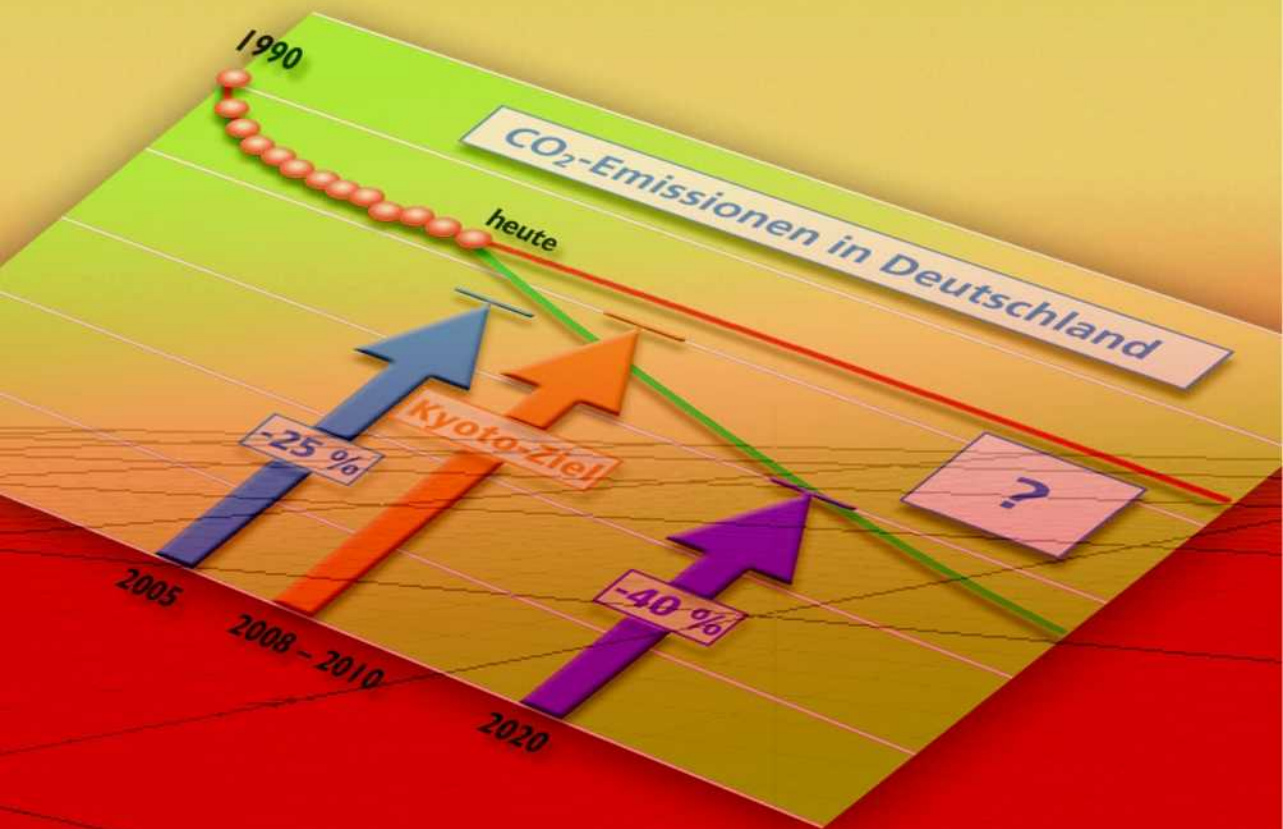




Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland

P. Markewitz, G. Stein (Hrsg.)



Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung
und Technologische Entwicklung

Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland

Herausgegeben von Peter Markewitz
und Gotthard Stein

Abschlussbericht des Projekts IKARUS

Projektpartner:

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE)
Bremer Energieinstitut (BEI)
Fachinformationszentrum Karlsruhe
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),
Universität Stuttgart
Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe
TÜV Rheinland Group
Technische Universität München
Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München

Das IKARUS-Projekt wurde gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Arbeit (BMWA); Förderkennzeichen ET 9901

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt/Environment

Band/Volume 39

ISSN 1433-5530 ISBN 3-89336-333-5

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

Herausgeber Forschungszentrum Jülich GmbH
und Vertrieb: Zentralbibliothek
 D-52425 Jülich
 Telefon: 02461 61-5368 · Telefax: 02461 61-6103
 e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de
 Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2003

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt/Environment Band/Volume 39

ISSN 1433-5530
ISBN 3-89336-333-5

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

Vorwort

Aufgabe von Systemanalyse und Technikfolgenabschätzung ist es, für komplexe energiewirtschaftliche und -technische Zusammenhänge transparente und nachvollziehbare Lösungsstrategien zu erarbeiten, die eine Basis für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft bilden.

Das IKARUS-Projekt (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien) stellt durch seine interdisziplinär angelegte Struktur und besondere Arbeitsweise ein solches Vorhaben dar. In mehr als 10 Jahren hat es die deutsche Energiesystemanalyse sowie die Bemühungen zur Minderung der Treibhausgasemissionen begleitet und wesentlich beeinflusst.

Der Komplex Treibhausgasemissionen und die Suche nach geeigneten Minderungsstrategien umfasst das Zusammenspiel ökologischer, ökonomischer, technologischer sowie politischer Aspekte und Schwerpunkte. Neben der Suche nach kostenoptimalen Energiestrategien und geeigneten energietechnischen Maßnahmen müssen sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene geeignete Ziele und Standards für die notwendigen Reduktionsstrategien gefunden werden.

Der interdisziplinäre Ansatz des IKARUS-Projekts, das über viele Jahre außergewöhnliche Engagement der Projektbeteiligten sowie die Unterstützung der Bundesregierung haben maßgeblich zum Erfolg des Projekts beigetragen.

Aber auch die Diskurse und vielfältige Seminare, Workshops und Konferenzen mit den Nutzern des IKARUS-Instrumentariums aus Wirtschaft, Forschung und Ministerien haben zu einer hohen Qualität und Akzeptanz der IKARUS-Ergebnisse und -produkte geführt. Gerade die Vielfältigkeit dieser Ergebnispalette bestehend aus verschiedenen Modellen, Datenbanken und Publikationsreihen hat einem breiten Nutzerkreis mit unterschiedlichsten Fragestellungen und Problemtiefen bei ihren Analysen unterstützt. IKARUS ist als nationales Projekt für energierelevante Treibhausgasemissionen und -reduktionen angelegt. Bei der Standardisierung des Analyserasters, der Detaillierung der Datenbank und der Modellkonzipierung ergaben sich vielfältige Kontakte mit der europäischen und nationalen Energiesystemanalyse-Szene. Dies hat dazu geführt, dass das IKARUS-Instrumentarium auch in einigen anderen Ländern genutzt wird. Darüber hinaus hat die IKARUS-Projektidee in einigen Ländern Pate gestanden, um ähnliche Vorhaben aufzulegen.

Dank gilt den beteiligten Projektpartnern, die auf dem Gebiet der interdisziplinären nationalen Treibhausgasanalyse Pionierarbeit geleistet haben und im Laufe der Zeit zu einem hocheffizienten Netzwerk zusammengewachsen sind. Namentlich gedankt für die inhaltliche und finanzielle Unterstützung sei an dieser Stelle den Herren Dr. Schulz und

Dr. Kübler vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) und insbesondere Herrn Dr. H.-F. Wagner vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), ohne dessen persönliches Engagement und Initiative das IKARUS-Projekt nie zustande gekommen wäre.

Die Herausgeber
Jülich, Dezember 2003

Inhaltsverzeichnis

1 IKARUS – Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien	
<i>Peter Markewitz, Gotthard Stein, Regina Eich und Karl-Heinz Weber</i>	1
2 Makroökonomisches Informationssystem	
<i>Wolfgang Pfaffenberger, Ulrike Borszcz und Stefan Vögele</i>	17
3 IKARUS – Energieszenarien bis 2030	
<i>Dag Martinsen, Peter Markewitz, Dagmar Müller, Stefan Vögele und Jürgen-Friedrich Hake</i>	31
4 Chancen und Perspektiven innovativer Kraftwerkssysteme	
<i>Sebastian Briem, Ana Raquel Díaz, Markus Blesl, Ulrich Fahl und Alfred Voß</i>	49
5 Stärkere Nutzung erneuerbarer Energien	
<i>Hans-Joachim Ziesing und Jochen Diekmann</i>	97
6 Rationelle Energieanwendung in Industrie und Gewerbe	
<i>Harald Bradke</i>	133
7 Kosten-Nutzen-Analysen innovativer und konventioneller Maßnahmen in der Gebäudetechnik	
<i>Lothar Rouvel und Ruth David</i>	153
8 Gebäudemodernisierungsstrategien mit dem Raumwärmemodell	
<i>Rainer Heckler und Manfred Kleemann</i>	175

9 Neue Technikkonzepte im Verkehrssektor

Josef Brosthaus, Ralf Kober, Jochen Linßen und Manfred Walbeck 189

10 Perspektiven für energieeffiziente Querschnittstechniken

Ulrich Wagner, Wolfgang Mauch, Robert Niedermeier, Andreas Duschl, Jörg Lilleike, Werner Megele, Alexander Saller, Ulli Arndt, Roland Mayr, James Carter und Ernst Hellriegel 223

11 Fortschritte energiewirtschaftlicher Analysen – Bestandsaufnahme und Ausblick

Eberhard Jochem 251

Verzeichnis der Autorinnen und Autoren 271

Vertrieb von IKARUS-Datenbank und -Modellen 275

1 IKARUS – Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien

Peter Markewitz, Gotthard Stein, Regina Eich und Karl-Heinz Weber

1.1 Einleitung

Zur nachhaltigen Reduktion von energiebedingten Klimagasemissionen wie auch zur Erhöhung der Umwandlungseffizienz sind unterschiedliche Strategien denkbar. Die volkswirtschaftlichen Konsequenzen, die sich aus den verschiedenen Maßnahmen ergeben können, finden im Rahmen der Klimaschutzdiskussion zunehmend Beachtung. Deshalb ist es wichtig, den Entscheidungsträgern auf unterschiedlichen Handlungsebenen ein Instrumentarium an die Hand zu geben, das die vielseitigen Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems transparent und sinnvolle Gesamtstrategien und Einzellösungen schneller realisierbar macht. IKARUS ermöglicht die Analyse künftiger energiewirtschaftlicher und insbesondere technischer Entwicklungen wie Effizienzsteigerungen unter Berücksichtigung der zukünftigen Nachfrage nach Energiedienstleistungen (z.B. Industrieproduktion, Verkehrsleistungen etc.).

Unterschiedlichste Strategien und technische Lösungen konkurrieren um einen möglichst effizienten Beitrag zum globalen Klimaschutz. Mit Hilfe von IKARUS lassen sich Strategien zur Reduktion klimarelevanter Spurengase sehr differenziert auf ihre ökologischen, wirtschaftlichen und energietechnischen Auswirkungen hin analysieren und vergleichend bewerten. Das im Rahmen des Projekts erarbeitete Instrumentarium nutzt eine breite Datenbasis, die – allgemein anerkannt und öffentlich zugänglich – die Transparenz von Modellrechnungen und Szenarien gewährleistet. Das Instrumentarium bezieht sich in seiner Form auf die energiewirtschaftlichen Verhältnisse Deutschlands.

1.2 Ausgangssituation: Bedarf an Strategiebildung und -bewertung

Die vom Deutschen Bundestag 1987 eingesetzte Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ hat eine umfangreiche Bestandsaufnahme zum Wissen über die Wirkung klimarelevanter Gase geliefert und konkrete Handlungsempfehlungen für ihre nachhaltige Reduktion erarbeitet. Die zweite, 1991 eingesetzte Enquete-Kommission hat diese Pionierarbeit erfolgreich weitergeführt. Während der Arbeit wurde deutlich, dass eine allgemein anerkannte umfassende Datengrundlage zum Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland fehlte, auf deren Basis in sich konsistente CO₂-Reduktionsstrategien formu-

liert und gegeneinander abgewogen werden können. An diesem Punkt setzt das Anfang der 90er Jahre vom damaligen Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) initiierte und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) fortgeführte IKARUS-Projekt an. Mit den Arbeiten zum IKARUS-Projekt wurde Anfang 1991 begonnen. In der ersten Projektphase, die bis 1994 andauerte, wurden die Datenbank sowie die Modelle entwickelt. Daten wurden getrennt für die alten und neuen Bundesländer erhoben und darauf aufbauend Szenarien generiert. Für die Datenerhebung wurden etwa 50 Unteraufträge an wissenschaftliche Einrichtungen sowie Industrieunternehmen vergeben. Die zweite Projektphase, die bis 1998 lief, hatte die Anwendung des Instrumentariums sowie ein Updating zum Schwerpunkt. In der dritten Phase (bis 2003) wurde das Instrumentarium um zusätzliche Stützjahre (2010, 2030) erweitert, um letztendlich den Zielsetzungen aufgrund des EU-Burden sharing Rechnung tragen zu können. Darüber hinaus wurden die Technikbeschreibungen der Datenbank um die fehlenden Kyoto-Gase vervollständigt. Des weiteren bildete in der dritten Projektphase das Daten- und insbesondere das Softwareupdating einen wichtigen Arbeitspunkt, der mit einem hohen Aufwand verbunden war.

Wichtiger Bestandteil jeder Projektphase war die Durchführung von Workshops, auf denen die aktuellen Arbeitsergebnisse vorgestellt und zur Diskussion gestellt wurden. Die vielen Anregungen wurden in weiten Teilen aufgenommen, finden sich in dem Instrumentarium wieder und haben wesentlich zur Erhöhung der Akzeptanz beigetragen.

1.3 Das Konzept

Die vielfältige in IKARUS geschaffene Produktpalette (Datenbank, Modelle sowie Berichte) wurde jedoch nicht nur für Fragestellungen aus dem politischen Raum (Ministerien, IMA-CO₂ etc.) genutzt. Sie findet auch in vielen anderen Bereichen Anwendung. Hierzu zählt die Nutzung in Ingenieurbüros, Landesbehörden, wissenschaftlichen Einrichtungen, Energieversorgungsunternehmen etc.

Obwohl IKARUS den Blick auf das nationale Energiesystem fokussiert, ist es auch für Analysen anderer Länder (Österreich, Schweiz) eingesetzt worden. Auch im akademischen Umfeld stellte IKARUS eine Plattform für eine Vielzahl von Diplom- und Doktorarbeiten dar. In diesem Rahmen wurden das IKARUS-Instrumentarium genutzt oder auch IKARUS-Bausteine weiter entwickelt.

Das IKARUS-Instrumentarium besteht im wesentlichen aus mehreren EDV-gestützten Modellen und einer Datenbank. Seine Entwicklung erfolgte auf der Grundlage intensiver Fachdiskussionen und unter Beteiligung unterschiedlicher Institute. Das Datenmaterial wurde von etwa 50 Institutionen zusammengetragen und dient nicht nur als Basis für die

Modellrechnungen, sondern stellt bereits für sich genommen eine wertvolle Informationsbasis dar, die für die Beantwortung eines breiten Fragenspektrums genutzt werden kann. Alle Komponenten sind auf Standard-PCs lauffähig und besitzen eine nutzerfreundliche Bedienungs Oberfläche.

1.4 Einsatzbereiche und Anwendungsmöglichkeiten

Abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall stehen dem Nutzer unterschiedliche Komponenten zur Auswahl. Das Optimierungsmodell liefert Ergebnisse zu gesamtenenergiewirtschaftlichen Fragestellungen, die vor allem die Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems einbeziehen. Die einzelnen Teilmodelle ermöglichen sektorspezifische Betrachtungen (Gebäude, Verkehr, Industrie), die auch wiederum neue Ausgangsparameter für die gesamtenenergiewirtschaftliche Betrachtung im Optimierungsmodell liefern können. Regionale und lokale Fragestellungen sind mit den Modellen nur bedingt abzubilden; dies setzt insbesondere voraus, dass zusätzliche Datensätze (z.B. regionale Daten) eigenständig erhoben und angepasst werden. IKARUS wurde in erster Linie als nationales Strategieinstrument entwickelt. Mit der Ausweitung des Instrumentariums sind die Anwendungsmöglichkeiten von IKARUS jedoch breiter geworden, zumal alle wesentlichen Komponenten auch einzeln eingesetzt werden können (Abbildung 1.1).

1.5 Ziele von IKARUS

IKARUS verfolgt zwei Ziele:

- die Bereitstellung einer Datenbank mit technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Daten zum bundesdeutschen Energiesystem als umfassende Informationsquelle für ein breites Anwenderspektrum,
- die Erarbeitung von darauf aufbauenden, flexiblen und nutzerfreundlichen Computermodellen zur Entwicklung von CO₂-Reduktionsstrategien.

Ein tieferes Verständnis der Funktions- und Reaktionsweise des stark vernetzten Energiesystems soll dazu beitragen, der notwendigen Diskussion um koordinierte Klimaschutzstrategien neue Impulse zu geben und die Umsetzung sinnvoller Einzelmaßnahmen zu beschleunigen.

Dies betrifft alle Handlungsebenen wie Politik, Wissenschaft, Industrie, Verbände, Planung und Verwaltung.

Instrument/Einsatzzweck	Potenzielle Anwender	Einsatzbereiche		
		national	Sektorale Detailanalysen	Einzeltechnikanalysen
<i>Optimierungsmodell</i> Analyse nationaler Klimagasstrategien	Ministerien, Verbände, große Unternehmen, wiss. Einrichtungen	●	●	
<i>Makroökonomisches Modell</i> Analyse volkswirtschaftlicher Auswirkungen von Klimagasstrategien	wie Optimierungsmodell	●	●	
<i>Teilmodell Industrie</i> Branchenspezifische Analyse von Energieverbrauch und Emissionen	Ministerien, Industrieverbände, Unternehmen, wiss. Einrichtungen	○	●	●
<i>Teilmodell Raumwärme</i> Analyse von Klimagas-minderungsstrategien zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung (Haushaltssektor)	Ministerien, Verbände, Unternehmen, wiss. Einrichtungen, Ingenieur- und Architekturbüros	○	●	●
<i>Teilmodell Verkehr</i> Analyse von Klimagas-minderungsstrategien für den Personen- und Güterverkehr	Ministerien, Verbände, Automobilbranche, wiss. Einrichtungen	○	●	●
<i>Datenbank</i> Umfangreiches Informationssystem zur Bewertung von Techniken im Energiesektor; Datenpool für Modelle	Ministerien, Verbände, Unternehmen, wiss. Einrichtungen, Ingenieur- und Planungsbüros		●	●

● besonders geeignet, ● geeignet, ○ bedingt geeignet

Abb. 1.1: Das Anwendungsspektrum der verschiedenen IKARUS-Komponenten

1.6 Inhalte

Modelle können wichtige Erkenntnisse vor allem zu den Wechselwirkungen innerhalb des stark vernetzten Energiesystems liefern. Sie untersuchen etwa exogene Einflüsse auf das Energiesystem (z.B. höhere Energiepreise, CO₂-Reduktionsvorgaben, Kapazitätsgrenzen einzelner Energieträger, Reinvestitionszyklen oder neue Technologieentwicklungen) oder bewerten alternative energiepolitische Minderungsstrategien. Die zur Bestimmung alternativer Minderungsstrategien wesentlichen Größen sind der Technik-Mix bei der Energienutzung und -wandlung, der Energieverbrauch, die Kosten und die verschiedenen Treibhausgasemissionen.

Für das Instrumentarium gelten folgende Randbedingungen:

- Untersuchungsgegenstand ist das Energiesystem der gesamten Bundesrepublik Deutschland, wobei nach der in der vergangenen Projektphase erfolgten Aktualisierung das Basisjahr 1995 durch das Jahr 2000 ersetzt wurde. Analysejahre waren zunächst 2005 und 2020, inzwischen jedoch zusätzlich die Jahre 2010 und 2030. Damit sind sowohl das Zieljahr für das nationale Reduktionsziel (2005) als auch das Zieljahr des Kyoto-Protokolls (2010) Gegenstand der Analysen.
- Das Instrumentarium besteht in erster Linie aus Technikbeschreibungen von der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsebene bis hin zur Primärenergieebene und bildet damit die Energieflüsse und Energieumwandlungsschritte ab (Abbildung 1.2). Wirtschaftliche Einflussgrößen wie Kapitalverfügbarkeit und -kosten, Entwicklung von Rohstoff- und Güterpreisen, Außenhandel mit Energieträgern, Reinvestitionszyklen und verfügbare Kapazitäten (z.B. Leistungsgrenzen für den bestehenden Kraftwerkspark) können über die Rahmenbedingungen für Szenarien berücksichtigt werden.
- Neben Kohlendioxid (CO₂) werden folgende, das Klima unmittelbar oder mittelbar beeinflussende Emissionen betrachtet: Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Nicht-Methan-Kohlenwasserstoff (NMKW) und stratosphärischer Wasserdampf sowie die im Kyoto-Protokoll zusätzlich aufgeführten Klimagase.

1.7 Einzelkomponenten

Das Instrumentarium ist entsprechend der Komplexität der Aufgabenstellung und der technologischen Vielfalt der Energieanwendungen im Laufe der Entwicklungszeit gewachsen. Ursprünglich sollte IKARUS aus einem Optimierungsmodell, das entsprechend der Ausgangsparameter die jeweils kostengünstigste CO₂-Minderungsstrategie aufzeigt, und einer Datenbank bestehen.

Diese sollte lediglich die Modelldatensätze für die Rechenläufe zur Verfügung stellen. Zusätzlich sind aufgrund des Bedarfs weitere Simulationsmodelle (Teilmodelle) entwickelt worden, mit denen detaillierte sektorspezifische Fragestellungen bearbeitet werden können. Darüber hinaus wurde die Datenbank zu einem eigenständigen Informationsinstrument ausgeweitet, dessen Datenbestand in seiner Detaillierung weit über die Modelldatensätze hinausgeht. Auf eine direkte Koppelung von Modellen und Datenbank wurde zugunsten einer flexibleren Handhabung bewusst verzichtet; jede Komponente ist – bis auf das Teilmodell Industrie – für sich allein nutzbar.

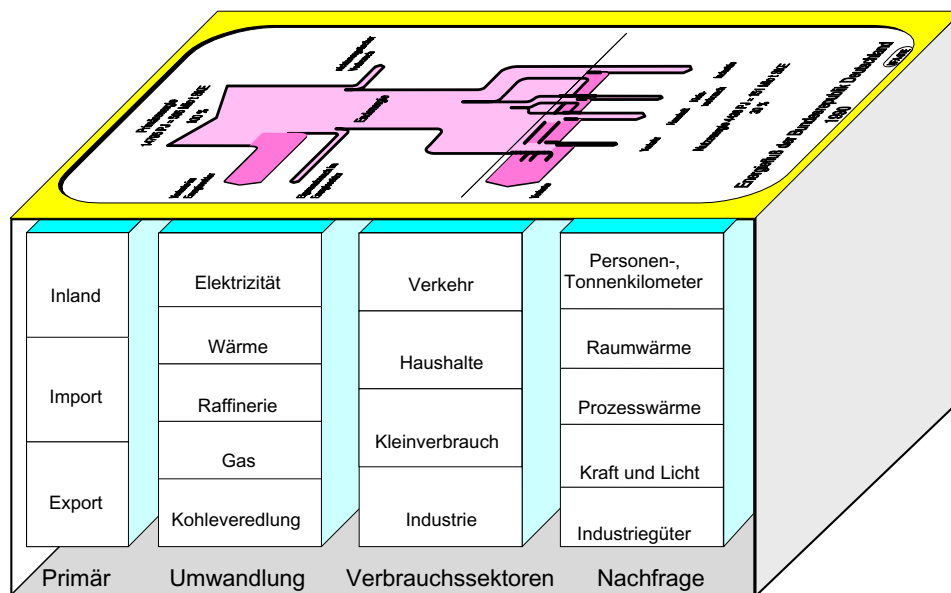


Abb. 1.2: Struktur des gesamtwirtschaftlichen Modells

1.8 Besondere Vorteile von IKARUS

Außergewöhnlich ist, dass die den Modellen zugrundeliegenden Strukturen und die umfangreiche Datenbasis unter Beteiligung unterschiedlicher wissenschaftlicher Institute (Tabelle 1.1) und intensiver Diskussionsprozesse entstanden ist, wodurch von vornherein ein breiter Konsens erreicht werden konnte. Um auch außerhalb des Entwicklungsteams eine weit gefächerte Anwendung des Instrumentariums zu ermöglichen, wurde auf folgende Kriterien besonderes Augenmerk gelegt:

- Lauffähigkeit des Instrumentariums auf der PC-Ebene, um eine breit gestreute Anwendung zu ermöglichen,
- nutzerfreundliche Bedienungsoberfläche aller Komponenten,
- Nachvollziehbarkeit der einzelnen Rechenschritte in den Modellen sowie eine ausführliche und nutzerfreundliche Ergebnisdarstellung,
- weitestgehende Transparenz der zugrunde liegenden Daten für den Nutzer sowie die
- wiederholte Präsentation der Arbeitsergebnisse in Workshops mit Zielgruppen aus der Wissenschaft und Praxis (z.B. Firmen, Verbände).

1.9 Das Instrumentarium

1.9.1 Datenbank

Zentraler Informationspool ist die IKARUS-Datenbank mit ihrem umfangreichen Fundus an belastbaren Energiedaten, die in die Bereiche Technikdaten, Rahmendaten und Modelldaten unterteilt ist. Die Datenbank hat im wesentlichen zwei Hauptaufgaben: Zum einen dient sie als Informationssystem und zum anderen bildet sie die Datengrundlage der IKARUS-Modelle (Abb. 1.3).

Technikdaten: Die Technikdaten stellen den Hauptteil der Datenbank dar und beinhalten technische, wirtschaftliche und umweltbezogene Daten zu Einzeltechniken (z.B. Gaskraftwerk, Wärmepumpe). Ihr Detaillierungsgrad geht weit über den Bedarf des Optimierungsmodells hinaus. Die Einzeldaten sind jeweils für die bereits genannten Basis- und Analysejahre vorhanden. Bei den Technikbeschreibungen handelt es sich nicht um einen Produktkatalog, sondern um typisierte, repräsentative Techniken, deren Eigenschaften aber z.T. auf Herstellerangaben zurückgehen. Die einzelnen Daten sind durch Literaturangaben belegt und, soweit nötig, zusätzlich kommentiert.

Die Technikdatenbank ist entsprechend dem Optimierungsmodell in die einzelnen Stufen Primärenergie, Energieumwandlung und Anwendung mit den Sektoren Haushalte, Kleinverbraucher, Industrie und Verkehr gegliedert. Zusätzlich wurde der Bereich Querschnittstechniken gebildet, der sektorübergreifende Techniken beschreibt (z.B. Lichttechnik, elektrische Antriebe). Die Technikdaten sind ausgehend von den inhaltlichen Anforderungen des jeweiligen Teilbereichs unterschiedlich strukturiert (Abbildung 1.4).

Rahmendaten: Die Rahmendaten informieren über die volkswirtschaftlichen Randbedingungen, die sowohl den Ist-Zustand (im Basisjahr 2000) als auch die zu erwartenden Entwicklungen für die Analysejahre (2010, 2020, 2030) wiedergeben, u.a. demographische Angaben, Strukturdaten, Preise von importierten Energieträgern.

Tabelle 1.1: Zuständigkeiten der IKARUS-Projektpartner

Aufgabengebiet	Zuständigkeit
Projektleitung, -koordination	Forschungszentrum Jülich, Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
Modellentwicklung und -vertrieb – Optimierungsmodell – Teilmodell Raumwärme – Teilmodell Verkehr	Forschungszentrum Jülich, Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
Makroökonomisches Informationssystem	Bremer Energieinstitut Forschungszentrum Jülich, Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
Datenbank (Design, Konzeption, Updating, Vertrieb)	Fachinformationszentrum Karlsruhe
Erneuerbare Energien, Primärenergie (regenerative Stromerzeugung, Energieträgerpreisprojektionen etc.)	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin
Umwandlung (Kraftwerke, KWK, Raffinerien, Kohleveredlung etc., Wasserstoff, Energietransport und -verteilung etc.)	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Haushaltssektor Raumwärme (Gebäudetypologie, Einsparmaßnahmen etc.)	Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Technische Universität München
Industrie (Prozesse differenziert nach Branchen, Einsparmaßnahmen) Modellentwicklung – Teilmodell	Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Karlsruhe
Kleinverbrauch Raumwärme, Elektroanwendungen	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München
Kleinverbrauch Prozesstechniken	Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Karlsruhe
Verkehr (Pkw-Bestand, Fahrzeugtechniken etc.)	TÜV Rheinland Berlin Brandenburg, Köln
Querschnittstechniken (Pumpen, Heizsysteme, BHKW, Elektroanwendungen etc.)	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München

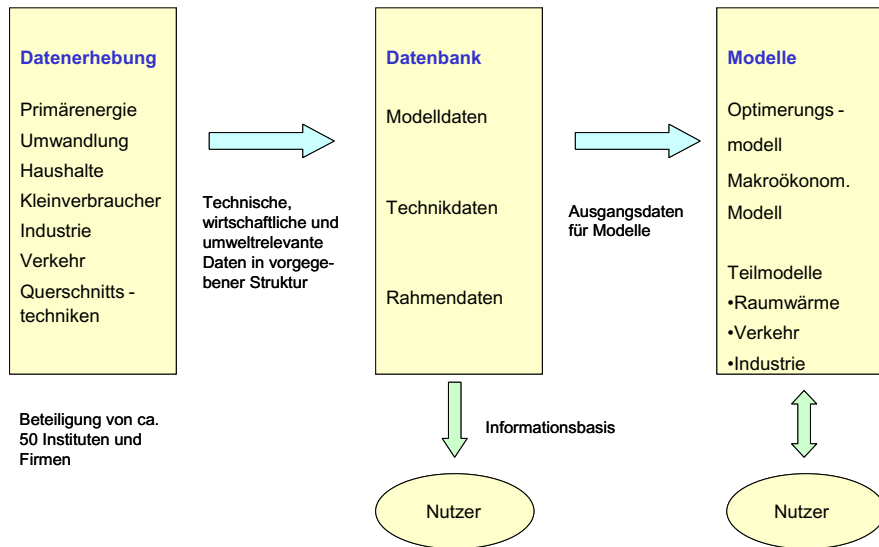


Abb. 1.3: Drei Säulen des IKARUS-Projekts

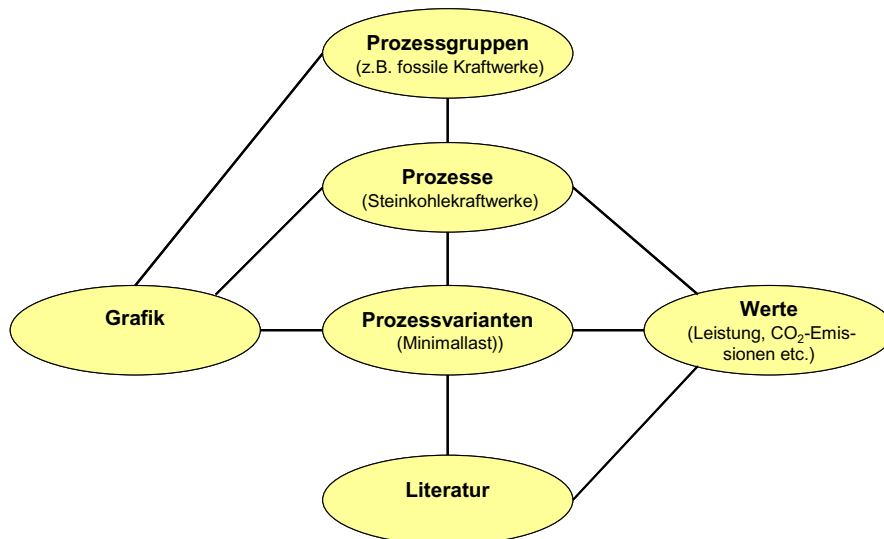


Abb. 1.4: Datenbankaufbau für den Umwandlungssektor (vereinfachte Darstellung)

Modelldaten: Die Modelldaten, die eine vergleichsweise kleine Untermenge des gesamten Datenbestandes darstellen, sind die Ausgangsdaten für das Optimierungsmodell. Inhaltlich bauen sie vor allem auf den Technikdaten auf. Eine umkehrbare Zuordnung der Modelldaten zu den Technikdaten ist nur zum Teil möglich, da diese unterschiedliche Aggregationsniveaus aufweisen, d. h. eine Modell-Technik stellt oft ein Aggregat (Technik-Mix) aus gewichteten Einzeltechniken dar. In der Datenbasis der Teilmodelle ist aber nachvollziehbar abgelegt, wie die Einzeltechniken zu Aggregaten verdichtet werden.

Einsatzbereiche der Datenbank: Eine große Zahl von Einzelinformationen ermöglicht die Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit, der energetischen Effizienz sowie der Emissionen unterschiedlichster Techniken. Damit stellt die Datenbank ein in diesem Umfang noch nicht vorhandenes Informationskompendium zum bundesdeutschen Energiesystem zur Verfügung. Für ihre Nutzung wurde ein menügeführtes Retrievalsystem mit einer grafischen Oberfläche entwickelt, das ein Navigieren durch den Datenbestand erlaubt. Eine Stichwortsuche erleichtert das Auffinden des jeweils gesuchten Technikbereichs. Ferner besteht die Möglichkeit des Technikvergleichs. Bei den Querschnittstechniken werden viele Merkmale in Form dynamisch erzeugter Kennlinien dargestellt. Im Sektor Raumwärme wird das Retrieval durch ein besonderes Programm-Tool ergänzt. Es erlaubt dem Nutzer, den Energiebedarf, die Emissionen sowie die Wirtschaftlichkeit des nahezu beliebig kombinierbaren „Gesamtsystems Gebäude“ (inkl. der Auswahl verschiedener bauphysikalischer Standards und Nutzungsbedingungen) mit Heizsystem, Warmwassersystem und raumlufttechnischer Anlage individuell zu ermitteln. Die Datenbank ist z.B. für folgende Zwecke einsetzbar:

- Detaillierte Informationsbasis zum Stand der Technik in vielfältigen Zusammenhängen (z.B. Energiewirtschaft, Energiekonzepte, Planung),
- Technikvergleiche in der Vorplanungsphase für die Auswahl von Gerätetypen sowie deren Dimensionierung oder für Analysezwecke,
- Hintergrundinformation und Hilfestellung für die Gestaltung der Nutzereingaben in den Modellen oder für die Deutung der Modellergebnisse,
- Selektion von Eingangsdaten für eigene Simulationsprogramme.

Aufgrund der Komplexität und des großen Umfangs der Datenbank wird als EDV-Plattform das im professionellen Bereich weit verbreitete relationale Datenbankmanagementsystem Oracle für Windows eingesetzt.

1.10 Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell bildet das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland in Form vernetzter Prozesse ab. Solche Prozesse sind z.B. die Gewinnung oder der Import von Primärenergie, die Umwandlung in Sekundärenergie (z.B. Stromerzeugung) und deren Verteilung sowie schließlich die Nutzung beim Endverbraucher für die Nachfrage nach Energiedienstleistungen (z.B. Transport von Gütern und Personen, Industrieproduktion). Dabei werden die Vielzahl der Optionen für verschiedene Techniken, die zugehörigen spezifischen Emissionen, die individuellen Kosten sowie die möglichen Vernetzungen der Energieflüsse erfasst. Neben ökonomischen und technischen Daten werden relevante energiepolitische Rahmenbedingungen (z.B. Umfang der inländischen Steinkohleförderung) berücksichtigt. Das Energiesystem wird vom optimierenden Modell so gestaltet, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen erfüllt wird. Die Nachfragen sind quasi die „treibenden Kräfte“ im Modell. Mit dem mathematischen Verfahren der Linearen Programmierung wird die Befriedigung des zukünftigen Energiebedarfs im Modell in der Form ermittelt, dass die gesetzten energie- und umweltpolitischen Ziele mit volkswirtschaftlich minimierten Kosten erreicht werden. Dabei werden Art und Menge der zu verwendenden Energieträger sowie Typ und Kapazität der Energietechniken bestimmt. Außerdem ermittelt das Modell die entstehenden Gesamtkosten. Für jedes Analysejahr wird dem Modellnutzer ein konsistenter Referenzdatensatz angeboten, der im Rahmen des IKARUS-Projektes erarbeitet wurde. Dieser beinhaltet z.B. die Datenbeschreibungen von ca. 2.000 Energiewandlungstechniken, die Nachfragen nach Energiedienstleistungen, die Importenergeträgerpreise etc. Alle Daten können vom Nutzer verändert werden. Sämtliche Änderungen, die gegenüber dem Referenzdatensatz erfolgen, werden automatisch protokolliert.

Makroökonomische Analyse: Mit Hilfe des Makroökonomischen Informationssystems (MIS) werden die Optimierungsergebnisse hinsichtlich volkswirtschaftlicher Widerspruchsfreiheit bewertet. Die Anbindung von Optimierungsmodell und MIS erfolgt nicht automatisch über einen Algorithmus, sondern über eine Handlungsanweisung, damit die Ergebnisse nachvollzogen werden können. Das MIS-Modell dient im Vorfeld der Optimierungsläufe auch zur Generierung exogener Größen, z.B. der Nachfrage von Energiedienstleistungen. Es kann auch unabhängig vom Optimierungsmodell als eigenständiges Analyseinstrument eingesetzt werden.

1.10.1 Teilmodelle

Der detaillierten Analyse sektor- oder einzeltechnikbezogener Fragestellungen, für die das Optimierungsmodell nur bedingt geeignet ist, dient eine Reihe spezifischer Simulationsmodelle.

Teilmodell Raumwärme: Am „Gesamtsystem Gebäude“ können mit Hilfe dieses Modells Emissionsminderungsmöglichkeiten und damit einhergehende Kosten durch Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenpakete bestimmt werden. Die Untersuchungen beziehen sich sowohl auf Einzelgebäude als auch auf Gebäudeensembles und lassen sich regional eingrenzen oder im nationalen Rahmen einordnen. Ausgangspunkt sind die Energiedienstleistungen „Raumwärme“ und „Brauchwarmwasser“, die einzeln oder gekoppelt befriedigt werden können. Mit dem Raumwärmemodell, das den deutschen Gebäudebestand in Form von Gebäudetypen abbildet, können insbesondere Analysen zur Veränderungsdynamik möglicher Einsparmaßnahmen unter Berücksichtigung der Reinvestitionszyklen aufgezeigt werden.

Teilmodell Industrie: Das Teilmodell Industrie, das als einziges direkt mit der Datenbank verknüpft ist, verbindet die Nachfrage nach industriellen Gütern mit den zu ihrer Herstellung verfügbaren Verfahren, Anlagen, Techniken etc. Sie aggregiert dabei die in der Datenbank abgelegten Energienachfragen, die daraus resultierenden Emissionen sowie zusätzliche Kosten für Energiesparinvestitionen. So können z.B. die Auswirkungen verbesserter Industrieöfen und Trockner auf den Energiebedarf der betroffenen Branchen und der Industrie insgesamt analysiert werden.

Teilmodell Verkehr: Dieses Modell ermöglicht detaillierte Analysen im Bereich „Mobilität“. Ausgehend von den vorgegebenen Verkehrsleistungen (z.B. Personenkilometer, Tonnenkilometer) werden für die Analysejahre und einzelne Regionen Fahrleistungen, Energieverbräuche, Emissionen und Kosten bilanziert. Die Verkehrsleistungen sind nach Verkehrsarten (z.B. Personennahverkehr) differenziert und lassen sich auch für unterschiedliche Fahrzwecke (z.B. Ausbildung, Beruf) ermitteln. Das individuelle Verkehrsverhalten wird somit berücksichtigt. Zur Umsetzung von Verkehrsleistungen auf Fahrleistungen kommen Verkehrstechniken (z.B. PKW) und deren Charakteristika (z.B. Personenbesetzungszahl) zum Einsatz. Die Verkehrstechniken wiederum setzen sich aus den Beständen sowie deren Antriebstechniken zusammen. Alle Parameter sind veränderbar, so dass eigene Szenarien definiert und deren energie-, emissions- und kostenseitige Auswirkungen bestimmt werden können. Darüber hinaus enthält das Modell detaillierte Pkw-Bestandszahlen, auf deren Grundlage sich die Auswirkungen von Einsparmaßnahmen vor dem Hintergrund der zeitlichen Dynamik analysieren lassen.

1.11 Zusammenfassung, Fazit

Mit großem Aufwand wurde im Rahmen des IKARUS-Projektes ein umfangreiches und aktuelles Instrumentarium bestehend aus Modellen, Datenbank und Auswertetools geschaffen, dessen Anwendungsspektrum breiter angelegt ist als ursprünglich geplant. So zeigte

sich schon relativ früh, dass den Sektoren bzw. Bereichen Raumwärme sowie Verkehr im Kontext von Klimagas-minderungsstrategien eine besondere Rolle zukommt. Die Folge war, dass für diese Bereiche zusätzliche Simulationsmodelle und Auswertetools entwickelt wurden. Darüber hinaus wurde im Laufe des Projekts die Datenbank als eigenständiges Informationssystem weiter entwickelt, dessen jetziger Einsatzzweck weit über die ursprüngliche Intention (Datenpool für die Modelle) hinaus geht. Eine zentrale Forderung des Auftraggebers war seinerzeit die Entwicklung eines nutzerfreundlichen PC-lauffähigen Instrumentariums, um eine möglichst große Interessentengruppe anzusprechen. Die Erfüllung dieser Kriterien war mit erheblichen Aufwand verbunden, da einerseits zu Projektbeginn die Verfügbarkeit geeigneter Software nur begrenzt war und andererseits der Aufwand für die Oberflächenprogrammierung unterschätzt wurde. Nur mit erheblichen zusätzlichen Anstrengungen, die deutlich über das Fördervolumen hinausgingen, konnten die Forderungen erfüllt werden. Die softwareseitige Aktualisierung des Instrumentariums sowie die zweite im Rahmen des Projekts durchgeführte Datenaktualisierung stellten zentrale Arbeitspunkte der letzten Phase des IKARUS-Projektes dar.

Das IKARUS-Projekt hat in seiner über 10-jährigen Laufzeit den Anspruch erfüllt, eine akzeptierte Daten- und Modellbasis im Rahmen der um Klimaminderungsmaßnahmen geführten Diskussionen zu sein. Dies wurde nicht zuletzt auch dadurch erreicht, dass Industrie, Wissenschaft und Politik aktiv in das Projekt miteinbezogen wurden. IKARUS wurde und wird für die Analyse von Klimagasreduktionsstrategien von den betreffenden Ressorts genutzt. Stellvertretend seien an dieser Stelle die verschiedenen Politikszenarioszenarienprojekte genannt, im Rahmen derer im Auftrag des BMU bzw. des Umweltbundesamtes nationale Minderungsszenarien entwickelt und Minderungsmaßnahmen evaluiert werden. Die Ergebnisse bilden eine wichtige Grundlage für die in der IMA-CO₂ geführten Diskussionen und wurden u.a. für die Erstellung der nationalen Klimaberichte der Bundesregierung genutzt.

Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist die Analyse zukünftiger mobiler Brennstoffzellenanwendungen. Mit Hilfe des Simulationsmodells Verkehr wurden hierzu verschiedene Untersuchungen im Auftrag vom BMWA sowie der Industrie durchgeführt.

Das IKARUS-Optimierungsmodell wurde im Rahmen des vom BMWA geförderten Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in verschiedenen Modellexperimenten eingesetzt, diskutiert und auf den Prüfstand gestellt. Das Spektrum der Fragestellungen reicht hierbei von Klimagas-minderung bis hin zum Kernenergieausstieg. Darüber hinaus wurde versucht, ergänzende Modellkopplungen mit externen Modellansätzen vorzunehmen.

Wie aus zahlreichen energiewirtschaftlichen und -technischen Publikationen und Studien hervorgeht, wurde die IKARUS-Datenbank als breit akzeptierte Datenbasis genutzt. Das Anwenderspektrum reicht von wissenschaftlichen Institutionen und Industrieunternehmen bis hin zu Ingenieur- und Planungsbüros.

Die Zusammensetzung der Verbundprojektpartner ist interdisziplinär angelegt. Durch die langjährige Zusammenarbeit hat sich ein gut funktionierendes Netzwerk gebildet, dass auch in der Lage ist, ad-hoc-Fragestellungen in kürzester Zeit zu beantworten. Ein Beispiel hierfür war die Beteiligung einiger IKARUS-Verbundpartner an einer vom Projektträger Jülich in Auftrag gegebenen Studie zur Energieforschung in Deutschland, in der die Auswirkungen einiger Energietechniken mit Hilfe des IKARUS-Instrumentariums abgeschätzt wurden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Analyseraster von IKARUS wesentlich zur Standardisierung bei der statistischen Erfassung und Bewertung von Klimagas-minderungsstrategien beigetragen hat. Entscheidende Voraussetzung für den Erfolg des Projekts war das große Engagement der am Projekt Beteiligten und nicht zuletzt die finanzielle Unterstützung und inhaltliche Mitgestaltung der beteiligten Ressorts. Besonders hervorzuheben ist hierbei das außerordentliche Engagement von BMBF und BMWA, deren Beharrlichkeit als Projektinitiator und langjährige Projektbetreuung wesentlich zum Gelingen des Projekts beigetragen haben.

Literaturverzeichnis

1. Biedermann, P., Birnbaum, U., Grube, Th., Hake, J.-Fr., Höhle, B., Linßen, J., Lokurlo, A., Menzer, R., Stolten, D., Walbeck, M. (2002): Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Band 19, Jülich
2. BINE-Informationsdienst Profi-Info III/01, 2001
3. Laue, H.J., Weber, K.H., Tepel, J.W. (1997): IKARUS-Datenbank. Ein Informationssystem zur technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Bewertung von Energietechniken. Abschlussbericht Teilprojekt 2 „Datenbank“. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 4., Jülich
4. Markewitz, P., Heckler, R., Holzapfel, Ch., Kuckshinrichs, W., Martinsen, D., Walbeck, M., Hake, J.-Fr. (1998): Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien IKARUS-Abschlußbericht Teilprojekt 1 „Modelle“. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 6, Jülich
5. Sachse, M., Semke, S. (Hrsg.) (2002): Energieforschung in Deutschland – Aktueller Entwicklungsstand und Potenziale ausgewählter nichtnuklearer Energietechniken. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Energietechnik/Energy Technology, Band 24, Jülich
6. Wagner, H.-F., Stein, G. (Hrsg.) (1999): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland. Strategien für 2000-2020. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York
7. Wagner, U., Stein, G. (Hrsg.) (2000): Energiezukunft 2030. Schlüsseltechnologien und Techniklinien. Beiträge zum IKARUS-Workshop 2000 am 2. und 3. Mai 2000 in Schliersee. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 26, Jülich

Im Rahmen von IKARUS sind über 80 Monographien und Studien zu den Teilprojekten und spezifischen Problemstellungen erschienen. Bestellung: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, 52425 Jülich, Tel.: (02461) 61-5368, Fax: -6103.

2 Makroökonomisches Informationssystem

Wolfgang Pfaffenberger, Ulrike Borszcz und Stefan Vögele

2.1 Einleitung

Das MIS-Modell (Makroökonomisches InformationsSystem) wurde Anfang der 90er Jahre von der Universität Oldenburg im Rahmen des vom BMFT geförderten IKARUS-Projektes entwickelt. Das Kernstück von IKARUS bildet ein technikorientiertes Optimierungsprogramm, das eine sehr große Zahl unterschiedlicher Anwendungstechniken mit Energieeinsatz im Hinblick auf eine kostenminimale Lösung bearbeiten kann. Dabei wird nur nach den jeweiligen Einsatzfeldern dieser Techniken und ihren Kosten analysiert. Unberücksichtigt bleibt hier noch die Frage, inwieweit sich die verschiedenen Energietechniken zu einer volkswirtschaftlich konsistenten Struktur aggregieren können.

Dieser Fragestellung widmen sich die Analysen mit dem MIS-Modell. Zum einen werden mit MIS die makroökonomischen Determinanten bestimmt, wie z.B. die Wirtschaftsleistung der einzelnen Sektoren, welche als exogene Größen in das LP-Modell des IKARUS-Instrumentariums eingespeist werden. Zum anderen wird mit Hilfe von MIS eine volkswirtschaftliche Konsistenzprüfung der durch die Ergebnisse aus dem LP-Modell extern vorgegebenen Energietechniken durchgeführt. MIS bildet das gesamte wirtschaftliche Beziehungsgeflecht ab und ermöglicht dadurch, dass die makroökonomischen Determinanten in konsistenter Weise in die Zukunft fortgeschrieben werden können [7].

2.2 Modellbeschreibung

2.2.1 Input-Output-Modell

MIS ist ein Input-Output-Modell mit detaillierter Abbildung der energieerzeugenden und energieverbrauchenden Sektoren in Deutschland. Die Basis der Berechnungen bilden – spezifisch auf 8 Energie-, 4 Verkehrs-, 18 Industrie- und sonstige Sektoren (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Staat) aggregiert – die Input-Output Tabellen des Statistischen Bundesamtes. Tabelle 2.1 zeigt die sektorale Struktur in MIS.

Tabelle 2.1: Sektorale Struktur in MIS

Nr.	Produktionsbereich	
1.	Kohle, Erzeugnisse des Kohlenbergbaus	Energiesektoren
2.	Mineralölerzeugnisse	
3.	Gas	
4.	Elektrizität, Dampf, Warmwasser	
5.	Raumwärme	
6.	Kernbrennstoff	
7.	Reg. Energie	
8.	Sonstige Energie	
9.	Mot. Individualverkehr (MIV)	Verkehrssektoren
10.	Bahnverkehr	
11.	Straßenverkehr (LKW und Bus) inkl. Werksverkehr (ohne MIV)	
12.	Schiffsverkehr	
13.	sonstiger Verkehr	Sonstige Sektoren
14.	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.	
15.	Glas und Glaswaren	
16.	Gummiwaren, Kunststoffwaren	
17.	Landwirtschaft, Gartenbau, Forstwirtschaft	
18.	Chemische Erzeugnisse	
19.	Verarbeitung Steine u. Erden, Baustoffe usw.	
20.	Sonst. Industrie	
21.	NE-Metalle, NE-Metallhalbzeug	
22.	Eisen u. Stahl, Metallerzeugung	
23.	Zellstoff, Holzschliff, Papier, Pappe	
24.	Maschinen/Fahrzeug/Elektro	
25.	Nahrung-/Genussmittel	
26.	Gießerei	
27.	Baugewerbe	
28.	Wohnungsvermietungen	
29.	sonstige priv. Dienstleistungen	
30.	Staat	

MIS ist ein dynamisches, nachfragegetriebenes Modell: Im Bereich der Endnachfrage werden die Investitionen modellendogen bestimmt, der private Konsum und der Export werden in ihrer Struktur modellendogen über die Preise und modellexogen über die Vorgabe der zukünftigen Entwicklung dieser Größen bestimmt. Im Gegensatz zu der

sonst üblichen Struktur linearer Produktionsfunktionen in Input-Output-Modellen, enthält MIS eine CES-Produktionsfunktion mit substitutionalen Faktoreinsatzmengen. Ausgelöst werden die Substitutionseffekte durch die Vorgabe der Energiepreisentwicklung oder bei Einführung einer Energiesteuer. So kann sich eine Änderung der Einsatzmengen von Kapital und Energie sowie verschiedener Energieträger in den einzelnen Sektoren ergeben [1, 5, 6, 7].

2.2.2 Rechenschritte

Das Modell berechnet aufgrund der beschriebenen Vorgaben eine Art volkswirtschaftliche Gesamtrechnung für den Zielzeitraum bis zum Jahre 2030, wobei Zwischenrechnungen für weitere Stützjahre (2005, 2010, 2020) im Betrachtungszeitraum durchgeführt werden. Konjunkturelle Bewegungen zwischen den explizit betrachteten Stützjahren bleiben dabei entsprechend der langfristigen Natur dieses Modells außer Betracht.

Den Kern von MIS bildet eine Input-Output-Verflechtung der Sektoren, die für die Lieferung von Vorleistungen und die Lieferung von Kapitalgütern eingesetzt wird. Basis dafür ist die funktional gegliederte Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes von 1995. Die Sektoren werden in der verwendeten Tabelle durch die von ihnen produzierten Güter identifiziert. Produziert ein Unternehmen in der Realität Güter, die zu unterschiedlichen Sektoren gerechnet werden, so werden seine Aktivitäten in der Input-Output-Tabelle entsprechend anteilig auf die Sektoren aufgeteilt.

Eine volkswirtschaftlich konsistente Lösung verlangt, dass im Laufe der Zeit so viele Kapitalgüter zum Ersatz und zur Erweiterung der Anlagen und Bauten bereitgestellt werden, dass das vorgegebene Wachstum für die Zielperiode auch realisiert werden kann. Investitionen sind also eine endogene Größe des Modells und werden aufgrund der Vorgabe der Nachfrage von privaten Haushalten, Staat und Ausland sowie aufgrund der Vorgaben für Lebensdauer und Kapitalproduktivität bestimmt. Anschließend wird geprüft, ob diese vom Nutzer avisierte Entwicklung der Nachfrage bzw. der Produktion mit den Annahmen über die Entwicklung der Arbeitsproduktivität und das Erwerbspersonenpotential vereinbar ist. Wenn dies nicht der Fall ist, wird das Nachfragewachstum solange gekürzt, bis eine Nachfrageentwicklung gefunden wird, die innerhalb der Beschäftigungsgrenzen liegt. Das Modell kombiniert also eine eher keynesianische Nachfragewachstumsdynamik mit einer eher neoklassischen Begrenzung durch die erreichbaren Produktionsfaktoren Arbeit (aus Erwerbspersonen) und Kapital (aus modellendogener Akkumulation).

Die errechnete gesamtwirtschaftliche Entwicklung wird nun im Verteilungsmodell auf ihre Implikationen für die Verteilung der Einkommen geprüft. Für den Fall, dass eine CO₂-Steuer betrachtet wird, werden außerdem die Auswirkungen der Steuerlasten geprüft. Sind die Annahmen über die Einkommensverteilung und Steuerbelastung nicht mit

dem Modellergebnis vereinbar, so wird die Nachfragestruktur so lange angepasst, bis eine vereinbare Lösung gefunden wird.

Nunmehr verfügt das Modell über eine konsistente Lösung für die volkswirtschaftlichen Ströme. Im anschließend durchzurechnenden Energiemodell werden diese Ströme im Hinblick auf ihre Implikationen für den Energieeinsatz und die daraus abzuleitenden Umwelteffekte geprüft. Abbildung 2.1 stellt die Zusammenhänge noch einmal zusammenfassend dar:

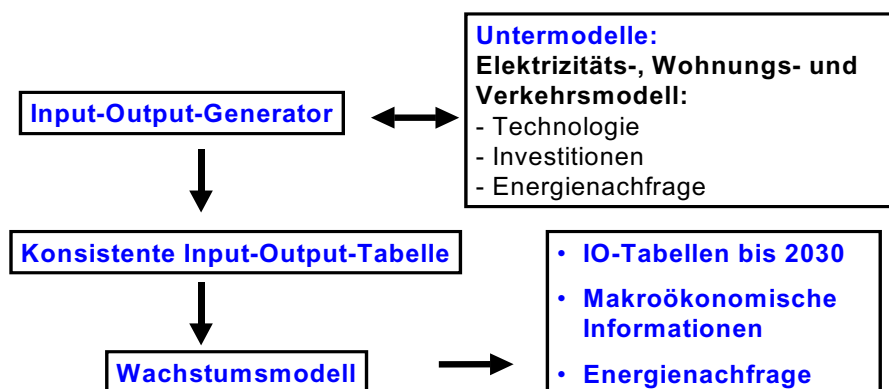


Abb. 2.1: Modellstruktur von MIS

In den Submodellen für Elektrizität, Wohnungen und Verkehr werden diese für die Entwicklung der Energienachfrage besonders wichtigen Wirtschaftsbereiche detaillierter dargestellt als die übrigen Sektoren.

2.2.3 Exogene Größen

Das Modell MIS ist ein offenes Modell, bei dem eine Reihe von Größen des Modells als Stellgrößen durch den Benutzer des Modells vorzugeben sind. Dies bedeutet, dass bei weitem nicht alle Wechselwirkungen eines volkswirtschaftlichen Systems durch das Modell abgebildet werden. Bei der Vorgabe entsprechender Stellgrößen muss der Nutzer darauf achten, dass verschiedene vorzugebende Variablen durchaus voneinander abhängig sein können.

Die wesentlichen exogenen Größen des Modells sind:

- die Entwicklung der Struktur der Nachfrage nach Konsumgütern, staatlichen Leistungen und der Nachfrage des Auslands (Exporte),
- die Entwicklung der Importabhängigkeit der Sektoren,

- die Entwicklung der Lebensdauer der Anlagen und Bauten,
- Substitutionselastizitäten zwischen Kapital und Energie und innerhalb der verschiedenen Energieträger,
- Autonome Effizienzsteigerungen im spezifischen Energie-Input der Sektoren (AEEI),
- die Entwicklung der Arbeitsproduktivität der Sektoren,
- die Entwicklung der Bevölkerung und davon abgeleitet des Erwerbspersonenpotentials,
- Entwicklung der Energiepreise inklusive einer gegebenenfalls eingeführten CO₂-Steuer,
- die Entwicklung des Stromerzeugungsmix und
- die Entwicklung des Wohnungs- sowie des Fahrzeugbestandes.

Schließlich ist auch die Entwicklung der Energietechnologie (spezifischer Energieverbrauch der Sektoren und Kapitalbedarf für Energieumwandlung etc.) hier zu diskutieren. MIS modelliert wie in anderen Modellen die Substitutionsvorgänge modellendogen durch Preisänderungen. Dazu sind die Substitutions- und AEEI-Parameter innerhalb der plausiblen Bandbreiten so einzustellen, dass die jeweiligen Technikwechsel des IKARUS-Optimierungsmodells nachgefahren werden können. Selbstverständlich kann dies beispielsweise für den Fall einer CO₂-Steuer durch MIS allein durch preisinduzierte Substitutionsvorgänge abgebildet werden. Einzelheiten dazu finden sich im Kapitel über das Energiemodell.

2.2.4 Kopplung mit dem IKARUS-Optimierungsmodell

MIS wurde entwickelt um makroökonomische Determinanten, die für das IKARUS-LP-Modell benötigt werden, bestimmen bzw. um mit dem LP-Modell erstellten Szenarien auf ihre volkswirtschaftliche Konsistenz überprüfen zu können. Entsprechend wurden bei der Ausgestaltung von MIS Kopplungsmöglichkeiten zwischen MIS und dem LP-Modell bzw. anderen Energiesystemmodellen vorgesehen. Dies spiegelt sich insbesondere in der Sektorgliederung und im Detaillierungsgrad der Abbildung der Energienachfrage bzw. der Stromerzeugung wider. Möglichkeiten für einen Datenaustausch zwischen MIS und dem LP-Modell zeigt Abbildung 2.2.

Um die mit MIS berechneten ökonomischen Größen für das LP-Modell verwenden zu können, müssen diese in mehreren Schritten aufbereitet und an die Gliederung des IKARUS-LP-Modells angepasst werden (vgl. [2]). Wichtige Größen sind hierbei die sektoralen Produktionswerte, die sektorale Bruttowertschöpfung sowie die Entwicklung der Beschäftigung in den einzelnen Industriezweigen.

Wie beschrieben, werden für MIS viele energiewirtschaftliche bzw. technisch fundierte Daten benötigt. Ein Teil dieser Größen kann dem LP-Modell entnommen werden. Hierzu zählen insbesondere die Angaben zur Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs in den einzelnen Wirtschaftsbereichen sowie des Stromerzeugungsmix. Durch die in MIS

vorhandenen Schnittstellen ist es möglich, die mit dem LP-Modell erstellten Szenarien in volkswirtschaftliche Größen zu übertragen und die LP-Szenarien auf ihre Konsistenz hin zu überprüfen.

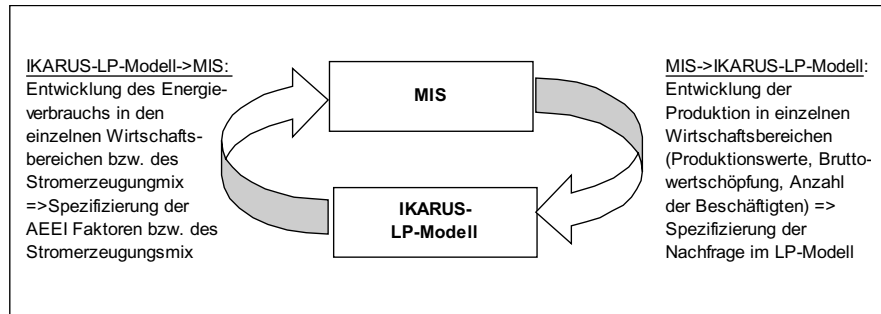


Abb. 2.2: Datenaustausch MIS und LP-Modell

Eine Kopplung der beiden Modelle führt dazu, dass Größen, die in den Modellen selbst exogen festgesetzt wurden, quasi endogenisiert werden. Insbesondere durch Kopplungen im Bereich der Nachfrage im LP-Modell kann dadurch das Analysespektrum erweitert werden. So können bei einer Kopplung des LP-Modells mit MIS u.a. die volkswirtschaftlichen Effekte von Veränderungen im Energiebereich inklusive gesamtwirtschaftlicher Rück- und Wechselwirkungen erfasst werden.

Das IKARUS-LP-Modell und MIS ergänzen sich somit, wobei u.a. zu beachten ist, dass den beiden Modellen verschiedenen Modellphilosophien zugrunde liegen. So handelt es sich bei dem IKARUS-LP-Modell um ein technologisches Optimierungsmodell mit „perfect foresight“, während MIS ein nachfragegetriebenes dynamisches Input-Output Modell ist, bei dem Optimierungskalküle nicht im Vordergrund stehen.

Innerhalb des IKARUS-Projektes wurde der Modell-Verbund LP-Modell-Mis genutzt, um ökonomische Rahmendaten (Entwicklung in den einzelnen Sektoren) zu spezifizieren bzw. um ein energie- und volkswirtschaftlich konsistentes Referenzszenario zu erstellen.

2.3 MIS – Version 6.1 F

Die neueste „Version 6.1 F“ ist eine software- und datenseitig aktualisierte Version des ursprünglich entwickelten Modells. Das Programm läuft unter Windows 2000 in einem DOS-Fenster, wenn folgende Voraussetzung erfüllt ist: Es muss ein XMS Speicher von

mindestens 1 MB zur Verfügung gestellt sein. Nähere Hinweise finden sich im Startprogramm MIS.EXE auf der Startseite und können da abgerufen werden.

Die Untermodelle „Elektrizitätsmodell und Verkehrsmodell“ sind im Tabellenkalkulationsprogramm Excel programmiert und an MIS gekoppelt. Ebenso kann eine Ergebnisdatei in Excel generiert werden, so dass eine Analyse der Daten leicht möglich ist. Eine detaillierte Beschreibung der Version 6.1 F ist in dem Handbuch zu MIS zu finden [6].

2.3.1 Aktualisierung der Basisdaten

Die Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes bilden, wie schon oben erläutert, die Ausgangsbasis für die Berechnungen mit MIS. Im Zuge der datenseitigen Aktualisierung wurde die Input-Output-Tabelle 1995 zu Herstellungspreisen – Inländische Produktion und Importe des Statistischen Bundesamtes im Modell eingearbeitet. Die erforderlichen Daten für die Berechnungen enthalten die „IOT 95 – H72“, die nach 71 verschiedenen Produktionsbereichen gegliedert ist. Die Tabellen 2.2 bis 2.4 zeigen die Zuordnung der Sektoren:

Die IOT 1995 stellt den Verkehrsbereich im Vergleich zu früher weniger detailliert dar, daher mussten die Verkehrssektoren stärker als in früheren Versionen aggregiert werden, im Gegenzug konnten jedoch die Industrie- und Dienstleistungssektoren weiter disaggregiert werden [8, 9, 10].

2.3.2 Makroökonomischen Rahmendaten für die Jahre 2000, 2010, 2020, 2030

Die makroökonomischen Rahmendaten wurden in Abstimmung mit den anderen Projektbeteiligten in MIS aktualisiert. Tabelle 2.5 zeigt die wichtigsten exogenen Größen für die Berechnungen mit MIS.

Auf der Grundlage dieser gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie weiterer Vorgaben, wie zum Beispiel Wachstum der Endnachfrage nach Sektoren, ergibt sich die Entwicklung der einzelnen Sektoren.

Neben wirtschaftlichen Größen wie Wertschöpfung, Anzahl der Erwerbstätigen, Investitionen, Einkommen etc. wird in MIS auch die Energienachfrage der einzelnen Sektoren für alle betrachteten Jahre errechnet. Dabei ist zu beachten, dass die Energienachfrage im Stromsektor in Abhängigkeit des Stromerzeugungsmix, das durch den Benutzer exogen vorzugeben ist, bestimmt wird. Tabelle 2.6 zeigt das Stromerzeugungsmix für das Referenzszenario, das in der aktuellsten Version im Strommodell enthalten ist.

Tabelle 2.2: Zuordnung der Sektoren in MIS (Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Ausarbeitungen)

IOT 95-H 72		Sektor MIS	
Nr.	Name	Nr.	Name
1	Produkte der Landwirtschaft und Jagd	17	Landwirtschaft, Gartenbau, Forstwirtschaft
2	Produkte der Forstwirtschaft	17	Landwirtschaft, Gartenbau, Forstwirtschaft
3	Produkte der Fischerei und Fischzucht	17	Landwirtschaft, Gartenbau, Forstwirtschaft
4	Kohle und Torf	1	Kohle, Erzeugnisse des Kohlenbergbaus
5	Gewinnung von Erdöl, Erdgas, Erbringung diesbez. DL	3	Gas
6	Uran- und Thoriumerze	20	sonst Industrie
7	Erze	20	sonst Industrie
8	Steine und Erden, sonst. Bergbauerz.	20	sonst Industrie
9	Nahrungs- und Futtermittel	25	Nahrung-/Genussmittel
10	Getränke	25	Nahrung-/Genussmittel
11	Tabakwaren	25	Nahrung-/Genussmittel
12	Textilien	20	sonst Industrie
13	Bekleidung	20	sonst Industrie
14	Leder und Lederwaren	20	sonst Industrie
15	Holz und Holzserzeugnisse	20	sonst Industrie
16	Holzstoff, Zellstoff	23	Zellstoff, Holzschliff, Papier, Pappe
17	Papier, Karton und Pappe	23	Zellstoff, Holzschliff, Papier, Pappe
18	Verlagserz.	20	sonst Industrie
19	Druckerz., bsp. Ton-, Bild- und Datenträger	20	sonst Industrie
20	Kokereierz., Mineralölerz., Spalt- und Brutstoffe	2	Mineralölerzeugnisse
21	Pharmazeutische Erzeugnisse	18	Chemische Erzeugnisse
22	Chemische Erzeugnisse	18	Chemische Erzeugnisse
23	Gummiwaren	16	Gummiwaren, Kunststoffwaren
24	Kunststoffwaren	16	Gummiwaren, Kunststoffwaren
25	Glas und Glaswaren	15	Glas und Glaswaren
26	Keramik, Verarbeitung Steinen und Erden	19	Verarbeitung Steine u. Erden, Baustoffe usw.
27	Roheisen, Stahl, Rohre und Halbzeug daraus	22	Eisen u. Stahl, Metallerzeugung

Tabelle 2.3: Zuordnung der Sektoren in MIS (Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Ausarbeitungen) (Fortsetzung)

IOT 95-H 72		Sektor MIS	
Nr.	Name	Nr.	Name
28	NE Metalle und Halbzeug daraus	21	NE-Metalle, NE-Metallhalbzeug
29	Gießereierzeugnisse	26	Gießerei
30	Metallerzeugnisse	22	Eisen u. Stahl, Metallerzeugung
31	Maschinen	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
32	Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte u. -einrichtungen	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
33	Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilg. u.ä.	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
34	Erz. d. Rundfunk-, Fernseh- u. Nachrichtentechnik	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
35	Erz. d. Medizin-, Mess-, Steuer- u. Regelungstechnik	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
36	Kraftwagen und Kraftwagenteilen	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
37	Sonst. Fahrzeuge (Wasser-, Schienen-, Luftfz. u.a.)	24	Maschinen/Fahrzeug/Elektro
38	Möbel, Schmuck, Musikinstr., Sportger., Spielw. u.ä.	20	sonst Industrie
39	Sekundärrohstoffe	20	sonst Industrie
40	Erzg. und Verteilung von Elektrizität und Fernwärme	4	Elektrizität, Dampf, Warmwasser
41	Erzg. und Verteilung von Gasen	3	Gas
42	Gew. und Verteilung von Wasser	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
43	vorbereitende Baustellenarbeiten, Hoch- und Tiefbauarbeiten	27	Baugewerbe
44	Bauinstallationsarbeiten und sonst. Bauarbeiten	27	Baugewerbe
45	Handelsleist. m. Kfz; Rep. an Kfz; Tankleistungen	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
46	Handelsvermittlungs- und Großhandelsleistungen	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
47	Einzelhandelsleistungen; Rep. an Gebrauchsgütern	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
48	Beherbergungs- und Gaststätten-DL	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
49	Eisenbahndienstleistung	10	Bahnverkehr

Tabelle 2.4: Zuordnung der Sektoren in MIS (Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Ausarbeitungen) (Fortsetzung)

IOT 95-H 72		Sektor MIS	
Nr.	Name	Nr.	Name
50	Sonst. Landverkehrs- und Transportleist. in Rohrfernleitungen	11	Straßenverkehr (LKW und Bus) inkl. Werksverkehr (ohne MIV)
51	Schiffahrtsleistungen	12	Schiffsverkehr
52	Luftfahrtleistungen	13	sonstiger Verkehr
53	DL bezügl. Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr	29	sonstige priv. Dienstleistungen
54	Nachrichtenübermittlungs-DL	29	sonstige priv. Dienstleistungen
55	DL der Kreditinstitute	29	sonstige priv. Dienstleistungen
56	DL der Versicherungen (ohne Sozialversicherung)	29	sonstige priv. Dienstleistungen
57	DL des Kredit und Versicherungshilfsgewerbes	29	sonstige priv. Dienstleistungen
58	DL des Grundstücks und Wohnungswesens	28	Wohnungsvermietungen
59	DL der Vermietung bewegl. Sachen (ohne Personal)	29	sonstige priv. Dienstleistungen
60	DL der Datenverarbeitung und von Datenbanken	29	sonstige priv. Dienstleistungen
61	Forschungs- und Entwicklungsleistungen	29	sonstige priv. Dienstleistungen
62	Unternehmensbezogene DL	29	sonstige priv. Dienstleistungen
63	DL der öffentl. Verwaltung, Verteidigung	30	Staat
64	DL der Sozialvers.	30	Staat
65	Erziehungs- und Unterrichts-DL	29	sonstige priv. Dienstleistungen
66	DL des Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesens	29	sonstige priv. Dienstleistungen
67	Abwasser-, Abfallbeseitig. u. sonst. Entsorg.leist.	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
68	DL von Interessenvertretungen, Kirchen u.ä.	29	sonstige priv. Dienstleistungen
69	Kultur-, Sport- u. Unterhaltungs-DL	14	Wasser, Kfz-Rep., Beherbergung, etc.
70	Sonstige Dienstleistungen	29	sonstige priv. Dienstleistungen
71	DL privater Haushalte	29	sonstige priv. Dienstleistungen

Tabelle 2.5: Makroökonomische Rahmendaten für MIS (Quelle: STE-Jülich, TU-München)

	Einheit	1995	2010	2030
Bevölkerung	Mio.	81,82	81,50	77,98
Haushalte	Mio.	36,94	38,50	38,10
Pers./Haushalt		2,36	2,12	2,05
Wohnungen	Mio.	34,71	39,64	43,08
Wohnfläche	Mio. qm	2905,00	3417,00	3848,00
Wohnungsgröße EFH	qm	104,72	108,31	113,43
Wohnungsgröße MFH	qm	66,40	66,45	67,35
Wohnfläche/Pers,	qm/Pers,	35,50	41,93	49,35
Erwerbspersonen	Mio.	36,43	37,34	34,92
Wertschöpfung	%/a		1,86	1,40
BIP	Mrd. € Basis 95	1801,28	2366,67	3189,59
BIP/Kopf	1000 € Basis 95	22,02	29,04	40,90
BIP-Wachstum	%/a		1995/2010	2010/2030
			1,84%	1,50%
Personenverkehrsnachfrage	Mrd. Pkm	980	1071	1146
Güterverkehrsnachfrage	Mrd. tkm	413	611	914

Tabelle 2.6: Stromerzeugungsmix im Referenzszenario (Quelle: STE-Jülich, eigene Berechnungen)

		2010	2020	2030
1.	Anteil Kohle	49%	59%	66%
2.	Anteil Öl	0%	1%	0%
3.	Anteil Gas	12%	21%	25%
4.	Anteil Strom	0%	1%	0%
5.	Anteil Nuklear	29%	8%	0%
6.	Anteil Wasserkraft	4%	4%	4%
7.	Anteil andere Reg.	3%	3%	3%
8.	Anteil Sonstige	2%	1%	0%
9.	Anteil Import	2%	3%	3%
10.	Summe Anteile	100%	100%	100%

Die Entwicklung der Energienachfrage in den einzelnen Sektoren ergibt sich neben der Entwicklung der Produktionsmenge auch in Abhängigkeit des Energieeinsparpotentials, welches in Anlehnung an einen steigenden technischen Fortschritt verwirklicht werden kann. Tabelle 2.7 zeigt die sogenannten AEEI-Faktoren (Autonome Energie Einsparung) für die wichtigsten Sektoren im Betrachtungszeitraum:

Tabelle 2.7: AEEI-Faktoren in MIS (Quelle: Berechnungen STE-Jülich, eigene Berechnungen)

AEEI-Faktoren	1995-2010	2010-2030
NE-Metalle	1,8	1,2
Chemie	1,5	1,7
Eisen	1,6	1,2
Fahrzeugbau, Maschinenbau	1,5	2,1
sonstige Industrie	1,9	2,5
Nahrung u. Genuss	2,2	3,4
Zellstoff u. Papier	2,3	1,8
Steine-Erden	1,5	1,1
Landwirtschaft	1,0	3,1
Bau	1,6	1,7
Dienstl. u. Handel	0,9	2,2
Staat	1,2	1,8

Schließlich wirken sich auch die Energiepreise auf die Entwicklung der Energienachfrage der einzelnen Sektoren aus, weil die Struktur der Produktionsfunktion in einem gewissen Rahmen Substitutionen zwischen verschiedenen Energieträgern zulässt. Die folgenden Preise wurden in 2010 und 2030 angesetzt:

Tabelle 2.8: Energiepreise (Quelle: DIW)

EUR Basis 1995/GJ	2010	2030
Importsteinkohle	1,68	1,78
Rohöl	4,18	4,46
Erdgas	3,48	3,79

2.4 Ergebnisse

Mit Hilfe von MIS wurde das Referenzszenario, entsprechend den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Daten, erarbeitet. Die Ergebnisse dieses Referenzszenarios bilden über ein sogenanntes Softlinking [2] die Grundlage für die Berechnungen der eher technisch orientierten Optimierungsmodelle. Die beiden Abbildungen 2.3 und 2.4 zeigen beispielhaft die Ergebnisse über die Entwicklung der Wertschöpfung und der Erwerbstätigen nach Energie-, Verkehrs-, Industrie- und GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungs-) Sektoren im Betrachtungszeitraum.

Entsprechend den Vorgaben für die Entwicklung des BIPs zeigt sich nach den Berechnungen mit MIS in nahezu allen Bereichen ein deutliches Ansteigen der Wertschöpfung bis 2030. Die Entwicklung der Erwerbstätigen verläuft aufgrund der Annahmen über eine steigende Arbeitsproduktivität nicht analog zum Wirtschaftswachstum. Abbildung 2.3 zeigt die Entwicklung.

Diese Daten wurden, wie Eingangs erwähnt, auf der Grundlage einiger Ergebnisse aus dem LP-Modell ermittelt. Die Ergebnisse aus MIS wiederum wurden als exogene Größen in das LP-Modell eingespeist und die Entwicklung eines optimierten Einsatzes von Energietechniken bis 2030 berechnet.

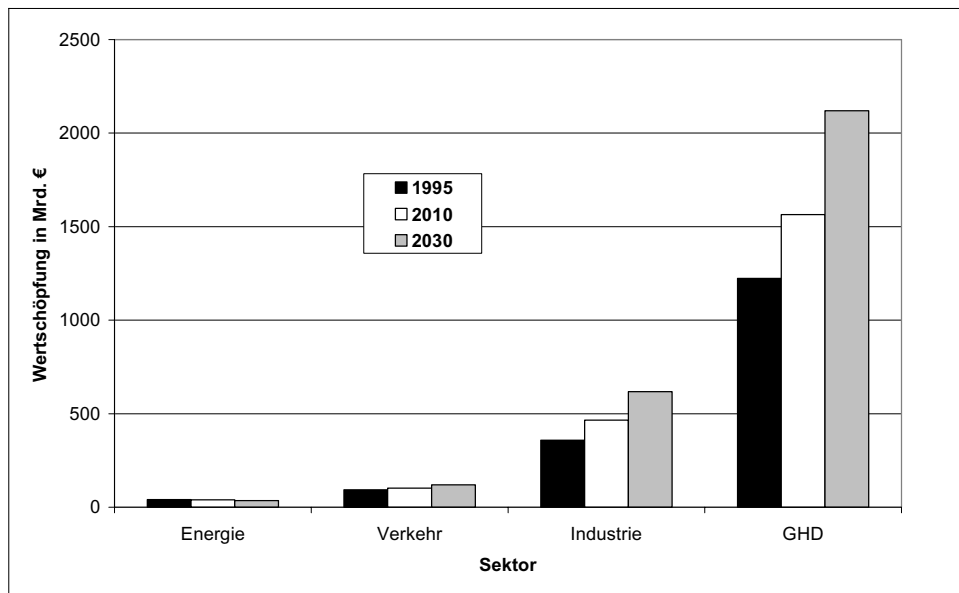


Abb. 2.3: Wertschöpfung nach Sektoren im Betrachtungszeitraum (Quelle: Eigene Berechnungen)

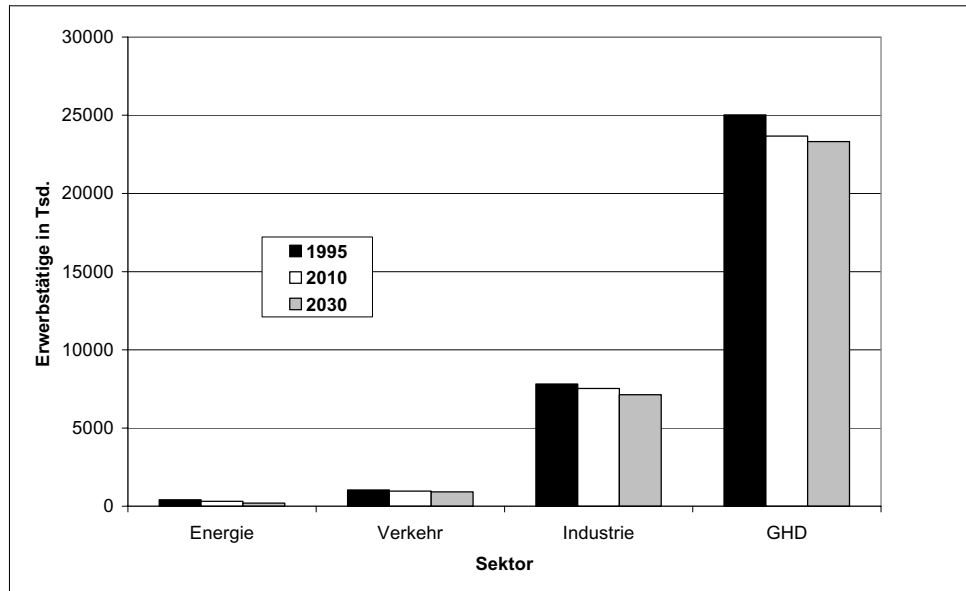


Abb. 2.4: Erwerbstätige nach Sektoren im Betrachtungszeitraum (Quelle: Eigene Berechnungen)

Literaturverzeichnis

1. Bulmer-Thomas, V. (1982): Input-Output Analysis in Developing Countries, Chichester u.a.
2. Grundmann, T. (1999): Volkswirtschaftlich konsistente Energieszenarien zur CO₂-Reduktion. Jülich
3. Holzapfel, C. (2001): Protokolle zu den Sitzungen des Lenkungsausschusses. Jülich
4. Holzapfel, C. (2002): Protokolle zu den Sitzungen des Lenkungsausschusses. Jülich
5. Kemfert, C. (1998): Makroökonomische Wirkungen Umweltökonomischer Instrumente. Oldenburg
6. Pfaffenberger, W., Haupt, U. (2003): Projekt Ikarus-Makroökonomische Einbettung. Handbuch, Bremen
7. Pfaffenberger, W., Ströbele, W. (1995): Projekt Ikarus-Makroökonomische Einbettung. Makroökonomisches Informationssystem Ikarus. Band 1, Oldenburg
8. Statistisches Bundesamt (2000): Input-Output-Rechnung H-59 1995. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18, Reihe 2, Wiesbaden
9. Statistisches Bundesamt (2000): Input-Output-Rechnung H-72 1995. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18, Reihe 2, Wiesbaden (nur auf Datenträger veröffentlicht)
10. Statistisches Bundesamt (2001): Input-Output-Rechnung H-59 1997. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18, Reihe 2, Wiesbaden (nur auf Datenträger veröffentlicht, diese Rechnung wird derzeit überarbeitet)

3 IKARUS – Energieszenarien bis 2030

Dag Martinsen, Peter Markewitz, Dagmar Müller, Stefan Vögele und Jürgen-Friedrich Hake

3.1 Einleitung

Das IKARUS-Optimierungsmodell ist ein wesentlicher Bestandteil des IKARUS-Instrumentariums. Vor dem Hintergrund der Klimagas-minderungsproblematik und den daraus resultierenden Fragestellungen wurde seinerzeit die Architektur der Modellstruktur in Kooperation mit den anderen Verbundprojektpartnern konzipiert. Das in der ersten Projektphase ca. 1994 fertiggestellte IKARUS-Modell wurde inzwischen für eine Fülle von Fragestellungen eingesetzt. Hierbei reicht das Spektrum von nationalen Klimagas-minderungsstrategien, über die zukünftige Rolle erneuerbarer Energien bis hin zum Kernenergieausstieg. Hervorzuheben sind die vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebenen Politiksznarien-Projekte, im Rahmen derer nationale Klimagas-minderungsstrategien entwickelt wurden und in das Optimierungsmodell eingesetzt wurde. Die Ergebnisse bildeten eine wichtige Grundlage für die in der IMA-CO₂ geführten Diskussionen und wurden u.a. für die Erstellung der nationalen Klimaberichte der Bundesregierung genutzt.

Aufbauend auf den im Rahmen des IKARUS-Projekts erarbeiteten Daten wurden in jeder Projektphase Energie- und Klimagas-minderungsszenarien erarbeitet und im Rahmen von Workshops vorgestellt. Diese mit den Projektpartnern abgestimmten Szenarien wurden in den jeweils verteilten Modellversionen implementiert, wobei dem Modellnutzer die Möglichkeit eingeräumt wird, auf dieser Grundlage eigene, nach seinen Vorstellungen gemäße Szenarien zu rechnen. Um ein Höchstmaß an Transparenz zu gewährleisten, werden die vom Modellnutzer im Vergleich zu den IKARUS-Szenarien vorgenommenen Änderungen protokolliert.

Während in der ersten Projektphase die eigentliche Modellentwicklung im Vordergrund stand, bildeten die Anwendung sowie die Daten- und Softwareaktualisierung den Schwerpunkt der nachfolgenden Projektphasen. Zum Abschluss einer jeden Projektphase wurde interessierten Nutzern eine Modellversion zur Verfügung gestellt, die jeweils den aktualisierten Datenbestand als auch Szenarien enthielt.

3.2 Modellbeschreibung

Mit dem Optimierungsmodell werden die vernetzten Zusammenhänge der deutschen Energieversorgung abgebildet. Unter Energieversorgung wird im Sinne der Fragestellung die Bereitstellung und Nutzung von Energie, d.h. die Umwandlung und Verteilung verschiedener Energieträger entlang des Energieflusses, verstanden. Der Energiefluss von der Primärenergie bis zur Nutzenergie lässt sich in Kategorien von Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen beschreiben. Die Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen dargestellt. Dies ist z.B. die Nachfrage nach Raumwärme, Tonnen- und Personenkilometern oder Industriegütern. Anwendung findet das mathematische Verfahren der Linearen Programmierung (LP). Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Das Modell arbeitet quasistatisch als „time-step“-Modell; d.h. die Optimierung erfolgt nicht über einen mehrperiodischen Zeitraum, sondern getrennt für die Zeitstützpunkte 2000 (Kalibrierungsjahr), 2005 (Interpolation), 2010, 2020 und 2030. Somit unterscheidet es sich von einigen sogenannten dynamischen Modellen (z.B. TIMES, PERSEUS), die als Perfect-foresight-Ansätze konzipiert sind. Die Modellstruktur wurde insbesondere vor dem Hintergrund der Minderung von energiebedingten Klimagasemissionen konzipiert. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich in [4].

Das Modell nutzt das von der Freien Universität Berlin entwickelte Mathematical Optimization System (MOPS) sowie für die modellinterne Datenverwaltung die Datenbank Microsoft ACCESS.

3.3 Rahmendaten

Die im Folgenden beschriebenen demographischen, ökonomischen und technologischen Rahmenbedingungen wurden im Rahmen des IKARUS-Projekts zusammengestellt bzw. generiert. Hierbei handelt es sich um einen abgestimmten Datensatz, dessen Konsistenz u.a. mit Hilfe des MIS-Modells erreicht wurde.

Demographische und gesamtwirtschaftliche Entwicklung: Die demographische Entwicklung wird entsprechend der 2. Variante der Bevölkerungsentwicklung des Statistischen Bundesamtes [5] angenommen. Demnach sinkt die Bevölkerung in den nächsten 30 Jahren um fast 4 Mill. auf ca. 78 Mill. Die Rate, mit der die Bevölkerung abnimmt, steigt dabei kontinuierlich: Für den Zeitraum bis 2010 wird pro Jahr ein Rückgang von 0,06 % unterstellt, für die darauf folgenden 10 Jahre eine Rate von 0,14 % (2010 bis 2020) und für die Jahre von 2020 bis 2030 eine solche von 0,30 %. (Tabelle 3.1) Aufgrund der geringeren Kinderzahlen je Familie, einer höheren Lebenserwartung sowie dem Trend zu Singlehaushalten, nimmt in dieser Bevölkerungsprognose die Zahl der privaten Haushalte

in den nächsten zehn Jahren um jährlich etwa 0,26 % zu. Erst im letzten Jahrzehnt bis zum Jahr 2030 ist die Anzahl der Haushalte rückläufig, geprägt durch die abnehmende Bevölkerungszahl. Die Zahl der Wohnungen steigt deutlich stärker als die Zahl der Haushalte. Ursache ist die zunehmende Anzahl der Zweitwohnungen für berufstätige Pendler sowie der Rentnerhaushalte. Hierdurch wächst die Zahl der Wohnungen von heute etwa 36,8 Mill. auf gut 43 Mill. im Jahr 2030.

