertes Bioethanol am Markt behaupten kann.

Ein Rohölpreis jenseits von 115 \$/bbl. würde heimische Anbieter von traditionellem Bioethanol komplett vom Markt verdrängen.

Betrachtet man die Kohlenstoffdioxidemissionen als ein Beispiel für die Diskussion umweltrelevanter Wirkungen eines Marktzutritts von Ligno-Bioethanol, so folgen diese nicht der Gesamtproduktion von Bioethanol. Bis zu einem Rohölpreis bis 95 \$/bbl. nehmen die gesamten Kohlenstoffdioxidemissionen ab, trotz zunehmender Produktion. Erst ab 95 \$/bbl. kommt es zu einem Anstieg der Emissionen, der aber relativ zur Produktion gering ausfällt (Abb. 3).

Inwieweit Ligno-Bioethanol eine wünschenswerte Alternative zu traditionellem Bioethanol ist, kann mit Hilfe der spezifischen Emissionen analysiert werden. Grundsätzlich sind die spezifischen Emissionen von Ligno-Bioethanol ab einem Rohölpreis von 95 \$/bbl geringer. Es zeigt sich aber auch, dass zwischen 75 \$/bbl. und 95 \$/bbl. der spezifische Wert preissensitiv reagiert, während sich ab 95 \$/bbl. kaum nennenswerte Änderungen ergeben. Der Grund hierfür liegt in der unterschiedlichen Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Prozesse zur Herstellung von Ligno-Bioethanol.

Aus ökonomischer Sicht scheint Ligno-Bioethanol eine interessante Alternative zur traditionellen Herstellung von Bioethanol zu sein – bei Zugrundelegung des heutigen Wissens über die zukünftige Entwicklung der Kosten und Prozesse von Ligno-Bioethanol.