Tabelle 3.1: Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

	Einheit	Jeweilige Werte				Veränderungen in %/a		
		2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Bevölkerung	Mio.	81,99	81,50	80,34	77,98	-0,06	-0,14	-0,30
Zahl der Haushalte	Mio.	37,5	38,5	38,80	38,10	0,26	0,08	-0,18
Personen je Haushalt	Anzahl	2,19	2,12	2,07	2,05	-0,32	-0,22	-0,12
Wohnungen	Mio.	36,82	39,64	41,60	43,08	0,74	0,48	0,35
Wohnungen je 1000 Haushalte	Anzahl	982	1030	1072	1131	0,48	0,41	0,53
Wohnungsfläche	Mio. m ²	3116,5	3408,6	3637,1	3838,6	0,90	0,65	0,54
Wohnungsfläche je Einw.	m ²	38,0	41,8	45,3	49,2	0,96	0,80	0,84
Wohnungsgröße EFH	m ²	105,95	108,31	110,62	113,43	0,22	0,21	0,25
Wohnungsgröße MFH	m ²	65,94	66,45	66,88	67,35	0,08	0,06	0,07
Erwerbspersonen	Mio.	37,54	37,34	37	34,92	-0,05	-0,09	-0,58
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. € (1995)	1963,8	2366,7	2797,5	3189,6	1,88	1,69	1,32
BIP je Einwohner	€	23951	29039	34821	40903	1,94	1,83	1,62

Es wird angenommen, dass sich die Wohnungsgröße in neuen Einfamilienhäusern von heute knapp 106 qm auf 113 qm im Jahr 2030 erhöht. Die Wohnungsgröße in neuen Mehrfamilienhäusern verändert sich nur unwesentlich von heute knapp 66 qm auf knapp 68 qm im Jahr 2030. Insgesamt nimmt die Wohnfläche bis zum Jahr 2030 um etwa 23 % zu. Die Wohnfläche pro Einwohner steigt somit von heute etwa 38 qm auf gut 49 qm im Jahr 2030. Die Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung wurden vom Bremer Energieinstitut (BEI) auf der Grundlage des MIS-Modells entwickelt. Danach wächst das reale Bruttoinlandsprodukt von 1.964 Mrd. EUR im Jahr 2000 auf knapp 2 367 Mrd. EUR bis zum Jahr 2010, was einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von fast 1,9 % entspricht. In der Periode von 2010 bis 2020 schwächt sich das jährliche Wachstum mit 1,7 % leicht ab; im Jahr 2020 beträgt dann das reale Bruttoinlandsprodukt annähernd 2 800 Mrd. EUR. Bis zum Jahr 2030 wird eine weitere Abschwächung des gesamtwirtschaftlichen Wachstums auf jahresdurchschnittlich 1,3 % unterstellt; für 2030 errechnet sich daraus

ein Bruttoinlandsprodukt von fast 3.200 Mrd. EUR. Tabelle 3.2 enthält die dazu kompatible Entwicklung der Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe. Demnach wächst die reale Bruttowertschöpfung aller Branchen, allerdings unterschiedlich stark. So steigt die reale Bruttowertschöpfung der energieintensiven Chemie durchschnittlich um 1,6 % pro Jahr, während die Zuwachsraten anderer energieintensiver Branchen (Eisenschaffende Industrie, Zellstoff und Papier) insbesondere in der ersten Dekade deutlich niedriger liegen.

Tabelle 3.2: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe

Wirtschaftszweig	Bruttowertschöpfung in Mrd. € zu Preisen von 2000				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Steine und Erden	13,78	14,46	16,20	18,20	0,48	1,14	1,17
Eisenschaffende Industrie	38,35	41,84	46,57	51,80	0,87	1,08	1,07
NE-Metalle	2,30	2,71	3,10	3,52	1,65	1,35	1,28
Gießereien	2,65	3,15	3,60	4,12	1,74	1,34	1,36
Zellstoff und Papier	9,27	9,71	11,15	12,81	0,46	1,39	1,40
Chemie	37,38	43,81	51,12	59,65	1,60	1,56	1,56
Fahrzeugbau, Elektrotechnik	179,78	222,44	261,40	307,16	2,15	1,63	1,63
Nahrungsmittel	35,00	39,41	44,24	49,67	1,19	1,16	1,16
Sonstige Industrien	44,14	63,12	70,30	78,28	3,64	1,08	1,08
<i>Industrie gesamt</i>	<i>362,65</i>	<i>440,65</i>	<i>507,68</i>	<i>585,21</i>	<i>1,97</i>	<i>1,43</i>	<i>1,43</i>

Aus Tabelle 3.3 ist die mengenmäßige Entwicklung einiger wichtiger energieintensiver Produkte ersichtlich. Danach ist eine rückläufige Entwicklung vieler energieintensiver Produkte zu erwarten. Die Herstellung von Hüttenaluminium wird bis zum Jahr 2030 in Deutschland eingestellt.

Die Zahl der Erwerbstätigen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen insgesamt erhöht sich bis 2020 noch leicht, geht dann aber bis 2030 spürbar zurück, so dass es im Endjahr in diesem Bereich etwa eine Million weniger Erwerbstätige gibt (Tabelle 3.4). Dabei gewinnen die privaten und öffentlichen Dienstleistungen an Bedeutung, während insbesondere die Zahl der Erwerbstätigen in der Land- und Forstwirtschaft sowie im Baugewerbe weiter abnimmt.

Tabelle 3.3: Mengenmäßige Entwicklung ausgewählter Industrieprodukte

Produkte	Produkte (Mill. t)				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Zement	36,05	35,05	34,55	33,53	-0,28	-0,14	-0,30
Kalk	7,26	6,90	6,50	6,00	-0,51	-0,60	-0,80
Ziegel	17,00	16,90	16,00	15,60	-0,06	-0,55	-0,25
Glas	6,61	6,78	6,90	6,95	0,26	0,18	0,07
Zucker	4,30	4,50	4,58	4,45	0,45	0,18	-0,30
Walzstahl	38,97	36,10	35,90	34,80	-0,76	-0,06	-0,31
Rohstahl	30,85	26,23	23,25	20,46	-1,61	-1,20	-1,27
Elektrostahl	13,32	14,69	17,03	18,60	0,98	1,49	0,88
Hüttenaluminium	0,64	0,65	0,20	0,00	0,09	-11,12	-100,00

Tabelle 3.4: Entwicklung der Erwerbstätigenzahl im GHD-Sektor in Deutschland

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

Annahmen zur Entwicklung im Verkehr: Als wichtigste bedarfsbestimmende Größe im Verkehrssektor werden im IKARUS-Modell die Verkehrsleistungen exogen vorgegeben. Dabei wird zwischen Personenverkehr (Personenkilometer Pkm) und Güterverkehr (Tonnenkilometer tkm) unterschieden. Tabelle 3.5 enthält die Verkehrsleistungen, die dem IKARUS-Modell zugrunde liegen.

Die Personenverkehrsnachfrage steigt trotz abnehmender Bevölkerungszahl von heute etwa 926 Mrd. Pkm auf 1.190 Mrd. Pkm im Jahr 2030 und somit um knapp 30 %. Weitaus

drastischer fällt der Anstieg im Güterverkehrsbereich aus. Hier nimmt die Verkehrsleistung von heute etwa 489 Mrd. tkm auf etwa 889 Mrd. tkm zu, was einem Anstieg von über 80 % entspricht. Die jährlichen Zuwachsraten für den Güterverkehr liegen in den Perioden 2000/2010 und 2010/2020 bei ca. 2,3 % bzw. 2,0 %. Erst in der Periode 2020/2030 fällt die jährliche Wachstumsrate mit etwa 1,7 % etwas geringer aus.

Tabelle 3.5: Entwicklungen der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr

Bereich	Jeweilige Werte				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Personenverkehr*	926	1025	1116	1190	1,01	0,85	0,65
Güterverkehr	489	613	750	889	2,29	2,04	1,71

*) ohne Fußgänger und Radfahrer, Luftverkehr: Inlandkonzept

Energieträgerpreise: In aktuellen Prognosen und Szenarien wird überwiegend angenommen, dass die Rohölpreise bis zum Jahr 2010 unter 20 US-Dollar je Barrel liegen werden. Für das Jahr 2020 liegt die Spanne der Preisschätzungen zwischen 15 und 28 Dollar je Barrel. Nach einer aktuellen Analyse von [1] deutet vieles darauf hin, dass das Rohölpreisniveau langfristig deutlich unter 30 US-Dollar pro Barrel bleibt. Ausgegangen wird für das Jahr 2020 von einem Rohölpreis von 25 US-Dollar je Barrel und für 2030 von etwa 27 US-Dollar je Barrel (vgl. Tabelle 3.6). Grundlegende Veränderungen der Energiepolitik – dazu zählt auch eine weltweite Reduktion der CO₂-Emissionen – werden dabei nicht unterstellt. Welche weiteren Annahmen getroffen wurden und wie bei der Ermittlung der Grenzübergangspreise methodisch vorgegangen wurde, findet sich in [1]. Die Importenergiepreise anderer wichtiger Energieträger, die den Szenariorechnungen zugrunde gelegt werden, sind in Tabelle 3.7 dargestellt.

Tabelle 3.6: Entwicklungen der Rohölpreise

	Einheit	2000	2010	2020	2030	Veränderungen in %/a		
						2000/10	2010/20	2020/30
Spotpreis Brent, nominal	\$/Barrel	28,40	28,69	35,72	46,11	0,10	2,22	2,59
Spotpreis Brent, real 2000	\$/Barrel	28,40	24,00	25,00	27,00	-1,67	0,41	0,77
Wechselkurs	€/US\$	1,08	1,00	0,96	0,90	-0,77	-0,41	-0,64
Spotpreis Brent, nominal	€/t	232,35	217,62	258,18	312,36	-0,65	1,72	1,92
Spotpreis Brent, nominal	€/GJ	5,44	5,10	6,05	7,32			
Grenzübergangswert, real 2000	€/GJ	5,32	4,39	4,49	4,68	-1,90	0,23	0,42

Tabelle 3.7: Annahmen zu den Preisen der wichtigsten Importenergieträger

Energieträger	Importpreise in €/GJ in Preisen von 2000				Veränderungen in %/a		
	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Steinkohle	1,32	1,76	1,80	1,87	2,90	0,22	0,42
Benzin	7,06	6,28	6,51	6,79	-1,15	0,36	0,42
Diesel	6,95	5,45	5,61	5,85	-2,41	0,30	0,42
Heizöl leicht	6,95	5,45	5,61	5,85	-2,41	0,30	0,42
Heizöl schwer	5,06	3,51	3,60	3,75	-3,58	0,23	0,42
Erdgas A	3,27	3,65	3,82	3,98	1,09	0,46	0,42
Erdgas B	4,11	4,56	4,77	4,97	1,04	0,46	0,42
z. Vgl. Braunkohle	1,44	1,51	1,64	1,68	0,48	0,83	0,25

Begrenzungen: Eine Auswahl der wichtigsten Begrenzungen, die den Berechnungen zugrunde gelegt wurden, enthält Tabelle 3.8. Die hier angenommenen Begrenzungen sind im Sinne von Szenarioannahmen, nicht aber als energiepolitische Empfehlungen zu verstehen.

Tabelle 3.8: Wichtige energiepolitische und technische Begrenzungen in den Szenarien

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Gewinnung	PJ	1005	> 300	(–)	(–)
Steinkohle-Importe	PJ	910	< 1800	< 2400	< 3000
Braunkohle-Förderung	PJ	1521	> 800	> 800	> 800
			< 1600	< 1500	< 1400
Erdgas-Förderung	PJ	633	< 700	< 600	< 500
Erdgas-Importe A	PJ	2683	< 4000	< 4000	< 4000
Erdgas-Importe B	PJ		< 4000	< 4000	< 4000
Windkraft	GW	5,9	> 12	> 12	> 12
Kernenergie	GW _{netto}	22,2	18,3	7,8	0

(–) bedeutet, dass keine Begrenzungen vorgegeben worden sind.

Unter Berücksichtigung der Kohlebeschlüsse der Bundesregierung und der derzeit laufenden energiepolitischen Diskussionen wurde für das Jahr 2010 eine Mindestfördermenge heimischer Steinkohle von 300 PJ (ca. 10 Mill. tSKE) angenommen. Für den Zeitraum danach wird davon ausgegangen, dass die Subventionen auslaufen und die deutsche Steinkohle mit der Importsteinkohle konkurrieren muss. Ausgehend von den jeweiligen Fördergebieten und unter Berücksichtigung der bekannten unternehmensspezifischen Planungen sowie Aktivitäten, wurde eine Mindestfördermenge für die deutsche Braunkohle-

le abgeschätzt. Hierbei wurde auch die Altersstruktur des braunkohlebefeuerten Kraftwerksparks sowie aktuelle Kraftwerksbauten in den Blick genommen. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass die inländische Erdgasförderung rückläufig ist. Sie wird im Jahr 2030 nur noch knapp drei Viertel (inkl. einer potenziellen Zusatzförderung bei starker Nachfrage) der heute geförderten Menge betragen. Wie aktuelle internationale Energieprognosen [2] zeigen, wird der Erdgasverbrauch nicht nur in Deutschland sondern auch in anderen europäischen Staaten steigen. Es ist daher davon auszugehen, dass die erhöhte Erdgasnachfrage auch höhere Erdgaspreise nach sich zieht, was durch die Vorgabe unterschiedlicher Preiskategorien berücksichtigt wird (vgl. Tabelle 3.7). Wird das Potenzial der billigeren Erdgaskategorie A ausgeschöpft, besitzt das Modell die Möglichkeit das teurere Erdgas der Kategorie B zu importieren. Hinsichtlich der zukünftigen Rolle der Kernenergie wurden auf der Basis der zwischen Bundesregierung und den Betreibern von Kernkraftwerken geschlossenen Ausstiegsvereinbarung die für die jeweiligen Zeitstützpunkte verbleibenden Restkapazitäten abgeschätzt. Demnach wird im Jahr 2020 noch gut ein Drittel der heute am Netz befindlichen Kernkraftwerke zur Stromerzeugung beitragen. Für die Windkraft wurde in Anlehnung an die Ende 2002 installierte Windkraftleistung von ca. 12 GW eine dementsprechende Mindestkapazität vorgegeben.

3.4 Szenarien

Auf der Grundlage der zuvor dargestellten Rahmendaten bzw. -annahmen werden folgende Szenarien generiert, die in der aktuellen Modellversion implementiert sind:

Basisszenario: Bei dem Basisszenario handelt es sich um eine Entwicklung, die im Sinne von Business as Usual zu interpretieren ist. Basis bilden hierbei der angenommene Rahmendatensatz und die daraus abgeleiteten Größen, die dem Modell in Form von Nachfragen (z.B. Verkehrsleistungen, Entwicklung der Bruttowertschöpfung etc.) vorgegeben werden. Das Basisszenario hat insofern große Relevanz, da es als Vergleichsmaßstab bei der Ergebnisbewertung von Klimagas-minderungsszenarien herangezogen wird.

Reduktionsszenario: Gegenüber dem Basisszenario unterscheidet sich das Reduktionsszenario dadurch, dass dem Modell Emissionsbegrenzungen für CO₂ vorgegeben werden. D.h. unter der Randbedingung eines CO₂-Reduktionspfades (Tabelle 3.9) wird die Wahl der Minderungsmaßnahmen für das gesamte Energiesysteme unter kostenoptimalen Kriterien berechnet. Als Ergebnisse werden Energieverbräuche, sektorale CO₂-Minderungen usw. ausgewiesen.

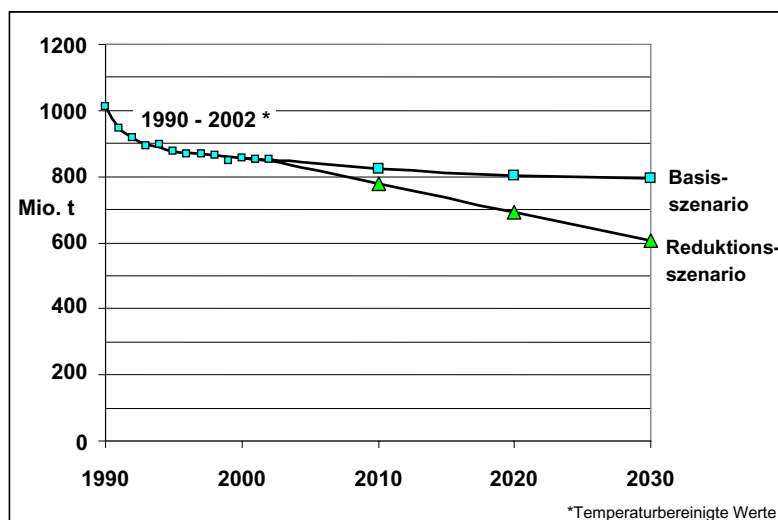
Tabelle 3.9: Reduktionspfad des IKARUS-Reduktionsszenarios

	1990*	20001*	2010	2020	2030
CO ₂ -Emissionen in Gt	1010	857	778	693	606
Prozentuale Minderung gegenüber 1990	-	15	23	31	40

*) temperaturbereinigt

3.4.1 Szenarienergebnisse

Abbildung 3.1 zeigt den zeitlichen Verlauf der CO₂-Emissionen im Basisszenario sowie die Vorgaben der einzuhaltenden Emissionsrestriktionen im Reduktionsszenario. Demnach nehmen die CO₂-Emissionen im Basisszenario gegenüber dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2010 um ca. 5 % ab, sinken bis 2020 um weitere 2 Prozentpunkte und stagnieren im danach folgenden Zeitraum.

**Abb. 3.1:** Zeitliche Entwicklung der CO₂-Emissionen

Interpretiert man die im Rahmen des EU-Burden-Sharing-Prozesses für Deutschland eingegangene Klimagasreduktionsverpflichtung als reines CO₂-Minderungsziel (-21 % bis 2010), wird dieses im Basisszenario mit gut 19 % knapp verfehlt. Bezieht man alle Klimagase mit ein, dürfte die Erreichung der Zielsetzung realistisch sein. Weitergehende über das Jahr 2010 hinausgehende Minderungsziele, wie sie derzeit im politischen Raum dis-

kutiert werden, wie z.B. eine Reduktion von 40 % bis zum Jahr 2020 oder 2030 werden im Basisszenario jedoch deutlich verfehlt.

Bereits im Basisszenario ist der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2000 rückläufig (Abbildung 3.2). Im Jahr 2030 erreicht er ein Niveau, das etwa 15 % niedriger liegt. Als Grund hierfür ist neben den endenergiewirtschaftlichen Energieeinsparungen in erster Linie die Einsparung im Umwandlungssektor zu nennen. Allerdings sind diese zum Teil auch bilanztechnisch bedingt. Kernenergie, deren primärenergiewirtschaftliche Bewertung mit einem Faktor von 0,33 erfolgt, wird durch fossile Stromerzeugungstechniken substituiert, deren Nutzungsgrade sehr viel höher sind.

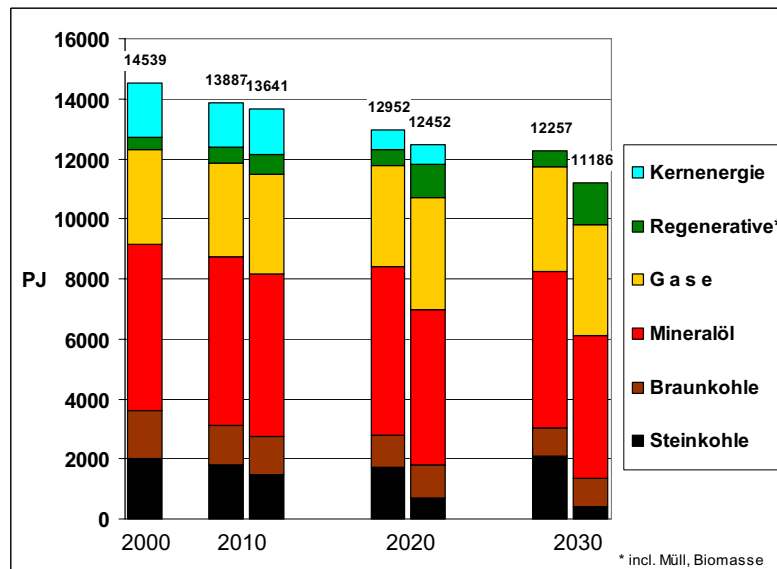


Abb. 3.2: Primärenergieverbrauch aufgeschlüsselt nach Energieträgern in den Szenarien (Links: Basisszenario, Rechts: Reduktionsszenario)

Ab dem Jahr 2010 zeigen sich die Auswirkungen des Kernenergieersatzes, indem zuerst Erdgaskraftwerke gebaut werden und in 2030 die Steinkohleverstromung deutlich zunimmt. Auch der Einsatz erneuerbarer Energien nimmt zu, spielt jedoch im Vergleich mit den klassischen fossilen Energieträgern eher eine marginale Rolle.

Die Vorgabe stringenter CO₂-Reduktionsziele führt gegenüber dem Basisszenario zu einer deutlichen Veränderung, sowohl in der Höhe des Primärenergieeinsatzes als auch in seiner energieträgerspezifischen Zusammensetzung. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist deutlich ausgeprägter und liegt im Jahr 2030 um etwa 23 %

unter dem heutigen Verbrauchsniveau. Dies ist auf eine deutlich höhere Energieeinsparung in den Endverbrauchssektoren und auf den Einsatz effizienter erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke zurückzuführen. Um die Reduktionsziele zu erreichen, findet gegenüber dem Basisszenario eine Rücknahme der Kohleverstromung und eine signifikante Erhöhung der Erdgasverstromung statt. Der Einsatz der Steinkohle liegt im Jahr 2030 um ca. 80 % niedriger als im Basisszenario. Dagegen nimmt der Erdgasverbrauch um ca. 6 % leicht zu. Der Beitrag erneuerbarer Energien nimmt um einen Faktor 2,6 signifikant zu.

Abbildung 3.3 verdeutlicht, von welchen energiewirtschaftlichen Sektoren die Hauptlasten der Emissionsminderungen getragen werden. In den Jahren 2010 bis 2030 liegt der Anteil des Umwandlungssektors zwischen zwei Drittel und drei Viertel und der aller Endverbrauchssektoren etwa ein Drittel bzw. ein Viertel. Die Hauptlast der Emissionsminderung in den Endverbrauchssektoren wird vom Haushaltssektor getragen (bis 2020 ca. 60 %), wobei am Ende des Betrachtungszeitraumes der relative Anteil abnimmt. Dann werden auch verstärkt in den Sektoren Industrie, Kleinverbraucher und Verkehr die CO₂-Emissionen reduziert. Darüber hinaus werden erneuerbare Energien eingesetzt, insbesondere Solarkollektoren bei den Einfamilienhäusern.

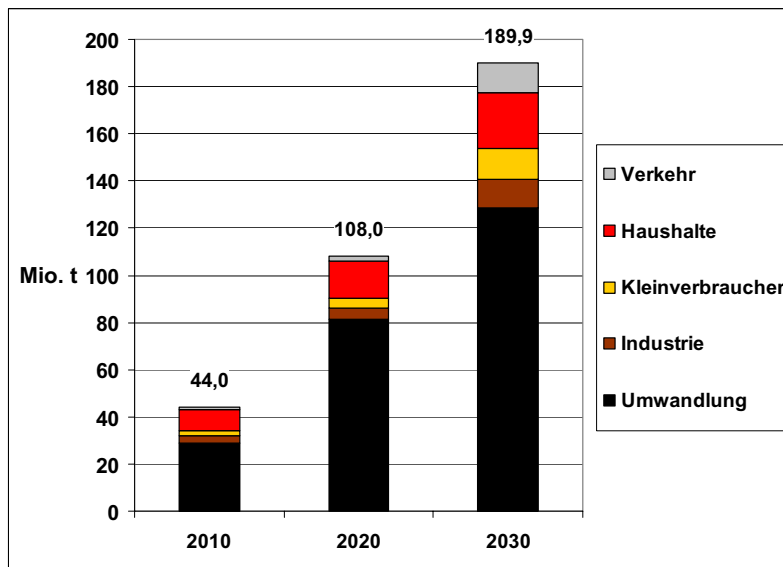


Abb. 3.3: CO₂-Einsparung der energiewirtschaftlichen Sektoren

Gegenüber dem Basisszenario fallen die endverbrauchsseitigen Einsparungen im zeitlichen Verlauf immer höher aus und erreichen im Jahr 2030 einen Wert von 8 % (ca. 770

PJ). Dies wiederum führt in erster Linie zu einem Rückgang des Ölverbrauchs (Abbildung 3.4) wobei in einigen Sektoren Erdöl durch Erdgas substituiert wird. Im Jahr 2030 wird auch weniger Erdgas eingesetzt aufgrund von Einsparungen im Bereich Haushalt und Kleinverbraucher.

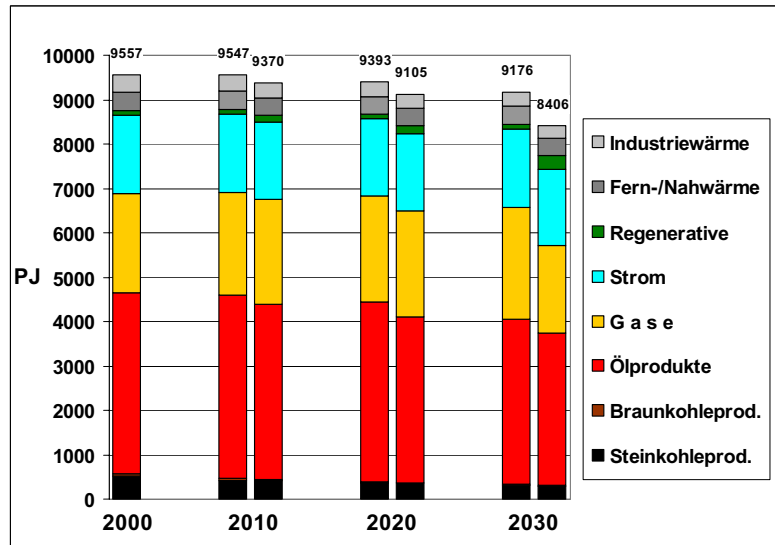


Abb. 3.4: Endenergieverbrauch aufgeschlüsselt nach Energieträgern in den Szenarien (Links: Basisszenario, Rechts: Reduktionsszenario)

Zu welchen Anteilen die Energieeinsparung in den einzelnen Sektoren stattfindet, zeigt Abbildung 3.5. Der größte Anteil der Energieeinsparung entfällt auf den Haushaltssektor und ist hauptsächlich auf massive Wärmedämmmaßnahmen im Altbaubereich zurückzuführen. An zweiter Stelle folgt der Industriesektor, dessen Anteil ein Drittel (bis 2020) bzw. ein Viertel (2030) beträgt. Erst im Jahr 2030 ist ein signifikanter Anteil des Verkehrssektors an der gesamten endenergieseitigen Einsparung festzustellen. Im Jahr 2030 liegt dieser Anteil bei ca. 23 %. Im Haushaltssektor werden Wärmedämmmaßnahmen im Altbau innerhalb vom Renovierungszyklus vorgenommen. Darüber hinaus werden im Alt- und Neubau effiziente erdgasbefeuerte Brennwertkessel eingesetzt. Im Industriesektor werden Einsparungen bei der Erzeugung und Verwendung von Prozesswärme vom Modell gewählt. Die Einsparung im Jahr 2030 beträgt hier etwas weniger als 10 % im Vergleich zum Basisszenario. Im Kleinverbrauchersektor werden im Basisfall schon erste kleinere Maßnahmen zur Wärmedämmung ergriffen. Im Reduktionsszenario werden zwar weitere Maßnahmen zur Energieeinsparung gewählt, sie

fallen aber bis 2020 verhältnismäßig gering aus. Danach wird aber auch bei den Kleinverbrauchern deutlich eingespart. Im Verkehrssektor wird ebenfalls erst am Ende des Betrachtungszeitraumes signifikant eingespart. Es werden dann vor allem im Bereich Güterverkehr sehr effiziente Spar-Lkws eingesetzt, die sich durch einen deutlich geringeren Kraftstoffverbrauch auszeichnen.

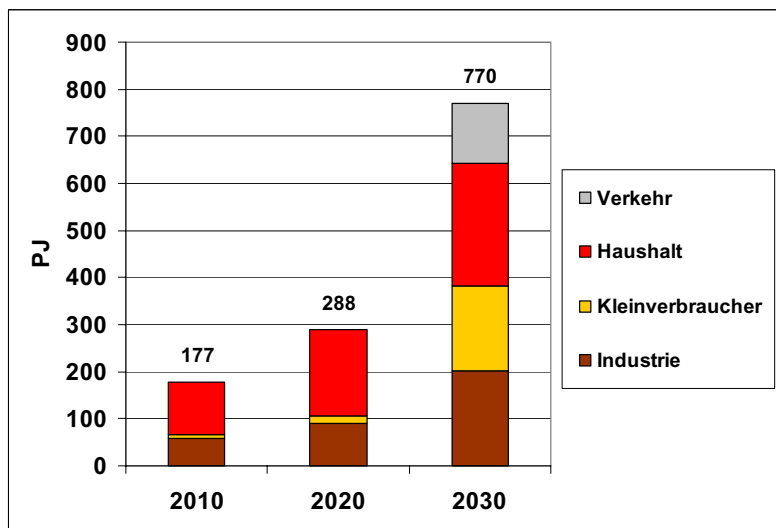


Abb. 3.5: Endenergieseitige Einsparung aufgeschlüsselt nach Sektoren im Reduktions-Szenario

Wie zuvor erläutert, kommt dem Umwandlungssektor eine dominierende Rolle bei der Erfüllung der Reduktionspflichten zu. Aufgrund eines stagnierenden bis abnehmenden Stromverbrauchs ist eine ähnliche Entwicklung bei der Stromerzeugung festzustellen. Der Kernenergieausstieg bewirkt im Basisszenario eine Zunahme der Erdgas- aber auch der Steinkohleverstromung (2030). Im Jahr 2030 sind sämtliche Kernkraftwerke außer Betrieb. Der ausfallende Grundlaststrom wird in neuen Stein- und Braunkohlekraftwerken mit hoher Wirkungsgrad produziert, während die GuD-Kraftwerke hauptsächlich Mittellaststrom erzeugen (Abbildung 3.6 und 3.7). Ein weiterer über das heutige Niveau hinausgehender Ausbau der Windkraft erfolgt im Basisszenario nicht. Die installierten Braunkohlekraftwerksleistung liegt im Jahr 2030 mit 16 GW etwas niedriger als heute. Die installierte Kapazität der Steinkohlekraftwerke liegt mit knapp 28 GW etwas über dem heutigen Niveau.

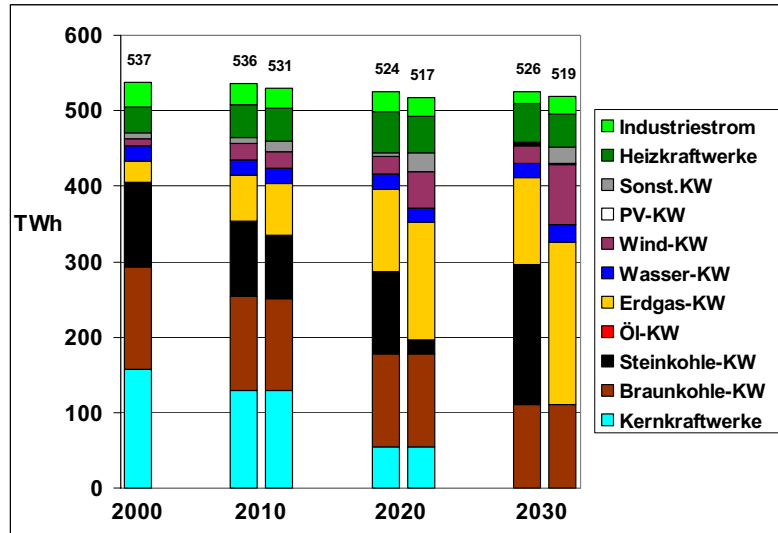


Abb. 3.6: Nettostromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern in den Szenarien (Links: Basisszenario, Rechts: Reduktionsszenario)

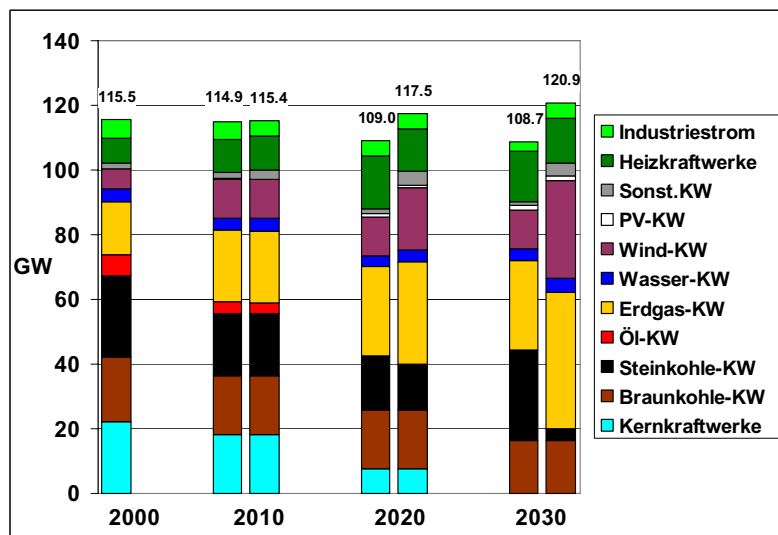


Abb. 3.7: Installierte Netto-Kraftwerksleistung in den Szenarien (Links: Basisszenario, Rechts: Reduktionsszenario)

Die Ergebnisse des Reduktions-Szenarios verdeutlichen, dass die Struktur der Stromerzeugung und damit des Kraftwerksparks durch die Vorgabe von Reduktionszielen deutlich anders verläuft. Die gesetzten Reduktionsziele bewirken ein drastisches Zurückfahren der kohlegefeuerten Stromerzeugung und eine deutliche Zunahme der Stromerzeugung von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung beträgt im Jahr 2030 ca. 40 %. Sowohl GuD-Kraftwerke als auch Braunkohlekraftwerke produzieren im Jahr 2030 Grundlaststrom, während Steinkohlekraftwerke im Jahr 2030 keine Rolle mehr spielen. Der gegenüber der Steinkohle verbleibende relativ hohe Braunkohleverstromungsanteil erklärt sich durch die Altersstruktur der Anlagen. Durch die Modernisierung des ostdeutschen Kraftwerksparks sowie den Zubau von hocheffizienten Anlagen in den alten Bundesländern, steht auch im Jahr 2030 noch ein verglichen mit den Steinkohlekraftwerken effizienter Braunkohlekraftwerkspark zur Verfügung. Signifikant ist der Zubau von Windkraftwerken. Ihr Anteil an der gesamten Kraftwerksleistung beträgt im Jahr 2030 mit ca. 30 GW etwa 25 %. Hierbei handelt es sich um leistungsvergrößerte On-Shore-Anlagen sowie um den Bau von Off-Shore-Anlagen. Darüber hinaus wird ein nicht zu vernachlässigender Anteil des Stroms auf der Basis von Biomasse produziert. Insgesamt liegt die installierte Kraftwerkskapazität bedingt durch den massiven Ausbau der Windenergie und den dafür erforderlichen Back-up-Kapazitäten mit 121 GW deutlich über dem Niveau des Basisszenarios.

Die jährlichen Mehrkosten für die CO₂-Minderung steigen von ca. 0,8 Mrd. Euro/Jahr in 2010 auf ca. 6,4 Mrd. Euro/Jahr in 2030. Für den Zeitraum 2000-2030 ergeben sich kumulative Zusatzkosten von ca. 100 Mrd. Euro. Die entsprechenden durchschnittlichen spezifischen CO₂-Minderungskosten betragen im Jahr 2010 ca. 19 Euro/Tonne und im Jahr 2030 ca. 33 Euro/Tonne. Diese Kosten liegen niedriger als die in den früheren IKARUS-Projektphasen ermittelten Werte. Hauptursache hierfür sind die im Vergleich zu früher deutlich günstigeren angesetzten Kosten und Wirkungsgrade für die neuen Kraftwerke bis 2030.

3.5 Zusammenfassung, Ausblick

Das im IKARUS-Projekt entwickelte und ständig aktualisierte Optimierungsmodell wurde im Rahmen zahlreicher Studien und Untersuchungen eingesetzt. Seine Leistungsfähigkeit konnte insbesondere vor dem Hintergrund der Klimagas-minderung erfolgreich gezeigt werden. Im Laufe der letzten Projektphase konzentrierten sich die Arbeiten auf die software- und datenseitige Aktualisierung. Ursprünglich war das LP-Modell für die Stützjahre 1989, 2005 und 2020 jeweils getrennt für alte und neue Bundesländer konzipiert. Die aktuelle Modellversion unterscheidet nicht mehr zwischen alten und neuen Bundesländern und

rechnet mit den Stützjahren 2000, (2005), 2010, 2020 und 2030. Die energieverbrauchsrelevanten Nachfragen werden auf der Basis der mit dem MIS-Modell erhaltenen Ergebnisse abgeleitet. Das Wechselspiel zwischen Optimierungsmodell und MIS-Modell, mit dem makroökonomische Konsistenz sichergestellt wird, hat sich bewährt und wurde im Rahmen weitergehender Untersuchungen (vgl. [3, 6]) weiter entwickelt sowie standardisiert.

Um den Unterschied zwischen einem quasistatischen „time-step“-Modell, bei dem Optimierungsrechnungen für die jeweiligen Zeitstützpunkte durchgeführt werden, und einem „dynamischen“ LP-Modell, bei dem im Sinne von Perfect-forsight in einer LP-Rechnung über den gesamten Zeitraum optimiert wird, aufzuzeigen, wurden IKARUS-Modellstruktur sowie -daten in das MARKAL-System transformiert.

Auch mit diesem Modell wurden zahlreiche Untersuchungen [7] durchgeführt. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass Rechnungen mit dem IKARUS-MARKAL-Ansatz insofern einfacher handhabbar sind, als daß die Kapazitäten im Sinne der zeitlichen Dynamik automatisch LP-programmintern übertragen werden. Mit dem quasistatischen Modell erfolgt dies LP-programmextern und erfordert eine zusätzliche Bilanzierung. Allerdings bedeutet dies in der Regel auch eine sorgfältigere Detailanalyse der Ergebnisse. Ein weiterer Vorteil gegenüber dem Perfect-forsight-Ansatz besteht darin, Szenarien mit einem mehr prognostischen Charakter generieren zu können. Durch die Entwicklung auf fünf Zeitstützjahre sind jedoch die Einsatzgrenzen der Anwendung erreicht. Zukünftige Entwicklungen sollten sich daher auf eine modellgestützte Verbindung und Interpolation zwischen den Zeitstützpunkten konzentrieren, beispielsweise durch die Implementierung einer rekursiven Dynamik. Erste Konzeptüberlegungen wurden hierzu bereits angestellt.

Sowohl das quasistationäre als auch das Zeitperiodenmodell wurden im Rahmen der Modellexperimente des Forums für „Energiesysteme und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland“ eingesetzt. So wurden Modellstruktur und -daten am Beispiel konkreter Anwendungsbeispiele mit anderen ähnlichen Energiesystemmodellen (z.B. TIMES, PERSEUS) verglichen und diskutiert. Hierdurch konnten Erkenntnisse hinsichtlich struktureller Verbesserungen gewonnen werden.

Ebenfalls wurde die Kopplung von IKARUS-Modell und anderen Modellansätzen versucht. Beispielhaft zu nennen ist hier die Kopplung mit dem Input-Output-Ansatz MARES (Modellierung der Arbeitsmarkteffekte ressourcenschonender Energiesysteme), der von der Ruhruniversität Bochum entwickelt wurde. Die Modellkopplung wurde zur Abschätzung von Arbeitsmarkteffekten als Folge der Auswirkungen von Klimagasreduktionsstrategien in Deutschland durchgeführt [7].

Vor dem Hintergrund zwischen verschiedenen Wegen einer Sensitivitätsanalyse wählen zu können, wurde das quasistatische Modell auch um einen Fuzzy-Ansatz erweitert.

Literaturverzeichnis

1. Horn, M. (2002): Entwicklung der Importpreise für fossile Energieträger bis zum Jahr 2030. IKARUS-Bericht Nr. 3-10, Forschungszentrum Jülich
2. Internationale Energie Agentur (IEA) (2002): World Energy Outlook 2002, Paris
3. Grundmann, T. (1999): Volkswirtschaftlich konsistente Energieszenarien zur CO₂-Reduktion – Eine Sektoranalyse mittels Koppelung von einem energietechnischen mit einem makroökonomischen Modell am Beispiel des IKARUS-Instrumentariums. Berichte des Forschungszentrums Jülich, Jül-3663, Jülich 1999
4. Markewitz, P., Heckler, R., Holzapfel, Ch., Kuckshinrichs, W., Martinsen, D., Walbeck, M., Hake, J.-Fr. (1998): Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 7. Jülich
5. Statistisches Bundesamt (2000): Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis zum Jahr 2050. Ergebnisse der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden
6. Vögele, S. (2003): IKARUS-MARKAL-MIS. Kopplung eines Energiesystemmodells mit einem makroökonomischen Modell. In: Briem, S.; Fahl, U. (Hrsg.): Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur Bewertung zukünftiger Strategien. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt Band 32, S. 23-33, Jülich 2003
7. Ziegelmann, A., Ziolek, A., Unger, H., Markewitz, P., Kraft, A. (2000): Arbeitmarkteffekte ressourcenschonender Klimagasreduktionsstrategien in Deutschland. Selbstverlag des Lehrstuhls für Nukleare und Neue Energiesysteme, Ruhruniversität Bochum

4 Chancen und Perspektiven innovativer Kraftwerkssysteme

Sebastian Briem, Ana Raquel Díaz, Markus Blesl, Ulrich Fahl und Alfred Voß

4.1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Treibhausgasminderungsziele Deutschlands kommt dem Umwandlungsbereich mit einem Anteil von 34 % an den jährlichen Gesamtemissionen in Deutschland (Jahr 2000) eine besondere Bedeutung zu. Es wird erwartet, dass in diesem Sektor durch Optimierungen bereits bekannter, sowie durch Entwicklung neuer Technologien, durch Substitution und strukturelle Veränderungen erhebliche Beiträge für die Erreichung sowohl der nationalen als auch der internationalen Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen geleistet werden können.

Schlüsselemente sind hierbei die zu verschiedenen Zeitpunkten zur Verfügung stehenden Technologien, die sich durch ihre technischen, ökologischen und ökonomischen Eigenschaften unterscheiden. Im folgenden werden Technologien diskutiert, die dem „Umwandlungsbereich“ innerhalb des IKARUS-Projektes zugeordnet sind, der als Teilprojekt 4 (TP 4) vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart bearbeitet wird. Der Umwandlungsbereich umfasst hierbei zahlreiche Technologien, die der Umwandlung von Brennstoffen in andere sekundäre Energieträger (z.B. Raffinerien, Verfahren zur Wasserstoffherstellung), der Erzeugung von Strom und Wärme aus fossilen und nuklearen Energieträgern bzw. aus Wasserkraft > 1 MW, sowie dem Transport, der Verteilung und der Speicherung von Wasserstoff, Elektrizität und Wärme dienen. Windenergiekonverter und Kleinwasserkraftwerke werden hingegen innerhalb von IKARUS vom Teilprojekt „Primärenergie“ abgebildet, weiterhin liegen kleine Brennstoffzellensysteme sowie Heizanlagen kleinerer Leistungen als „Querschnittstechniken“ außerhalb der Abgrenzungen des „Umwandlungsbereichs“.

Die folgenden Darstellungen sind auf die politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die technischen Entwicklungslinien in der Energieumwandlung und einzelne aus ihnen folgende Technologien ausgerichtet, von denen erwartet wird, dass sie für die zukünftige Energieversorgung wesentliche Rollen spielen können. Aufgrund der zahlreichen Prozesse innerhalb des Umwandlungsbereiches, die eine umfassende Darstellung im Rahmen dieses Beitrages nicht erlauben, wird der Schwerpunkt der Diskussion auf Technologien der Strombereitstellung ausgerichtet, von denen in vergleichsweise kurzen Zeiten große technische und ökonomische Fortschritte sowohl gefordert werden, als

auch bei ihnen bereits realisiert wurden und auch weiter für die Zukunft erwartet werden. Zuvor werden jedoch zunächst die Rahmenbedingungen und die aus ihnen folgenden Herausforderungen für die deutschen Energieversorger beleuchtet.

4.2 Die Situation der deutschen Energieversorger

4.2.1 Herausforderungen und Rahmenbedingungen

Die deutsche und die europäische Energiewirtschaft sehen sich zu Beginn des 21. Jahrhunderts vor mehrere Herausforderungen gestellt. Von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ werden die Globalisierung und Liberalisierung der Energiemärkte, der anthropogene Klimawandel und die Entwicklung der weltweiten Energienachfrage und Ressourcenverfügbarkeit unter Berücksichtigung ihrer geographischen Verteilung und der daraus erwachsenen geopolitischen Implikationen als die wichtigsten neuen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für die Energiepolitik und Energiewirtschaft identifiziert [10]. Alle diese Gesichtspunkte haben auch einen direkten Bezug zum Umwandlungssektor des deutschen Energiesystems, der im Zentrum der vorliegenden Abhandlung steht.

Durch die Liberalisierung der Märkte für die leitungsgebundenen Energieträger in Europa sind ökonomische Aspekte bei der Energieversorgung in den Vordergrund gerückt. Mit den beiden EU Binnenmarkt-Richtlinien für Strom und Gas und der Beschleunigungs-Richtlinie soll ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Verteilungsnetzen, vorgeschriebene Mindestquoten sukzessiver Marktöffnung für die Belieferung der Endkunden sowie das sog. Unbundling, d.h. die buchhalterische Trennung der Bereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb bei vertikal integrierten Unternehmen, sichergestellt werden.

Mit dem angestrebten europäischen Binnenmarkt für Energie verlieren die Grenzen zu unseren Nachbarn an Bedeutung. Dies erfordert EU-weite Kategorien und Handlungsstrategien. Diese werden derzeit noch dadurch erschwert, dass die Bedingungen für die Stromerzeugung in den einzelnen Mitgliedsstaaten der EU durchaus noch unterschiedlich sind. Diese beginnen bei den Umweltanforderungen, den steuerlichen Belastungen der Unternehmen und reichen über direkte und indirekte staatliche Interventionen zu Gunsten einzelner Stromerzeugungstechnologien bis hin zu der Tatsache, dass es staatliche Unternehmen gibt, die von der ungleichgewichtigen Marktöffnung profitieren.

Es ist offenkundig, dass der größte Druck der Liberalisierung und Deregulierung auf der Stromerzeugung lastet, denn die Wettbewerber kommen nicht nur aus Deutschland, sondern aus ganz Europa.

Kostensenkungsprogramme, Kapazitätsanpassungen aber auch neue operative Prozesse wie bilateraler und börslicher Stromhandel, Risikomanagement und Beschaffungs-

optimierung sollen die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Kraftwerke sicherstellen. Nach der Konzentration auf die mehr kurzfristigen operativen Herausforderungen in den letzten Jahren müssen sich die verbleibenden Akteure nun mit den längerfristigen Perspektiven, d.h. auch mit dem Zubau von Kraftwerksleistung beschäftigen, um den dauerhaften gewinnbringenden Fortbestand ihrer Unternehmen zu sichern. Die Hersteller von Kraftwerken sind unter den veränderten Randbedingungen und dem Preisdruck zu Angeboten gezwungen, die heute wesentlich günstiger sind als noch vor wenigen Jahren.

Auch aus dem Bereich der Elektrizitätswirtschaft häufen sich die Stimmen, die vor einem Mangel an Kraftwerksleistung und Versorgungsengpässen in Deutschland und Europa nach 2010 warnen, wenn nicht rechtzeitig ein Neubauprogramm in Angriff genommen wird. Um dieses ehrgeizige Unterfangen starten zu können, werden hinsichtlich der Planungssicherheit klare energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen gefordert.

Zudem wird in dem EU-Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ das Risiko einer zunehmenden Importabhängigkeit aufgrund vergleichsweise geringer europäischer Energieressourcen diskutiert. Neben der zunehmenden Abhängigkeit von Energieimporten hängt die Versorgungssicherheit auch vom möglichst ungehinderten Energietransport zwischen den europäischen Staaten ab. Für das Stromnetz wird beispielsweise in [14] auf Übertragungsengpässe hingewiesen. In dem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass bedingt durch die Altersstruktur des europäischen Kraftwerksparks bis 2020 ca. 200.000 MW ersetzt und bedingt durch einen prognostizierten Anstieg der Stromnachfrage ca. 300.000 MW an Kraftwerkskapazität zugebaut werden müssen. Die zukünftige Struktur des Stromnetzes wird daher auch von der zukünftigen geographischen Verteilung der Erzeugungsstruktur abhängen.

Auch auf nationaler Ebene sind im politischen Bereich viele Vorgaben bzw. Verordnungen mit Bezug zum Umwandlungssektor zu finden, die im Wesentlichen auf einzelne Technologien bzw. Technologiegruppen fokussiert sind. So soll mit dem Inkrafttreten der Atomgesetz-Novelle am 27. April 2002 in Deutschland die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geordnet beendet und der geordnete Betrieb bis zum Zeitpunkt der Beendigung sichergestellt werden. Die Novelle sieht eine Regellaufzeit von 32 Jahren durch Begrenzung der zulässigen Elektrizitätsmenge für bestehende Kernkraftwerke vor und beinhaltet eine gesetzliche Pflicht zur periodischen Sicherheitsüberprüfung der Kernkraftwerke. Die allgemeine Wettbewerbssituation von Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK-)Anlagen im deutschen Wärmemarkt ist zur Zeit geprägt durch die anhaltend niedrigen Strompreise und sinkenden Wärmedichten, d.h. rückläufigen benötigten Wärmeleistungen pro Flächeneinheit [MW/km^2]. Um einerseits die Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen zu erhöhen und Möglichkeiten zum Klimaschutz durch KWK in Deutschland zu fördern, wurde das Kraft-WärmeKopplungs-Gesetz (KWKG) erlassen.

Bis zum Jahr 2005 soll im Vergleich zum Basisjahr 1998 durch die Nutzung der KWK eine Minderung der Kohlendioxid-Emissionen von bis zu 10 Mio. t/a und bis zum Jahr 2010 von bis zu 23 Mio. t/a, aber mindestens von 20 Mio. t/a erzielt werden. Betreiber von KWK-Anlagen haben einen Anspruch auf eine Vergütung für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom, der sich aus dem vereinbarten Strompreis und einer Zuschlagszahlung zusammensetzt. Begünstigt werden bestehende KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung, neue Klein-KWK-Anlagen mit bis zu 2 MW elektrischer Leistung und Brennstoffzellen.

Noch nicht soweit ist die Umsetzung einer Rahmensetzung in der EU. Hier wird seit dem 22. Juli 2002 ein Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission zur Förderung der KWK diskutiert. Vorläufer dieses Richtlinienvorschlags war die KWK-Strategie aus dem Jahr 1997, in der quantitative Zielsetzungen der Stromproduktion aus KWK vereinbart wurden. Gemäß dieser Strategie ist eine Verdoppelung des in KWK-Anlagen erzeugten Stroms an der gesamten Stromproduktion der EU von 9 % im Jahr 1994 auf 18 % bis zum Jahr 2010 vorgesehen. Der Richtlinienentwurf sieht vor, dass – orientiert an dieser EU-Zielstellung für 2010 – individuelle Zielsetzungen der einzelnen EU-Mitgliedsstaaten je nach dem vorhandenen Potenzial vereinbart werden sollen.

Demgegenüber wurden mit der am 27. September 2001 angenommenen Richtlinie zum internen Strommarkt und der Förderung der Stromgewinnung aus erneuerbarer Energien Zielwerte für die EU-Mitgliedsstaaten für den Stromanteil aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 vereinbart. Die Ziele auf Ebene der EU-Mitgliedsstaaten sind sogenannte „Indikative Referenzwerte“. Die Mitgliedsstaaten sind grundsätzlich selbst verantwortlich, Wege zur Zielerreichung zu definieren und diese entsprechend umzusetzen. Dies kann prinzipiell über Quotensysteme, Einspeiseregulungen, grüne Zertifikate oder eine Kombination von Maßnahmen erfolgen.

Deutschland hat seinen indikativen Referenzwert mit einem Anteil von 12,5 % des Bruttostromverbrauchs für das Jahr 2010 festgelegt. Bereits in den letzten Jahren hat die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland vor allem mit Unterstützung bundes-, landesspezifischer und kommunaler Förderprogramme sowie der Flankierung durch das Stromeinspeisegesetz (StrEG) ab 1991 einen deutlichen Wachstumsschub erfahren. Das StrEG wurde im Jahr 2000 vom Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) abgelöst, in dem verbindliche Vergütungssätze für die Stromeinspeisung erneuerbarer Energien für mindestens 20 Jahre festgeschrieben sind. Ergänzend legt die Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) fest, welche Arten der Nutzung von biogenem Material zum Zwecke der Stromerzeugung von den Regelungen des EEG erfasst werden. Sie befasst sich weiterhin mit den technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse und klärt, welche Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

Angesichts lang anhaltender Diskussionen zum EEG sind derzeit Bestrebungen im Gange, die Fördertatbestände neu festzulegen.

Im Umweltbereich liegt derzeit der Schwerpunkt der Diskussion darauf, die nach den Ergebnissen des IPCC durch den Menschen verursachte fortschreitende Erwärmung der Erdatmosphäre zu stoppen. Hierzu wurde auf dem Erdgipfel in Rio 1992 die Klimarahmenkonvention verabschiedet. Diese Konvention hat das Ziel, die Konzentration der weltweiten Treibhausgase auf einem Niveau zu stabilisieren, auf dem eine Störung des Klimasystems verhindert werden kann. Dieses Niveau soll zudem in einem Zeitraum erreicht werden, der gewährleistet, dass sich Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und eine nachhaltige Entwicklung möglich bleibt.

Die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention haben sich seither acht Mal auf internationaler Ebene getroffen. Während der dritten Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention 1997 in Kyoto (CoP 3) wurde das Kyoto-Protokoll verabschiedet. Dieses Protokoll sieht für Annex B Staaten (Industriestaaten und Transformationsländer) konkrete Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen vor. Die Industrieländer haben sich im Kyoto-Protokoll von 1997 verpflichtet, ihre Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase zwischen 2008 und 2012 um 5,2 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken. Die Europäische Union hat sich zu einer Reduzierung um 8 % verpflichtet.

Diese Verpflichtung wurde im Rahmen der im Juni 1998 vereinbarten Lastenteilungsvereinbarung (burden sharing) sehr unterschiedlich auf die EU-Mitgliedstaaten aufgeteilt. Die Bundesrepublik Deutschland, Dänemark, Großbritannien und Österreich müssen ihre Treibhausgasemissionen überdurchschnittlich reduzieren, während etwa Schweden und bei Berücksichtigung von Senken auch Frankreich ihre Emissionen sogar erhöhen dürfen. Die Bundesrepublik Deutschland, deren Anteil an den Weltemissionen der Kyoto-Gase derzeit etwa 3,7 % beträgt, hat sich verpflichtet, ihre Emissionen um 21 % zu mindern. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Emissionen in Deutschland vor allem infolge der Umstrukturierung von Energiewirtschaft und Industrie in den Neuen Ländern, aber auch durch die von der deutschen Wirtschaft erbrachten Effizienzsteigerungen gegenüber dem Referenzjahr 1990, wesentlich stärker zurückgehen würden als in den übrigen Mitgliedstaaten.

Die Reduzierungsverpflichtungen von Industrieländern außerhalb der Europäischen Union liegen im Vergleich zu Deutschland deutlich niedriger. Sie betragen bei Japan (Weltanteil 5,0 %) und Kanada (Weltanteil 2,1 %) jeweils 6 %. Russland (Weltanteil 6,4 %) soll seine Emissionen auf dem Niveau von 1990 halten.

Durch die Vereinbarungen auf den Vertragsstaatenkonferenzen in Bonn und Marrakesch hat sich das Gesamtreduktionsziel der Industrieländer auf etwa 2,5 % verringert, weil nunmehr sogenannte Senken – natürliche Kohlenstoffspeicher – angerechnet werden können. Vor allem Kanada, Russland und Japan profitieren von dieser Übereinkunft.

Während sich die EU Senkenprojekte nur in Höhe von 1,5 %-Punkten anrechnen lassen kann, verringert sich beispielsweise das Kyoto-Ziel Japans um fast 5 %-Punkte.

Deutschland hat im Rahmen der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls auf EU-Ebene auch auf nationaler Ebene das Protokoll am 31.05.2002 unterzeichnet. Neben den bereits zuvor aufgezeigten Rahmenseetzungen ist national insbesondere noch die erweiterte Erklärung der Deutschen Wirtschaft und der Bundesregierung zur Treibhausgasminderung vom November 2000 von Bedeutung. Hierbei strebt die deutsche Elektrizitätswirtschaft an, zukünftig hocheffiziente Kraftwerke zu errichten. Neue steinkohlebefeuerte Grundlastkondensationsdampfkraftwerke mit Leistungen über 300 MW sollen Wirkungsgrade $\geq 45\%$ aufweisen, große Braunkohleblöcke $\geq 42\%$.

Eines der Instrumente, mit denen die EU das Ziel einer Treibhausgas-Reduzierung erreichen möchte, ist der Handel mit Emissionsrechten. Hierzu schlossen die Umweltminister der 15 EU-Staaten am 9. Dezember 2002 einen politischen Kompromiss zu einem EU-Richtlinienentwurf, mit dem ein Markt für den Handel mit Emissionsrechten (Zertifikaten) geschaffen werden soll. Ab 2005 wird es danach Voraussetzung für den Betrieb der von der Richtlinie erfassten Anlagen, dass für sie eine Emissionsgenehmigung erteilt wurde und ausreichende Zertifikate vorliegen. Nicht benötigte Zertifikate können an andere Unternehmen verkauft werden, die ihre zulässige Emissionsfracht überschreiten. In die Regelung einbezogen werden sollen Anlagen des Energiesektors, der Metallherstellung, der Mineralverarbeitenden Industrie und der sonstigen Industrieproduktion (Anlagen zur Herstellung von Erzeugnissen aus Papier/Pappe und Anlagen zur Herstellung von Zellstoff aus Holz oder anderen Faserstoffen). Insgesamt wird geschätzt, dass in der EU rund 4000 bis 5000 Anlagen betroffen sein werden. Die Richtlinie sieht zunächst zwei Handelsphasen vor, die den Zeitraum von 2005 bis 2007 bzw. von 2008 bis 2012 umfassen. Ab 2008 besteht die Möglichkeit der Einbeziehung weiterer Treibhausgase neben CO₂ und der Ausdehnung auf weitere Bereiche der Wirtschaft. Wer ohne entsprechende Emissionsrechte die Atmosphäre belastet, soll bestraft werden, in der ersten Phase mit 40 € je t CO₂, danach mit 100 € je t CO₂.

Ferner erhalten die Mitgliedsstaaten die Möglichkeit, Emissionsrechte für beide Handelsphasen kostenlos zu vergeben. Weiterhin hatte sich die Bundesregierung in den Vorverhandlungen zum EU-Gipfel mit der Kommission darauf geeinigt, dass diese bei der Aufstellung der sog. „nationalen Zuteilungspläne“ die schon erzielten deutschen Erfolge beim Klimaschutz akzeptiert. Deutschland erhält damit die Möglichkeit, 1990 als Basisjahr für die Zuteilung der Emissionsrechte zu wählen („early actions“). Der Zuteilungsplan für den Zeitraum 2005 bis 2007 muss der Kommission bis zum 31. März 2004 mitgeteilt werden, der für 2008 bis 2012 bis Juni 2006. Die Kommission prüft die Pläne und kann sie ablehnen.

Mit Blick auf die Ökologie sind neben dem Klimaschutz auch Emissionen von Luftschadstoffen relevant. In diesem Zusammenhang wurde im Dezember 2002 ein Referentenentwurf für die geplante Novellierung der 13. BimSchV (Großfeuerungsanlagenverordnung) vorgelegt und im Januar 2003 einer ersten Anhörung unterzogen. Die Grenzwerte einiger Schadstoffemissionen sollen hiernach deutlich reduziert werden. Die SO_2 -Emissionen aus großen Kohlekraftwerken (die Feuerungsleistung ist größer als 300 MW) werden danach auf 200 mg/m^3 halbiert und die zulässigen Partikelemissionen sogar um 80 % auf nun 10 mg/m^3 reduziert. Mit den in modernen Kraftwerken installierten Emissionsrückhaltesystemen können diese Grenzwerte schon heute eingehalten werden.

4.2.2 Struktur der Stromversorgung und Treibhausgasemissionen

Der deutsche Kraftwerkspark bietet insgesamt ein relativ stark diversifiziertes Bild (vgl. Abbildung 4.1). Zwar liegt der Schwerpunkt der installierten Leistung in Deutschland auf konventionell-thermischen Kraftwerken (dies sind die Kraftwerke zur Verstromung fossiler Brennstoffe), dennoch findet sich hier ein breites Spektrum hinsichtlich verschiedener Technologien, Brennstoffe, Anlagengrößen und -konfigurationen.

Bleibt man zunächst auf dieser Aggregationsebene, so stellen die konventionell-thermischen Kraftwerke etwa 67 % der Leistung in Deutschland zur Verfügung. Mit diesen Kraftwerken wurden im Jahr 2000 in Deutschland ca. 61 % der gesamten Arbeit erzeugt. Die Kernkraftwerke haben in Deutschland einen Anteil von 19 % an der gesamten installierten Leistung. Die Kernenergie trägt in Deutschland mit 31 % zur Stromerzeugung bei. Der Anteil der installierten Wasserkraftkapazitäten liegt in Deutschland bei 8 %, der Erzeugungsanteil beläuft sich hier auf 5 %. Der Anteil der sonstigen Erneuerbaren Energien liegt in Deutschland bei 6 % der insgesamt installierten Leistung und bei 3 % der erzeugten Arbeit in 2000.

Wird der Kraftwerkszubau zwischen 1995 und 2002 betrachtet, so ist ein einheitlicher Trend hinsichtlich bestimmter Kraftwerkstypen oder Energieträger nicht erkennbar (siehe Tabelle 4.1). Zunächst fallen die etwa 10 GW_{el} (netto) Windkapazitäten auf, die den größten Anteil der in diesem Zeitraum neugebauten Kapazitäten ausmachen. Deutschland ist damit das Land mit dem größten Windkraftzubau in Europa. Neben den Windkapazitäten wurden in Deutschland etwa 5 GW_{el} (netto) Gas- und 7 GW_{el} (netto) Braunkohlekapazitäten aufgebaut. Der Zubau von erdgasgefeuerten GuD-Anlagen war dabei gfls. von der Überlegung geleitet, im Zuge der Liberalisierung verstärkt auf Kraftwerkstypen mit geringen Investitionskosten zu setzen. Die Zubauten im Bereich der Braunkohle sind auf die Neubau- bzw. Modernisierungsinvestitionen in den Braunkohlegebieten der neuen Bundesländern zurück zu führen.

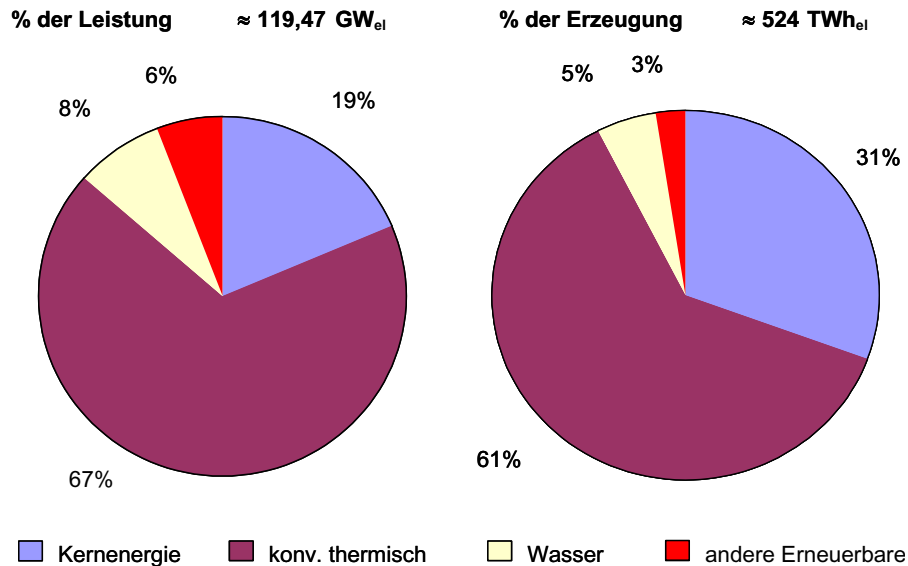


Abb. 4.1: Kraftwerksleistung (netto) und Erzeugung (netto) in Deutschland im Jahr 2000

Tabelle 4.1: Zubau von Kraftwerkskapazitäten zwischen 1995 und 2002 in Deutschland nach Energieträgern (Anteile)

	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Sonst. therm.	Wind	Wasser	insgesamt [GW _{el}]
Anteile	29 %	5 %	22 %	2 %	41 %	1 %	24,24

Analysiert man unter Berücksichtigung dieser Neubauten die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks und bildet auf Grundlage der kraftwerkstypspezifischen Nutzungsdauern den Kapazitätsabbau ab, so lassen sich Rückschlüsse auf den zukünftigen Investitionsbedarf in diesem Bereich ableiten. Wird vereinfachend für den hier betrachteten Bereich (ohne Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen) ein zeitlich konstanter Leistungsbedarf in Deutschland von etwa 100 GW_{el} zugrunde gelegt und berücksichtigt man die Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke, so kommt es bis zum Jahr 2030 in Deutschland zu einem Nachfrageüberhang bzw. einem Investitionsbedarf von etwa 70 GW_{el} (netto), davon bereits 12 GW_{el} (netto) bis 2010 (siehe Abbildung 4.2).

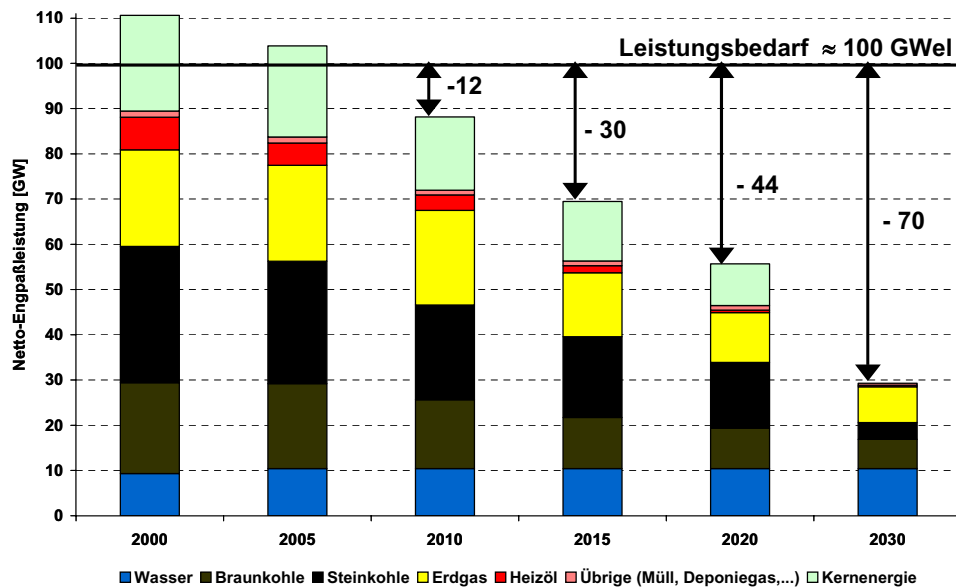


Abb. 4.2: Netto-Engpassleistung in GW der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, der Industrie und der Deutschen Bahn AG (ohne Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen) in Deutschland nach Energieträgern

Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft (Umwandlungssektor) in Deutschland sind seit 1990 um 18,2 % gesunken, die Gesamtemissionen um 18,8 % (vgl. Abbildung 4.3). Damit ist der Anteil der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen in etwa konstant geblieben bei 34,4 % in 2000 gegenüber 34,1 % in 1990. Jedoch ist bezüglich der weiteren Entwicklung zu berücksichtigen, dass gegenüber 1995 die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft nur noch um 3,4 % abgenommen haben, während sie zwischen 1990 und 1995 um 15,4 % sanken. Die Gesamtemissionen sind in den ersten fünf Jahren bis 1995 um 12,4 % gesunken, bis zum Jahr 2000 sanken sie nur noch um weitere 7,4 %.

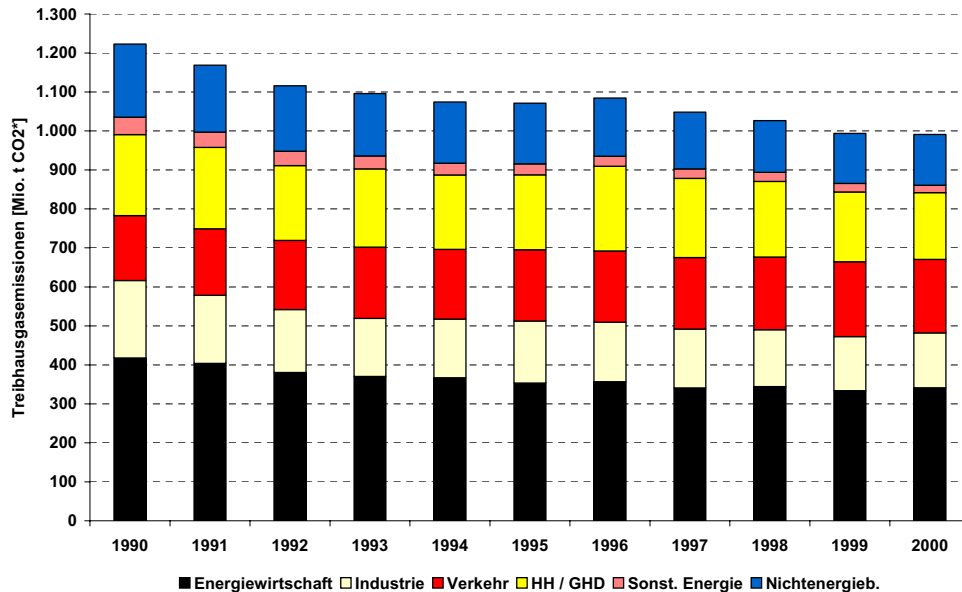


Abb. 4.3: Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Emittenten

4.3 Optionen für die zukünftige Energieversorgung

4.3.1 Trends und technologische Perspektiven der Entwicklung zukünftiger Kraftwerke

Die im vorhergehenden Kapitel 4.2 dargestellten aktuellen und für die Zukunft erwarteten Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft haben unmittelbar Einfluss auf die Ausrichtung der Entwicklung von Energieumwandlungstechnologien. Ein wesentliches Kriterium ist hierbei die Wirtschaftlichkeit, die – bei Zustandekommen eines CO₂-Zertifikatehandels – auch entscheidend durch die jeweiligen Treibhausgasemissionen beeinflusst wird.

Entsprechend zeichnet sich als ein wesentlicher technologieübergreifender Entwicklungstrend in der Kraftwerksindustrie die Reduktion der Anlagenkosten ab. Neben evolutionären Entwicklungen bekannter und kommerziell in großem Maßstab eingesetzter Kraftwerkstechniken wie Dampf- und GuD-Kraftwerken werden Anstrengungen unternommen, auch neue Technologien wie z.B. Brennstoffzellen nicht nur für Anwendungen im Haushaltsbereich sondern auch in größeren Einheiten für die dezentrale Energiebereitstellung zu entwickeln. Von ihnen werden auch bei Kapazitäten, die klein im Vergleich zu denen

der Großkraftwerke der öffentlichen Versorgung sind, bereits hohe Energieumwandlungseffizienzen erwartet und sie können – ihre Praxistauglichkeit und Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt – zukünftig wichtige Elemente der Stromversorgung sein. Unabhängig hiervon werden intensiv Weiterentwicklungen bekannter Technologien mit den Zielen der Steigerung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit vorangetrieben.

Die heute großmaßstäblich und industriell eingesetzten Kraftwerkstechnologien sind mit Ausnahme der Wasserkraftwerke durchweg Wärmekraftwerke. In ihnen wird die im Brennstoff enthaltene Energie in mehreren Umwandlungsschritten zunächst durch die Verbrennung in thermische Energie, diese in dem folgenden Wärme-Kraft-Prozess in mechanische Energie und diese schließlich über einen Generator in elektrische Energie überführt. Die Effizienz von Wärme-Kraft-Prozessen ist thermodynamisch bedingt außer von der Umgebungstemperatur in starkem Maße von der höchsten Prozesstemperatur abhängig. Entwicklungen mit dem Ziel der Effizienzsteigerungen sind daher bei Kraftwerken dieser Gruppe neben der Optimierung von Komponenten und der Prozessführung besonders darauf ausgerichtet, möglichst hohe Prozesstemperaturen und hohe Prozessdrücke (Prozessparameter) zu realisieren. Hier stellen die Festigkeiten der thermisch und mechanisch hochbeanspruchten Werkstoffe der Komponenten des Wärme-Kraft-Prozesses eine limitierende Größe dar. Steigerungen der Prozessparameter sind unmittelbar mit der Verfügbarkeit bzw. der Entwicklung der entsprechenden Werkstoffe verbunden.

Steinkohle-Dampfkraftwerke mit überkritischen Dampfzuständen (230 bar und 530 °C) erreichten Anfang der 90er Jahre Wirkungsgrade von etwa 42-43 %. Bei Frischdampftemperaturen bis 530 °C genügten herkömmliche legierte Kohlenstoffstähle, bei höheren Temperaturen waren austenitische Stähle für die Endüberhitzer erforderlich.

Mit den konventionellen hochwarmfesten Kesselwerkstoffen bleibt der von Steinkohlekraftwerken erreichbare Wirkungsgrad für in Deutschland typische Bedingungen auf Werte < 45 % beschränkt. Steigerungen über 45 % hinaus erfordern die Anhebung der Frischdampfzustände auf > 270 bar/580 °C. Solche (und höhere) Dampfzustände lassen sich mit den in jüngerer Zeit für den Kraftwerkseinsatz qualifizierten ferritisch/martensitischen Werkstoffen (T 92, P 92, E 911 u. ä.) realisieren. In Dänemark z.B. wird ein Kohlekraftwerk mit 47 % betrieben [19].

Die Entwicklung zu höheren Frischdampftemperaturen und -drücken wird von verschiedenen Seiten weiter vorangetrieben. So ist die Erprobung von Hochtemperaturwerkstoffen für Frischdampfzustände bis 300 bar/650 °C Ziel des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit unterstützten Forschungsvorhabens „KOMET 650“ [4]. Damit könnten Wirkungsgrade bis etwa 48 % erreichbar sein. In dem von der EC geförderten – auf 8 Jahre angelegten – Forschungsprogramm „Advanced (700 °C) PF Power Plant“ sollen Ni-Basis-Legierung (super alloys) für den Einsatz in Kohlekraftwerken für Frischdampfzustände von 375 bar/700 °C erprobt werden (Ultra Super Critical Steam, USC). Nach erfolgreicher

Entwicklung könnten gemäß Projektplanungen im nächsten Jahrzehnt Steinkohledampfkraftwerke mit Wirkungsgraden je nach Kühlverfahren von 52 bis 54 % errichtet werden [18]. Ni-Basis-Legierungen (super alloys) sind teurer als herkömmliche Kesselwerkstoffe bzw. auch teurer als die Werkstoffe P 92, T 92, E 911 etc., so dass den aus den Effizienzsteigerungen folgenden geringeren spezifischen Brennstoffkosten u. U. deutlich höhere Anlagenkosten gegenüberstehen.

Im Bereich der Gasturbinentechnologie sind die erzielbaren Wirkungsgrade, aber auch die maximale Leistung der Gasturbine durch die thermischen und mechanischen Werkstoffeigenschaften begrenzt. Die Gaseintrittstemperatur liegt heute bei knapp 1200 °C und es sind Aggregate mit einer Leistung von rund 240 MW verfügbar. Steigerungen der Leistung und Effizienz werden auch hier – fest verknüpft mit der Entwicklung neuer Werkstoffe und gleichzeitig verbesserten Kühlungskonzepten für die thermisch hochbelasteten Turbinenkomponenten – erwartet.

Vor diesem Hintergrund werden in den folgenden Kapiteln verschiedene Kraftwerkstechnologien diskutiert und Entwicklungen für den Zeitraum bis 2030 abgeschätzt. Sämtliche ökonomische Angaben sind entsprechend der Vereinbarung im IKARUS-Projekt auf die Preisbasis 2000 bezogen.

4.3.2 Erdgas-GuD-Kraftwerke

Im Vergleich zu den Entwicklungen anderer thermischer Kraftwerke war die Effizienzsteigerung der Gasturbinen mit Abstand am größten. Heute erreichen offene Gasturbinen Wirkungsgrade von 38 % (in den 50er Jahren ca. 20 %), in Verbindung mit einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess (GuD) sind gegenwärtig Anlagen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 58 % verfügbar. 1960 betrug die Effizienz erster GuD-Kraftwerke noch etwa 40 %. Bedingt durch ihren vergleichsweise geringen apparativen Aufwand, den möglichen Verzicht auf jegliche rauchgasseitige Emissionsminderungssysteme (sogenannte sekundäre Maßnahmen) und folglich geringe spezifische Anlagenkosten bei gleichzeitig hohen Wirkungsgraden und brennstoffbedingt geringen CO₂-Emissionen stellen Kraftwerke dieser Technologie heute und vermutlich auch zukünftig eine sehr interessante Option der Stromerzeugung dar.

GuD-Kraftwerke werden zur Zeit als Einwellenanlage oder Mehrwellenanlagen ausgeführt. Bei der Einwellen-Anordnung sind die Gasturbine und die Dampfturbine durch eine gemeinsame Welle miteinander und mit einem Generator verbunden. In GuD-Kraftwerken mit Mehrwellenkonfiguration sind die Abtriebswellen der meist zwei oder drei Gasturbosätze nicht mit der Welle der Dampfturbine zusammengeschaltet. Die Mehrwellenanordnung besitzt deutliche technische Vorteile im Teillastbetrieb, da hier eine Gasturbine abgeschaltet werden kann, die verbleibende (bei Gasturbinen) jedoch weiterhin unter Vol-

last und damit ohne Wirkungsgradeinbuße betrieben werden kann. Mehrwellenanlagen zeichnen sich weiterhin durch geringere spezifische Investitionen aus, da der Aufwand für die Anlage stark unterproportional mit der installierten Leistung steigt. Bezüglich der Wirkungsgrade der Konfigurationsvarianten bestehen hingegen keine Unterschiede.

Diese Anlagenkonzepte werden voraussichtlich auch in Zukunft weiter verfolgt. Weiterentwicklungen der Gasturbinentechnologie, d.h. insbesondere die weitere Anhebung der Turbineneintrittstemperatur, werden zu Steigerungen der Wirkungsgrade der Gasturbine, höheren Abgastemperaturen und infolge dieser Entwicklungen zu weiter steigenden GuD-Wirkungsgraden führen. Vor wenigen Jahren wurde prognostiziert, dass bis zur Jahrtausendwende bereits Wirkungsgrade von GuD-Anlagen von 60 % erreicht werden würden. Tatsächlich stellte sich diese Erwartung als zu optimistisch heraus. Verschiedene technische Probleme mit den Gasturbinen traten bei den Ende der 90er Jahren in Betrieb genommenen Anlagen auf. Die weitere Gasturbinenentwicklung, die auf höhere Wirkungsgrade und Leistungssteigerung abzielt, wird voraussichtlich deutlich langsamer als in der Vergangenheit erfolgen.

Für die im Rahmen der IKARUS-TDB erstellten Projektionen der bis 2030 verfügbaren GuD-Technologien sind in der Tabelle 4.2 ausgewählte technische, ökonomische und ökologische Parameter zusammengestellt. Die hier angegebenen fixen Betriebskosten enthalten Kosten für die Instandhaltung und Wartung, Personalkosten sowie Versicherungskosten. Die variablen Kosten enthalten Kosten für Betriebsstoffe sowie die Entsorgung von Reststoffen aus dem laufenden Betrieb. Brennstoffkosten sind in den hier angegebenen variablen Kosten nicht enthalten.

Tabelle 4.2: Ausgewählte Daten der Erdgas-GuD-Kraftwerke

	Einheit	2000		2010		2020		2030	
Nettleistung	MW _{el}	400	800	500	1000	500	1000	500	1000
η_{netto}	%	57,5	57,5	60	60	62	62	63	63
Nutzungsdauer	a	35	35	35	35	35	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	460	410	435	395	430	390	425	385
Bauzeit	a	2	2	2	2	2	2	2	2
Fixe Betriebsk.	€/kW _{el} a	23	19	20	18	20	18	20	18
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
CO ₂	g/kWh _{el}	353	353	339	339	328	328	323	323

Entsprechend den Herstellerangaben werden hier für das Jahr 2000 Einwellenanlagen mit 400 MW und Zweiwellenanlagen mit doppelter Leistung von 800 MW definiert. Im

Zeitraum 2010 bis 2020 ist damit zu rechnen, dass GuD-Kraftwerke mit 500 MW Leistung und 60 % Wirkungsgrad angeboten werden. Da die Leistung der einwelligen Gasturbine heutiger Bauart im Prinzip begrenzt ist (die Grenzleistung verschiebt sich allerdings auch hier mit den Fortschritten in der Werkstofftechnik, bestimmend sind die größte machbare Schaufel am Verdichtereintritt und die Temperatur am Turbineneintritt), wurde die Einheitsleistung von 500 MW im Zeitraum von 2020 bis 2030 beibehalten, der Wirkungsgrad jedoch auf 63 % angehoben. Das setzt Gasturbinen mit noch höheren Eintrittstemperaturen ($> 1230^{\circ}\text{C}$ mit höherem Verdichterdruckverhältnis) und neue Schaufelwerkstoffe sowie Verbesserungen bei der Schaufelkühlung voraus. Die spezifischen Anlagenkosten wurden aus den Angaben für das Jahr 2000 unter Berücksichtigung der Brennstoffeinsparung durch den höheren Wirkungsgrad und der Kostendegression infolge höherer Leistung abgeleitet.

4.3.3 Steinkohledampfkraftwerke

Der Großteil der heute mit Steinkohle versorgten Kraftwerke basiert auf Dampfturbinenprozessen. In der Vergangenheit wurden infolge der Fortschritte in der Werkstofftechnik (vgl. Kapitel 4.3.1) und der Optimierung der Kraftwerkskomponenten und des Gesamtprozesses stetige Steigerungen der Kraftwerkswirkungsgrade – meist auch verbunden mit einer Steigerung der Blockleistung – erreicht. Die zuletzt errichtete Anlage (Kraftwerk Rostock, kommerzielle Inbetriebnahme in 1994) weist einen Wirkungsgrad von etwa 43 % bei einer Kapazität von gut 500 MW auf. In Deutschland wurden seither keine neuen großen Steinkohlekraftwerke mehr in Auftrag gegeben. Der heutige Stand der Technik erlaubt jedoch die Errichtung von Anlagen mit Wirkungsgraden von rund 46–47 %, Anlagen mit diesen Wirkungsgraden wurden bisher jedoch nur in nordeuropäischen Staaten errichtet. In früheren Jahren war die Entwicklung von Kohlekraftwerken sowohl auf die Steigerung der Wirkungsgrade als auch auf die Erhöhung der Blockleistung ausgerichtet. Heute zeichnet sich ein verändertes Bild ab. Die Kraftwerksindustrie bietet nun Steinkohlekraftwerke mit Blockleistungen zwischen rund 350 und 800 MW mit ähnlichen technischen Parametern und gleichen Wirkungsgraden an.

In Kapitel 4.2.1 wurden die veränderten Bedingungen für die Elektrizitätswirtschaft angesprochen. Vor diesem Hintergrund wurden von der Kraftwerksindustrie erhebliche Anstrengungen zur Reduktion der Investitionskosten der Kraftwerke unternommen. Zu diesen Maßnahmen gehören insbesondere Standardisierungen von Komponenten und modular gestaltete Anlagenkonzepte. Die Angebotspreise für die heute verfügbaren Steinkohlekraftwerke liegen erheblich unter denen von Anlagen, die noch vor wenigen Jahren vor der Liberalisierung typisch waren.

Die Entwicklung der Kraftwerkswirkungsgrade hängt unmittelbar von der Entwicklung neuer warmfester Werkstoffe ab (vgl. Kapitel 4.3.1). Steinkohledampfkraftwerke, die im Jahr 2010 verfügbar sind, werden voraussichtlich einen nur um einen Prozentpunkt höheren Wirkungsgrad besitzen als heutige Anlagen. Mit der Verfügbarkeit der sich zur Zeit noch in der Entwicklung befindenden Werkstoffe wird die ab dem Jahr 2020 zugrundegelegten Kraftwerke ein Sprung des Wirkungsgrades auf 50 % und eine weitere Steigerung bis 2030 auf 52 % projiziert. Ausgehend von Daten zu Kosten eines im Jahr 2000 angebotenen Kraftwerks sind die spezifischen Kosten von Kraftwerken im Jahr 2010 mit höheren Wirkungsgraden und für andere Leistungen abgeschätzt worden. Mit der Einführung der neuen Kesselwerkstoffe für die im Jahr 2020 zugrundegelegten Kraftwerke muss mit höheren spezifischen Anlagenkosten gerechnet werden. Diese Kosten sind so abgeschätzt, dass die Stromerzeugungskosten der Kraftwerke nicht höher sind als die Stromerzeugungskosten der zu diesem Zeitpunkt „verkaufbaren wirtschaftlichen“ Kraftwerke (Mehrinvestition $\leq$ Brennstoffkosteneinsparung). Gestützt wird dieser Ansatz durch Veröffentlichungen und Vorträge, die u.a. im Rahmen des Internationalen Kongresses „Zukunft Kohle“, 2001 von G. Jäger, RWE und anderen gehalten wurden [29].

In Tabelle 4.3 sind ausgewählte ökonomische, ökologische und technische Daten der in die IKARUS-TDB aufgenommenen Daten aktueller und zukünftig erwarteter Steinkohle-Dampfkraftwerke zusammengestellt.

Tabelle 4.3: Ausgewählte Daten der Steinkohle-Dampfkraftwerke

	Einheit	2000			2010			2020			2030		
Nettoleistung	MW _{el}	350	600	800	350	600	800	350	600	800	350	600	800
η_{netto}	%	46	46	46	47	47	47	50	50	50	52	52	52
Nutzungsdauer	a	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	1020	920	870	1015	915	864	1030	930	880	1020	920	870
Bauzeit	a	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Fixe Betriebsk.	€/kW _{ela}	51	41	35	51	41	35	51	41	35	51	41	35
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
CO ₂	g/kWh _{el}	728	728	728	712	712	712	670	670	670	640	640	640

4.3.4 Steinkohle-IGCC-Kraftwerke

Eine weitere Entwicklungslinie von Kraftwerken zur Verstromung von Steinkohle basiert entsprechend den Erdgas-GuD-Kraftwerken auf der Kombination eines Gasturbinen- und eines Dampfturbinenprozesses. Sie nutzen jedoch als Brennstoff ein Synthesegas, das aus der Vergasung der Steinkohle gewonnen wird. Die verfahrenstechnisch aufwendige Vergasung wird bei den gegenwärtig diskutierten Konzepten in den Kraftwerksprozess integriert, diese Technologie wird daher im englischsprachigen Raum IGCC genannt, dies steht für Integrated Gasification Combined Cycle. Sie können mit marktgängigen Komponenten

und erprobten Werkstoffen realisiert werden und bieten Potenziale für Wirkungsgrade, die über denen von Dampfkraftwerken liegen. Allerdings liegen die Wirkungsgrade der derzeit betriebenen IGCC-Kraftwerke noch unterhalb der Wirkungsgrade moderner Steinkohle-Dampfkraftwerke.

Weltweit wurden bisher etwa ein Dutzend IGCC-Kraftwerke mit unterschiedlichen Vergasungsverfahren errichtet. Diese Anlagen stellen keine serienreifen und ausentwickelten IGCC-Kraftwerke dar. Die bisher errichteten Anlagen haben eher Prototypcharakter, dienen zum Nachweis der Machbarkeit und reizen die technischen Potenziale insbesondere hinsichtlich der Wirkungsgrade der Technologie noch nicht aus. Die spezifischen Anlagenkosten sind bei ausgeführten IGCC-Kraftwerken deutlich höher als bei herkömmlichen Dampfkraftwerken, und die Verfügbarkeit ist geringer (First-of-its-kind-Effekte). Hinsichtlich Schadstoffemissionen sind sie den konventionellen Kohledampfkraftwerken bereits heute überlegen, bezüglich Stromerzeugungskosten jedoch noch nicht konkurrenzfähig. Ein weiteres Merkmal dieser Technologie ist die Möglichkeit, im Brennstoff enthaltenen Schwefel in elementarer Form zu gewinnen. Daher sind Rauchgasreinigungseinrichtungen wie Entschwefelungsanlagen und Elektrofilter zur Staubabscheidung bei IGCC-Anlagen nicht erforderlich. Die Abscheidung der für den Einsatz in der Gasturbine problematischen Stoffe, u.a. Schwefel und schwermetallhaltige Stäube erfolgt nach der Vergasung und vor der Verbrennung des Synthesegases in der Brennkammer der Gasturbine. Eine Reinigung des mit einer Temperatur von rund 1300 °C aus dem Vergaser austretenden Rohgases ist heute technisch jedoch nicht möglich. Das Gas muss daher zunächst aufwendig und mehrstufig gekühlt werden, bevor es in einem Zyklon, Filter und Venturi-Wäscher von Stäuben und in einer Clausanlage von H₂S-Komponenten gereinigt werden kann. Die Abkühlung des Synthesegases ist mit Exergieverlusten und in deren Folge mit einer Senkung des Anlagenwirkungsgrades verbunden. Gegenwärtig werden Entwicklungen angestrebt, die eine Reinigung des Rohgases bei höheren Temperaturen von 600 °C ermöglichen [8].

Im Rahmen eines EU-Vorhabens wurden Ende der 90er Jahre umfangreiche Untersuchungen zu den erwarteten technischen Potenzialen sowie ökonomischen und ökologischen Eigenschaften von IGCC-Kraftwerken durchgeführt [1]. Die Arbeiten weisen Forschungs- und Entwicklungsbedarf aus, der sich u.a. auf die Anpassung der heute verfügbaren Gasturbinen an den Einsatz des Synthesegases als Brennstoff bezieht. Auf der Grundlage der Untersuchungen wird erwartet, dass für Serienanlagen repräsentative IGCC-Kraftwerke voraussichtlich gegen 2010 verfügbar sein werden. Für die Projektion der zukünftig typischen IGCC-Kraftwerke wird eine Entwicklung der Wirkungsgrade erwartet, die sich unmittelbar an der Effizienzsteigerung der erdgasgefeuerten Gasturbinen orientieren wird. Zu dem Zeitpunkt, zu dem erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke z.B. einen Wirkungsgrad von 63 % (Zukunft) erreichen, könnten IGCC-Kraftwerken (evtl. zeitlich verzögert) auf etwa 56 % kommen [20].

In der Tabelle 4.4 sind ausgewählte Daten der in die IKARUS-TDB aufgenommenen und bis zum Jahr 2030 erwarteten IGCC-Technologien dargestellt.

Tabelle 4.4: Ausgewählte Daten zukünftiger steinkohleversorgter IGCC-Kraftwerke

	Einheit	2010	2020	2030
Nettleistung	MW _{el}	450	450	450
η_{netto}	%	51	54	55
Nutzungsdauer	a	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	1125	1115	1100
Bauzeit	a	4	4	4
Fixe Betriebsk.	€/kW _{ela}	54	53	51
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	3,1	3,1	3,1
CO ₂	g/kWh _{el}	656	620	609

4.3.5 Braunkohlekraftwerke

Im Gegensatz zu Steinkohlekraftwerken, die gegenwärtig in verschiedenen Leistungsklassen angeboten werden (vgl. Kapitel 4.3.3), werden von den Herstellern der Braunkohlekraftwerke Entwicklungen verfolgt, die neben der Steigerung der Wirkungsgrade auch eine Erhöhung der Blockleistung zum Gegenstand haben. Zuletzt wurde der Block K des Kraftwerks Niederaußem mit einem überkritischen Dampfprozess, einer Kapazität von 965 MW_{netto} und einem Wirkungsgrad von 45 % errichtet und in Betrieb genommen. Nach Informationen der Rheinbraun AG werden die in der nahen Zukunft liegenden Entwicklungen besonders darauf abzielen, die spezifischen Anlagenkosten drastisch zu senken. Gleichzeitig wird erwartet, dass die Leistung und der Wirkungsgrad nochmals geringfügig steigen werden. Mit der Niedertemperaturtrocknung (mechanisch-thermische Entwässerung oder die Wirbelschichttrocknung) könnte zusätzlich ein effizienteres Kohletrocknungsverfahren zum Einsatz kommen, wodurch ein Wirkungsgradsprung auf etwa 50 % erwartet werden kann. Diese Trocknungsverfahren werden gegenwärtig in Pilotanlagen erprobt [28]. Die verfahrenstechnisch aufwendige Trocknung wird sich in erhöhten spez. Anlagenkosten niederschlagen. Tabelle 4.5 gibt für die in die IKARUS-TDB aufgenommenen Braunkohledampfkraftwerke ausgewählte technische, ökonomische und ökologische Parameter wieder. Hier wird angenommen, dass Braunkohledampfkraftwerke mit Braunkohletrocknung erst nach 2010 verfügbar werden und damit für Kraftwerke charakteristisch sind, die im Jahr 2020 errichtet werden.

Analog zu den Entwicklungen bei steinkohlegefeuerten Kraftwerkstechnologien ist auch der Einsatz von Braunkohle in IGCC-Kraftwerken möglich. Grundlegende Unterschiede in

der IGCC-Kraftwerkstechnologie werden in diesem Fall nicht erwartet. Die Verfügbarkeit und technische Entwicklung dieser Technologie folgen daher der Darstellung für die steinkohleversorgten IGCC-Kraftwerke. Allerdings wird im Rahmen der IKARUS-TDB aufgrund des höheren Wassergehaltes der Braunkohle ein gegenüber den steinkohleversorgten Kraftwerken um etwa 2 Prozentpunkte geringerer Wirkungsgrad angenommen.

Tabelle 4.5: Ausgewählte Daten moderner und zukünftiger Braunkohledampf- und IGCC-Kraftwerke

	Einheit	2000	2010		2020		2030	
Technologie		Kond.-DT	Kond.-DT	IGCC	Kond.-DT	IGCC	Kond.-DT	IGCC
Kapazität	MW _{el}	965	1050	450	1050	450	1050	450
η_{netto}	%	44,5	45	49	50	52	50	52,5
Nutzungsdauer	a	35	35	35	35	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	1175	920	1120	930	1110	920	1100
Bauzeit	a	4	4	4	4	4	4	4
Fixe Betriebsk.	€/kW _{ela}	39	34	53,7	34	52,7	34	51,1
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	1	1	3,1	1	3,1	1	3,1
CO ₂	g/kWh _{el}	898	888	815	799	768	799	761

4.3.6 Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abtrennung

Die Nutzung fossiler Brennstoffe in Energieumwandlungsanlagen ist heute unmittelbar mit der Freisetzung von CO₂ verbunden, da der im Brennstoff enthaltene Kohlenstoff oxidiert und an die Umgebung abgegeben wird. Möglichkeiten zur Reduktion der Emissionen bestehen daher bei den bisherigen Konzepten ausschließlich in der Reduktion der eingesetzten spezifischen Brennstoffmenge durch Wirkungsgradsteigerung und in der Substitution von kohlenstoffreichen durch kohlenstoffärmere Energieträger (insbesondere Kohle durch Gas).

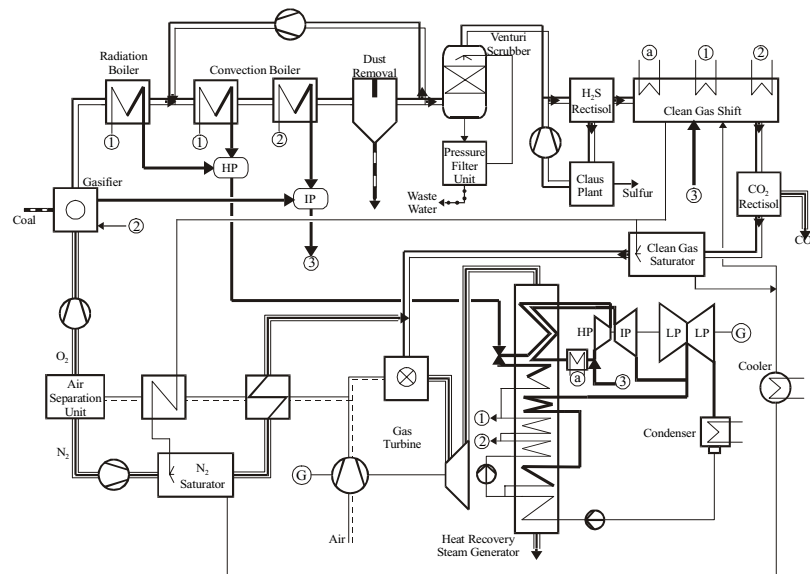
Der Erhöhung der Effizienz sind jedoch thermodynamisch und technisch bedingt Grenzen gesetzt (vgl. Kapitel 4.3.1) und der Substitution von Kohle durch Erdgas stehen deutlich höhere Brennstoffkosten und gleichzeitig geringere Reserven des Erdgases gegenüber.

Eine Entwicklungslinie der Kraftwerkstechnologie verfolgt daher das Ziel, fossile, kohlenstoffreiche Energieträger zu nutzen, jedoch das aus dem Kohlenstoff gebildete CO₂ abzutrennen und durch geeignete Lagerung von der Atmosphäre abzuschließen. In der Literatur werden viele Verfahren zur Rückhaltung bzw. Abscheidung von CO₂ in Kraftwerken beschrieben. Sie lassen sich nach der Art der Trenntechniken zu Prozessfamilien zusammenfassen [25, 26].

- a) Abscheidung von CO_2 aus den Rauchgasen am kalten Ende eines thermischen Kraftwerks (End-of-Pipe-Technology, Gaswäschen mit Lösungsmitteln, in anderen Industriezweigen angewandt).
- b) Abscheidung von CO_2 aus Synthesegasen unter Druck (z.B. aus einer Kohlevergasung, Entkarbonisierung von Synthesegasen, Umwandlung in Wasserstoff durch Wassergas-Shift).
- c) Fossile Brennstoffe können auch in einer Atmosphäre aus Sauerstoff und rezykliertem CO_2 (oder Wasserdampf) verbrannt werden. Dann besteht das Abgas hauptsächlich aus CO_2 und Wasserdampf, der sich leicht auskondensieren lässt. Dieses Verfahren verlegt die Abtrennaufgabe an den Beginn des Prozesses, nämlich auf die Gewinnung von Sauerstoff aus der Luft.

Der Energieaufwand für die Abtrennung von CO_2 , der sich als Minderung des Kraftwerkswirkungsgrades ausdrücken lässt, hängt von den jeweiligen Verfahren ab. Die Abtrennung von CO_2 aus Synthesegasen ist mit geringeren Wirkungsgradeinbußen verbunden als die Abscheidung aus atmosphärischen Rauchgasen.

Beim Einsatz von Kohle bietet der IGCC-Prozess besonders vorteilhafte Möglichkeiten, das CO_2 -Abtrennungsverfahren in den Gesamtprozess zu integrieren. Hier sind die Wirkungsgradeinbußen durch CO_2 -Abscheidung geringer, wenn die CO_2 -Abtrennung vor der Verbrennung vorgenommen wird (Abtrennungsverfahrenslinie b). Diese Erkenntnis wird von mehreren verschiedenen Autoren geteilt, z.B. [9]. Bei diesem Verfahren wird Kohlenmonoxid (CO), das im Kohlegas (Synthesegas) enthalten ist, in einem Shiftreaktor zu CO_2 umgewandelt (konvertiert) und vor der Verbrennung mit Hilfe eines Absorptionsmittels aus dem Brenngas abgetrennt. Weil das Brenngas unter Druck steht, können physikalisch wirkende Absorptionsmittel angewendet werden (z.B. mit Rectisol). Das wasserstoffreiche Brenngas wird in der Brennkammer einer GuD-Anlage in der verdichteten Luft unter Zumischung des Stickstoffs (Inertgas) aus der Luftzerlegungsanlage verbrannt. Das Abgas besteht aus einer Mischung von Stickstoff, Restsauerstoff und Wasserdampf und kann unmittelbar in die Atmosphäre abgegeben werden, da alle Verunreinigungen durch die für IGCC-Kraftwerke typische Gasreinigung entfernt werden. Das abgeschiedene CO_2 wird entsorgt (Wiederverwendung, Speicherung). In einer von der EC unterstützten Studie wurde das Basic Engineering für ein IGCC-Kohlekraftwerk mit CO_2 -Abscheidung untersucht [25], die Kosten der zusätzlichen Anlagensysteme für die CO_2 -Abtrennung und Ausschleusung abgeschätzt (Shiftreaktor, Absorber, Aufwand für Desorption/Regenerierung) und der Verbrauch an Absorptionsmitteln sowie die durch den zusätzlichen Eigenbedarf bedingte Wirkungsgradminderung ermittelt. Die Abscheidung des CO_2 aus dem Brenngas erfolgt nicht vollständig. Etwa 10 % des CO_2 verbleiben im Brenngas und werden in die Atmosphäre abgegeben. Das Prinzip dieses Prozesses zeigt Abbildung 4.4.



Die Wirkungsgradeinbuße durch Rückhaltung beträgt - bezogen auf das Basiskraftwerke - ca. 6 Prozentpunkte. Der Kohleverbrauch steigt um 13 %. (Annahme : Basiskraftwerk = fortschrittliches IGCC 51 %, IGCC mit Rückhaltung 45 %). Durch Rückhaltung werden je kWh elektrische Arbeit 0,67 kg CO₂ abgetrennt, rund 0,07 kg CO₂ (10 %) gelangen in die Atmosphäre. Rückhaltungsgrad = 90 %, Emissionsminderung = 88 %. Das abgetrennte CO₂ muß entsorgt werden

Abb. 4.4: Prozessschema eines IGCC-Kohlekraftwerks mit CO₂-Abscheidung nach Reingas-Shift, Rectisolwäsche

Danach ist der Wirkungsgrad eines IGCC mit CO₂-Abscheidung um ca. 6 %-Punkte niedriger als der Wirkungsgrad des Basis-IGCC (ohne Abscheidung). Die zugrunde liegenden Daten sind der oben zitierten Studie [25] bzw. der Veröffentlichung [26] entnommen. Auf dieser Grundlage sind die in der folgenden Tabelle 4.6 zusammengefassten Daten für die Zukunft erwarteten IGCC-Kraftwerke abgeleitet und in die IKARUS-TDB aufgenommen. Neben IGCC-Kraftwerken zur Stromerzeugung aus Steinkohle sind hier zusätzlich auch Kraftwerke, die mit Braunkohle befeuert werden, mit aufgenommen. Die Daten sind analog zu den Steinkohle-IGCC-Anlagen aus den Braunkohle-IGCC-Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung abgeleitet.

CO₂-Abscheidungsverfahren können auch bei erdgasbefeuerten GuD-Prozessen angewendet werden. Hier wird als aussichtsreiche Variante die rauchgasseitige CO₂-Abscheidung angesehen (Verfahrenslinie a). Aus dem drucklosen Rauchgas wird mit Hilfe einer Waschflüssigkeit das CO₂ ausgewaschen. Vor dem Hintergrund eines möglichst geringen Energieaufwandes kommt hier nach heutigem Stand Monoethanolamin (MEA) in Frage. Das nach der Absorption mit CO₂ beladene MEA/Wassergemisch wird unter er-

heblicher Wärmezufuhr regeneriert. Diese Wärme wird durch Niederdruckdampf aus dem Dampfturbinenprozess bereitgestellt [8].

Tabelle 4.6: Ausgewählte Daten zukünftiger-IGCC-Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung

	Einheit	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Brennstoff		Steink.	Steink.	Steink.	Braunk.	Braunk.	Braunk.
Nettoleistung	MW _{el}	425	425	425	425	425	425
η_{netto}	%	45	48	48,5	43	46	47
Nutzungsdauer	a	35	35	35	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	1400	1385	1380	1400	1385	1380
Bauzeit	a	4	4	4	4	4	4
Fixe Betriebsk.	€/kW _{ela}	66	64	61	66	64	61
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
CO ₂	g/kWh _{el}	89	84	82	112	104	102

Ausgehend von den in Kapitel 4.3.2 erläuterten Entwicklungen der Erdgas-GuD-Kraftwerke werden technische und ökonomische Parameter von Anlagen mit CO₂-Abtrennung abgeschätzt. In der Tabelle 4.7 sind ausgewählte Daten der in die IKARUS-TDB aufgenommenen Anlagen zusammengestellt.

Tabelle 4.7: Ausgewählte Daten zukünftiger Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung

	Einheit	2010	2020	2030
Nettoleistung	MW _{el}	450	450	450
η_{netto}	%	54	56	57
Nutzungsdauer	a	35	35	35
spez. Investk.	€/kW _{el}	950	890	830
Bauzeit	a	2	2	2
Fix. Betriebsk.	€/kW _{ela}	53,7	53,7	50,4
var. Betriebsk.	€/MWh _{el}	1,7	1,7	1,7
CO ₂	g/kWh _{el}	45	44	43

Voraussetzung für eine sinnvolle Reduktion der Treibhausgasemissionen ist der Abschluss des aus den Kraftwerken abgeschiedenen CO₂ von der Atmosphäre. Hier kommen grundsätzlich Konzepte zur Lagerung des CO₂ und solche zur Nutzung des CO₂ als Grundstoff für die Herstellung von chemischen Produkten in Betracht (CO₂-Recycling). CO₂

kann auch in Verbindung mit Wasserstoff zur Herstellung von gasförmigen und flüssigen (z.B. Methanol) Energieträgern genutzt werden, die gegenüber Wasserstoff eine gefahrenärmere Nutzung erlauben. Eine Treibhausgasminderung lässt sich bei dem Konzept jedoch nur erreichen, wenn der Wasserstoff CO_2 -frei hergestellt und das aus der Verbrennung des Synthesebrennstoffs wieder gebildete CO_2 erneut abgeschieden wird. Ohne diese Verwertungsmöglichkeit von CO_2 in einer eher langfristig denkbaren CO_2 -/ H_2 -Kreislaufwirtschaft werden die Potenziale für eine Verwertung des abgeschiedenen CO_2 allerdings aus heutiger Sicht auch bei verstärkten F&E-Anstrengungen bei nur rund 5 % des anfallenden Kohlendioxidmenge gesehen [8].

Für die Lagerung des CO_2 bieten sich Lagerstätten von Erdgas, Erdöl, ehemalige Kohlebergwerke und auch tiefe salzwasserführende Aquifere an. Das Kohlendioxid wird verdichtet und in ausgebeutete Lagerstätten gepresst. Es kann hierbei auch die Ausbeutung von Lagerstätten unterstützen, in dem es den Druck in der Lagerstätte aufrechterhält. Dieses Verfahren findet insbesondere bei der Erdölförderung bereits Anwendung. Im norwegischen Sleipner-Gasfeld wird CO_2 -reiches Erdgas gefördert, dessen CO_2 -Anteil vor der Gasabgabe reduziert werden muss. Hier wird die CO_2 -Fraktion vor Ort vom Brennstoff abgetrennt und in einen Aquifer in 800 m Tiefe oberhalb der Gaslagerstätte verpresst. Die Kosten für den Transport und die CO_2 -Injektion in Untertagespeicher werden in [22] mit bis zu gut 30 €/t CO_2 geschätzt. Ein kritischer Punkt dieser Speicherstrategien kann darin liegen, dass bisher nur ungenügende Kenntnisse über zu erwartenden Leckagen und die Wahrscheinlichkeit von Havarien und damit die Freisetzungen von CO_2 über sehr lange Zeiträume vorliegen.

In anderen Konzepten werden Ozeane als Speicher für CO_2 diskutiert. In großen Tiefen (etwa 4000 m) kann das CO_2 in Vertiefungen des Meeresbodens einen stabilen See ausbilden. Die hierfür erforderliche Pipeline-Technologie ist allerdings bisher noch nicht verfügbar. In geringe Tiefen (etwa 1000 m) in das Meereswasser eingebracht wird das CO_2 im Wasser gelöst. Die Absorption von CO_2 aus der Atmosphäre über die Meeresoberfläche ist ein natürlicher Vorgang. Die Einbringung von CO_2 in das Meer in geringe Tiefen ist daher dem natürlichen Vorgang ähnlich, er erfolgt jedoch sehr stark beschleunigt. Unklar ist bisher, welche Auswirkungen aus einer stark forcierten Einbringung von CO_2 in die Ozeane und der damit verbundenen Absenkung des PH-Wertes (Versauerung) auf maritime Ökosysteme folgen würden. Weiterhin kann die Speicherung von Kohlendioxid in Ozeanen nicht als dauerhafter Abschluss von der Atmosphäre betrachtet werden. Aufgrund von Strömungs- und Diffusionsprozessen muss erwartet werden, dass nach längeren Zeiten (hier werden ca. 1000 Jahre genannt) das eingelagerte CO_2 wieder an die Atmosphäre freigesetzt wird. Je nach Verfahren werden die Kosten für die Verflüssigung (ggf. Trockeneiserzeugung), den Transport und die Einleitung in das Meer zwischen 90 und 180 \$ pro Tonne CO_2 beziffert [24].

Ob fossil gefeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidungseinrichtungen und CO₂-Deponierung zukünftig eine großmaßstäbliche und tragfähige Option darstellen können, hängt außer von den notwendigen technischen Entwicklungen und der Wettbewerbsfähigkeit dieser Gruppe von Kraftwerkstechnologien auch entscheidend von den Kapazitäten zur Deponierung des Kohlendioxids ab. Beim Betrieb eines einzelnen 425 MW-Steinkohle-IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abscheidung würden bei einer Auslastung von 7500 h/a gut 2 Mio. t. Kohlendioxid pro Jahr zur Entsorgung anfallen. Diese Zahlen müssen insbesondere auch vor dem Hintergrund der erwarteten zu substituierenden Kraftwerkskapazität in Deutschland von rund 70.000 MW bis 2030 betrachtet werden. Würde die Hälfte dieser Kapazität durch IGCC-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung gedeckt, betrüge die dann zu entsorgende Menge von CO₂ rund 175 Mt. Dies entspricht über 40 % der gesamten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2000 (vgl. Abbildung 4.3). Eine Abschätzung der Speicherkapazität in Deutschland durch Öl-, Gas- und Kohlelagerstätten (Flöze und Bergwerke) beziffert die Speicherkapazität auf etwa 4000 Mio. t CO₂. Diese Kapazität würde unter diesen Bedingungen damit in etwa 20 Jahren erschöpft sein. Nicht berücksichtigt sind hierbei die vermuteten sehr viel größeren, aber auch sehr schwer bezifferbaren Kapazitäten durch tiefe salinäre Aquifere [22]. Für die EU wird eine erheblich größere Kapazität in der Größenordnung von rund 800 Gt CO₂ abgeschätzt, wobei Kohlevorkommen und unterseeische Aquifere nicht mit berücksichtigt wurden [10].

4.3.7 Kernkraftwerke

Im Bereich der nuklearen Stromerzeugung werden gegenwärtig umfangreiche Arbeiten zur Entwicklung sogenannter fortschrittlicher Reaktoren durchgeführt. Die Motivation zu den Anstrengungen folgt vor allem aus vier Gründen:

- Verbesserung der Anlagensicherheit und des Störfallrisikos. Fortschrittliche Reaktoren sollen die von der französischen und der deutschen Reaktorsicherheitskommission festgelegten sicherheitstechnischen Richtlinien erfüllen. Die neuen Anforderungen an kerntechnische Einrichtungen verlangen, dass selbst äußerst unwahrscheinliche große Unfälle keine einschneidenden Maßnahmen außerhalb des Anlagengeländes – z.B. Umsiedlungen – erforderlich machen dürfen. Sämtliche Auswirkungen von Stör- und Unfällen müssen hiernach auf die Anlage selbst beschränkt bleiben.
- Erhöhung des Wirkungsgrades.
- Erhöhung des Abbrandes radioaktiver Einsatzstoffe.
- Reduzierung der Stromerzeugungskosten.

Mit Blick auf diese Ziele werden weltweit verschiedene Konzepte verfolgt. Als Kraftwerkssystem, dessen Entwicklung auf die Erfüllung dieser Forderungen ausgerichtet ist, wird im Folgenden der EPR als neues repräsentatives Kernkraftwerk betrachtet.

Der European Pressurized Water Reactor (EPR) ist ein gemeinsam von Siemens-Framatome seit etwa 1990 über die gemeinsame Tochtergesellschaft NPI konstruierter Druckwasserreaktor von 1756 MW_{el} Leistung, der auf der Basis der französischen N4-Reaktoren und der deutschen KONVOI-Reaktoren weiterentwickelt wurde. Er gehört damit zu den sogenannten evolutionären Reaktortypen, die im Gegensatz zu völlig neuen Bauprinzipien auf den Erfahrungen und Entwicklungen bewährter Anlagen aufbaut, diese jedoch in entscheidenden Punkten durch besondere Eigenschaften seiner Bauweise übertrifft. Diese beziehen sich besonders auf eine Verbesserung der sicherheitstechnischen Maßnahmen (vgl. auch [23]). Hier sind u.a. eine Kernschmelze-Auffang- und Kühleinrichtung (Core-Catcher), Druckentlastungssysteme für Primär- und Sekundärkreislauf, ein Doppelcontainment sowie Rekombinatoren zum Abbau von Wasserstoff im Normalbetrieb zu nennen.

Der EPR soll hiermit die oben genannten hohen sicherheitstechnischen Anforderungen erfüllen [5, 6, 12, 21].

Die Auslegung und Entwicklung des EPR erfolgt unter der Maßgabe der Konkurrenzfähigkeit mit anderen Stromerzeugungsverfahren. Dieses Ziel wurde in der Basic-Design-Optimization-Phase durch eine Vergrößerung der Blocknettoleistung auf 1756 MW_{el} und eine Erhöhung der Brennstoffausnutzung auf bis zu 65 MWd/kg Uran erreicht [12, 21]. In der Tabelle 4.8 sind ausgewählte Daten des in die IKARUS-TDB aufgenommenen EPR zusammengestellt. Bei der Entwicklung der Anlagenkosten wird berücksichtigt, dass für die Erstanlage höhere Investitionen erforderlich sein werden, als bei Anlagen, die zu späteren Zeitpunkten errichtet werden können, da dann Rationalisierungseffekte durch eine optimierte Serienfertigung der Anlage greifen werden.

Tabelle 4.8: Ausgewählte technische und ökonomische Daten des EPR

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Nettoleistung	MW _{el}	1756	1756	1756	1756
η_{netto}	%	36	36	36	36
Nutzungsdauer	a	40	40	40	40
spez. Investk.	€/kW _{el}	1470	1370	1290	1240
Bauzeit	a	5	5	5	5
Fixe Betriebsk.	€/kW _{ela}	38,6	38,6	38,6	38,6
Var. Betriebsk.	€/kWh _{el}	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
Brennstoffkreislaufkosten*	€-ct/kWh _{el}	0,61/0,92	0,61/0,92	0,61/0,92	0,61/0,92

*) Die kleinere Zahl bezieht sich auf direkte Endlagerung, die größere auf einen Brennstoffkreislauf mit Wiederaufarbeitung

Der Wirkungsgrad des EPR wird gegenüber den bestehenden Druckwasserreaktoren mit 36 % höher liegen. Diese Steigerung um etwa 3 %-Punkte folgt aus Optimierungen des Prozesses und der Komponenten. Eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades würde höhere Drücke und Temperaturen im Primärkreis erfordern. Die Anhebung dieser Parameter würde eine Anpassung der Dimensionierung des Reaktordruckbehälters erfordern, der jedoch enge werkstofftechnische Grenzen gesetzt sind. Für dieses Reaktorkonzept wird daher keine weitere Steigerung des Wirkungsgrades und der Leistung erwartet.

Neben dem EPR werden auch Weiterentwicklung in den Bereichen der Siedewasserreaktoren (SWR) und auch der Hochtemperaturreaktoren (HTR) vorangetrieben. Aktivitäten im Bereich des HTR erfolgen gegenwärtig insbesondere in China, Rußland und Südafrika. Es wird erwartet, dass die Weiterentwicklung des SWR auch im europäischen Raum von Interesse sein wird. Mit der Entwicklung des SWR 1000 werden von der Gesellschaft Framatome ANP, durch die auch der EPR entwickelt wird, die gleichen ökonomischen und sichertechnischen Ziele wie die des EPR verfolgt, jedoch ist das Sicherheitskonzept des SWR 1000 grundlegend anders. In ihm sollen bei einer gegenüber früheren Systemen auf 1000 MW_{el} reduzierten Leistung durch passiv wirkende Maßnahmen wie Not- und Gebäudekondensatoren, passive Impulsgeber und Flutleitungen sowie die Containmentflutung Kernschmelzen bereits im Reaktordruckbehälter beherrscht und die Nachwärme abgeführt werden.

Auf internationaler Ebene werden innerhalb der von dem US-Department of Energy geleiteten Initiative „Generation IV“ ebenfalls Reaktorkonzepte entwickelt, die den bisher genutzten Systemen nachfolgen sollen und die im Vergleich mit den deutsch-französischen Vorgaben nahezu identische Zielsetzungen (Wirtschaftlichkeit, Ausschluss von glaubhaften Szenarien der Freisetzung gesundheitsgefährdender Radioaktivität) verfolgen [15]. Innerhalb dieser Initiative werden gegenwärtig verschiedene Reaktorkonzepte diskutiert, die neben wassergekühlten auch blei-, natrium-, gas- und salzschmelzegekühlte Systeme umfassen.

4.3.8 Kraft-Wärme-Kopplungssysteme

KWK-Dampfkraftwerke werden in Abhängigkeit von den Anforderungen an die Wärmeabgabe als Gegendruck-, Entnahme- (bzw. Anzapf-) Kondensations- und Kondensationsturbinen mit Wärmeauskopplung ausgeführt.

Wenn ganzjährig ein hoher Wärmebedarf vorliegt oder eine Leistungsreduzierung der Turbine während der Zeiten geringeren Wärmebedarfs, z.B. im Sommer, möglich ist, kommen Gegendruckanlagen zum Einsatz. Diese KWK-Anlagen sind durch eine nahezu konstante Stromkennzahl, dies ist das Verhältnis aus elektrischer und thermischer Leistung, gekennzeichnet. Sie werden vor allem bei größeren Industriebetrieben und im Bereich der

kommunalen Fernwärmeversorgung in Gebieten bis zu 50 MW_{th} Wärmeanschlussleistung eingesetzt. Diese Anlagen werden meist wärmegeführt gefahren. Zwar lassen sich die Einsatzmöglichkeiten von Gegendruck-KWK-Anlagen mit Hilfe von Notkühleinrichtungen oder mit Wärmespeichern erhöhen, aufgrund zusätzlicher Kosten infolge des apparativen Mehraufwands wird dies nur bei KWK-Anlagen bis zu wenigen MW_{el} realisiert.

Aus wirtschaftlichen Gründen wird in vielen KWK-Anwendungen häufig nur die Wärme-Grundlast durch gekoppelte Erzeugung abgedeckt, während die Spitzenlast durch Zusatzheizkessel erzeugt wird. Dies ist exergetisch ungünstig, da nur ein kleiner Teil des Brennstoffes in Arbeitsfähigkeit umgewandelt wird. Durch Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerke, in denen Strom im Kondensationsteil sowie gleichzeitig Strom und Wärme im Gegendruckteil der Turbinen erzeugt werden, kann ein exergetisch günstigerer Umwandlungsprozess realisiert werden. Der Dampfprozess lässt sich dabei so gestalten, dass Dampf auf verschiedenen Druckniveaus der Turbine entnommen und kondensiert wird und die Stromeinbuße demzufolge gering ist. Gleichzeitig ist das Verhältnis aus produziertem Strom und Wärme nicht fest sondern kann in Abhängigkeit von der Ausführung der Anlage durch Änderung der entnommenen Dampfmenge variiert werden. Ein weiteres Merkmal der Entnahme-Kondensationsturbinen-Technik ist die Möglichkeit zur Auskoppelung von Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Mit dieser Flexibilität können auch komplexere Wärmeversorgungsaufgaben gelöst werden.

Die Auskoppelung von Fernwärme aus dem Kraftwerksprozess hat eine Minderung der elektrischen Arbeit gegenüber dem reinen Kondensationsbetrieb zur Folge. Die Stromeinbuße hängt von der ausgekoppelten Wärmemenge, den Temperaturniveaus (Vor- und Rücklauftemperaturen) sowie der Anzahl und Bauart der Entnahmestellen ab. Typische Stromverlustkennziffern heutiger KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung, ausgedrückt als Veränderung der elektrischen Arbeit je abgegebener Wärmemenge, liegen zwischen 0,10 und 0,21 $\text{kWh}_{el}/\text{kWh}_{th}$ [2].

Als Folge der Wärmeauskoppelung aus Heizkraftwerken entsteht ein Investitionsmehrbedarf gegenüber reinen Kondensationsprozessen, der vor allem aus folgenden Punkten herrührt:

- Änderungen am Turbinenkonzept (z.B. Modifikationen der Stufenzahl, Beschau felung und Anzapföffnungen, Übergang zur Mehrflutigkeit, Verstärkung der Axiallager); derartige Maßnahmen können zu einer Erhöhung der Turbinenkosten im Bereich von 5 bis 15 % führen,
- Anlagenmehraufwand für Drosselklappen, Heizkondensatoren, zusätzliche Leitungen und Pumpen,
- zusätzliche heizwasserseitige Installationen,
- zusätzliche Leit- und Regeltechnik und elektrische Installationen und

- zusätzlicher Bauaufwand aufgrund des größeren Platzbedarfs.

Im Vergleich zu einem Kondensationskraftwerk gleicher elektrischer Leistung und Grundkonzeption ergibt sich dadurch bei Entnahmekondensations-KWK-Anlagen ein spezifischer Anlagenkostenzuschlag von rund 155 € je kW_{el} . Da der apparative Aufwand für die Wärmeauskopplung für Gegendruck-KWK-Anlagen im Vergleich zu Entnahmeeinrichtungen erheblich geringer ist, liegt für diese Anlagen der Zuschlag auf die spez. Anlagenkosten nur bei rund 80 €/kW_{el}. Die spezifischen Investitionskosten von Heizkraftwerken nehmen bei kleiner werdenden Leistungen deutlich zu. Wegen der leichteren Handhabbarkeit des Brennstoffs und der entfallenden Rauchgasreinigung sind erdgasgefeuerte Heizkraftwerke kostengünstiger als kohlegefeuerte Anlagen. Aus diesem Grund werden kleine Heizkraftwerke bevorzugt mit Erdgas befeuert.

Die technische Entwicklung von KWK-Anlagen ist in erheblichem Maße von der Weiterentwicklung reiner Kondensationskraftwerke abhängig. Da der Wärmebedarf tendenziell abnimmt, ist in Zukunft nicht mit KWK-Anlagen großer Leistungen zu rechnen. KWK-Anlagen im Bereich zwischen 50 und 200 MW_{el} werden daher nur teilweise von den Weiterentwicklungen profitieren können, die im Bereich der Kraftwerke mit meist größeren Leistungen erwartet werden.

4.3.9 Brennstoffzellen

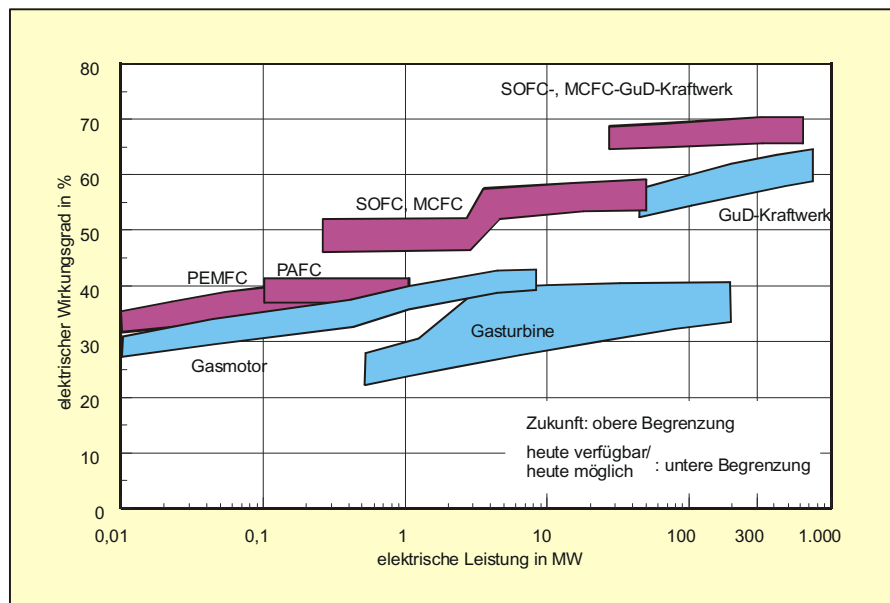
Brennstoffzellen sind eine Technologie, mit der die in Brennstoffen enthaltene Energie elektrochemisch in Strom umgewandelt wird. Der Umwandlungsprozess zeichnet sich dadurch aus, dass die Energieumwandlung von chemischer Energie in elektrische unmittelbar erfolgt und nicht über die bei Wärmekraftwerken typische Umwandlungskette Brennstoffenergie-Wärme-Mechanische Energie-Elektrizität. Durch die direkte Umwandlung werden die Exergieverluste der Wärme-Kraft-Prozesse vermieden und Brennstoffzellen können damit prinzipiell höhere Wirkungsgrade als thermische Kraftwerke aufweisen.

Heute sind verschiedene Konzepte von Brennstoffzellen bekannt, die entsprechend dem jeweils verwendeten Elektrolyten bezeichnet werden. Diese Brennstoffzelltypen und typische Anwendungsbereiche sind in Tabelle 4.9 zusammengestellt.

Es wird erwartet, dass Brennstoffzellen bei Anwendungen in jedem Leistungsbereich gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien höhere Wirkungsgrade aufweisen können (vgl. Abbildung 4.5). Bedingt durch die Art der Brennstoffumwandlung sind die direkten Schadstoffemissionen dieser Technologie äußerst gering und folgen fast ausschließlich aus eventuell notwendigen Brennstoffaufbereitungsprozessen.

Tabelle 4.9: Übersicht über verschiedene Brennstoffzelltypen

Bezeichnung		Betriebstemp.	Typische und erwartete Anwendungen
AFC	Alkalische Brennstoffzelle	ca. 80 °C	Raumfahrtanwendungen, Militär
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle	ca. 80 °C	Mobile Anwendungen, KWK
DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle	80-130 °C	Mobile Anwendungen
PAFC	Phosphorsaure Brennstoffzelle	200 °C	KWK (typisch: Blockheizkraftwerk 200 kW _{el})
MCFC	Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle	ca. 650 °C	dezentrale KWK
SOFC	Festoxidkeramik-Brennstoffzelle	ca. 800-1000 °C	Kraftwerke, KWK sowohl im großen als auch kleinen Leistungsbereich

**Abb. 4.5:** Wirkungsgrade verschiedener Brennstoffzellen und konventioneller Stromerzeugungstechnologien [13]

Brennstoffzellen stehen jedoch erst am Anfang ihrer technologischen Entwicklung. Die derzeit veröffentlichten technischen und ökonomischen Daten sind in der Regel Angaben für Prototypen/Demonstrationsanlagen sowie für Kleinserien in der Erprobungsphase. Ein Schwerpunkt der gegenwärtigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ist es, die Kosten der Brennstoffzellen durch Erhöhung der Nutzungszeiten sowie durch preiswertere Materialien und Fertigungsverfahren erheblich zu reduzieren. Zusammen mit einer Steigerung der Wirkungsgrade soll die Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen gegenüber den vorhandenen Konkurrenztechnologien, also fossil befeuerten Kraft- und Heizkraftwerken verschiedener Größenordnungen, erreicht werden.

Am weitesten entwickelt sind gegenwärtig die PAFCBrennstoffzellen (Phosphoric Acid Fuel Cell, Phosphorsaure Brennstoffzelle), die über mehrere Jahre in erdgasversorgten Blockheizkraftwerken mit Kapazitäten von rund 200 kW_{el} kommerziell verfügbar waren. Eine Weiterentwicklung der PAFC wird von dem Hersteller jedoch nicht mehr angestrebt, da unzureichende Kostenreduktionspotenziale dieser Brennstoffzellentechnologie erkannt wurden.

Für Anwendungen im Bereich von einigen hundert kW bis in den Megawatt-Bereich (vgl. Abbildung 4.5), dies ist der Leistungsbereich, der innerhalb des IKARUS-Projektes in den Umwandlungssektor fällt, werden aus heutiger Sicht den Schmelzkarbonat- und Festoxidbrennstoffzellen (MCFC bzw. SOFC) gute Aussichten eingeräumt, da bei ihnen – heute ausgehend von einem hohen Kostenniveau – größere Kostenreduktionspotenziale gesehen werden. Weiterhin erlaubt die bei ihnen auf hohem Temperaturniveau anfallende Reaktionswärme eine Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme sondern auch für industrielle Anwendungen im Bereich der Prozesswärme. Auf MCFC-Zellen basierende Anlagen in der Leistungsklasse von wenigen hundert kW (das Hot Module der MTU) werden heute bereits in kleiner Stückzahl betrieben und weiterentwickelt. Seit Ende der 90er Jahre sind auch erste Einzelanlagen mit SOFC-Zellen des Siemens-Westinghouse-Konzepts in der Leistungsklasse zwischen 25 und 200 kW in Betrieb. Sämtliche dieser Anlagen werden heute mit Erdgas betrieben.

Vor dem Hintergrund des erreichten Standes der Brennstoffzellenentwicklung wurden Projektionen für zukünftige Brennstoffzellenanlagen auf der Basis der MCFC und der SOFC entwickelt und technische und ökonomische Parameter abgeschätzt. Die Datensätze für SOFC- und MCFC-Anlagen sind in die IKARUS-TDB aufgenommen (vgl. Tabelle 4.10). Hier wird angenommen, dass in 2010 serienreife erdgasbetriebene Anlagen für die Bereitstellung von Strom und Wärme zur Verfügung stehen werden. Für die Abschätzung der Kosten der Systeme wird vorausgesetzt, dass die gegenwärtigen Anstrengungen zur Reduktion der Herstellungskosten erfolgreich verlaufen sein werden.

Tabelle 4.10: Ausgewählte Daten zukünftiger Brennstoffzellensysteme

		2010		2020		2030	
Technologie		SOFC	MCFC	SOFC	MCFC	SOFC	MCFC
Nettoleistung	MW_{el}	1	0,5	3	1	10	3
max. Wärmeauskopplung	MW_{th}	0,67	0,34	2	0,68	6,7	2,04
η_{el}	%	53	50	55	50	56	50
η_{gesamt} , bei max. Wärmeauskopplung	%	89	84	92	84	94	84
Nutzungsdauer	a	15	15	15	15	15	15
Spez. Invest.	$\text{€}/\text{kW}_{el}$	1530	1280	1020	1020	770	1020
Fixe Betriebsk.	$\text{€}/\text{kW}_{el}\text{a}$	22	28,6	17,4	22	15,9	17,4
Var. Betriebsk.	$\text{€}/\text{kWh}_{el}$	15,9	9,2	7,2	7,7	6,1	7,7
CO_2	g/kWh_{el}	383	407	369	407	362	407

4.3.10 Wasserkraftwerke

In Deutschland ist das wirtschaftliche Potenzial der Wasserkraftnutzung bereits weitgehend ausgeschöpft. Zu den größeren aktuellen Projekten zählt der Ausbau des Wasserkraftwerks Rheinfelden und der Bau des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal. Die Technologie der Wasserkraftnutzung hat einen sehr hohen Stand erreicht, grundlegende Neuerungen, die sich in weiteren Steigerungen der Wirkungsgrade ausdrücken, sind kaum noch zu erwarten. Wasserkraftwerke sind immer individuell auf die örtlichen Gegebenheiten konzipierte Anlagen. Ihre ökonomischen und technischen Daten sind damit nur bedingt auf andere Standorte übertragbar. In die IKARUS-TDB wurden daher für zwei ausgeführte Laufwasserkraftwerke in unterschiedlichen Leistungsklassen sowie für das neu errichtete Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal verfügbare Daten aufgenommen. Entsprechend der Abgrenzung des TP 4, „Umwandlung“, werden hier nur Anlagen betrachtet, die eine Kapazität von mehr als 1 MW_{el} besitzen. Kleinere Anlagen werden vom TP 3 in dem Bereich „Primärenergie“ erfasst. Dem Einsatzgebiet der Pumpspeicherkraftwerke, also der großmaßstäblichen Speicherung von Elektrizität, kommt insbesondere durch die Liberalisierung des Strommarktes sowie durch den schnell zunehmenden Anteil fluktuierend erzeugten Stroms durch regenerative Technologien eine besondere Bedeutung zu. Ausgewählte Werte der in die Datenbank aufgenommenen Beispiele von Wasserkraftwerken sind in der Tabelle 4.11 zusammengestellt.

Tabelle 4.11: Ausgewählte Daten moderner Wasserkraftwerke

		Laufwasser- kraftwerk, Kleinanlage	Laufwasserkraft- werk Rheinfelden, Neubau	Pumpspeicher- kraftwerk Goldisthal
Nettoleistung	MW _{el}	2,2	116	1060
Früheste Inbetriebnahme		2000	2019	2003
Gesamtwirkungsgrad	%	85	92	82
ökon. Lebensdauer	a	70	> 60	60
Invest. gesamt	M€	9,1	400	600
Spez. Invest.	€/kW _{el}	4136	3450	566
Fallhöhe	m	5,95		302
Ausbaudurchfluss	m ³ /s	40		412
Anzahl der Turbinen	-	1	4 × 28 MW, 1 × 2 MW	4
Turbinentyp		Kaplan- Rohrturbine	Kaplan- Rohrturbine	Francis- Pumpturbine
Spannungsniveau	kV	25	380	380

4.3.11 Vergleich von Emissionen und Kosten der fossilen und nuklearen Technologien

Mit den in den vorhergehenden Kapiteln dargestellten Optionen für die zukünftige Stromerzeugung steht ein Spektrum von Technologien zur Verfügung, für die unterschiedliche technische und ökonomische Entwicklungen erwartet werden. Ihre potenziellen Beiträge zur Reduktion der stromerzeugungsbedingten Treibhausgasemissionen (THG) werden sich daher erheblich unterscheiden. In Abbildung 4.6 sind die spezifischen THG-Emissionen der Kraftwerkstechnologien als Funktion des Jahres der Verfügbarkeit dargestellt. Sie sind auf der Grundlage der von [17] veröffentlichten Charakterisierungsfaktoren für N₂O- und CH₄-Emissionen berechnet. Betrachtet werden hier nur die direkten Emissionen, d.h., Emissionen aus der Bereitstellung der Energieträger frei Kraftwerk sowie aus der Errichtung und Entsorgung des Kraftwerkes sind nicht berücksichtigt. Weiterhin sind als Vergleichsgröße die spez. THG-Emissionen der Stromerzeugung des Kraftwerksmixes in Deutschland im Jahr 2000 und als weiterer Datenpunkt die heute durchschnittlichen Emissionen von Steinkohlekraftwerken mit aufgenommen.

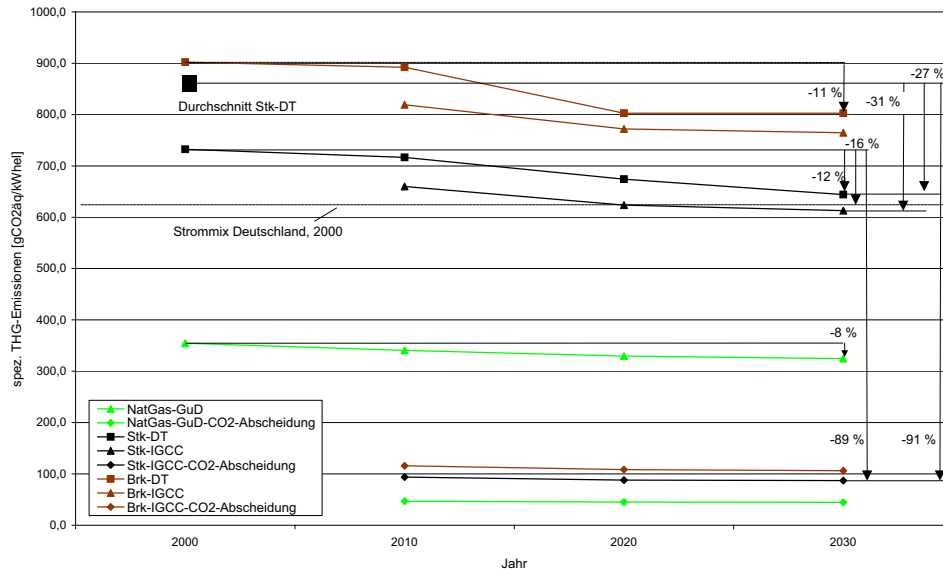


Abb. 4.6: Entwicklung der spez. THG-Emissionen verschiedener Kraftwerkstechnologien zur Nutzung fossiler Brennstoffe

Über den Betrachtungszeitraum bis 2030 werden innerhalb einer Technologie (evolutionäre Entwicklung) durch Effizienzsteigerungen der bereits heute eingesetzten Prozesse gegenüber den im Jahr 2000 verfügbaren Anlagen Reduktionen der spezifischen THG-Emissionen zwischen 8 % (Erdgas-GuD) und 11 bzw. 12 % (Braunkohle-DT bzw. Steinkohle-DT) erwartet. Im Vergleich mit den heute durchschnittlichen Emissionen von Steinkohlekraftwerken werden mit in 2030 verfügbaren Steinkohle-DT-Kraftwerken um rund 27 % niedrigere Emissionen erreicht. Größere Reduktionspotenziale lassen sich erschließen, wenn beispielsweise bei der Nutzung von Steinkohle auf IGCC-Technologie (revolutionäre Entwicklung) übergegangen wird. Hier werden gegenüber den heute verfügbaren Steinkohle-DT-Kraftwerken über 16 % geringere Emissionen erwartet, im Vergleich zu heute durchschnittlichen Anlagen liegen die Emissionen sogar gut 30 % niedriger. Gleichzeitig wird jedoch auch deutlich, dass auch mit diesen Technologien in Zukunft die spezifischen Emissionen des heutigen deutschen Kraftwerksmixes bestenfalls knapp unterschritten werden können (Steinkohle-IGCC). Beiträge zur Senkung der Treibhausgasemissionen können diese Technologien also nur dann leisten, wenn sie bisher betriebene Anlagen mit höheren Emissionen bzw. geringerer Effizienz ersetzen.

Bedingt durch ihren bereits heute hohen Wirkungsgrad, hauptsächlich aber aufgrund des kohlenstoffärmeren Brennstoffs Erdgas, liegen die spez. THG-Emissionen der Erdgas-GuD-Kraftwerke etwa halb so hoch als im Durchschnitt des Kraftwerksparks.

Bei Nutzung von Kohle ist ein Schritt in Richtung einer Emissionsminderung, mit der spezifische Emissionen erheblich unterhalb der heute im Kraftwerkspark durchschnittlichen liegen, erst durch die Einführung von effizienten CO₂-Abtrennungs- und -Entsorgungstechniken möglich. In Abbildung 4.6 ist am Beispiel der Steinkohle verdeutlicht, dass gegenüber den heute verfügbaren modernen Dampfkraftwerken durch den Übergang auf IGCC-Kraftwerke in 2030 etwa 90 % geringere THG-Emissionen möglich sein werden. Diese zukünftige Kohletechnologie erlaubt damit die Stromerzeugung mit Emissionen, die in der Größenordnung eines Drittels derer von heutigen Erdgas-GuD-Kraftwerken liegen. Eine weitere Halbierung der spez. Emissionen könnte durch die Anwendung der CO₂-Abtrennung in Erdgas-GuD-Systemen erreicht werden. Im Bereich der auf fossilen Energieträgern basierten Stromerzeugung werden damit technische Optionen zur Verfügung stehen, die gegenüber den heute eingesetzten Technologien hinsichtlich der THG-Emissionen erhebliche Vorteile aufweisen.

Außerhalb der Gruppe der fossilgefeuerten Kraftwerke bestehen weitere Optionen in der Nutzung verschiedener regenerativer Energieträger (insbesondere der Wasserkraft und des Winds) sowie der Kernenergie.

Hinsichtlich der Kosten der Stromerzeugungssysteme bestehen deutliche Unterschiede. In Abbildung 4.7 sind zunächst die spezifischen Investitionen einiger der oben diskutierten Kraftwerke für den Zeitraum 2000-2030 dargestellt. Aus der Gruppe der Steinkohle-Dampfkraftwerke wird hier die Anlage mit 600 MW_{el} und aus den beiden Leistungsklassen der Erdgas-GuD-Kraftwerke die Anlage mit 800 bzw. 1000 MW_{el} berücksichtigt. Hier wird deutlich, dass die Investitionskosten für heutige und zukünftige Erdgas-GuD-Kraftwerke nur etwa ein Drittel bis zur Hälfte der Kosten sämtlicher Alternativen betragen. Die höchsten spezifischen Investitionen werden für den EPR ausgewiesen, bei dieser Technologie werden jedoch größere Kostenreduktionen über den Betrachtungszeitraum erwartet. Aus der Gruppe der fossil befeuerten Kraftwerke sind die Braunkohle-Dampfturbinenkraftwerke heute bezüglich der Investitionskosten mit Abstand die teuerste Technologie. Gleichzeitig wird bis 2010 eine erhebliche Kostenreduktion etwa auf das Niveau der Steinkohle-Dampfturbinenkraftwerke erwartet. Für kohlebasierte Technologien mit integrierter CO₂-Abscheidung liegen die spezifischen Investitionen etwa auf der Höhe der Kosten für nukleare Anlagen.

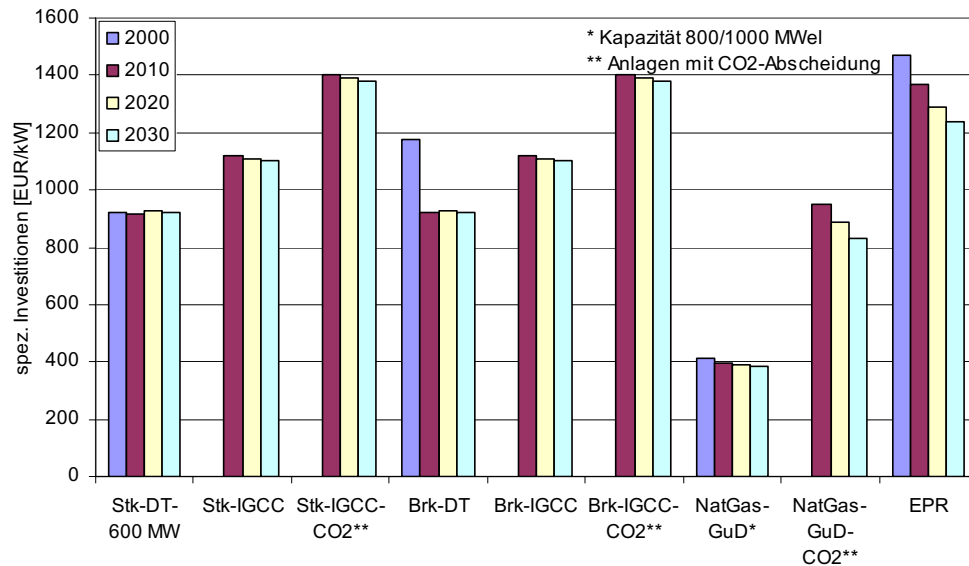


Abb. 4.7: Spez. Investitionen verschiedener Kraftwerkstechnologien im Zeitraum 2000-2030

Neben den Investitionskosten sind für Entscheidungen über den Neubau einer spezifischen Technologie die Stromgestehungskosten eine ausschlaggebende Größe. Für die Kraftwerkstechnologien, die mit fossilen und nuklearen Energieträgern betrieben werden, sind Rechnungen zu diesen Kosten durchgeführt worden. Hierbei sind Brennstoffpreise bis 2030 auf der Basis von Daten des Teilprojekts „Primärenergie“ zugrundegelegt worden, die über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben wurden. Für die Bereitstellung der Energieträger Steinkohle (Importkohle) und Erdgas frei Kraftwerk werden Zuschläge von 1,26 bzw. 0,22 €/GJ auf den Grenzübergangspreis berücksichtigt. In Abbildung 4.8 sind diese Preise in Abhängigkeit vom Bezugsjahr dargestellt. Neben den Preisen für fossile Energieträger sind hier auch die Kernbrennstoffkreislaufkosten, ebenfalls bezogen auf den Energieinput, dargestellt. Berücksichtigt wird der Pfad der direkten Entsorgung der abgebrannten Brennelemente.

In Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 sind für eine Auswahl der in den vorherigen Kapiteln genannten Technologien die Stromgestehungskosten für den einheitlichen Fall des Grundlastbetriebs mit 7500 h/a berechnet und im Vergleich dargestellt. Die ausgewiesenen Stromgestehungskosten sind über die Nutzungsphase der Kraftwerke finanzmathematisch gemittelte Werte und sind auf die Preisbasis des Jahres 2000 bezogen. Den Rechnungen liegt eine reale Diskontrate von 5 % zugrunde.

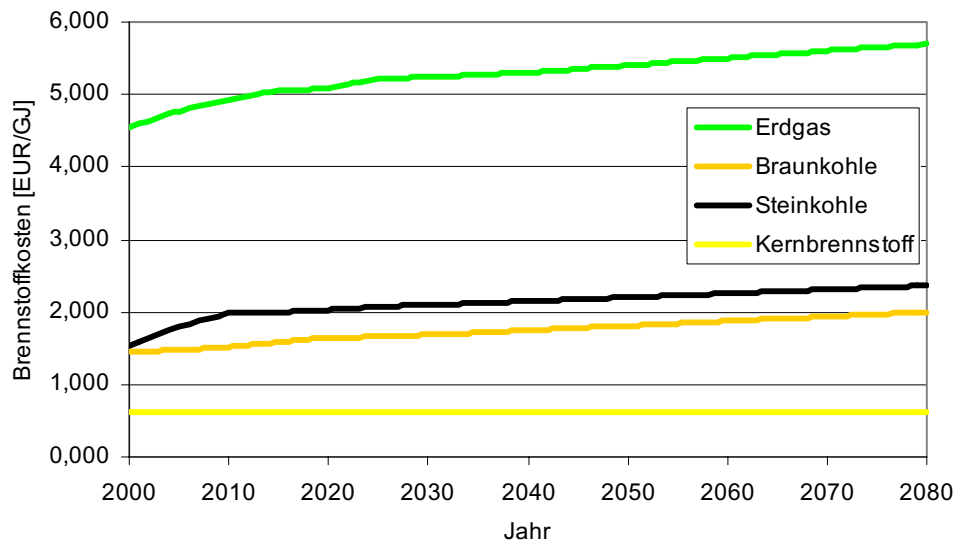


Abb. 4.8: Preise fossiler Brennstoffe frei Kraftwerk und Kernbrennstoffkreislaufkosten

Die Stromgestehungskosten der Erdgas-GuD-Kraftwerke liegen mit ca. 3,8 €-ct/kWh signifikant höher als die der Kosten der anderen bereits heute genutzten Technologien. Der sinkende Brennstoffbedarf durch Effizienzsteigerungen dieser Technologie im Betrachtungszeitraum wird weitgehend durch die Steigerung der Brennstoffkosten kompensiert. Der Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten der Erdgas-GuD-Kraftwerke beträgt etwa 80 %. Die große Sensitivität der Stromgestehungskosten gegenüber dem Brennstoffpreis macht die Wirtschaftlichkeit von Erdgas-GuD-Kraftwerken stark abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Gaspreise. Bei den Braun- und Steinkohledampfkraftwerken liegt der Brennstoffanteil an den Stromgestehungskosten bei rund 50 %, wenn Preise für Importsteinkohle vorausgesetzt werden. Im Vergleich zu Erdgas-GuD-Kraftwerken produzieren die Kohledampfkraftwerke heute preiswerter Strom und sind weniger anfällig gegenüber Preisschwankungen. Die Kosten liegen im Fall des Steinkohlekraftwerks heute bei rund 3,1 €-ct/kWh. Für die zugrundegelegten Brennstoffpreise folgen keine wesentlichen Änderungen der Stromgestehungskosten über den Betrachtungszeitraum bis 2030. Bei Braunkohle-Dampfturbinenkraftwerken wird infolge der erwarteten Reduktion der Kapitalkosten und der Steigerung des Wirkungsgrades ein merklicher Rückgang der Stromgestehungskosten von ca. 2,9 €-ct/kWh im Jahr 2000 auf rund 2,6 €-ct/kWh ermittelt. Für die stein- und braunkohlebefeuerten IGCC-Kraftwerke werden trotz der gegenüber den reinen Dampfkraftwerken größeren Wirkungsgrade höhere Stromgestehungskosten aufgrund der höheren Kapitalkosten und fixen Betriebskosten ausgewiesen.

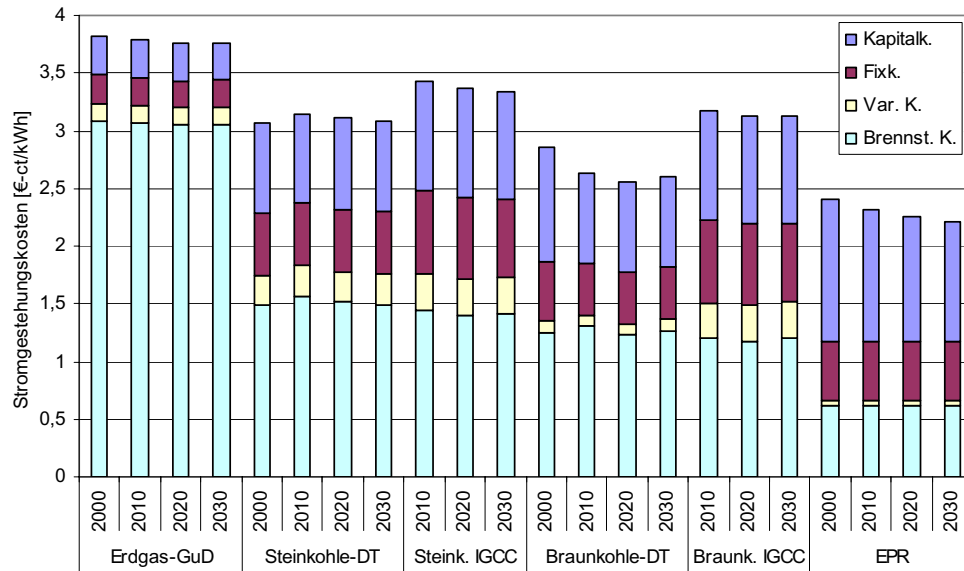


Abb. 4.9: Stromgestehungskosten nuklearer und fossil versorgter Kraftwerkstechnologien ohne CO₂-Abscheidung (Auslastung 7500 h/a)

Die nukleare Stromerzeugung ist im Vergleich zu allen fossil basierten Technologien mit 2,4 €/ct/kWh im Jahr 2000 die preiswerteste Option und die Stromgestehungskosten werden über den Betrachtungszeitraum bedingt durch die abnehmenden Kapitalkosten leicht sinken. Der Anteil der Kernbrennstoffkreislaufkosten an den Stromgestehungskosten liegt bei dieser Technologie nur bei rund 1/4. Die Wirtschaftlichkeit der nuklearen Stromerzeugung ist damit nur gering von den Brennstoffkreislaufkosten abhängig, für die nach den gegenwärtigen Stand keine Änderungen über den Betrachtungszeitraum erwartet werden. Höhere Kosten für den Kernbrennstoffkreislauf und die Stromerzeugung würden folgen, wenn andere Entsorgungspfade als die direkte Endlagerung, also z.B. eine Wiederaufbereitung, berücksichtigt würden.

Bedingt durch die aufwendige und kostenintensive Anlagentechnik und niedrigere Wirkungsgrade liegen die Stromgestehungskosten der fossil befeuerten Kraftwerke mit CO₂-Abscheidungssystemen deutlich über denen der vergleichbaren Techniken ohne CO₂-Abtrennung (Abbildung 4.10). Die kostengünstigste Option stellt in dieser Gruppe das Braunkohle-IGCC-Kraftwerk mit CO₂-Abtrennung dar, dessen Stromgestehungskosten im Bereich von rund 3,5 bis 3,8 €/ct/kWh liegen und damit etwa den Kosten des Erdgas-GuD-Systems entsprechen. Die Unterschiede bezüglich der CO₂-Emissionen dieser Technologien (vgl. Abbildung 4.6) bleiben bei diesem Vergleich allerdings unberücksichtigt.

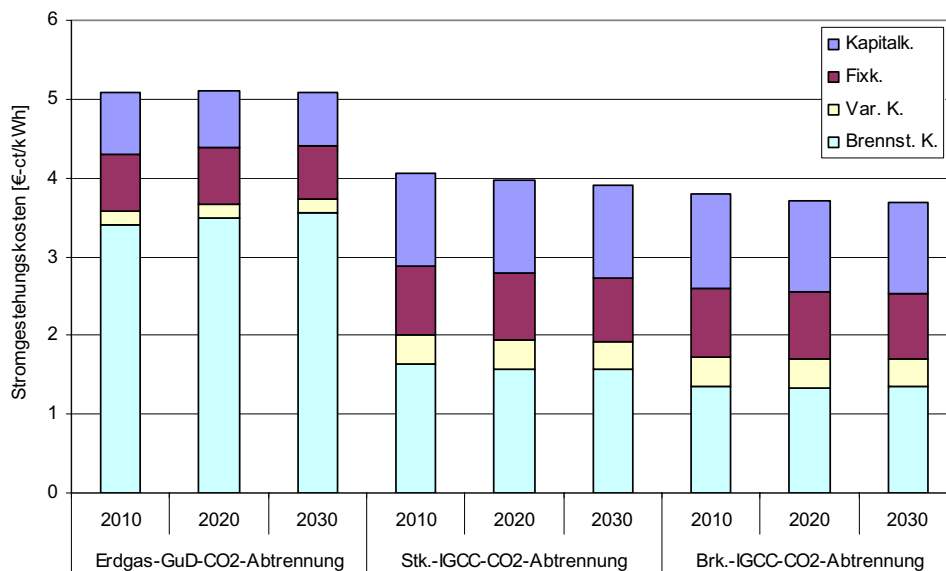


Abb. 4.10: Stromgestehungskosten fossilbefuerter Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung (Auslastung 7500 h/a)

4.4 Weitere Umwandlungs- und Verteilungstechniken

In den vorhergehenden Kapiteln wurden verschiedene Technologien der Stromerzeugung und der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sowie ihre erwarteten Entwicklungen ausführlicher dargestellt. Innerhalb des IKARUS-Projektes umfasst der Umwandlungsbe- reich auch weitere Technologien wie z.B. Raffinerien und Prozesse der Kohleveredelung, die der Umwandlung von Energieträgern in (andere) sekundäre Formen dienen sowie Techno- logien, die für die Verteilung von Sekundärenergieträgern wie Strom und Wärme benötigt werden.

Im folgenden werden aus dem Bereich der Energieumwandlungsverfahren die Wasser- stoffherzeugungstechnologien und Wärmepumpen als Vertreter heute noch relativ wenig genutzter, aber unter Umständen für die Zukunft aussichtsreicher Technologien heraus- gegriffen und leitungsgebundene Verteilungstechniken diskutiert.

4.4.1 Wasserstoffherzeugungstechnologien

Eine Option für die zukünftige Energieversorgung stellt Wasserstoff als kohlenstofffreier Energieträger dar. Reiner Wasserstoff kommt jedoch in der Natur praktisch nicht vor, er

ist daher kein Primärenergieträger und muss durch Umwandlung von Primärenergie oder Sekundärenergieträgern gewonnen werden. Die Frage nach dem stofflichen und energetischen Aufwand einer wasserstoffbasierten Energieversorgung ist damit weniger auf die Umwandlung des Wasserstoffes selbst sondern vielmehr auf die Energiequellen und die Verfahren zu seiner Herstellung und Verteilung an die Verbraucher konzentriert.

Wasserstoff kann durch eine Reihe verschiedener verfahrenstechnischer Prozesse durch die Umwandlung fast aller Energieträger, hierunter auch Rückstände der petrochemischen Industrie, gewonnen werden.

Von den unterschiedlichen Verfahren zur Wasserstofferzeugung werden die auf der thermischen Umsetzung von Kohlenwasserstoffen zu Wasserstoff und Kohlendioxid basierenden Prozesse (Dampfreformierung von Erdgas, partielle Oxidation von Mineralölfraktionen, Kohlevergasung) mit Abstand am häufigsten eingesetzt. In wesentlich geringerem Umfang wird die Elektrolyse von Wasser angewendet. Neuere Verfahren der Wasserstofferzeugung durch thermochemische und photobiologische Verfahren, den Kvaerner-Prozess, Katalysator-Techniken und andere sind derzeit noch ohne technische Bedeutung [3]. Bei der Wasserelektrolyse werden Wasserstoff und Sauerstoff durch Spaltung von Wassermolekülen gewonnen. Für die Herstellung eines Normkubikmeters Wasserstoff wird hierfür eine Energie von theoretisch $3,54 \text{ kWh}_{el}$ benötigt, die dem Brennwert von Wasserstoff entspricht. Technisch werden Elektrolysen nach der Art der eingesetzten Elektrolyten in alkalische Wasserelektrolyse, Membranelektrolyse, Hochtemperaturelektrolyse und Alkalischmelzelektrolyse unterschieden.

Die alkalische Elektrolyse nach dem Hochdruck-Prinzip (der Betriebsdruck liegt im Bereich von 10 ... 30 bar) stellt nach dem heutigen Stand der Technik eine aussichtsreiche Technologie dar.

Die Dampfreformierung von leichten Kohlenwasserstoffen befindet sich bereits heute auf einem hohen Entwicklungsstand und ist das verbreitetste Verfahren zur Wasserstofferzeugung. Dieses Verfahren findet insbesondere Anwendung bei der H_2 -Erzeugung aus Erdgas.

Die partielle Oxidation ist ein Verfahren, in dem auch schwere Kohlenwasserstoffe, speziell Schweröl und auch schwefelhaltige organische Rückstände zur Erzeugung von H_2 eingesetzt werden können. Unter Zusatz von Wasserdampf erfolgt zunächst eine exotherme Umsetzung des Schweröls mit Sauerstoff. Nach der partiellen Oxidation wird das gebildete Kohlenmonoxid mittels CO-Shift konvertiert. Hierbei wird das Kohlenmonoxid mit Wasserdampf in CO_2 und H_2 überführt. Abschließend folgt die Gasaufbereitung mit Entschwefelung und CO_2 -Abscheidung.

Die Vergasung von festen Energieträgern wie Kohle oder Biomasse erfolgt mittels Hochtemperaturvergasung im Wirbelschicht- oder Flugstromreaktor. Hierbei erfolgt eine unterstöchiometrische thermische Zersetzung des Brennstoffes in ein brennbares Gas unter

Zusatz eines Vergasungsmittels (Luft, Dampf oder auch ein Gemisch aus diesen). Der Vergasung schließt sich ein CO-Shift und eine Gasreinigung ähnlich dem Verfahren der partiellen Oxidation an.

Wasserstoff eignet sich besonders gut für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen, da diese mit Ausnahme der MCFC im Fall der Wasserstoffversorgung keine Gasaufbereitung benötigen, einen geringen Eigenbedarf aufweisen und folglich hohe Wirkungsgrade erreichen können.

In die IKARUS-TDB sind verschiedene Prozesse der Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure, partielle Oxidation, Kohlevergasung sowie des Wasserstofftransportes über Pipelinefernverbindungen, seiner Speicherung und Verteilung sowie Umwandlung in SOFC-Brennstoffzellen aufgenommen. An dieser Stelle wird auf die tabellarische Darstellung der einzelnen Daten verzichtet und auf die IKARUS-TDB verwiesen.

4.4.2 Wärmepumpen

Wärmepumpen dienen der Bereitstellung von thermischer Energie. Sie können sowohl für die Deckung eines Wärmebedarfs als auch für Kühlzwecke verwendet werden. In diesem Fall werden sie, trotz des gleichen technischen Prinzips, als Kältemaschinen bezeichnet. Im Gegensatz zu konventionellen Technologien wie Heizkesseln, deren produzierte Wärme vollständig aus dem Brennstoff gewonnen wird, beziehen Wärmepumpen einen Teil der bereitzustellenden Wärme aus anderen Wärmereservoirs (z.B. der Umgebung, industrielle Abwärme). Die Wärmepumpe koppelt diese ansonsten nicht nutzbare Energie ein und gibt sie auf einem höheren, nutzbaren Temperaturniveau wieder ab. Die für diese Temperaturerhöhung notwendige, zusätzliche Arbeit nimmt die Wärmepumpe über die Antriebsenergie des Verdichters auf. Wärmepumpen können mehr Wärme abgeben, als sie Antriebsenergie aufnehmen, und damit zur Reduktion des Primärenergieaufwandes und der Freisetzung von Treibhausgasen beitragen. Wärmepumpen werden nach der Art des Verdichterantriebs in Elektrowärmepumpen, gasmotorische und Absorptionswärmepumpen unterschieden, wobei in letzteren ein thermischer Verdichter zum Einsatz kommt.

Wärmepumpen können besonders günstig eingesetzt werden, wo Umweltwärme (z.B. aus Grund- und anderen Gewässern, ggf. Luft) oder auch Abwärme (z.B. aus Kälungen) verfügbar ist und gleichzeitig ein Bedarf nach Wärme auf geringem Temperaturniveau besteht. Hier bieten sich gute Chancen, Wärmepumpen trotz des im Vergleich zu Heizkesseln deutlich erhöhten apparativen Aufwands wirtschaftlich zu betreiben. Die spezifischen Investitionskosten der Anlagen hängen stark von der Kapazität der Wärmepumpe ab. In Abbildung 4.11 ist dieser Zusammenhang beispielhaft für aktuelle gasmotorisch angetriebene Anlagen dargestellt: Es ergibt sich eine deutliche Kostendegression für steigende Anlagengrößen.

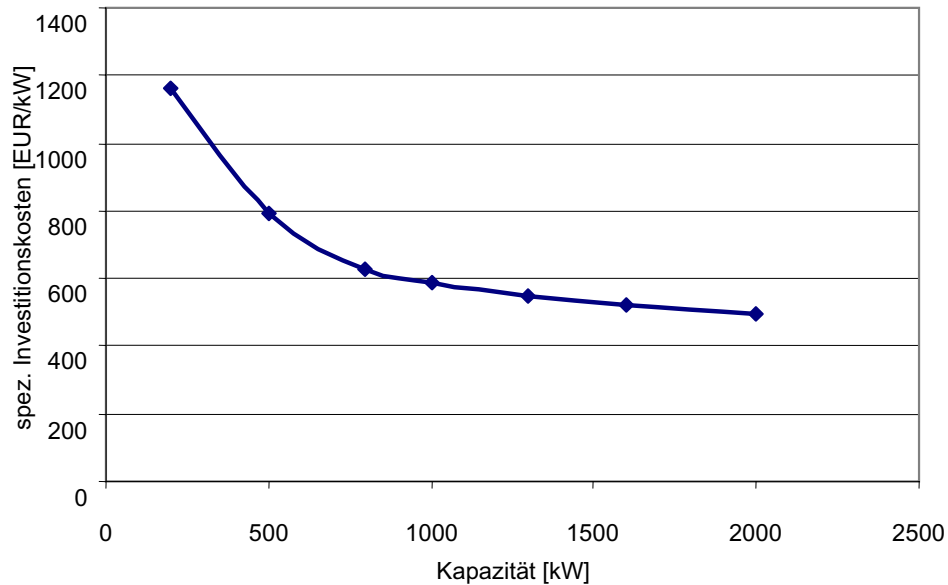


Abb. 4.11: Abhängigkeit der Investitionskosten gasmotorischer Wärmepumpen von der Kapazität [11]

Prädestinierte Einsatzgebiete für Wärmepumpen liegen daher besonders dort, wo ein größerer und stetiger Wärmebedarf (auf möglichst niedrigem Temperaturniveau) besteht. Diese Bedarfscharakteristik ist typisch für den Bereich der Nah- und Fernwärmeversorgung, wo der Wärmebedarf, bei mäßigem Temperaturniveau, von einigen hundert kW bis in den Megawattbereich reicht. Wärmepumpen, die in diesem Anwendungsfeld zum Einsatz kommen, sind innerhalb des IKARUS-Projektes dem Umwandlungsbereich zugeordnet und werden hier betrachtet. Aufgrund der hohen Kapitalkosten werden Wärmepumpen üblicherweise so ausgelegt, dass sie die Grundlast eines Wärmebedarfs decken und damit möglichst hohe Volllaststundenzahlen erreichen. Lastspitzen werden dann durch weniger kapitalintensive Spitzenlastkessel abgefangen. Neben Anwendungen in der Nah- und Fernwärmeversorgung finden Wärmepumpen auch Anwendung in der Landwirtschaft sowie in der Industrie, hier insbesondere in der chemischen Industrie und Lebensmittelindustrie. In die IKARUS-TDB sind für die Integration in Nahwärmeversorgungskonzepte technische, ökologische und aktuelle ökonomische Daten von verschiedenen Wärmepumpenanlagen zusammengestellt. Die betrachteten Systeme umfassen Gasmotorwärmepumpen und eine Gasabsorptionswärmepumpe. Diese Techno-

logien nutzen verschiedene Wärmequellen und sind jeweils in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel ausgeführt.

4.4.3 Verteilungstechniken für Strom, Wärme und Gas

Im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme kann prinzipiell zwischen der Nah- bzw. Fernwärme-, der Erdgas- und der Stromversorgung unterschieden werden.

Das wirtschaftliche Potenzial leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme ist abhängig vom Erzeugungs- und Verteilungskonzept, der Wärmebedarfs- bzw. Wärmeverbrauchsdichte im Anschlussgebiet und den Preisen der Wettbewerber.

Ausgehend von der Erkenntnis, dass hohe Investitionen das Haupthindernis für den weiteren Ausbau der Fernwärme- und Erdgasverteilung sind, zielten unterschiedliche Forschungsvorhaben und Benchmarking-Analysen der Unternehmen der AGFW bzw. BGW darauf ab, durch eine Senkung der Baukosten (Tief- und Rohrbaukosten) im Verteilbereich die Position der Fernwärme bzw. des Erdgases am Markt zu verbessern.

Im Bereich der Fernwärmehauptverteilung können die Kosten durch die Kaltverlegung von KMR (Kunststoffmantelrohr)-Leitungen gesenkt werden. Dies ist ein Verlegeverfahren, das zwar eine höhere Beanspruchung der Leitungen mit sich bringt, jedoch dazu beiträgt, Rationalisierungsgewinne in Form von Kostensenkungen von rund 40 % zu realisieren.

Im Bereich der Mittel- und Feinverteilung der Fernwärmeverteilung wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Verlegemedien entwickelt, hierzu zählen beispielsweise Kunststoffmediumrohre, flexible Metallmediumrohre oder DUO-Rohre. Bei DUO-Rohren beispielsweise befinden sich Vorlauf und Rücklauf in einem Hüllrohr, bei gleichzeitig geringeren Wärmeverlusten reduziert sich dadurch der Materialpreis um 25 % im Vergleich zu zwei Einzelrohren.

Mit Hilfe dieser neuartigen Verlegemedien können größere Verlegedistanzen an einem Stück kostengünstig erschlossen werden. Eng verbunden mit der Wahl des Verlegemediums ist auch der Verlegeort. Durch die Vermeidung von Baumaßnahmen im Straßenbereich mit hoher Verkehrsdichte und durch die Trassenlegung in Freiflächen oder im Gehwegbereich kann eine Flachverlegung erfolgen, die die Verlegekosten weiter reduziert. Die günstigste Verlegevariante ist die Kellerverlegung, da hierfür keine speziellen Fernwärmeleitungen notwendig sind. Da dies jedoch einen hohen Koordinationsaufwand erfordert, rechtliche Probleme mit sich bringen kann und die Leitungen erst verlegt werden, wenn alle verbindenden Keller gebaut sind, kann diese Variante nur in Einzelfällen umgesetzt werden. Insgesamt können durch abgestimmte Wahl des Verlegorts, des Verlegemediums und der Verletechnik bis 2020 die spezifischen Verlegekosten pro m auf 30 % der Kosten von 1995 reduziert werden.

Bei der Erdgasversorgung werden die Endkunden eines Gasversorgungsunternehmens hauptsächlich über das Niederdruck(ND)-Leitungsnetz (< 100 mbar) bzw. Mitteldruck-(MD)-Netz (< 1 bar) beliefert. Vorhandene Leitungsnetze bestehen aus Gußeisen, Stahl und Kunststoff. Bei Neuverlegung werden nur noch Kunststoff- und Stahlrohre verwendet. Kunststoffrohre werden hauptsächlich im Bereich der Nieder- und Mitteldruck-Gasverteilung eingesetzt. Durch den Einsatz von Kunststoffrohren kann auf den kathodischen Schutz der Leitungen verzichtet werden. Die Optimierung der letzten Jahre zielte vor allem auf den Bereich der Nieder- und Mitteldruckverteilung ab. Hierbei wurde die Grabenfreie Verlegung eingeführt bzw. der organisatorische Ablauf der Verlegearbeiten verbessert. In diesen Bereichen wird auch weiterhin ein Kostenoptimierungspotenzial gesehen.

In Abbildung 4.12 sind die Verlegekosten der Erdgas-, Nah- und Fernwärmeverteilung im Jahr 2000 und 2020 dargestellt. Die Verlegekosten berücksichtigen bei der Nah- und Fernwärmeverteilung sowohl den Vor- als auch den Rücklauf. Der Unterschied zwischen den Kosten der Fernwärme-, Nahwärme- und Erdgasverteilung ist 2020 wesentlich geringer als noch 2000, da der Einfluss der Materialkosten im Vergleich zu den organisatorischen und Tiefbaukosten immer mehr abnimmt.

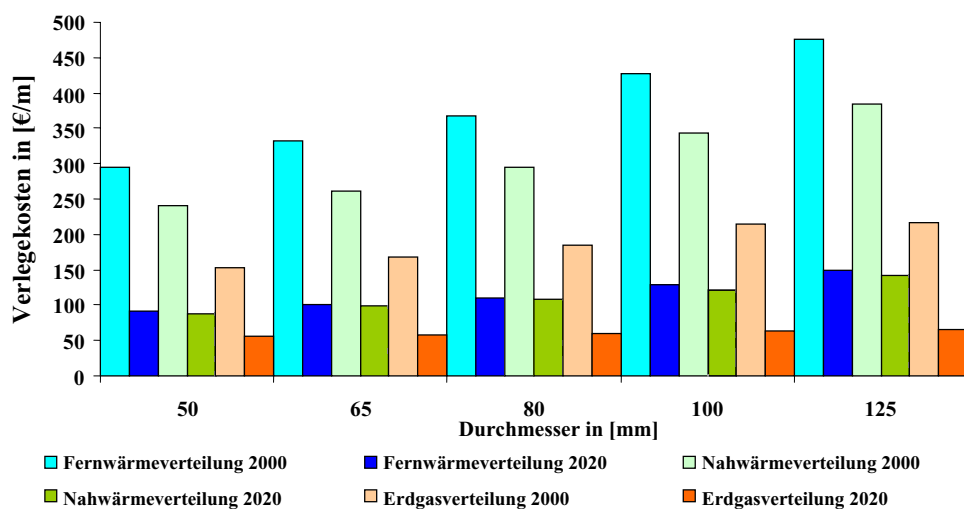


Abb. 4.12: Spezifische Verlegekosten in Abhängigkeit von der Nennweite und dem Jahr

In den letzten Jahren wurden im Bereich der Stromverteilung keine größeren technischen Fortschritte erzielt. Die Diskussion war aufgrund der Liberalisierung der europäischen Strommärkte auf die Existenz und Nutzung grenzüberschreitender

Stromübertragungskapazitäten fokussiert. In Tabelle 4.12 sind die aktuellen Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländer sowie der maximale Stromausgleichssaldo zusammengestellt.

Tabelle 4.12: Stromaustauschkapazitäten und maximaler Saldo zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

	physikalische Übertragungs- kapazität 2002	Lastflüsse Tag	Lastflüsse Nacht	max. Stromsaldo
	[MW]	[MW]	[MW]	[TWh]
Frankeich	5750	2100-2300	1900	70.2
Dänemark	4100	600-800	200	5.525
Tschechien	7192	400-600	400-600	2.275
Österreich	9107	100-1500	100-1500	13
Schweiz	9634	100-1800	100-1800	11.05
Schweden	400	bis zu 400	bis zu 400	3.9
Polen	2861	200-700	200-700	3.315
Niederlande	5733	1800-2600	1400-1800	9.425
Luxemburg	2630	200-400	800-1100	15.275

Nach einer Studie von [14] „Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion“ im Auftrag der Europäischen Kommission können u.a. durch die folgenden Erweiterungen der Übertragungskapazitäten Engpässe, die den deutschen Strommarkt beeinflussen, beseitigt werden:

- zw. Belgien und Niederlande 1,0 GW
- zw. Belgien und Frankreich 1,0 GW
- zw. Deutschland und Frankreich 0,6 GW
- zw. Deutschland und Niederlande 1,3 GW
- zw. Deutschland und Belgien 0,7 GW

Die Erhöhung der Übertragungskapazitäten ist kostenintensiv und nur eine mittel- bis langfristige Option. Teilweise profitieren zudem die Staaten oder Übertragungsnetzbetreiber nicht direkt davon, dass sie Kapazitätsengpässe an ihren Grenzen beseitigen. Die Erweiterungen der Übertragungskapazitäten führen auf europäischer Ebene zur Angleichung der Strompreise. Strompreisdifferenzen im europäischen Markt ergeben sich aus umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie Brennstoff-

kostendifferenzen beispielsweise in französischen Kern- und Steinkohlekraftwerken, polnischen Kohlekraftwerken und der meist gas- und ölbasierten Stromerzeugung in Italien. Mit dem Ausbau des Netzes ist jedoch frühestens bis 2010 zu rechnen.