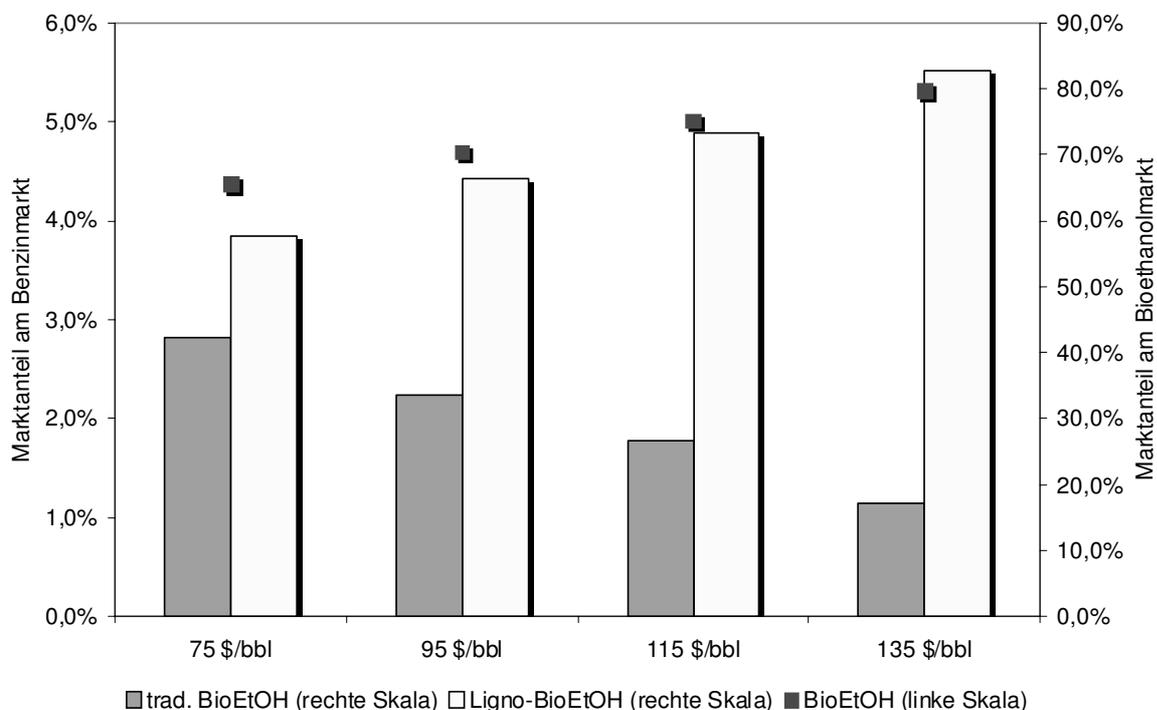


Abb. 2: Produktion und Marktanteile von Bioethanol, 2020

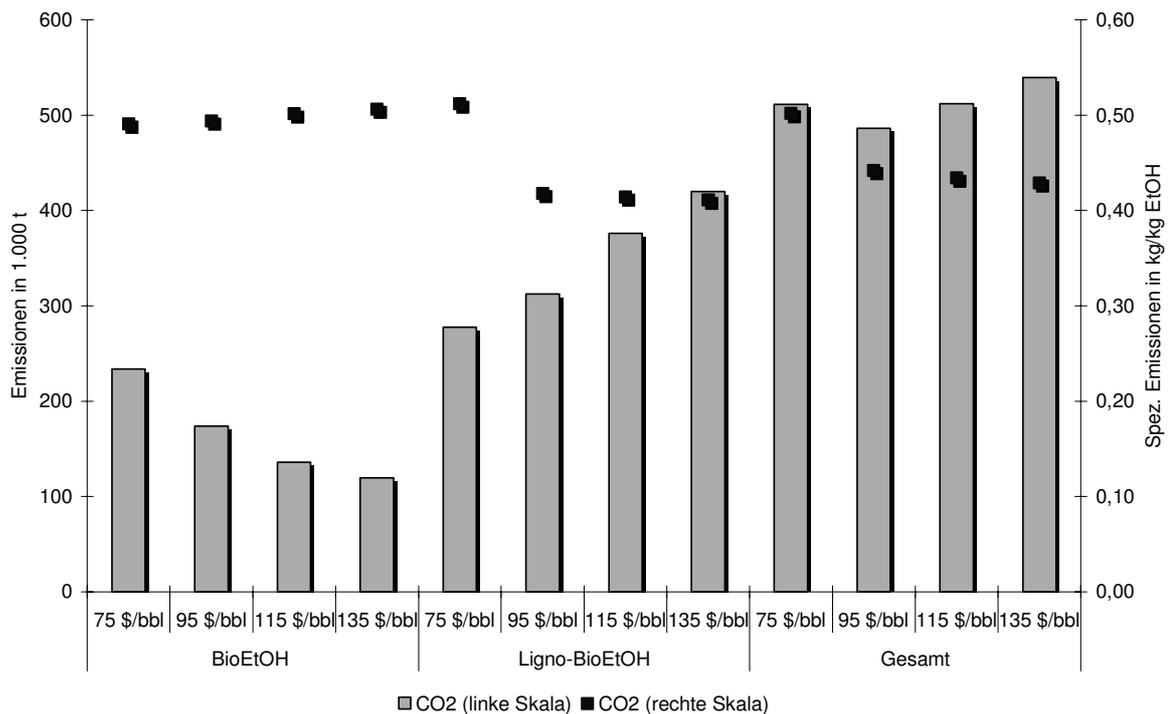


Abb. 3: Kohlenstoffdioxidemissionen, 2020

Betrachtet man die Umweltinanspruchnahme, so ist ein ähnliches Bild festzustellen. Man muss aber beachten, dass dieses Ergebnis nur auf Kohlenstoffdioxidemissionen fußt. Andere umweltrelevante Einwirkungen wurden in diesem Beitrag nicht diskutiert. Tatsächlich würde dieses Bild der relativen Begünstigung von Ligno-Bioethanol bei Einbeziehung anderer Treibhausgase nicht mehr so eindeutig ausfallen [21].

Unabhängig davon, zeigen die Ergebnisse, dass der umweltrelevante Erfolg von Ligno-Bioethanol wesentlich vom Markterfolg abhängt, da dieser den Marktanteil der einzelnen möglichen Ligno-Bioethanolvarianten und damit das Emissionsvolumen bestimmt. Der Markterfolg hängt unter Berücksichtigung der angenommenen wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen nach diesen Berechnungen wesentlich von der Preisentwicklung des Rohöls ab. Darüber hinaus spielt auch die Entwicklung des US-Dollar-Euro Wechselkurses eine wesentliche Rolle, da dieser den in Deutschland relevanten Abnahmepreis bestimmt.

Die Ausweitung der Systemgrenzen – im Vergleich zu einem attributiven LCA – beeinflusst nennenswert die Umweltinanspruchnahme von Biokraftstoffen.