4.5 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft und dem Wettbewerb zwischen den Energieversorgern ist der Preisdruck sowohl auf die Energieversorger als auch auf die Kraftwerksindustrie stark gestiegen und Investitionsentscheidungen wurden vor diesem Hintergrund weitgehend zurückgestellt. Der Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten wird zusätzlich durch den Ausstiegsbeschluss der deutschen Bundesregierung aus der Nutzung der Kernenergie vergrößert. Heute ist absehbar, dass bereits bis 2010 Kraftwerkskapazitäten von rund 12 GW_{el} neu gebaut werden müssen. Bis 2030 wird der Bedarf auf rund 70 GW_{el} beziffert.

Zur Deckung des zukünftigen Bedarfs steht eine Reihe verschiedener Technologien auf der Basis fossiler und nuklearer Energieträger sowie die Wasserkraft zur Verfügung. Einige Technologien sind evolutionäre Entwicklungen schon heute verfügbarer und genutzter Verfahren. Hierzu zählen die Dampfturbinen- und GuD-Kraftwerke. Andere Technologien wie IGCC-Kraftwerke und Technologien mit CO₂-Abscheidung sind heute noch nicht serienreif entwickelt und werden voraussichtlich erst in Zukunft Beiträge zur Energieversorgung leisten können.

Eine grundsätzliche Umstrukturierung ist mit dem Übergang auf eine wasserstoffbasierte Energieversorgung verbunden. Inwieweit eine solche Energieversorgung Vorteile für das Klima mit sich bringt, hängt entscheidend davon ab, wie und aus welchen Energieträgern der Wasserstoff bereitgestellt werden kann.

Die Frage nach den zukünftig eingesetzten Technologien der Energieumwandlung wird im Spannungsfeld ökonomischer, ökologischer und technischer Zielsetzungen und Randbedingungen beantwortet werden müssen. Wesentliche Einflüsse haben neben der prognostizierten Verfügbarkeit der Technologien die Investitionskosten, die Planungssicherheit und Marktbedingungen für den Betreiber, die Verfügbarkeit der Brennstoffe und die korrespondierenden Brennstoffpreise sowie insbesondere auch die Frage nach möglichen Kosten von CO₂-Emissionen durch Besteuerung oder Zertifikate und umweltpolitische Zielsetzungen.

Literaturverzeichnis

1. Advanced Cycles Technologies. Improvement of IGCCs starting from the State-of-the-Art (Puertollano), Universität Essen, Siemens AG Power Generation (KWU), Krupp Uhde GmbH,

ECN Fuels, Conversion & Environment, University of Ulster (Coordinator R. Pruschek). Forschungsprojekt gefördert von der EC, Contract JOF3 CT5 0004, Final Report 1998, published by European Commission Brussels, Joule III Programme Clean Coal Technologies R&D, EU 19285/III EN,

2. Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft (2000): Pluralistische Wärmeversorgung – Zeithorizont 2005. Frankfurt
3. Angloher, J. ; Dreier, Th. (2000): Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 1: Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung. TU München
4. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg. unter Mitwirkung von VGB, VDEW, FDBR) (1999): Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich
5. Brettschuh W., Schneider D. (Framatome ANP GmbH) (2001): Moderne Leichtwasserreaktoren – EPR und SWR 1000: Derzeitiger Stand, Entwicklungs- und Einsatzmöglichkeiten, Entwicklungen auf dem Energiemarkt. Jahrestagung Kerntechnik 2001, Dresden
6. Brettschuh W., Schneider D. (Framatome ANP GmbH)(2001): Moderne Leichtwasserreaktoren – EPR und SWR 1000: Derzeitiger Stand, Entwicklungs- und Einsatzmöglichkeiten, Entwicklungen auf dem Energiemarkt, atw 46. Jg. (2001), Heft 8-9
7. Cremer, C., Böde, U., Bradke, H., Walz, R., Behnke, L., Kleemann, M., Birnbaum, U., Heckler, R., Kolb, G., Markewitz, P., Leubner, K. (2001): Systematisierung der Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Forschungsgruppe Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung. Karlsruhe, Jülich
8. Wege zum emissionsarmen fossil gefeuerten Kraftwerk. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. Bonn/Jülich (Stand: 3.6.2003)
9. David, J., Herzog, H.: The Cost of Carbon Capture, Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, CSIRO Publishing, Australien (www.publish.csiro.au)
10. Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung des Deutschen Bundestages. 14. Wahlperiode (2001): Teilbericht zu dem Thema Nachhaltige Energieversorgung auf liberalisierten und globalisierten Märkten: Bestandsaufnahme und Ansatzpunkt. Drucksache 14/7509, Berlin
11. EWU Engineering GmbH (1999): Kennziffernkatalog Investitionskosten Bereich Wärmeversorgung. EWU, Berlin
12. Fischer U., Leverenz R. (2000): Wirtschaftliche Stromerzeugung bei erhöhter Sicherheit – Der europäische Druckwasserreaktor EPR wartet auf den Baubeginn. In: atw, 45. Jg., Heft 6
13. Forschungszentrum Jülich GmbH (Hrsg.)(2002): Energieforschung in Deutschland. Aktueller Entwicklungsstand und Potenziale ausgewählter nichtnuklearer Energietechniken. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Band 24, Jülich
14. Haubrich, H.-J., Fritz, W., Zimmer, C., von Sengbusch, K., Kopp, S., Li, F. (2002): Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten und Engpässe im europäischen Stromnetz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg., Heft 4

15. Heusener, G., Keßler, G. (2001): Weiterentwicklungen in der Kerntechnik und Entsorgung. In: Materialienband Energiedialog Bayern. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
16. Institute of Power Systems and Power Economics, RWTH-Aachen and CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (2001): Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion. Final Report. Commissioned by the European Commission Directorate-General Energy and Transport. Aachen
17. Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change (2001): The Scientific Basis, 2001
18. Kjaer, S. (2000): Current and Future Conventional Coal-Fired Steam Power Plants. In: VDI Berichte 1566, Düsseldorf, S. 237-246
19. Kjaer, S., Thomsen, F. (1998): Status of Advanced Super Critical PF Power Plants in the ELSAM Area. Kraftwerke 1998, VGBKraftwerkstechnik GmbH Essen
20. Kloster, R. (1998): Thermodynamische Analyse und Optimierung von Gas/Dampfturbinen-Kombi-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung. In: Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6, Nr. 409, Dissertation, Universität Essen
21. König, N. (1999): Kernenergie im liberalisierten Strommarkt – Konsequenzen aus der Sicht des Anlagenherstellers. Jahrestagung Kerntechnik, Karlsruhe
22. May, F., Gerling, J. P., Krull, P. (2002): Untertagespeicherung von CO₂. In: VGB Powertech. International Journal for Electricity and Heat Generation. Volume 82/2002
23. OECD / NEA (1999): Business as Usual and Nuclear Power: Proceedings of a Joint IEA/NEA Meeting, Paris 14-15 (October 1999)
24. Ploetz, C. (2003): Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“. Berlin, Heidelberg
25. Pruschek, R.; Göttlicher, G. (1996): Comparison of CO₂ Removal systems for Fossil-Fuelled Power Plant Processes. Proceeding of the 3rd International Conference on Carbon Dioxide Removal ICCDR-3, Cambridge, Massachusetts, USA, 9.-11. September 1996. Pergamon, S. 173-178
26. Pruschek R., Oeljeklaus G., Boeddicker D., Brand V., Folke C., Göttlicher G., Kloster R., Haupt, G., Zimmermann, G., Moricet, M., Tränkschuh, H.-Chr., Schwarzot, W., Jansen D., Ribberink J. S., Iwanski Z. (1997): Coal-fired multicycle power generation systems for CO₂ control – IGCC for minimum noxious gas emissions, CO₂ control and CO₂ disposal. Joule II Clean Coal Technology Programme 1992-95. Volume III: Combined Cycle Project. Final Report, EC DG XII, EUR 17524 EN
27. Pruschek, R., Göttlicher, G., Oeljeklaus, G., Haupt, G.; Zimmermann G. (1998): Best options for CO₂ Reduction in fossil-fired Power Stations. Power-Gen Europe '98, Milano, 9.-11. Juni 1998
28. Rentz, O., Gütling, K., Karl, U. (2002): Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung der Universität Karlsruhe (TH)

29. Internationaler Kongress: Zukunft der Kohle – Perspektiven moderner Kohletechnologien, 5. März 2001, Berlin, Veranstalter: Forum für Zukunftsenergie

5 Stärkere Nutzung erneuerbarer Energien

Hans-Joachim Ziesing und Jochen Diekmann

5.1 Einleitung

Eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien kann langfristig wesentlich zur Verminderung der Emission von Treibhausgasen und damit zum globalen Klimaschutz beitragen. Dies ist gegenwärtig der wichtigste Grund, Richtziele für erneuerbare Energien zu formulieren und ihren Einsatz mit unterschiedlichen Maßnahmen politisch zu fördern. Darüber hinaus helfen erneuerbare Energien bei der Verminderung anderer Umweltbelastungen und schonen zugleich erschöpfbare Ressourcen, auf denen die Energieversorgung zur Zeit überwiegend beruht. Sie sind deshalb – neben der rationellen Energieverwendung – ein wesentliches Element einer nachhaltigen Entwicklung.

Allerdings sind erneuerbare Energien auch mit einer Reihe von Problemen verbunden, die ihre stärkere Nutzung bremsen. So sind aufgrund der natürlichen Gegebenheiten die Einsatzmöglichkeiten von Regenerativtechniken regional ungleich verteilt, was sich z.B. an sehr unterschiedlichen Anteilen an Wasserkraft zwischen einzelnen Ländern zeigt. Außerdem schwankt das natürliche Angebot z.B. von Wind- und Sonnenenergie, sodass ihre direkte Nutzung nur mit kurz- und längerfristigen Fluktuationen möglich ist. Nicht zu leugnen sind auch mögliche Konflikte mit Anforderungen des Natur- und Landschaftsschutzes sowie gesellschaftliche Akzeptanzprobleme, die insbesondere bei konkreten Projekten auftreten, während erneuerbare Energien an sich grundsätzlich beliebt sind.

Entscheidend für den insgesamt noch geringen Anteil erneuerbarer Energien sind jedoch die hohen Kosten der meisten regenerativen Systeme, die bisher – ohne staatliche Fördermaßnahmen – häufig nicht konkurrenzfähig sind. Forschung und Entwicklung wie auch beschleunigte Markteinführung tragen dazu bei, die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien künftig weiter zu verbessern. Dadurch steigen auch die Chancen, dass sie langfristig wirklich eine nachhaltige Energieversorgung ermöglichen.

In diesem Beitrag werden die Perspektiven für eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien speziell in Deutschland behandelt.¹ Ausgehend von aktuellen politischen Zielen und der bisherigen Entwicklung werden Perspektiven und Szenarien der Nutzung erneu-

¹ Wesentliche Grundlagen sind hierfür die Untersuchungen im IKARUS-Teilprojekt 3 „Primärenergie“ [36] und im Projekt „Politiksznarien für den Klimaschutz“ [95], in dem das IKARUS-Instrumentarium verwendet wird.

erbarer Energien betrachtet, politische Maßnahmen zur beschleunigten Markteinführung diskutiert und Felder für Forschung und Entwicklung skizziert.

5.2 Politische Ziele zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien

Auf dem Weltgipfel für nachhaltige Entwicklung (WSSD) 2002 in Johannesburg sind die Regierungsvertreter übereingekommen, dass der weltweite Anteil erneuerbarer Energien dringend substantiell erhöht werden soll. Schon vorher hatten sich Deutschland, viele andere Länder und die Europäische Union konkrete Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien gesetzt.

In der Europäischen Union soll nach dem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energien“ [46] bis 2010 eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch auf 12 % erreicht werden. Dieses Ziel wird in der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt [47] bekräftigt. Diese Richtlinie verfolgt den Zweck, eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung zu fördern und eine Grundlage für einen entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmen zu schaffen, und enthält insbesondere Regelungen für nationale Richtziele und entsprechende Berichte. Die Kommission wird 2005 die nationalen Maßnahmen bewerten und gegebenenfalls einen Vorschlag zur Schaffung eines gemeinschaftlichen Rahmens vorlegen. Im Anhang der Richtlinie werden „Referenzwerte für die nationalen Richtziele der Mitgliedstaaten für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2010“ genannt, die sich an einem angestrebten Anteil in der Gemeinschaft von 22 % orientieren. Für Deutschland beträgt dieser Referenzwert 12,5 %.

Die Bundesregierung hat in ihrem Klimaschutzprogramm vom 18.10.2000 [10] das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2010 zu verdoppeln und danach eine weitere drastische Erhöhung unter Beteiligung aller Akteure zu bewirken. Das Verdopplungsziel ist auch im Erneuerbare-Energien-Gesetz [43] verankert.

Im Dritten Nationalbericht der Bundesregierung an die Vertragsstaatenkonferenz gemäß der Klimarahmenkonvention [15] ist das Ziel genannt, „den regenerativen Anteil am Stromverbrauch von 6,25 % im Jahr 2000 ... auf 12,5 % bis 2010 zu steigern ... Nach 2010 soll dieser Anteil weiter deutlich vorangebracht werden. Bis Mitte des Jahrhunderts sollen erneuerbare Energien rund die Hälfte des Energieverbrauchs decken. Daraus ergeben sich zwischen 2010 und 2050 liegende Orientierungswerte.“ (ebenda, S. 72).

Im Koalitionsvertrag von 2002 [81] werden außerdem Ziele zum Ausbau der Windenergienutzung auf See genannt; so soll im Offshore-Bereich eine Windkraftleistung von

mindestens 500 MW bis 2006 und von 3000 MW bis 2010 erreicht werden. Auch im Wärmebereich soll die Förderung erneuerbarer Energien (vor allem durch das Marktanzreizprogramm) verstetigt werden. Speziell wird das Ziel formuliert, die Solarkollektorfläche von 2002 bis 2006 zu verdoppeln.

Weiterhin soll das internationale Engagement Deutschlands im Bereich erneuerbarer Energien fortgesetzt und verstärkt werden, insbesondere durch ein Programm zur Förderung erneuerbarer Energien in Entwicklungsländern, eine Verstärkung der Exportinitiative, eine Internationale Konferenz und die Schaffung einer Internationalen Agentur für erneuerbare Energien.

5.3 Bisherige Nutzung erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien tragen bisher zur Energieversorgung in Deutschland nur in relativ geringem Maße bei. Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen hatten sie im Jahr 2002 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 3,4 % (Abbildung 5.1). Hiervon entfielen 0,5 Prozentpunkte auf die energetische Verwertung von Müll. Bei diesen Angaben sind allerdings die Konventionen der Energiebilanzen zu berücksichtigen, insbesondere die primärenergetische Bewertung von Strom nach dem sogenannten Wirkungsgradprinzip.²

Innerhalb der erneuerbaren Energieträger hat bisher die feste Biomasse den größten Anteil, wobei der überwiegende Teil hiervon als Brennholz in Haushalten eingesetzt wird. Der Rest entfällt im wesentlichen auf Wasserkraft und – in zunehmendem Maße – auf Windkraft. Dagegen schlagen andere erneuerbare Energien wie Solarenergie und Geothermie bisher kaum in der Energiebilanz zu Buche.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch hat in den neunziger Jahren stark zugenommen; von 0,9 % im Jahr 1990 (ohne Müll) hat er sich mittlerweile mehr als verdreifacht. Der kontinuierliche Ausbau wird allerdings von Witterungseinflüssen, insbesondere bei Wasserkraft und Windkraft, überlagert. So war die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen im Jahr 1996 allein witterungsbedingt geringer als 1995. Während der Anteil der Wasserkraft im letzten Jahrzehnt (witterungsbereinigt) nur wenig gestiegen ist, haben sich die Anteile sowohl von Biomasse als auch von Windkraft am Primärenergieverbrauch kräftig erhöht.

² Nach dem früher angewendeten Substitutionsprinzip hätten erneuerbare Energien (ohne Müll) im Jahr 2001 immerhin einen Anteil von 3,9 %. Zu den methodischen und begrifflichen Konventionen der Energiebilanzen vgl. www.ag-energiebilanzen.de.

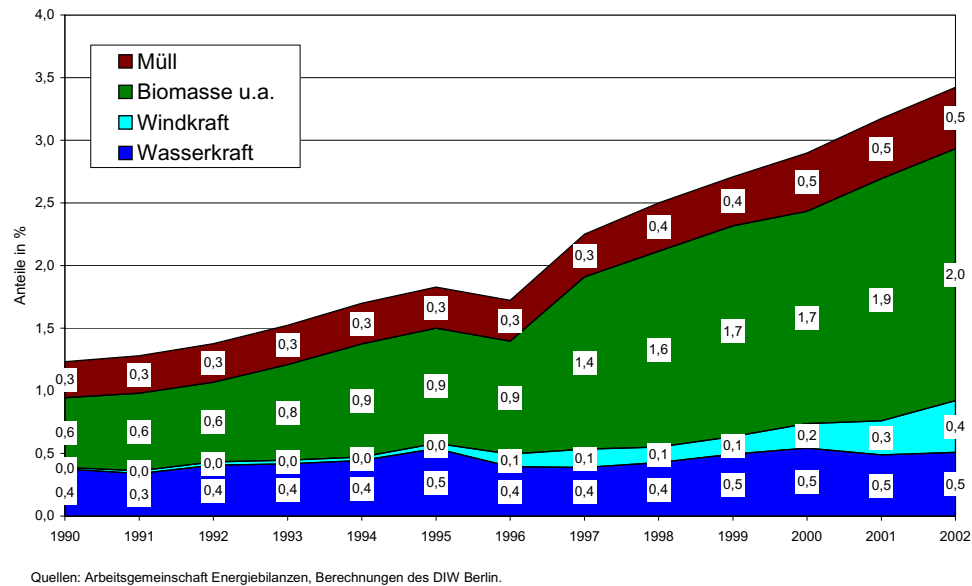


Abb. 5.1: Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2002

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist in den vorliegenden Statistiken nur unzulänglich erfasst. Im folgenden werden die Angaben des BMU [17] zugrundegelegt, die allerdings ebenfalls zum Teil auf Schätzungen beruhen (Tabellen 5.1 und 5.2).³

Tabelle 5.1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

	Wasserkraft	Windenergie	Biomasse ¹	Photovoltaik	Summe
	GWh				
1990	15908	40	222	1	16171
1998	19215	4489	1050	37	24791
1999	21798	5528	1170	48	28544
2000	25141	9500	1625	71	36337
2001*	23570	10456	3785	116	37927
2002*	24000	17200	4200	176	45576

¹ Geschätzt, bis 2000 nur Einspeisung. * Vorläufige Angaben.
Quellen: BMU (2003), Berechnungen des DIW Berlin.

³ Die Angaben zur Stromerzeugung weichen zum Teil stark von denen der VDEW ab (vgl. [22, 86]) ab, wobei zu beachten ist, dass sich die Datenbasis in den letzten Jahren verschlechtert hat.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Müll) hat sich von 16,2 TWh im Jahr 1990 auf 45,6 TWh im Jahr 2002 nahezu verdreifacht. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch ist der Anteil erneuerbarer Energien in diesem Zeitraum von 2,9 % auf 7,8 % gestiegen. Dabei haben sich die einzelnen Energieträger recht unterschiedlich entwickelt:

Bei der Wasserkraft haben sich die Zahl und die Leistung der größeren Wasserkraftanlagen, die zumeist von EVU betrieben werden, in den letzten Jahren nur wenig geändert. Es sind zwar zahlreiche Anlagen anderer Betreiber hinzugekommen; diese haben allerdings an der gesamten Leistung und Stromerzeugung nur einen geringen Anteil. Wasserkraft war 2002 aber nach wie vor der bedeutendste erneuerbare Energieträger für die Stromerzeugung.

Besonders stürmisch hat sich die Nutzung von Windkraft entwickelt, die in Deutschland im Jahr 2002 mit 17,2 TWh einen Anteil am Stromverbrauch von knapp 3 % erreicht hat. Nach Angaben des DEWI [44] gab es Ende 2002 in Deutschland 13 759 Anlagen mit einer Leistung von 12 001 MW. Davon wurden im Jahr 2002 allein 2 328 Anlagen mit einer Leistung von 3 247 MW errichtet und damit der bis dahin größte Zuwachs im Jahr 2001 nochmals übertroffen. Den potenziellen Jahresenergieertrag der Ende 2002 vorhandenen Anlagen schätzt das DEWI auf 23,1 TWh. Das wären bereits knapp 4 % des Bruttostromverbrauchs. Damit erreicht die Windenergie (fast) die Bedeutung der Wasserkraft.

Auch bei der Photovoltaik sind hohe Wachstumsraten zu verzeichnen - allerdings auf wesentlich geringerem Niveau der Leistung und Stromerzeugung. Die Leistung netzgekoppelter Anlagen erhöht sich gegenwärtig stark durch das Zusammenwirken von EEG und 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm. Nach Angaben des BMU betrug die gesamte Leistung von Photovoltaikanlagen Ende 2002 in Deutschland 262 MW. Im Jahr 2003 ist die Obergrenze des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm von 300 MW erreicht worden.

Während die gesamte Biomasse am Primärenergieverbrauch bisher der bedeutendste erneuerbare Energieträger ist, hat sie an der Stromerzeugung nur einen geringen Anteil und rangiert deutlich hinter Wasser- und Windkraft. Mit 4,2 TWh wird der Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2002 auf 0,7 % geschätzt. Davon entfällt gut ein Drittel auf Deponiegas und fast ein Drittel auf biogene Festbrennstoffe. Mit deutlich geringeren Anteilen folgen die Biogasverstromung und die Einspeisung von Strom aus Klärgas (die Stromerzeugung dient hier hauptsächlich dem Eigenverbrauch). Die Verstromung von flüssigen Bio-Brennstoffen ist dagegen noch unbedeutend. Gefördert durch die derzeitigen Vergütungsregelungen (EEG, Biomasseverordnung) nimmt gegenwärtig vor allem die Bedeutung von Biomasse(heiz)kraftwerken zu (vgl. [57]).

Tabelle 5.2 zeigt die Entwicklung erneuerbarer Energien in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe.⁴

Tabelle 5.2: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

	Biomasse ¹	Solarthermie	Geothermie ¹	Biodiesel	Summe
	PJ				
1998	162,0	3,1	3,0	3,7	171,8
1999	162,0	3,7	3,1	4,8	173,7
2000	183,6	4,6	3,5	12,7	204,4
2001*	187,2	5,9	3,6	16,8	213,4
2002*	189,0	7,0	3,8	20,5	220,3
¹ Geschätzt. * Vorläufige Angaben. Quellen: BMU (2003), Berechnungen des DIW Berlin.					

Die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien beruhte danach 2002 zu 95 % auf dem Einsatz von Biomasse. Dabei dominierte die feste Biomasse mit 184 PJ, während gasförmige Brennstoffe 4,7 PJ und flüssige Brennstoffe 0,2 PJ zur Wärmeerzeugung beitrugen. Zusätzlich sind im Jahr 2002 etwa 20,5 PJ als Biodiesel (RME) für den Verkehrsbereich bereitgestellt worden; dies ist mehr als fünf Mal soviel wie 1998.

Ein kräftiges (wenn auch 2002 leicht abgeschwächtes) Wachstum zeigt sich auch bei solarthermischen Anlagen. Für Ende 2002 wird eine gesamte Kollektorfläche von 4,75 Mio. m² angegeben, dies ist vierzehnmal soviel wie 1990 (0,338 Mio. m²). Der Energieertrag von Solarkollektoren im Jahr 2002 wird auf 7 PJ geschätzt, er hat sich damit gegenüber 1998 noch einmal mehr als verdoppelt.

Zur Wärmeversorgung trägt daneben auch geothermische Energie bei. Nach den vorliegenden Schätzungen hat sich ihr Beitrag in den letzten Jahren insgesamt nur relativ wenig erhöht.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur *CO₂-Einsparung* hängt davon ab, welche Energietechniken und Energieträger durch die einzelnen regenerativen Systeme substituiert werden. Nach Angaben des BMU [17, 18] konnten durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2002 insgesamt CO₂-Emissionen von rund 50 Mio. t vermieden werden; dies sind 6 % der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland.

⁴ Für die Zeit vor 1998 liegen keine vollständigen Angaben des BMU vor (insbesondere nicht zur Biomasse). Es ist zu beachten, dass sich die Angaben zum Teil deutlich von denen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Satellitenbilanz Erneuerbare Energieträger) unterscheiden.

Hieran hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (mit 36 Mio. t)⁵ den größten Anteil.

5.4 Szenarien der künftigen Entwicklung

5.4.1 Vorbemerkung

Im Folgenden wird die künftige Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland anhand von unterschiedlichen Szenarien beschrieben. Ausgehend vom Referenzszenario der Enquete-Kommission [45] „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ wird zunächst ein modifiziertes Referenzszenario dargestellt, das die Wirkungen der bisherigen Politik berücksichtigt und fortschreibt. Anschließend werden Reduktionsszenarien betrachtet, in denen mit Hilfe des IKARUS-Modells die Konsequenzen von CO₂-Minderungszielen auf den kosteneffizienten Technikmix untersucht werden. Darüber hinaus wird ein langfristiges Nachhaltigkeitsszenario skizziert.

5.4.2 Referenzszenario der Enquete-Kommission

Das Referenzszenario der Enquete-Kommission [45] geht grundsätzlich davon aus, dass die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte voranschreitet und dass die bisherige Energiepolitik weiterverfolgt wird (vgl. auch [58]). Die Rahmenannahmen orientieren sich z.T. an der Energieprognose von Prognos, EWI [75], z.T. aber auch an Vorgaben der Enquete-Kommission. Für Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien wird langfristig ein erheblicher Rückgang der Investitionskosten (z.B. Photovoltaik um 85 %, Solarthermie um 56 %, Wind onshore um 37 %, Wind offshore um 54 %) unterstellt.⁶

Aufgrund der zumindest zunächst noch relativ hohen Kosten regenerativer Systeme hängen die Modellergebnisse im Referenzszenario (Tabelle 5.3) entscheidend von den

⁵ Die Bandbreite der im Strombereich 2002 durch erneuerbare Energien vermiedenen CO₂-Emissionen reicht von 26 bis 42 Mio. t.

⁶ In einer Variante 1 werden im Vergleich hierzu insgesamt höhere Kosten regenerativer Systeme angenommen. Die Ergebnisse dieser Variante (alternativer Datensatz) unterscheiden sich aber nur wenig vom Referenzszenario, zumal jeweils dieselben Quoten vorgegeben werden. Dort sind die Beiträge von Windkraft und Solar-/Umgebungswärme z.T. geringer und die von Biomasse/Müll höher. Der Beitrag erneuerbarer Energien zum Primärenergieverbrauch ist langfristig etwas geringer als im Referenzszenario. Deutlich niedriger ist allerdings – auch langfristig – die geothermische Stromerzeugung.

exogen vorgegebenen Mindestmengen ab. Dem Referenzszenario ist ein Mindestanteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von 3,5 % im Jahr 2010 und von 4,4 % im Jahr 2020 vorgegeben worden. Für Strom aus erneuerbaren Energien wird zusätzlich für das Jahr 2010 ein Mindestanteil am Nettostromverbrauch (einschl. Import) von 8 % vorgegeben. In den folgenden Dekaden steigt dieser Mindestanteil auf 10 % im Jahr 2020, 15 % im Jahr 2030 und 20 % im Jahr 2050.

5.4.3 Modifiziertes Referenzszenario (Politiksznarien)

Das Referenzszenario der Enquete-Kommission folgt insbesondere bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunächst weitgehend der Prognose von Prognos, EWI [75], die allerdings noch auf dem Stromeinspeisungsgesetz (bzw. gleichwertiger Förderung) beruhte und einen Offshore-Einsatz von Windkraftanlagen ausgeschlossen hatte. Auch andere aktuelle Maßnahmen sind in diesen Szenarien nicht berücksichtigt oder in der Wirkung unterschätzt worden. So beschränkt sich die Photovoltaikleistung in der Prognose trotz Berücksichtigung des 100 000-Dächer-Programms auf 200 MW im Jahr 2010 und die erhöhte Vergütung im EEG sowie die von 350 auf 1000 MW erhöhte Begrenzung im EEG konnten damals noch nicht eingerechnet werden. Aus diesen Gründen und aufgrund aktuellerer Einschätzungen wird im Folgenden ein modifiziertes Referenzszenario betrachtet (Tabelle 5.4).

Die regenerative Stromerzeugung aus *Wasserkraft* lag witterungsbereinigt im Jahr 2000 (wie ähnlich auch in den Jahren zuvor) bei 20 TWh. Die Zunahme der Leistung wird als gering eingeschätzt, zumal das Potenzial in Deutschland bereits zu einem großen Teil ausgeschöpft ist. So wird im Erfahrungsbericht zum EEG [24] für die kommenden 10 bis 15 Jahre ein jährlicher Leistungszuwachs von lediglich 20 bis 25 MW erwartet. Dementsprechend wird die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2010 wie im Referenzszenario auf 21,6 TWh geschätzt. Auch in längerfristiger Perspektive wird die Referenzentwicklung der Enquete-Kommission hinsichtlich der Wasserkraft beibehalten; danach erhöht sich der Beitrag der Wasserkraft in Deutschland (normaljahrbereinigt) langfristig um rund 20 %.

Eine aktuelle Prognose der Entwicklung der *Windenergie* ist angesichts der gegenwärtigen Dynamik besonders schwierig. In den vergangenen Jahren mussten die Erwartungen immer wieder (nach oben) revidiert werden. Der potenzielle Ertrag der Ende 2002 bereits installierten Anlagen von rund 23 TWh ist bereits höher als der im Referenzszenario der Enquete-Kommission für 2010 erwartete Beitrag der Windenergie. Auch die wesentlich höhere Erzeugung von 31 TWh im Zielszenario des BMU, das bei der Windenergienutzung auf DEWI [25] beruht, dürfte zu niedrig angesetzt sein. Selbst wenn der Ausbau der Leistung (2002 über 3 GW) sich auf jahresdurchschnittlich 1 GW vermindern würde, wären Anfang 2010 rund 19 GW installiert.

Tabelle 5.3: Erneuerbare Energien (EE) im Referenzszenario der Enquete-Kommission

	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Primärenergieverbrauch in PJ</i>								
Wasserkraft	77	63	73	78	81	84	85	86
Windenergie	6	17	33	74	96	183	208	225
Biomasse, Muell	169	271	233	432	472	511	542	574
Solar, Umgebung	9	12	13	33	57	90	168	310
dar. PV	0	0	0	1	3	5	16	33
Summe EE	261	363	352	617	706	867	1002	1195
Summe Primärenergie	14269	14521	14180	14298	13621	12725	12030	11372
EE-Anteil in %	1,8	2,5	2,5	4,3	5,2	6,8	8,3	10,5
<i>Strombereitstellung in TWh</i>								
Lauf-, Speicherwasser	21,4	17,3	20,5	21,6	22,5	23,3	23,7	23,9
Windkraft	1,5	4,5	9,2	20,7	26,8	50,8	57,7	62,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
Biomasse	0,1	0,2	0,3	2,0	3,6	5,3	6,8	8,2
Biogase	0,6	0,9	0,9	1,7	2,7	2,5	3,5	4,7
Energiepflanzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,4	3,9	8,3
Summe EE-Erzeugung	23,6	22,9	31,0	46,1	56,8	84,7	99,8	116,6
EE-Stromimport	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,7	0,4	0,0
Summe EE-Bereitstellung	23,6	22,9	31,0	46,1	59,0	87,4	100,2	116,6
Summe Nettostromverbrauch	501,4	514,0	534,5	557,0	571,8	571,1	566,1	554,7
EE-Anteil in %	4,7	4,5	5,8	8,3	10,3	15,3	17,7	21,0
<i>Endenergieverbrauch in PJ</i>								
Biomasse	103	179	173	221	214	241	258	266
Haushalte	87	153	152	157	157	157	157	157
Industrie	11	14	12	53	45	68	81	85
GHD	5	7	3	3	2	2	2	2
Verkehr	0	5	6	8	10	14	18	22
Solar, Umgebung	9	12	13	29	39	47	54	68
Haushalte	9	12	13	27	30	31	34	45
GHD	0	0	0	2	9	16	20	23
Summe EE	112	191	186	250	254	289	312	334
Summe Endenergie	9357	9444	9197	9705	9641	9362	8842	8208
EE-Anteil in %	1,2	2,0	2,0	2,6	2,6	3,1	3,5	4,1
<i>Umwandlungsverbrauch in PJ</i>								
Wasserkraft, Windkraft	83	80	106	152	177	267	293	311
Biomasse, Müll	66	92	60	211	257	270	283	308
Solar, Umgebung	0	0	0	4	18	42	114	242
dar. PV	0	0	0	1	3	5	16	33
Summe EE	149	172	166	368	455	584	706	894
<i>Import von erneuerbaren Energieträgern in PJ</i>								
Strom	0	0	0	0	8	10	2	0
Biokraftstoff	0	5	6	8	10	14	18	22
Summe	0	5	6	8	18	24	20	22

Anmerkungen:

Die Angaben zu Wasserkraft zbd Biomasse, Müll weichen z.T. von denen in Enquete-Kommission (2002) bzw. IER, WI, Prognos (2002) ab.

Wasserkraft ohne Pumpspeicher. Endenergieverbrauch berechnet aus Sektorangaben,

Umwandlung berechnet aus Differenz von Primärenergie- und Endenergieverbrauch.

Quellen: IER (2002), Berechnungen des DIW Berlin.

Tabelle 5.4: Modifiziertes Referenzszenario (Politiksszenarien)

	2000	2010	2020	2030	2050
Elektrische Energie in TWh					
Wasserkraft	25,1	21,6	22,5	23,3	24,0
Windkraft	9,5	38,0	61,0	79,0	111,0
Biomasse	1,7	6,0	11,0	15,0	20,0
Photovoltaik	0,1	0,9	3,0	6,0	15,0
Geothermie	0,0	0,5	1,5	3,0	8,0
Summe	36,4	67,0	99,0	126,3	178,0
Wärme und Treibstoff in PJ					
Biomasse, -gas	183,6	290,0	320,0	350,0	360,0
Biodiesel	13,2	56,0	65,0	70,0	80,0
Solarthermie	5,3	25,0	50,0	75,0	125,0
Geothermie	3,5	4,5	20,0	45,0	90,0
Summe	205,5	375,5	455,0	540,0	655,0
Schätzungen des DIW Berlin unter Berücksichtigung aktueller Langfristszenarien für Deutschland, insbesondere WI, DLR (2002)					

Hiervon könnten abgesehen vom Bestand etwa 5 GW an Land und 2 GW auf See installiert werden.⁷ In der Summe würde diese Leistung dann ein Erzeugungspotenzial von mindestens 38 TWh im Jahr 2010 haben.

Dabei wird unterstellt, dass die Vergütung für Strom aus Windenergie in den kommenden Jahren nicht wesentlich vermindert wird und dass die Sonderregelung im EEG wie angekündigt verlängert wird. Bis 2030 könnten insgesamt 33 GW installiert sein, davon rund 10 GW auf See. Hiermit könnten im Jahr 2030 rund 79 TWh Strom erzeugt werden. Bei einer Fortschreibung einer kontinuierlichen Entwicklung bis 2050 könnten dann – bei weiter steigendem Offshore-Anteil – mit rund 43 GW insgesamt 111 TWh Strom produziert werden.

Die Verstromung von *Bioenergie* im Referenzszenario lässt sich nicht eindeutig aus Enquete-Kommission [45] und IER, WI, Prognos [58] entnehmen, da dort andere Brennstoffe bzw. Müll eingerechnet sind.⁸ Unter Berücksichtigung der Datenbasis des BMU wird hier für das Jahr 2010 eine Stromerzeugung aus Bioenergien von 6 TWh geschätzt. Bis 2030 könnte sich dieser Beitrag auf 15 TWh erhöhen und sich damit wesentlich schneller entwickeln als im Referenzszenario der Enquete-Kommission (rund 8 TWh). Ein Beitrag

⁷ In einer aktualisierten Prognose des DEWI [26] werden für das Jahr 2010 rund 20 GW an Land und 2,4 GW auf See geschätzt.

⁸ In IER, WI, Prognos ([58], S. 30) werden unter Biomasse/gas im Referenzszenario 2010 7,8 TWh genannt. Nach der Auswertungstabelle von IER sind es 2 TWh aus Biomasse und 1,7 TWh aus Biogas. Dies ist etwas höher als in Prognos, EWI [75].

von 20 TWh könnte in diesem Szenario etwa im Jahr 2050 erreicht werden. WI, DLR [89] rechnen mit einem solchen Beitrag der Biomasse zur Stromerzeugung sogar (sowohl im Nachhaltigkeits- als auch im Effizienzscenario) schon im Jahr 2020.

Die Entwicklung der *Photovoltaik* wird in Deutschland sehr stark durch die Förderpolitik bestimmt. Maßgeblich ist gegenwärtig das EEG, mit dem zunächst 350 MW und mittlerweile insgesamt rund 1000 MW gefördert werden können. Bei einer Ausschöpfung der gegenwärtigen EEG-Bedingungen könnte der jährliche Beitrag der Photovoltaik bis 2010 alles in allem auf knapp 1 TWh steigen. Bei einer Fortführung der kräftigen Förderung erscheint für das Jahr 2030 eine Größenordnung von 6 TWh als realistisch. Dies wäre etwa das Vierfache des von der Enquete-Kommission für diesen Zeitpunkt erwarteten Beitrags. Dennoch ist der Zuwachs noch deutlich langsamer als im Nachhaltigkeitsszenario von WI, DLR [89]. Bis zur Mitte des Jahrhunderts könnte der Beitrag der Photovoltaik in Deutschland bei kontinuierlicher Förderung auf etwa 15 TWh wachsen (zum Vergleich: Enquete-Kommission 9 TWh, WI, DLR 20 TWh).

Geothermische Stromerzeugung wird im Referenzszenario der Enquete-Kommission im Jahr 2010 aufgrund hoher Kosten noch nicht genutzt. Seitdem im EEG eine Förderung vorgesehen ist und parallel Vorhaben gefördert werden, haben sich die Chancen für Geothermiestrom in Deutschland allerdings erhöht (vgl. [16]). Für das Jahr 2010 wird hierfür eine Erzeugung von 0,5 TWh berücksichtigt. Für 2030 werden 3 TWh und 8 TWh für 2050 angenommen; langfristig stimmt diese Einschätzung mit dem Ansatz der Enquete-Kommission überein, allerdings wird dort bis 2030 ein flacherer Pfad angenommen.

Insgesamt werden im modifizierten Referenzszenario im Jahr 2010 rund 67 TWh *Strom aus erneuerbaren Energien* erzeugt (einschließlich Müll 71 TWh); bezogen auf den bisherigen Bruttostromverbrauch ergibt sich daraus ein Anteil erneuerbarer Energien (ohne Müll) von 11,5 %. Bis 2030 erhöht sich die regenerative Stromerzeugung auf 126 TWh, wozu die Windenergie zwei Drittel beiträgt. Danach kommt es bis zur Jahrhundertmitte zu einer weiteren Zunahme um fast die Hälfte auf 178 TWh oder 30 % des heutigen Bruttostromverbrauchs.

Ein Vergleich der *Wärme- und Treibstoffbereitstellung* aus erneuerbaren Energien in unterschiedlichen Szenarien wird dadurch erschwert, dass die Analysen zum Teil von deutlich abweichenden Daten über die bisherige Nutzung erneuerbarer Energien ausgehen.

Der Einsatz von fester und gasförmiger *Biomasse* zur Wärmeerzeugung wird im Referenzszenario der Enquete-Kommission optimistischer eingeschätzt als in vergleichbaren früheren Studien. Zunehmende Bedeutung hat dabei vor allem der Biomasseeinsatz in der Industrie und im Umwandlungsbereich. Für das modifizierte Referenzszenario wird von einer noch etwas höheren Biomassenutzung (290 PJ im Jahr 2010) ausgegangen, weil die Verstromung in KWK-Anlagen unter den gegenwärtigen Förderbedingungen trotz der verbleibenden Unsicherheiten höher angesetzt wird als im Referenzszenario. Für das Jahr

2030 werden hier 350 PJ und danach nur noch eine geringe Zunahme erwartet. Eine solche Entwicklung entspricht in etwa dem Effizienzscenario in WI, DLR [89].

Die Entwicklung von Biodiesel wird in den vorliegenden Szenarien durchweg unterschätzt. Der Einsatz von biologischen Treibstoffen ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen und wird angesichts der Steuerbefreiung und anderer Initiativen – in Europa insgesamt – weiter zunehmen (vgl. Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission vom 7.11.2001). Der Absatz von Biodiesel hat sich in Deutschland von 360 000 t im Jahr 2000 auf 600 000 t im Jahr 2001 erhöht. Nach Angaben des Bundesverbandes Bioenergie (Pressemitteilung vom 6.11.2002) wird bis 2003 eine Kapazität von 1 Mio. t erwartet, die zehnmal so hoch ist wie der Inlandsabsatz im Jahr 1998. Dementsprechend wäre bis 2010 mit einem Beitrag von 56 PJ zu rechnen.

Die Entwicklung biologischer Kraftstoffe wird allerdings unterschiedlich eingeschätzt. Während WI, DLR [89] hier kaum Potenziale sehen, berücksichtigt die Enquete-Kommission ein kontinuierliches Wachstum bis 22 PJ in 2050, allerdings vollständig auf Basis von Importen. Angesichts der aktuellen Trends wird hier ein wesentlich stärkeres Wachstum auf 70 PJ im Jahr 2030 berücksichtigt. Besonders hohe Wachstumsraten werden dabei bereits für dieses Jahrzehnt erwartet.

Angesichts des Markteinbruchs bei *Solarkollektoren* im Jahr 2002 ist eine Einschätzung der künftigen Entwicklung schwierig.⁹ Nachdem die Fördersätze für Solarkollektoren im Jahr 2001 deutlich reduziert wurden, sind sie 2002 (geringfügig) und 2003 (deutlich) angehoben worden. Gleichzeitig ist das bereitgestellte Fördervolumen im Marktanreizprogramm für die mittlere Sicht stark erhöht bzw. verstetigt worden. Ausgehend von einer installierten Kollektorfläche von knapp 5 Mio. m² Ende 2002 könnten bei einer Markterholung bis 2005 durchschnittlich rund 1 Mio. m² pro Jahr hinzukommen. Eine solche Entwicklung stünde im Einklang mit dem (im Koalitionsvertrag genannten) Ziel der Bundesregierung, die Kollektorfläche innerhalb von vier Jahren zu verdoppeln. Bei einem in der zweiten Dekadenhälfte weiter beschleunigten Wachstum von durchschnittlich 2 Mio. m² pro Jahr würde 2010 eine Wärmebereitstellung aus Solarkollektoren von rund 25 PJ möglich.¹⁰ Diese Entwicklung liegt zwischen den Szenarien „Stagnation“ und „Trend“ des DFS [27] und damit deutlich unter dem dort dargestellten Szenario „Forciert“, in dem allein im Jahr 2010 rund 10 Mio. m² installiert würden.

Bei Solarkollektoren wird auch längerfristig mit einem starken Wachstum gerechnet. Dies könnte zu einem Wärmebeitrag von etwa 75 PJ im Jahr 2030 und von 125 PJ im

⁹ Die Entwicklung des Kollektormarktes im Jahr 2002 sollte jedoch nicht allein in Abhängigkeit von Förderbedingungen gesehen werden, sondern auch unter Berücksichtigung anderer Rahmenbedingungen wie insbesondere (der ungünstigen) gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

¹⁰ Die Angabe für das Referenzszenario der Enquete-Kommission (33 PJ) ist hiermit nicht direkt vergleichbar, da sie anders als hier Umgebungswärme und Geothermie einbezieht.

Jahr 2050 führen. Eine solche Entwicklung geht einerseits deutlich über die Erwartungen der Enquete-Kommission hinaus (zumal dort Wärmepumpen eingerechnet werden), sie entspricht andererseits aus Sicht von WI, DLR [89] eher einem Status quo- als einem Effizienz- oder gar einem Nachhaltigkeits-Szenario.

Der Beitrag der *geothermischen Wärmebereitstellung* ist auf Basis der Ausgangsdaten des BMU geschätzt. Bis 2010 wird nur ein relativ geringer Zuwachs auf 4,5 PJ erwartet. Längerfristig dürfte sich dieser Beitrag kontinuierlich auf etwa 45 PJ im Jahr 2030 erhöhen.

Insgesamt ergibt sich im modifizierten Referenzszenario bis 2010 ein Beitrag erneuerbarer Energien zur *Wärme- und Treibstoffbereitstellung* von rund 375 PJ, wobei die Zunahme überwiegend in der erhöhten Nutzung von Biomasse besteht. Längerfristig würden vor allem auch Solarkollektoren zum Zuwachs beitragen. Bis 2050 könnte in diesem Bereich insgesamt eine Verdreifachung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien erwartet werden.

Es ist allerdings zu betonen, dass sich eine solche Entwicklung nicht quasi „von allein“ ergibt, sondern dass hierfür vielmehr eine Fortsetzung der aktiven Förderpolitik zu Gunsten erneuerbarer Energien mit der gegenwärtigen Intensität unabdingbar ist. Bei einer Verminderung der Förderanstrengungen wäre langfristig mit geringen Beiträgen zurechnen. Umgekehrt könnten langfristig noch deutlich höhere Beiträge erreicht werden, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien künftig noch mehr – im Sinne von Nachhaltigkeitsszenarien – forciert würde.

5.4.4 Reduktionsszenarien (IKARUS-Modell)

Das modifizierte Referenzszenario ist Ausgangspunkt für die bis 2030 reichenden Szenariorechnungen mit dem IKARUS-Modell (Tabelle 5.5). Dabei ist zu beachten, dass im Modell eine strenge Optimierung anhand von vorgegebenen Kosten und Potentialen für definierte Anwendungsbereiche erfolgt, während die oben dargestellten Szenarien Perspektiven beschreiben, die sich aus dem Blickwinkel einer absehbaren Entwicklung unter Berücksichtigung der gegenwärtigen und künftigen Politik für unterschiedliche Techniklinien ergeben. Aus diesem Grunde sind eher die allgemeinen Tendenzen zu vergleichen als einzelne Zahlenwerte.

Im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien im *Modell-Basis-Szenario*, in dem keine Ziele für die Emissionsreduktion berücksichtigt werden, ist insbesondere die exogene Vorgabe für Windkraftanlagen von Bedeutung, die von der Größenordnung her mit dem oben betrachteten modifizierten Referenzszenario kompatibel ist.¹¹ Insgesamt erreichen

¹¹ Auf eine genaue Kalibrierung des Modell-Basis-Szenarios an das modifizierte Referenzszenario wurde verzichtet. Dies betrifft u.a. auch die Nutzung der Photovoltaik, die selbst in den Reduktionsszenarien nicht in Lösung geht.

erneuerbare Energien im Basis-Szenario im Jahr 2030 an der Stromerzeugung einen Anteil von 23 % und am Primärenergieverbrauch einen Anteil von 7 %.

In den Reduktionsszenarien I und II werden die zulässigen CO₂-Emissionen begrenzt, und zwar im Jahr 2003 auf 60 % (Red. I) bzw. 50 % (Red. II) der Emissionen im Jahr 1990. In beiden Reduktionsszenarien steigt vor allem die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen ab 2020 noch deutlich über das vorgegebene Maß hinaus weiter. Im Jahr 2030 erzeugen Windkraftanlagen im Reduktionsszenario I rund 112 TWh und im Reduktionsszenario II etwa 117 TWh. Demnach kann insbesondere die Nutzung von Windenergie eine kosteneffiziente Option zur Verminderung von Treibhausgasen darstellen. Allerdings ist bei den genannten Größenordnungen insbesondere vorausgesetzt, dass sich die gegenwärtig betrachteten Potenziale des Offshore-Einsatzes künftig (trotz der gegenwärtig noch bestehenden Unsicherheiten) großtechnisch realisieren lassen.

Im Vergleich zur Windenergie nimmt die Nutzung anderer erneuerbarer Energien in den Reduktionsszenarien gegenüber dem Basis-Szenario weniger zu. Wasserkraft erhöht sich im Reduktionsszenario II bis zum Jahr 2030 auf 26 TWh, Biomasse nimmt im Zeitverlauf zu und erreicht im Reduktionsszenario II fast 900 PJ und sonstige erneuerbare Energiequellen werden in den Reduktionsszenarien kaum mehr genutzt als im Basis-Szenario.

Tabelle 5.5: Beitrag erneuerbarer Energien (ohne Müll) in den Modellszenarien

	2010			2020			2030		
	Basis	Red. I	Red. II	Basis	Red. I	Red. II	Basis	Red. I	Red. II
Primärenergieverbrauch in PJ									
Windkraft	137	137	137	208	213	247	330	405	423
Wasserkraft	68	68	68	68	68	90	68	68	92
Biomasse	305	305	305	360	360	382	420	420	898
Sonstige	30	30	30	46	46	46	7	8	26
EE Gesamt	540	540	540	682	687	766	826	901	1439
Insgesamt	13487	13303	12949	12661	12047	11077	11817	10760	10010
Anteil EE in %	4,0	4,1	4,2	5,4	5,7	6,9	7,0	8,4	14,4
Stromerzeugung in TWh									
Windkraft	38	38	38	58	59	69	92	112	117
Wasserkraft	19	19	19	19	19	25	19	19	26
Biomasse u.a.	9	7	7	14	11	14	13	11	40
EE Gesamt	66	64	64	91	89	108	124	142	183
Insgesamt	546	537	536	550	507	483	543	492	479
Anteil EE in %	12,0	11,9	12,0	16,5	17,6	22,3	22,8	28,9	38,1
Quelle: Berechnungen des FZ Jülich mit dem IKARUS-Modell.									

Insgesamt betrachtet ist der Beitrag erneuerbarer Energien nach den Modellrechnungen bis 2030 selbst in den Reduktionsszenarien mit Ausnahme der Windenergie im Vergleich zu politischen Langfristzielen recht gering. In der Summe erreichen erneuerbare

Energien in den Reduktionsszenarien I und II zwar an der Stromerzeugung Anteile von rund 29 bzw. 38 %, am Primärenergieverbrauch mit gut 8 bzw. 14 % aber deutlich weniger. Trotz der eingerechneten Kostensenkungspotenziale und der Emissionsverminderung erlangt speziell die Nutzung von Solarenergie weder zur Stromerzeugung noch zur Bereitstellung von Heizwärme die im Modell erforderliche Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den jeweiligen Konkurrenzsystemen bzw. Optionen zur Energieeinsparung.

5.4.5 Nachhaltigkeitsszenario für das Jahr 2050

Zumindest in längerfristiger Betrachtung sind weitaus höhere Beiträge erneuerbarer Energien zur Energieversorgung in Deutschland vorstellbar, als dies in den dargestellten Modellrechnungen zum Ausdruck kommt. Ausgehend von langfristigen Nachhaltigkeitszielen (insbesondere einer drastischen Verminderung der Emission von Treibhausgasen) und realisierbaren Ausbaupfaden für Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien wird in Langfristszenarien gezeigt, dass erneuerbare Energien schon bis zur Mitte des Jahrhunderts einen Großteil des Energiebedarfs decken könnten. So wird im *Nachhaltigkeitsszenario* von WI, DLR [89] im Jahr 2050 ein Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von 37 % erreicht. Dabei ist zu beachten, dass der Primärenergieverbrauch dann mit 6600 PJ nur noch etwa halb so hoch wäre wie heute. Zur Deckung des Stromverbrauchs tragen erneuerbare Energien in diesem Szenario im Jahr 2050 (einschließlich Import von Regenerativstrom) sogar 61 % bei. Im Ergebnis dieses Szenarios, das sowohl Energieeinsparung als auch Substitution fossiler Energien betont, können die CO₂-Emissionen in Deutschland innerhalb der betrachteten fünf Jahrzehnte insgesamt um 76 % gesenkt werden.

In einer *Maximalvariante* erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 darüber hinaus auf 57 %, wobei elektrische Energie und Wasserstoff als Sekundärenergieträger noch mehr an Bedeutung gewinnen. Um einen so hohen Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien realisieren zu können, müssen alle Nutzungssysteme verstärkt ausgebaut werden. Wind, Biomasse, Solarkollektoren, Erdwärme und Solarstromimport tragen dann jeweils rund 10 %, Photovoltaikanlagen gut 3 % und Wasserkraft über 1 % zum Primärenergieverbrauch in Deutschland bei. Die CO₂-Emissionen sinken in dieser Variante im Betrachtungszeitraum (gegenüber 1999) insgesamt um 85 %.

Solche Szenarien zeigen, dass erneuerbare Energien langfristig auch in Deutschland wesentliche Teile der Energieversorgung übernehmen könnten. Zu ihrer Realisierung wären allerdings beträchtliche frühzeitige und auf Dauer angelegte Anstrengungen zur forcier-ten Förderung der unterschiedlichen Systeme erforderlich. Selbst wenn man von einer Maximalvariante absieht, erfordert ein Ausbaupfad gemäß dem skizzierten Nachhaltigkeitsszenario, dass die Verdopplungsziele bis 2010 mindestens erreicht werden und dass

die Nutzung erneuerbarer Energien auch danach durch weitere Fördermaßnahmen angetrieben wird.

5.4.6 Fazit zu den Szenarien

Aus den unterschiedlichen Szenarienbetrachtungen ergeben sich erhebliche Herausforderungen für die künftige Politik zur Förderung erneuerbarer Energien:

- Im *Referenzszenario* der Enquete-Kommission nimmt die Nutzung erneuerbarer Energien künftig zwar zu; die Verdopplungsziele bis 2010 werden hier aber nicht erreicht. Allerdings sind die Impulse der gegenwärtigen Förderpolitik zum Teil deutlich unterschätzt worden.
- Das oben betrachtete, *modifizierte Referenzszenario* geht davon, dass die gegenwärtige Intensität der Förderpolitik auch längerfristig aufrechterhalten wird. Im Vergleich zum Referenzszenario der Enquete-Kommission ergibt sich ein schnellerer Ausbau erneuerbarer Energiesysteme, insbesondere der Windenergienutzung. Zur Stützung einer solchen Referenzentwicklung muss das Förderinstrumentarium künftig weiterentwickelt werden.
- Die mit Hilfe des Optimierungsmodells quantifizierten *Reduktionsszenarien* zeigen, dass erneuerbare Energien zumindest zum Teil schon im Betrachtungszeitraum bis 2030 kosteneffiziente Optionen zur CO₂-Verminderung darstellen und deshalb zur Erreichung von anspruchsvollen Klimaschutzziele verstärkt genutzt werden sollten; dies gilt aus gegenwärtiger Sicht vor allem für Windenergie und Biomasse. Zur Umsetzung solcher Szenarien wären zum Teil aber weitere, verstärkte Fördermaßnahmen erforderlich.
- Längerfristige *Nachhaltigkeitsszenarien* deuten vor allem darauf hin, dass auf Dauer nicht nur die gegenwärtig relativ kostengünstigen Systeme zum Einsatz kommen müssten, sondern dass ein breiterer Anwendungsmix der unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen erforderlich sein wird, wenn regenerative Energien insgesamt eine dominierende Rolle in der Energieversorgung spielen sollen. Dies erfordert die Weiterentwicklung eines Maßnahmenbündels, mit dem zugleich die Markteinführung und Verbreitung sowie die Forschung und Entwicklung von neuen Techniken im internationalen Kontext gefördert werden.

5.5 Politische Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen wird in Deutschland seit vielen Jahren durch zahlreiche Maßnahmen unterschiedlicher Akteure gefördert. Diese Maßnahmen beziehen sich generell auf Forschung, Entwicklung und Demonstration neuer Techniken, auf

ökonomische Anreize zu deren Markteinführung oder auf den Abbau institutioneller Hemmnisse. Zu den politischen Akteuren zählen neben dem Bund auch die Europäische Union und vor allem die Bundesländer sowie die Kommunen. Im Folgenden werden die bisherigen Maßnahmen insbesondere auf Bundesebene skizziert und Perspektiven der künftigen Förderung aufgezeigt.

5.5.1 Übersicht über bisherige Maßnahmen

Erneuerbare Energien sind in Deutschland als wesentliches Element der Klimaschutzpolitik seit Anfang der neunziger Jahre verstärkt durch unterschiedliche Maßnahmen gefördert worden (vgl. z.B. [11, 19]). Auf Bundesebene sind dabei (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) folgende Maßnahmen zu nennen:

- Mindestvergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien (Stromeinspeisungsgesetz von 1990, Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2000 in Verbindung mit der BiomasseVO von 2001),
- Förderprogramme für Erneuerbare Energien (nach unterschiedlichen Richtlinien ab 1993, Marktanreizprogramm ab 1999),
- spezielle Programme für einzelne Techniken (1000-Dächer-Photovoltaik-Programm, 250-MW-Wind-Programm, Solarthermie 2000, Eigenheimzulage für Niedrigenergiehäuser, Solaroptimiertes Bauen, Geothermieprojekte),
- Kredit-Zuschuss-Programme (ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm, DtA-Umweltprogramm, KfW-Umweltprogramm, KfW-CO₂-Minderungsprogramm, KfW-CO₂-Sanierungsprogramm, DBU-Programme),
- Förderung von Forschung und Entwicklung zur Nutzung erneuerbarer Energien (durch unterschiedliche Ressorts, vor allem zu Solartechniken, aber auch andere Technologien und Sekundärenergiesystemen, nachwachsende Rohstoffe),
- Ordnungsrechtliche Änderungen (z.B. 4. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes, Technische Anleitung Siedlungsabfall, Privilegierung erneuerbarer Energien im Baugesetzbuch, Vereinheitlichung der Genehmigungspraxis),
- allgemeine Information über die Nutzung erneuerbarer Energien, Fachinformation, Fachagenturen, Förderung der Beratung zur rationellen Energieverwendung und zu erneuerbaren Energien,
- Steuerbefreiungen von Bioenergien,
- Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge.

Hinzu kommen Programme der EU wie ALTENER, Save und EU-Rahmenprogramme, diverse Förderprogramme der Bundesländer und sonstige Initiativen wie Solarkampagnen. Außerdem wird neben der Nutzung erneuerbarer Energien im Inland von deutscher Seite

seit langem auch ihre Nutzung in anderen Ländern gefördert, insbesondere in Entwicklungsländern.

Bei der Markteinführung in Deutschland stehen gegenwärtig drei Maßnahmen im Vordergrund: das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Marktanzreizprogramm (MAP).

100 000-Dächer-Solarstrom-Programm: Das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm wird seit Jahresbeginn 1999 von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zusammen mit dem BMWi/BMWA durchgeführt. Im Rahmen dieses Programms werden Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 300 MW gefördert. Trotz anfänglich sehr guter Kreditkonditionen lief das Programm im Jahr 1999 zunächst nur schleppend an. Dies änderte sich aber, als im Jahr 2000 die Vergütungsregelung des Stromeinspeisungsgesetzes durch die des EEG ersetzt wurde (Vergütung von anfänglich 99 Pf/kWh). In ihrem Erfahrungsbericht zum EEG geht die Bundesregierung [24] davon aus, „dass die PV-Förderung ab 2004 ausschließlich auf das EEG gestützt werden kann.“ Demnach ist kein Nachfolgeprogramm vorgesehen.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Das 1990 mit breiter politischer Unterstützung in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz hat der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland – und dabei vor allem der Windkraftnutzung – einen wesentlichen Impuls gegeben. Wichtige Gründe für die Neufassung der Einspeisungsregelungen waren einerseits hohe Belastungen einzelner Unternehmen, andererseits hatte die zunehmende Liberalisierung zu Senkungen der Strompreise und damit der Vergütungssätze geführt; außerdem drohte der doppelte Fünf-Prozent-Deckel den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland zu beschränken. Das Stromeinspeisungsgesetz ist durch das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom März 2000 abgelöst worden, mit dem solche Nachteile der früheren Regelungen vermieden werden. Von den Mindestvergütungen können jetzt auch Energieversorgungsunternehmen profitieren. Durch einen bundesweiten Belastungsausgleich werden überproportionale Belastungen einzelner Unternehmen bzw. Stromabnehmer in bestimmten Regionen vermieden. Dabei wird auch die Abnahmepflicht im Sinne flexibler Quoten weitergereicht.

Die für 20 Jahre zu zahlenden Mindestvergütungen sind als feste, von den Strompreisen unabhängige Beträge vorgegeben und zum Teil (vor allem für Strom aus solarer Strahlungsenergie) wesentlich erhöht worden. Dabei wurden technikspezifische Differenzierungen, Begrenzungen und Degressionen berücksichtigt (Tabelle 5.6). Bei der Windenergie wird die höhere Vergütung mindestens 5 Jahre gezahlt. Dieser Zeitraum verlängert sich in Abhängigkeit vom erreichten Stromertrag in Relation zu einem Referenzertrag, wodurch Anlagen an ungünstigeren Standorten begünstigt werden. Strom aus Offshore-Anlagen wird in einer Anfangsphase neun Jahre lang mit dem höheren Satz vergütet. Die be-

sondere Vergütungsregelung für Photovoltaikanlagen ist zusätzlich beschränkt auf eine Gesamtleistung von 1000 MW (ursprünglich 350 MW).

Tabelle 5.6: Vergütungen nach dem EEG in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr

		EEG			Strom EG
		2000/2001	2002	Degression	2000
		Cent/kWh		%/a	Cent/kWh
Wasserkraft Deponie-, Klär-, Grubengas ¹⁾	bis 500 kW	7,67	7,67	0,0	7,3
	500 kW bis 5 MW	6,65	6,65	0,0	6,0
Biomasse	bis 500 kW	10,23	10,1	1,0	
	500 kW bis 5 MW	9,21	9,1	1,0	7,3
	5 MW bis 20 MW	8,70	8,6	1,0	0,0
Geothermie	bis 20 MW	8,95	8,95	0,0	0,0
	über 20 MW	7,16	7,16	0,0	0,0
Windkraft	mind. 5 Jahre	9,10	9,0	1,5	8,2
	danach	6,19	6,1	1,5	
Photovoltaik		50,62	48,1	5,0	8,2

¹⁾ Die Leistungsgrenze von 5 MW gilt nicht für Grubengas. Grubengas fiel nicht unter das Stromeinspeisungsgesetz (StromEG)

Die nach dem EEG vergüteten Stromeinspeisungen betrugen nach der Jahresabrechnung 2002 [88] insgesamt 25,0 Mrd. kWh; davon entfielen allein 63,5 % auf Windkraft und 26,7 % auf Wasserkraft u.a. Es wurden Vergütungen in Höhe von 2,21 Mrd. € oder 8,87 ct/kWh gezahlt. Bezogen auf die gesamte Stromabgabe an Letztverbraucher ergab sich hieraus eine EEG-Quote von 5,33 % und eine Bruttobelastung von 0,47 ct/kWh. Nach der aktuellen Prognose des Verbands der Netzbetreiber VDN (Stand September 2003) werden für das Jahr 2003 eine Quote von 6,26 % und eine Durchschnittsvergütung von 8,91 ct/kWh erwartet.

Marktanreizprogramm (MAP): Im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform, nach der auch regenerativer Strom besteuert wird, hat die Bundesregierung mit Wirkung vom 1.9.1999 ein Marktanreizprogramm zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einem jährlichen Mittelvolumen von 100 Mio. Euro (2002: 200 Mio. Euro) begonnen. Die Förderkonditionen sind mehrfach geändert worden.

Im Einzelnen gelten seit März 2002 die in Tabelle 5.7 zusammengefassten Bedingungen zur Förderung durch

- a) Zuschüsse,
- b) zinsgünstige Darlehen mit Teilschulderlass und
- c) zinsgünstige Darlehen ohne Teilschulderlass.

Anfang 2003 ist der Fördersatz für Solarkollektoren von 92 auf 125 Euro je m² erhöht worden. Das MAP bewirkt insbesondere eine stärkere Nutzung von Solarkollektoren und von Biomasse bzw. Biogas.

Tabelle 5.7: Förderung erneuerbarer Energien im Marktanreizprogramm

<i>(a) Zuschüsse</i>	
Solarkollektoranlagen	92 Euro je m ² ; höchstens 25 000 Euro
Biomasseanlagen bis 100 kW	55 Euro je kW
Photovoltaikanlagen in Schulen	3 000 Euro je Anlage
<i>(b) Darlehen mit Teilschulderlass</i>	
Biomasseanlagen über 100 kW	55 Euro je kW; höchstens 250 000 Euro
Geothermie	103 Euro je kW; höchstens 1 000 000 Euro
Biogasanlagen bis 70 kW	15 000 Euro
<i>(c) Darlehen ohne Teilschulderlass</i>	
Biogasanlagen über 70 kW	
Wasserkraftanlagen bis 500 kW	
Biomasse-KWK-Anlagen	
Quelle: Förderrichtlinie vom März 2002.	

5.5.2 Perspektiven der künftigen Förderung

Eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien kann grundsätzlich durch allgemeine umweltpolitische Instrumente und durch spezielle Fördermaßnahmen bewirkt werden. Umweltpolitische Maßnahmen sind insbesondere anhand ihrer Wirksamkeit und ökonomisch-ökologischen Effizienz unter Berücksichtigung von dynamischen Anreizwirkungen zu beurteilen. Deshalb finden bei den allgemeinen umweltpolitischen Instrumenten Emissions- bzw. Energiesteuern und handelbare Emissionsrechte anstelle von ordnungsrechtlichen Maßnahmen mehr und mehr Beachtung.¹² Zugleich erfordern Liberalisierung, Globalisierung und internationale Vereinbarungen zum Klimaschutz stärker als bisher eine internationale Abstimmung von Strategien, eine Harmonisierung von Zielen und Instrumenten sowie eine Anwendung gemeinsamer Mechanismen.

Solche Rahmenbedingungen sind auch bei der künftigen Weiterentwicklung der speziellen Förderung erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Neben der Förderung von Forschung und Entwicklung sowie dem Abbau von institutionellen Hemmnissen kann die Nutzung erneuerbarer Energien künftig vor allem durch folgende Instrumente gefördert

¹² In diesem Zusammenhang wird auch gefordert, dass bestehende Verzerrungen wie umweltschädigende Subventionen überprüft werden.

werden:¹³ Subventionen (einschl. zinsverbilligten Krediten und Steuererleichterungen), Mindestvergütungen, Vergütungszuschläge, Mindestquoten und Handel mit grünen Zertifikaten, Ausschreibungsverfahren, Selbstverpflichtungen und Märkte für zertifizierte, ansonsten aber unregulierte grüne Energie.

Bei ausreichender Höhe von Ökosteuern oder Preisen für Emissionszertifikate und perfekten Märkten wären theoretisch keine speziellen Fördermaßnahmen für bestimmte Techniklinien oder Energieträger erforderlich. Bisher bewirkt die Energiebesteuerung allerdings nur geringe Impulse zur Nutzung erneuerbarer Energien, da die Steuersätze noch relativ gering sind und außerdem bisher Regenerativstrom zum Großteil ebenfalls besteuert wird.¹⁴ Auch der beginnende Emissionshandel wird kaum zu einer spürbaren Förderung erneuerbarer Energien führen; zumal zunächst nicht mit beträchtlichen Emissionszertifikatspreisen zu rechnen ist und die Rechte kostenlos an Emittenten von Treibhausgasen vergeben werden. Selbst bei wesentlich höherer Dosierung von allgemeinen Instrumenten kann es mit Blick auf die dynamische Effizienz erforderlich sein, nicht nur Forschung und Entwicklung, sondern auch die Markteinführung von erneuerbaren Energien zusätzlich gezielt zu fördern, um langfristig deren Potenziale kostengünstiger nutzen zu können. Insbesondere bei anspruchsvollen Langfristzielen zum Klimaschutz und entsprechenden Zielen zur langfristigen Nutzung erneuerbarer Energien ist aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass spezielle Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien noch über mehrere Jahrzehnte erforderlich sein werden.

Tabelle 5.8 gibt einen Überblick über die derzeit am meisten diskutierten preis- und mengenpolitischen Regulierungsvarianten. Solche Instrumente haben im Vergleich zu staatlichen Subventionen den Vorteil, dass Ausmaß und Stetigkeit der Förderung nicht durch finanzpolitische Spielräume eingengt werden. Während Mindestvergütungen (wie beim EEG) und Zuschläge (wie beim KWKG) direkt die Preise beeinflussen, erfolgt im

¹³ Außer den genannten speziellen Instrumenten sind auch ordnungsrechtliche Maßnahmen zugunsten erneuerbarer Energien wie Nutzungsgebote z.B. für Solarkollektoren möglich. Im Vergleich zu ökonomischen Anreizen lassen solche Maßnahmen den privaten Haushalten oder Unternehmen allerdings weniger Flexibilität und sind deshalb in der Regel mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.

¹⁴ Eine stärker emissionsorientierte Besteuerung der Primärenergieträger hätte im Vergleich zur bestehenden Strombesteuerung eine stärkere Lenkungswirkung, wodurch erneuerbare Energien unmittelbar profitieren würden. Ein ähnlicher Effekt könnte erreicht werden, wenn sie dem Verursacherprinzip folgend von der Stromsteuer befreit würden (was auch mit europäischem Recht verträglich ist). Als Kompensation für die Besteuerung erneuerbarer Energien werden gegenwärtig erhöhte Subventionen für (andere) Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien gewährleistet. Dies begründet freilich keine Beschränkung von förderpolitischen Finanzhilfen für erneuerbare Energien auf die Höhe der anteiligen Stromsteuer.

Fall von Quoten und Ausschreibungen zunächst eine Mengenvorgabe, die sich indirekt auf die Preise auswirkt. In einem Quotensystem werden Energie und grüne Zertifikate auf getrennten Märkten gehandelt; in Abhängigkeit von der vorgegebenen Quote und damit der regulierten Nachfrage nach Zertifikaten resultiert dann als Marktergebnis ein Zertifikatspreis. Eine solche Separierung erfolgt auch bei vorgegebenen Zuschlägen, wobei sich in diesem Fall die Menge als Marktergebnis herausbildet.

Tabelle 5.8: Klassifikation preis- und mengenpolitischer Regulierung zur speziellen Förderung erneuerbarer Energien

	Preispolitische Instrumente	Mengenpolitische Instrumente
Gesamtvergütung	– Mindestvergütung	– Ausschreibung
Separate Vergütung	– Zuschlag	– Quote

Preis- und mengenpolitische Instrumente sind im Hinblick auf die Systemkonformität grundsätzlich gleichwertig. Wesentlich sind Fragen der Praktikabilität und die Einschätzung, ob die jeweiligen umweltpolitischen Ziele genauer als Preis- oder als Mengengrößen angegeben werden können. Wenn die (dynamische) Angebotsfunktion erneuerbarer Energien nicht bekannt ist, kann ein administrativ vorgegebener Bonus zu einem zu niedrigen oder zu hohen Anteil erneuerbarer Energien führen. Wird umgekehrt administrativ eine Mengenquote festgelegt, kann dies umgekehrt zu einem zu geringen oder zu hohen Bonus führen.

Abgesehen von dieser generellen Unsicherheit lassen sich die mit den politischen Alternativen jeweils verbundenen Transaktionskosten bisher kaum hinreichend abschätzen. Im Strombereich können sowohl Vergütungs- und Bonusregelungen als auch handelbare Quoten an vorhandene Marktstrukturen anknüpfen. Im Hinblick auf Transaktionskosten stehen hier den Kosten von Umlageverfahren die Kosten für den Zertifikatshandel gegenüber. Hingegen wären solche Instrumente im Wärmebereich, für den kein vergleichbarer Markt existiert, nur mit einem höheren Zusatzaufwand einsetzbar.

Insgesamt betrachtet kommt der Wahl zwischen preis- und mengenorientierten Instrumenten eine weniger fundamentale Bedeutung zu, als dies in der aktuellen Diskussion häufig den Anschein hat. Bei der längerfristigen Weiterentwicklung von speziellen preispolitischen Maßnahmen ist aus ökonomischer Sicht eine Annäherung an ein Bonussystem vorteilhaft, das bei entsprechender Ausgestaltung zu ähnlichen Ergebnissen führen kann wie ein Quotenmodell.

Eine wesentliche Frage der künftigen Förderung betrifft die Differenzierung der Förderung nach Energieträgern, Techniken, Anwendungsfeldern oder Einsatzgebieten, die vom Prinzip her mit den meisten der aufgeführten Maßnahmen verbunden werden kann. Aus wirtschaftstheoretischer Sicht sind solche Differenzierungen, mit denen letztlich Mitnahmeeffekte vermieden werden sollen, unter bestimmten Annahmen allerdings problematisch, da hierdurch gleichwertige Emissionsvermeidungen unterschiedlich belohnt werden. Durch die Differenzierungen werden gerade die weniger wirtschaftlichen Projekte stärker gefördert als kostengünstigere. Eine ökonomische Rechtfertigung für solche Differenzierungen kann sich aber aus der faktischen Knappheit der zur Verfügung stehenden Fördermittel ergeben. So macht es z.B. wenig Sinn, mit hohem Aufwand ohnehin betriebene Anlagen zu fördern, anstatt die vorhandenen Ausbaupotenziale besser auszuschöpfen.

Für solche Differenzierungen sind allerdings nicht unterschiedliche „Bedürftigkeiten“ im Sinne hoher oder niedriger Kosten relevant, sondern Differenzen der Angebotselastizitäten, die in der Praxis häufig aber kaum belastbar quantifiziert werden können. Aufgrund unvollständiger Information über die genauen Kostenfunktionen sind die Möglichkeiten einer zielgerichteten Differenzierung der Förderung deshalb begrenzt.

Unter dynamischen Aspekten können auch unterschiedliche Kostensenkungspotenziale (Lerneffekte) für eine differenzierte Förderung sprechen. Dieser Aspekt kann insbesondere bei Techniken wie der Photovoltaik von Bedeutung sein. Allerdings sind auch hier vor allem die Unsicherheiten bei der Abschätzung von Lerneffekten zu beachten. Außerdem sind solche Differenzierungen naturgemäß nur für eine Übergangszeit zu rechtfertigen. Längerfristig wird mehr und mehr eine Orientierung an den jeweils vermiedenen externen Kosten anzustreben sein.

Die Diskussion über differenzierte Förderansätze kann sich außerdem nicht allein auf die Bewertung der jeweiligen gegenwärtigen bzw. künftigen Kosten beschränken, sondern muss auch die Heterogenität des Outputs sowie die spezifischen technischen und ökonomischen Verwertungsvoraussetzungen bei der Nutzung der unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen berücksichtigen. Hierzu zählt die unterschiedliche Wertigkeit von Strom oder Wärme im Hinblick auf angebotsseitige Fluktuationen, Regelbarkeit, Leistungseffekte, Transport- und Speicherbedarf. Anders als bei Systemen, die die Gesamtvergütung regulieren, wird diese Bewertungsfrage sowohl im Quoten- als auch im Bonussystem grundsätzlich dem Markt überlassen. Dadurch wird auch der Anreiz zur Auswahl der kostengünstigsten Techniken und zu weiteren Kostensenkungen verstärkt, wobei allerdings gleichzeitig die Planungssicherheit der Investoren vermindert wird.

Mit dem Ziel der Vermeidung von „Dauersubventionen“ werden sowohl aus ordnungspolitischen als auch (im Fall von staatlichen Subventionen) aus finanzpolitischen Gründen häufig explizite Begrenzungen und degressive Gestaltungen der Förderbedingungen gefordert. Hiermit werden letztlich mengenpolitische Elemente bei Subventionen oder preis-

politischen Maßnahmen berücksichtigt. Zeitliche Degressionen und Fristen führen dazu, dass Projekte beschleunigt durchgeführt werden und erhöhen den Druck zu Kostensenkungen. Wichtig ist hierbei, dass die Förderung längerfristig kalkulierbar und stetig erfolgt, damit sich private Investoren kontinuierlich an die Förderpolitik anpassen können. Dies gilt für subventions- und preispolitische Förderansätze ebenso wie für mengenpolitische Maßnahmen.

Anders als im Strombereich bestehen im Wärmebereich bisher geringe Möglichkeiten für marktregulierende Instrumente wie Vergütungs-, Zuschlags- oder Quotenregelungen. Insoweit sind hier nach wie vor in erster Linie Förderungen durch Subventionen erforderlich. Die Bemessungsgrundlage sollte sich dabei möglichst stark am Output bzw. zumindest an der Kapazität der geförderten Anlagen orientieren. Für die Förderung größerer Projekte im Wärmebereich könnten künftig zusätzlich Ausschreibungsverfahren an Bedeutung gewinnen, um die Kosteneffizienz zu erhöhen.

Eine besondere Herausforderung für die allgemeine Umweltpolitik wie für die spezielle Förderung erneuerbarer Energien stellt die Einbettung nationaler Politik in den internationalen Rahmen dar. Die zunehmende Internationalisierung soll vor allem die Flexibilität beim globalen Klimaschutz erhöhen. Während sich die internationale Flexibilität durch solche Instrumente erhöht, kann sich allerdings zugleich der Gestaltungsspielraum für nationale Politik einengen.

Ein Aspekt der Internationalisierung betrifft Optionen für einen Import erneuerbarer Energien, z.B. Import von Bioenergien oder von Strom oder Wasserstoff aus Regionen mit großen Potenzialen an Sonnenenergie, Windenergie oder Wasserkraft. Dadurch können erneuerbare Energien unter Umständen kostengünstiger als bei einer Erzeugung im Inland genutzt werden, wobei allerdings beträchtliche Transportkosten und ggf. zusätzliche Kosten für Umwandlung und Speicherung anfallen können. Ein solcher physischer Transport und die Einbindung von Energieimporten in das inländische Energiesystem sind hingegen verzichtbar, wenn stattdessen internationale Ausgleichs- bzw. Anerkennungssysteme genutzt werden.

Auch die Förderung der inländischen Nutzung von erneuerbaren Energien muss künftig stärker international abgestimmt werden. Dabei geht es zum einen um Fragen der Kompatibilität mit europäischen Binnenmärkten und internationalen Handelsregeln und zum anderen um die Frage, inwieweit die nationalen Förderinstrumentarien selbst künftig harmonisiert oder durch einen Gemeinschaftsrahmen festgelegt werden sollen. Dabei kämen sowohl gemeinsame preispolitische Instrumente (Mindestvergütung, Bonus) als auch gemeinsame mengenpolitische Instrumente (handelbare Quoten) in Betracht, wobei letztere von der Europäischen Kommission offensichtlich bevorzugt werden. Die Auswirkungen solcher Systeme auf Effizienz und Verteilungseffekte sind bisher noch wenig erforscht. Sie

dürften u.a. vor allem davon abhängen, ob solche Systeme jeweils national oder unmittelbar EU-weit implementiert werden.

Die meisten der oben genannten Maßnahmen stellen keine sich gegenseitig ausschließenden Alternativen dar, sondern können vielmehr – ähnlich wie bisher – miteinander kombiniert werden. Für eine Kombination unterschiedlicher allgemeiner und spezieller Maßnahmen spricht auch künftig generell, dass dabei einzelne Maßnahmen nicht extrem hoch dosiert sein müssen. Außerdem können sich gezielte Maßnahmenwirkungen im Hinblick auf die Überwindung unterschiedlicher Hemmnisse ergänzen. Dabei sind nicht zuletzt auch der jeweilige technische Entwicklungsstand der Anwendungssysteme und deren Marktreife zu beachten. Als sich ergänzende spezielle Politiken sind nach wie vor Maßnahmen zur Forschung und Entwicklung, zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und Marktdurchdringung sowie zur Beseitigung von institutionellen Hemmnissen und zur Verbesserung der Information und Ausbildung zu betrachten. Aber auch innerhalb des Bereichs der finanziellen Förderung der Markteinführung sind weiterhin Maßnahmenkombinationen sinnvoll, die neben preis- oder mengenregulierenden Eingriffen (insbesondere im Strombereich) auch staatliche Finanzhilfen und Ausschreibungsverfahren (insbesondere im Wärmebereich) umfassen und gleichzeitig Spielraum für weitere, private Initiativen lassen.

5.6 Forschung und Entwicklung

Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen unterscheiden sich noch sehr stark in ihrem technischen Entwicklungsstand und ihrer Marktnähe. Um langfristig einen hohen Beitrag zur Energieversorgung zu erreichen, sind sowohl Maßnahmen zur beschleunigten Markteinführung als auch große Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung notwendig.

Deutschland gehört auf dem Gebiet erneuerbarer Energien und rationeller Energieverwendung forschungspolitisch seit langem zu den führenden Ländern. Dabei verteilt sich die Forschungsförderung gegenwärtig auf die Ressorts Wirtschaft, Forschung, Umwelt und Landwirtschaft (BMWA, BMBF, BMU, BMVEL). Die gesamten Mittel des Bundes für diesen Bereich betrugen im Jahr 2002 rund 161 Mio. Euro, davon 45 Mio. Euro für institutionelle Förderung des BMBF. Allein vom BMWA sind für Forschung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energiequellen ab 2004 jährlich 100 Mio. Euro vorgesehen. Hinzu kommen Mittel des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP), das durch Zinsersparnisse aus den Erlösen für UMTS-Lizenzen finanziert wird.¹⁵ Zusätzlich unterstützt das BMVEL die

¹⁵ Im Rahmen des ZIP fördert das BMWA Projekte zu Brennstoffzellen, neuen Antriebstechnologien, Geothermie, Offshore-Windenergie und Altbausanierung. Vom BMU werden mit Mitteln

Forschung im Bereich Nachwachsender Rohstoffe sowie die Markteinführung mit dem Programm biogene Treib- und Schmierstoffe.

Damit die langfristigen Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien erreicht werden können, muss die bisherige Forschungsstrategie fortgeführt und weiterentwickelt werden. Dabei sind nach einem Eckpunktepapier des Forschungsverbunds Sonnenenergie [51] die folgenden Grundsätze zu beachten:

- Deutschland soll den Spitzenplatz auf diesem Gebiet langfristig erhalten. Dazu müssen staatliche Forschungsmittel insbesondere bei der marktnahen Entwicklung durch private Mittel der Industrie ergänzt werden.
- Die technologische Vielfalt der Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien soll bei Forschung und Entwicklung beachtet werden. Die breite Ausrichtung soll dabei vor allem auch Optionen einbeziehen, deren Nutzungspotenziale erst langfristig ausgeschöpft werden können.
- Anwendungsorientierte Grundlagenforschung und marktnahe Entwicklung sollen gleichermaßen gefördert und in Kooperation mit der Industrie stärker mit einander verknüpft werden.
- Neben der Gewinnung erneuerbarer Energien soll die systemtechnische Optimierung verstärkt werden; dies gilt sowohl für die stromwirtschaftliche Einbindung als auch für die Integration im Bereich der Wärmeversorgung und für den Aufbau neuer Sekundärenergiesysteme.
- Parallel soll auch die rationelle Energieverwendung durch Forschung und Entwicklung von Effizienztechnologien verbessert werden.
- Begleitend sollen im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung die ökologischen, gesellschaftlichen und ökonomischen Technikfolgen untersucht werden.
- Die internationale Ausrichtung von Forschung und Entwicklung soll verstärkt werden, auch im Hinblick auf internationale Pilotprojekte, Entwicklungszusammenarbeit und Exportförderung.

Eine solche Strategie erfordert, dass längerfristig und stetig ausreichende Haushaltsmittel zur Verfügung gestellt werden. Der Forschungsverbund fordert, dass die Forschungsmittel in den nächsten fünf Jahren (auf rund 300 Mio. €/Jahr) verdoppelt werden.

Die künftig bedeutsamen Forschungsfelder zur Nutzung erneuerbarer Energien erstrecken sich (abgesehen von maritimen Energiequellen) auf Windenergie, Biomasse, Solarenergie und Geothermie sowie auf Anwendungs- und Infrastruktursysteme. In Abhängigkeit

des ZIP F&E-Vorhaben zur geothermischen und solarthermische Stromerzeugung, zu stationären Brennstoffzellen und Bioenergien sowie zur Begleitforschung für Offshore-Windenergie gefördert. Von 2001 bis 2003 werden jährlich ZIP-Mittel in Höhe von 50 Mio. Euro eingesetzt (davon 40 Mio. vom BMWA und 10 Mio. Euro vom BMU, vgl. [13]).

vom Technikstand geht es dabei sowohl um Grundlagenforschung als auch um Erprobung und Weiterentwicklung vorhandener Technologien. Im Folgenden soll der Forschungsbedarf an einigen Beispielen illustriert werden.

Im Bereich der *Windenergie* hat sich in Deutschland ein durch das EEG gestützter kommerzieller Anlagenmarkt etabliert. Forschungspolitischer Bedarf besteht hier allerdings vor allem bei der Offshore-Nutzung, u.a. hinsichtlich seegeeigneter Großanlagen, Fundamenten, Netzanbindung, Wartung, Regelung, Umgebungsbedingungen und ökologischen Folgen.

Für die Nutzung von *Biomasse* werden bereits vielfältige Umwandlungsverfahren angewendet oder erforscht. Die weitere Entwicklung soll allgemein durch eine interdisziplinäre Bündelung von Aktivitäten zu einem integrierten Forschungsschwerpunkt verbessert werden. Zu den Einzelthemen zählen hier u.a. Biomasse-logistik, Feuerungstechniken, Biomasse-severgasung, Optimierung von Biogasanlagen, biogene Brenn- und Kraftstoffe sowie die Einsatzmöglichkeiten in Motoren, Brennstoffzellen und KWK-Anlagen.

Die Weiterentwicklung der Solarenergietechnologien stellt besondere Herausforderungen an Forschung und Entwicklung.¹⁶ Dies gilt gleichermaßen für Photovoltaik, thermische Solarkraftwerke, Solarkollektoranlagen und die passive Nutzung von Sonnenenergie in Gebäuden. Das große technische Potenzial der *Photovoltaik* auch in Mitteleuropa kann nur ausgenutzt werden, wenn die Kosten erheblich reduziert werden. Mit diesem Ziel soll eine langfristig angelegte Forschung zu Verbesserungen und Verbilligungen bei Materialien, Zellen, Modulen und Systemen beitragen. Neben herkömmlichen Solarzellen gelten dabei Dünnschichttechnologien als besonders aussichtsreich. Daneben sind in der Grundlagenforschung auch neue Ansätze z.B. mit Nanostrukturen zu verfolgen. Parallel dazu sind die Anlagensysteme und Komponenten wie Wechselrichter weiter zu entwickeln. Bei einer Nutzung in großem Maßstab gewinnen außerdem Fragen des Recycling an Bedeutung, die bereits im frühen Stadium untersucht werden müssen.

Unter den *solarthermischen Kraftwerken*, haben solche mit Parabolrinnen-Kollektoren bisher die größte Marktnähe. Wichtige Forschungsfelder sind hier Direktverdampfungs-technik, selektive Schichten für hohe Temperaturen und neue Konzentrator-konzepte. Bei Solarturmanlagen werden Verbesserungen u.a. durch kostengünstige, hochreflektierende Spiegel erwartet sowie durch die Verwendung von Solarwärme in Gasturbinen. Die Wirtschaftlichkeit von (kleineren) Dish-Systemen mit Stirlingmotor könnten durch Hybridanlagen (mit fossiler Energie oder Biomasse) erhöht werden. Da solche Systeme aufgrund der geringen Direktstrahlung nicht für einen Einsatz in Deutschland in Frage kommen, sind entsprechende Projekte in internationaler Kooperation durchzuführen.

¹⁶ Vgl. [30]

Thermische *Solarkollektoranlagen* werden hierzulande bisher insbesondere zur Warmwasserbereitung eingesetzt. Ein Einsatz zur Raumwärme in Verbindung mit Nahwärmenetzen und thermischen Speichern wird in den letzten Jahren erprobt. Darüber hinaus ist auch ein Einsatz zur Bereitstellung von Prozesswärme möglich. Forschungsarbeiten betreffen u.a. hocheffiziente Kollektoren, große Kollektorfelder und (saisonale) Langzeitspeicher. Vordringliches Ziel ist auch hier die Senkung der Systemkosten.

Daneben kann auch die „passive“ Sonnenenergienutzung durch *Solararchitektur* wesentlich verbessert werden. Forschungs- und Entwicklungsthemen sind u.a. solaroptimierte Fenster mit optischen Schalteigenschaften, neuartige Fassadenelemente wie transparente Wärmedämmung und optimierte Gebäudeintegration von multifunktionalen Bauelementen.

Geothermische Energie wird in Deutschland bisher nahezu ausschließlich zur Wärmebereitstellung genutzt. Durch die Entwicklung von Explorationstechnologien soll künftig vor allem das Bohrrisiko vermindert werden; außerdem soll die Produktivität durch Stimulationstechnik verbessert werden. Dies gilt auch im Hinblick auf eine geothermische Stromerzeugung, für die u.a. auch Technologien zur Stromerzeugung aus Wärme niedrigerthermaler Tiefenwässer zu entwickeln sind.

Mit zunehmender Nutzung erneuerbarer Energien nehmen auch Fragen der Einbindung der gewonnenen Energie in bestehende *Versorgungssysteme* und Änderungen der energiewirtschaftlichen Infrastruktur zu. Im Elektrizitätsbereich geht es dabei um die Integration fluktuierender Energien, Netzregelung und -management, intelligente Stromrichter, Leistungselektronik, Stromspeicherung und die Simulation verteilter Kraftwerke. Auch im Wärmebereich steigen die Systemanforderungen z.B. durch solare Einspeisungen und verstärkte Kraft-Wärme-Kopplung. Wesentliche Änderungen würde eine großtechnische Verwendung von Wasserstoff als Sekundärenergieträger mit sich bringen, der auf unterschiedliche Weise aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann. Forschung und Entwicklung sind diesbezüglich u.a. auf Hochtemperaturelektrolyse, solarchemische Methanreformierung und direkte Wasserspaltung in thermochemischen Kreisprozessen gerichtet. Darüber hinaus erfordert dies Entwicklungsarbeiten zum Transport, zur Speicherung und zur Verwendung von Wasserstoff. In diesem Zusammenhang ist auch Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Brennstoffzellen zu sehen, die grundsätzlich einen weiten energiewirtschaftlichen Anwendungsbereich haben könnten. Die notwendigen Arbeiten reichen auch hier noch von der Materialentwicklung bis zur Systemtechnik, wobei die erreichbaren Kostensenkungen ein wichtiges Kriterium sind.

5.7 Schlussfolgerungen

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen besteht im wesentlichen aus der direkten oder indirekten Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie, Wärme oder Brenn- bzw. Treibstoffe. In Deutschland tragen erneuerbare Energien mit rund 3% bisher nur in geringem Maße zur Energieversorgung bei. Dabei stehen Wasserkraft, Biomasse und zunehmend auch Windenergie im Vordergrund, während die direkte Nutzung von Sonnenenergie und Geothermie gegenwärtig noch kaum energiewirtschaftlich zu Buche schlagen. Langfristig könnten erneuerbare Energien auch in Deutschland einen Großteil des Energiebedarfs decken. Bisher sind viele Systeme aber noch mit relativ hohen Kosten verbunden, so dass ein verstärkter Ausbau nur mit Hilfe unterschiedlicher Fördermaßnahmen erfolgen kann.

Deutschland hat sich im Rahmen der EU anspruchsvolle Ziele bis 2010 gesetzt und strebt längerfristig einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an. Als Teil der nationalen Klimaschutzstrategie sind erneuerbare Energien deshalb in den vergangenen Jahren sowohl im Bereich Forschung und Entwicklung als auch bei der Markteinführung wesentlich unterstützt worden. Von Bedeutung sind dabei gegenwärtig vor allem das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Marktanreizprogramm. Schon bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung sind künftig weiter steigende Beiträge erneuerbarer Energien zu erwarten, und zwar in erster Linie durch eine stärkere Nutzung von Windenergie und Biomasse.

Zielorientierte Szenarien zur Verminderung von Treibhausgasen bestätigen insbesondere die Rolle der Windenergie als kosteneffiziente Option zur CO₂-Minderung, während einige andere Techniken wie die direkte Nutzung von Sonnenenergie bis 2030 auch mit einer (im Modell impliziten) CO₂-Gutschrift noch nicht konkurrenzfähig sind. Wenn die CO₂-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2030 um 40 bis 50 % gesenkt werden sollen, dann sollte der Anteil erneuerbarer Energien nach den Ergebnissen des Optimierungsmodells in diesem Zeitraum immerhin auf 8 bis 14 % steigen. Darüber hinaus zeigen längerfristige Nachhaltigkeitsszenarien, dass erneuerbare Energien bis zur Mitte des Jahrhunderts einen Großteil der gesamten Energieversorgung abdecken könnten, wobei die Höhe des Anteils allerdings nicht zuletzt von den Erfolgen bei Energieeinsparung und rationeller Energieverwendung abhängt.

Um solche Szenarien realisieren zu können, sind noch über mehrere Jahrzehnte hinweg – zusätzlich zu allgemeinen klimaschutzpolitischen Maßnahmen – spezielle Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien erforderlich. Die Marktentwicklung der regenerativen Stromerzeugung wird in Deutschland gegenwärtig durch das EEG getragen, das den Investoren durch langfristige Mindestpreise eine große Planungssicherheit garantiert. Auf der Ebene der europäischen Gemeinschaft werden für ein künftiges System daneben vor allem handelbare Quoten diskutiert. Als Alternative hierzu sollte auch ein Bonussy-

stem betrachtet werden, mit dem ähnliche Marktergebnisse erreicht werden könnten. Anders als im Strommarkt sind im Wärme- und Kraftstoffbereich auch künftig beträchtliche staatliche Finanzhilfen und Steuererleichterungen, ergänzt um Ausschreibungswettbewerbe, erforderlich.

Die bekannten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien unterscheiden sich wesentlich in ihrer technischen und ökonomischen Anwendungsreife. Gerade im Hinblick auf langfristige Nachhaltigkeitsziele besteht in vielen Bereichen noch großer Bedarf an anwendungsorientierter Grundlagenforschung oder marktnaher Technologieentwicklung. Dabei geht es nicht allein um die Umwandlung erneuerbarer Energien, sondern auch um Anwendungssysteme und energiewirtschaftliche Infrastrukturen. Das Hauptziel von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien wird dabei weiterhin in der Verminderung der Kosten liegen müssen, um die Wettbewerbsfähigkeit regenerativer Systeme kontinuierlich zu erhöhen.

Literaturverzeichnis

1. Bayer, W. (2002): Erneuerbare Energien 2000 für die Bundesrepublik Deutschland. Ergebnisse nach Energieträgern. Statistisches Bundesamt Referat IV C 6. Wiesbaden (März 2002)
2. BBE (2002): Bundesverband Bioenergie. Pressemitteilungen. www.bioenergie.de
3. Berry, T., Jaccard, M. (2001): The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey. In: Energy Policy 29 (2001), S. 263-277
4. BET (2002): Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Kurzgutachten im Auftrag des VDMA. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Aachen (August 2002)
5. BMBF (2002): Faktenbericht Forschung. Berlin (Januar 2002)
6. BMF (2001): Achtzehnter Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999-2002. Berlin (August 2001)
7. BMU (Hrsg.)(1994): Klimaschutz in Deutschland. Erster Nationalbericht der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Bonn (September 1994)
8. BMU (Hrsg.)(1997): Klimaschutz in Deutschland. Zweiter Nationalbericht der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Bonn (April 1997)
9. BMU (1999): Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. Bearb. von O. Langniß u.a., DLR.
10. BMU (Hrsg.)(2000): Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. (Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“). Berlin (Oktober 2000)

11. BMU (2001a): Förderung erneuerbarer Energien. Förderprogramme zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien im Überblick. Stand: März 2001. (www.bmu.de)
12. BMU (Hrsg.)(2001b): Windenergienutzung auf See. Positionspapier des BMU zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich. Berlin (Mai 2001)
13. BMU (Hrsg.)(2002a): Entwicklung der Erneuerbaren Energien. Aktueller Sachstand. Berlin (Januar 2002)
14. BMU (Hrsg.)(2002b): Erneuerbare Energien und Umwelt in Zahlen (Stand März 2002)
15. BMU (Hrsg.)(2002c): Klimaschutz in Deutschland. Dritter Nationalbericht der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Berlin
16. BMU (Hrsg.)(2002d): Fachtagung „Geothermische Stromerzeugung – eine Investition in die Zukunft. 20.21.6.2002 Landau/Pfalz. Tagungsband. Berlin (Juni 2002)
17. BMU (Hrsg.)(2003a): Erneuerbare Energien in Zahlen – Stand März 2003
18. BMU (Hrsg.)(2003b): Aktuelle Daten zur Nutzung erneuerbarer Energien. Pressemitteilung und Artikel in: Umwelt 5/2003
19. BMU, BINE (2002): Geld vom Staat fürs Energiesparen. Überblick über Förderprogramme (Stand Mai 2002)
20. BMWi (2002): Einzelplan 09. Haushalt 2003 und Finanzplan 2004 bis 2006. Regierungsentwurf vom 19.6.2002
21. Böhmer, T. (2002): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Erfahrungen, Auswirkungen und Perspektiven. In: ew 10/2002. S. 28-34
22. Böhmer, T. (2003): Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im Jahr 2001. Installierte Leistung und Einspeisung erneut gestiegen. In: ew 7/2003. S. 22-29
23. Bundesregierung (2002a): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Entwurf der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie (Januar 2002)
24. Bundesregierung (2002b): Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Erfahrungsbericht zum EEG. Berlin (28. Juni 2002)
25. DEWI (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Studie im Auftrag des BMU bearbeitet von K. Rehfeldt u.a.. Wilhelmshaven (April 2001)
26. DEWI (2002): Wind Energy Study 2002. Assessment of the Wind Energy Market until 2010. On behalf of Hamburg Messe und Congress GmbH. (April 2002)
27. DFS (2002): Marktentwicklung. Photovoltaik – Strom von der Sonne. Solarthermie – Wärme von der Sonne (August 2002.) www.dfs.solarfirmen.de
28. Diekmann, J. (2002a): Förderung der Windenergie erfolgreich. DIW-Wochenbericht 9/2002
29. Diekmann, J. (2002b): Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland. Schriftenreihe des Forschungszentrums, Jülich, IKARUS-Studie Nr. 3-09, Jülich (März 2002)
30. Diekmann, J. u.a. (1991): Sonnenenergie. Herausforderung für Forschung, Entwicklung und internationale Zusammenarbeit. Akademie der Wissenschaften zu Berlin. Forschungsbericht 1. Arbeitsgruppe: Langfristige Chancen der Sonnenenergie. Verlag Walter de Gruyter, Berlin New York

31. Diekmann, J., Eichelbrönnner, M., Langniß, O. (1997): Aktionsprogramm Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen erneuerbarer Energien. Forum für Zukunftsenergien. Bonn
32. Diekmann, J., Goy, G.C., Wittke, F. (1999): Die Rolle von erneuerbaren Energien in der Energieversorgung. In: Wagner, H.-F., Stein, G. (Hrsg.)(1999): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland – Strategien für 2000-2020. Springer-Verlag, Berlin u.a.
33. Diekmann, J., Horn, M., Hrubesch, P., Praetorius, B., Wittke, F., Ziesing, H.-J. (1995): Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen. Monographien des Forschungszentrums Jülich, Band 15, Jülich
34. Diekmann, J., Ziesing, H.-J. (2000): Regenerative Energien. In: Wagner, U., Stein, G. (Hrsg.)(2000): Energiezukunft 2030 – Schlüsseltechnologien und Techniklinien. Beiträge zum IKARUS-Workshop 2000 am 2./3. Mai 2000. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 26, Jülich
35. DIW u.a. (2001): Energiewirtschaftliche Voraussetzungen und energiepolitische Handlungsmöglichkeiten für eine zukünftige Energieentwicklung in Deutschland. Wissenschaftliche Begleitung des Energiedialogs 2000. DIW Berlin in Kooperation mit EWI, Fh-ISI, Öko-Istitut, Prognos, WI. Berlin (Februar 2001)
36. DIW (2002): Aktualisierte Daten zum IKARUS-Teilprojekt 3 „Primärenergie“. IKARUS-Datenbank.
37. DIW, PIK (2003): German Energy Policy Instruments and WTO Law. Working Paper. Berlin (April 2003)
38. DLR, FZK (2001): Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“. Bearbeitet von J. Nitsch, Chr. Rösch u.a. Stuttgart, Karlsruhe (November 2001)
39. DLR, WI, ZSW, IWR, Forum (1999): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des /UBA. Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal (Oktober 1999)
40. Drillisch, J. (1999): Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung. In: ZfE 4/99, S. 251-274
41. Drillisch, J., Schulz, W., Starrmann, F. (2000): Charakterisierung und Bewertung verschiedener Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzexpertise im Auftrag des BMWi. Köln (8. Februar 2000)
42. DtA (2002): Deutsche Ausgleichsbank. Jahresbericht 2001 und aktuelle Förderbedingungen (www.dta.de)
43. EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000
44. Ender, C. (2003): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2002. In: DEWI Magazin Nr. 22 (Februar 2003)
45. Enquete-Kommission (2002): Bericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Bundestagsdrucksache 14/9400 vom 7.7.2002

46. EU (1997): Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft. Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM (97) 599 end
47. EU (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27.10.2001
48. Ewringmann, D., Linscheidt, B. (1999): Vorbereitung weiterer Phasen der ökologischen Steuerreform: Die Fortentwicklung der Stromsteuer. Studie im Auftrag des BMU. Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (November 1999)
49. FhG-ISI (1999): Evaluierung der Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien durch das Bundesministerium für Wirtschaft (1994-1998). Karlsruhe
50. Fishedick, M. (1999): Kurzexpertise zur Wirksamkeit verschiedener Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien. Wuppertal (Dezember 1999)
51. FVS (2003): Eckpunktepapier des ForschungsVerbunds Sonnenenergie für ein neues Energieforschungsprogramm der Bundesregierung (Juni 2003)
52. Graehl, S. u.a. (2001): Eine Analyse des Marktes für grüne Angebote in Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/2001, S. 221-230
53. Harmelink, M. et al. (2002): PRETIR. Implementation of Renewable Energy in the European Union until 2010. Project executed by Ecofys, 3E and Fh-ISI within the framework of the ALTENER Programme of the European Commission, DG Transport and Energy
54. Horn, M. (1994): Kleine Wasserkraftanlagen in Deutschland: Kosten, gegenwärtige Nutzung und Potentiale. IKARUS-Studie 3-06. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin (Oktober 1994)
55. IEA (1997): Renewable Energy Policy in IEA Countries. Vol. I: Overview. Paris
56. IEA (1998): Renewable Energy Policy in IEA Countries. Vol. II: Country Reports. Paris
57. IE (2002): Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht. Untersuchung des Instituts für Energetik und Umwelt. Leipzig (April 2002)
58. IER, WI, Prognos (2002): Szenarienerstellung. Bericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Berlin (Juni 2002)
59. Kaltschmitt, M., Wiese, A. (Hrsg.) (1997): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 2. Auflage. Berlin u.a.
60. KfW (2002): Kreditanstalt für Wiederaufbau. Förderprogramme der KfW (www.kfw.de)
61. Langniß, O. (1999): Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen. In: ZfE 4/99, S. 275-284
62. Langniß, O. u.a. (1998): Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. In: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung. Forschungsverbund Sonnenenergie. Köln, April 1998, S. 7-64
63. Langniß, O., Markart, J. (1999): Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen. In: ZfE 4/99, S. 275-284

64. Linscheidt, B., Truger, A. (2000): Ökologische Steuerreform: Ein Plädoyer für die Stärkung der Lenkungsanreize. In: Wirtschaftsdienst 2000/II, S. 98-106
65. Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L. (2003): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31 (2003), S. 799-812
66. Meyer, B. (2000): Befreiung der erneuerbaren Energieträger von der Stromsteuer – Gründe, Chancen, Fragen, Probleme. Kiel (13.2.2000)
67. Meyer, N.I. (2003): European schemes for promoting renewables in liberalised markets. In: *Energy Policy* 31 (2003), S. 665-676
68. Midttun, A. (ed.) (2003): Trade based greening in European electricity markets. *Energy Policy*. Special issue. Vol. 31, No. 7, (June 2003)
69. Morthorst, P.E. (2003): A green certificate market combined with a liberalised power market. *Energy Policy* 31 (2003), S. 1393-1402
70. Morthorst, P.E., Skytte, Frstrup, P. (ed.) (2003): Green certificates and emission trading. *Energy Policy*. Special issue. Vol. 31, No. 1 (January 2003)
71. Nast, M., Nitsch, J., Staiß, F. (2000): Quoten für erneuerbare Energien im Wärmemarkt. In: *Euroheat & Power – Fernwärme international* 4/2000, S. 28-35
72. Neu, A. (2000): Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland. *Kieler Diskussionsbeiträge* 363. Kiel (Juli 2000)
73. Oppermann, K. (2002): Förderergebnisse des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms – eine Zwischenbilanz. In: *KfW-Beiträge „Mittelstand- und Strukturpolitik“*, Nr. 28, August 2002, S. 5-21
74. Prognos (1998/99): Möglichkeiten der Marktanzreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Untersuchung im Auftrag des BMWi. Langfassung: Berlin. Dezember 1998. Kurzfassung: Berlin, März 1999
75. Prognos, EWI (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Basel (Oktober 1999)
76. Prognos, IER (2001): Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung. Untersuchung im Auftrag des BMWi. Zwischenberichte I und II. November 2001
77. Reiche, D., Körner, S. (2002): Erklärungsfaktoren für Erfolg und Misserfolg bei der Nutzung erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4/2002, S. 275-282
78. Rentz, O. u.a. (1999): Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Karlsruhe (Dezember 1999)
79. Schaeffer, G.J. (Hrsg.) (2002): A renewable mandatory market share for China. Lessons from the Dutch Experience. The Dutch Expert Group on Tradable Green Certificates. ECN-C-2-049
80. Schaeffer, G.J. et al. (2000): Options for design of tradable green certificates systems. ECN-C-00-032

81. SPD, Grüne (2002): Koalitionsvertrag 2002 - 2006: Erneuerung – Gerechtigkeit – Nachhaltigkeit. Für ein wirtschaftlich starkes, soziales und ökologisches Deutschland. Für eine lebendige Demokratie
82. Staiß, F. (2003): Jahrbuch erneuerbare Energien 02/03. Radebeul
83. Stoltenberg, K. (1999): 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm. In: Elektrizitätswirtschaft 24/1999, S. 52
84. Timpe, Chr. u.a. (2001): Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg. Freiburg, Stuttgart, Heidelberg
85. VDEW (2002): Erneuerbare Energien: Finanzierung aus Steuermitteln überfällig. In: ew 17-18/2002
86. VDEW (2003): Stromerzeugung in Deutschland 2002. 18 Prozent mehr Ökostrom. Pressemitteilung vom 17.2.2003
87. VDN (2002): EEG-Kriterienkatalog. Auslegung des EEG durch die Übertragungsnetzbetreiber (Stand 1.1.2002)
88. VDN (2003): Jahresabrechnungen EEG sowie Aktuelle Daten zum EEG. (www.vdn-berlin.de)
89. WI, DLR (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Untersuchung des Wuppertal Instituts für Klima Umwelt und Energie und der DLR, Institut für Thermodynamik, im Auftrag des Umweltbundesamtes. Projektleitung: M. Fischedick, J. Nitsch. Redaktion: H. Kaschenz. Forschungsbericht 200 97 104. Climate Change. Umweltbundesamt, Berlin (Juni 2002)
90. Wietschel, M., Fichtner, W., Rentz, O. (2002): Regenerative Energieträger. Der Beitrag und die Förderung regenerativer Energieträger im Rahmen einer Nachhaltigen Energieversorgung. Ecomed
91. Ziesing, H.-J. (1998): Deutschlands Weg in die solare Zukunft. In: Erneuerbare Energien, 9, S. 4-7
92. Ziesing, H.-J. (2002): Stand der Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland – Auswirkungen auf den Strom aus erneuerbaren Energiequellen. In: ForschungsVerbund Sonnenenergie (Hrsg.), Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin (April 2002)
93. Ziesing, H.-J. u.a. (1997): Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2005. Politikszzenarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes herausgegeben von G. Stein und B. Strobel. Band 1. Studie von DIW, FhG-ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 5, Jülich
94. Ziesing, H.-J. u.a. (1999): Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020. Politikszzenarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes herausgegeben von G. Stein und B. Strobel. Band 5. Studie von DIW, FhG-ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 20, Jülich
95. Ziesing, H.-J. u.a. (2003): Politikszzenarien für den Klimaschutz – Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politikszzenarien III). Untersuchung von DIW, FhG-ISI,

Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich im Auftrag des Umweltbundesamtes. Entwurf des Endberichts. Berlin, Jülich, Karlsruhe (Juli 2003)

6 Rationelle Energieanwendung in Industrie und Gewerbe

Harald Bradke

6.1 Zusammenfassung und Ausblick

Bei der Konzeption des IKARUS-Teilprojekts „Industrie und Gewerbe“ wurden ambitionierte Ziele gesetzt und teilweise Neuland betreten. Das meiste davon ist gelungen, manches konnte nicht zufriedenstellend in die einmal gewählte Struktur integriert werden, für manches fehlte die empirische Basis und für manches sogar noch schlicht die Theorie. Immerhin bestehen aggregierte Daten für das Optimierungsmodell und eine umfassende Datenbank, die in einer großen Detailtiefe den gesamten Energieverbrauch der deutschen Industrie und des Gewerbes darstellt und die in diesen Branchen bis zum Jahr 2030 möglichen Techniken, ihre Energieeffizienzpotenziale sowie eine Abschätzung ihrer Kosten. Dass bei der komplexen Aufgabenstellung die Ingenieure und Naturwissenschaftler mehr Wert auf die exakte Darstellung als auf leichte Nutzbarkeit gelegt haben, liegt vermutlich in deren Naturell. Für einen schnellen Überblick über eine Branche dürfte ein klassischer Bericht einfacher lesbar sein. Mit dem dazugehörigen Tool und den hinterlegten Experteneinschätzungen ist es aber jedem interessierten Nutzer, der sich ein wenig mit Modellen und den industriellen Prozessen auskennt, möglich, eigene Szenarien zu berechnen und Alternativen zu prüfen.

So trivial es klingt, ein Modell und auch eine Datenbankstruktur ist eine Abstraktion der Realität, da diese in ihrer Komplexität nicht eins zu eins abbildbar ist. Für manche neu auftauchenden Fragestellungen wurden möglicherweise schlicht die Daten nicht erhoben, weil sie für die IKARUS-Fragestellung nicht relevant waren, oder weil Aufwand und Nutzen einer Erhebung bisher in keinem vertretbaren Verhältnis standen; für manche neue Fragestellung wird sich die Daten- oder Modellstruktur nicht eignen. Manches würde sich relativ leicht nachrüsten oder nachrecherchieren lassen, anderes nicht. Es mag auch Fragestellungen geben, bei denen es einfacher wäre, nur die wertvollen Informationen der Datenbank zu nutzen und neue Strukturen anzulegen. Dies würde aber erst bei Vorliegen der neuen Fragestellungen möglich sein. Voraussetzung hierfür ist aber, dass der Datenbestand weiter gepflegt wird, in einige Jahren würden sonst so viele Daten veraltet sein, dass sie nicht mehr verwendbar wären. Neben dieser Fleißarbeit der Datenaktualisierung existieren auf der Wunschliste der Wissenschaftler natürlich noch eine Reihe von anspruchsvollen Forschungsaufgaben für und mit IKARUS, z.B. die Schaffung

einer oft aktualisierten empirischen Datenbasis zu Technikeinsatz und anlagenbezogenen Energieverbräuchen, die empirische Ermittlung der Hemmnisse und betrieblichen Entscheidungsvorgänge und deren Abbildung im IKARUS-Submodell Industrie, die Programmierung unterschiedlicher Kostenfunktionen und die Ermittlung und Implementierung von Lernfunktionen im Industrie- und Gewerbebereich.

Wie immer es auch mit dem Projekt IKARUS weitergehen wird, im Bereich „Industrie und Gewerbe“ hat es gezeigt, dass auch weiterhin viele Energieeinsparpotenziale wirtschaftlich sind und viele von ihnen zukünftig – wie in der Vergangenheit auch – umgesetzt werden, dass aber auch heute noch viele gehemmte Potenziale existieren, die mit einer geschickten Politik aktiviert werden können, und dass es auch in Zukunft noch viele technische Potenziale geben wird, von denen um so mehr umgesetzt werden können, je teurer die Energie bzw. ihre Nutzung wird, aber auch je kürzer die Innovations- und Investitionszyklen bei diesen Techniken sind und je stärker ihr Preis durch mehr Nachfrage und nicht zuletzt durch intensive Forschung und Entwicklung sinken wird. Dies wird nicht nur den Industriestandort Deutschland stärken, sondern auch die Zukunftsfähigkeit für nachfolgende Generationen.

6.2 Aufgabenstellung des Teilprojekts

In dem IKARUS-Teilprojekt „Industrie und Gewerbe“, das rund 40 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands beschreibt, wurden alle relevanten Daten für den Energiebedarf von Industrie und Gewerbe mit den daraus resultierenden klimarelevanten Emissionen sowie Möglichkeiten zu deren Verminderung ermittelt. Diese Möglichkeiten sind z.B. Effizienzsteigerung durch technische und organisatorische Maßnahmen, Energieträgersubstitution, Recycling energieintensiver Werkstoffe sowie die Anwendungen der Kraft-Wärme-Kopplung.

Ein Teil dieser Maßnahmen wird autonom im Zuge der allgemeinen technischen Entwicklung und von Re-Investitionen stattfinden, andere Maßnahmen werden nur aufgrund energie- und umweltpolitischer Maßnahmen erfolgen. Die bestehenden Potenziale rationaler Energienutzung werden aufgrund vielfältiger Hemmnisse (z.B. fehlendes Wissen oder Kapital, unbewusst hohe Rentabilitätserwartungen, andere Investitionsprioritäten) nur zum Teil ausgeschöpft.

Neben den technischen Einflussgrößen werden der Energiebedarf und die CO₂-Emission wesentlich auch von der Wirtschaftsentwicklung, also der Nachfrage nach Industrieprodukten, beeinflusst. Hierbei ist nicht nur die absolute Höhe der Industrieproduktion entscheidend, sondern auch der Strukturwandel innerhalb der Industrie und der intrasektorale Strukturwandel (z.B. geringeres Wachstum energieintensiver Grundstoffchemikali-

en innerhalb der Grundstoffchemie, Rückgang von Primäraluminium zugunsten von Sekundäraluminium).

Hierbei wurde, soweit möglich, vom Nutzenergieniveau (z.B. Dampf- und Kühlbedarf) ausgegangen. Dabei sind der Detaillierungsgrad und die Art der Analysen für die einzelnen Industriezweige infolge der technologischen Vielfalt unterschiedlich. Einzeltechnische Analysen beschränken sich auf etwa 20 Produktionsprozesse innerhalb sehr energieintensiver Industriezweige, vor allem der Grundstoffindustrie. In weniger energieintensiven Bereichen wurden technologisch relativ homogene Branchen und Sparten zu 11 Branchen zusammengefasst. In diesen Fällen war es, anders als bei den o. g. Einzeltechniken, i. d. R. nicht möglich, einen auf die physikalischen Produktionseinheiten bezogenen spezifischen Energiebedarf zu definieren; als Ausweg wurden monetäre Produktionseinheiten, zuerst die Nettoproduktion, später die Bruttowertschöpfung, gewählt.

6.3 Methodisches Vorgehen

6.3.1 Disaggregation

Als Grundlage für die Ermittlung des Energieverbrauchs des Sektors Industrie in den Basisjahren diente die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. In der Energiebilanz wird jedoch keine weitere Differenzierung der Branchen nach einzelnen Produkten vorgenommen, so dass bei der Ermittlung des Energieverbrauchs auf andere Datenquellen wie Statistiken des Statistischen Bundesamtes und von Verbänden sowie häufig auf Studien zurückgegriffen werden musste. Für den Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)“ liegen kaum statistische Daten vor; hier wurden überwiegend die Daten der „Detaillierungsstudie Kleinverbraucher“ verwendet.

Für die Beschreibung der Sektoren bei IKARUS gibt es jeweils verschiedene Aggregationsniveaus für das makroökonomische Modell (MIS), das Optimierungsmodell und die Datenbank. MIS unterscheidet im Bereich GHD vier Sektoren, bei der Industrie neun. Im Optimierungsmodell sind sechs GHD-Sektoren abgebildet, die Industrie ist in 14 Einzeltechniken und 11 Restbranchen unterteilt. Als „Querschnittstechniken“ werden im Optimierungsmodell für die Industrie vier Klassen von Dampferzeugern für jeweils fünf Energieträger in verschiedenen Effizienzklassen sowie mehrere Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung abgebildet. Querschnitthaft werden auch die Raumwärme, die Kraftanwendungen sowie der Strombedarf für Beleuchtung und Kommunikation abgebildet.

In der Datenbank sind die Sektoren noch weiter differenziert: Der GHD-Sektor in rund 45 Subsektoren, bei der Industrie sind es rund 45 Einzeltechniken mit insgesamt etwa 80 Produktionsalternativen, 12 Restbranchen sowie fünf Querschnittstechnikbereiche mit einer Reihe von Energiewandloptionen.

6.3.2 IKARUS-Submodell Industrie

Entsprechend der „bottom-up-Philosophie“ sind die Daten in der Datenbank in einer Baumstruktur abgelegt, bei der Techniken zu Prozessen, diese zu Prozessgruppen und diese wiederum zu Branchen zusammengefasst werden. Die originären Daten werden im wesentlichen auf der jeweils untersten Hierarchiestufe in den für sie technisch angemessenen Bezugsgrößen abgelegt. Zusätzlich sind „Durchdringungs-, Verknüpfungs- und Umrechnungsfaktoren“ hinterlegt, mit deren Hilfe die Daten auf die jeweils nächst höhere Ebene aggregiert werden können.

Für diese Aggregationsarbeit steht das „IKARUS-Submodell Industrie (ISIndustrie)“ zur Verfügung. Dieses Unterprogramm greift direkt auf die IKARUS-Datenbank zu und erlaubt auch eine Veränderung der Daten. Mit seiner Hilfe ist es dem Nutzer möglich, eigene Szenarien mit z.B. veränderten spezifischen Energieverbräuchen, Durchdringungsraten der Techniken oder Produktionsmengen zu berechnen und die Ergebnisse ebenfalls in der Datenbank abzulegen.

6.3.3 Kostenabschätzungen

Kostenangaben sind mit besonderen Unsicherheiten behaftet, insbesondere, wenn sie sich bis zu 30 Jahre in die Zukunft erstrecken. Selbst die Listenpreise bei heutigen Massenprodukten lassen nur sehr bedingt Rückschlüsse auf die Kosten zu; je nach Stückzahl und Käufer sind Preisnachlässe von 50 % im Bereich des Möglichen. Zusätzlich können bei sehr großen Stückzahlen durch direkte Bestellung beim Hersteller die Kosten für den Zwischenhandel vermieden werden. Viele branchenspezifischen Techniken wiederum sind Sonderanfertigungen, für die aus Wettbewerbsgründen und vielen einzelfallspezifischen Besonderheiten üblicherweise nur grobe Anhaltswerte für heutige Techniken genannt werden. Kostenangaben für zukünftige Techniken, die erst im Technikums- oder Labormaßstab oder gar nur für technisch generell realisierbar gehalten werden, sind von den Herstellern nur in Ausnahmefällen zu erhalten: Selbst bei etablierten Techniken sind durch fertigungstechnische Neuerungen, Materialverbesserungen und organisatorische Verbesserungen merkliche Kostensenkungen möglich. Bei neuen Techniken können weitere Kostenreduktionen durch Lern-, Mengen- und Anlagengrößen-Effekte hinzukommen. Während diese Effekte bei einigen Techniken zur Energieumwandlung, insbesondere bei Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien, in Form von Erfahrungskurven beschrieben sind, existieren für Techniken auf der Energienachfrageseite bisher keine solche quantitativen Funktionsbeschreibungen.

Zusätzlich können individuell sehr unterschiedliche Neben- und Folgekosten entstehen wie z.B. Anschlusskosten an das Infrastrukturnetz, Produktionsausfälle während der Installationszeit der Anlage oder Personalkosten bei nicht-investiven Maßnahmen.

Zusätzliche Kosten fallen beim Käufer für die Formulierung der eigenen Bedürfnisse, das Finden eines geeigneten Marktpartners, das Aushandeln und Abschließen des Kaufvertrages und die Überwachung seiner Einhaltung an. Die Berücksichtigung dieser sogenannten Transaktionskosten über einen Prozentsatz der Investitionssumme ist nicht korrekt, da sie vom Stand des Wissens, der Markttransparenz oder der gewählten Organisationsform des Investors oder Betreibers, von Routinen für Entscheidungsfindung und -umsetzung in der jeweiligen Situation abhängen. Bei „Standardtechniken“ werden sie im Allgemeinen niedriger sein als bei „exotischen“ Techniken, aber diese Unterschiede können sehr individuell von Technik zu Technik, von Unternehmen zu Unternehmen und vor allem im Laufe der Zeit unterschiedlich sein.

Besonders schwierig sind die Kostenschätzungen bei integriertem energiesparenden technischen Fortschritt bei Produktionsprozessen oder Verfahrenssubstitutionen. Sie bedürfen einer vollständigen Kostenvergleichsrechnung, weil diese Innovationen nicht nur die Energieproduktivität erhöhen, sondern beispielsweise auch die Rohstoff-, Arbeits- und Kapitalproduktivität oder die Produktqualität verbessern.

Für die Sektoren Industrie und Gewerbe wurde zur Kostenermittlung der Ansatz der „anlegbaren Kosten“ verwendet, bei der unter Verwendung der eingesparten vermiedenen Energiekosten, branchen- oder techniktypischen Amortisationserwartungen berechnet wird, wie teuer eine Technik sein dürfte, damit sie am Markt wettbewerbsfähig sein kann. Zusätzlich sind Informationen und Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit der Technik und deren vermuteten Entwicklung aus Experteneinschätzungen notwendig, die ebenfalls quantifiziert werden müssen. Die Unsicherheit bei dieser Methode liegt in diesem letzten Schritt.

6.4 Heutige energiewirtschaftliche Situation und Vergangenheitsentwicklung

Die beiden Sektoren Industrie und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)“ haben zusammen einen Anteil von rund 40 % am Endenergieverbrauch Deutschlands im Jahr 2000; und zwar die Industrie ein Viertel und der GHD-Sektor 16 %. Beim Brennstoffverbrauch sind es bei der Industrie rund ein Fünftel, im GHD-Sektor 14 %; bezogen auf den Strombedarf sind es 43 % bei der Industrie und 26 % im GHD-Sektor. Die Industrie war im Jahr 2000 zwar nur für knapp 17 % der direkten CO₂-Emissionen aus ihren Feuerungsanlagen und Prozessen verantwortlich, der GHD-Sektor temperaturbereinigt sogar nur knapp für 8 %, aufgrund ihres großen Strombedarfs sind beide Sektoren gemeinsam jedoch direkt und indirekt für insgesamt fast die Hälfte der CO₂-Emissionen Deutschlands verantwortlich.

In der Industrie werden rund 85 % der Brennstoffe für Prozesswärme benötigt, davon mehr als die Hälfte zum Einsatz in Öfen und rund ein Fünftel in Trocknern. Im GHD-Sektor werden etwa 65 % der Brennstoffe für Raumwärme benötigt. Strom wird im Industriesektor zu rund 65 % für Kraftanwendungen, zu einem Viertel für Prozesswärme und nur zu rund 5 % für Beleuchtung und Kommunikation eingesetzt, während letztere im GHD-Sektor immerhin rund 30 % ausmachen, und dort etwa 40 % des Strom für Kraftanwendungen und etwa 20 % für Prozesswärme benötigt werden.

Während die CO₂-Emissionen in Deutschland insgesamt zwischen 1999 und 2000 um rund 15 % abnahmen (von 1.014 auf 857 Mill. t), sanken sie im gleichen Zeitraum bei Industrie und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)“ um jeweils rund 30 %. Diese Minderungserfolge sind allerdings nicht allein das Ergebnis besonderer Anstrengungen der Industrie oder einer erfolgreichen Klimaschutzpolitik, sondern auch anderen Faktoren zuzuschreiben, die diese Entwicklung zum Teil maßgeblich mitgeprägt haben. So gehen auf die Wiedervereinigung erhebliche Reduktionsbeiträge zurück: Zwischen 1990 und 1995 sanken in der Industrie die CO₂-Emissionen um über 40 Mill. t, zwischen 1995 und 2000 jedoch nur noch um rund 10 Mill. t. Ähnlich sieht es im GHD-Sektor aus, wo die CO₂-Emissionen temperaturbereinigt zwischen 1990 und 1995 um rund 26 Mill. t und zwischen 1995 und 2000 nur noch um 4,4 Mill. t abnahmen. Doch nicht nur der Produktionsrückgang in den neuen und teilweise auch den alten Bundesländern und strukturelle Verschiebungen der industriellen Produktion zu weniger energieintensiven Branchen sowie der Rückgang der besonders CO₂-intensiven Braunkohle hat dazu beigetragen. Darüber hinaus sind auch sehr moderne und energieeffiziente Anlagen errichtet worden und bestehende Anlagen und Gebäude energetisch saniert worden.

Auch in der ferneren Vergangenheit sind erhebliche Einsparerfolge erzielt worden. So sank zwischen 1970 und 1990 der spezifische Energieverbrauch bzw. die Energieintensität der westdeutschen Industrie um rund 2,7 %/Jahr. Dieser Rückgang ist überwiegend auf die Abnahme des spezifischen Brennstoffverbrauchs zurückzuführen, welcher in der Periode um rund 3,4 %/Jahr zurückging, sich also mehr als halbierte, während die Stromintensität nahezu konstant blieb.

Sind nun nahezu alle wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale der Industrie ausgeschöpft und eine weitere Reduktion nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten zu realisieren? Dies ist eine der Fragen, für die das IKARUS-Instrumentarium Antworten liefern soll.

6.5 Ableitung der energiebedarfsbestimmenden Größen

Die Entwicklung der absoluten CO₂-Emissionen wird natürlich nicht nur von technischen, sondern auch von ökonomischen Parametern, insbesondere der Produktionsentwicklung, bestimmt. Diese hängt nicht nur von der Inlandsnachfrage ab, sondern die Entwicklungen beim Import und Export müssen mit abgeschätzt werden, um die einheimische Produktion festzulegen. Die Nachfrage wird teilweise direkt oder indirekt von weltwirtschaftlichen Entwicklungen beeinflusst, teilweise von nationaler Gesetzgebung, der Entwicklung der Arbeits-, Rohstoff- und Energiepreise und zum Teil von technischen Entwicklungen wie z.B. einer zunehmenden Materialeffizienz oder einem Trend zur Verwendung nachwachsender Rohstoffe.

Das Input-Output-Modell „MIS“, das sowohl die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland als auch die makroökonomischen Auswirkungen von verschiedenen Klimaschutzstrategien im Rahmen des IKARUS-Projektes behandelt, bildet die Industrie in neun Sektoren ab, die somit sehr aggregiert sind und die von dieser – eher nach ökonomischen Gesichtspunkten geprägten – Struktur auf jene Struktur des Optimierungsmodells disaggregiert werden mussten, die nach Energieverbrauchsgesichtspunkten strukturiert ist.

Ausgehend vom jeweiligen Basisjahr musste die Entwicklung der Bruttowertschöpfung bzw. der physischen Produktionsmengen als energiebedarfsbestimmende Größen für die Jahre 2010, 2020 und 2030 geschätzt werden. Hierzu dienten zunächst Prognosewerte für die Bruttowertschöpfung von neun Industriesektoren, die vom makro-ökonomischen Modell „MIS“ geliefert wurden. Durch zusätzlich verfügbare Informationen über die Entwicklung einzelner Branchen und Produktionsbereiche wurden dann die Werte weiter heruntergebrochen.

Im Ergebnis werden aus den neun Branchen des MIS-Modells insgesamt 26 Branchen und Produktionen im Optimierungsmodell bzw. etwa 40 in der IKARUS-Datenbank generiert. Bei der Aufschlüsselung der energieintensiven Branchen wurde nicht versucht, die Wirtschaftsstatistik heranzuziehen, sondern es wurde mehr von rein technologischen Gesichtspunkten ausgegangen. Dieses Vorgehen führt zu einer Disaggregation in relativ homogene Einzelproduktionen (z.B. Zement, Ziegel, Kalk, Sinter, Roheisen, Elektro- und Oxygenstahl) und Restgrößen der jeweils behandelten Branchen. Damit wurde es möglich, für 14 Produktionen im Optimierungsmodell die energiebedarfsbestimmende Größe in Gewichtseinheiten anzugeben. Die Produktionsangaben der übrigen 12 Branchen des Optimierungsmodells mussten weiterhin in monetären Einheiten ausgewiesen werden.

6.6 Technische Energieeffizienzpotenziale

Der Focus in einem „ingenieurmäßig“ orientierten „bottom up“ Modell und der entsprechenden Datenbank liegt natürlich in der Abbildung der energieumwandelnden und -nutzenden Techniken und ihrer Reduktionspotenziale. Im folgenden daher ein kurzer Überblick zu diesem Schwerpunktthema. Die hier gemachten Potenzial- und Kostenabschätzungen beziehen sich auf die nächsten 30 Jahre. Angesichts des langen Zeitraums bestehen erhebliche Unschärfen, da technische Entwicklungen durch Forschung und Entwicklung beschleunigt werden können, aber auch „glückliche Umstände“ erfordern und teilweise von Entwicklungen in ganz anderen Bereichen profitieren, wie z.B. in der Mikroelektronik oder in den Werkstoffwissenschaften.

6.6.1 Thermische Anwendungen

Prozesswärme ist mit einem Anteil von etwa zwei Dritteln des industriellen Endenergieverbrauchs die wichtigste Form der Nutzenergie in der Industrie. Bei den thermischen Anwendungen wird der Hauptteil der Energie für die Ofen- und Trocknerprozesse aufgewendet.

Die Erzeugung von *Roheisen* im Hochofen gehört mit einem Endenergieverbrauch von rund 344 PJ im Jahr 2000 zu den Prozessen mit dem höchsten Energieverbrauch. Die Energieeinsparpotenziale beim Hochofenprozess sind, nicht zuletzt aufgrund seines Alters und seiner hohen Energiekosten, bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch eine weitere Verminderung des Reduktionsmittelbedarfs durch fortgeschrittene Ofentechnologie, eine weitere Erhöhung des Anteils direkteingeblasenen Kohlestaubs (was durch die Substitution von Koks indirekt die energie- und umweltintensive Koksproduktion senkt), eine weitere Reduzierung von Kühl- und Abstrahlungsverlusten sowie den Einsatz von Gichtgasentspannungsturbinen zur Stromerzeugung könnten sich technisch etwa 5 % Energie einsparen lassen, wirtschaftlich erscheinen jedoch nur rund 1-2 % Einsparung erreichbar zu sein. Neue Verfahren wie Direktreduktion oder Schmelzreduktion werden in Deutschland aufgrund der hiesigen Industriestruktur und Energiesituation in den nächsten 30 Jahren voraussichtlich keine Rolle spielen.

Zur Herstellung optimaler Stückgrößen der im Verhüttungsprozess eingesetzten Erze werden diese unter Wärmeeinsatz durch *Sintern* zusammengebacken, was im Jahr 2000 zu einem Energieverbrauch von rund 50 PJ führte. Minderungsoptionen liegen in einer verstärkten Vorerwärmung der Brennluft, der Wärmebehandlung der Einsatzstoffe mittels Abwärme aus den Sinterkühlern sowie einer verbesserten Beschickung und Zündung.

Technisch könnten sich etwa 15 % Energie einsparen lassen, wirtschaftlich jedoch nur etwa die Hälfte hiervon.

Für die Herstellung von *Elektrostahl* wurden im Jahr 2000 etwa 25 PJ Strom benötigt. Dieser kann vor allem mittels einer weiteren Verbesserung der Prozesssteuerung, der verstärkten Nutzung der Gleichstromtechnik, Schrottvorwärmung und der Wärmerückgewinnung aus der Schlacke reduziert werden. Technisch könnten sich damit rund 20 % einsparen lassen, wirtschaftlich dürften jedoch nur 5-10 % umsetzbar sein.

Bei der Herstellung von *Oxygen-Stahl* werden ungewünscht Bestandteile des Roheisens wie Kohlenstoff, Silizium, Mangan, Phosphor und Schwefel durch Oxidation entfernt. Dabei wird Wärme freigesetzt. Das entstehende Konvertergas enthält Kohlenmonoxid, das energetisch weiter genutzt werden kann. Wichtig ist aus Umwelt- und Energiegründen eine möglichst vollständige Erfassung und Nutzung des freiwerdenden Konvertergases.

Für die Weiterverarbeitung des Rohstahls zu *Walzstahl* im Warmwalzverfahren wurden rund 40 PJ Endenergie benötigt. Neben Strom für den Antrieb der Walzwerksmotoren werden Brennstoffe für die Öfen benötigt. Minderungsoptionen bestehen im Warm- und Direkteinsatz der Brammen nach dem Gießen, einer weiteren Optimierung der Prozesssteuerung, dem Ausbau der Technologie des endabmessungsnahen Dünnbandgießens sowie der Wärmerückgewinnung mittels Brammenkühlkesseln, wo der Warmeinsatz der Brammen nicht möglich ist. Rein technisch gesehen könnte etwa ein Drittel der heute noch benötigten Energie eingespart werden, aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten jedoch nur etwa 10-15 %.

Die *Eisen- und Stahlgießereien* sowie *Nichteisen-Gießereien* benötigten rund 25 PJ Endenergie, davon rund 80 % in Form von Brennstoffen. Minderungsoptionen bestehen hier vor allem in einer verbesserten Vorerwärmung der Verbrennungsluft und im Einsatz fortgeschrittener Brennersysteme wie Hochgeschwindigkeits- oder Regeneratorbrenner. Technisch ließe sich knapp ein Viertel der Brennstoffe einsparen, wirtschaftlich dagegen nur etwa 10 %. Bei Stromanwendungen werden nur marginale Energieeinsparmöglichkeiten gesehen.

Bei den Gießereien werden zunehmend elektrothermische Verfahren anstatt brennstoffbeheizter Schmelzaggregate verwendet. Dies bedeutet generell eine Verminderung des Endenergiebedarfs. Häufig kann durch die Umstellung des Verfahrens auch eine Reduzierung des Primärenergieaufwands erreicht werden, wenn der mittlere Wirkungsgrad der Verfahren und die bei brennstoffbeheizten Schmelzen höheren Abbrandverluste miteinbezogen werden.

Die thermischen Prozesse bei der Herstellung von *NE-Halbzeugen* benötigten rund 37 PJ Energie. Minderungsoptionen sind auch hier ein verstärkter Einsatz von Regenerativ-Brennern oder der Einsatz von Oxy-Fuel-Brennern. Technisch ließe sich dadurch etwa ein Viertel der Energie einsparen, wovon aber nur etwa die Hälfte wirtschaftlich sein dürfte.

Zur Herstellung von *Zement* werden die Ausgangsstoffe Kalk, Mergel und Ton gemahlen und in einem Ofen zu Zementklinker gebrannt. Hierfür wurden im Jahr 2000 rund 112 PJ Endenergie benötigt. Der Zementklinker wird anschließend mit Zuschlagsstoffen zu Zement gemahlen. Die Art und Menge der Zuschlagsstoffe bestimmt die erhaltene Zementart. Größtes Einsparpotenzial wird in der Erhöhung des Anteils der Zuschlagstoffe gesehen. Langfristig wird erwartet, dass Wirbelschichtöfen zur Zementherstellung zum Einsatz kommen können. Bis dahin stehen als Minderungsoptionen der verstärkte Einsatz von Vorkalzineranlagen, Prozessverbesserung durch Prozessleitsysteme, verbesserte Wärmedämmung durch Verwendung von Zweischichtsteinen, Optimierung der Vorwärmer sowie verbesserte Klinkerkühler zur Verfügung, die zusammen den Energieeinsatz pro Tonne Klinker technisch um etwa 20 % senken können, wirtschaftlich sind es nur etwa 5-8 %.

Beim Brennen von *Kalk* wurden im Jahr 2000 rund 21 PJ Endenergie benötigt. Eine verstärkte Ablösung oder Umbau von veralteten Ofenkonstruktionen durch moderne GGR-Öfen sowie die Reduzierung der Abstrahlungsverluste in Drehrohröfen durch Zweischichtsteine könnten technisch etwa 10 % der Energie einsparen, 5 % erscheint wirtschaftlich möglich.

Für die Herstellung von *Ziegeln* wird der Ton homogenisiert, geformt, getrocknet und anschließend gebrannt. Für den gesamten Prozess werden ca. 20 PJ Endenergie benötigt. Energieeinsparmöglichkeiten bestehen beim Trocknen in der Aufteilung des Trockners in mehrere Zonen mit jeweils optimierten Luftparametern und in einer insgesamt verbesserten Prozesssteuerung. Üblicherweise wird das Abgas der Brennöfen zum Trocknen verwendet. Da Ofen und Trockner unterschiedliche Anforderungen stellen, sind mit diesem an und für sich energetisch günstigen Wärmeverbund zusätzliche Verluste verbunden. Zum Trocknen bietet sich die Abwärme aus Kraft-Wärmekopplung oder der Einsatz von Wärmepumpen zur Rückgewinnung der Kondensationswärme an, die Ofenabwärme kann zu einer weiteren Vorwärmung der Rohziegel dienen. Durch diese Maßnahmen lassen sich etwa 10 % Wärme einsparen, was überwiegend auch wirtschaftlich ist.

Bei den Ziegelei-Öfen selber können die Beseitigung von Undichtigkeiten, der Einsatz von Hochgeschwindigkeitsbrennern und leichteren Tunnelofenwagen sowie bei Ofenneubauten mit hoher Produktionsleistung Gegenlauföfen die Energieeffizienz erhöhen. Technisch können mit diesen Maßnahmen etwa ein Viertel des Brennstoffbedarfs zum Brennen reduziert werden, wirtschaftlich erscheinen aber nur etwa 10-12 % möglich zu sein.

Für die Herstellung von *Feinkeramik* wurden rund 30 PJ Endenergie benötigt. Durch den weiteren Übergang zur Einmalschnellbrand-Technologie, dem verstärkten Einsatz des Rollen-Tunnelofens sowie verbesserte Nutzung der Ofenabwärme sind technisch etwa 20 % einsparbar, wirtschaftlich ist etwa die Hälfte hiervon umsetzbar.

Bei der *Glasherstellung* werden die Rohstoffe des Glases (Quarzsand, Soda, Kalkstein usw.), meist mit Glasscherben gemischt, in einer Wanne bei ca. 1.400 bis 1.600 °C ge-

schmolzen und geläutert. In Deutschland wurden dafür im Jahr 2000 etwa 70 PJ Endenergie benötigt. Minderungsoptionen bestehen in einer weiteren Prozessoptimierung (größere Schmelzwannen, fortgeschrittene Regelsysteme), im Sauerstoff-Schmelzen, in verbessertem Feuerfestmaterial, einer weiteren Erhöhung des Scherbenanteils sowie einer verstärkten Abwärmenutzung. Technisch könnten hierdurch etwa 25 % Energie eingespart werden, wirtschaftlich vermutlich nur die Hälfte hiervon.

Bei der *Olefinherstellung* wird Erdöl mit Hilfe von Dampf gespalten, wofür in Deutschland rund 130 PJ Energie benötigt wurden. Optimierte Regelung, bessere Dämmung der Öfen, Einsatz verbesserter Katalysatoren sowie die Integration von Gasturbinen (KWK) ergeben ein technisches Einsparpotential von rund 13 %, da die Optionen zur Wärmerückgewinnung bereits weitgehend ausgeschöpft sind. Wirtschaftlich können etwa noch 6-8 % eingespart werden.

Für die Herstellung von *Primäraluminium* wurden im Jahr 2000 in Deutschland etwa 37 PJ an elektrischem Strom aufgewendet. Der größte Teil des Energieaufwandes bei der Herstellung von Primäraluminium entsteht bei der elektrolytischen Reduktion von Aluminiumoxid in einer Lösung aus geschmolzenem Kryolith. Der spezifische Aufwand an elektrischer Energie bei der Elektrolyse ist stark abhängig vom eingesetzten Verfahren. Im Durchschnitt werden hierfür ungefähr 54 GJ/t aufgewendet, beste derzeit eingesetzte Verfahren benötigen rund 45 GJ/t, während das theoretische Minimum bei 23 GJ/t liegt. Die Optionen zur Verbesserung der Elektrolyseverfahren liegen bei existierenden Anlagen in einer weiter verbesserten Prozesssteuerung, Zugabe der Tonerde über moderne Zugabesysteme (point feeder), Umstellung von nassen auf trockene Anoden beim Soderberg-Verfahren, Verbesserung der Anodengeometrie, der Sammelschiene und der Badzusammensetzung. Die Einsparpotenziale bei der Optimierung bestehender Anlagen sind jedoch mit 1 bis 2 % begrenzt.

Bei der Errichtung neuer Anlagen können durch verbessertes Design der Zellen, verbesserte Anodenqualität, Prozessmodellierung und Prozessüberwachung mit Hilfe von Sensoren deutliche Minderungen des spezifischen Stromverbrauchs von bis zu 9 GJ/t erreicht werden. Langfristig vielversprechende Optionen zur Einsparung an elektrischem Strom liegen im Einsatz von stabilen Anoden und benetzbaren Kathoden. Bisher werden Kohlenstoffanoden verwendet, die im Lauf des Elektrolyseprozesses oxidiert werden und kontinuierlich erneuert werden müssen. Durch den Einsatz von benetzbaren Kathoden ist eine Verminderung des spezifischen Stromverbrauchs um 1,5 GJ/t zu erwarten. Insgesamt liegt das aggregierte spezifische Einsparpotenzial bei 12,6 GJ/t. Neue Anlagen werden jedoch nur in Ländern mit sehr niedrigen Stromkosten wie Norwegen und Island gebaut, während in Westeuropa langfristig mit einer Stilllegung von Primäraluminium-Produktionsanlagen gerechnet werden muss.

Etwa 40 % der Energie (ca. 280 PJ) werden in der chemischen Industrie für thermische *Trennoperationen* aufgewendet. Je nach Trennverfahren, Stoffzusammensetzung und geforderten Reinheitsgrad der Trennprodukte bieten sich für die angewendeten thermischen Verfahren auch weniger energieintensive Alternativen an.

Ein in der großtechnischen Anwendung relativ neues Verfahren, das in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann, ist der Einsatz von Trennwandkolonnen zur energieeffizienten Stofftrennung. Die mögliche Integration mehrer Verfahrensschritte in eine Anlage eröffnet ein theoretisches Reduktionspotenzial von bis zu 50 %. Einsparungen in der Höhe von 30 % könnten in realen Anlagen erreichbar sein.

Bei der Stofftrennung von Gasen, Flüssigkeiten, gelösten Substanzen, Metallen oder auch von Mikroorganismen bieten *Membrantechnologien* vielfältige Optionen zur Prozessverbesserung und zur Steigerung der Energieeffizienz: während beispielsweise für die Verdampfung mindestens 2.260 MJ/t benötigt werden, liegt der Wert der Mikrofiltration bei etwa 7-70 MJ/t.

Bei der Verwendung von Steamcrackern mit Membrantrennung lässt sich der spezifische Brennstoffverbrauch um 8 % auf 56 GJ/t gegenüber einer Anlage mit Destillations-einheit zur Trennung der Produkte senken. Bei einer Produktion von rund 7 Mio. t Ethylen und Propylen und einer angenommenen Durchdringung von max. 20 % bis zu diesem Zeitpunkt würde die vollständige Umstellung auf das Verfahren mit Membrantrennung eine Einsparung von 29 PJ an Energie aus Brennstoffen bedeuten. Die Amortisationszeit für die Umstellung auf das Membranverfahren liegt unter 2 Jahren und ist somit auch nach den Kriterien der Industrie als wirtschaftlich zu betrachten.

Auch bei der Rückgewinnung von Wasserstoff aus einem Strom gasförmiger Produkte können Membrane energetisch vorteilhaft eingesetzt werden. Bei der Ammoniak-Produktion fallen große Mengen an nicht umgesetztem Wasserstoff im Abgasstrom des Reaktors an. Im herkömmlichen Verfahren wurde dieses Gas als Brennstoff für den Reform-er verwendet, der den Wasserstoff für den Reaktor bereitstellt. Durch die Abtrennung und Wiederaufführung des Wasserstoffs in den Reaktor können Energieeinsparungen in der Höhe von 10 % erreicht werden. Inzwischen ist dieses Verfahren Stand der Technik, und die Anlagen werden auf diese Technik umgestellt. Die absoluten Einsparpotenziale sind dementsprechend nur noch gering.

Problematisch bei vielen Membranen ist heute immer noch die Reproduzierbarkeit ihrer Eigenschaften, so dass es bei einer Erneuerung zu Veränderungen der in dem Verfahren erhaltenen Produkteigenschaften kommen kann.

In vielen Anwendungen der chemischen und petrochemischen Industrie muss für Trennungs- und Reinigungsverfahren viel Energie aufgewendet werden. In der Regel werden Verdampfungsverfahren oder Destillationen angewandt. Dabei muss der Siedepunkt der Substanz oder des Substanzgemisches überschritten und die Verdampfungsenergie aufge-

bracht werden. Bei Kristallisationsverfahren muss dagegen die Schmelzenergie aufgebracht werden, die in der Größenordnung von einem Drittel der Verdampfungsenergie liegt. Im Labormaßstab wird die *Schmelzflusskristallisation* schon seit langem als Standardverfahren zur Reinigung organischer Substanzen verwendet. Im großtechnischen Maßstab konnte sich dieses Verfahren bisher jedoch nur durchsetzen, wo kein adäquates Destillations- oder Extraktionsverfahren entwickelt werden konnte.

Für die *Chlorherstellung* wurden im Jahr 2000 in Deutschland rund 38 PJ an elektrischer Energie und 4 PJ an Dampf aufgewendet. Die größte Verwendung finden immer noch das Amalgamverfahren und das Diaphragmaverfahren, während bisher nur ein Fünftel der Produktion im Membranverfahren durchgeführt wird. Beim Amalgamverfahren und beim Diaphragmaverfahren sind nur noch geringe Verbesserungen der Prozesse zu erwarten. Die Optionen zur Minderung des Strombedarfs liegen vor allem in der Verbesserung der Prozesskontrolle, der Gleichrichter, der Zellengeometrie und der Elektroden beim Diaphragmaverfahren. Insgesamt werden bei diesen Verfahren Einsparungen von 4 % der elektrischen Energie für möglich gehalten.

Die größten Potenziale zur Emissionsminderung ergeben sich aus der Substitution der Anlagen nach dem Amalgam- und dem Diaphragmaverfahren durch Anlagen nach dem Membranverfahren. Die Umstellung vom Amalgamverfahren auf das Membranverfahren bewirkt eine Minderung des Energieverbrauchs um 15 % und kann beim Austausch einer alten Amalgamanlage durch eine Anlage mit dem Membranprozess nach neuester Technologie bis zu 30 % weniger Stromverbrauch bedeuten.

Beim Membranverfahren selbst bestehen auch noch deutliche Verbesserungspotenziale. Durch eine weitere Optimierung der Membrane wird eine Verminderung des spezifischen Stromverbrauchs um 15 % möglich sein. Die Entwicklung und Anwendung von Sauerstoffverzehr-Kathoden, bei denen nicht mehr Wasserstoff entsteht, sondern Sauerstoff reduziert wird, wird langfristig nochmals Verminderungen des spezifischen Stromverbrauchs von 25 % ermöglichen. Die Verwendung von Sauerstoffverzehrkathoden ist nur in eigens dafür gebauten Anlagen möglich.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen besteht kein Potenzial zur Umstellung der Verfahren. Die Umstellung auf das Membranverfahren wird also nur im Rahmen der Investitionszyklen stattfinden, wenn Anlagen mit dem Amalgamverfahren oder dem Diaphragmaverfahren das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.

Bei der Herstellung von *Investitionsgütern* werden rund 40 bis 45 PJ Endenergie für Thermoprozessanlagen benötigt, davon etwa 60 % Brennstoffe. Weitere Substitution von brennstoffbetriebenen Öfen durch Elektroöfen, vermehrter Einsatz von elektronischen Prozessleitsystemen sowie eine verbesserte Wärmedämmung lassen etwa 10 % technisches Einsparpotenzial erwarten, wovon das meiste auch wirtschaftlich sein dürfte. Bei den thermischen Verfahren in der Investitionsgüter-Produktion ist von einem weiter fortschrei-

tenden Trend zur Substitution von brennstoffbetriebenen zu elektrothermischen Verfahren auszugehen. Obwohl die Verwendung von Strom primärenergetisch weniger vorteilhaft ist, können durch die Effizienzgewinne der elektrothermischen Verfahren Emissionsminderungen erreicht werden.

Für das Backen industriell hergestellter *Backwaren* werden in Deutschland rund 10 PJ Endenergie benötigt. Minderungsoptionen bestehen im Einbau von Abgasklappen zur Minderung der Abgasverluste während Brennerstillstandszeiten, einer besseren Dämmung der Herdtüren, der Umrüstung auf Stufenbrenner, um die Leistung der Belegung des Ofens anzupassen und in einer Abwärmenutzung durch Abgasrückführung oder zur Warmwasserbereitung. Das technische Einsparpotenzial liegt hier bei etwa 20 %, das wirtschaftliche Einsparpotenzial im Bereich von 10-15 %.

Für die Trocknung von *Holz* werden ca. 30 bis 35 PJ Endenergie eingesetzt. Durch eine verstärkte Nutzung der Kondensationstrocknung, die Einführung dualer Trocknungssysteme, eine Verbesserung der Regelungstechnik, die thermische Kopplung von Vortrocknern und Haupttrocknern sowie den Ersatz von Düsentrocknern durch Trommeltrockner und Röhrenbündeltrockner könnten sich knapp 20 % davon einsparen lassen, die Hälfte davon dürfte wirtschaftlich sein.

Die Trocknung von *Papier* verbrauchte im Jahr 2000 etwa 100 PJ Endenergie. Durchgängige Nutzung des an Trocknungszyklindern entstehenden Wasserdampfes, die Verwendung von Hochleistungshauben und verbesserte Prozesssteuerung, um maximale Sättigung der Abluft mit Wasser zu erreichen, könnten eine technische Energieeinsparung von rund 20 % erbringen, wirtschaftlich ist hiervon etwa die Hälfte realisierbar.

Für die *Lacktrocknung* werden etwa 15 bis 20 PJ benötigt. Minderungsoptionen bestehen in der Verwendung neuer Lacke, die bei niedrigeren Temperaturen aushärten, in der Weiterentwicklung von Nass-in-Nass Verfahren, der Erhöhung des Festkörperanteils in Lacken sowie dem verstärkten Einsatz von Infrarot-Trocknern. Das technische Einsparpotenzial liegt bei rund 15 %, das wirtschaftliche bei 10-12 %.

Etwa 15 PJ werden für die Trocknungsprozesse bei der *Textilherstellung* benötigt. Durch den durchgehenden Einsatz von Hochleistungsquetschen, den erweiterten Einsatz von Kapillarkuumpumpen, den verstärkten Einsatz des Schaumauftragsverfahrens, welches zu geringerer Befeuchtung führt, den Einsatz fortgeschrittener Trockner- und Trommelkonstruktionen, eine verbesserte Prozesssteuerung zur Vermeidung von Übertrocknung, die Optimierung der Belüftungssysteme sowie eine weitergehende Umrüstung auf Nass-in-Nass Produktion könnten sich technisch rund 15 % Energie einsparen lassen, wirtschaftlich etwa 10-12 %.

Für die Trocknungsprozesse bei der *Zuckerherstellung* werden rund 25 PJ benötigt. Bei der Trocknung von Weißzucker bietet die Nutzung der Karbonatsabgase, die

weitergehende Nutzung der Brüdenkompression, die Umkehrosmose, Membranverfahren sowie verbesserte Regelung technische Energieeinsparungen von rund 35 %. In ähnlicher Größenordnung lässt sich Energie bei der Herstellung der Trockenschnitzel durch Verlängerung der Presszeiten, Anwendung von Hilfsstoffen und von Trocknerkombinationen oder eine osmotische Entwässerung erreichen. Wirtschaftlich hiervon ist aber nur etwa ein Viertel umsetzbar.

6.6.2 Elektroanwendungen

Elektrische Antriebe benötigen fast die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms. Über die Hälfte davon wird in der Industrie benötigt, etwa ein Fünftel im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Einsparpotenziale beim Energieverbrauch der Elektromotoren bestehen in drei Punkten:

- Effizienzerhöhung des Motors durch veränderte Bauweise, hierdurch sind wirtschaftliche Stromeinsparungen in Höhe von rund 3 % zu erreichen.
- Elektronische Anpassung der Motorleistung an die Nachfrage könnte technisch eine Energieeinsparung in der Größe von 10 % bringen, allerdings dürfte nur etwa die Hälfte hiervon wirtschaftlich sein.
- Verbesserung des Gesamtsystems könnte zu einer wirtschaftlichen Reduzierung des Strombedarfs von etwa 3 % führen.

Pumpen und Ventilatoren standen mit rund 180 PJ für rund ein Viertel des industriellen Stromverbrauchs. Große Einsparmöglichkeiten werden im Einsatz von drehzahlgesteuerten Motoren gesehen. Darüber hinaus bestehen in vielen Fällen weitere Optionen zur Minderung des Energieverbrauchs bei Pumpen und Ventilatoren: angemessene Dimensionierung, verbesserte Wartung, verbessertes Design und die Auswahl eines für die Anwendung angepassten Typs; bei Pumpen zusätzlich noch die Reduzierung der Oberflächenrauigkeit und der internen Lecks. Vielfach bestehen noch Verbesserungsmöglichkeiten in der Flügelgeometrie. Insgesamt beläuft sich das technische Einsparpotenzial auf etwa 25 %, wovon rund die Hälfte auch wirtschaftlich realisierbar sein dürfte.

Für *Druckluft*-Kompressoren wurden in Deutschland im Jahr 2000 rund 65 PJ an elektrischer Energie aufgewendet. Über die Verbesserung der Antriebe hinaus gibt es vielfältige Optionen, die Energieeffizienz von Druckluftsystemen zu erhöhen: Optimierung der Endgeräte, Verbesserung der Kompressoren, Verwendung fortgeschrittener Steuerungssysteme, Einstellung der Druckluftqualität, Abwärmenutzung, Verbesserung der Wartung, optimierte Auslegung des Gesamtsystems, Verminderung der Reibungsverluste im Druckluftnetz, Erhöhung der Dichtigkeit. Die Mehrzahl der identifizierten Optionen zur Energieein-

sparung beruhen nicht auf einzelnen technischen Maßnahmen, sondern auf einer verbesserten Planung, Nutzung und Instandhaltung der Druckluftanlagen. Insgesamt kann unter technischen Gesichtspunkten rund die Hälfte des Strombedarfs für Druckluftsysteme eingespart werden, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist immerhin noch ein Drittel des heutigen Wertes einzusparen.

In der klassischen *Mahltechnik* werden unter 5 % der eingesetzten Energie tatsächlich zur Spaltung des Materials und Erzeugung neuer Oberfläche umgesetzt. Durch den Einsatz von modernen Gutbettmühlen lässt sich, wo diese anwendbar sind, der Endenergieverbrauch gegenüber herkömmlichen Mahlverfahren um 25 bis 40 % reduzieren.

Rund 20 % des Strombedarfs im Sektor GHD werden für *Beleuchtung* verwendet, in der Industrie sind es nur etwa 5 %. Allerdings sind die relativen Einsparpotenziale bei der Beleuchtung groß. Die wichtigsten Optionen liegen im Einsatz effizienterer Beleuchtungssysteme, der Verwendung von Steuerungseinrichtungen und der verstärkten Nutzung von Tageslicht. Leuchtdioden können mittelfristig Konkurrenz für Glühlampen und längerfristig auch für Halogenlampen werden. Allein der Austausch von bisherigen Leuchtstofflampensystemen durch entsprechende des neuesten technischen Standes könnte deren durchschnittlichen Strombedarf wirtschaftlich um rund 20 % senken. Die Steuerung der Beleuchtungsdauer nach Anwesenheit und vor allem die bessere Nutzung des Tageslichtes und die Anpassung der Beleuchtungsintensität der künstlichen Beleuchtung an das Tageslicht können zu weiteren Einsparungen in Höhe von 20 bis 30 % führen, insbesondere im Sektor GHD.

Der Energiebedarf für *Information und Kommunikation* wird auf rund 8 % des Stromverbrauchs im GHD-Sektor und etwa 5 % in der Industrie geschätzt. Der Bedarf an Informations- und Kommunikationsdienstleistungen wird weiter zunehmen. Die damit verbundenen Veränderungen des Strombedarfs sind nur schwer abzuschätzen, da sich die Technologien und auch die Anwendungen in diesem Bereich noch stark wandeln dürften und eine starke Verhaltenskomponente haben. Das technische Energie-Einsparpotenzial für Information- und Kommunikation kann sich aus den Techniken ergeben, die heute schon bei mobilen Geräten verwendet werden.

6.6.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Stromeigenerzeugung der Industrie mit KWK-Anlagen blieb in den 90er Jahren relativ konstant bei rund 40 TWh, gleichzeitig erzeugten sie rund 70 TWh Wärme, was fast 60 % des Wärmebedarfs unter 100 °C entspricht. Die Erzeugung erfolgt in der Industrie vornehmlich mit Dampfturbinen, die als Gegendruckmaschinen mit einer festen Stromkennzahl oder als Entnahme-Kondensationsmaschinen mit einem variablen Wärme-Strom-Verhältnis betrieben werden und mit Gasturbinen. Gegenüber einer getrennten Strom- und

Wärmeerzeugung gemäß dem deutschen Kraftwerksmix und Wärmeerzeugung nach dem industriellen Brennstoffmix bewirkt die gekoppelte Erzeugung in der Industrie Brennstoffeinsparungen von 15 % und CO₂-Einsparungen von 18 %.

Unter den Marktbedingungen vor der Liberalisierung ging man davon aus, dass die KWK-Nutzung in Deutschland und in der EU bis 2010 verdoppelt werden könne. Seit Einführung der Liberalisierung in Deutschland mit Preisrückgängen für bezogenen Strom von 30 bis 40 % und mehr für die Industrieunternehmen kam der Zubau von KWK-Neuanlagen seit 1998 praktisch zum Erliegen. In der Industrie ist seit 1999 eine Aüßerbetriebnahme von Anlagen in Gang. Der Erhalt bestehender KWK-Anlagen in der Industrie dürfte sich dabei stark an den mit dem Betrieb der KWK-Anlagen zu erzielenden Deckungsbeiträge und weniger an den Vollkosten orientieren. Rein technisch gesehen können mittelfristig ca. 50 % des Wärmebedarfs in der Industrie durch KWK-Anlagen gedeckt werden. Der weitere Ausbau der industriellen KWK wird jedoch allein von den möglichen Kostenvorteilen der Eigenstromerzeugung auf Vollkostenbasis bestimmt werden.

6.6.4 Kreislaufschließung und umweltfreundliche Produktkonzepte

Zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele werden hauptsächlich technologische Lösungen wie eine rationelle Energieumwandlung und -nutzung oder der Einsatz kohlenstoffarmer Energieträger diskutiert. Weniger Beachtung fanden bisher die Kreislaufschließung und umweltfreundliche Produktkonzepte.

Ziel von Recyclingstrategien ist es, Produktionsrückstände, Altmaterialien und Abfälle wieder in den Wirtschaftskreislauf zurückzuführen. Erfolgt eine werkstoffliche Verwertung – bei der deutlich höhere Qualitätsanforderungen an die recycelten Stoffe zu stellen sind als bei einer rohstofflichen oder thermischen Verwertung – wird eine teilweise massive Umlenkung von Stoffströmen in Gang gesetzt, die zur Reduktion der energieintensiven Produktion von Primärwerkstoffen führt.

In den letzten Jahren werden verstärkt umweltfreundliche Produktkonzepte diskutiert. Sie haben zum Ziel, die Lebensdauer von Produkten zu verlängern bzw. eine Nutzungsintensivierung zu unterstützen oder durch neuartige Produkte und Konstruktionen, verbesserte Materialeigenschaften oder Produktsubstitutionen eine Dematerialisierung herbeizuführen. Damit sollen nicht nur Werkstoffe eingespart, sondern zusätzlich auch die Fertigung von Produkten durch dienstleistungsähnliche Aktivitäten substituiert werden.

6.6.5 CO₂-Abscheidung

Die Abtrennung von CO₂ kann aus einem Prozess heraus erfolgen, bei dem CO₂ anfällt, wie z.B. bei Verbrennungsprozessen fossiler Energieträger. Dabei kann die Abtrennung in Form

eines nachgeschalteten Verfahrens aus dem Abgasstrom erfolgen. Da der Energieaufwand für die Abtrennung und Aufkonzentrierung von CO_2 mit steigender Ausgangskonzentration deutlich absinkt, bieten Prozesse mit CO_2 -reichen Rauchgasen, wie bei der Herstellung von Kalk oder Zement, Vorteile.

Zur technischen Durchführung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung wie z.B. Absorptions-Prozesse, die in der chemischen Industrie weit verbreitet sind, Adsorptionsprozesse, Membranprozesse oder kryogene Prozesse, die seit langem in der Luftzerlegung eingesetzt werden. Ebenfalls zur Gewinnung eines weitgehend reinen CO_2 -Stroms ist die Verbrennung mit reinem Sauerstoff als Oxidationsmittel geeignet. Alle Verfahren sind mit deutlichen Energieverbräuchen verbunden.

Die industrielle Verwendung von CO_2 ermöglicht es, die Aufwendungen für die Abtrennung durch die Einführung in einen Wertschöpfungsprozess zumindest teilweise zu kompensieren. Dabei bieten sich vor allem Syntheseprozesse an wie die Herstellung von Polycarbonaten, Polyurethanen, anorganischen Karbonaten, von Methanol oder von Harnstoff. Daneben existieren weitere Anwendungen für die direkte Nutzung des CO_2 als Kohlensäure in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie, als Lösungsmittel für Extraktionen, als Inertgas oder zur Wasseraufbereitung.

CO_2 kann nach der Abtrennung auch in unterirdische Lagerstätten verbracht und damit längerfristig aus dem atmosphärischen Geschehen entfernt werden. Hierzu kommen tiefe Grundwasserleiter (Aquifere), Erdöl- und Erdgaslagerstätten, Kohleflöze, Kavernen oder Salzstöcke in Frage. Die Verpressung von CO_2 in genutzte Erdölquellen dient gleichzeitig der Erhöhung der Förderleistung (enhanced oil recovery) und bietet damit weitere ökonomische Vorteile. Neben den gerade ausgebeuteten Lagerstätten können aber auch erschöpfte Öl- und Gasreservoirs zur Entsorgung von CO_2 genutzt werden. Nach einer Abschätzung bestehen in der Europäischen Union unterirdische Entsorgungskapazitäten in der Höhe von rd. 800 Gigatonnen CO_2 . Davon entfallen jedoch nur rund 0,5 % auf Deutschland.

6.7 Hemmnisse

Eine Reihe von Einflüssen bedingen, dass rentable Maßnahmen nicht oder nur teilweise umgesetzt werden. Manche dieser Hemmnisse sind branchen- oder technologieübergreifend, andere dagegen betreffen nur bestimmte Gruppen wie z.B. kleine und mittlere Unternehmen oder Unternehmen mit geringen Energiekostenanteilen.

Finanzielle Restriktionen sind ein wesentliches Hindernis. Investitionen werden vorzugsweise in produktionsnahen Anlagen getätigt, wobei Kriterien wie Verbesserung der Produktqualität oder Verringerung des Arbeitsaufwands im Vordergrund stehen. Investi-

tionen in Maßnahmen der rationellen Energienutzung stehen dazu in Konkurrenz, so lange sie nicht zum Hauptprozess gehören, unabhängig von Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten. Daher sind viele noch nicht erschlossene Energieeffizienzpotenziale bei den Nebenanlagen wie Dampf- und Drucklufterzeugung zu finden. Insbesondere in kleinen Unternehmen können größere Investitionen am Eigenkapitalmangel scheitern. Gegen Fremdfinanzierung gibt es häufig Vorbehalte, insbesondere bei Investitionen in Querschnittstechnologien, obwohl dadurch die Gesamtkostenlage verbessert werden könnte. Die Erwartung einer Preissenkung im Zuge der Strom- und Gasmarktliberalisierung wirkt sich negativ auf die Rentabilität energieeffizienter Maßnahmen aus. Aber auch in der Vergangenheit schon behinderten Energieversorger Investitionen durch gezielte Preis- und Unternehmenspolitik, insbesondere wurden Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung durch günstige Strompreisangebote unrentabel gemacht. Hinzu kommt das Problem, dass viele Unternehmen Amortisationszeiten von ein bis zwei Jahren fordern. Da die Amortisationszeit ein Risikomaß, aber kein Rentabilitätsmaß wie z.B. die interne Verzinsung ist, werden langlebige Investitionen, wie sie energieeffiziente Maßnahmen häufig sind, nicht getätigt.

Informationsmangel, häufig bei kleinen und mittleren Unternehmen anzutreffen, und die Scheu vor neuen Techniken sind ein weiteres wichtiges Hemmnis. Bei integrierten Einsparmaßnahmen oder neuen Verfahren haben Betriebe technische Vorbehalte und befürchten Beeinträchtigungen der Produktion und negative Auswirkungen auf die Produktqualität.

Diese Hemmnisse sind u.a. durch politische Instrumente und Maßnahmen beeinflussbar, z.B. durch Steuern, handelbare Zertifikate, Zuschüsse und Subventionen, Selbstverpflichtungen der Unternehmen, Standards, Labels und nicht zuletzt durch Aus- und Weiterbildung.

Literaturverzeichnis

Die Literatur ist so umfangreich, dass an dieser Stelle auf die Datenbank verwiesen wird.

7 Kosten-Nutzen-Analysen innovativer und konventioneller Maßnahmen in der Gebäudetechnik

Lothar Rouvel und Ruth David

7.1 Einleitung

In den Anfängen des IKARUS-Projektes hat sich sehr schnell gezeigt, dass im Bereich Raumwärme in hohem Maße Energieeinsparungen verwirklicht werden können. Und zwar mit Maßnahmen, die nicht nur in der Theorie umsetzbar, sondern auch in finanzieller Hinsicht durchführbar und im Vergleich zu Einsparungen in anderen Energiesektoren kostengünstig sind. Bei der genaueren Analyse hat sich gezeigt, dass Hauptpotenziale vor allem in einfachen, konservativen Maßnahmen zu finden sind. Hier sind es nicht neue, innovative Techniken, die maßgeblich zur Reduktion des Energieverbrauchs beitragen, sondern unspektakuläre Sanierungsmaßnahmen. Beispielsweise sind es Maßnahmen wie die Wärmedämmung der Außenwand oder des Dachs bei Altbauten, die im volkswirtschaftlichen Sinn effizient zur Energieeinsparung beitragen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen kommt aber nur schleppend voran. Im Neubaubereich greifen zwar die neueren Verordnungen – bereits die 1995 novellierte Wärmeschutzverordnung und jetzt die im Jahr 2002 verabschiedete Energieeinsparverordnung, mit denen die Anforderungen an neu zu errichtende Gebäude weiter erhöht wurden. Gegenüber dem großen Bestand an Altgebäuden ist jedoch der Anteil der nach diesen Bestimmungen gebauten Gebäuden recht gering. Zwar werden auch an den Gebäudebestand Anforderungen gestellt, die durchzuführen sind, sobald eine großflächige Renovierung ansteht, mit Renovierungszyklen im Bereich von 30 bis 70 Jahren sind hier aber keine schnellen Änderungen zu erwarten. Es gibt zudem sowohl für Altbauten als auch für den Neubau keine Form der Überprüfung inwieweit der geforderte Wärmeschutz überhaupt eingehalten wird.

Mit Hilfe des IKARUS-Instrumentariums ist es nicht nur möglich, das Potenzial in einem Sektor genauer zu quantifizieren. Die Technikdatenbank, deren Daten ja Grundlage für die aggregierten Modelldaten des LP-Modells sind, erlaubt auch die Potenziale genauer zu spezifizieren. Energieeinsparungen durch Wärmeschutzmaßnahmen können beispielsweise bei verschiedenen Gebäudetypen sehr unterschiedlich ausfallen.

Im folgenden Beitrag werden anhand einiger Beispiele aus der Datenbank verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs einander gegenübergestellt. Neben dem Vergleich der damit erreichbaren Einsparpotenziale ist hier vor allem die Effizienz der Maßnahmen als das Verhältnis von aufzuwendenden Kosten zu erreichtem Nutzen von

Interesse. Dabei wird zunächst nur der Nutzenergiebedarf, also der Bedarf an Raumwärme, betrachtet, bevor dann auch Einsparungen durch Modernisierung der Heizungstechnik mit einbezogen werden. Darauf aufbauend wird quantifiziert, wie sich der Energiebedarf für Raumwärme bis zum Jahr 2030 unter bestimmten Randbedingungen entwickeln könnte und welche Einsparungen möglich sind.

7.2 Raumwärmeeinsparung

7.2.1 IKARUS-Gebäudetypologie

Für die IKARUS-Technikdatenbank ist von verschiedenen Instituten eine Typologie entwickelt worden, mit der der gesamte Gebäudebestand der Bundesrepublik Deutschland in insgesamt 135 verschiedene Typgebäude unterschiedlicher Gebäudegröße, unterschiedlicher Nutzung und unterschiedlichen Baualters klassifiziert wird (53 Wohngebäude, 82 Nichtwohngebäude) [2, 3, 5, 6, 7]. Für jedes dieser Typgebäude, das den durchschnittlichen, derzeitigen Bauzustand der jeweiligen Gebäudeklasse repräsentiert, sind geometrische und bauphysikalische Kenngrößen festgelegt. Im derzeitigen Bauzustand sind auch bereits durchgeführte Wärmeschutzmaßnahmen berücksichtigt (Bauzustand im Jahr 2000).

Zusätzlich zu dem Istzustand sind für jedes Gebäude auch verschiedene Varianten möglicher Wärmedämmmaßnahmen definiert worden. Zu jeder Maßnahmenvariante sind neben dem Heizwärmebedarf auch die für die Wärmeschutzmaßnahme anfallenden Investitionen ermittelt und in der Datenbank abgelegt worden. Die Investitionen sind zum einen als Gesamtinvestitionen der Sanierungsmaßnahme (incl. Baustelleneinrichtung, Planungskosten usw.) ausgewiesen und zum anderen als Zusatzinvestitionen, die für die Wärmedämmung bzw. den höheren Wärmeschutz innerhalb des Renovierungszyklus anfallen. Die Zusatzinvestitionen berechnen sich aus der Differenz der Gesamtinvestitionen und der Investitionen, die für eine Sanierung ohne zusätzlichen Wärmeschutz „sowieso“ notwendig sind.

Die IKARUS-Technikdatenbank bietet damit eine außerordentliche Fülle an Daten, um je nach Gebäudetyp besonders effiziente Wärmeschutzmaßnahmen zu identifizieren oder um teure, ineffiziente Maßnahmen auszuschließen. Die Teil-Datenbank Raumwärme ist allerdings nicht konzipiert, um damit Energiesparberatungen für einzelne, individuelle Gebäude durchzuführen, vielmehr ist sie ein Instrument, mit dem Potenziale zur Reduktion des Heizenergiebedarfs abgeschätzt und Ansatzpunkte für Strategien gefunden werden können.

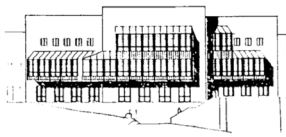
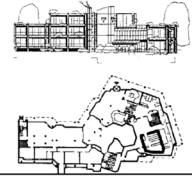
Wohngebäude		
Alte Bundesländer (32 Typen)	Neue Bundesländer (14 Typen)	Neubau (7 Typen)
 EFH 1958–1968	 EFH bis 1918	 Doppelhaushälfte ab 95
 Großes MFH 1958–68	 Hochhaus 1970–85	 MFH >13 Wohneinh. ab 95
Nichtwohngebäude		
Alte Bundesländer (40 Typen)	Neue Bundesländer (21 Typen)	Neubau (21 Typen)
 Stadthalle mit Restaurant	 Verwaltungsgebäude	 Bank-/Verwaltungsgebäude

Abb. 7.1: Übersicht der erfassten Gebäudetypen mit ausgewählten Beispielen

Einsparpotenziale in Abhängigkeit des Gebäudetyps: Aus der Bauweise der Gebäude, aus teilweise schon durchgeführten Maßnahmen und auch aus unterschiedlichen Flächenverhältnissen von Bauteilen (z.B. bei Dämmung des Dachs bei EFH bzw. MFH) resultieren bei gleichen Sanierungsmaßnahmen und ähnlich hohen Investitionen oft deutliche Unterschiede im Einsparpotenzial. In Abbildung 7.2 sind für Wohngebäude unterschiedlichen Baualters Heizwärmeeinsparung und zugehörige Investitionen verschiedener Sanierungsmaßnahmen gegenübergestellt, um die Unterschiede zu verdeutlichen.