4 Schlussbemerkungen

Als ein in der Umweltbewertung eingeführtes Instrumentarium erfasst ein attributives LCA die umweltrelevanten physischen Flüsse von und zu einem Produktsystem. Die Berücksichtigung möglicher zukünftiger Effekte bleibt der Interpretationsphase vorbehalten; mögliche Wirkungen auf das gewählte Produktsystem bleiben außen vor. Dies ist problematisch, wenn neue Produkte am Markt eingeführt werden und weitergehende umweltrelevante Wirkungen vom Erfolg des Produktes abhängen. Daher müssten aus methodischer Sicht die diskutierten Erweiterungen diese Mängel beheben.

Es zeigt sich aber auch, dass durch die Erweiterung des Betrachtungshorizontes die Komplexität des zu analysierenden Systems und damit auch der Bedarf an Daten zunehmen. Die sich hierdurch ergebenden Risiken insbesondere hinsichtlich der Verlässigkeit der Ergebnisse sind nicht abschätzbar, vermindern aber die Attraktivität des Instrumentariums für die betriebliche Praxis.

Literatur

- [1] B.A. Sandén und M. Karlström. *Positive and negative feedback in consequential life-cycle assessment*, *Journal of Cleaner Production* **15** (2007) 1469-1481.
- [2] C. Bauer und W.R. Pogonietz. *Prospektive Lebenszyklusanalyse in der Anwendung oder die Zukunft in der Ökobilanz*, *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis* **16** (2007) 17-23.
- [3] M.A. Curran, M.K. Mann und G. Norris. *Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories*. US-EPA (Hg.): *Electricity Data for Life Cycle Inventories*, Cincinnati, USA. 2002
- [4] T. Ekvall und A.S.G. Andrae. *Attributional and consequential environmental assessment of the shift to lead-free solders*, *International Journal of LCA* **11**(5) (2006) 161-171.
- [5] G. Huppes. *Framing the research agenda for new LCA. Relations to governance. Presentation, presented at the workshop "Governance & Life Cycle Analysis", Brussels, 27.09.2007.*
- [6] T. Ekvall und B.P. Weidema. *System boundaries and input data in consequential Life Cycle Inventory Analysis*, *International Journal of LCA* **9**(3) (2004) 161-171.
- [7] H.L. Pesonen, T. Ekvall, G. Fleischer, G. Huppes, C. Jah, Z. Klos, G. Rebitzer, G.W. Sonnemann, A. Tintinelli, B.P. Weidema und H. Wenzel. *Framework for Scenario Development in LCA*. *International Journal of LCA* **5**(1) (2000) 21-30.

- [8] J. Gausemeier, A. Fink und O. Schlake. *Szenario-Management. Planen und Führen mit Szenarien. 2. bearb. Aufl., München Wien. 1996.*
- [9] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. *Warum brauchen wir Biokraftstoffe?* www.bmelv.de, 30.06.2008.
- [10] U.N.'s Pachauri urges caution in biofuel use, *Reuters*, 26.03.2008.
- [11] J. Fargione, J. Hill, D. Tilman, S. Polasky und P. Hawthorne P. *Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt, Science* (2008) www.sciencemag.org/, veröffentl. 07.02.2008.
- [12] Angola-Burkina Faso. Put your money where your mouth is, *Reuters*, 03.06.2008.
- [13] C. Hamilton. *Biofuels made easy*, (Lurgi Pacific Pty Ltd, Melbourne), 2004.
- [14] A. Demirbas. *Bioethanol from cellulosic materials. A renewable motor fuel from biomass, Energy Sources* **27** (2005) 327-337.
- [15] European Commission. *Report on the hearing of the Biofuels European Technology Platform.* 03. Mai 2007. http://www.biofuelstp.eu/downloads/hearing_report_biofuels_final.pdf.
- [16] A. Uihlein, W.R. Poganietz und L. Schebek. *Carbon flows and carbon use in the German anthroposphere. An inventory, Resources, Conservation and Recycling* **46** (2006) 410-429.
- [17] W.R. Poganietz und P. Zapp, Perfluorinated hydrocarbons in the primary aluminium processing – Trends in the current decade. In: J. van Ham, A.P.M. Baede, R. Guicherit und J. G. F. M. Williams-Jacobse (Hrsg.). *Non-CO₂ Greenhouse Gases. Scientific Understanding, Control Options and Policy Aspects*, (Millpress, Rotterdam) 2002, 213-218.
- [18] BStLF. *Europäische Agrarreform 2005 – Nationale Umsetzung* (BStLF, München) 2004.
- [19] M. Baitz und S. Deimling. *LCA study on bio-ethanol from straw in relation to fossil gasoline* (PE Europe GmbH, Leinfelden-Echterdingen) 2006.
- [20] W.R. Poganietz, T. Reinhardt und C. Bauer. *Lignocellulosics-to-bioethanol in the context of Germany: Modelling life cycle implications of policy options. Journal of Scientific & Industrial Research* **67**(November 2008) 908-917.