Hohe Einsparpotenziale bestehen bei Einfamilienhäusern vor allem bei älteren Gebäuden. Ab 1958 wurde mit Einführung der DIN 4108 „Wärmeschutz im Hochbau“ und später mit der Wärmeschutzverordnung und deren Novellierung der Wärmeschutzstandard

deutlich erhöht. Durch das niedrigere Ausgangsniveau beim Heizwärmeverbrauch ist daher bei den gleichen Maßnahmen und ähnlich hohen Investitionssummen der Einspareffekt geringer. Ein anderes Bild ergibt sich bei Mehrfamilienhäusern (hier: Gebäude mit 7-12 Wohneinheiten): Vor allem bei Gebäuden der 60er Jahre sind hohe Heizwärmeeinsparungen zu realisieren, bedingt durch die möglichst billige und schnelle Bauweise dieser Jahre. Sehr alte Gebäude (vor 1918) weisen dagegen wegen ihres in der Regel dicken Mauerwerks und dem geringeren Fensterflächenanteil ein niedrigeres Potenzial auf.

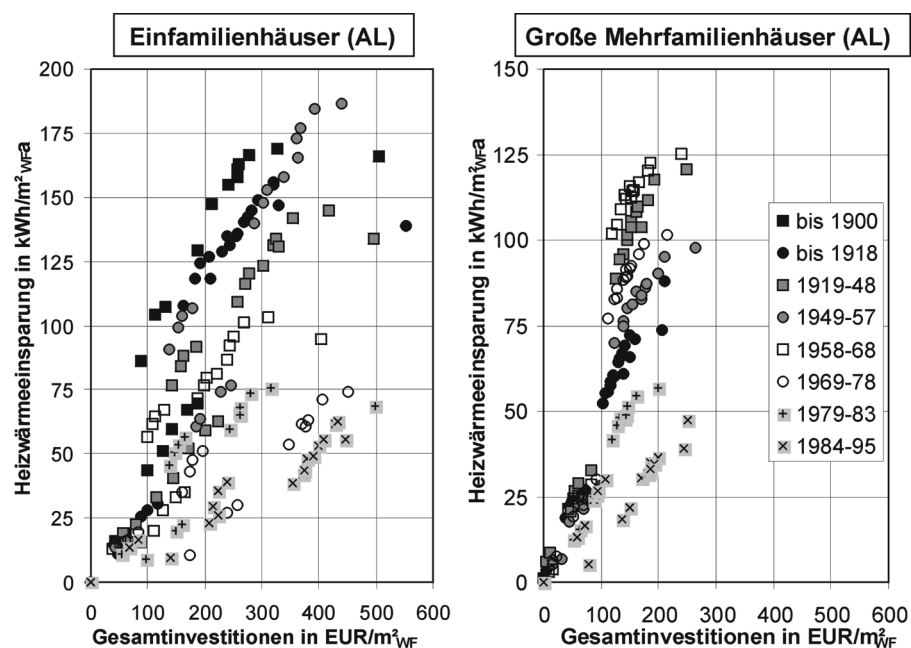


Abb. 7.2: Heizwärmeeinsparung und Gesamtinvestitionen (Investitionen für Sanierung incl. zusätzl. Wärmeschutz) der Sanierungsmaßnahmen für verschiedenen Gebäudetypen und Baualtersklassen (Tygebäude: alleinstehende Einfamilienhäuser und große Mehrfamilienhäuser mit 7-12 Wohneinheiten, alte Bundesländer – Maßnahmen bis 600 €/m^2_{wF} – Angaben bezogen auf m^2 Wohnfläche)

7.2.2 Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle

Für Wohngebäude sind in der IKARUS-Technikdatenbank bis zu 25 bauliche Sanierungsvarianten definiert, die sich aus den folgenden Einzelmaßnahmen zusammen setzen:

- Austausch der Fenster

- Dämmung der Außenfassade
- Dämmung des Dachs
- Dämmung der Kellerdecke

Diese Maßnahmen sind jeweils in 2 oder 3 verschiedenen Standards ausgeführt und können einzeln durchgeführt oder miteinander kombiniert sein. Die Wärmedämmung kann bei den Typgebäuden verschieden ausgeführt sein. Unterschiede gibt es vor allem bei der Dämmung des Dachs, je nachdem, ob es sich um ein Flachdach oder ein Steildach mit oder ohne ausgebautem Dachgeschoss handelt. Zusätzlich sind für einige Gebäude weitergehende Maßnahmen wie der Einsatz von Wohnungslüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, die Anbringung von Transparenter Wärmedämmung sowie bei Einfamilienhäuser der Anbau eines Wintergartens betrachtet. Aus der großen Anzahl möglicher Kombinationen sind sinnvolle Maßnahmepakete ausgewählt worden. Beispielsweise wird für die weitergehenden Maßnahmen angenommen, dass diese zusätzlich zu einer normalen Wärmedämmung durchgeführt werden [4].

Einsparpotenziale und Effizienz der baulichen Sanierungsmaßnahmen: Um Sanierungsmaßnahmen mit unterschiedlich hoher Heizwärmeeinsparung miteinander vergleichen zu können, werden hier als Maß für deren Effizienz die Investitionen je eingesparter kWh/a an Heizwärme betrachtet. Am Beispiel eines Einfamilienhauses (Typ: alleinstehend, Baualtersklasse 1901-1918, alte Bundesländer) sind in Abbildung 7.3 (oben) Zusatz- und Gesamtinvestitionen je eingesparter kWh/a Heizwärme für die in der IKARUS-Technikdatenbank enthaltenen Sanierungsvarianten dargestellt und nach steigenden Investitionen je eingesparter kWh/m²_{WF}a Heizwärme gereiht. Dem gegenüber gestellt ist die erreichbare Heizwärmeeinsparung (Abbildung 7.3, unten). Eine kurze Beschreibung der für dieses Typgebäude angewendeten Sanierungsmaßnahmen ist in Tabelle 7.1 gegeben.

Hier seien nur einige Punkte kurz diskutiert. Die Maßnahmen Fe1 (Abbildung 7.3, 1) und Fe1Aw1 (2), die in diesem Beispiel die höchste Effektivität aufweisen, unterscheiden sich sehr stark in Investitionen und in der absoluten Einsparung. Der Einbau von Fenstern mit Wärmeschutzverglasung ($U_W = 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$) (Fe1) ist derzeit üblich, so dass sie wegen der hohen Produktionszahlen in der Regel nicht teurer sind, als entsprechende Fenster mit schlechterem Wärmedurchgangskoeffizienten. Es fallen also praktisch keine zusätzlichen Investitionen an (unter 1 €/m^2_{WF}). Die Heizwärmeeinsparung liegt bei ca. 8 %.¹⁾

¹ Die Einsparung bei einem individuellen Gebäude kann durchaus höher liegen. Da die Sanierungsquoten bei Fenstern relativ hoch liegen, sind bereits ca. 12 % der Gebäude dieser Altersklasse mit Wärmeschutzverglasung ausgestattet.

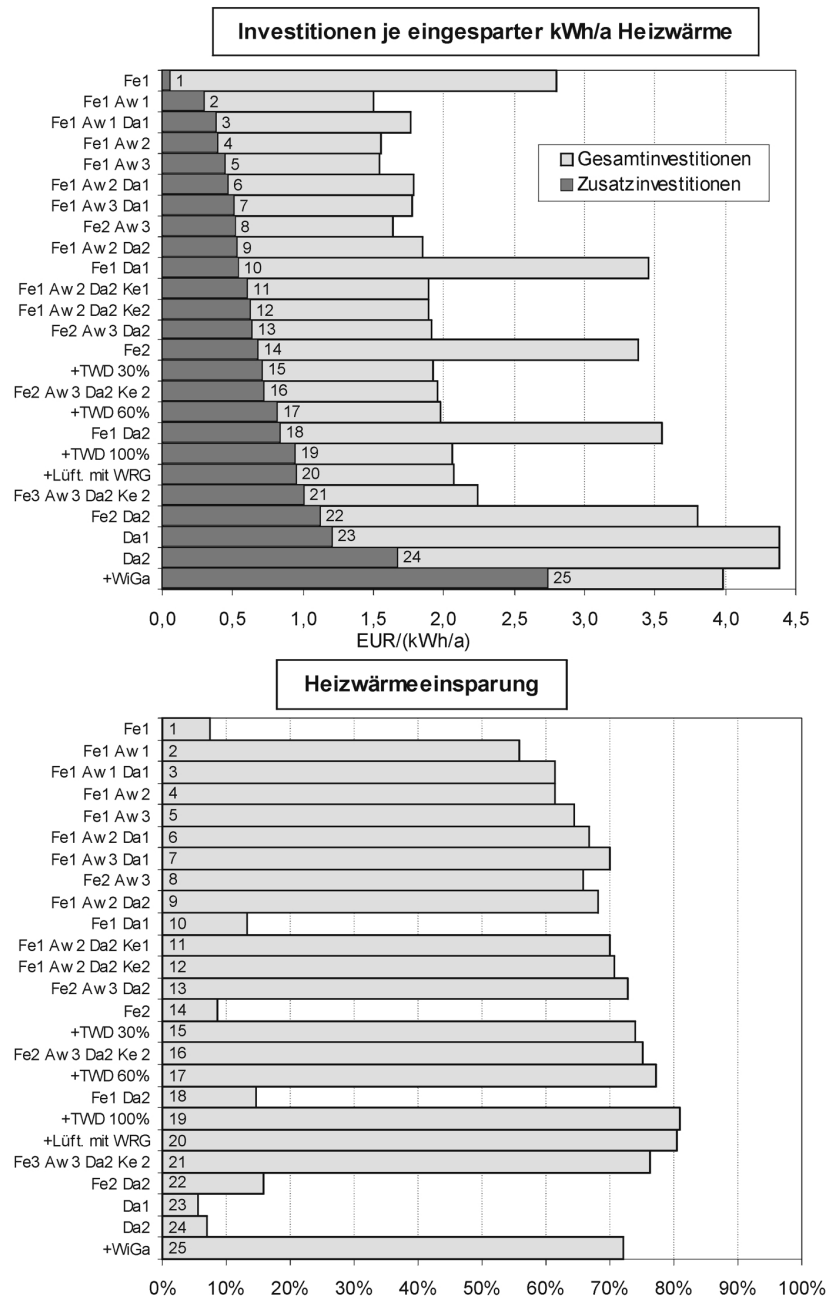


Abb. 7.3: Investitionen je eingesparter Heizwärme in kWh/a und prozentuale Heizwärmeeinsparung für das Typgebäude „Einfamilienhaus, Baujahr 1901-1918, alte Bundesländer“. (Jahresheizwärmebedarf im Istzustand: 193 kWh/m_{WF}^2)

Tabelle 7.1: Kurzbeschreibung der Sanierungsmaßnahmen – Einfamilienhaus Bj. 1901-18

Fe1	Fenster austausch (Blendrahmen aufdopplung) $U_W = 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$
Fe2	Fenster austausch (Blendrahmen aufdopplung) $U_W = 1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$
Fe3	Fenster austausch gegen „Passivhausfenster“ mit gedämmten Rahmen $U_W = 0,8 \text{ W/m}^2$
Aw1	Wärmedämmverbundsystem mit Polystyrol-Dämmplatten 8 cm (außen)
Aw2	Wärmedämmverbundsystem mit Polystyrol-Dämmplatten 12 cm (außen)
Aw3	Wärmedämmverbundsystem mit Polystyrol-Dämmplatten 16 cm (außen)
Da1	Aufsparrendämmung, neue Dachdeckung, 8 cm Dämmmaterial
Da2	Aufsparrendämmung, neue Dachdeckung, 12 cm Dämmmaterial
Ke1	Dämmung der Kellerdecke (unterseitig) ohne zusätzliche Bekleidung, 4 cm
Ke2	Dämmung der Kellerdecke (unterseitig) ohne zusätzliche Bekleidung, 8 cm
Rundum-dämmung	Maßnahmenkombination aus Fe1, Aw2, Da2, Ke1 Basisvariante für die folgenden weitergehende Maßnahmen
+ TWD 30 %	Rundumdämmung, zusätzlich Transparente Wärmedämmung an 30 % der Südfassade
+ TWD 60 %	Rundumdämmung, zusätzlich Transparente Wärmedämmung an 60 % der Südfassade
+ TWD 100 %	Rundumdämmung, zusätzlich Transparente Wärmedämmung an 100 % der Südfassade
+ Lüft. WRG	Rundumdämmung, zusätzlich Wohnungslüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung
+ WiGa	Rundumdämmung, zusätzlich Wintergarten an der Südseite

Wesentlich höher ist dagegen die Einsparung, die mit einer Dämmung der Außenwand (Fe1Aw1) erreicht werden kann. Der Heizwärmebedarf kann, einschließlich Fensteraustausch, um mehr als die Hälfte reduziert werden (56 %), allerdings verbunden mit wesentlich höheren zusätzlichen Investitionen (30 €/m^2_{WF}). Der Anteil der Außenwand an der Hüllfläche ist bei diesem Gebäudetyp sehr hoch, so dass die Dämmung der Fassade besonders stark ins Gewicht fällt. Im Allgemeinen kann durch eine Fassadendämmung (mit Fensteraustausch) je nach Gebäudetyp eine Heizwärmeeinsparung von 30 % bis 60 % erreicht werden.

Obwohl die Außenwanddämmung eine sehr effektive Maßnahme ist, wird sie nur relativ selten durchgeführt, da die absoluten Investitionen für das einzelne Objekt sehr hoch

sind. Zudem steht eine umfassende Sanierung der Außenfassade wegen deren hohen Lebensdauer nur selten an.²

Wird die Wärmeschutzmaßnahme außerhalb des Renovierungszyklus durchgeführt, so müssen ihr die gesamten Investitionen der Sanierung zugeschrieben werden. Maßnahmen mit geringem Einsparpotenzial wie beispielsweise der Fensteraustausch (Fe1) zählen dann zu den teuren Energiesparvarianten. Die Dämmung der Außenwand (mit Fensteraustausch) ist hier trotz der hohen Investitionen die effizienteste Variante.³

Effizienz von Maßnahmen mit sehr hohem Einsparpotenzial: Mit einer „konventionellen“ Rundumdämmung des Gebäudes mit den heute üblichen Dämmstärken (Maßnahme: Fe1, Aw2, Da2, Ke1 (11), Heizwärmebedarf $58 \text{ kWh/m}_{WF}^2 \cdot \text{a}$) kann man bei diesem Gebäude eine Einsparung von ca. 70 % der Heizwärme erreichen. Maximal erreichbar sind mit konventioneller Dämmung etwa 75 % Heizwärmeeinsparung (16,18). Das liegt bereits im Bereich eines Niedrigenergiehauses (27 % unter dem nach WSV095 für Neubauten geforderten Wert). Noch höhere Einsparungen kann man ausgehend von dieser „konventionellen Rundumwärmeeinsparung“ (Fe1, Aw2, Da2, Ke1) beispielsweise durch den Einsatz von Transparenter Wärmedämmung auf Teilflächen der Außenfassade erzielen.

Bei einer Belegung der gesamten Südfassade mit Transparenter Wärmedämmung, statt mit opaker Dämmung, kann die Einsparung um weitere 11 % (auf 81 %) erhöht werden (Maßnahme „+TWD100 %“ (19); Heizwärmebedarf $37 \text{ kWh/m}_{WF}^2 \cdot \text{a}$). Dies ist allerdings ein eher theoretischer Wert, da eine 100 %-ige Einkleidung der Außenwand mit TWD in der Regel konstruktiv nicht möglich ist und wegen der Einbeziehung von beschatteten Teilen der Fassade auch nicht sinnvoll ist. In der Praxis werden etwa 5-10 % der Außenwand mit Transparenter Wärmedämmung belegt. Ein gleich niedriges Niveau des Wärmebedarfs kann auch durch den zusätzlichen Einbau einer Wohnungslüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (20) erzielt werden. Beide Maßnahmen sind ähnlich kostenintensiv.

Es darf hier allerdings nicht übersehen werden, dass die gleiche Einsparung deutlich kostengünstiger über einfache Maßnahmen zu erreichen ist. Soll beispielsweise im Gesamtbestand dieses Gebäudetyps 25 % der Heizwärme eingespart werden, so sind bei einer

² Bei einer Sanierung der Außenwand ist es wegen den geringen Zusatzinvestitionen in der Regel sinnvoll gleichzeitig alte Fenster auszutauschen. Außenwandmaßnahmen sind daher hier immer mit dem Austausch der Fenster kombiniert.

³ Die Dämmung des Dachs (23,24) erscheint hier als sehr ungünstige Sparmaßnahme. Das hat folgende Gründe: zum einen sind die Dachflächen teilweise bereits gedämmt, zum anderen ist die hier gewählte Ausführung – eine Aufsparrendämmung – eine vergleichsweise teure Variante. Bei nicht ausgebautem Dach kann eine Dämmung der obersten Geschossdecke deutlich billiger und effizienter sein.

Wohnfläche von 32 Mio. m² im günstigsten Fall (Maßnahme: Fe1, Aw1 (2)) 2,3 Mrd. € aufzubringen, die für Fensteraustausch und Außenwanddämmung investiert werden müssen (Gesamtinvestitionen). 45 % der Wohnfläche müssten saniert werden. Die gleiche Einsparung kann durch Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und verstärkter Dämmung (20) bei 31 % der Gebäudefläche erreicht werden. Die Investitionen hierfür betragen dann jedoch 3,2 Mrd. €.

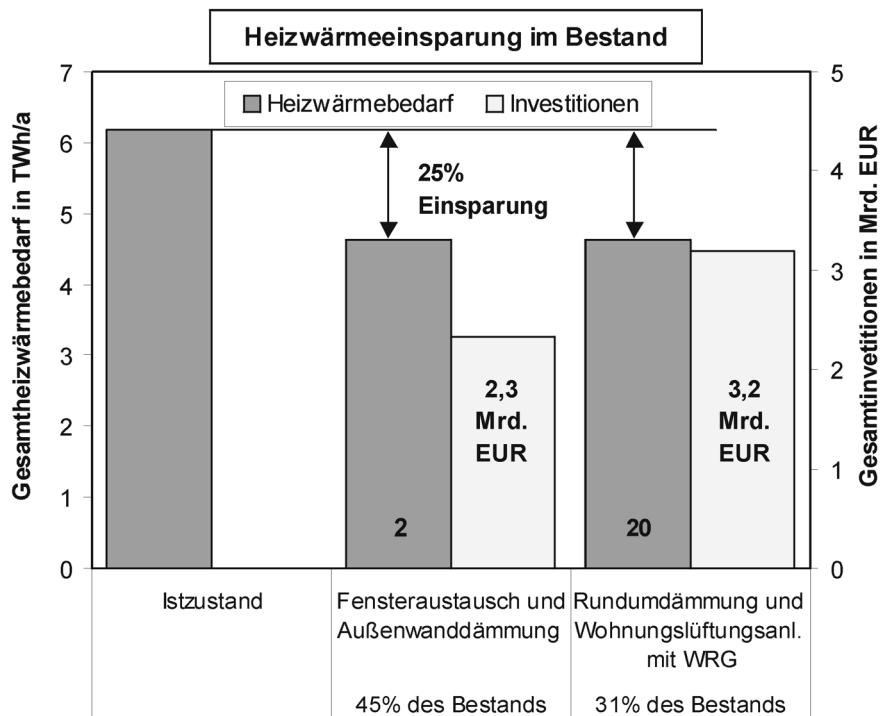


Abb. 7.4: 25 %-Einsparung des Heizwärmebedarfs im Bestand der Einfamilienhäuser Baujahr 1901-18, Alte Bundesländer, 32 Mio. m² Wohnfläche. Vergleich der Investitionen einer Maßnahme mit sehr hoher Einsparung beim einzelnen Gebäuden gegenüber einer Maßnahme mit geringerem Einsparpotenzial.

In Abbildung 7.5 sind die Varianten mit weitergehenden Maßnahmen im Vergleich zur Variante „Rundumdämmung“ (11) dargestellt, die in den weiterführenden Maßnahmen beinhaltet ist und hier als Bezugsvariante dient. In den Vergleich miteinbezogen sind als Maßnahmen mit hohem Einsparpotenzial eine verstärkte „konventionelle“

Dämmung von Außenwand, Fenster und Kellerdecke (16) und eine verstärkte Dämmung mit zusätzlichem Einbau von Passivhausfenstern (21). Der Einbau von Passivhausfenstern verursacht ähnlich hohe Investitionen wie der Einbau einer Lüftungsanlage oder die Einkleidung der Südfassade zu 100 % mit TWD, es kann aber nicht die gleiche Einsparung erreicht werden. Die Maßnahme ist demnach weniger rentabel. Als Energiesparmaßnahme ungeeignet ist der Anbau eines Wintergartens, der zum einen deutlich teurer als andere Maßnahmen ist, zum anderen nur ein geringes Einsparpotenzial bietet.

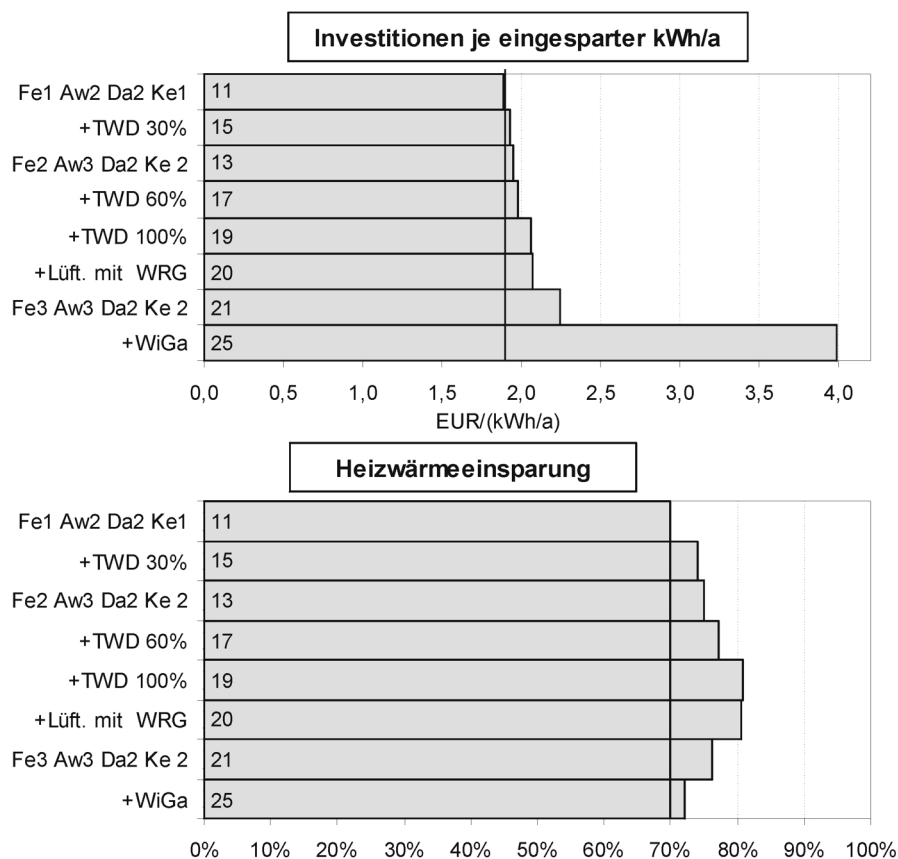


Abb. 7.5: Maßnahmen mit hohem Einsparpotenzial. Investitionen je eingesparter Heizwärme und prozentuale Heizwärmeeinsparung. (Jahresheizwärmebedarf im Istzustand: $193 \text{ kWh/m}^2_{WF,a}$. Bezugsvariante (Fe1Aw2Da2Ke1,11): 58 kWh/m^2_{WF})

7.3 Heizereieinsparung

Neben den baulichen Maßnahmen können auch Verbesserungen auf der heizungstechnischen Seite zu einer deutlichen Reduktion der zur Raumheizung benötigten Energie führen. Diese Einsicht hat letztendlich auch dazu geführt, die Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagenverordnung in der neuen Energieeinsparverordnung zu verbinden und auf eine primärenergetische Sichtweise überzugehen. Außer dem Austausch eines alten Heizungskessels, der den heutigen Anforderungen nicht mehr entspricht, gegen einen entsprechenden neuen, sind noch weitergehende Änderungen der Heizungstechnik mit dem Ziel der Energie- bzw. der CO₂-Einsparung möglich. Grundsätzlich stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Austausch einer alten Heizungsanlage gegen eine gleichwertige moderne Anlage mit besserem Wirkungsgrad
- Umstieg auf einen anderen Energieträger mit besseren Emissionseigenschaften
- Wechsel zu einer effizienteren Technik
- Ausnutzung von regenerativen Energiequellen
- Nutzung der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung

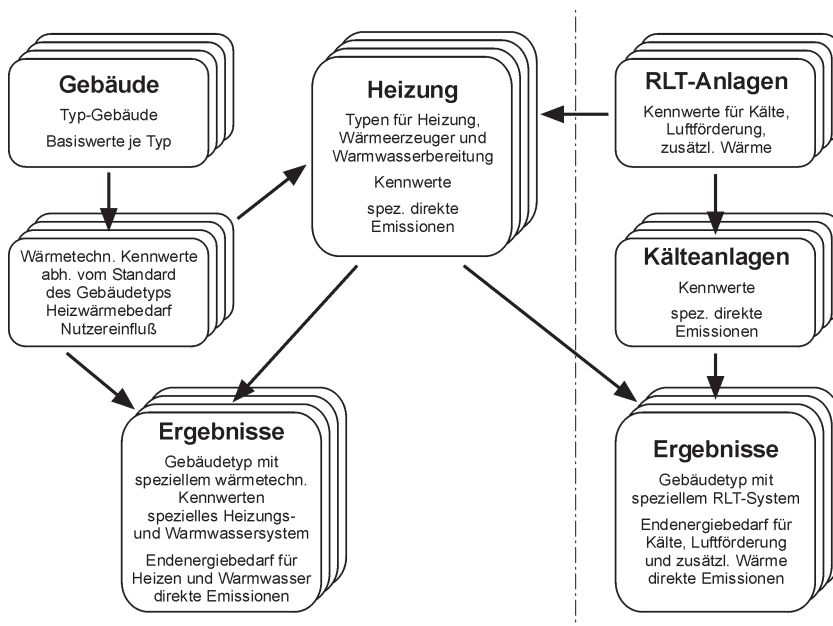


Abb. 7.6: Verknüpfung von Gebäude und Anlagentechnik in der IKARUS-Technikdatenbank mittels des integrierten Gebäudetools.

In der IKARUS-Technikdatenbank ist der Energiebedarf der Heizung für die Typgebäude nicht vorberechnet. Die Kennwerte der Wärmeerzeuger sind im Teilbereich „Querschnittstechniken“ abgelegt. Über das in das IKARUS-Retrieval integrierte Gebäudetool können die Gebäudedaten mit den Kennwerten von Wärmeverteilung und Wärmeerzeuger verknüpft werden, um den Endenergiebedarf, die Vor-Ort-Emissionen, aber auch die Investitionen und andere relevante Daten eines beheizten Gebäudes zu berechnen. Dies bietet die Möglichkeit, für jedes Gebäude nicht nur eine vordefinierte Auswahl von Wärmeerzeugern zur Verfügung zu stellen, sondern quasi unbegrenzt Wärmeerzeuger und Gebäude miteinander zu kombinieren, gleichzeitig aber die Datenbank nicht mit unnötigen Informationen zu überfüllen. Für Nichtwohngebäude besteht zusätzlich die Möglichkeit, den Bedarf für Gebäudeheizung und -kühlung mittels raumluftechnische Anlagen zu ermitteln.

Für das oben als Beispiel verwendete Typgebäude (alleinstehendes Einfamilienhaus, Baujahr 1901-1918, alte Bundesländer) sind verschiedene Maßnahmen einer Heizungsmodernisierung untersucht worden. Für den Ausgangszustand ist angenommen, dass das Gebäude in den 70er Jahren mit einem damals üblichen Ölkessel ausgestattet wurde, der nun ausgetauscht werden soll. Als mögliche Varianten sind ausgewählt worden:

- Einbau eines modernen, üblichen Ölkessels
- Einbau eines neuen Ölkessels mit Brennwertnutzung
- Umstieg auf Gasheizung, Einbau eines Gas-Brennwertkessel
- Einbau eines modernen Kessels zur Holzfeuerung
- Einbau einer solarthermischen Anlage zur Warmwasserbereitung, zusätzlich zu einem neuen Ölkessel
- Einbau einer Wärmepumpe, zusätzlich zu einem neuen Ölkessel

(In Tabelle 7.2 sind nähere Angaben zu den Wärmeerzeugern zusammengestellt.) Die Heizungsanlage übernimmt zusätzlich noch die Bereitung von Warmwasser. Bezogen auf die Wohnfläche ist ein Warmwasserbedarf von 17 kWh/m_{WF}^2 angesetzt. In Abbildung 7.7 ist der Energiebedarf nach Heizungsmodernisierung einigen Varianten der baulichen Sanierung des Gebäudes gegenübergestellt. Dargestellt sind jeweils der Endenergiebedarf und der Primärenergiebedarf. Der Endenergiebedarf umfasst Heizung und Warmwassererzeugung inklusive aller Verluste durch Verteilung und Umwandlung. Im unveränderten Zustand werden dazu 314 kWh/m_{WF}^2 benötigt, im wesentlichen Heizöl. Etwa 4 kWh/m_{WF}^2 werden an Strom für Umwälzpumpen und Brenner verbraucht.

Der Austausch des alten Kessels gegen einen modernen Standardkessel spart ca. 41 kWh/m_{WF}^2 an Heizöl ein (14%), im Vergleich dazu können durch den Austausch der Fenster (1) nur 5 % des Brennstoffs eingespart werden. Durch die Modernisierung der

Heizung sind also durchaus beachtliche Einsparungen zu erzielen, die im Einzelfall auch die Einsparungen durch bauliche Maßnahmen übertreffen können.

Tabelle 7.2: Kurzbeschreibung der untersuchten heizungstechnischen Varianten

alter Ölkessel	Spezialkessel mit Ölzerstäubungsbrenner (Baujahr 1976-82)
neuer Ölkessel	Niedertemperaturkessel mit Ölzerstäubungsbrenner (Technikstand 2000)
Ölkessel BW	Brennwertkessel mit Ölzerstäubungsbrenner (Technikstand 2005)
Gaskessel BW	Brennwertkessel mit Gas-Gebläsebrenner (Technikstand 2000)
Holzfeuerung	Festbrennstoffkessel zur Scheitholzfeuerung (Technikstand 2000)
zus. Solarthermie	Niedertemperaturkessel mit Ölzerstäubungsbrenner (Technikstand 2000) Flachkollektor mit selektiver Beschichtung und Konvektionsbremse (Stand 2000) Auslegung auf ca. 30 % Deckung des Wärmebedarfs
zus. Wärmepumpe	Niedertemperaturkessel mit Ölzerstäubungsbrenner (Technikstand 2000) Luft/Wasser-Elektrowärmepumpe (Stand 2000) Auslegung auf ca. 50 % Deckung des Wärmebedarfs, alternativer Betrieb

Durch den Einsatz von Brennwerttechnik können gegenüber dem Standardkessel etwa weitere 10 kWh/m^2_{WF} im Jahr eingespart werden. Bei Verwendung von Erdgas als Energieträger ist die Energieeinsparung wegen des relativ höheren Brennerts noch etwas größer. In der gleichen Größenordnung liegt die Einsparung, die mit einer Solarthermischen Anlage erreicht werden kann. Die hier gewählte Auslegung der solarthermische Anlage entspricht mit ca. 6 m^2 Kollektorfläche einer marktüblichen Anlage für Einfamilienhäuser zur Brauchwassererwärmung. Der Ertrag der Solaranlage lässt sich durch eine größere Kollektorfläche oder durch effektivere Kollektortechnik (Vakuumröhrenkollektoren, Heat-Pipes, ...) noch steigern, in jedem Falle steigen aber auch die einsparungsbezogenen Investitionen an.

Mit einem Holzfeuerungskessel steigt der Endenergiebedarf sogar gegenüber der alten Technik an, da bei der Holzverbrennung trotz modernster Technik bei weitem noch nicht die hohen Wirkungsgrade erreicht werden können wie bei Öl- oder Gaskesseln. Wegen der geringen vorgelagerten Verluste beim Energieträger Holz, kann allerdings in geringem Umfang Primärenergie eingespart werden. Besonders hoch sind die Endenergieeinsparungen bei dem Einsatz einer Wärmepumpe. Im primärenergetischen Vergleich sind die Einsparungen zwar deutlich geringer, trotzdem können mit Hilfe der Wärmepumpe noch bis zu 27 % an Primärenergie gegenüber dem alten Ölkessel und bis zu 16 % im Vergleich zu einem neuen Ölkessel eingespart werden. Einsparungsraten wie mit einer Außenwanddämmung (incl. Fensteraustausch) können aber in keinem Fall erreicht werden.

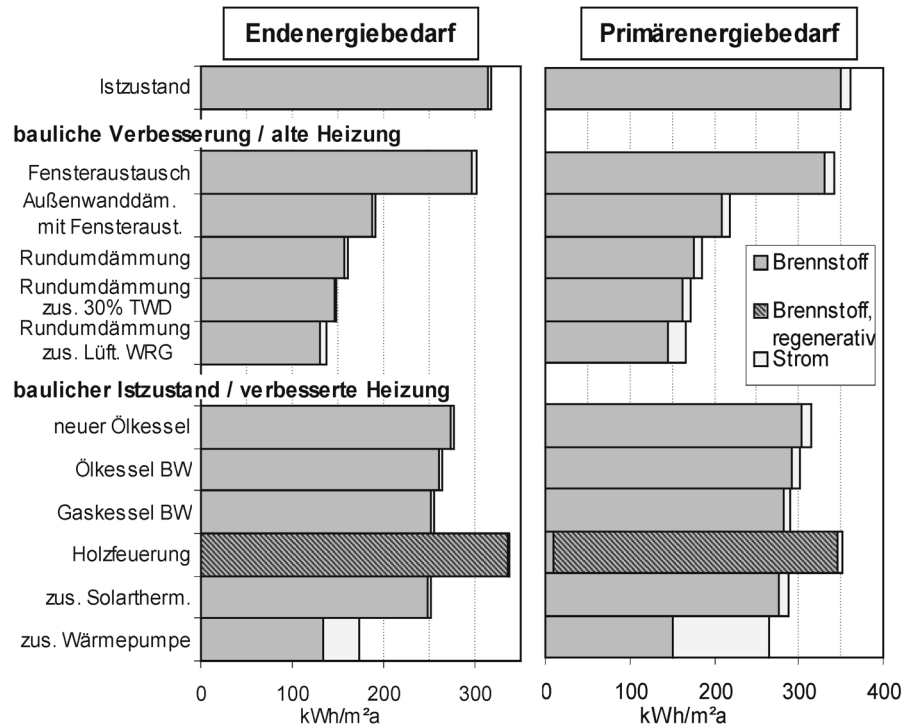


Abb. 7.7: Endenergiebedarf und Primärenergiebedarf baulicher und heizungstechnischer Verbesserungen im Vergleich. (Bauliche Maßnahmen: Fe1, Fe1Aw1, Fe1Aw2Da2Ke1, +TWD 30 %, +Lüft. WRG, s. Tabelle 7.1. Endenergiebedarf bezogen auf H_u . primärenergetische Bewertung: $b_{\text{Öl}}=89,8\%$, $b_{\text{Gas}}=89,5\%$, $b_{\text{Holz}}=97,3\%$, $b_{\text{Strom}}=34,2\%$, ohne Solarstrahlung, Quelle: GEMIS, IfE)

Vergleich zu baulichen Massnahmen: Die Investitionen für bauliche Maßnahmen liegen in der Regel höher als die Investitionen für den Austausch der Heizungsanlage. Ein Austausch der Fenster (Gesamtinvestitionen) erfordert in dem hier dargestellten Beispiel in etwa die gleiche Investitionssumme wie der Einbau des neuen Ölkessels (ca. 40 €/m^2_{WF}). In Abbildung 7.8 sind die Investitionen bezogen auf die (nicht regenerative) Primärenergieeinsparung dargestellt. In den Gesamtinvestitionen sind die Investitionen der neuen Heizungsanlage inklusive Montage, Entsorgung des alten Kessels und zusätzlicher Investitionen, wie den Anschluss an die Gasversorgung und die notwendige Modernisierung des Schornsteins enthalten. Die Zusatzinvestitionen ergeben sich als Differenzkosten gegenüber den Investitionen, die für den Einbau des Standard-Ölkessels notwendig sind. Nicht berücksichtigt sind bei dieser Betrachtung verbrauchsgebundene Kosten.

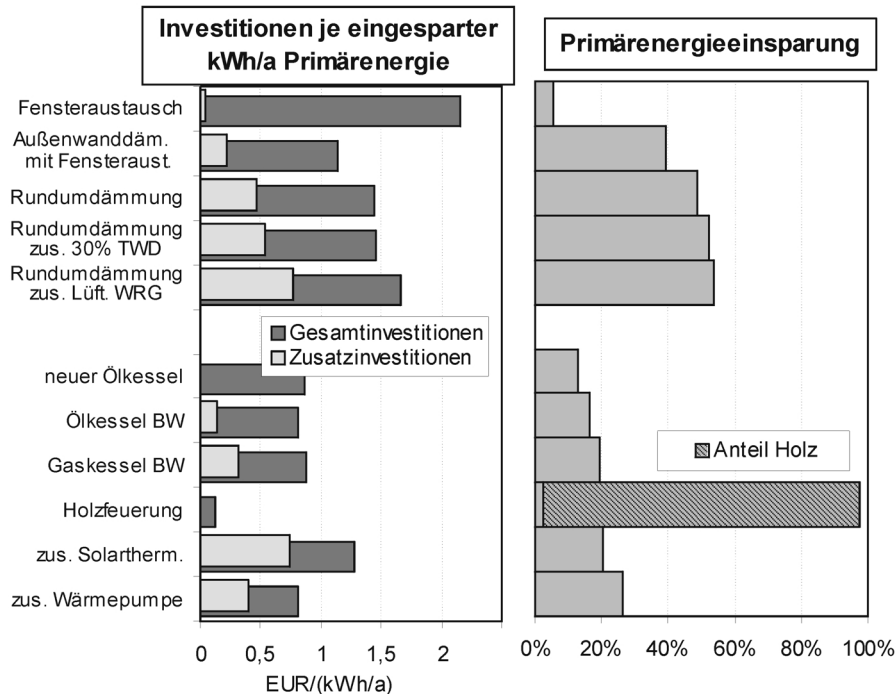


Abb. 7.8: Investitionen baulicher und heizungstechnischer Verbesserungen bezogen auf die Einsparung nicht regenerativer Primärenergie. (Bauliche Maßnahmen: Fe1, Fe1Aw1, Fe1Aw2Da2Ke1, +TWD 30 %, +Lüft. WRG, s. Tabelle 7.1)

Bei der Heizungsmodernisierung ergeben sich fast durchweg geringere Investitionen bezogen auf die Einsparung als bei baulichen Sanierungsmaßnahmen, die außerhalb des Renovierungszyklus durchgeführt werden. Bei den zusätzlichen Investitionen variieren bauliche und heizungstechnische Sanierung in einem ähnlichen Bereich. Gegenüber dem Öl-Brennwertkessel hat der Gas-Kessel hier den Nachteil, dass zusätzlich Investitionen für den jetzt erforderlichen Gasanschluss notwendig sind.

Solarthermische Anlage und Wärmepumpe sind wegen des doppelten Geräteaufwands vergleichsweise teuer, bezogen auf die Einsparung ist die Wärmepumpenanlage deutlich günstiger. Eine Sonderrolle nimmt die Holzfeuerung ein, sofern der regenerative Anteil der Energieaufwendung als Einsparung berücksichtigt wird. Die Investitionen je eingesparter kWh Heizwärme sind dann extrem niedrig. Die Einsatzmöglichkeiten des Scheitholz-

kessels sind trotzdem sehr beschränkt, da er vergleichsweise wartungsaufwendig und die Nutzung durch tägliches manuelles Nachfüllen unkomfortabel ist.⁴

Die prozentualen Primärenergieeinsparungen (Abbildung 7.8) der bauseitigen Sanierung fallen geringer aus als die Einsparungen an Heizwärme (vgl. Abbildung 7.3). Das liegt zum einen daran, dass hier im Primärenergiebedarf der Bedarf für Warmwasser mit berücksichtigt ist, der unabhängig von baulichen Veränderungen als fester Grundsockel eingeht. Zum anderen wird der bestehende, auf den hohen ursprünglichen Wärmebedarf ausgelegte Kessel nun schlechter ausgelastet, wodurch sich der Nutzungsgrad vermindert. Ideal wäre mit der Sanierung der Gebäudehülle auch die Heizungsanlage zu erneuern und den neuen Randbedingungen anzupassen.

Kraft-Wärme-Kopplung: Eine hier noch nicht angesprochene Möglichkeit der Energieeinsparung im Bereich Raumwärme ist die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung. Möglich ist dies zum einen über die Inanspruchnahme von Fernwärme, zum anderen über eine Nahwärmeversorgung mittels Blockheizkraftwerken bis hin zu Kleinstheizkraftanlagen im Einfamilienhausbereich. Neben Standard-Diesel- oder Otto-Motoren-BHKWs werden derzeit verschiedenste neu- und weiterentwickelte Techniken getestet und bereits eingesetzt; angefangen von Mikro-Gasturbinen, Sterling-Motoren bis hin zu Brennstoffzellen. Gasbetriebene Brennstoffzellen-Heizgeräte werden derzeit in verschiedenen Demonstrationsprojekten und Feldtests für den Einsatz in Haushalten und Kleingewerbe erprobt. Verbunden mit dem verstärkten Einsatz von Mini-BHKWs, ist eine stärker werdende Dezentralisierung der Stromerzeugung. Die Zukunftsvision ist hier das sog. virtuelle Kraftwerk, ein Verbund der einzelnen Kleinstkraftwerke, die über eine Kommunikationsschnittstelle vernetzt und in den übrigen Kraftwerkspark integriert sind.

Diese Techniken können einzeln, bezogen auf ein Gebäude nicht beurteilt werden, der Einbezug des elektrischen Versorgungsnetzes ist hierzu erforderlich. Im IKARUS-LP-Modell sind diese Techniken daher sektorübergreifend in Wärme- und Stromversorgung eingebunden.

7.4 Einsparpotenziale bis 2030

Bisher sind Raumwärmebedarf, Heizenergiebedarf und Einsparmöglichkeiten beispielhaft für einen bestimmten Gebäudetyp dargestellt worden, da die Kosteneffizienz der verschiedenen Maßnahmen stark durch die Voraussetzungen, die das einzelne Gebäude mit sich bringt, bestimmt wird. Im Folgenden wird nun der Gesamtbestand betrachtet, um aufzuzeigen, wohin der Raumwärmebedarf sich zukünftig entwickeln wird bzw. entwickeln

⁴ Tägliches Nachfüllen entfällt bei automatische Beschickungsanlagen für Holzpellet- oder Holzhackschnitzelheizungen, dafür sind aber auch zusätzliche Investitionen aufzuwenden.

kann und in welcher Größenordnung zumindest theoretisch Raumwärme eingespart werden kann.

Hierbei wird nur die Einsparung des raumseitigen Wärmebedarfs betrachtet. Auf die Entwicklung des Heizenergiebedarfs inklusive der heizungstechnischen Veränderungen wird im Kapitel 8 eingegangen.

Für das Jahr 2030 werden hier vier Fälle betrachtet, die Tendenzen und Grenzen des Einsparpotenzials und der Investitionen aufzeigen sollen:

Beibehaltung des Bauzustandes: Raumwärmebedarf bei zu erwartender Entwicklung der Wohnfläche unter Beibehaltung des Bauzustandes für das Bezugsjahr 2000

Strategie 1: Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen immer bei anstehender Renovierung; Konsequente Durchführung der EnEV 2002 bei Alt- und Neubau

Strategie 2: Fensteraustausch gegen Wärmeschutzverglasung und Dämmung der Außenwand bei allen Altbauten (soweit möglich innerhalb des Renovierungszyklus), Reduktion des Heizwärmebedarfs um ca. 30 % gegenüber WSVO 95 bei nach 2000 errichteten Neubauten (ca. 15 % niedriger als EnEV 2002)

Strategie 3: Rundumdämmung bei allen Altbauten, Ausführung aller nach 2000 errichteten Neubauten als Niedrigstenergiehaus

Beibehaltung des Bauzustandes: Für den Gesamtbedarf an Raumwärme ist nicht nur der Wärmebedarf der Gebäude, sondern auch die Wohnfläche maßgeblich. Derzeit beträgt die Wohnfläche ca. 3 Mrd. m² (Stand 2000). Obwohl die Bevölkerungszahlen stagnierend bis rückläufig sind, ist mit einer weiteren Zunahme der Wohnfläche zu rechnen. Einen moderat zurückgehenden Zubau angenommen, wird die Wohnfläche bis zum Jahr 2030 etwa um 1/4 zunehmen. Bei gleichbleibenden Bauzustand würde der Bedarf an Raumwärme damit von heute ca. 440 TWh/a auf annähernd 500 TWh/a (494 TWh/a) ansteigen (Abbildung 7.9).

Die Neubaufäche beträgt 2030 etwa ein Drittel der Wohnfläche. Unter „Neubau“ sind hier die zwischen 1995 und 2030 neuerrichteten Gebäude zu verstehen, die Gebäude also, die nach Anforderungen der WSVO 95 bzw. EnEV 2002 gebaut sind. Auf Neubauten entfällt nur etwa ein Fünftel des Gesamtraumwärmebedarfs (87 TWh/a). Deutlich wird hieraus, dass der Hauptanteil am Reduktionspotenzial immer noch bei der Sanierung der Altbauten zu suchen ist. Das heißt nicht, dass der Wärmeschutz im Neubaubereich zu vernachlässigen ist, sondern dass durch die Anforderungen der bestehender Verordnungen bereits ein Großteil der Reduktionsmöglichkeiten verwirklicht ist.

Bedarf in 2003
Altbau 494 TWh/a
Neubau 87 TWh/a

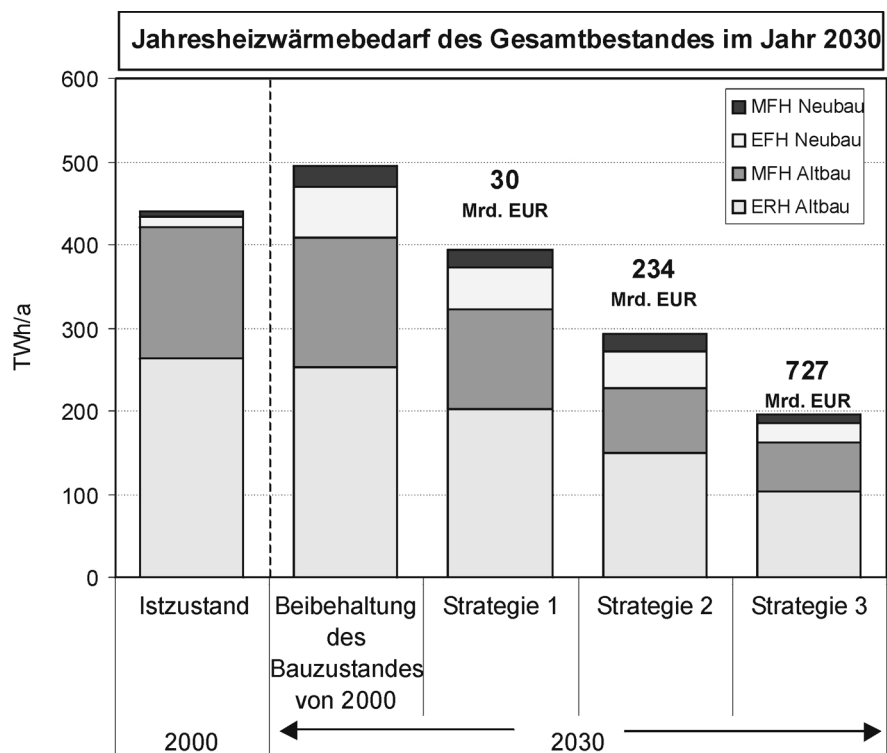


Abb. 7.9: Einsparpotenziale und Investitionen für den deutschen Gesamtbestand 2030

Strategie 1: Bisher noch nicht mit eingerechnet ist, dass der Gebäudebestand laufend saniert wird. Zumindest bei großflächigen Sanierungen sind nach geltenden Vorschriften (EnEV2002) dann auch Wärmeschutzmassnahmen durchzuführen. Würde darüber hinaus tatsächlich bei jeder anstehenden Sanierung eines Gebäudebauteils dieses gleichzeitig wärmetechnisch verbessert werden, könnte der Bedarf im Altbaubestand um ca. 20% reduziert werden. Für den zusätzlichen Wärmeschutz würden Investitionen im Umfang von ca. 30 Mrd. € anfallen, d.h. etwa rund 1 Mrd. € jährlich. Im Neubaubereich wird die Energieeinsparverordnung (EnEV2002) eine weitere Reduzierung des Heizwärmebedarfs

bewirken. Im Gegensatz zur Wärmeschutzverordnung lässt die Energieeinsparverordnung etwas Spielraum für den Bedarf an Raumwärme, da die Grenzwerte in der Energieeinsparverordnung primärenergetisch festgelegt sind. Die Einsparung an Raumwärme, die auf die Verschärfung der Energieeinsparverordnung zurückgeht, lässt sich daher nicht genau quantifizieren. Grob gerechnet werden infolge der EnEV im Jahr 2030 15 TWh/a weniger an Raumwärme aufgebracht werden müssen. Der Gesamtbedarf ergibt sich hier zu 393 TWh/a. Im Vergleich zu einer Beibehaltung des Standards von 2000 werden also bereits 100 TWh/a eingespart.

	Einsparung	Investitionen
Altbau (innerh. d. Ren.zyk.)	86 TWh/a	30 Mrd. €
Neubau	15 TWh/a	

Strategie 2: Der Gesamtenergiebedarf im Altbaubereich kann noch deutlich reduziert werden. Da weitere Maßnahmen aber außerhalb des Renovierungszyklus durchgeführt werden müssten, sind dann erheblich mehr Investitionen erforderlich. Mit Außenwanddämmung und Fensteraustausch (Maßnahmen Fe1, Aw1) bei allen Gebäuden zusätzlich zu den während der Renovierung durchgeführten Wärmedämmmaßnahmen könnten der Raumwärmebedarf im Altbaubereich um weitere 30 % (75 TWh/a) reduziert werden. Dazu wären jedoch rund 160 Mrd.€ mehr aufzuwenden. Um den Bedarf bei Neubauten um 30 % (22 TWh/a) zu reduzieren, müssten zusätzlich ca. 46 Mrd.€ investiert werden. (Gerechnet sind für Neubauten die Mehraufwendungen für stärkere Dämmschichten bzw. höheren Wärmeschutz bei Fenstern.) Zusammen würde der Raumwärmebedarf auf rund 290 TWh gesenkt werden. Die Gesamtinvestitionen, 234 Mrd. €, liegen in der Größenordnung des Bundesetats eines Jahres, allerdings verteilt auf 30 Jahre.

	Einsparung 2030	Investitionen
Altbau (innerh. d. Ren.zyk.)	86 TWh/a	30 Mrd. €
Altbau (außerh. d. Ren.zyk.)	95 TWh/a	158 Mrd.€
Neubau	22 TWh/a	46 Mrd. €
Gesamt	202 TWh/a	234 Mrd. €

Strategie 3: Durch eine Rundumdämmung aller Gebäude (Maßnahme Fe1, Aw2, Da2, Ke1) würde der Bedarf bei Altbauten um 50 % (160 TWh/a) gegenüber „Strategie 1“ sinken. Der Investitionsbedarf hierfür liegt bei 416 Mrd.€. Würden neue

Gebäude ab sofort (gerechnet ab 2000) nur noch in Niedrigstenergiehausbauweise (incl. Wohnungslüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung) ausgeführt werden, wäre der Wärmebedarf für Neubauten 2030 bei etwa einer Verfünffachung der Fläche nur knapp doppelt so hoch wie heute. 311 Mrd. € müssten hierfür zusätzlich aufgebracht werden. Der Heizwärmebedarf der Neubauten liegt bei dieser Variante bei etwa $18 \text{ kWh/m}_{WF}^2 \text{ a}$, zusätzlich werden allerdings rund $4 \text{ kWh/m}_{WF}^2 \text{ a}$ an Strom, für die Ventilatoren der Lüftungsanlage benötigt, die hier nicht in der Einsparung berücksichtigt sind.

	Einsparung in 2030	Investitionen
Altbau (innerh. d. Ren.zyk.)	86 TWh/a	30 Mrd. €
Altbau (außerh. d. Ren.zyk.)	160 TWh/a	386 Mrd. €
Neubau	54 TWh/a	311 Mrd. €
Gesamt	300 TWh/a	727 Mrd. €

Insgesamt kann in diesem Beispiel mehr als die Hälfte an Raumwärme eingespart werden. Rund 24 Mrd. € an Investitionen sind dafür im Jahr zusätzlich aufzuwenden. Das entspricht etwa 16 % des derzeitigen Gesamtbauvolumen von 140 Mrd. €/a (2002) [1].

7.5 Zusammenfassung und Ausblick

In der Sanierung der Altbauten liegt nach wie vor ein sehr hohes Potenzial an Energieeinsparung. Das liegt zum einen an dem hohen Flächenanteil, den der Altbau im Vergleich zum Neubau einnimmt. Zum anderen sind im Neubaubereich schon viele Maßnahmen verwirklicht, die sich im Altbaubereich erst langsam durchsetzen werden. Wärmeschutzmaßnahmen sind vor allem in den Bereichen sehr effizient durchzuführen, in denen hohe Verbräuche vorliegen, da dann einfache Maßnahmen mit relativ geringem Investitionsaufwand hohe Einsparungen bewirken können.

In den letzten fünfzehn Jahren konnte der Bedarf an Heizwärme im Bereich „Wohngebäude“ trotz steigender Wohnfläche in etwa auf gleichem Niveau gehalten werden. Bei konsequenter Umsetzung der Energieeinsparverordnung kann sogar mit einem geringen Rückgang des Heizwärmebedarfs gerechnet werden.

Das Potenzial an möglichen Einsparungen ist damit aber noch lange nicht ausgeschöpft, auch wenn sich extreme Einsparungen, wie sie hier für „Strategie 3“ aufgezeigt wurden, bis 2030 wohl kaum realisieren lassen.

Dringend erforderlich ist noch eine stärkere Einbindung von Nichtwohngebäuden, auf die hier nicht näher eingegangen wurde. Speziell der Wärme- und Kältebedarf klimatisierter Gebäude muss durch entsprechende Verordnungen begrenzt werden. Dies wird auch

bereits durch die EU-Richtlinie „Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ gefordert, und steht nun zur Umsetzung in nationale Richtlinien an.

Literaturverzeichnis

1. Bartholmai, B. (2002): Bauwirtschaft: statt Stabilisierung erneut kräftiger Einbruch zu erwarten. In: DIW-Wochenbericht 45/02
2. Ebel, W., Eicke, W., Feist, W., Gabler, W. (1991): Dokumentation der Referenzgebäude. Unveröffentlichter IKARUS-Bericht TP 5-02, Forschungszentrum Jülich
3. Gierga, M., Erhorn, H. (1993): Bestand und Typologie beheizter Nichtwohngebäude in Westdeutschland. IKARUS-Bericht TP 5-14, Forschungszentrum Jülich
4. Gülec, T., Kolmetz, S., Rouvel, L. (1994): Energieeinsparpotential im Gebäudebestand durch Maßnahmen an der Gebäudehülle. IKARUS-Bericht TP 5-14, Forschungszentrum Jülich
5. Reiß, J., Erhorn, H. (1992): Stand und Tendenzen der Neubautätigkeit in Deutschland. IKARUS-Bericht TP 5-13, Forschungszentrum Jülich
6. Rosin, R., Glitz, P., Borges, H., Lorenz, G. (1991): Gebäudetypologie und spezifischer Energiebedarf für den Wohnungsbestand in den neuen Ländern. IKARUS-Bericht TP 5-06, Forschungszentrum Jülich
7. Sonntag, P., Mittner, P. (1992): Kennwerte zur Charakterisierung und Bewertung des Energieverbrauchs der Gebäude im Nichtwohnbereich. IKARUS-Bericht TP 5-05, Forschungszentrum Jülich

8 Gebäudemodernisierungsstrategien mit dem Raumwärmemodell

Rainer Heckler und Manfred Kleemann

8.1 Einleitung

Zum Zweck detaillierter Analysen für den Endenergiebedarf zur Raumheizung und Warmwasserbereitung und den damit einhergehenden Emissionen wie z.B. CO₂, SO₂, NO_x und CH₄ wurde im Rahmen des IKARUS-Projekts ein Modell entwickelt, mit dessen Hilfe sich bauphysikalische und wärmetechnische Maßnahmen am nationalen Gebäudebestand simulieren lassen. Die Abschätzung der langfristigen Auswirkungen solcher Maßnahmen erfordern eine genauere Kenntnis des betroffenen Gebäudebestands und Modellvorstellungen darüber, nach welchen Regeln sich dieser Bestand im Laufe der Zeit wandelt. Der heutige Wohngebäudebestand besteht aus rund 10 Mio. Gebäuden mit einer unüberschaubaren Vielfalt von bauphysikalisch unterschiedlichen Gebäudetypen. Um Aussagen für diese Vielfalt treffen zu können, gilt es diese Vielfalt nach typischen Merkmalen zu klassifizieren. Da bei der Errichtung der Gebäude je nach Baualter unterschiedliche Materialien Verwendung fanden und sie sich deshalb in ihrem wärmetechnischen Zustand unterscheiden, ist es wichtig, sog. Baualtersklassen einzuführen, von denen jede durch eine überwiegend einheitliche Bauweise gekennzeichnet ist. Aus diesem Grund wurde von namhaften Instituten eine Gebäudetypologie entwickelt, mit der die Vielfalt des Bestandes auf rund 60 repräsentative Gebäudetypen reduziert wird [1, 2, 3]. Jedes Typgebäude repräsentiert den Durchschnitt der Gebäude einer Klasse und ist durch eine Vielzahl von objektbezogenen Parametern wie z.B. seiner bauphysikalischen Daten, Abmessungen, Orientierungen und Kennwerte von Außen- und Innenbauteilen charakterisiert.

Mit dem IKARUS-Raumwärmemodell können dann die Parameter dieser Typgebäude variiert werden. Hinzu kommen Daten zum Nutzerverhalten (Raumtemperaturen, Nachtabenkung, Anteil der beheizten Flächen, Warmwasserbedarf, etc.)

Am Gesamtsystem Gebäude können mit Hilfe des Modells Emissionsminderungen durch Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenbündel und damit einhergehende Kosten berechnet werden. Die Untersuchungen beziehen sich sowohl auf Einzelgebäude als auch auf Gebäudeensembles und lassen sich regional eingrenzen oder im nationalen Rahmen einordnen. Ausgangspunkt sind die Energiedienstleistungen „Raumwärme“ und „Brauchwarmwasser“, die einzeln oder auch gekoppelt befriedigt werden können.

Der spezifische Heizwärmebedarf und Heizenergiebedarf der Typgebäude wird nach unterschiedlichen Rechenverfahren ermittelt. Die Berechnung des spezifischen Heizwärmebedarfs erfolgt auf Basis der DIN EN 832 („Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden“). Aus der Häufigkeit der einzelnen Typgebäude an der Gesamtwohnfläche und dem Wärmebedarf der Typgebäude lässt sich dann der gesamte Wärmebedarf des Bestandes berechnen.

Bauphysikalische Maßnahmen und Nutzungsänderungen führen zu einer Änderung des Wärmebedarfs, während Maßnahmen bei der Wärmeerzeugung (z.B. Kessel) und bei der Wärmeverteilung den Heizenergiebedarf bestimmen.

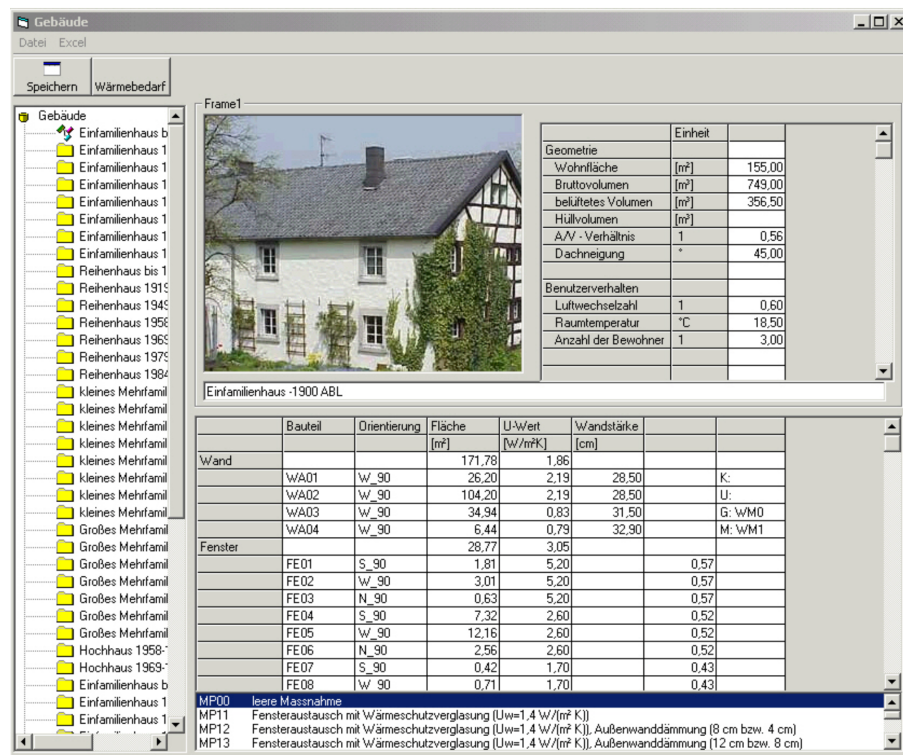


Abb. 8.1: Eingabefenster für die Typgebäude

Für das IKARUS-Projekt betraf der räumliche Bezug die Regionen alte Bundesländer und neue Bundesländer, denen eine jeweilige angepasste Gebäudetypologie zugrunde lag, während für die nach 1995 errichteten Gebäude eine eigene Typologie eingeführt wurde, die nicht mehr nach alten und neuen Bundesländern getrennt wurde. Aufgrund des un-

terschiedlichen Zustandes der Bausubstanz in den alten und neuen Bundesländern wurde nach einem Gebäudebestand „West“ und „Ost“ unterschieden.

Im Rahmen von späteren Projekten wurde es dann erforderlich das Modell dahingehend zu erweitern, dass auch kleinräumige Strukturen abgebildet werden konnten, so z.B. auf der Ebene von Stadtgebieten mit unterschiedlichen Stadtteilen.

8.2 Sanierungszyklen

Eine offene Modellstruktur erlaubt methodische Erweiterungen des Modells hinsichtlich unterschiedlicher mathematischer Ansätze, z.B. nach welchen Kriterien oder Regeln sich der Einsatz von Maßnahmen über der Zeit vollzieht.

Ein relativ einfacher Ansatz geht von der notwendigen Sanierung der Bauteile nach Überschreiten der technischen Lebensdauer aus.

Das heißt, hier sind die technischen und ökonomischen Kriterien festzulegen, nach denen eine Maßnahme zum Einsatz kommt. Der Angabe, welcher Anteil des Bestandes infolge einer Maßnahme umzurüsten ist, kann auch ein Algorithmus zugrunde liegen, so z.B. eine Rechenvorschrift, die einen Renovierungszyklus beschreibt.

Wohngebäude in Deutschland haben eine Lebensdauer von 150 bis 200 Jahren mit einem Renovierungszyklus von 30 bis 60 Jahren (Mittelwert 50 Jahre). Innerhalb eines solchen Renovierungszyklus werden alle Gebäudeteile (Dach, Außenwände, Fenster) mindestens einmal renoviert oder ganz erneuert. Die Heizungsanlage wird in diesem Zeitraum mindestens zweimal ersetzt. Der Restwert eines Gebäudes ist in der Regel nach einem und z.T. auch nach mehreren Renovierungszyklen noch so hoch, dass eine weitere Renovierung immer noch wirtschaftlich günstiger ist als ein Abriss mit anschließendem Neubau. Aber auch ökologisch ist die Erhaltung bestehender Gebäude die sinnvollste Maßnahme, weil sie den sparsamsten Umgang mit den Ressourcen darstellt. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit ist eine energetische Sanierung nur auf Grund einer baulichen Sanierung durchzuführen

Das Maß für die erfolgte Sanierung wird als Sanierungseffizienz bezeichnet. Sie beschreibt das Verhältnis der vollzogenen Erneuerung zur Gesamtzahl der zur Erneuerung anstehenden Bauteile.

8.3 Szenarien bzw. Strategien

Für die Dynamik des Modells ist die zeitliche Abfolge maßgebend, mit der sich Änderungen in der Bausubstanz infolge von bauphysikalischen Maßnahmen beziehungswei-

se Änderungen an der Versorgungsstruktur durch neue Heizungssysteme (z.B. Heizkessel oder Verteilungssysteme) vollziehen.

So lassen sich Maßnahmen an Einzelgebäuden oder Gebäudeensembles in ihrer zeitlichen Abfolge vorgeben und ihre oben genannten Konsequenzen über einen festgelegten Betrachtungszeitraum berechnen. So lassen sich Fragestellungen, mit welchen Maßnahmen und in welchem Ausmaß über der Zeit ein vorgegebenes Einsparziel erreichen werden kann, analysieren. Dies beinhaltet zunächst nicht die Einschränkung, wie realistisch solch ein Szenario ist.

Eine Strategie dient der Bewertung von unterschiedlichen Maßnahmen an Gebäuden durch Berechnung der durchgesetzten Energiemengen und der entsprechenden Emissionen und der Gesamtkosten aus Maßnahmen und Endenergieverbräuchen. Eine Strategie wird definiert durch Angaben von Haustypen, Maßnahmen an Gebäudehüllen und/oder an Heizungs- und Warmwassersystemen. Dazu gehört die Festlegung, zu welchen Zeitpunkten und in welchem Umfang die Maßnahmen durchgeführt werden. Zunächst muss ein sogenanntes *Referenz-Szenario* definiert werden, das als Bezug für Energieverbrauchs-, Emissions- und Kostenanalysen anderer Szenarien dient. Dieses Referenzszenario beinhaltet nur ein Minimum an Maßnahmen, bei dem im wesentlichen bestehende Strukturen festgehalten werden und praktisch nur Brennstoffkosten anfallen. Alternativszenarien sind alle Szenarien, die sich beim jeweils konkreten Maßnahmenkatalog (bei gleichen Basisparametern wie Brennstoffkosten, Diskontfaktor und Zeitrahmen) vom Referenzszenario unterscheiden. Zu solchen Alternativszenarien – die z.B. für Gesamtdeutschland oder West- und Ostdeutschland getrennt gerechnet werden können – werden insbesondere sogenannte „Standardfälle“, die auf Knopfdruck (d.h. ohne weitere Eingabe von zusätzlichen Daten) abgerufen werden können. Die Datenvorgabe ist gegliedert nach Maßnahmen an Gebäudehüllen und Maßnahmen an den Heizungs- und Warmwassersystemen samt Wärmeverteilung in den Gebäuden („Beheizungsstruktur“). Die Zeitschrittweite für die Festlegung von Strategiemassnahmen ist wählbar. Aufgrund der baulichen Maßnahmen an den Gebäudehüllen wird zunächst der resultierende jährliche Wärmebedarf des Gebäude(-bestands) berechnet. Dann werden die zur Deckung des Wärmebedarfs erforderlichen Brennstoffmengen infolge der neuen Heizungsstruktur ermittelt. Die Berechnungen liefern für jeden Zeitschritt die Jahresmengen an den einzelnen eingesetzten Brennstoffen und die entsprechenden Emissionsmengen an CO₂ und anderen Emissionen. Aus den vorgegebenen Maßnahmen werden die jährlichen Investitionskosten und aus den Brennstoffmengen die Brennstoffkosten (inklusive Nebenkosten wie Wartung und Instandhaltung) hergeleitet. Um Szenarien vergleichen zu können, bedient man sich der Barwertmethode (auf einen Zeitpunkt abdiskontierte Summen von Jahreswerten über den Betrachtungszeitraum). Während die Brennstoffkosten kontinuierlich anfallen, sind die Investitionen punktuelle Er-

eignisse. Die Barwertmethode ist eine Annuitätenmethode, die die Investitionskosten über einen Abschreibungszeitraum (z.B. Lebensdauer der Investition) in gleich große jährliche Kostenblöcke umrechnet unter Berücksichtigung einer gewissen Verzinsung des eingesetzten Kapitals und dann daraus abdiskontierte Summen bildet. In gleicher Weise werden auch abdiskontierte Summen der jährlichen Endenergiemengen und der jährlichen Emissionen gebildet, um sie in Relation zu den Gesamtkosten setzen zu können. Tatsächlich kommt es aber auf die Relationen zu einem Referenz-Szenario an, dem gegenüber erst die Definition von Maßnahmen sinnvoll ist. Dem Referenz-Szenario liegen nur übliche Erneuerungen zugrunde; zwischen diesem und einem Maßnahmen-Szenario werden die Differenzen der Barwerte der Kosten, der Endenergien und der Emissionen ausgewiesen.

Die Ergebnisse einer Strategierechnung sind die Endenergieverbräuche, Emissionen und die Strategiekosten (abdiskontierte Summe der jährlichen Gesamtkosten aus Investitionen an Gebäuden und Versorgungssystemen und den verbrauchten Endenergieträgern). Endenergien und Emissionen liegen sowohl als Jahreswerte als auch als abdiskontierte Summen vor. Diese letzteren Werte dienen zum Vergleich mit den Strategiekosten, insbesondere zur Berechnung mittlerer Kostenwerte pro Einheit vermiedener Endenergie oder vermiedener CO₂-Emission, sofern auf eine Referenzstrategie (z.B. ohne jegliche Maßnahmen) Bezug genommen wird.

8.4 Langfristprognose

Im Rahmen einer von dem Bremer Energie-Institut initiierten Untersuchung zu den „Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Struktur der Energieversorgung im Wärmemarkt“ wurden mit Hilfe des Raumwärmemodells praxisrelevante Szenarien für die Entwicklung des zukünftigen Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor der Bundesrepublik Deutschland vom Jahr 1995 bis zum Jahr 2050 entworfen [4].

8.4.1 Wohnflächenentwicklung

Abbildung 8.2 zeigt die Entwicklung der gesamten Wohnfläche für den Gebäudetyp freistehendes Einfamilienhaus der Baualtersklasse 1949-1957. Diese Fläche betrug 1995 ungefähr 70 Mio. Quadratmeter, was einem Anteil von 2,3 % an der gesamten Wohnfläche in den alten Bundesländern entspricht. Durch Abriss sinkt die Fläche bis 2050 auf rund 59 Mio. m². Dies entspricht einer Abrissrate von ca. 0,38 % des Bestandes pro Jahr ab 2005. Für ältere Gebäude wird eine höhere Abrissrate angesetzt und für jüngere eine geringere. Bei allen Gebäuden, die nach 1968 gebaut wurden, wird bis 2050 kein wesentlicher Abriss unterstellt.

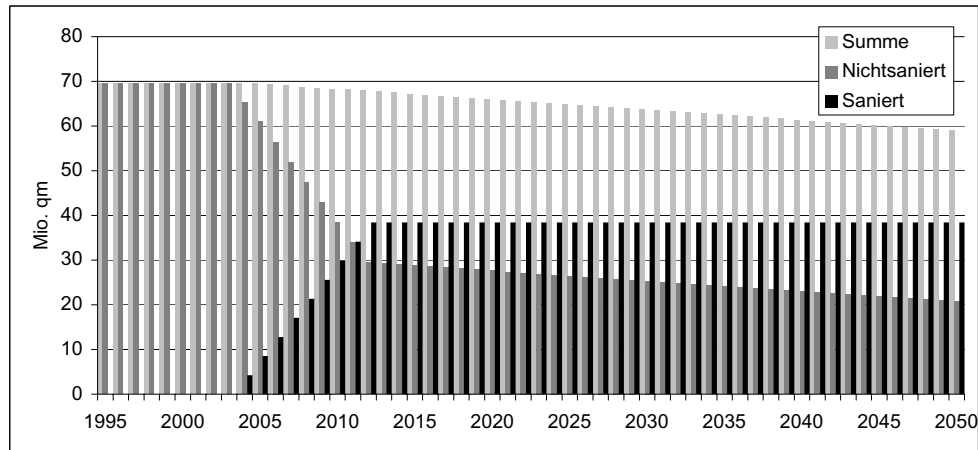


Abb. 8.2: Flächenentwicklung der Gebäudeklasse EFH 1949-1957

Für die Altersklasse 1949-1957 beginnen bei einem Renovierungszyklus von 55 Jahren die ersten Renovierungen im Jahre 2004. Acht Jahre später (2012) sind – rein rechnerisch – alle zu renovierenden Wohnflächen auch renoviert. Gemeint ist hier die energetische Renovierung. In Abbildung 8.2 ist beispielhaft unterstellt, dass nur 39 Mio. m² energetisch renoviert werden. Diese Menge bleibt dann bis 2050 konstant, weil der zweite Renovierungszyklus erst 2054 beginnen würde. Ein Teil der nicht renovierten Wohnflächen, nämlich 10 Mio. m², wird bis 2050 abgerissen. Es bleiben dann 20 Mio. m² an energetisch nicht renovierter Wohnfläche übrig, das sind bezogen auf 1995 fast 30 %. Dieser Anteil der nicht renovierten Wohnfläche wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen für die Sanierungseffizienz variiert.

8.4.2 Auswirkung der EnEV auf die Alt- und Neubaubestände

Wohnbereich: Die folgende Abbildung 8.3 zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs im Wohnbereich für die Altbauten in den alten Bundesländern (ABL), die Altbauten in den neuen Bundesländern (NBL) und die Neubauten sowie die Summe. Die Rechnungen gelten beispielhaft für eine Sanierungseffizienz im Altbaubereich der alten und neuen Bundesländer (ABL, NBL) von 50 % und einen Vollzug der EnEV im Neubaubereich von 100 %. Als Neubauten gelten alle nach dem Referenzjahr 1995 in Deutschland gebauten Häuser.

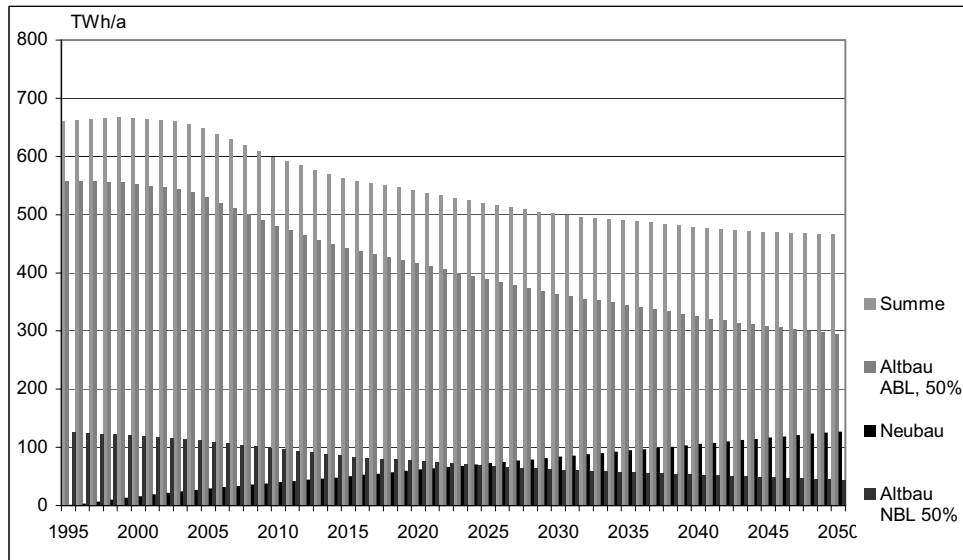


Abb. 8.3: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser bei den Alt- und Neubauten im Wohnbereich (EnEV Trend-Szenario 50 %)

Der Energieverbrauch der Altbauten in den ABL beginnt nach 2005 stärker abzufallen, weil ab hier rechnerisch die Renovierung der relativ großen Menge der Nachkriegsbauten einsetzt und weil viele der alten Heizungen mit schlechtem Wirkungsgrad ausgetauscht werden. Der Energieverbrauch fällt von ca. 560 TWh/a auf unter 300 TWh/a bis 2050. Relativ stärker sinkt der Energieverbrauch in den NBL (von 130 auf 45 TWh/a). Die Ursache hierfür ist die schlechte Bausubstanz, die höhere Abrissraten erfordert bzw. kürzere Renovierungszyklen.

8.5 Regionale Anwendung

In Zusammenarbeit mit einem kommunalen Energieversorgungsunternehmen wurde dann für ein Versorgungsgebiet eine Fallstudie [6] durchgeführt, die eine Verifizierung der für die vorangehenden Szenarien erarbeiteten Randbedingungen und Wirkungsanalysen ermöglichen soll. Die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs im Gebäudebereich folgt gegenläufigen Trends, die zu einer Verringerung des Bedarfs führen oder eine verstärkte Nachfrage verursachen. Aufgrund gegensätzlicher Entwicklungstrends stellt sich für die Energieversorgungsunternehmen die Frage, in welchem Umfang in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet Absatzveränderungen zu erwarten sind. So war es Ziel der Untersuchung auf

der Grundlage der Gebäude- und Verbrauchsdaten die Auswirkungen auf den Wärmemarkt zu analysieren.

Im Rahmen einer Diplomarbeit [8] wurden mit Hilfe des Raumwärmemodells die wirtschaftlichen CO₂-Minderungspotentiale für den Bereich der Raumwärmeerzeugung und Warmwasserbereitung der privaten Haushalte der Stadt Bonn ermittelt. Dazu wurden neben den kommunalen Bestandsdaten (Wohnflächen und Beheizungsstruktur nach Gebäudetyp) auch die Klimadaten (Temperatur und Globalstrahlung) für die Stadt Bonn erhoben. Die anschließende Berechnung erfolgte auf der Ebene der statistischen Bezirke. Für jeden der 62 Bezirke wurden die Emissionsdaten einzeln berechnet und anschließend für das gesamte Stadtgebiet aggregiert. Die Ergebnisse sind anschließend kartographisch umgesetzt worden. Durch diese Feinunterteilung war neben der sektoralen auch eine räumliche Differenzierung möglich, die für kommunale Maßnahmenvorschläge eine neue Grundlage darstellen kann.

Im Raumwärmebereich der Stadt Bonn bestätigt sich die allgemeine Diskrepanz, die zwischen den vorhandenen hohen Einsparpotentialen und den tatsächlichen umgesetzten Energiesparmaßnahmen besteht.

8.6 Förderprogramme

Es gibt eine Reihe von Programmen sowohl auf Bundes- als auch auf Landes- oder kommunaler Ebene, mit denen die Gebäudemodernisierung gefördert wird. Dabei werden überwiegend zinsverbilligte Darlehen eingesetzt; in Einzelfällen werden von Ländern und Kommunen auch Investitionszuschüsse gewährt. Gemessen am Gesamtvolumen machen zwei Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) den größten Anteil an der Förderung aus:

- KfW-Programm zur CO₂-Minderung
- KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm

Sie dienen der zinsgünstigen (zinsverbilligten), langfristigen Finanzierung von Investitionen zur Energieeinsparung und CO₂-Reduzierung in Wohngebäuden sowie zur Errichtung von Passivhäusern. Gefördert werden bis zu 100 % der Investitionskosten einschließlich der Nebenkosten.

Die Angabe der durch die Sanierungsmaßnahmen angestoßenen Investitionen ist Bestandteil des Kreditantrags. Für die Fortschreibung der Kreditentwicklung bis 2010 wurden zwei Szenarien unterstellt:

Moderate Kreditnachfrage: Hier wurde die Kreditnachfrage für das Jahr 2001 für beide Programme konstant bis zum Jahr 2010 fortgeschrieben.

Stärkere Kreditnachfrage: Es wird angenommen, dass im 2. Programm im Zeitraum von 2001 bis 2005 insgesamt 5 Mrd. € nachgefragt werden und von 2006 bis 2010 rund 6 Mrd. €.

Tabelle 8.1: Vergleich der beiden KfW-Programme (vereinfacht)

KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung	KfW-CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm
Laufzeit: seit Anfang 1996	Laufzeit: seit 2001
Bis 1999 nur für die alten Bundesländer, danach für alle Bundesländer	für alle Bundesländer
Förderung von Einzelmaßnahmen	Förderung von Maßnahmenpaketen
Anforderungen: Einhaltung Wärmeschutzverordnung von 1995	Anforderungen: Einhaltung der Verordnungen und einer Jahres-Mindesteinsparung von 40 kg CO ₂ /m ²
Finanzierungsumfang: Maximal 5 Mio. €, 30.000 bis 50.000 € für Energiespar- und Passivhäuser	Finanzierungsumfang: Maximal 250 €/m ²
aktueller effektiver Zinssatz ca. 4,96 %	aktueller effektiver Zinssatz ca. 2,93 %
umgesetzte Kredite 2001: 820 Mio. €	umgesetzte Kredite 2001: 495 Mio. €

Die Aufgabe bestand darin, anhand des Modells die Wirkung dieser Programme für die bisherige Laufzeit zu ermitteln mit einem Ausblick auf das Jahr 2010. Dabei wurden folgende Effekte analysiert.

- Die jährliche Energieeinsparung durch Investitionsmaßnahmen
- Die jährliche CO₂-Einsparung infolge des veränderten Energieträgerbedarfs unter Mehrausstoßes im Produktionssektor
- Die Wirkung der durch die Programme induzierten zusätzlichen wirtschaftlichen Nachfrage hinsichtlich gesamtwirtschaftlicher Beschäftigung

Zur Berechnung der gesamten CO₂-Minderung und der Beschäftigung wurde das Raumwärmemodell um ein volkswirtschaftliches Input-Output-Modell erweitert. Der Input-Output-Ansatz erlaubt die Bestimmung der Produktions-, Beschäftigungs- und Emissionswirkungen der durch die KfW-Programme induzierten zusätzlichen Endnachfrage und der damit verbundenen Vorleistungen. Die hierfür notwendige Datenbasis ist die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichte Input-Output-Tabelle. Die Rechnungen werden nicht mit den Krediten, sondern den mit den Krediten angestoßenen Investitionen durchgeführt. Die zusätzliche Endnachfrage ergibt sich als Summe z.T. gegenläufiger Einzeleffekte:

- Investitionseffekt: Investitionen für die Gebäude- und Heizungssanierung lösen Produktionseffekte in den produzierenden Sektoren aus. Der Investitionseffekt führt während der Programmlaufzeit zu einer Erhöhung der CO₂-Emission und der Beschäftigung.
- Verdrängungseffekt: Bisher eingesetzte Energieträger werden durch Kapitalgüter oder andere Energieträger substituiert. Der Verdrängungseffekt verringert CO₂-Emissionen und Beschäftigung. Die Wirkungsdauer entspricht der technischen Lebensdauer der Anlagen.

Von 1996 bis Ende 2001 wurden Kredite von 4,5 Mrd. DM bereitgestellt und damit insgesamt 23,3 Mio. m² Wohnfläche saniert. Bezogen auf die Fläche des Gebäudebestands in den alten Bundesländern von rund 2,6 Mrd. m² entspricht die durchschnittlich pro Jahr sanierte Fläche einem Anteil von 0,22 %. Damit deckt das KfW Programm nur 1/10 der bei einem Renovierungszyklus von 50 Jahren pro Jahr notwendigen Sanierungsrate von 2 % ab. Ca. 40 % der 1,8 Mrd. DM wurden für die Außenwanddämmung verwendet, 24 % bzw. 1,1 Mrd. DM wurden in den Einbau von Brennwertkesseln investiert und 20 % oder knapp 1 Mrd. DM für die Fenstererneuerung. So beanspruchen diese drei Maßnahmen 84 % der gesamten Kreditsumme.

Abbildung 8.4 zeigt die jährliche CO₂-Einsparung anhand der beiden Kreditnachfrage-Szenarien. Sie steigt bei moderater Kreditnachfrage bis 2005 auf den Wert von 2,8 Mio. Tonnen pro Jahr an und erreicht bei stärkerer Nachfrage sogar 3,5 Mio. Tonnen. Bezogen auf die Emissionen im Haushaltssektor von rund 125 Mio. Tonnen im Jahre 1990 entspricht dies einem Anteil von 2,2 bis 2,8 %. Die entsprechenden Minderungen für 2010 betragen 5,0 und 7,1 Mio. Tonnen. Überträgt man das Minderungsziel des Kyoto-Protokolls auf den Haushaltsbereich, dann könnten bis 2010 im Falle einer stärkeren Kreditnachfrage immerhin 27 % davon oder 7,1 Mio. Tonnen durch die KfW-Programme realisiert werden.

Die Entwicklung der Netto-Beschäftigtenzahlen wird für beide Kreditprogramme zusammen bis 2010 fortgeschrieben (Abbildung 8.5). Im Falle des Szenarios „Moderate Kreditnachfrage“ ergibt sich bis zum Jahre 2020 ein Netto-Beschäftigungseffekt der von 22.600 Personenjahre auf rund 19.000 abfällt. Die Verringerung resultiert aus einer angenommenen Steigerung der Arbeitsproduktivität von 1 % pro Jahr. Dazu kommen noch Arbeitsplatzverluste aufgrund des Verdrängungseffekts, die sich von Jahr zu Jahr kumulieren. Für das Szenario „Stärkere Kreditnachfrage“ steigt die Netto-Arbeitsplatzzahl auf rund 35.700 Personenjahre an und fällt bis 2010 auf etwa 30.500 Personenjahre.

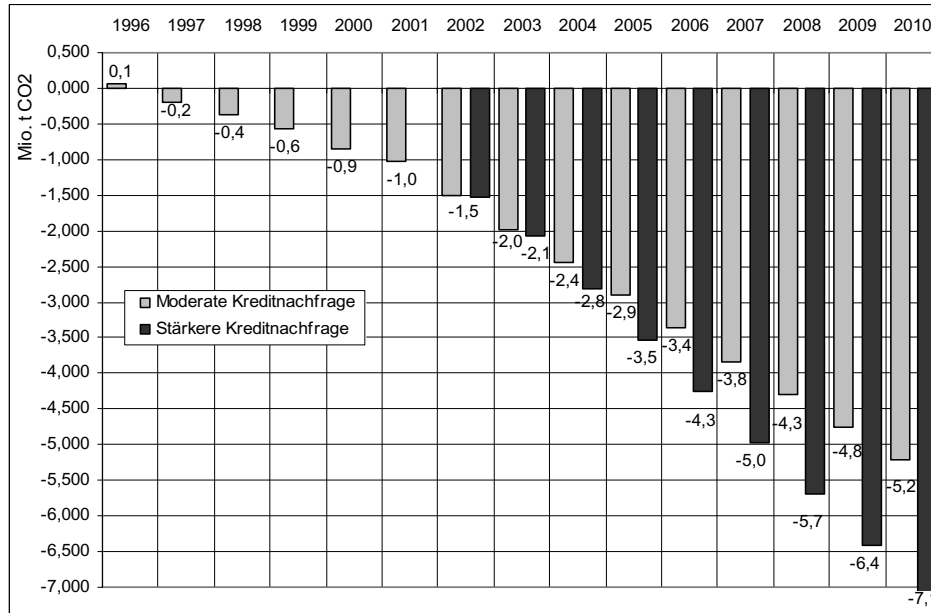


Abb. 8.4: Fortschreibung der Netto-CO₂-Einsparung im Altbaubereich bis 2010

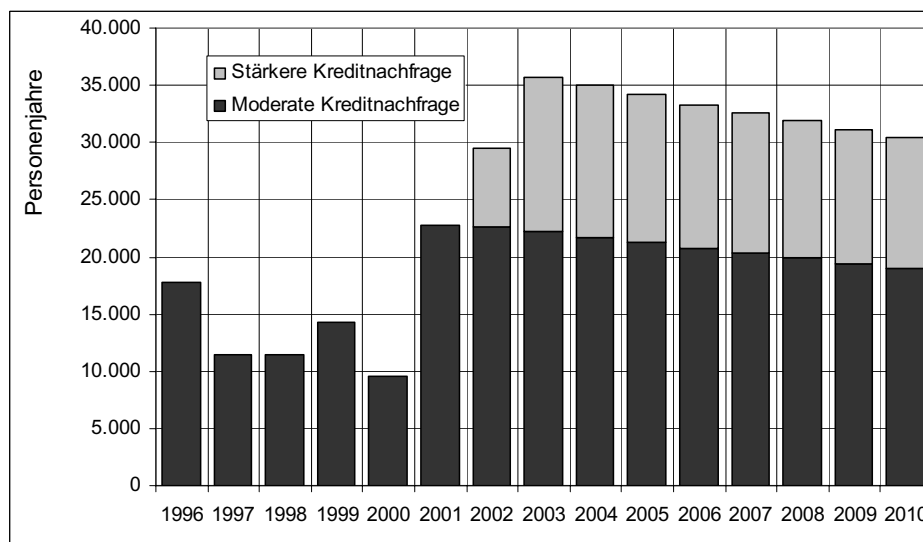


Abb. 8.5: Entwicklung der Netto-Beschäftigung im Altbaubereich bis 2010

8.7 Optimierung der Maßnahmen

Im Rahmen einer Magisterarbeit [7] wurde für das Raumwärmemodell ein Optimierungsmodell entwickelt, das für ein bestimmtes Sanierungsobjekt über einen vorgegebenen Betrachtungszeitraum eine optimale Renovierungsstrategie ermittelt. Dazu wurden zwei Ansätze betrachtet:

- a) Minimierung des Energieverbrauchs bei gegebenem maximalen Investitionsvolumen.
- b) Minimierung des Investitionsvolumens bei gegebenem maximalen Energieverbrauch.

In beiden Fällen ist es notwendig, dass sich der Einbau rentiert, d.h., dass die Einsparung der Energiekosten größer als die Zusatzkosten der Investition ist. Bei einem vermieteten Haus existiert ein Investor-Nutzer-Dilemma (Vermieter-Mieter-Dilemma), da der Vermieter als Träger der Investition keinen Nutzen aus der Investition trägt, sondern der Mieter, der die Heizkosten einspart. Deshalb zahlt der Mieter zum Ausgleich der Zusatzkosten an den Vermieter eine Modernisierungsumlage.

Damit sich die Investition für den Vermieter lohnt, und die Modernisierungsumlage vor dem Mieter zu rechtfertigen ist, muss folgende Ungleichung gelten:

$$\text{Zusatzkosten} \leq \text{Modernisierungsumlage} \leq \text{Heizkosteneinsparung}$$

Aus folgenden Gründen wurde die Problemstellung mit einem **Branch & Bound-Verfahren** implementiert:

- Das Problem hat einen kombinatorischen Charakter, denn in jedem Jahr sind diskrete Entscheidungen über den Einbau einer Maßnahmenkombination zu treffen.
- Das Branch & Bound Verfahren ist ein exaktes Lösungsverfahren, im Gegensatz zu heuristischen Verfahren.
- Eine Entscheidung in einem Jahr legt die Entscheidungsmöglichkeiten für die nachfolgenden Jahre fest, indem bestimmte andere Entscheidungen ausgeschlossen werden.
- Die Restriktionen des Problems lassen sich als Boundingregeln formulieren. Der Branch & Bound Algorithmus hat zu bestimmen, welche Maßnahmenkombination in welchem Jahr angewendet werden soll, um den besten Zielfunktionswert zu liefern.

Das Programm liefert eine Entscheidungshilfe zur Wahl der Maßnahmentypen und dem Renovierungszeitpunkt. Durch Vorgabe vielfältiger Parameter wie Zinssatz, Teuerungsraten, Lebensdauern und Förderungen ist es zur Klärung einer Vielzahl von Fragestellungen geeignet. Schon geringfügige Veränderungen an den Eingabedaten können zu strukturell anderen Ergebnissen führen. Dies unterstreicht, dass es sich bei der gegebenen Problemstellung um ein komplexes System handelt. Das Verhalten dieses Systems kann mit Hil-

fe dieses Optimierungsprogramms analysiert werden. Das Programm wurde auf typisierte Häuser angewendet werden, um Aussagen über das Renovierungspotential bei Altbauten in Abhängigkeit von Fördermaßnahmen und anderen Einflussparameter zu gewinnen. Hieraus werden Daten zur Prognose von Schadstoffemissionen bei der Raumwärmeerzeugung abgeleitet. Insbesondere sollte geklärt werden, ob die Kosten für die Erreichung von vorgegebenen Schadstoffgrenzwerten alleine durch Wahl der wirtschaftlich optimalen Maßnahmen erreicht werden kann, oder in welchem Umfang insgesamt staatliche Förderungen hierfür notwendig sind.

Literaturverzeichnis

1. Rosin, R., Glitz, P., Borges, H., Lorenz, G. (1991): Gebäudetypologie und spezifischer Energiebedarf für den Wohnungsbestand in den neuen Bundesländern, IKARUS-Bericht Nr. 5-06, Forschungszentrum Jülich GmbH
2. Gülec, T., Kolmetz, S., Rouvel, L. (1993): Nutzenergiebedarf für Raumwärme in der Bundesrepublik Deutschland (alte und neue Bundesländer, 1989), IKARUS-Bericht Nr. 5-11, Forschungszentrum Jülich GmbH
3. Ebel, W., Eicke, W., Feist, W., Gabler, W. (1991): Ergänzungen zur Studie „Energiesparpotential im Gebäudebestand“, Bericht BMFT TP 5.02.1, Oktober 1991, Institut Wohnen und Umwelt (IWU) Darmstadt, 1991.
4. Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G., Hille, M. (2000): Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050, Jülich 2000
5. Kleemann, M., Heckler, R., Kraft, A., Kuckshinrichs, W. (2003): Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 34, Jülich
6. Kleemann, M., Krüger, B., Heckler, R. (2001): Auswirkungen der Wärmebedarfsentwicklung auf Versorgungsunternehmen, Jülich (nicht veröffentlicht)
7. Kluitmann, S., Lemken, H., Nieken, G., Widera, A. (1998): Optimierungsmodul für das IKARUS-Raumwärmemodell, Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Lehrstuhl für Unternehmensforschung
8. Kunz, I. (1996): Klimaschutz durch CO₂-Minderung im Raumwärmebereich, Potentiale und Hemmnisse – dargestellt am Beispiel der Stadt Bonn, Geographische Institute der Universität Bonn

9 Neue Technikkonzepte im Verkehrssektor

Josef Brosthaus, Ralf Kober, Jochen Linßen und Manfred Walbeck

9.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Im Teilvorhaben Verkehr konnte das IKARUS-Instrumentarium im Laufe der zurückliegenden Anwendungsphase zu einem leistungsfähigen Werkzeug ausgebaut werden. Durch die Einbindung des Nachfragegenerators Verkehr in das Makroökonomische Informationssystem MIS ist eine Konsistenz der Datensätze sichergestellt, da basierend auf den sozioökonomischen und demografischen Rahmendaten die Verkehrsnachfrage generiert werden kann. In Verbindung mit dem Teilmodell Verkehr lassen sich detaillierte Analysen der Zusammenhänge im Verkehrssektor durchführen und Verkehrsleistungen, Fahrleistungen, Energieverbräuche, Emissionen und Kosten bilanzieren.

Die Abbildung 9.1 verdeutlicht die Struktur des Verkehrsmodells. Die Rahmendaten wie Verkehrsleistung und Besetzungs- bzw. Beladungszahlen, Kostendaten und die Technikdaten sind für das Basisjahr 2000 und die Szenario-Stützjahre 2005, 2010, 2020 und 2030 abgelegt. Ausgehend von der Verteilung der Personen- bzw. Güterverkehrsleistungen auf die Verkehrsarten im Nah- und Fernverkehr werden die Emissionen, Energieverbräuche und Kosten in der Verteilungsrechnung und der anschließenden Bilanzierungsrechnung kalkuliert. Die Detailergebnisse werden dann in einem Aggregationsschritt zusammengefasst. Die aggregierten Daten bilden die Grundlage für die Rechnungen im Verkehrsbe- reich mit dem IKARUS-LP-Modell. Es können die Energieverbräuche, die Kosten und die klimawirksamen Emissionen Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O) sowie die gesetzlich limitierten Schadgase Kohlenmonoxid (CO), Stickstoffoxide (NO_x), Nichtmethankohlenwasserstoffe (NMKW) und Partikel bilanziert werden. Die hinterleg- ten Schwefeldioxyd-Emissionen (SO_2) wurden in Abhängigkeit von den zu erwartenden Kraftstoffqualitäten angepasst.

Maßgebend für die Relevanz der klimawirksamen Emissionen des Verkehrs ist das Protokoll der UN-Klimakonferenz von Kyoto. Darüber hinaus wird die Entwicklung der Fahrzeugtechnik durch das Konzept der „Nachhaltigen Entwicklung“ geprägt. Unter den genannten Rahmenbedingungen ist in dem hier betrachteten Prognosezeitraum bis zum Jahr 2030 eine Steigerung der Antriebswirkungsgrade und eine Minderung der Fahrwi- derstände und des Fahrzeuggewichts zu erwarten. Die Höhe möglicher Einsparungen ist

dabei stark von dem Potenzial der Einzeltechniken und dem Entwicklungsstand der Antriebe abhängig.

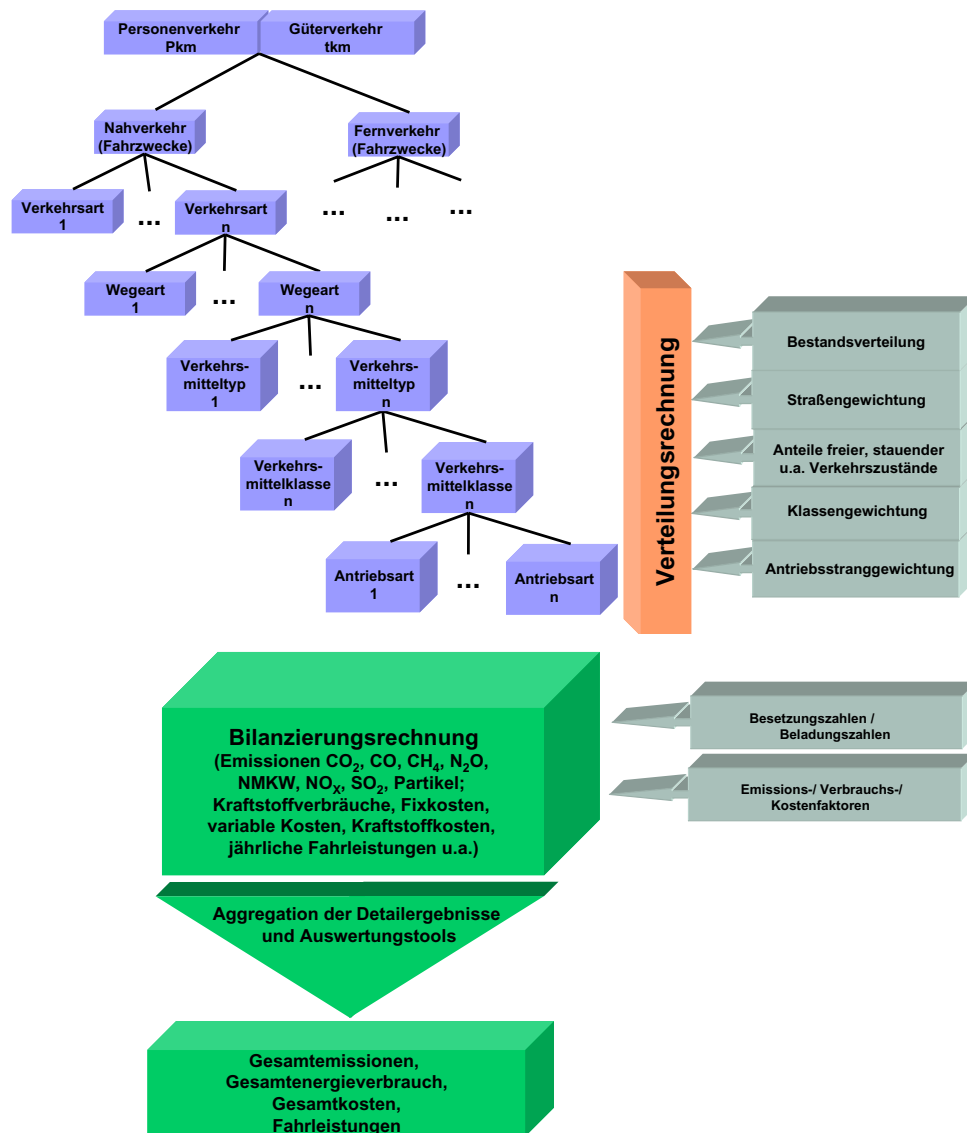


Abb. 9.1: Struktur und Rechenablauf des Verkehrsmodells

Der im Vergleich zu anderen Sektoren, z.B. Industrie- oder Umwandlungsbereich, relativ kurze Erneuerungszyklus der Techniken im Verkehrsbereich sowie die Erweiterung des Datensatzes um das Analysejahr 2030 führt dazu, dass alternative Antriebskonzepte im Rahmen der Aktualisierung der IKARUS-Instrumente verstärkt Bedeutung erlangen können. Hierzu zählen die bereits im Praxiseinsatz befindlichen alternativen Kraftstoffe Flüssiggas (LPG; liquified petrol gas), Erdgas (CNG; compressed natural gas, Speicherdruck 200 bar), Methanol und Rapsmethylester (RME) in Verbindung mit ottomotorischer bzw. dieselmotorischer Verbrennung. Darüber hinaus werden alternative Antriebskonzepte, wie z.B. die Hybridisierung von Fahrzeugantrieben durch den Einsatz von elektrischen Energiespeichern und Elektromotoren in Verbindung mit Verbrennungsmotoren, sowie Fahrzeuge mit reiner Elektro-Traktion für den mobilen Einsatz betrachtet. Zu den Elektro-Fahrzeugen kann auch die Kategorie der Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge gezählt werden, da bei diesem Antriebskonzept die chemisch gespeicherte Energie des Wasserstoffs von der Brennstoffzelle direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Wird ein anderer Sekundärenergieträger als Wasserstoff verwendet, muss Wasserstoff zunächst in einem vorgelagerten Reforming-Prozess erzeugt werden.

9.2 Weiterentwicklung konventioneller Antriebstechniken

Die konventionellen Fahrzeugantriebe im Straßenverkehr auf der Basis von Verbrennungsmotoren, die elektrischen Antriebe im Bereich des Schienenverkehrs und die Jet- sowie Turboprop-Antriebe im Luftverkehr sind in ihrem Entwicklungsstand weit fortgeschritten. Es steht eine Reihe von alternativen Antriebstechniken und Kraftstoffen zur Verfügung bzw. kann verfügbar gemacht werden. Der für das Verkehrsmodell erstellte Datensatz weist den verschiedenen Techniken Verbrauchs- und Emissionsfaktoren sowie Kosten und Bestandsentwicklungen über einen Zeithorizont von 30 Jahren zu. Nachfolgend wird auf die unterstellten Entwicklungen und Rahmenbedingungen näher eingegangen, die maßgebend für die Generierung des Technikdatensatzes sind.

9.2.1 Straßenverkehr

Im Straßenverkehr haben sich Otto- und Dieselmotor als Antriebstechniken etabliert. Kontinuierliche Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Verbrennungstechnik führten bei beiden Motorarten zu einem hohen technischen Entwicklungsstand.

Beim Ottomotor führten z.B. die Zündoptimierung, eine verbesserte Ventilsteuerung oder die Saugrohr-Kraftstoffeinspritzung zu deutlichen Verbrauchsreduktionen. Neben der Gewichtseinsparung durch stofflichen und konstruktiven Leichtbau und der Reduktion

von Fahrwiderständen wird der Einsatz der Benzin-Direkteinspritzung nach den heutigen Erwartungen einen weiteren Verbrauchsrückgang möglich machen.

In der Abbildung 9.2 sind verschiedene Reduktionspotenziale des Kraftstoffverbrauchs am Beispiel eines Volkswagen Lupo 1,4 l in Abhängigkeit von den jeweiligen technischen Maßnahmen dargestellt. Den Messungen lag der europäische Fahrzyklus EDC (European Driving Cycle) zur Ermittlung der Verbrauchswerte zu Grunde.

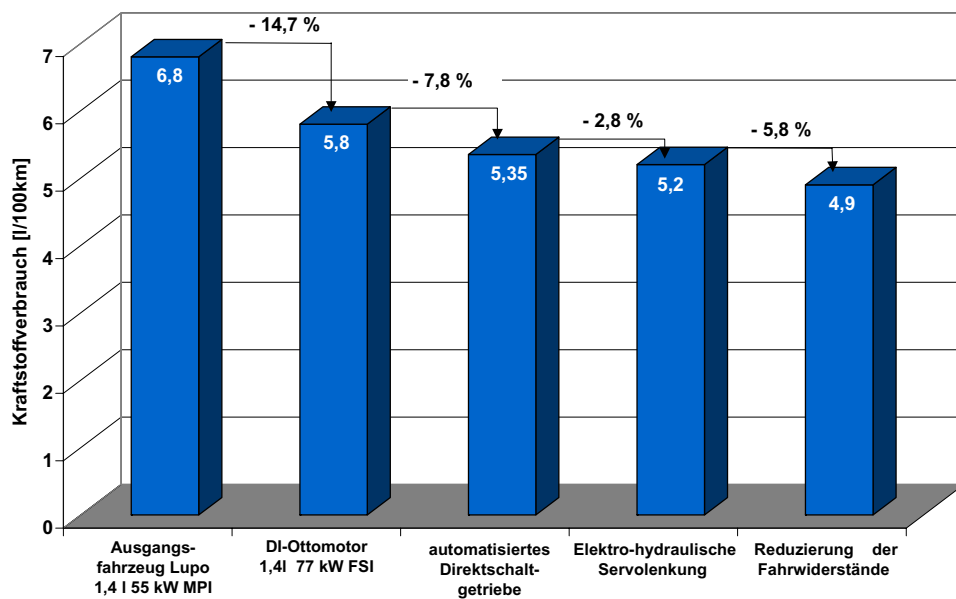


Abb. 9.2: Minderungspotenziale technischer Maßnahmen am Beispiel VW Lupo 1,4 l [9] (MPI: multi point injection, FSI: fuel stratified injection)

Der Zielkonflikt der Benzin-Direkteinspritzung ergibt sich aus dem verbrauchsarmen Betrieb mit Luftüberschuss, der jedoch im Verbrennungsprozess selber zu steigenden Stickoxidemissionen führt. Durch den Einsatz von DeNO_x -Katalysatoren und alternierenden Betriebsmodi, können die Stickoxide weiter reduziert werden. Die Verwendung dieser Katalysatoren erfordert den Einsatz schwefelfreier Kraftstoffe (Schwefelgehalte < 10 ppm), da Schwefelverbindungen die aktive Katalysatorfläche passivieren und somit der Rückhalte- und Umwandlungsgrad des DeNO_x -Katalysators reduziert wird.

Der Dieselmotor, der heute fast ausschließlich in Neufahrzeugen insbesondere im Straßengüterverkehr als direkteinspritzender Selbstzünder ausgeführt wird, kann derzeit seinen Anteil am Bestand der Fahrzeuge einerseits auf Grund seines spezifisch niedrigeren Kraft-

stoffverbrauchs und den daraus unter Berücksichtigung der sonstigen Fixkosten niedrigeren Betriebskosten erhöhen. Auf der anderen Seite werden durch den Einsatz modernster Einspritz- und Motormanagementsysteme Vorteile bei der Fahrzeug-Performance wie hohes Drehmoment bei niedrigen Drehzahlen erreicht. Insgesamt führt das zu einer höheren Akzeptanz und zu deutlich steigenden Zulassungszahlen von Dieselfahrzeugen.

Durch Verbesserungen der Einspritzsysteme wie zum Beispiel Common-Rail-Technik oder die Pumpe-Düse-Technik und des Motormanagements können Dieselverbräuche unterhalb von 3 l/100 km im europäischen Fahrzyklus bei kleinen Fahrzeugen in gewichtsreduzierter Bauform realisiert werden. Die folgende Abbildung 9.3 gibt die unterstellte Entwicklung der Kraftstoffverbräuche im Basis-Szenario für den Bestand der Diesel- bzw. Benzin-Fahrzeuge wieder. Hierbei sind die Fahrzeugbestände in kleine, mittlere und große Fahrzeugkategorien unterteilt. Den Verbrauchsfaktoren liegt ein repräsentatives Verkehrsmuster zu Grunde, nicht der synthetisch generierte europäische Fahrzyklus.

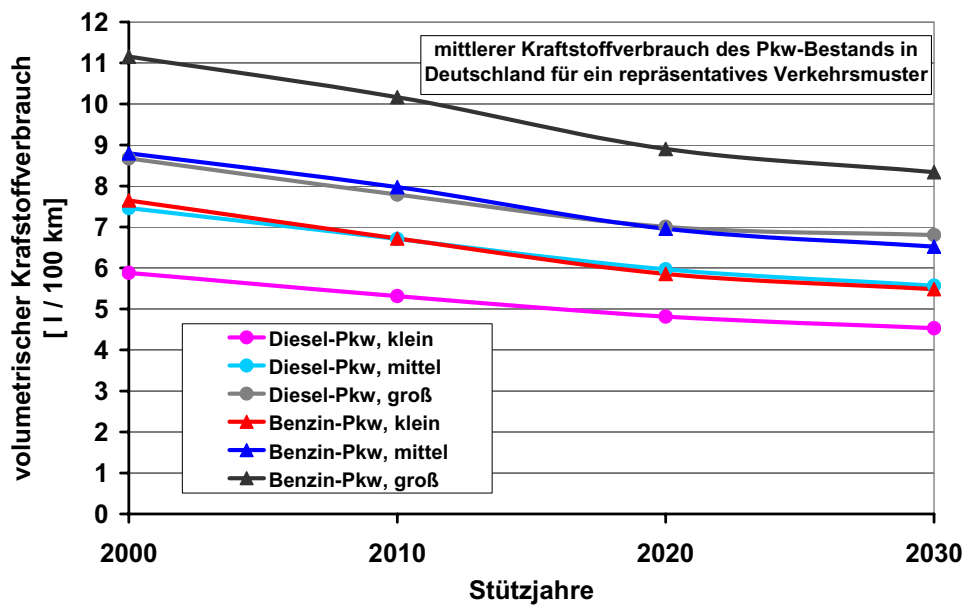


Abb. 9.3: Unterstellte zeitliche Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs im Bestand für ein repräsentatives Verkehrsmuster im Basis-Szenario

Die für die Selbstzünder charakteristische Verbrennung im überstöchiometrischen Bereich, die sich verbrauchsmindernd auswirkt (vgl. Abbildung 9.3), erhöht die Entstehung von Stickstoffoxidemissionen. Aus diesem Grund werden auch in Zukunft zur Einhaltung

strengerer Abgasvorschriften DeNO_x-Katalysatoren in Dieselfahrzeugen verstärkt Anwendung finden. Darüber hinaus stehen außermotorische Abgasnachbehandlungstechniken wie Partikelfilter, Selektive Katalytische Reduktion (SCR) etc. zur Verfügung, mit denen die kritischen Partikel- und NO_x-Emissionen bei der dieselmotorischen Verbrennung bis hin zu 90 % im Vergleich zu heutigen Dieselfahrzeugen reduziert werden können.

Die Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte der limitierten Schadgase von Personenkraftwagen wird durch eine Emissionsmessung vor der Inverkehrbringung der Fahrzeuge überprüft. Zusätzlich müssen alle Fahrzeuge ab der Abgasnorm EURO 3 je nach Antrieb mit einer On-Board-Diagnose (OBD) ausgerüstet werden. Ein OBD-System bezeichnet ein an Bord des Fahrzeugs installiertes Diagnosesystem zur Emissionsüberwachung. Darüber hinaus müssen die Fahrzeughersteller einen Nachweis über die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für 5 Jahre oder eine Laufleistung von 80.000 km bei Benzin- bzw. 100.000 km bei Diesel-Fahrzeugen erbringen.

Die Emissionen werden auf einem Rollenprüfstand innerhalb eines Fahrzyklus gemessen, der die Sollgeschwindigkeiten des Fahrzeugs über einem Zeitverlauf vorgibt. Der synthetische Charakter des in Europa verwendeten Europäischen Fahrzyklus (EDC) führt im Vergleich zum realen Fahrzeugbetrieb zu Abweichungen im Verbrauch und bei den Emissionen, so dass zur Beschreibung des Endenergieverbrauchs und der Emissionen im Straßenverkehr Emissionsfaktoren von realitätsnahen Verkehrsmustern hinterlegt werden müssen. Diese Faktoren wurden dem Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs [13] entnommen. Die deutschen und europäischen Grenzwerte der Emissionen für Benzin- und Diesel-Pkw im Europäischen Fahrzyklus und deren weitere Verschärfung sind in der Abbildung 9.4 und 9.5 dargestellt.

Die dargestellte, bereits beschlossene Abgasgesetzgebung wird den Einsatz der genannten technischen Maßnahmen bei Pkws erforderlich machen. Darüber hinaus werden derzeit in der EU weitere Überlegungen zur Fortführung der Abgasgesetzgebung über den Zeitpunkt 2005 für Pkw-Fahrzeuge angestellt, die eine weitere Emissionsreduktion erwarten lässt. Bei Dieselmotor-Pkw ist eine Verschärfung der Grenzwerte für NO_x und Partikel über die vierte Stufe der Abgasgesetzgebung hinaus in der Diskussion [12].

Die Abgasgesetzgebung für schwere Nutzfahrzeuge bezieht sich derzeit nur auf den Test von Motoren, die in definierten Betriebszuständen auf die einzuhaltenden Grenzwerte bezüglich der limitierten Emissionen getestet werden. Folglich sind die Grenzwerte, die in Abbildung 9.6 dargestellt sind, nicht spezifisch pro Kilometer sondern spezifisch für die abgegebene mechanische Antriebswellenenergie hinterlegt.

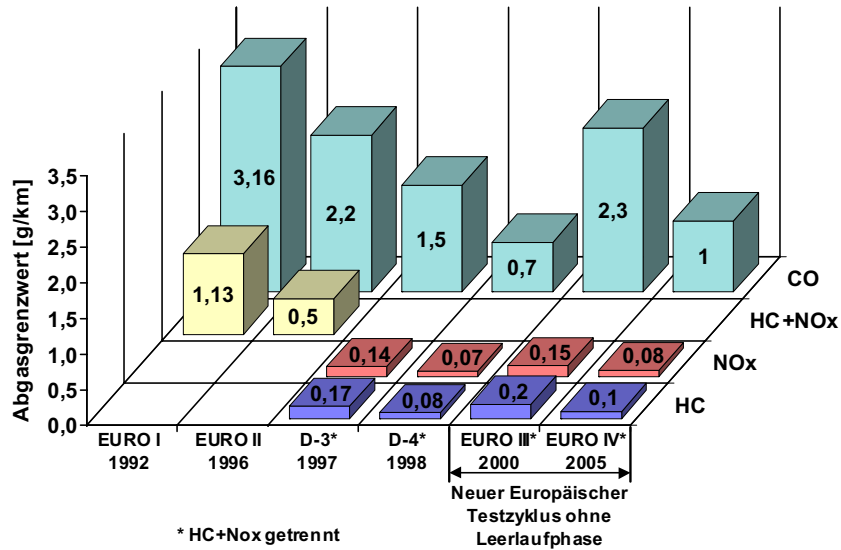


Abb. 9.4: Zeitliche Entwicklung der Grenzwerte für limitierte Emissionen im Pkw-Bereich mit Ottomotor-Antrieb

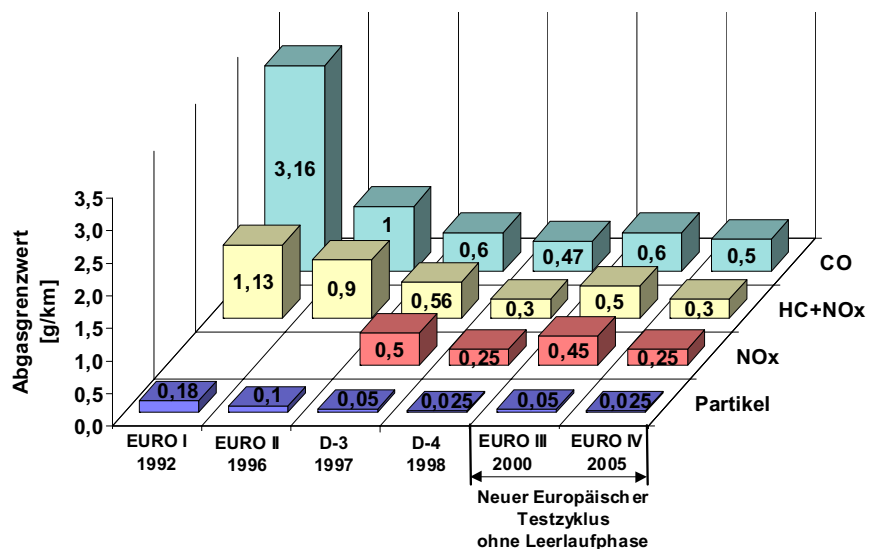


Abb. 9.5: Zeitliche Entwicklung der Grenzwerte für limitierte Emissionen im Pkw-Bereich mit Dieselmotor-Antrieb

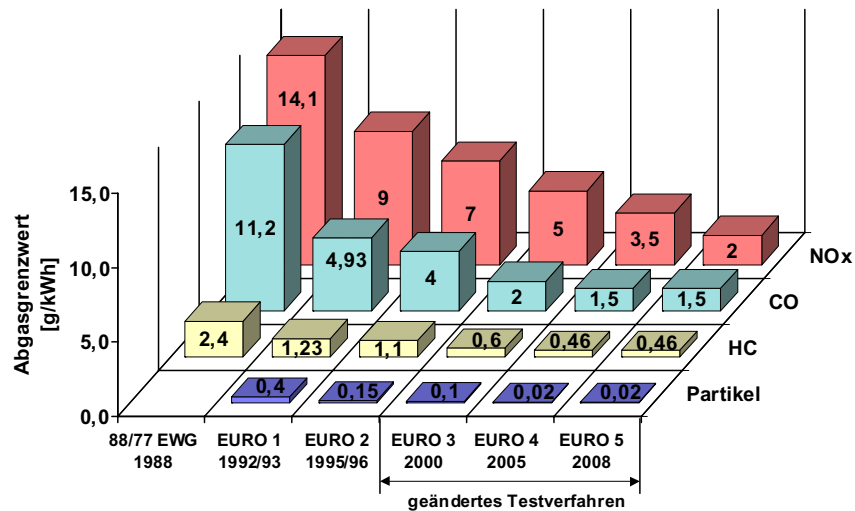


Abb. 9.6: Zeitliche Entwicklung der Grenzwerte für limitierte Emissionen im Nutzfahrzeug Bereich für eine Leistung größer 85 kW

Im Vergleich zur Abgasgesetzgebung im Pkw-Bereich ist eine weitere Verschärfung der Grenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge nach dem Jahr 2005 (Stufe 5 im Jahr 2008) vorgesehen. Diese schreibt eine Halbierung der Stickoxid-Emissionen vor. Darüber hinaus ist derzeit eine weitere Verschärfung der Partikelemissionsgrenzwerte im Gespräch [12]. Diese Anforderungen werden den Einsatz von außermotorischen Maßnahmen wie z.B. Partikelfilter oder Selektive Katalytische Reduktion (SCR) zur Abgasnachbehandlung notwendig machen.

9.2.2 Schienenverkehr

Der Schienenverkehr wird heute durch die Elektro- und Dieseltraktion als konventionelle Antriebstechnik dominiert. Die Hauptlast liegt bei der Elektro-Traktion, die zur Zeit gut 75 % der gesamten Zug-km erbringt. Diese Traktionsart hat den Vorteil, dass lokal weder klimawirksame Gase noch Schadgase emittiert werden. Die durch die Elektro-Traktion anfallenden Emissionen hängen von der Bereitstellung und Verteilung der elektrischen Energie ab. Die im Basis-Szenario unterstellte Reduktion des Energiebedarfs des dieselgetriebenen Schienenverkehrs ist in Abbildung 9.7 im Zeitverlauf dargestellt. Erwartet werden Reduktionen bis zu 25 % beim Kraftstoffverbrauch und den damit zusammenhängenden Abgasemissionen.

Da unterschiedliche Zuggattungen unterschiedliche Anforderungen an die Antriebseinheit stellen, müssen Aussagen bezüglich des Energieverbrauchs und der Emissionen den jeweiligen Einsatzzweck und die damit verbundenen Fahrmuster berücksichtigen. Es wird unterschieden zwischen Nah-, Fern- und Rangierverkehr sowie den Zuggattungen des IC, ICE und prognostisch dem Trans- resp. Metrorapid.

Grundsätzlich können auch im dieselbetriebenen Schienenverkehr ähnliche schadstoffmindernde Maßnahmen angewandt werden wie bei schweren Nutzfahrzeugen. Jedoch wirken sich technische Emissionsminderungsmaßnahmen im Vergleich zum Straßenverkehr erst langfristig aus, da zum einen bisher im Schienenverkehr keine Abgasgrenzwerte existieren, und zum anderen die lange Lebensdauer (in etwa 30 Jahre) dieser Fahrzeuge eine relativ langsame Bestandserneuerung erwarten lässt.

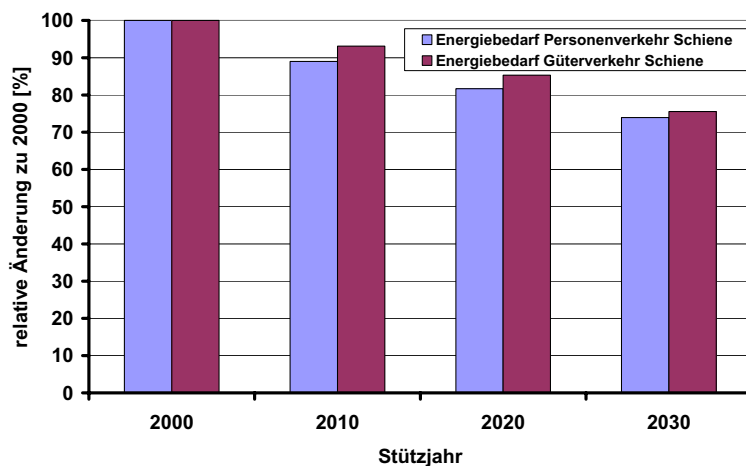


Abb. 9.7: Unterstellte Entwicklung des Energiebedarfs des dieselbetriebenen Schienenverkehrs im Basis-Szenario

9.2.3 Luftverkehr

Als konventionelle Antriebstechniken im Luftverkehr werden fast ausschließlich Turbinenantriebe im reinen Strahlantrieb (Jet) oder in Verbindung mit einem Propellervortrieb (Turboprop) eingesetzt. Lässt man die überwiegend im Sportfliegerbereich anzutreffenden, mit Flugbenzin betriebenen Kolbenmotorflugzeuge außer Acht, so wird im zivilen Luftverkehr absehbar weiterhin nur Kerosin eingesetzt.

Ausschlaggebend für den Energieverbrauch und die Abgasemissionen ist die Weiterentwicklung der Triebwerke, des Flugzeugkörpers sowie die Flottendurchdringung neuer Techniken.

Die Gesamtleistung der Triebwerke resultiert aus dem Vortrieb durch die heißen Gase der Brennkammer und dem Schub des um das Kerntriebwerk geführten Nebenstroms. Bei den heutigen Triebwerken liegt das Nebenstromverhältnis (Luft im Nebenstrom/Luft im Kerntriebwerk) bei ca. 7, in Einzelfällen bei bis zu 10. Eine weitere Erhöhung zur Vortriebsverbesserung würde zu noch größeren Außendurchmessern des Triebwerkes und damit zu größeren Umfangsgeschwindigkeiten der Turbinenschaufeln an der Luft Eintrittsseite führen. Der Umfangsgeschwindigkeit sind sowohl werkstoffseitig als auch aus Lärmschutzgründen Grenzen gesetzt. Um dennoch die Effizienz zu steigern und den Vortrieb aus dem Nebenstrom zu erhöhen, arbeiten die Triebwerkshersteller an der Entwicklung sogenannter Propfans. Diese stellen eine Kombination aus Strahltriebwerk und Turboprop dar, die auf Grund ihrer Profilgestaltung sehr hohe Vortriebswirkungsgrade bei einem Nebenstromverhältnis bis zu 20 ermöglichen (siehe Abbildung 9.8).

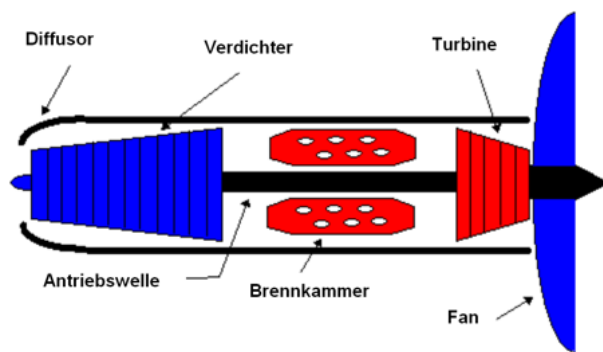


Abb. 9.8: Schematische Abbildung eines Turbinen-Luftstrahltriebwerkes

In Verbindung mit den angestrebten Gewichtsreduzierungen und der Laminarisierung der Flügelprofilumströmung können Kraftstoffverbrauchsreduktionen und damit einhergehende CO_2 -Abnahmen bis zu 35 % bezogen auf den heutigen Stand erwartet werden. Mit dieser prognostizierten Kraftstoffverbrauchsabnahme sind nahezu lineare Reduktionen von CO und NMKW-Emissionen zu erwarten, während die NO_x -Emissionen auf Grund verbrennungstechnischer Vorgänge weniger stark abnehmen.

9.2.4 Schiffsverkehr

Im Rahmen des IKARUS-Projektes wird ausschließlich der Gütertransport im Binnenschiffsverkehr betrachtet. Die transportierten Gütermengen werden nach maximaler Tragfähigkeit und Tiefgang den unterschiedlichen Größenklassen der Motorschiffe bzw. der

Schubverbände (Leichtern) zugewiesen. Den Kraftstoffverbrauchs- und Abgasemissionsberechnungen liegen Annahmen über die Schiffsbewegungen auf „fließendem Gewässer“ (z.B. Rhein) bzw. „staugeregeltem Fluss“ oder „Kanal“ zu Grunde.

Als konventionelle Antriebstechnik wird ausschließlich der Dieselmotor eingesetzt, so dass auch im Schiffsverkehr grundsätzlich Reduktionspotenziale zu erwarten sind. Da die Schiffe aber bis zu einer Lebensdauer von 50 Jahren auf den deutschen Binnenwasserstraßen eingesetzt werden, wird die Bestandsdurchdringung neuer, effizienter Techniken über einen vergleichsweise langen Zeitraum erfolgen.

Für das Basis-Szenario wurde bezüglich der zeitlichen Entwicklung eine Energieverbrauchsreduktion laut Abbildung 9.9 angenommen.

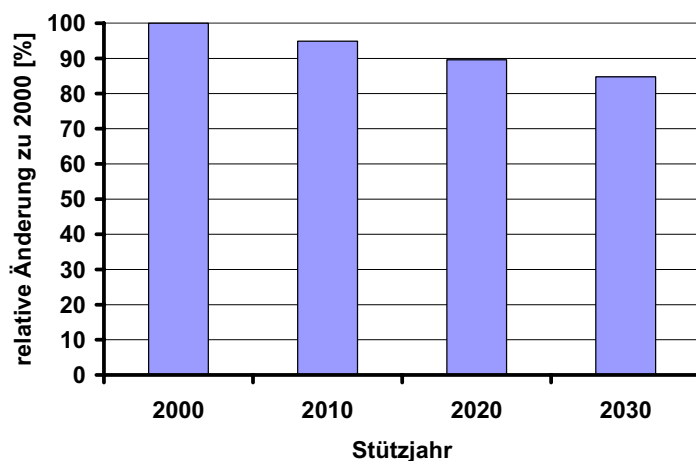


Abb. 9.9: Angenommene Entwicklung der Energieverbräuche des Schiffsverkehrs im Basis-Szenario

9.3 Alternative Antriebstechniken

Das Bestreben, nachhaltige Mobilität zu sichern, hat in den zurückliegenden Jahren die Forschung und Entwicklung alternativer Antriebstechnologien und Kraftstoffe vorangetrieben. Dabei haben die Schonung der Umwelt und die Verringerung der Abhängigkeit des Verkehrs von endlichen Ressourcen mit dem Fernziel der emissionsfreien Mobilität oberste Forschungspriorität. Eine mögliche technische Maßnahme zur Erreichung dieser Zielsetzung kann der Einsatz alternativer Antriebstechniken und/oder die Verwendung regenerativ erzeugter Kraftstoffe sein.

9.3.1 Verbrennung alternativer Kraftstoffe

Die Einführung von emissionsarmen bzw. -freien Kraftstoffen im Verkehrsbereich könnte einen wesentlichen Beitrag zur Minderung von klimawirksamen Gasen als auch von Luftschadstoffen leisten. Die Palette möglicher Kraftstoffe im Verkehrsmodell reicht von der Mischung von Propan und Butan (LPG, Liquid Petrol Gas) über Alkohole wie z.B. Methanol, Erdgas bis hin zu Pflanzenölen beziehungsweise ihren Derivaten und zum Wasserstoff.

Der Einsatz von Erdgas, derzeit üblicher Weise gespeichert bei einem Druckniveau von 200 bar, führt zu spezifischen Schadstoffemissionen, die niedriger sind als bei Benzin- oder Dieselfahrzeugen, so dass ihr Einsatz insbesondere im innerstädtischen Verkehr zur Verringerung der lokalen Luftschadstoffe beitragen kann. Lediglich bei den Methan Emissionen sind höhere Emissionen zu erwarten. Die vergleichsweise aufwendige Speicherung des Kraftstoffs im Fahrzeug ist mit Mehrkosten für das Fahrzeug selbst verbunden, die jedoch je nach Marktpreislage durch geringere Treibstoffkosten kompensiert werden können. Gegen einen flächendeckenden Einsatz erdgasbetriebener Fahrzeuge sprechen zur Zeit noch die unzureichende Tankstellen Infrastruktur und die im Vergleich zu Benzin- und Dieselfahrzeugen eingeschränkten Reichweiten der angebotenen Fahrzeuge.

Eine derzeit diskutierte Alternative zu konventionellen Kraftstoffen sind synthetisch erzeugte Kraftstoffe. Diese sogenannten Gas-to-Liquids (GTL) werden derzeit überwiegend aus Erdgas nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren hergestellt. Weiterhin ist eine Erzeugung aus Biomassen möglich und denkbar, die eine CO₂-freie bzw. -arme Option der Kraftstoffherzeugung darstellt. Die Verbrennung dieser GTL Kraftstoffe weist deutlich verbesserte Eigenschaften gegenüber der Nutzung herkömmlicher Mineralölprodukte auf, da die Anteile von Komponenten wie z.B. Schwefel oder Aromate wesentlich geringer sind. Vorteile bietet dieser Kraftstoff insbesondere in Ländern, die über Gasüberschüsse verfügen und keine ausreichenden Einsatz- bzw. Absatzmöglichkeiten für Erdgas besitzen.

Viele Entwicklungen konnten sich auf Grund wirtschaftlicher Gegebenheiten am Markt bisher nicht durchsetzen. In Deutschland haben bis heute lediglich komprimiertes Erdgas, Flüssiggas und Rapsölmethylester (RME auch als Biodiesel bezeichnet) eine Nischenanwendung gefunden.

Als Alternative zum Hubkolbenmotor werden seit geraumer Zeit Fahrzeuge mit Elektromotor entwickelt. Hierbei wird ein Elektromotor für den Fahrzeugantrieb genutzt, wobei die elektrische Energie in Batterien gespeichert wird. Diese alternative Antriebsart ist technisch beherrschbar und deren technische Ausführung ist bereits in zahlreichen Demonstrationsvorhaben erprobt worden. Nachteilig ist die derzeit sehr geringe Reichweite dieser Fahrzeuge, die durch die Leistungs- und Energiedichte der Batterie beschränkt ist. Der Vorteil der lokalen Emissionsfreiheit während des Betriebs und der Nachteil der geringen Reichweite begründen als bevorzugten Einsatzort hochbelastete Innenstadtbereiche.

In einer Gesamtbilanzierung schneidet das Elektro-Fahrzeug nur dann besser als vergleichbare Fahrzeuge mit konventionellen Verbrennungsmotoren ab, wenn die Stromerzeugung weitgehend emissionsfrei erfolgt, im Idealfall regenerativ. Unter Zugrundelegung der Emissionen des deutschen Kraftwerksmixes entstehen für das Elektro-Fahrzeug bezogen auf die gesamte Energieumwandlungskette Emissionen, die sich in ähnlichen Bereichen wie vergleichbare moderne Verbrennungsmotor-Fahrzeuge befinden.

9.3.2 Hybrid-Konzepte

Um die lokalen Umweltvorteile des Elektro-Fahrzeuges mit der Reichweite der Verbrennungsmotor-Fahrzeuges zu kombinieren, werden seit längerer Zeit sogenannte Hybrid-Fahrzeuge erprobt. Hierunter versteht man Fahrzeuge, bei denen zwei unterschiedliche Antriebssysteme gekoppelt werden, die aus mindestens zwei Energiespeichern und -wandlern bestehen.

Prinzipiell können Hybrid-Konzepte eine Vielzahl möglicher Antriebsvarianten umfassen. Von wenigen Ausnahmen abgesehen werden jedoch ausnahmslos elektrische Antriebsformen mit Benzin- oder Dieselmotoren kombiniert. Unter der Zielsetzung, die Vorteile beider Antriebsarten zu nutzen, wird im innerstädtischen Bereich möglichst mit Elektro-Traktion gefahren. Neben dem Vorteil der lokalen Emissionsreduktion entfällt bei dieser Einsatzform der Betrieb des Verbrennungsmotors im Teillastbereich, der mit schlechten Wirkungsgraden einher geht. Grundsätzlich gibt es zwei Konzeptionen von Hybrid-Antrieben. Sie sind in der Abbildung 9.10 gegenüber gestellt.

Beim **parallelen Hybridbetrieb** sind der Verbrennungsmotor und der Elektromotor mechanisch mit den Antriebsrädern gekoppelt. Die beiden Antriebssysteme können sowohl einzeln als auch zusammen zum Fahrzeugvortrieb genutzt werden. Auf Grund der Leistungsaddition können beide Motoren verhältnismäßig klein ausgelegt werden. Sinnvollerweise wird der leistungstärkere Verbrennungsmotor für die Fahrt auf Außerortsstraßen und Bundesautobahnen genutzt und der Elektro-Antrieb für den Stadtverkehr. Vorteile gegenüber dem seriellen Hybrid ergeben sich durch den geringeren Bauaufwand, geringere Antriebsstranggewichte und niedrigere Kosten sowie relativ hohe Wirkungsgrade durch die direkte mechanische Koppelung. Nachteilig wirkt sich die geringe Reichweite der Elektro-Traktion aus.

Unter **seriellem Hybridantrieb** versteht man eine Reihenschaltung der Energiewandler, d.h., dass der Verbrennungsmotor nicht unmittelbar mit den Antriebsrädern mechanisch verbunden ist. Ein Generator wird vom Verbrennungsmotor angetrieben. Der so erzeugte Strom dient zum Vortrieb mittels Elektromotor bzw. zur Speicherung der Energie in einer Batterie. Die Batterie kann vergleichsweise klein dimensioniert werden und durch

die mögliche Aufladung während des Fahrbetriebes oder durch reinen Generatorbetrieb erhöht werden.

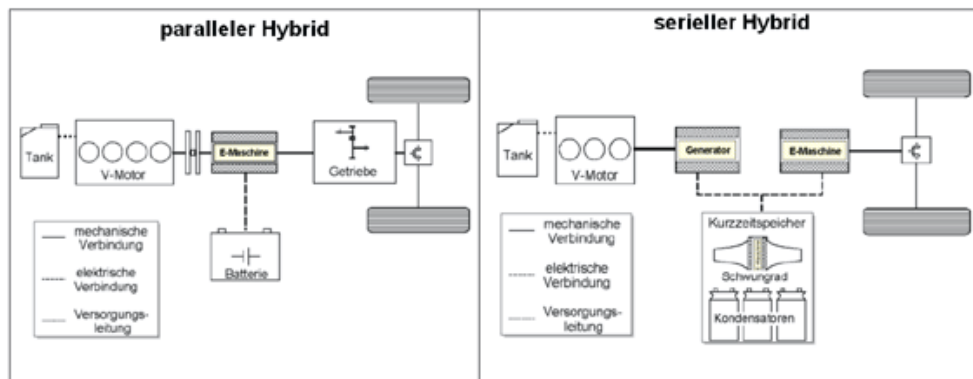


Abb. 9.10: Schematische Abbildung verschiedener Ausführungen von Hybrid-Fahrzeugen [8]

Gesamtbilanzierend zeigen die Ergebnisse, dass serielle Hybridantriebe zwar die Emissionssituation verbessern können, jedoch bedingt durch die Wirkungsgradkette von Verbrennungsmotor, Generator und Elektromotor einen niedrigeren Gesamtwirkungsgrad haben. Durch die Möglichkeit der Betriebspunktoptimierung des Verbrennungsmotors hinsichtlich Abgasemissionen und durch den Wegfall dynamischer Betriebsvorgänge können die Fahrzeugemissionen insgesamt stark reduziert werden. Darüber hinaus ermöglicht der serielle Hybridantrieb den Einsatz kontinuierlicher Verbrennungsverfahren, wie z.B. Gasturbine oder Sterlingmotor.

9.3.3 Brennstoffzellen-Elektroantrieb

Um den systembedingten Nachteilen der elektrischen Energiespeicherung aus dem Wege zu gehen, werden seit längerer Zeit von vielen Fahrzeugherstellern intensive Forschungen zur Serienreife von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen betrieben.

Bei der Entwicklung alternativer Antriebskonzepte kommt dem Energiewandler Brennstoffzelle in Verbindung mit einem elektromotorischen Antrieb in den letzten Jahren verstärkt Bedeutung zu. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen zählen zu der Kategorie der Elektro-Fahrzeuge. Die Bereitstellung der elektrischen Energie an Bord, die für den Betrieb des Traktionsmotors und der elektrischen Nebenaggregate des Fahrzeugs benötigt wird, übernimmt ein Brennstoffzellensystem. Die Speicherung der Energie wird durch einen Kraftstoff übernommen, der die benötigte Energie in chemisch gebundener Form mitführt.

Durch die Umwandlungsprozesse der Brennstoffzelle wird diese chemische Kraftstoffenergie direkt in elektrische Energie gewandelt. Die Speicherung der elektrischen Energie in Traktionsbatterien bei herkömmlichen Elektro-Fahrzeugen entfällt. Diese Systemvariante vereinigt einen guten Wirkungsgrad der Energiewandlungskette im Teillastbereich mit einer befriedigenden Reichweite des Fahrzeugs. Der für die „kalte Verbrennung“ der Brennstoffzelle benötigte Wasserstoff kann entweder direkt getankt oder beispielsweise an Bord aus Methanol reformiert werden.

Die Abbildung 9.11 zeigt die schematische Darstellung eines solchen Fahrzeuges. Hier wurde die Variante mit Methanol und Reformierungseinheit an Bord des Fahrzeuges gewählt.

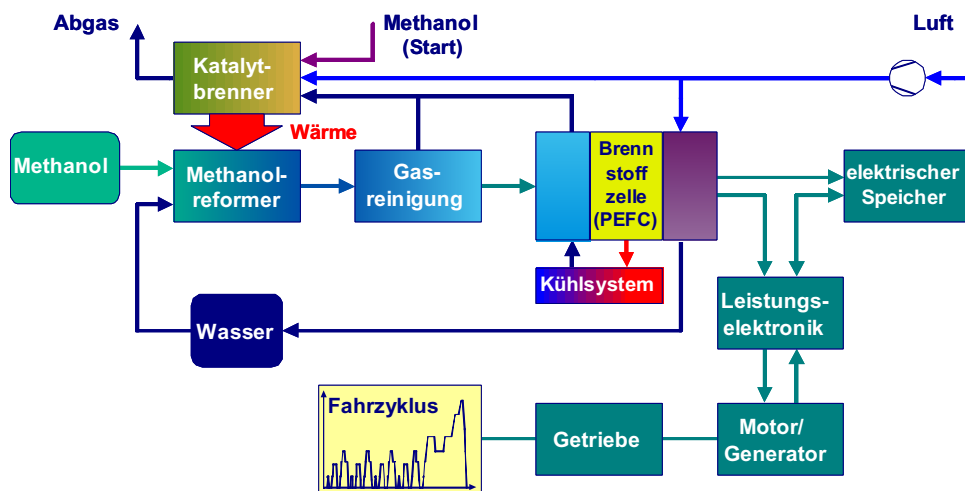


Abb. 9.11: Schematische Darstellung eines Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuges mit dem Kraftstoff Methanol [1]

Das Brennstoffzellen-System umfasst die Brenngaserzeugung bestehend aus Methanol-Dampfreformer, Katalytbrenner zur Wärmebereitstellung sowie einer Gasreinigung und das Brennstoffzellen-Subsystem inklusive der Nebenaggregate. Ein Brennstoffzellen-Elektrofahrzeug mit Wasserstoff als Kraftstoff ist in seinen Kernkomponenten mit denen eines methanolbetriebenen Fahrzeugs identisch. Bei der Wasserstoffvariante wird systemvereinfachend der Teil der Brenngaserzeugung durch einen Wasserstoff-Druckspeicher oder -Flüssigspeicher ersetzt.

Die technischen Systemanalysen von Brennstoffzellen Antriebssystemen bezüglich Verbrauch und Emissionen wurden mit Hilfe von Simulationsmodellen [1] durchgeführt. Hier-

bei errechnet ein mathematisches Modell des Fahrzeugantriebs (längsdynamisches Fahrzeugmodell, Motor/Generator, Getriebe) für jeden Zeitschritt der Simulation den Bedarf an elektrischer Nettoleistung, die durch die Einheit Brennstoffzelle und Reformer bereit gestellt werden muss. Die Verbrauchs- und Emissionsergebnisse der längsdynamischen Simulationsrechnungen wurden zu Verbrauchs- und Emissionsfaktoren typischer Verkehrsmuster aggregiert.

Das Brennstoffzellen-Fahrzeug zeichnet sich insgesamt durch niedrige Emissionen bzw. im Wasserstoffbetrieb durch Emissionsfreiheit im Fahrzeugbetrieb aus. Weiterhin werden für den Kunden akzeptable Reichweiten der Fahrzeuge prognostiziert. Die Problematik der Verschiebung von Emissionen des Fahrzeugbetriebs in den Bereich der vorgelagerten Kraftstoffkette bei einer nicht regenerativen Erzeugung des Kraftstoff besteht auch bei den Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen.

9.4 Bereitstellung neuer Kraftstoffe

Ein Vergleich von Emissionen und Energieverbräuchen ist nur vollständig, wenn die bei der Gewinnung, Herstellung und Verteilung der Kraftstoffe anfallenden Emissionen und Energieverbräuche mit berücksichtigt werden. Die Bilanzierung umfasst

- die Förderung (Erschließung, Förderung und Aufbereitung der Primärenergieträger),
- den Ferntransport (Ferntransport der Primär- bzw. Sekundärenergieträger mit Pipeline oder Tankschiff),
- den Regionaltransport (Regionale Verteilung der Primär- bzw. Sekundärenergieträger mit Pipeline oder Lkw) und
- die Umwandlung (Herstellung des Sekundärenergieträgers und Konditionierung des Sekundärenergieträgers, Kompression bzw. Verflüssigung).

Die CO₂-Emissionen der Kraftstoffbereitstellungskette für eine Auswahl an Kraftstoffen ist in Tabelle 9.1 zusammengefasst. Für die vorgelagerten Emissionen der Stromerzeugung wurde der Mix des deutschen Kraftwerksparks angesetzt. Die Zahlen für die Strombereitstellung (Berücksichtigung des Bedarfs an elektrischer Energie der Bahn u. a. ohne Verluste in den Verteilungsnetzen der Verkehrsträger) wurden der Prognos-Studie [10] entnommen.

Für die Bereitstellung von komprimierten Wasserstoff bzw. Methanol wurde die Erzeugung auf Basis Erdgas mit einer Herstellung in großtechnischen Anlage inklusive Transport und Verteilung angesetzt. Diese Pfade weisen auf Grund der fossilen Erzeugung der Endenergieträger hohe CO₂-Emissionsfaktoren auf. Die Einbindung von regenerativen Energien in die Erzeugungsstruktur kann zu einer Absenkung der vorgelagerten Emissionen

beitragen. Eine solche Emissionsreduktion durch den Einsatz regenerativer Energien zur Erzeugung von Wasserstoff und Methanol ist ab dem Jahr 2020 unterstellt. Die Emissionsfaktoren der konventionellen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin sowie Erdgas als möglichen Kraftstoff wurden den Quellen [1] und [7] entnommen und in ihrer Entwicklung fortgeschrieben.

Tabelle 9.1: Angenommene Entwicklung der CO₂-Emissionen unterstellter Kraftstoffbereitstellungsketten [1, 7, 10]

Kraftstoffart	Emissionsfaktor der vorgelagerten Kraftstoffbereitstellungskette [kg/MJ]			
	2000	2010	2020	2030
Benzin	0,014	0,015	0,015	0,015
Diesel	0,007	0,007	0,007	0,007
Kerosin	0,007	0,007	0,007	0,007
Strom	0,159	0,149	0,161	0,160
CNG (Erdgas 200 bar)	0,004	0,004	0,004	0,004
Wasserstoff (aus Erdgas)	0,085	0,085	0,056	0,056
Methanol (aus Erdgas)	0,025	0,025	0,017	0,017

Eine mögliche Beimischung von regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffen zu Benzin oder Diesel, die zur Senkung der CO₂-Emissionen beitragen kann, bleibt im Basis-Szenario unberücksichtigt. Der Einsatz von Rapsmethylester (RME) im Verkehrsbereich, der im Basis-Szenario Anteile von ca. 3 % am Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs erreicht, wird nach den Vereinbarungen des IKARUS-Projektes CO₂-neutral bilanziert.

9.5 Szenarien im Verkehrsbereich

Wie sich auf Grund der vorab beschriebenen und in den Datensätzen des Verkehrsmodells berücksichtigten Entwicklung der Fahrzeugtechnik die mögliche zukünftige Energienachfrage- und Emissionssituation darstellen könnte, wird im nachfolgenden Basis-Szenario erläutert, das im wesentlichen auf „business as usual“-Annahmen beruht.

9.5.1 Basis-Szenario

Ausgegangen wurde von den im IKARUS-Projekt vereinbarten Rahmenbedingungen bezüglich Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung. Hieraus errechnete sich mit dem

Nachfragegenerator Verkehr des makroökonomischen Informationssystems MIS die gemeinsam mit den Rahmenbedingungen in Tabelle 9.2 dargestellte Nachfrage an Personen- und Güterverkehrsleistung.

Für das Basis-Szenario wurden die vom Nachfragegenerator Verkehr des makroökonomischen Informationssystem MIS ausgewiesenen Daten für den Personenverkehr geringfügig nach unten korrigiert, wegen der in 2000 bis 2002 geringeren Verkehrsleistung gegenüber dem Startwert 1999. Außerdem wurden die ausgewiesene Flugverkehrsleistungen zu Lasten von Bahn und MIV stärker angehoben, um dem neu auf den Markt befindlichen Billigflugangeboten im Inlandsverkehr Rechnung zu tragen. Die ausgewiesenen Tonnenkilometer (tkm) wurden noch um den Güterflugverkehr ergänzt. Auf der Ebene der Verkehrsmittelarten ergaben sich so dann die in den Abbildung 9.12 und 9.13 dargestellten Verkehrsnachfragen für den Personen- bzw. Güterverkehr.

Tabelle 9.2: Demografische und volkswirtschaftliche IKARUS-Rahmendaten sowie errechnete Verkehrsnachfragen im Personen- und Güterverkehr

Rahmendaten	2000	2005	2010	2020	2030	2000	2005	2010	2020	2030
Bevölkerung [Mio.]	82,0	81,8	81,5	80,3	78,0					
jährliche Wachstumsrate Brutto-Inlandsprodukt		2,0 % (2000 / 2005)	1,8 % (2005 / 2010)	1,7 % (2010 / 2020)	1,3 % (2020 / 2030)					
Personenverkehr	Personenverkehrsleistung [Mrd. Pkm]					Anteile der Verkehrsträger				
zu Fuß	30,0	31,3	31,3	31,7	31,2	3,1%	3,0%	2,9%	2,7%	2,5%
Fahrrad	23,9	25,4	25,4	25,8	26,2	2,4%	2,4%	2,4%	2,2%	2,1%
MIV	731,2	771,6	790,1	846,0	888,2	74,6%	73,9%	73,3%	72,2%	71,2%
ÖPV	88,5	91,5	93,1	99,7	103,7	9,0%	8,8%	8,6%	8,5%	8,3%
Bahnpersonenverkehr	63,9	68,3	70,8	76,6	81,9	6,5%	6,5%	6,6%	6,5%	6,6%
Luftverkehr	42,7	56,4	68,0	92,6	115,6	4,4%	5,4%	6,3%	7,9%	9,3%
Gesamt	980,2	1044,5	1078,6	1172,4	1246,8					
Güterverkehr	Güterverkehrsleistung [Mrd. tkm]					Anteile der Verkehrsträger				
Lkw-Verkehr	346,3	384,0	434,2	532,3	620,7	70,8%	70,7%	70,9%	71,1%	71,3%
Bahngüterverkehr	76,0	81,8	91,2	110,6	128,8	15,5%	15,1%	14,9%	14,8%	14,8%
Binnenschiffsverkehr	66,5	77,3	86,7	105,3	121,4	13,6%	14,2%	14,2%	14,1%	13,9%
Gesamt	488,8	543,1	612,0	748,2	870,8					

Zu beachten ist, dass bei der Personenverkehrsleistung gegenüber anderen Szenarien wie z.B. [4] oder [10] der Fußgänger- und Fahrradverkehr mit ausgewiesen ist. Die Verkehrsleistungen des Flugverkehrs sind nach dem Inlandsprinzip bilanziert.

In Abbildung 9.14 ist die unterstellte Entwicklung der Personenverkehrsleistung des IKARUS-Basis-Szenarios aktuellen Prognosen gegenübergestellt. Wie man erkennt, liegt sie im Bereich der allgemein erwarteten Entwicklung, jedoch mit geringerer Plateaubildung nach 2020.

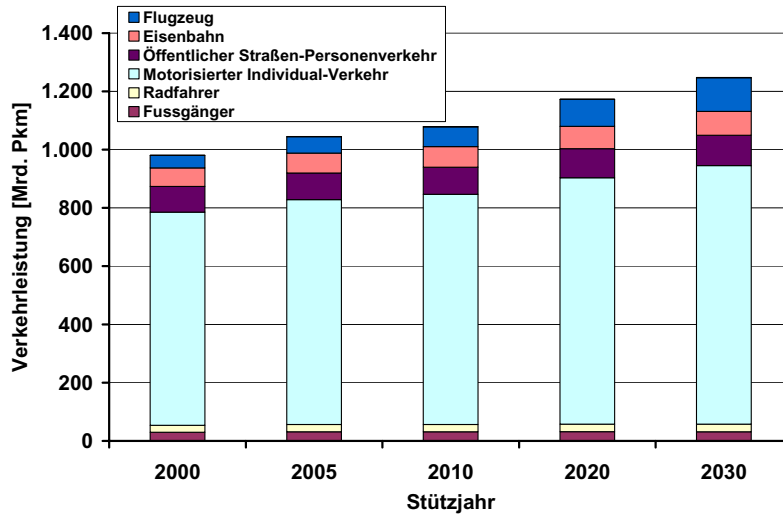


Abb. 9.12: Angenommene Entwicklung der Nachfragen im Personenverkehr im Basis-Szenario

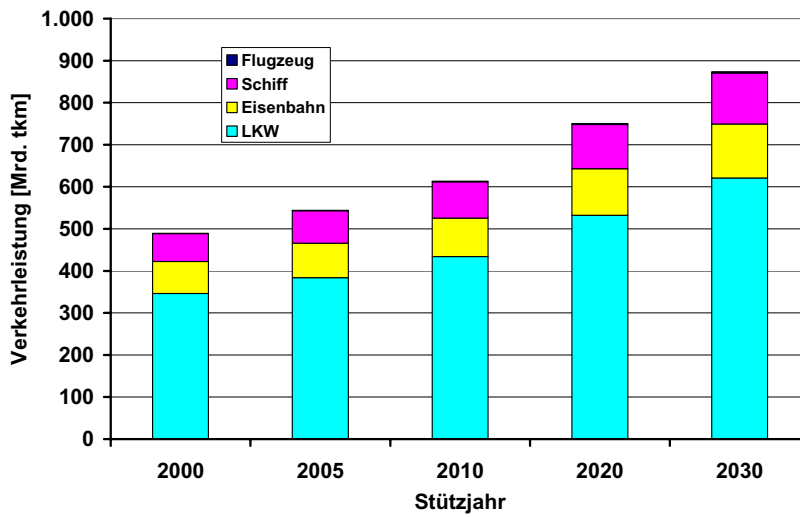


Abb. 9.13: Angenommene Entwicklung der Nachfragen im Güterverkehr im Basis-Szenario

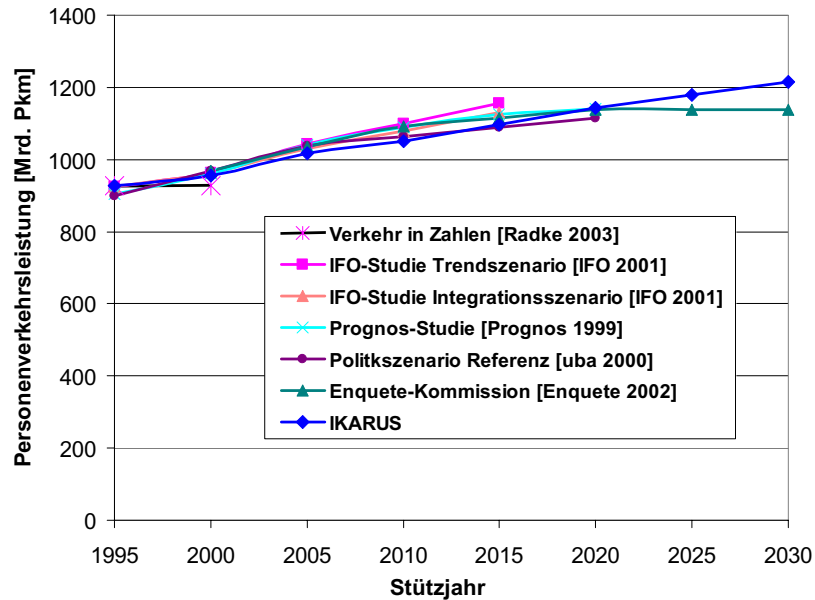


Abb. 9.14: Vergleich der Personenverkehrsleistungen unterschiedlicher Studien und Prognosen

Bezüglich der zu erwartenden Entwicklung des Pkw-Bestandes wurde eine Erhöhung der PKW-Dichte von 520 PKW pro Einwohner mit zum Ende des Betrachtungsraum abnehmender Zuwachsrates auf 609 PKW pro Einwohner unterstellt. Dies führt nach 2020 zusammen mit dem unterstelltem Bevölkerungsrückgang zu einem leichten Bestandsrückgang auf 47,3 Mio. PKW in 2030. Bezüglich der Bestandszusammensetzung wurde ab 2000 von einer Trendwende in zweifacher Hinsicht ausgegangen. Zum einen wurde unterstellt, dass kein weiteres Wachstum in Richtung größerer Fahrzeugklassen mehr auftritt. Gründe hierfür sind der zunehmende Zweitwagenanteil und Downsizing-Effekte bei der Leistungs- zu Hubraumauslegung. Zum anderen wird erwartet, dass sich die verstärkte Hinwendung zu Dieselfahrzeugen, wie sie in den letzten Jahren zu beobachten ist, bis auf gut 45 % des Bestandes in 2030 fortsetzt.

Die sich aus diesen Annahmen ergebende Bestandsentwicklung, die außerdem in 2030 einen Bestandsanteil von 5,4 % alternativer Fahrzeuge enthält – überwiegend Rapsölmethylester-, Flüssiggas- und Erdgas betriebene PKW – ist in Abbildung 9.15 grafisch aufbereitet.

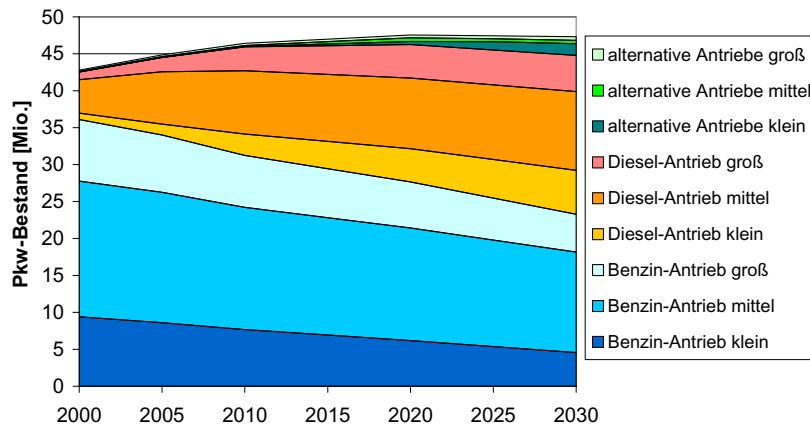


Abb. 9.15: Unterstellte Entwicklung des Pkw-Bestandes in Deutschland differenziert nach Antriebsarten, Basis-Szenario

Für die Entwicklung des LKW-Bestands wurde eine weitgehend zur Verkehrsleistungsnachfrage proportionale Bestandszunahme unterstellt. Es wurde angenommen, dass im Bereich der Solofahrzeuge auf Grund der neuen Führerscheinregelung, die die Erlaubnis zum Führen von LKW mit dem PKW-Führerschein von vorher max. 7,5 t auf 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht begrenzt, die Bedeutung der Gewichtsklasse 3,5 t - 7,5 t abnimmt. Ferner wurde bei den großen Fahrzeugen eine Verlagerung von Lastzügen auf (schwere) Sattelzüge unterstellt. Dies wurde sowohl für den Inlandsfuhrpark als auch für die am Inlandsverkehr teilnehmenden ausländischen LKW angesetzt. Abbildung 9.16 zeigt die angenommene Entwicklung für die deutschen LKW.

Im Sinne der „Business as usual“-Annahme wurden keine über die vereinbarten Euro Normen hinausgehenden Maßnahmen unterstellt, insbesondere wurde von keiner flächendeckenden Einführung zusätzlicher Partikel reduzierender Maßnahmen ausgegangen. Es wurde ein auf freiwilliger Basis entwickelnder Anteil von Diesel-PKW mit Partikelfiltersystemen von ca. 30 % in der kleinen bis 16 % in der großen Fahrzeugklasse der Diesel-PKW angenommen. Geringere Anteile um 10 % wurden bei den LKW unterstellt. Ebenso wurde ein Anteil von Sparfahrzeugen bei Dieselfahrzeugen zwischen 2 % bis 28 % und bei Benzin Pkw zwischen 2 % bis 4 % angenommen. Die Sparfahrzeuge zeichnen sich durch eine über die normalen Maßnahmen hinaus erzielte Verbrauchseinsparung aus, wobei die Fahrzeuge allerdings teurer sein können (Beispiel: Volkswagen 3 L Lupo). Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich entsprechend der Fortschreibung der technischen Entwicklung bereits deutliche Einsparungen im Kraftstoffverbrauch.

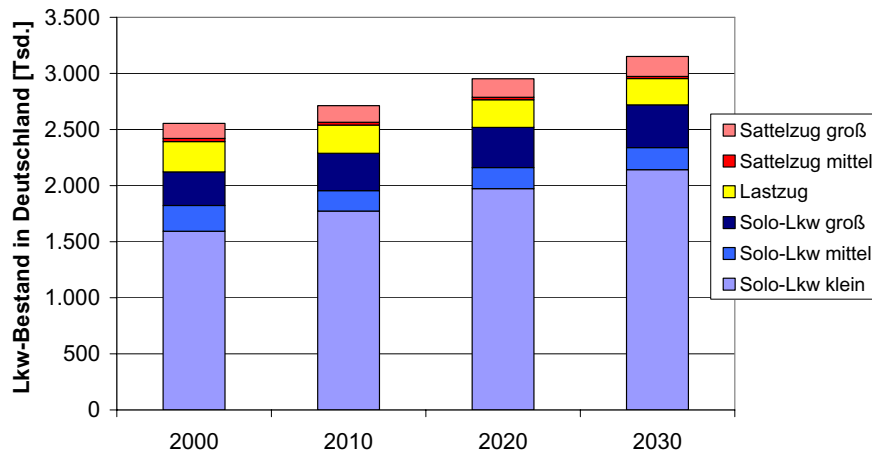


Abb. 9.16: Unterstellte Entwicklung des Lkw-Bestandes in Deutschland differenziert nach Lkw-Typen und Größen, Basis-Szenario

In Abbildung 9.17 sind die Kraftstoffverbrauchsänderungen der Bestände verschiedener Straßenfahrzeuge im Personen- und Güterverkehr im Vergleich zum Jahr 2000 aufgezeigt. Diese Verbrauchswerte sind repräsentativ für den Bestand an verschiedenen alten Fahrzeugen. Die ausgewiesenen Verbrauchsreduktionen stehen im Einklang mit den Ausführungen in den vorigen Kapiteln.

Im folgenden wird auf einige Ergebnisse detaillierter eingegangen, die sich mit diesen Annahmen errechnen. Abbildung 9.18 zeigt die im wesentlichen zum Energiebedarf proportionalen CO_2 -Emissionen des Verkehrs gemeinsam mit den bei der Bereitstellung der Kraftstoffe anfallenden vorgelagerten Emissionen. Die vorgelagerten Emissionen wurden der Übersichtlichkeit halber nicht getrennt für die Verkehrsarten ausgewiesen.

Man erkennt bei der Emissionssituation, dass die CO_2 -Emissionen des MIV deutlich (um ca. 10 %) abnehmen, aber die Emissionen des Straßengüterverkehrs um rund 30 % zunehmen und so den Rückgang beim MIV überkompensieren. Trotz der starken Zunahme des Luftverkehrs entsteht noch ein geringer Rückgang der Emissionen im Personenverkehr. Da aber der Güterverkehr bei allen Verkehrsmittelarten Emissionszuwächse erzielt, werden die Rückgänge im Personenverkehr und im vorgelagerten Umwandlungsbereich kompensiert, so dass es insgesamt 2030 zu einer wenn auch nur moderaten Erhöhung der CO_2 -Emissionen gegenüber 2000 kommt.

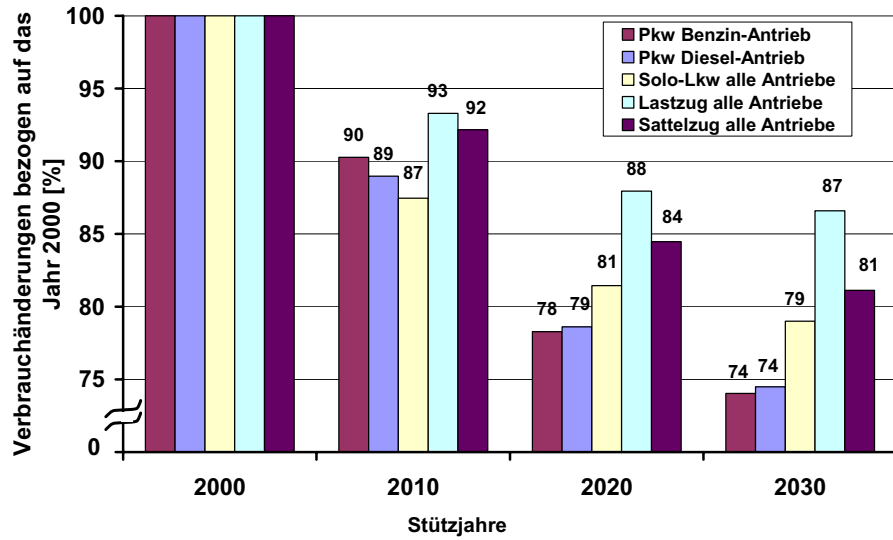


Abb. 9.17: Unterstellte Verbrauchsreduktion bezogen auf das Jahr 2000

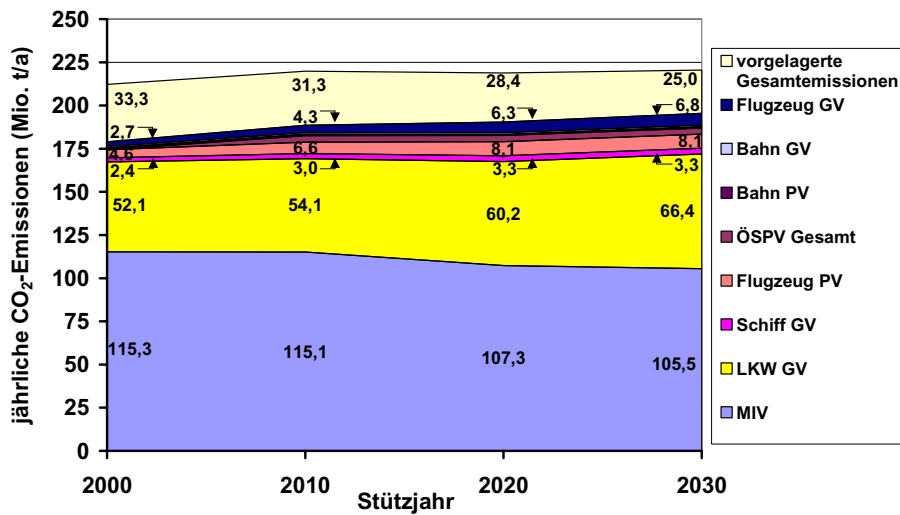


Abb. 9.18: Errechnete CO₂-Emissionen im Betrieb differenziert nach Verkehrsträgern und der vorgelagerten Kraftstoff-Bereitstellungskette, Basis-Szenario

Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr gelingt eine Entkopplung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch bzw. CO₂ Emission, wie die Abbildung 9.19 zeigt, jedoch ist insbesondere im Güterverkehr die Nachfragesteigerung so hoch, dass die CO₂-Emissionen trotz dieser Entkopplung nicht abnimmt.

Bei den übrigen (limitierten) Abgasemissionen kommt es zu deutlichen Rückgängen: Bei den CO-Emissionen betragen die Rückgänge ca. 60 %, bei NMKW ca. 60 % mit ansteigender Tendenz bei den Emissionen zwischen den Jahren 2020 und 2030 im MIV, die SO₂-Emissionen sinken bedingt durch gesetzlich vorgeschriebene geringere Schwefelgehalte im Otto- und Dieselmotorkraftstoff um ca. 70 % .

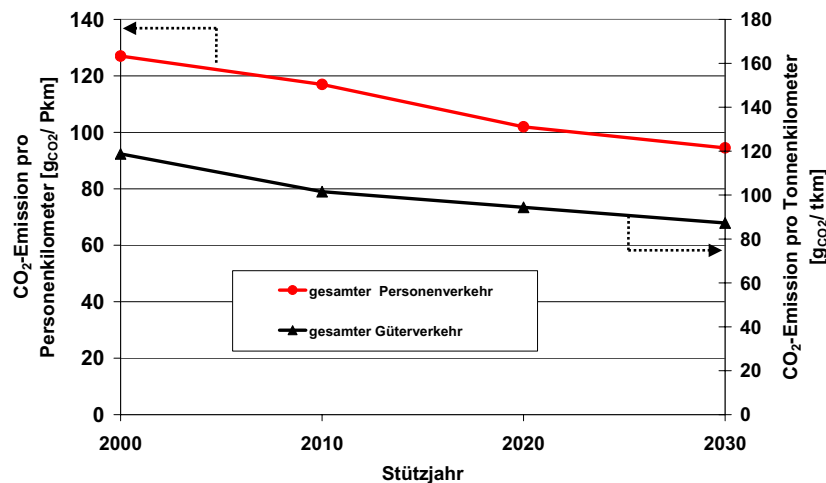


Abb. 9.19: Errechnete Entwicklung der Verkehrsleistungs spezifischen CO₂-Emissionen des gesamten Personen- und Güterverkehrs (ohne vorgelagerte Emissionen), Basis-Szenario

Näher eingegangen wird nachfolgend auf die Situation bei NO_x und bei den Partikeln. Die folgende Abbildung 9.20 zeigt den Verlauf der im Verkehr entstehenden Stickoxid-Emissionen.

Es kommt zu einer Reduktion um etwa 60 %. Dies wird im wesentlichen durch den Rückgang im Straßengüterverkehr erreicht. Der Rückgang im MIV fällt deutlich geringer aus, was zum Teil in der Verlagerung des Pkw-Bestandes von Benzin auf Diesel-Pkw begründet ist. Eine Weiterführung der Abgasgesetzgebung für Pkw über die Stufe Euro 4 hinaus ist nicht unterstellt, da sich dieses Verfahren derzeit noch im Diskussionsprozess befindet. Bemerkenswert ist jedoch die Entwicklung beim Schiffsverkehr, der 2000 mit etwa 5 % Anteil an den NO_x-Emissionen eher unauffällig war. Im Jahr 2030 liegen die

ihm zuzurechnenden Emissionen bei einem Anteil von etwa 15 % an den Gesamtemissionen und ist damit nach dem Straßenverkehr größter NO_x -Emittent. Dies liegt daran, dass es bei diesem Verkehrsträger bisher keine Auflagen zur Verringerung von NO_x -Emissionen gibt.

Will man bis 2030 insgesamt noch größere Reduktionserfolge erreichen, liegt es sicherlich nahe, auch dem Schiffsverkehr Rückhaltemaßnahmen aufzuerlegen und die Abgasgesetzgebung auf diesen Verkehrsträger auszuweiten.

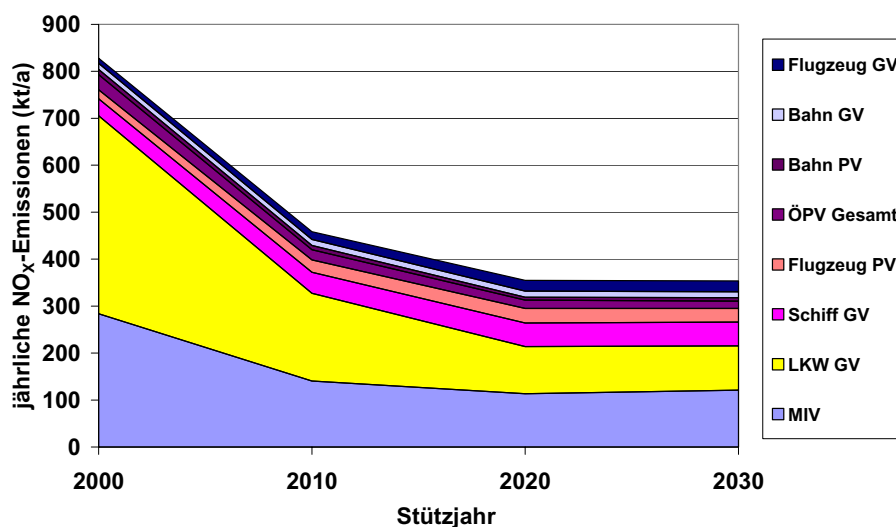


Abb. 9.20: Bilanzierte NO_x -Emissionen im Betrieb differenziert nach Verkehrsträgern, Basis-Szenario

Eine ebenfalls interessante Entwicklung ist bei den Partikel-Emissionen zu beobachten. Abbildung 9.21 zeigt den errechneten Verlauf.

Auch bei den Partikel-Emissionen wird der Schiffsverkehr ab Mitte des Betrachtungsraum auf Grund seines Anteils an den Emissionen auffällig. Hier gilt das bereits für die Stickoxid-Emissionen Gesagte. Fehlende Auflagen machen sich negativ bemerkbar. Jedoch auch der Straßenpersonenverkehr wird mit steigendem Anteil von Dieselfahrzeugen zunehmend problematischer. Rückhaltemaßnahmen, die auf Reduktionen abzielen, wie sie bereits heute z.B. durch Partikelfilter erreichbar sind, wurden in den Rechnungen als nicht flächendeckend eingeführt angenommen. Wenn 2010 bis 2015 ein flächendeckend zusätzliche Partikelreduktionen durch Auflagen oder Vereinbarungen mit der Fahrzeugin-

dustrie erreicht würden, könnten die Emissionen im Personenverkehr bis 2030 gegenüber dem ausgewiesenen Wert wahrscheinlich um ca. 70 % bis 80 % gesenkt werden.

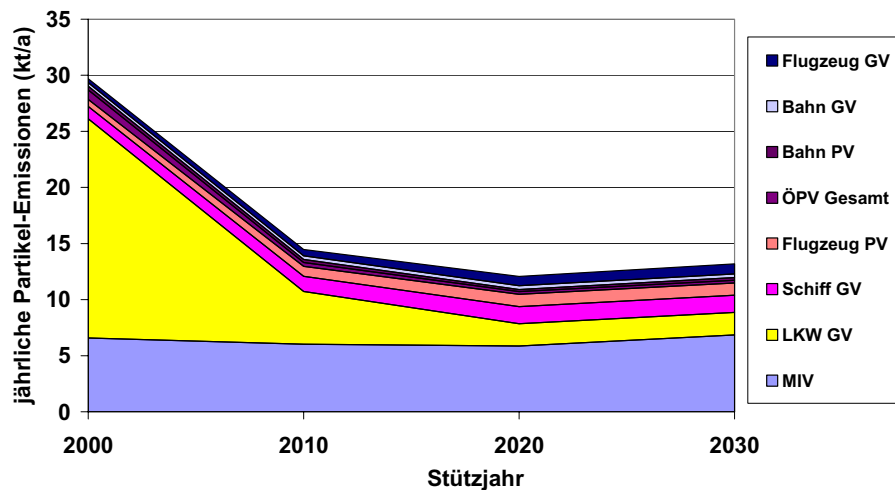


Abb. 9.21: Errechnete Partikel-Emissionen im Betrieb differenziert nach Verkehrsträgern, Basis-Szenario

9.5.2 CO₂-Minderungsszenarien

Die Anwendung des Verkehrsmodells erlaubt es, mittels der Szenarientechnik die Auswirkungen von Maßnahmen im Verkehr auf die Emissionssituation darzustellen. So wurde z.B. in der Vergangenheit in [2] gezeigt, dass selbst starke Veränderungen des Modal-Split eine Emissionsminderung von nur ca. 5 % bewirken (Randbedingungen: Verkehrsverlagerung zu Lasten von MIV und Straßengüterverkehr durch Ausweitung des ÖPNV um ca. 43 %, des Bahn- und Busfernverkehrs um ca. 26 %, des Fußgänger- und Fahrradverkehrs um ca. 24 % sowie des Güterverkehrs mit der Bahn um 24 % und mit Binnenschiffen um 8 %).