Autorenverzeichnis

Dipl.-Ing. Christian Dieckhoff, Jahrgang 1980, Studium des Maschinenbaus in der Vertiefungsrichtung Energie- und Umwelttechnik und Begleitstudium der Angewandten Kulturwissenschaften an der Universität Karlsruhe (TH); seit 2007 Doktorand am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Forschungszentrums Karlsruhe.

Prof. Dr. Wolf Fichtner, Jahrgang 1967, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH); 1998 Promotion zum Dr. rer. pol.; 2004 Habilitation (venia legendi für das Fach "Betriebswirtschaftslehre"); 2005 bis 2008 Professor für Energiewirtschaft an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus; seit 2008 Professor für Energiewirtschaft am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) und am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH).

Dipl.-Ing. Heidi Gerbracht, Jahrgang 1978, Studium des Maschinenbaus an der RWTH Aachen in der Vertiefungsrichtung Energieverfahrenstechnik; seit 2007 wissenschaftliche Mitarbeiterin am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU/IFARE) und Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Forschungsgebiete: Energiesystemmodellierung; Elektromobilität; urbane Energiesysteme; Einbindung fluktuierender Einspeisung und Nachfrage in das Energiesystem.

Prof. Dr. Armin Grunwald, Jahrgang 1960, Studium von Physik, Mathematik und Philosophie; Leiter des Instituts für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse des Forschungszentrums Karlsruhe (ITAS); Leiter des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Lehrstuhl für Technikphilosophie und Technikethik an der Universität Karlsruhe (TH).

Dipl. Wi.-Ing. Anne Held, Jahrgang 1979, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH); seit 2006 wissenschaftliche Mitarbeiterin des Competence Centers Energiepolitik und Energiesysteme am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Forschungsgebiete: Analysen im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energieträger mit Fokus auf der Entwicklung techno-ökonomischer Modelle; Analyse von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energietechnologien.

Dr. Tobias Jäger, Jahrgang 1967, Studien der Volkswirtschaftslehre an der Universität Würzburg sowie Umweltwissenschaften/Umwelttechnik an der Universität Jena; seit 2006 Projektmanager für Energie - Umweltmodellierung am Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER) in Karlsruhe.

Dipl.-Ing. Stefan Kälber, Jahrgang 1967, Studium des Chemieingenieurwesens in Karlsruhe und des Wirtschaftsingenieurwesens in Pforzheim; seit 2001 Mitarbeiter des Forschungszentrums Karlsruhe am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS).

Dr. Gunnar Kappler, Jahrgang 1970, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens in Esslingen und der Umweltwissenschaften in Jena; seit 2003 Mitarbeiter des Forschungszentrums Karlsruhe am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS).

Prof. Dr. Ute Karl, Jahrgang 1963, Studium der Chemie an der Universität Würzburg; Leiterin der Arbeitsgruppe "Emissionen und Stoffstrommanagement" am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung der Universität Karlsruhe (TH), Habilitation für „Umwelttechnik und Umweltwirtschaft“ (2003); seit 2006 Leiterin der Arbeitsgruppe „Energie und Umweltökonomie“ am Europäischen Institut für Energieforschung EIFER in Karlsruhe.

Dipl. Wi.-Ing. Dogan Keles, Jahrgang 1979, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH); seit 2007 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU/IFARE) und Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Forschungsgebiete: Energiesystemmodellierung, Bewertung von Energieumwandlungs- und Energiespeichertechnologien (mittels Realoptionen), Strom- und Brennstoffpreissimulationen, Kraftwerkseinsatzplanung mithilfe stochastischer Programmierung.

Dipl. Volksw. Jürgen Kopfmüller, Jahrgang 1959, Studium der Volkswirtschaftslehre; seit 1991 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Forschungszentrums Karlsruhe. Vorsitzender der Vereinigung für Ökologische Ökonomie (VÖÖ) Deutschland/Österreich/Schweiz. Forschungsgebiete: Konzept und Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung, sozioökonomische Umweltforschung, Energie- und Klimapolitik

Dipl. Ing. (FH) Heike Krause, Studium der Kartographie und Geomatik an der Hochschule Karlsruhe; von 2006 bis 2007 Diplomand bzw. Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Arbeitsschwerpunkte: GIS-Modellierung, Geodaten, Kartographie.

Dipl.-Ing. Enrique Kremers, Jahrgang 1984, Studium der Elektrotechnik mit dem Schwerpunkt Systems Engineering an der Universität Karlsruhe (TH); seit 2008 tätig am Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER), Karlsruhe, im Arbeitsgebiet Modellierung und Simulation von integralen Energiesystemen. Forschungsschwerpunkte: Agentenbasierte Modelle, verteilte Intelligenz, komplexe Systeme.

Dipl.-Wi.-Ing. Dipl.-Ing. Robert Kunze, Jahrgang 1977, Studium des Bauingenieurwesens und der Wirtschaftswissenschaften an der Technischen Universität Dresden; seit 2006 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Energiewirtschaft der BTU Cottbus. Forschungsgebiete: Energiesystemmodellierung und -analyse; Bewertung von Energieumwandlungstechnologien, Gebäudetechnik, Energiebedarfs- und Lastprofilanalysen.

Dr. Ludwig Leible, Jahrgang 1955, Studium der Agrarwissenschaften in Gießen und Stuttgart-Hohenheim mit Promotion; seit 1988 Mitarbeiter des Forschungszentrums Karlsruhe am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS); Leiter der Arbeitsgruppe Biomasse.

Dr. Dominik Möst, Jahrgang 1977, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH) an der ENSGI INPG Grenoble (Ecole nationale supérieure de Genie Industriel – Institut National Polytechnique de Grenoble); seit 2002 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU/IFARE) und am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP); seit 2004 Leiter der Arbeitsgruppe „Energiesystemanalyse und Umwelt“ am IIP/DFIU. Forschungsgebiete: Energiesystemmodellierung; Kraftwerkstechnik; Bewertung von Energieumwandlungstechnologien, Emissionshandel.

Dipl.-Ing. Christoph Nolden, Jahrgang 1979, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens mit Fachrichtung Energieversorgung an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus; seit Oktober 2008 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Forschungsgebiete: Energiesystemmodellierung und -analyse; Regelenergiemärkte; Kraftwerkstechnik; Emissionshandel.

Dr. Witold-Roger Poganietz, Jahrgang 1964, Studium der Wirtschaftswissenschaften, Geschichte und Politik; Mitarbeiter am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse – Zentralabteilung Technikbedingte Stoffströme (ITAS-ZTS) des Forschungszentrums Karlsruhe.

Dr. Mario Ragwitz, Jahrgang 1972, Studium der Physik an den Universitäten Düsseldorf, Waterloo (Kanada) und Heidelberg; Promotion in Theoretischer Physik (Dr. rer. nat.) an der Universität Wuppertal; wissenschaftlicher Mitarbeiter und Geschäftsfeldleiter erneuerbare Energien im Competence Center Energiepolitik und Energiesysteme am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; wissenschaftlicher Mitarbeiter am Max-Planck Institut für Physik komplexer Systeme und Gastwissenschaftler an der Universität Texas in Austin und am Lawrence Berkeley National Laboratory. Forschungsgebiete: Innovationsforschung; Policy Analyse und Finanzierung im Bereich der erneuerbarer Energien; Ableitung von F&E und Markteinführungsstrategien für Erneuerbare Energietechnologien; Modellierung von Energiesystemen mit erneuerbaren Energieträgern.

Susanne Schmidt, Jahrgang 1979, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH); seit 2007 wissenschaftliche Mitarbeiterin für Energie- und Umweltmodellierung am Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER) in Karlsruhe.

Dr. Volker Stelzer, Jahrgang 1960, Studium der Geographie an den Universitäten Düsseldorf, Köln und Bonn; Tätigkeiten in Verwaltung, Wirtschaft und NGO, seit 2001 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse des Forschungszentrums Karlsruhe (ITAS). Forschungsgebiete: systematische Nachhaltigkeitsbewertung; nachhaltige Energieversorgung; kommunale Energieversorgung; Szenarienbildung

Dipl.-Ing. Pablo Viejo Garcia, Jahrgang 1975, Studium der Architektur der Universität Karlsruhe, (TH); Lehrbeauftragter am Institut für Stadtquartierplanung der Universität Karlsruhe (2004-2005); seit 2006 tätig als Research Engineer am Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER), Karlsruhe; verantwortlich für das Laboratory of Spatial Simulation for Energy Research am EIFER seit 2009. Forschungsschwerpunkte: Simulationsmodelle; Energiesysteme; GIS; Stadtentwicklung.

ISBN: 978-3-86644-389-1

www.uvka.de