In einer Studie [1] wurde gezeigt, dass eine kommerzielle Einführung von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen, die auf Grund ihres spezifischen Antriebsgewichts zunächst nur geeignet sind, in das untere bis mittlere Fahrzeugsegment einzudringen und nach 15 Jahren einen Anteil von etwa 10 % des Bestands erreichen, im wesentlichen eine Emissionsverlagerung aus dem Verkehrssektor in den Umwandlungssektor bewirkt. Dies gilt, wenn man davon ausgeht, dass der Wasserstoff auf fossiler Basis erzeugt wird. Die erreichbare Netto Emissionsentlastung liegt dabei unter 3 %. Würde man beide aufgezeigten Szenarien mit den im Rahmen der IKARUS-Aktualisierung überarbeiteten Datensätzen und Nachfragen erneut rechnen, würde man zu gleichen Ergebnissen kommen.

Aus diesem Grund wurden folgende Annahmen für eine Reduktionsszenario gewählt. Es wird angenommen, dass in dem unterstellten Erdgas-Szenario in größerem Maße Benzin- und Dieselfahrzeuge durch CNG (compressed natural gas) -betriebene Fahrzeuge ersetzt werden. Folgende Gründe waren für die Wahl des Szenarios ausschlaggebend:

- Der CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas ist mit 55 kg CO₂/GJ rund 25 % niedriger als der von Benzin mit 72 kg/GJ bzw. Diesel mit 74 kg/GJ. Auch der Bereitstellungswirkungsgrad ist günstiger als bei Mineralölprodukten.
- Die erforderliche Antriebstechnik (inkl. Tank und Betankungstechnik) ist für alle Pkw Größenklassen bereits verfügbar und eine Betankungsinfrastruktur im Aufbau.
- Der Aufbau einer mit komprimierten Erdgas betriebenen Fahrzeugflotte, der erforderlichen Betankungstechnik und der Tankpunkte erleichtert einen Übergang auf komprimierten Wasserstoff als Kraftstoff, wenn dieser in Zukunft nachhaltig und kostengünstig zur Verfügung stehen sollte.

Für die Berechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Bis zum Jahr 2030 werden nach 2005 beginnend praktisch alle Diesel-Busse im öffentlichen Straßenverkehr auf Erdgas umgestellt.
- Entlang einer logistischen Kurve werden ab 2005 bis 2030 40 % des Bestandes an Benzin-Pkw und 30 % des Bestandes an Diesel-Pkw durch CNG-Pkw ersetzt. Dies führt bis zum Jahr 2030 zu einem Anteil der Erdgas-Pkw am Pkw-Bestand von 33 %.
- Bei den kleinen Solo Lkw (inländische und ausländische Kleintransporter bis 3,5 Tonnen zulässiges Gesamtgewicht) werden ebenfalls 10 % des Benzin- und des Diesel-Bestands durch CNG Fahrzeuge ersetzt.

Die Szenario Rechnungen wurden unter sonst gleichen Bedingungen wie im Basis-Szenario durchgeführt. Den resultierenden Verlauf der errechneten CO₂-Emissionen zeigt die Abbildung 9.22.

Das Ergebnis bleibt hinter den Erwartungen zurück. So werden beim MIV nur 8,5 % CO₂-Emissionen eingespart, beim Busverkehr nur knapp 4,5 % und im Güterverkehr sehr geringe Minderemissionen verzeichnet (0,2 %). Lediglich im vorgelagerten Sektor werden deutliche 13 % der entstehenden CO₂-Emissionen eingespart. Da die übrigen Verkehre durch die Erdgas-Strategie unberührt bleiben, ergibt sich im Verkehrssektor insgesamt nur eine Einsparung von 4,5 % bzw. unter Einbeziehung der vorgelagerten Bereitstellungskette von knapp 5 %.

Der Vergleich der aggregierten Kraftstoffverbräuche des Pkw-Bestands erklärt den geringen Effekt (vgl. Abbildung 9.23). Da bei einer Erdgas-Strategie jeweils moderne Neufahrzeuge ersetzt werden, ergibt sich speziell bei der Substitution von Dieselfahrzeugen ein erhöhter Kraftstoffbedarf, der je nach Fahrzeugklasse zwischen ca. 4 % und 7 %

im CNG-Szenario höher liegt. Dieser Mehrverbrauch der CNG-Fahrzeuge, zurückzuführen auf höherer Fahrzeuggewichte und den im Vergleich zum Dieselpinzip schlechteren Wirkungsgrad, macht sich negativ bemerkbar und kompensiert teilweise den günstigeren CO₂-Emissionsfaktor des Erdgases. Die für das Reduktionsszenario getroffenen Substitutionsannahmen stellen sich in soweit als sinnvoll heraus, da keine (hocheffizienten) Schwerlast Diesel-Lkw durch CNG-(Ottomotor)-betriebene LKW ersetzt wurden.

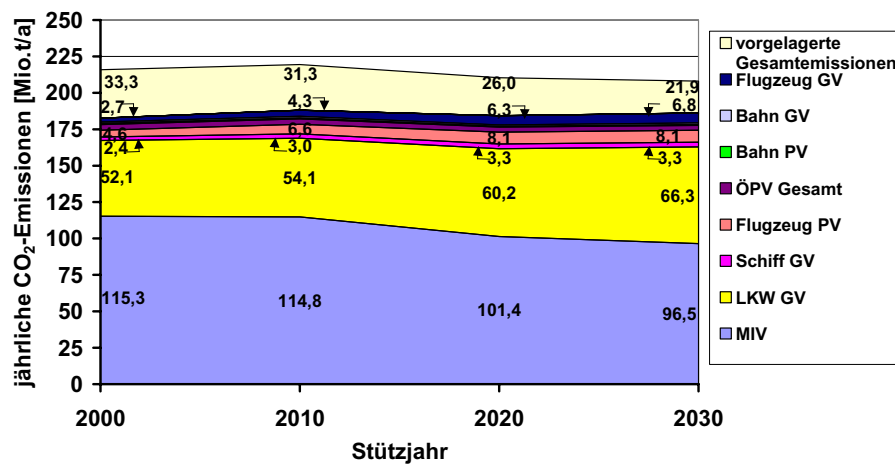


Abb. 9.22: Errechnete CO₂-Emissionen im Betrieb differenziert nach Verkehrsträgern und vorgelagerter Kraftstoff Bereitstellungskette, Erdgas-Szenario

Die Vermutung liegt nahe, dass eine analoge Einführungsstrategie konventioneller Sparfahrzeuge zu einem ähnlichen Resultat geführt hätte.

In einer Übersichtsrechnung für 2030 wurden die unterstellten zusätzlichen CNG-Fahrzeuge durch den gleichen Anteil an Sparfahrzeugen ersetzt und die Emissionen neu berechnet. Die Ergebnisse der Rechnung für 2030 sind in Abbildung 9.24 den CO₂-Emissionen des Basis-Szenarios und des Erdgas-Szenarios gegenübergestellt. Die Ergebnisse könnten noch deutlich günstiger ausfallen, wenn man die Einführung dieser Spartechiken auch in den übrigen Lkw Klassen unterstellen würde.

Die erreichte Einsparung ist im Sparfahrzeug-Szenario mit 2,3 % etwa halb so groß wie im Erdgas-Szenario, setzt sich aber anders zusammen: So fällt die Einsparung beim MIV rund 4,5 %-Punkte niedriger aus, steigt aber im ÖPV und Lkw Bereich jeweils um rund 2 %-Punkte. Dies ist nochmals ein Hinweis, dass im wesentlichen nur die Substitution von Benzin-Fahrzeugen durch Erdgasfahrzeuge zu CO₂-Einsparungen führt.

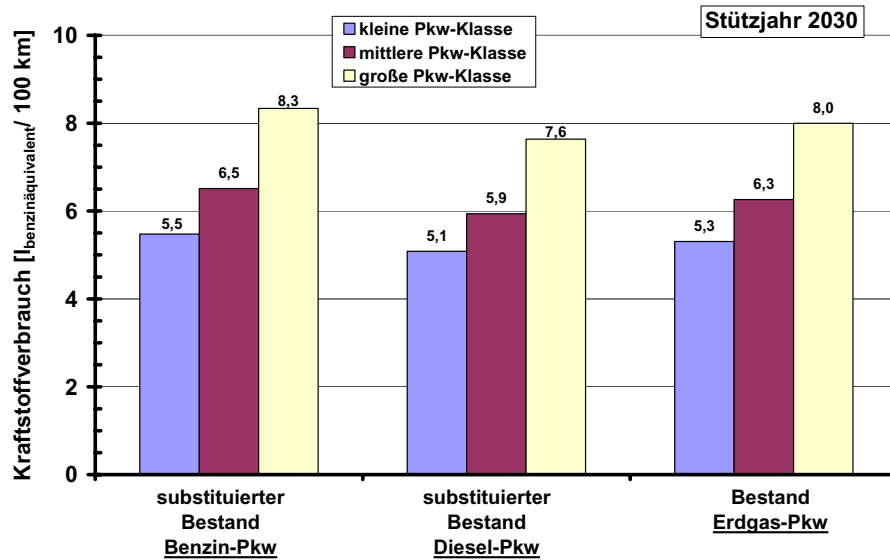


Abb. 9.23: Vergleich von bilanzierten Kraftstoffverbräuchen für den substituierten Pkw-Bestand im Jahr 2030 differenziert nach Antriebsarten

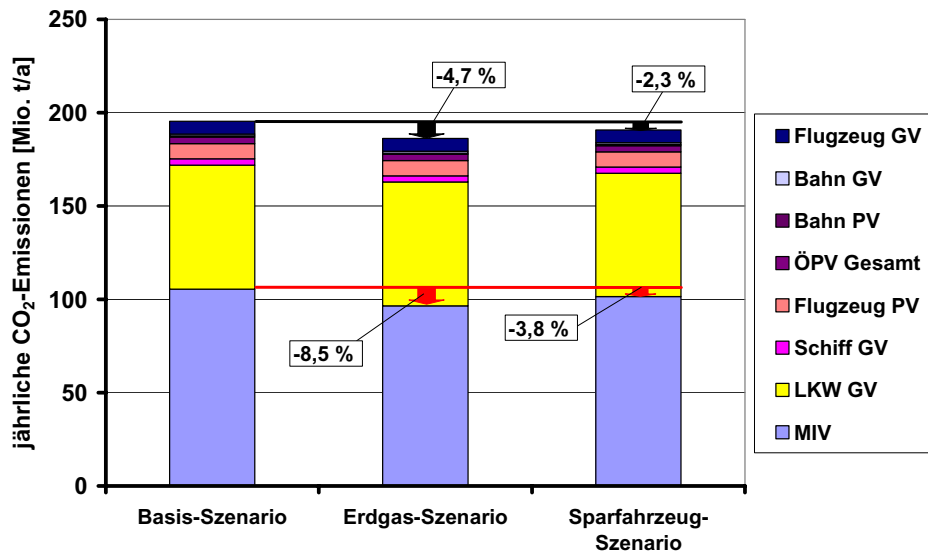


Abb. 9.24: Vergleich der bilanzierten CO₂-Emissionen in den Szenarien für das Stützjahr 2030

9.6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Erweiterung der Treibhausgaspalette und die Mitberücksichtigung Alternativer Techniken verfügt das Teilvorhaben „Endenergie Verkehr“ im Forschungsvorhaben „IKARUS-Aktualisierung“ über eine Datenbasis, die detaillierte Analysen im Verkehrssektor ermöglicht. Auf dieser Grundlage können konsistente Energieverbrauchs-, Emissions- und Kosten-Szenarien bei Variation von Fahrzeugbeständen, Fahr- und Verkehrsleistungen im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 erstellt werden.

Ressourcen zu schonen und die Mobilität für künftige Generation zu sichern sind ein wesentlicher Bestandteile einer nachhaltigen Entwicklung im Verkehrsbereich. Die Politik ist gefordert, die hierzu notwendigen Rahmenbedingungen in Form von verlässlichen Richtlinien zu schaffen. Die Einführung von emissionsarmen bzw. -freien Kraftstoffen im Verkehrsbereich könnte z.B. einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung nationaler wie europäischer Klimaschutzziele bedeuten, zumal der Verkehr mit einem erheblichen Anteil an der Gesamtemission klimarelevanter Gase beteiligt ist.

Mit Bezug auf die in diesem Bericht auszugsweise wiedergegebenen Berechnungsergebnisse und unter Einbeziehung der bereits früher durchgeführten Studien hinsichtlich eines verstärkten Einsatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen [1] bzw. einer Variation des Modal-Split [2] kann man schlussfolgern, dass es keinen Königsweg zur CO₂-Einsparung im Verkehr gibt, wenn man unterstellt, dass die Mobilität uneingeschränkt erhalten bleiben soll. Nur mit gezielten Maßnahmenpaketen sind Einsparungen im Bereich von 10 % bis vielleicht 15 % mit technisch/organisatorischen Mitteln erreichbar. Darüber hinaus gehende Erfolge sind nur auf der Basis des verstärkten Einsatzes regenerativer Kraftstoffe zu erwarten.

Zusammenfassen lassen sich die Maßnahmen zur Senkung von klimawirksamen Gasen und Luftschadstoffen aus dem Verkehrsbereich wie folgt:

- Verbesserung der Wirkungsgrade und des Emissionsverhaltens von Verbrennungsmotoren
- Einsatz von weiterentwickelten außermotorischer Maßnahmen zur Abgasnachbehandlung wie z.B. Rußfilter oder DeNO_x-Katalysatoren
- Verstärkter Einsatz von Erdgas im Pkw-Verkehr und im Bereich kleiner Lkw-Fahrzeuge (insbesondere Substitution von Benzin-Fahrzeugen)
- Beimischung regenerativer Kraftstoffe zu den Kraftstoffen Diesel und Benzin zur Erhöhung des Anteils regenerativer Kraftstoffe im Verkehr [6]
- Einführung von Kohlenwasserstoffen auf der Basis kohlenstoffarmer oder kohlenstofffreier Energieträger (z.B. Fischer-Tropsch-Synthese in Kombination mit Biomasse)

- Einführung von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen mit hohem Wirkungsgrad bei gleichzeitiger Ausrichtung auf eine kohlenstoffarme oder -freie Wasserstoff-Energiewirtschaft
- Änderung der Verkehrsträgerverteilung insbesondere in Ballungsräumen

Die in diesem Teilvorhaben berücksichtigten Verkehrsträger Schiene, Schiff, Luft und Straße werden im Personenverkehr auch weiterhin durch den motorisierten Individualverkehr geprägt werden. Im Güterverkehrsbereich wird der Transport auf der Straße weiter dominieren. Die eingeleiteten Maßnahmen zur Emissionsminderung im Straßenverkehr werden dazu führen, dass eine Verschiebung in den Emissionsanteilen von Luftschadstoffen zu Ungunsten von Luft- und Schiffsverkehr absehbar wird. Hieraus lässt sich vor dem Hintergrund der Emissionsminderung im Verkehrsbereich als Konsequenz ableiten, die Abgasgesetzgebung auch auf diese Verkehrsträger auszuweiten.

Literaturverzeichnis

1. Biedermann, P., Birnbaum, U., Grube, Th., Hake, J.-Fr., Höhle, B., Linßen, J., Lokurlo, A., Menzer, R., Stolten, D., Walbeck, M. (2002): Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen; , Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Band 19
2. Brosthaus, J., R. Kober, M. Walbeck, D. Sonnenschein (1999): Energie- und Emissionsszenarien im Sektor Verkehr. In: Stein, G., Wagner, G. (Hrsg.): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland. Springer, Berlin Heidelberg New York
3. Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (Hrsg.)(2001): Verkehr in Zahlen 2001/2002. Deutscher Verkehrsverlag, Hamburg
4. BVU, ifo, ITP, Planco (2001): Verkehrsprognose 2015 für die Bundesverkehrswegeplanung, April 2001, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen
5. Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (2002): Abschlussbericht. Berlin
6. EU-Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor vom 8.05.2003
7. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2003): Ganzheitliche Bilanzierung der Brennstoffbereitstellung. Juli 2003; www.ffe.de
8. Institut für Kraftfahrwesen Aachen (Hrsg.)(1998): Längsdynamik von Kraftfahrzeugen, Umdruck zur Vorlesung 'Kraftfahrzeuge I'. RWTH Aachen
9. Krebs, R. (2001): „Der FSI-Motor“. Vortrag im Rahmen des Motortechnisches Seminar des Instituts Verbrennungskraftmaschinen Aachen der RWTH-Aachen
10. Prognos, EWI (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Im Auftrag für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel (November 1999)

11. Stein, G., Strobel, B. (Hrsg.)(1999): Politiksznarien für den Klimaschutz, Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Band 5: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 20
12. Umweltbundesamt (2003): Der Diesel der Zukunft – die Zukunft des Diesels. Kurzbericht des Umweltbundesamtes vom 22.07.2003, <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten/daten/dieselfahrzeuge.htm>
13. Umweltbundesamt, INFRAS AG (1999): Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs, Version 1.2. Berlin

Weiterführende Literatur:

- Adelt, F., Brandt, A., Brosthaus, J., Schneider, J. (1999): Emissionen des Flugverkehrs in Nordrhein-Westfalen. In: Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft 59 (1999), Nr. 11/1, November/Dezember, S. 463-466
- Brosthaus, J., Schneider, J. (1998): TÜV Rheinland Airport Emission (TAPE), Modellierung der Emissionen des Flugverkehrs im Nahbereich von Flughäfen, Regionalflughäfen und Verkehrslandeplätzen, TÜV Rheinland, Köln im Auftrag des Landesumweltamt NRW, Essen
- Deutscher Bundestag 14. Wahlperiode, Drucksache 14/5054 (2001): Technikfolgenabschätzung, hier: TA-Projekt „Brennstoffzellen-Technologie“
- Esso A.G. (2000): Esso Energieprognose 2000; Herausgeber: Esso A.G., Hamburg
- Grahl, M. K. (2000): Ökonomische Systemanalyse zum Antrieb von Personenwagen mit Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen unter Verwendung neuer Kraftstoffe. Dissertation, Fakultät III für Prozesswissenschaften der Technischen Universität Berlin
- Grosch, N., Brosthaus, J. (2001): Weiterentwicklung des landesweiten Emissionskatasters für den Flugverkehr in Nordrhein-Westfalen und Aktualisierung auf das Jahr 2000, Im Auftrag des Landesumweltamt NRW, Essen
- International Energy Agency (2002): Renewables Information 2002, IEA Statistics
- Kritzing, S., Riedle, H., Rommerskirchen, S. (2001): Erarbeitung von Entwürfen alternativer verkehrspolitischer Szenarien zur Verkehrsprognose 2015. Projekt-Nr. 96.579/1999. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Bonn/Berlin
- Kraus, K., Niklas, G., Tappe, M. (1999): Aktuelle Bewertung des Einsatzes von Rapsöl/RME im Vergleich zu Dieselmotortreibstoff. TEXTE, 79/99 Umweltbundesamt, Berlin
- Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen (2001): Emissionen luftverunreinigender Stoffe durch den Schiffsverkehr in Nordrhein-Westfalen, Materialien Nr. 56
- Schesinger, M. (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, prognos et al. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin
- Schulz, T., Brandt, A. (1999): Dieselmotortreibstoffverbrauch von Güterzügen. In: El-Eisenbahningenieur (59) 4/99, S. 58 -65

- Schulz, T., Brandt, A., Renner, V., Bialonski, W. (1999): Ermittlung von Art, Umfang und räumlicher Verteilung der Emissionen des Schiffsverkehrs für das Land Nordrhein-Westfalen. In: Gefahrstoffe-Reinhaltung der Luft 59 (1999) Nr. 7/8-Juli/August, S. 281-284
- Shell Pkw-Szenarien (2001): Mehr Autos – weniger Verkehr? Szenarien des Pkw-Bestands und der Neuzulassungen in Deutschland bis zum Jahr 2020, Herausgeber: Deutsche Shell Aktiengesellschaft, Abt. Energie- und Wirtschaftspolitik, Hamburg
- Sonnborn, K.-S., Hassel, D., Weber, F.-J. (1997): Einfluss der Kaltstarttemperatur auf das Emissionsverhalten von Pkw. TÜV Rheinland, Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
- VDI-Richtlinie 3782 Blatt 7 (Gründruck Juli 2002): VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, Umweltmeteorologie Kfz-Emissionsbestimmung, VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 1b
- Weyrauther, G., Brosthaus, J. et al. (1999): Maßnahmen zur verursacherbezogenen Schadstoffreduzierung des zivilen Flugverkehrs, F+E-Vorhaben 105 06 085, TÜV Rheinland (federführend) im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin

10 Perspektiven für energieeffiziente Querschnittstechniken

Ulrich Wagner, Wolfgang Mauch, Robert Niedermeier, Andreas Duschl, Jörg Lilleike, Werner Megele und Alexander Saller, Ulli Arndt, Roland Mayr, James Carter und Ernst Hellriegel

10.1 IKARUS-Teilprojekt 8 (Querschnittstechniken)

Im Teilvorhaben 8 des IKARUS-Projekts sind energieintensive Querschnittstechniken durch die der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) in München untersucht worden.

Unter Querschnittstechniken sind Techniken zur Energieanwendung und -umwandlung im Endenergiebereich zu verstehen, deren Anlagen, Geräte und Systeme serienmäßig hergestellt und branchenübergreifend eingesetzt werden. Pumpen sind eine klassische Querschnittstechnik. Sie werden in Industrie, Kleinverbraucher, privaten Haushalten und öffentlichen Einrichtungen in verschiedensten Anlagen wie z.B. Heizungsanlagen, Förderanlagen etc. eingesetzt.

Ziele dieses Teilvorhabens waren:

- Systematisierung dieser Techniken;
- Bestandsaufnahme und Abbildung technischer, ökonomischer und anwendertypischer Charakteristika dieser Gerätegruppen;
- Abbildung des Verlaufs der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung der Techniken in den vergangenen Jahren;
- Einschätzung der zukünftigen Entwicklung;
- Aufzeigen von Perspektiven, Ansatzpunkten und Hemmnissen für den energieeffizienten Einsatz von Querschnittstechniken.

Die ersten vier Zielsetzungen wurden durch die Abbildung von Datensätzen in der Technikdatenbank erreicht und die Ergebnisse in früheren Veröffentlichungen z.B. in [16] erläutert. In den folgenden Ausführungen wird ein kurzer Überblick gegeben, welche Daten in der Technikdatenbank hinterlegt sind. Der Schwerpunkt liegt dabei bei den letzten beiden der o.g. Zielsetzungen.

10.1.1 Untersuchte Querschnittstechniken

Um ein möglichst realitätsnahes Abbild der verfügbaren Geräte und Anlagen der jeweiligen Querschnittstechnik zu geben, wurden in erster Linie Herstellerdaten recherchiert und durch Messwerte, Normenrecherchen und Angaben aus der Fachliteratur ergänzt.

Die Daten wurden komprimiert und für die jeweilige Querschnittstechnik aussagefähige Kennwerte ermittelt.

In Tabelle 10.1 sind die in der IKARUS-Technikdatenbank abgebildeten Querschnittstechniken zusammengestellt. Die Reihenfolge der Auflistung ergibt sich aus der energiewirtschaftlichen Bedeutung.

Tabelle 10.1: Gliederung der untersuchten 18 Gerätegruppen der Querschnittstechniken

Querschnittstechnik	Abgebildete Technikenvarianten
Raumwärme	Solarthermie, Wärmepumpen, konventionelle Wärmeerzeuger für den Einsatz von Öl, Gas, Steinkohle, Braunkohle, Holz oder Strom
Kraftbedarfsdeckung	Motoren, Umrichter, Ventilatoren, Pumpen, Luftverdichter und Kältemittelverdichter
Prozesswärme	Dampf- und Heißwassererzeuger, Brenner, Öfen, Trockner
Lichttechnik	Lampen und Leuchten
Kraft-Wärme-Kopplung	BHKW
Information-Kommunikation	Büro-, EDV- und Kommunikationsgeräte
Regelung und Steuerung	Werkzeugmaschinen und weiße Ware
Abwärmennutzung	Wärmetauscher

Zu jeder der oben aufgelisteten Querschnittstechniken wurden Einzelberichte erstellt, die sich unterteilen lassen in:

- Die **Technikberichte** verstehen sich als Nachschlagewerk und beschreiben die untersuchten Techniken in einer nutzerfreundlichen gegliederten Darstellung. Bei den Berichten war man um eine allgemein verständliche und anschauliche Darstellung bemüht. Sie beinhalten aussagekräftige Anregungen, sowie Ansatzpunkte und Beispiele für den energieoptimierten Einsatz von Querschnittstechniken.
- **Berichte zu Inhalt und Nutzung der Datenbank**, die die verschiedenen Varianten einer Querschnittstechnik beschreiben und den Anwender bei der Datenrecherche führen und dadurch die Nutzung der Datenbank erleichtern.

10.1.2 Inhalte der Technikdatenbank

Um Aussagen zur Qualität der Nutzenergiebereitstellung in Abhängigkeit von betriebsrelevanten Parametern und den jeweiligen Kosten treffen zu können, wurden die Ergebnisse der durchgeführten Erhebungen und Auswertungen in Datenblättern zusammengefasst. Die Datenblätter enthalten die in Abbildung 10.1 dargestellten Informationen, ausgehend von allgemeinen Beschreibungen und Hinweisen hin zu technischen, energietechnischen, ökologischen und ökonomischen Sachverhalten.

Die Daten sind in Form von Einzelwerten, Mittelwerten und Kennlinien in der Technikdatenbank abgelegt und soweit nötig mit Bereichsangaben und Kommentaren versehen. Die Entwicklung der einzelnen Querschnittstechniken wird durch die Daten des Bestandes vor 1989 und des Standes der Technik in den Jahren 1989, 1995 und 2000 abgebildet sowie für die Jahre 2005, 2010, 2020 und 2030 abgeschätzt.

10.2 Ausgewählte Querschnittstechniken

Eine nachhaltige Steigerung der Effizienz bei der Energieanwendung kann zum einen erreicht werden durch den technischen Fortschritt der Anlagen, Geräte und Systemkomponenten und zum anderen durch eine zweckentsprechende Wahl der Geräteart und -größe und eine systemgerechte auch den rationellen Energieeinsatz mit einschließende Gestaltung des Betriebseinsatzes. Während die erstgenannten Maßnahmen vorwiegend durch die Anlagenhersteller realisiert werden können, sind beim zweiten Bereich vor allen die Anwender gefordert.

Im Einzelnen kann eine nachhaltige Verbesserung erreicht werden durch:

- Eine Weiterentwicklung der Energiewandler und der mit ihnen verknüpften Steuerungs- und Regelungsanlagen,
- eine Weiterentwicklung und u. U. auch ein Wechsel der Verfahrenstechniken mit dem Ziel gleiche Fertigungsergebnisse mit geringerem Energiebedarf zu erreichen (z.B. mechanische statt thermischer Trocknung; spanlose statt spannende Formgebung),
- eine die Optimierung der energetischen Wirkungs- und Nutzungsgrade mit einbeziehende Wahl der jeweiligen Geräte- und Anlagenart und deren Nennleistungen,
- eine zweckgerechte und energieoptimierte Betriebsart der Anlagen und
- eine messtechnisch gestützte Überwachung und Kontrolle des Anlageneinsatzes die neben den energietechnischen auch fertigungstechnische Informationen liefert.

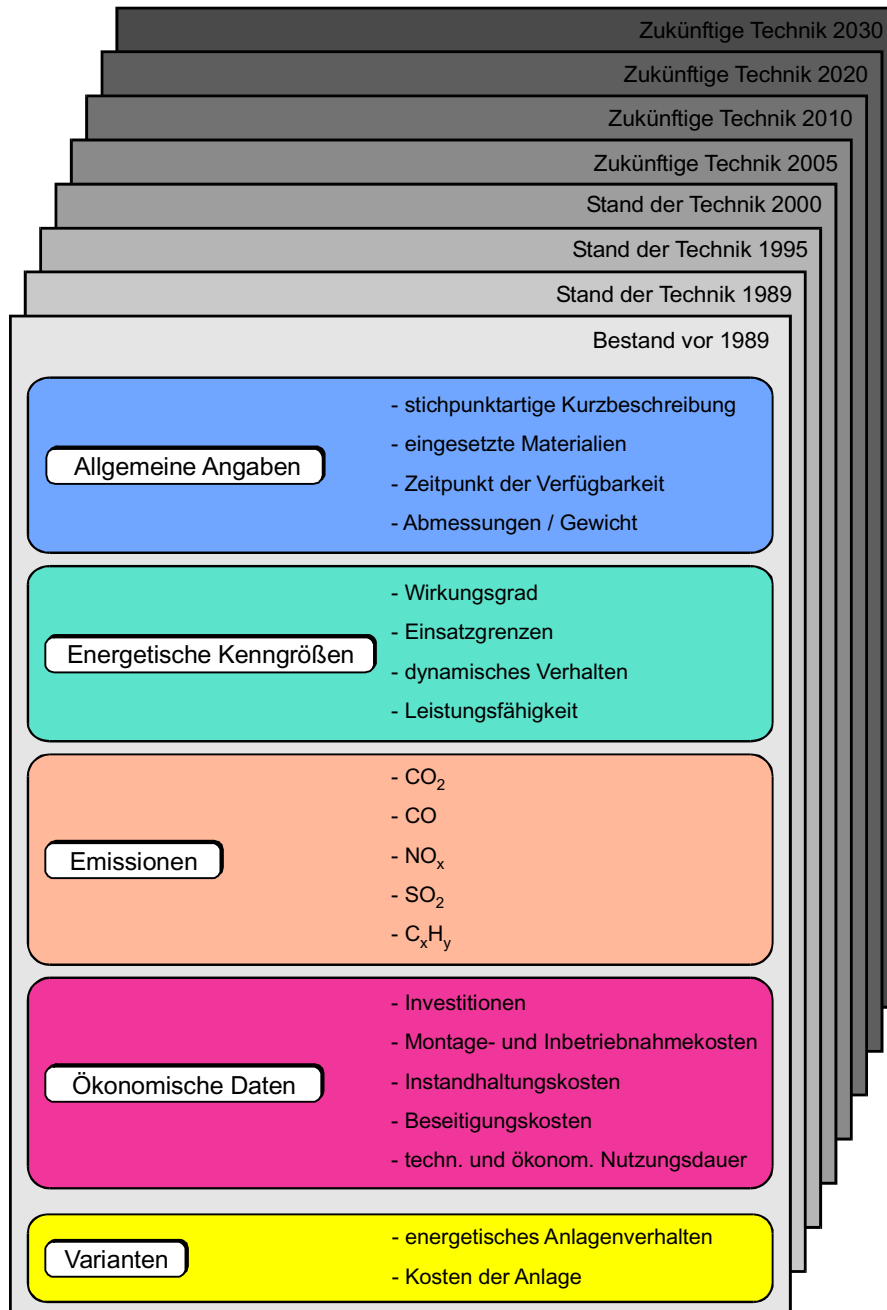


Abb. 10.1: Aufbau der Datenblätter für die einzelnen Querschnittstechniken

In fast allen Bereichen der Energieanwendungstechnik hat der technische Stand ein sehr hohes Niveau erreicht. Fast überall ist die Spanne zwischen dem technischen und dem theoretischen Optimum nur noch klein. Eine Verringerung dieser Spanne wird naturgemäß aufwändiger je mehr man sich dem theoretischen Optimum nähert; weitere Innovationsforschungen und Neuentwicklungen erscheinen vielfach aus wirtschaftlicher Sicht nicht vertretbar. Regelrechte „Technologiesprünge“ sind kaum zu erwarten. Alle heute diskutierten zukünftigen Möglichkeiten weiterer Verbesserungen haben ihren Ursprung in Erkenntnissen deren Grundlagen schon seit geraumer Zeit bekannt sind.

Ein typisches Beispiel dafür, sind die Brennstoffzellen. Ihre Technologie basiert auf Erkenntnissen und Erfindungen die schon im 19. Jahrhundert gewonnen wurden. Ihre technologische Entwicklung wurde in den 60er und 70er Jahren durch Raumfahrtprojekte vorangetrieben, bei denen die Kostenfragen keine entscheidende Rolle spielten. Erst in den letzten Jahren beschäftigt man sich wieder intensiver mit ihrer Entwicklung für den mobilen und stationären terrestrischen Einsatz. So dürfte bei alternativen zukünftigen dezentralen Energiekonzepten die Brennstoffzelle eine zunehmende Rolle spielen. Ihr Einsatz besticht durch eine Vielzahl von Vorteilen. Durch Brennstoffzellen kann Kraft-Wärme-Kopplung in kleinen Leistungseinheiten realisiert werden. Der Nutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs ist hoch, die Brennstoffzellen arbeiten sehr umweltfreundlich und leise. Die absehbare Entwicklung der Brennstoffzelle lässt hoffen, im 2. Jahrzehnt dieses Jahrhunderts eine Markteinführung erreichen zu können.

Ein anderes Beispiel für einen wesentlichen Technologiewechsel bei der Nutzenergieerzeugung stellt der Einsatz von LED-Lampen für die Raumbeleuchtung dar. Die Grundlagen der LED-Technik sind schon lange bekannt. LED-Lampen werden in der Signaltechnik dank ihrer hohen Lebensdauer und ihrer nahezu monochromatischen Lichterzeugung seit vielen Jahren in erheblichen Umfang eingesetzt. Das Licht der Lampen transformiert man durch Leuchtstoffe in den sichtbaren Bereich. Weißes Licht für die Raumbeleuchtung kann bei LED-Systemen durch Mischen des Lichtes von drei Lampen mit unterschiedlicher Farbtemperatur erzeugt werden. Man erreicht heute Lichtausbeuten, die in der Nähe der Lichtausbeute von Leuchtstofflampen liegen. Nachteilig ist allerdings der sehr hohe Aufwand. Zum Ersatz einer 36 W Leuchtstofflampe benötigt man 36 LED-Lampen mit je 1 W Nennleistung; denn man erreicht den Vorteil sehr hoher Lebensdauern von über 100.000 Stunden nur bei kleinen Lampennennleistungen. Die maximal mögliche Leistung einer Lampe liegt heute bei 10 W.

Eine Markteinführung in den Bereich der Raumbeleuchtung liegt noch in der Zukunft, eine Serienfertigung entsprechender Lampen und Anlagen zeichnet sich noch nicht ab. Dieser Entwicklungsstand erlaubt es nicht diese Technik in eine Untersuchung, wie sie in den vorliegenden IKARUS-Berichten für andere Techniken durchgeführt wurde, einzubinden.

Im Laufe der Projektbearbeitung haben sich für die verschiedenen Querschnittstechniken durch den technischen Fortschritt der letzten Jahre sehr unterschiedliche Ansatzpunkte und Hemmnisse für einen energieeffizienten Einsatz gezeigt. Im Folgenden werden einige wichtige Aspekte dieser Thematik diskutiert.

10.2.1 Kraftbedarfsdeckung

Die Kraftbedarfsdeckung spielt in den Energiebilanzen der Verbrauchssektoren Industrie und Kleinverbraucher eine bedeutende Rolle. Im Jahr 2001 betrug der Stromverbrauch für die Erzeugung von mechanischer Energie in der Industrie ca. 486 PJ und im Kleinverbrauch ca. 180 PJ. Dies macht zusammen etwa 40 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland und damit rund 15 % des gesamten Primärenergieverbrauchs aus [3].

Viele messtechnisch gestützte Betriebsanalysen der FfE beschäftigen sich mit Techniken der Kraftbedarfsdeckung. Die gerätetechnischen Daten von Pumpen, Ventilatoren, Klimaanlage und deren betriebstechnischen Daten stellen eine praxisnahe Ergänzung des wissenschaftlichen Ansatzes des IKARUS-Projekts dar.

Grundsätzlich führt jeder Einsatz eines energietechnisch verbesserten Gerätes zu einer nachhaltigen Energieeinsparung. Wie aus den in der IKARUS-Technikdatenbank abgelegten Daten zu erkennen, war der technische Fortschritt an den Geräten im Bereich der Kraftbedarfsdeckung in den letzten Jahren gering. Geeignete Werkstoffe für Motoren (für bessere Magnetfelddurchdringungen etc.) und oberflächenoptimierte Radialventilatoren stellen Wege zur verbesserten Energiewandlung dar. Bei keiner der Techniken, kann von einem Technologiesprung gesprochen werden. Die technische Entwicklung hat ein sehr hohes Niveau erreicht, sodass weitere Innovationsforschungen und Neuentwicklungen aus wirtschaftlicher Sicht oft nicht vertretbar sind.

Umso mehr muss in der Praxis zur Erzielung guter Nutzungsgrade Wert auf möglichst zweckmäßige Auslegung, optimalen Einsatz und intelligente Regelung gelegt werden.

Im Laufe der Bearbeitung des IKARUS-Projekts hat sich immer wieder herausgestellt, dass die Diskussion um rationellen Energieeinsatzes bei den verschiedenen Querschnittstechniken sehr differenziert geführt werden muss. Oft sind konstruktive Verbesserungen bei den Techniken in ihrer Wirkung geringer und Ansätze neuer Regelungstechnologien wirkungsvoller. Vor allem ist der Blick auf die Planung (optimale Wahl von Anlagen- und Geräteart sowie richtige Dimensionierung), den richtigen Einsatz und eine qualifizierte Wartung und Instandhaltung zu richten. Häufig ist die planerische Optimierung eine komplexe Aufgabe, die u. a. eine umfassende technische und ökonomische Bewertung mit einer ganzheitlichen Sichtweise erfordert.

Im Folgenden wird anhand eines Beispiels aus der Ventilatorentechnik verdeutlicht, wie mit den Daten der Datenbank gearbeitet werden kann und wo deren Grenzen liegen:

Ein Bürogebäude wurde erweitert und der neue Gebäudeteil soll an das bestehende Lüftungsnetz der vorhandenen Klimaanlage angeschlossen werden. Dafür ist der Einsatz eines neuen Ventilators in der raumlufttechnischen Anlage erforderlich. Insgesamt soll eine Luftmenge von 30.000 m³/h umgewälzt werden. Das Rohrnetz, welches von der Anlage gespeist wird, hat einen Rohrnetzwidestand von 700 Pa. Die Anlage wird durchschnittlich an fünf Tagen pro Woche, je zwölf Stunden lang betrieben. Es wird eine Lebensdauer des Gerätes von 15 Jahren angenommen.

Die Datenbank liefert sieben geeignete Ventilatorentypen. Folgende drei ausgewählte Geräte sollen nachfolgend weiter analysiert werden:

- Ventilator 1: Radialventilator, vorwärts gekrümmte Schaufeln, einseitig saugend;
- Ventilator 2: Axialventilator mit Leitwerk;
- Ventilator 3: Axialventilator ohne Leitwerk.

Sie unterscheiden sich in ihrer Bauweise und damit ihrer Arbeitscharakteristik.

In Abbildung 10.2 sind auf der linken Ordinate die Investitionskosten für die Anschaffung der Ventilatoranlage aufgetragen, wie sie der IKARUS-Datenbank entnommen wurden. Die Investitionen beinhalten entsprechend DIN-Vorgaben neben den Gerätekosten, die Kosten für die Drehzahlregelung, Montage und Inbetriebnahme.

Auf der rechten Ordinate sind die Wirkungsgrade der Anlage aufgetragen. Dabei wird der Wirkungsgrad „ab Motorwelle“ gerechnet, weil bei Axial- und Radialventilatoren wegen der unterschiedlichen Übersetzungen zwischen Motor und Ventilator Wirkungsgradunterschiede zu berücksichtigen sind.

Abbildung 10.2 kann entnommen werden, dass die Anlage mit Ventilator 1 den geringsten Anlagenwirkungsgrad erzielen würde. Mit Ventilator 2 läge der Anlagenwirkungsgrad von allen Varianten am höchsten, jedoch ist dieser Ventilator der Teuerste. Ein Kompromiss zwischen Energie- und Investitionskosten scheint hier die Anlage mit Ventilator 3 zu sein.

Deutlich andere Ergebnisse erhält man, wenn man eine dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach der Annuitätenmethode durchführt (vgl. Abbildung 10.3). Berücksichtigt wurden dabei die jährlichen Wartungskosten, die Inflationsrate (hier 3 %), die Energiepreissteigerung (hier 2 %) und der momentane Strompreis von 7 ct/kWh und eine Lebensdauer 15 Jahren.

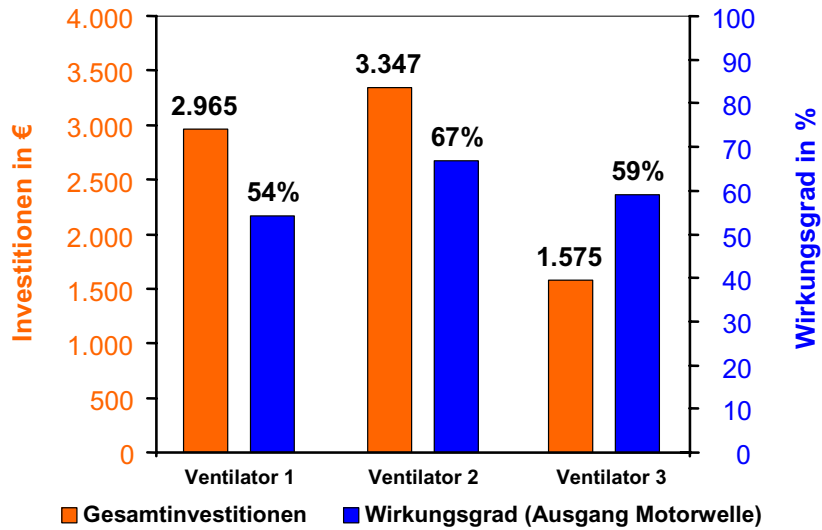


Abb. 10.2: Investitionen und Wirkungsgrade der für das Berechnungsbeispiel ausgewählten Ventilatoren

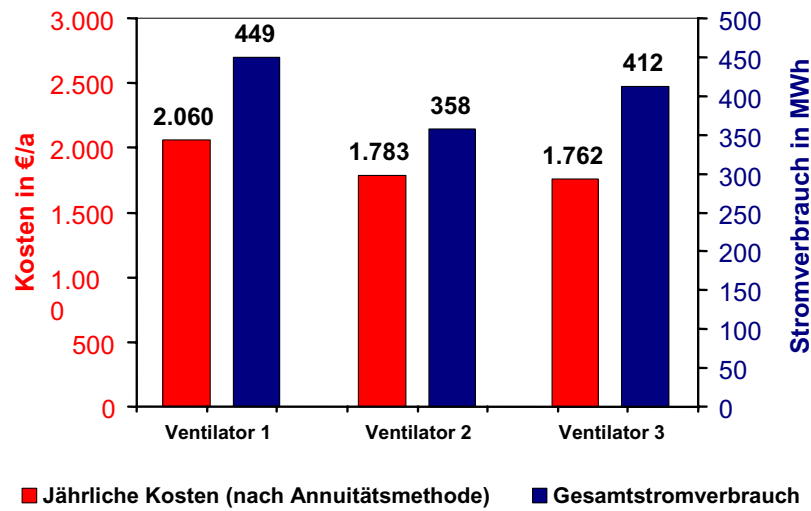


Abb. 10.3: Jährliche Kosten und Stromverbrauch der für das Berechnungsbeispiel ausgewählten Ventilatoren

Es zeigt sich, dass zwischen den jährlichen Kosten des Ventilators 2 und 3 praktisch kein Unterschied besteht. Ventilatoranlage 1 verursacht die höchsten jährlichen Kosten und ist damit am unwirtschaftlichsten. Damit kann festgehalten werden, dass vielfach nicht die Investitionen, sondern die Energiekosten ausschlaggebend für eine wirtschaftliche Beurteilung einer Anlage sind und deshalb eine ganzheitliche Betrachtung unerlässlich ist, wenn Fehlentscheidungen vermieden werden sollen.

Ventilatoranlage 3 verbraucht im Laufe der zu Grunde gelegten Lebensdauer von 15 Jahren (selbst bei Betrieb im Bestpunkt des Ventilators) rund 15 % bzw. 54 MWh elektrische Energie mehr als Ventilator 2.

Nicht selten kommt es vor, dass Anlagen durch Überdimensionierung oder ungünstige Betriebsweise mit einem deutlich niedrigeren Wirkungsgrad (bis zu 50 % des Nennwirkungsgrades) betrieben werden. Häufig wird die Überdimensionierung sogar beabsichtigt um „Reserven“ zu halten. Diese „darf es ein bisschen mehr sein“-Herangehensweise, hat erhebliche energetische und wirtschaftliche Nachteile und konterkariert die Aussagen von Wirtschaftlichkeitsrechnungen.

Das Ergebnis derartiger Analysen kann sich nochmals wandeln, wenn weitere (wirtschaftliche) Einflussfaktoren zu berücksichtigen sind. Im obigen Beispiel wurde z.B. nicht berücksichtigt, dass u. U. durch den Einsatz eines leiseren Ventilators die Kosten für Schalldämmungsmaßnahmen im Rohrnetzsystem entfallen. Die IKARUS-Datenbank gibt zwar eine Antwort auf die Frage nach der Lautstärke, kann jedoch nicht die baulichen Gegebenheiten für den jeweiligen Einsatzfall berücksichtigen.

Diese Diskussion zeigt, dass die ausführliche Planung für einen effizienten Einsatz der Geräte die Transaktionskosten (Kosten für Anschaffung, Entscheidung, Mehr-Planung etc.) deutlich erhöht. Besonders bei der Anschaffung von Geräten mit relativ geringen Investitionskosten, haben Transaktionskosten einen großen Anteil an den Gesamtkosten. Die erhöhten Transaktionskosten kompensieren unter Umständen die Ersparnisse durch die reduzierten Energiekosten.

Expertenwissen zu diesem Themenkomplex kann z.B. durch Energieberatung (Durchführung einer Betriebsanalyse, Aufbau eines Energiemanagementsystems), Energie-Contracting oder im Zuge einer Optimierung der Energiebezugskonditionen „ins Haus“ kommen. Problematisch ist teilweise, dass Firmen häufig aus Geheimhaltungsgründen keine externen Fachleute in den Betrieb lassen, bzw. bewusst Informationen, wie z.B. Prozessparameter zurückhalten. Jedoch ist die Kenntnis und Richtigkeit der Basisdaten, wie im folgenden Beispiel der Volumenströme und Rohrnetzwidestände, eine notwendige Voraussetzung für Optimierungsschritte.

Ursachen für das häufige Fehlen von grundlegenden Angaben sind:

- die Anlagen sind „organisch“ gewachsen und dabei wurden Änderungen und Ergänzungen nicht ausreichend dokumentiert; oft sind Anlagendaten grob geschätzt;
- das Detailwissen zu den Anlagen ist vielfach auf eine Person konzentriert, sodass es beim Ausscheiden z. T. verloren geht. Gegenüber Dritten wird dieses Wissen häufig bewusst zurück gehalten;
- vielfach gibt es keine systematische Zusammenführung des Wissens und der technischen Informationen im Betrieb;
- Messgeräte werden teilweise falsch eingesetzt, nicht richtig gewartet und instand gehalten.

Ein wichtiger Ansatzpunkt zur Optimierung der Energieeffizienz ist die gezielte Vermittlung des erforderlichen energiewirtschaftlichen Wissens an möglichst viele Mitarbeiter des Unternehmens. Fortbildung und Förderung von Kommunikation sowie etablieren von geeigneten Unternehmenszielen gehören zu einem schlüssigen technischen und ökonomischen Managementkonzept, das energiewirtschaftliches Handeln fördert.

Erste Ansatzpunkte für einen effizienten Einsatz von Energie sind technisch-konstruktive Maßnahmen zur Wirkungsgradverbesserung. Bei den betrachteten Querschnittstechniken war der technische Fortschritt in den letzten Jahren gering und es zeichnen sich keine nennenswerten Neuerungen ab. Häufig befindet man sich bereits im flachen Ausgang der Entwicklung, sodass weitere Verbesserungen überproportional teuer sind. Kostenreduktionen sind bei diesen Techniken kaum zu erwarten, bestenfalls ein verbessertes Preis-/Leistungsverhältnis. Zunehmend an Bedeutung gewinnt der Einsatz von intelligenten Regelungskonzepten, wodurch sich deutliche Energieeinsparungen erzielen lassen.

Energieeinsparpotentiale können zukünftig vor allem durch den richtigen Einsatz und die richtige Anwendung der Geräte erschlossen werden. Dafür ist jedoch ein technisches Managementkonzept erforderlich.

Hemmnisse für die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen sind:

- Hohe Kosten von konstruktiven, apparativen und verfahrenstechnischen Verbesserungen; innovative Entwicklungen sind teuer und bei einigen Techniken sind bereits sehr hohe Wirkungsgrade nahe den physikalischen Grenzen erreicht;
- Notwendigkeit von energiewirtschaftlichem Wissen bei Planungs- und Managementansätzen welches auf Grund betrieblicher Hemmnisse, wie der Sorge vor Know-how-Preisgabe, Produktionsausfällen, personellen Blockaden, Kosten der Umsetzung etc. nicht genutzt wird.

10.2.2 Prozesswärme

Besonders die Querschnittstechniken aus dem Bereich der Prozesswärme (Brenner, Dampf- und Heißwassererzeuger, Öfen und Trockner) sind energieintensive Techniken. Rund 66 % der im Jahr 2001 in Deutschland im Verbrauchersektor „Industrie“ eingesetzten Endenergie wurde für die Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie aufgewendet. Dieser Anteil entspricht einer Endenergiemenge von rund 1.600 PJ und damit etwa 15 % des gesamten Primärenergiebedarfs von Deutschland.

Konstruktive Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz waren bei den o.g. Querschnittstechniken u. a. die Verbesserung der Oberflächenstruktur von Wärmetauschern bei Rekuperatorbrennern [7]. Die Wärmetauscher bei Rekuperatorbrennern werden für die Vorwärmung der Zuluft verwendet. Durch eine Noppenstruktur an Stelle einer glatten Oberfläche, konnte hier eine deutliche Verbesserung der Luftvorwärmung und damit eine erhebliche Reduktion des Energieeinsatzes erzielt werden. Sonstige grundlegende Technologiesprünge im Bereich der Prozesswärmebereitstellung waren in den Jahren der IKARUS-Bearbeitung nicht zu erkennen. Konzepte zur Abgasrückführung, NO_x -Senkung durch Stufenverbrennung etc. sind bereits seit längerem Stand der Technik.

Neben konstruktiven Maßnahmen stellt der optimierte Anlagenbetrieb gerade bei der Prozesswärmebereitstellung einen Hauptansatzpunkt für das Erschließen von Energieeinsparpotentialen dar. Hauptansatzpunkte und Hemmnisse, sollen im Folgenden am Beispiel der Querschnittstechnik „Öfen“ diskutiert werden.

Ein entscheidender Aspekt für die Energieeffizienz von Öfen ist die richtige Dimensionierung. Größere Anlagen haben bei guter Auslastung ihrer Kapazität einen geringeren spezifischen Energiebedarf (kWh/kg Ausbringung) als Anlagen mit geringerer Nennleistung, weil entsprechend dem Wachstumsgesetzen im Allgemeinen die Verluste solcher Anlagen quadratisch mit den linearen Abmessung, die Nennleistung jedoch etwa mit der dritten Potenz zunimmt (steigendes Volumen). Mit diesen Hinweisen zu den sog. Wachstumsgesetzen wird deutlich, dass grundsätzlich der spezifische Energieverbrauch mit wachsender Anlagengröße abnimmt. Diese Gesetzmäßigkeiten decken sich gut mit den zum Teil aus Messungen stammenden Praxisdaten in der IKARUS-Technikdatenbank. Allerdings ist zu beachten, dass zu groß dimensionierte, d. h. teilausgelastete Öfen in der Regel einen deutlich höheren spezifischen, auf das Endprodukt bezogenen Energieverbrauch aufweisen wie kleinere gut ausgelastete Öfen.

Damit wird deutlich, wie wichtig die professionelle Planung einer Ofenanlage im Hinblick auf einen energieeffizienten Einsatz ist. Die Auslegung, sollte so erfolgen, dass eine möglichst hohe Auslastung der Ofenkapazität gewährleistet ist. Problematisch dabei ist die Unsicherheit von Zukunftsprognosen hinsichtlich Auftragslage, Produktnachfragezyklen und Entwicklungen.

Eine Punktlandung bei der Dimensionierung ist schwierig und oft unmöglich. Jedoch sollte man zumindest für die absehbare Hauptbetriebsweise anstreben, dass die Anlage nahe dem Bestpunkt betrieben wird.

Betriebsanalysen der FfE zeigen weitere Ansatzpunkte für einen energetisch optimierten Anlagenbetrieb.

In einer Härterei wurde bei der Reihenfolge der zu härtenden Chargen nicht auf die geforderten Temperaturen geachtet. So folgten häufig auf Chargen mit hohen Temperaturen solche mit niedrigen Temperaturen im Wechsel. Um die Chargenzeiten zu verkürzen und die Produktivität zu erhöhen, wurden die Öfen beim Wechsel von hohen auf tiefe Arbeitstemperaturen durch Standventilatoren „kaltgeblasen“. Diese Einsatzweise war energetisch sehr ungünstig, da man durch das Abkühlen Speicherwärme in Fortwärme, also in Verluste, wandelte und zusätzlich Energieaufwand für die Lüfter notwendig war. Als Maßnahme zur energetischen Optimierung wurde vorgeschlagen, bei der Arbeitsvorbereitung die verschiedenen Chargen eines Tages möglichst nach aufsteigenden oder absteigenden Temperaturen zu ordnen. Dies führt nicht nur zu einem sinkenden Energiebedarf, sondern auch zu Reduzierung des Zeitaufwands und steigert damit auch die Produktivität.

Prämien auf möglichst hohe CO₂-Gehalte der Abgase bei Kessel und auch bei Öfen sind grundsätzlich eine sinnvolle Maßnahme, um die Beschäftigten zu motivieren auf eine möglichst vollkommene Verbrennung des Brennstoffs zu achten. Bei einer Untersuchung der FfE an einem Dampfkessel wurde allerdings offenbar, dass solche Prämien auch zu menschlichem Fehlverhalten führen können. Ein Schichtteam das sich stets durch die höchsten CO₂-Werte gegenüber den anderen Teams auszeichnete, verstellte jeweils zum Ende seiner Schicht die Parameter der Kesselregelung. Damit hatte keine andere Schicht die Chance, die Spitzenwerte dieses Teams zu erreichen.

Prozesswärmanlagen werden häufig mit fossilen Energieträgern betrieben. Die bei der Energieumwandlung entstehenden Emissionen sind in der IKARUS-Technikdatenbank ausgewiesen. Im Folgenden werden einige Aspekte diskutiert, die mit der Thematik der Emissionen eng verknüpft sind [10, 11, 14].

Eine wichtiger Schritt zu umweltschonender Verfahrens- und Betriebsweise war die Vereinfachung der Teilnahme der Firmen an der „Verordnung Nr. 761/2001 des europäischen Parlaments und Rates über die freiwillige Beteiligung von Organisation an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung (EMAS II)“ vom 19.3.2001. Durch die Vereinfachung und Verbesserung dieser Verordnung, legitimiert und erhöht sich der gesellschaftliche und marktwirtschaftliche Druck auf Firmen und Betriebe zur freiwilligen Teilnahme an der EMAS II. Durch die Teilnahme, verpflichtet sich der Betriebsstandort zu einer konsequenten (praktischen) Einhaltung von Rechtsvorschriften sowie zu einer konsequenten Verbesserung und Offenlegung umweltrelevanter Betriebsdaten (Energieverbräuche, Emissionen etc.). Die Betriebsgegebenheiten werden in Audits

analysiert und bewertet. Über die Ergebnisse ist die interessierte Öffentlichkeit zu informieren. Dabei ist eigentlich der Weg bereits das Ziel. Häufig wird Firmen während des Auditierungsprozesses bewusst, welche technischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale bisher ungenutzt blieben und welchen haftungsrechtlichen Gefahren sie vorher durch Unkenntnis von Gesetzen unterlagen. Die EMAS II integriert wesentliche Ansatzpunkte der DIN EN ISO 14001, welche ebenfalls als Grundlage für ein Umweltmanagementkonzept mit ähnlichen Wirkungen angewandt werden kann.

Im verbindlichen Rechtsbereich ergaben sich in den vergangenen Jahren ebenfalls einige wirksame Beiträge zu Energieverbrauchs- und Emissionsminderung. Durch die Einführung des Rechtsbegriffs „Stand der Technik“ in der TA-Luft, wurde eine stärkere Forderung nach Modernisierung der Anlagen ermöglicht. Dieser Begriff schafft einen neuen Handlungsspielraum für die Behörden, der die Forderung nach einer finanziell zumutbaren Anschaffung einer zeitgemäßen Anlage (ab einer bestimmten Leistungsgröße vgl. 4. BImSchV) ermöglicht. Für Altanlagen kann die Behörde prinzipiell die gleichen Anforderungen stellen. Jedoch hat sie dabei die Frage nach der Angemessenheit zu beantworten, welche aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit nach §§ 7,17 BImSchG resultiert. Damit sollen unzumutbare finanzielle Belastungen betroffener Firmen und damit volkswirtschaftliche Schäden vermieden werden.

Die zuständigen Behörden beschäftigen sich kaum mit der Überprüfung und der Sanierung von Altanlagen, sondern vorzugsweise mit der Genehmigung von Neuanlagen. Da in der Sanierung von Altanlagen ein erhebliches Potenzial zum rationelleren Energieeinsatz liegt, ist hier die Bedeutung von freiwilligen Verpflichtungen sehr groß.

Ein aktueller Aspekt, der in diesem Kontext nicht unerwähnt bleiben darf und zukünftig besonders im industriellen Bereich einen der größten Reduktions-Hebel darstellen könnte, ist der geplante Emissionshandel in Europa. Entsprechend dem momentan gültigen und harmonisierten Handelssystem, auf das man sich im Dezember 2002 in der EU geeinigt hat, soll der Emissionshandel auf Unternehmensebene ab 2005 möglich sein. Die im Anhang I des Richtlinienvorschlages für den Handel verpflichtend vorgesehenen Teilnehmer, erstreckt sich auch auf Anlagenbetreiber aus den Bereichen Metallverarbeitung- und Erzeugung, Papier- und Pappeherstellung etc. [15], also klassische Anwender der in IKARUS behandelten Querschnittstechniken.

Einsparpotentiale im Bereich der Prozesswärmetechniken sind zukünftig vor allem noch im Bereich der Planung- und der möglichen optimierten Betriebsweise der Anlagen vorhanden.

Mögliche Ansatzpunkte für einen energetisch effizienteren Anlagenbetrieb sind:

- die Erarbeitung eines technischen Betriebskonzepts für die Anlagen unter Einbezug von Wartungsplänen und Betriebsdatenerfassungssystemen;
- die Einführung eines passenden Personal- und Führungsmanagements (mit betrieblichem Vorschlagswesen, Förderung der Kommunikation der Mitarbeiter und Abteilungen, Aufklärung und Schulung der Mitarbeiter aus der Produktion und Anlageneinsatzplanung, Anreize durch gerechte Vergütungskonzepte schaffen bei vergleichbaren, nicht manipulierbaren Bedingungen;
- die Durchführung von Energieanalysen durch qualifizierte, erfahrene, externe Fachleute. Der Einsatz externer Fachleute erweist sich oft als sehr vorteilhaft, weil sie neue Ideen einbringen. Da ihnen der Betrieb, dessen Entwicklung und seine Strukturen fremd sind, werden sie weniger befangen und betriebsblind sein und z.B. auch Organisationsstrukturen kritisch hinterfragen.

Die Einführung eines technischen Managementkonzeptes, welches Personal und Anlagen umfasst, kann einen Beitrag zur Senkung von Energieverbrauch und Emissionen liefern. Ökoauditierung und/oder Beteiligung an der EMAS II stellen dabei eine wichtige Unterstützung dar. Gesetzes- und Richtliniengestaltungen, sowie Buß- und Strafgelderhöhungen spielen für die Bereitschaft zur Beteiligung eine Schlüsselrolle. In alten, undokumentierten Anlagen, schlummern häufig haftungsrechtliche Risiken, die sich durch eine systematische Analyse im Rahmen einer Auditierung erkennen und gezielt reduzieren lassen. Der Emissionshandel könnte eine weitere Reduktion der Emissionen und des Energieverbrauchs bewirken. Teilnahmen an freiwilligen Umweltmanagementsystemen sowie Einflüsse der Gesetzgebung haben neben den Wirkungen durch die deutsche Wiedervereinigung sicherlich einen Teil dazu beigetragen, dass der Endenergieverbrauch der Industrie im letzten Jahrzehnt um nahezu 20 % [3] gesenkt werden konnte.

10.2.3 Raumwärme

Die Endenergieaufwendungen für die Raumwärme in Deutschland betrugen mit rd. 3.000 PJ im Jahr 2001 ca. 34 % des gesamten Endenergieverbrauchs. Da Raumwärme sehr häufig direkt aus fossilen Energieträgern vor allem Öl und Gas erzeugt wird, liegt der Anteil der Raumwärme bei rund einem Viertel an dem gesamten deutschen Primärenergieverbrauch.

Einen Technologiesprung zum Ausgang des vergangenen Jahrhunderts, stellt die Einführung der Brennwertnutzung dar, die mittlerweile bei Gaskesseln Standard geworden ist. Durch diese Technologieverbesserung konnten bis zu 15 Wirkungsgradpunkte im Nennbetrieb gewonnen werden, wodurch mittlerweile Nennnutzungsgrade nahe der physikalischen Grenzen von ca. 108 % erreichbar sind. Noch nicht so weit entwickelt ist die

Brennwertnutzung bei Ölkesseln. Hier ist in den nächsten Jahren zu erwarten, dass durch technische Verbesserung, die Energieeffizienz der Ölkessel, mit der Gasbrennwerttechnik wieder vergleichbar wird. Wegen des unterschiedlichen Kohlenstoffgehalts werden die Emissionswerte bei Einsatz von Gas immer geringer sein, als die beim Einsatz von Öl.

Verbesserungen konnten auch im Bereich der Heiz- und Brauchwarmwasserspeicher festgestellt werden. So zum Beispiel durch verbesserte und dickere Dämmung der Speicher zur Reduzierung der Speicherverluste. Ein weiterer Schritt war die Optimierung der Temperatur-Schichtungsvorgänge in Speichern, die nicht zuletzt durch verbesserte Simulationsmodelle und die dafür erforderlichen Rechenleistungen erreicht wurde.

Heiz- und Warmwassererzeuger sind immer ein Teil des technischen Systems „Gebäude“. Energiesparpotentiale sind durch die richtige Dimensionierung und den richtigen Betrieb der Anlagen zu erschließen. Das Sensibilisieren von Heizungsfachhandwerksbetrieben und die Kompetenzerweiterung von Kaminkehrern stellen in diesem Kontext durchführbare Maßnahmen dar. Begleitet werden sollte dies durch ausreichende und detaillierte Messungen an bestehenden Heizungsanlagen, Regelungen und Verteilungen. Die Auswertungen dieser heute kaum vorhandenen Daten sollten dann an geeigneter Stelle diskutiert und daraus Maßnahmen für Hersteller, Fachhandwerk, Behörden und Betreiber abgeleitet werden.

Heizkessel: Die möglichen Bestwerte der Wirkungsgrade moderner Kessel werden in der Praxis allerdings nur in Einzelfällen erreicht. Wie z.B. eine Studie des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München zeigt, haben Heizungsanlagen mit modernen Kessel im Schnitt gegenüber Anlagen mit Kesseln der älteren Generation, im praktischen Einsatz nur um 5 bis 10 % bessere Anlagenwirkungsgrade. Dafür gibt es mehrere Gründe:

- Kessel werden von den Heizungsbauern bei der Auslegung nach wie vor bis zu 100 % überdimensioniert. Sie werden daher relativ lange in niedrigen Teillastbereichen mit schlechten Wirkungsgraden betrieben und takten häufig;
- Die Parameter an Kessel und Regelung werden häufig bei der Installation nicht richtig eingestellt. Für die unterschiedlichsten Anwendungsfälle werden die Werkseinstellungen des Herstellers übernommen. Unübersichtliche, wenig kundenfreundliche Bedienfelder und unzureichende Beschreibungen verstärken diesen Trend;
- Prüfstandsmessungen von Heizkesseln durch die FfE zeigen, dass die angegebenen Nennwirkungsgrade von Kesseln für deren Vergleichbarkeit geeignet sind, jedoch nicht für eine Aussage zum Einsatz im praktischen Einzelfall. Kenntnisse, die durch das Abfahren von dynamischen Lastprofilen am Prüfstand gewonnen wurden, zeigen auf warum zwischen Theorie und gemessenen Praxiswerten z. T. erhebliche Unterschiede auftreten.

Bei den Heizungsinstallateuren muss das Bewusstsein geweckt werden, dass Überdimensionierung und ein Belassen der werksseitigen Standardeinstellungen meist nicht optimal ist. Ein Kesseltausch kann eine sehr gute Maßnahme sein, weil richtig eingestellte und richtig betriebene moderne Anlagen effizienter und emissionsärmer arbeiten und energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen bringen.

Um zukünftig die richtige Einstellung der Anlagen zu gewährleisten, könnten die Kaminkehrer zusätzliche Aufgabenfelder übernehmen. Von ihnen wird ohnehin der feuerungstechnische Wirkungsgrad der Kessel einmal pro Jahr gemessen. Momentan wird aber nur die Messung durchgeführt und ein Prüfbericht erstellt, der dann an den Kunden geschickt wird. Gegebenenfalls wird noch darauf hingewirkt, dass der Kunde etwas unternimmt, wenn die Messergebnisse außerhalb der zulässigen Grenzen liegen. Es wäre eine sinnvolle Ergänzung, wenn der Kaminkehrer sofort an Ort und Stelle eine Überprüfung und Optimierung der Einstellungen der Heizungsanlage durchführen könnte. Der Vorteil wäre, eine unverzügliche und nachweisliche Anpassung der Einstellungen. Dies würde jedoch voraussetzen, dass Kaminkehrer entsprechend geschult werden und mehr Zeit beim Kunden eingeräumt bekommen sowie Veränderungen an der Heizungsanlageneinstellung vornehmen dürfen. Dafür müssten die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die z.B. haftungsrechtliche Fragen etc. einschließen, was vermutlich ein schwieriger und von vielen Interessensgruppen geprägter Prozess wäre.

Wärmepumpen und Solarkollektoren: Bei Wärmepumpen und Solarkollektoren ergaben sich im letzten Jahrzehnt deutliche Veränderungen im Preis-/Leistungsverhältnis.

Abbildung 10.4 zeigt die sehr unterschiedlichen Preisverläufe verschiedener Kollektorenarten. Für die Grafik wurden Preise repräsentativer Geräte ausgewählt und zugrunde gelegt. Die Technologie der Solarkollektoren hat bereits einen ausgereiften Stand erreicht. Technische Verbesserungspotentiale z.B. bei selektiven Beschichtungen sind noch vorhanden. Bei Kollektoren der Vakuumtechnik könnte dies noch zu Preissenkungen führen.

Ein Problem beim Einsatz von solarthermischen Anlagen in Deutschland ist, dass in den Wintermonaten (ca. November bis Februar) durch die Solarthermieanlage nur ein geringer solarer Deckungsbeitrag beim Heiz- und Brauchwarmwasserbedarf möglich ist. Deshalb sind neben der solarthermischen Anlage zusätzlich ein von der Jahreszeit unabhängiges Wärmeerzeugungssystem einzubauen und ein großer Pufferspeicher vorzusehen. Damit erhöht sich der Kostenaufwand im Vergleich zu einer herkömmlichen Heizungs- und Warmwasserbereitungsanlage deutlich.

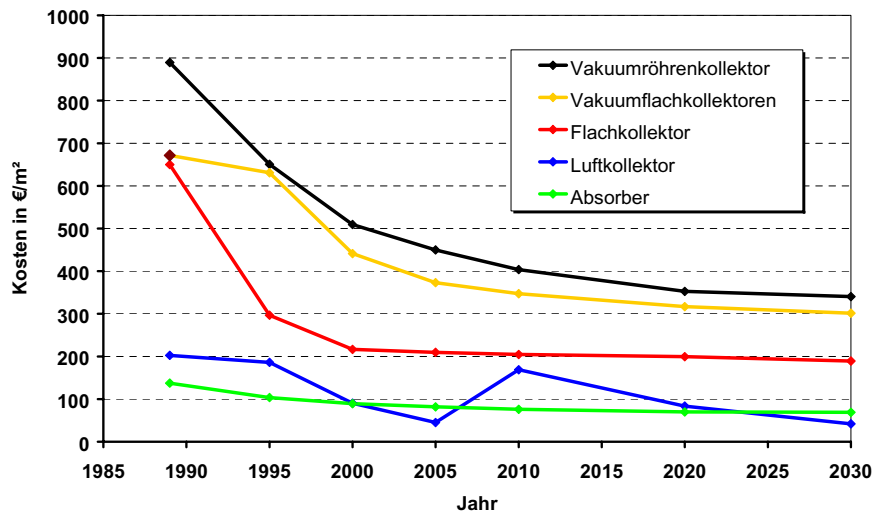


Abb. 10.4: Durchschnittliche Kostenentwicklung verschiedener Kollektorenarten

Etwas anders stellen sich Vor- und Nachteile von Wärmepumpen für Heiz- und Warmwasserbereitung dar. In Abbildung 10.5 sind Nennarbeitszahlen aus der IKARUS-Datenbank für die Wärmepumpen verschiedener Systeme dargestellt. Da es sich nicht um Anlagenarbeitszahlen handelt, ist der Stromverbrauch der Grundwasserpumpe und anderer Systemkomponenten nicht berücksichtigt. Für Abbildung 10.5 wurden Technikdaten ausgewählt, die z.B. für die Beheizung eines gut gedämmten, kleineren Mehrfamilienhauses zutreffen. Der Nennleistungsbereich der erfassten Wärmepumpenanlagen liegt bei 25 bis 49 kW, wobei eine Vorlauftemperatur von 35 °C und eine Quellentemperatur von 13 °C angenommen wurden.

Besonders die Wasser/Wasser-Wärmepumpen wurden seit 1989 erheblich verbessert. Hier sind Verbesserungen der Wärmepumpenarbeitszahlen von 4 auf 6 zu verzeichnen. Wie Messprojekte der FfE zeigen, können die von den Herstellern angegebenen Nenn-daten nur selten erreicht werden. Meist sind die Arbeitszahlen deutlich schlechter, z.B. bei Warmwasserbereitung mit höherem Temperaturniveau. Darüber hinaus kann es durch Fehlinstallation und Fehlbedienung bei dieser komplexen Technik relativ leicht zu Effizienzverschlechterungen kommen. Werden zudem die Hilfsenergieverbräuche berücksichtigt, sinken die Jahresanlagenarbeitszahlen auf 50 bis 60 % der oben genannten Werte.

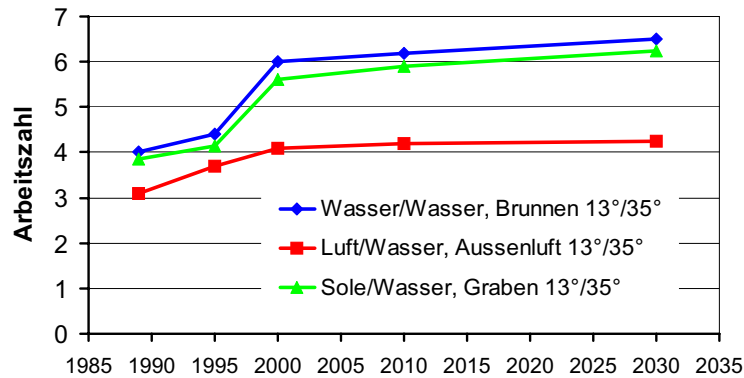


Abb. 10.5: Entwicklung von Wärmepumpenarbeitszahlen

Für die oben verwendete Temperaturpaarung liegt zwar nach dem Carnot'schen-Prinzip die Leistungszahl bei 14, jedoch ist dieser Wert in der Praxis nicht realisierbar. Die an verschiedenen technischen Sachverhalten und Herstellerangaben orientierten Prognosen bis 2030 weisen nur ein geringes Verbesserungspotential aus. Da die Anzahl an bewegten Teilen kaum reduzierbar ist, wird in der IKARUS-Technikdatenbank von einer nur noch mäßigen Verbesserung des Preis-/Leistungsverhältnisses ausgegangen.

Die große Herausforderung um eine weitere Marktdurchdringung der Wärmepumpentechnologie zu erreichen, wird die Kostensenkung bei der Installation, eine fachlich noch qualifiziertere Planung und eine Steigerung der Fachkenntnisse der Planer und Heizungsbauer sein.

Fernwärme: In der Technikdatenbank sind unter der Gerätegruppe konventionelle Wärmeerzeuger auch Fernwärmeübergabestationen in zwei Baugrößenbereichen abgelegt. Die Übergabestationen haben nur sehr geringe Abstrahl- und Konvektionsverluste wodurch sich Nennwirkungsgrades von 99 % ergeben. Technisch sind mit vertretbarem Aufwand keine Verbesserungen mehr möglich.

Wie sich z.B. bei einer Betriebsanalyse der FfE in einem großen Krankenhaus mit Fernwärmeanschluss zeigte, traten erhebliche Verluste erst nach der Übergabestation beim Kunden auf, weil Rohrleitungen nicht sachgemäß gedämmt waren. Durch wenige Meter fehlende Dämmung und Temperaturdifferenzen von 80 K zwischen Rohrwand und Umgebung, waren hier Verluste von einigen hundert kWh/a zu verzeichnen.

Wenn Fernwärme in Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) erzeugt wird, ist diese Beheizungsart sehr energieeffizient. Dennoch konnte sich die Fernwärme nie in hohem Maße durchsetzen. Der flächenmäßige Anteil dieser Beheizungsart trotz wesentlich höherer Potentiale (besonders in Großstädten) beträgt nur 4 % des Gebäudebestandes

[Quelle: Statistisches Bundesamt]. Obwohl in jüngster Zeit Versuche einer Normung der Übergabestationen unternommen werden, schätzen Experten, dass der Anteil dieser Heizungsart bestenfalls gleich bleibt, jedoch eher noch weiter abnimmt. Diese Aussagen stützen folgende Annahmen und Fakten:

- Das Erschließen von Versorgungsgebieten ist teuer und manchmal gar nicht möglich,
- der Anschluss und Betrieb einer Hausübergabe-Station und häufig auch bei Anlagen in der Industrie ist relativ teuer,
- die Hausbesitzer wollen möglichst unabhängige Heiztechniken betreiben,
- die zunehmende Beliebtheit der Brennwerttechnik und
- die zu erwartende Einführung der Brennstoffzelle.

10.2.4 Blockheizkraftwerke

Bei Blockheizkraftwerken (BHKW) handelt es sich um Heizkraftwerke, also Anlagen die neben mechanischer bzw. elektrischer Energie auch Wärme bereitstellen. Bei ihnen sind die gesamten Anlageelemente, also Motor, Generator und alle zum Betrieb sonst nötigen Teile zu einem Modul zusammengefasst. Sie werden als Ein- oder Mehrmodulanlagen für die Bedarfsdeckung eines räumlich begrenzten Versorgungsgebiets ausgelegt.

Derzeit sind BHKW-Systeme mit Ottomotoren, Stirlingmotoren oder Gasturbinen auf dem Markt, wobei die Ottomotor-BHKW den höchsten Verbreitungsgrad aufweisen. Bisher wurden diese BHKW-Systeme überwiegend in Industrie und Gewerbe eingesetzt. BHKW mit kleinen Leistungen (Ottomotor, Stirlingmotor und Gasturbine), wie sie für den Einsatz in der Hausenergieversorgung erforderlich sind, waren kaum auf dem Markt zu finden. Mittlerweile werden hier sog. Mini-BHKW mit Anlagenleistungen von 12 kW thermisch und 5 kW elektrisch angeboten, die zudem noch leistungsmoduliert betrieben werden können. Eine weitere BHKW-Technik, die Brennstoffzelle befindet sich zurzeit in der Pilotentwicklung. Erste Feldtests von Brennstoffzellen-BHKW in Wohngebäuden laufen. Mit einer Serienfertigung und dem Einsatz großer Stückzahlen ist nicht vor 2010 zu rechnen, da noch erhebliche technische Probleme (z.B. Lebensdauer) gelöst und die Herstellungskosten deutlich gesenkt werden müssen.

In der IKARUS-Datenbank wurden ausschließlich die Daten von Ottomotor-BHKW abgelegt, da zum Zeitpunkt der Bearbeitung nur dieser BHKW-Typ eine ausreichend hohe Verbreitung aufgewiesen hat. Ottomotor-BHKW sind seit vielen Jahren im Einsatz und damit Stand der Technik. Sie kommen überwiegend in Industrie- und Gewerbebetrieben, vereinzelt auch in großen Mehrfamilienhäusern zum Einsatz. Die Wirtschaftlichkeit eines BHKW hängt entscheidend von den Rahmenbedingungen für den jeweiligen Einsatzfall ab. BHKW-Systeme schneiden beim ökologischen Vergleich sehr gut ab. Sowohl der

Primärenergieverbrauch als auch die CO₂-Emissionen verringern sich bei richtiger Auslegung und ordnungsgemäßigem Betrieb deutlich gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.

Durch technische Weiterentwicklung (neue Anlagenkonzepte, Modularbarkeit, kleine Anlagenleistung) und Verbesserung der Rahmenbedingungen (KWK-Gesetz) haben sich die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten von BHKW vor allem im privaten Bereich deutlich erhöht. Durch die Liberalisierung des Strommarktes und die niedrigen Strompreise für Industriebetriebe wird jedoch hier der wirtschaftliche Einsatz erschwert. Gerade im privaten Bereich wird erwartet, dass in den nächsten Jahrzehnten eine Vielzahl an KWK-Anlagen zur Hausenergieversorgung installiert wird. Derzeit wird auch über einen Verbund dieser dezentralen KWK-Anlagen zu genannten virtuellen Kraftwerken mit zentraler Steuerung nachgedacht.

10.2.5 Licht

Der Stromverbrauch für Beleuchtung in der Bundesrepublik Deutschland betrug für das Jahr 2001 ca. 187 PJ. Dies stellt ca. 11 % des gesamten Stromverbrauchs aller Sektoren dar und entspricht etwa 4 % des gesamten deutschen Primärenergiebedarfs.

Die Lichttechnik setzt sich aus den zwei eng verknüpfte Bereichen Lampen und Leuchten zusammen. Die verschiedenartige Ausprägung von Merkmalen wie Lampenart, -ausführung, Leuchtentyp, Vorschaltgerät, Farbwiedergabestufe und Lichtstärkeverteilungskurve bedingen eine sehr hohe Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten für eine Beleuchtungsanwendung. Bereits in [16] wurde ein Berechnungsbeispiel der Lichttechnik vorgestellt und es konnte gezeigt werden, dass auch bei der Beleuchtungstechnik nicht unbedingt die Ausführung mit den geringsten Investitionskosten, am wirtschaftlichsten ist.

Für die meisten Anwendungsfälle konnte die aufzuwendende elektrische Leistung pro Quadratmeter, bei gleichbleibender Beleuchtungsstärke reduziert werden. Dieser Trend zeichnet sich auch für die Zukunft ab, jedoch ist die Ausprägung in den verschiedenen Anwendungsfällen sehr unterschiedlich.

In der Planungspraxis von neuen Leuchtstoffröhrenanlagen, wurde im letzten Jahrzehnt das konventionelle (KVG) vom wesentlich energiesparenderen elektronischen Vorschaltgerät (EVG) abgelöst. Es ist zwar noch ein alter Bestand von KVG (die eine Lebensdauer von bis zu 25 Jahren aufweisen) zu verzeichnen, jedoch wird dieser bis zum Jahr 2030 fast ganz verschwinden. Die Umstellung von KVG auf EVG ist meist mit einer aufwändigen Neuverdrahtung von Teilen der Beleuchtungsanlage verbunden und ist deshalb in bestehenden Anlagen noch nicht völlig umgesetzt.

Die Beleuchtung stellt besonders in Bürogebäuden eine nicht zu unterschätzende innere Wärmequelle und damit einen wesentlichen Teil der Kühllasten im Sommer dar. Für die Ermittlung der sommerlichen Kühllasten ist der Einfluss des zusätzlichen Energiebedarfs eines KVG gegenüber einem EVG in einschlägigen Normen eigens berücksichtigt. Gegenüber Anlagen mit EVG ist bei solchen mit KVG nicht nur der direkte Stromverbrauch durch die Beleuchtungsanlagen, sondern bei aktiver Kühlung auch der indirekte Energieaufwand für die Kühlung größer.

Durch geschickte Planung und Lichtführung, können nennenswerte Einsparpotentiale erschlossen werden. Hier sind Ansätze, wie z.B. Dimmung, Wahl der Farbtemperaturen, Berücksichtigung und Trennung der Einsatzbereiche im Raum (Fenster, Mitte, Tür), Tageslichtnutzung etc. zu nennen.

In der Praxis hat bei der Wahl von Lampe und Leuchte der Aspekt der Raumgestaltung und der subjektiven Beeinflussung des Raumnutzers eine viel bedeutendere Rolle als die Energieeffizienz der Geräte.

10.2.6 Information, Kommunikation, Steuerung und Regelung

Die Querschnittstechnik InfKom (Information, Kommunikation, Steuerung und Regelung) unterscheidet sich wesentlich von den anderen in IKARUS untersuchten Techniken, da hier nicht eine spezielle Technik, wie beispielsweise Motoren anhand einer Normenreihe, sondern verschiedenste Geräte bzw. Gerätegruppen untersucht wurden. Aufgrund dieser sehr heterogenen Struktur wurden die beiden Bereiche Information und Kommunikation sowie Steuerung und Regelung getrennt voneinander analysiert.

Zunächst wurden für die zu untersuchenden Geräte, Anlagen und Maschinen Betriebszustände festgelegt und dafür elektrische Leistungen und Betriebszeiten recherchiert.

Folgende Betriebszustände wurden unterschieden:

- Komplette vom Netz getrennt
- Stiller Verbrauch
- Stand-by-Betrieb
- Leerlauf
- Lastbetrieb (Betrieb).

Um die Anzahl unterschiedlicher Geräte möglichst niedrig zu halten, wurden gleichartige Geräte zu Gerätegruppen zusammengefasst.

Information und Kommunikation: Im Bereich Information und Kommunikation bestehen große technische Potentiale zur Senkung des Energieverbrauchs. Dies gilt besonders für den Betriebszustand „stiller Verbrauch“. Die zu erwartenden Verbesserungen durch

weiteren technischen Fortschritt wurden in der IKARUS-Technikdatenbank abgelegt. Die Betriebszeiten der betrachteten Geräte werden sich erhöhen. Jedoch ist zu erwarten, dass die technische Verbesserung diese Verbrauchszunahme überkompensieren, sodass bis zum Jahr 2030 ein Rückgang des Stromverbrauchs von ca. 20 % prognostiziert wird.

In Abbildung 10.6 ist am Beispiel des Verbrauchersektors Haushalte die Entwicklung der Bestandszahlen, für die einzelnen Gerätegruppen von 1985 bis zum Jahr 2030 dargestellt.

Ein wichtiger Arbeitspunkt der vorliegenden Untersuchung war die Recherche zur Entwicklung der Betriebszeiten einzelner Geräte. Bei den meisten Gerätegruppen im Verbrauchersektor Haushalte sind seit dem Jahr 1990 leicht steigende Betriebszeiten zu registrieren. Dieser Trend wird sich auch in den nächsten Jahren fortsetzen. So ist bei den Fernsehgeräten damit zu rechnen, dass die Zeiten die der Modus „Betrieb“ einnimmt, weiter steigen werden; zusätzlich ist zu erwarten, dass auch die Leerlaufzeiten ansteigen, da der Trend zunimmt, den Fernseher, wie ein Radio, ohne Nutzung laufen zu lassen. In den Verbrauchersektoren Industrie und Kleinverbraucher war ein starker Anstieg der Betriebszeiten von Computern, Druckern und Monitoren festzustellen und diese Tendenz wird sich in der Zukunft fortsetzen.

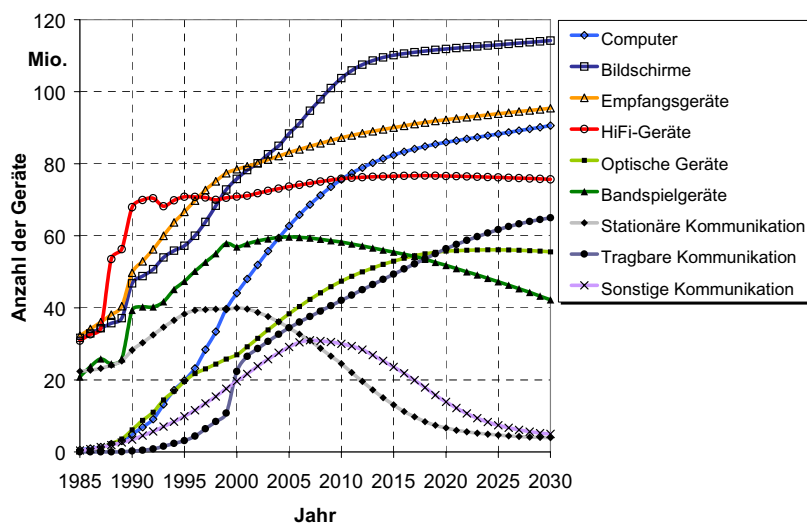


Abb. 10.6: Entwicklung Bestandszahlen für die betrachteten Gerätegruppen (Sektor Haushalte, Bundesrepublik Deutschland); ab 2001 Prognosewerte

Für alle drei Sektoren war bei den elektrischen Leistungen der Geräte ein signifikanter Rückgang ab dem Jahr 1990 bis zum Jahr 2000 zu beobachten. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die Industrie sich intensiv bemüht hat, den elektrischen Leistungsbedarf im Stand-by bzw. im Stillstand zu reduzieren. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein weiterer Rückgang der elektrischen Leistungen für alle Betriebsarten zwischen 2001 und 2030 angenommen und abgeschätzt. Sowohl bei den Fernsehgeräten als auch bei den privat genutzten Computern wurde vor allem von einer Reduktion der elektrischen Leistung im Betriebsmodus ausgegangen. Im Verbrauchssektor Haushalte verursachen Fernseher den höchsten Verbrauch. In den Verbrauchssektoren Industrie und Kleinverbraucher dominiert der Verbrauch von Computern, Monitoren und Druckern.

Wegen der umweltpolitischen Diskussion in der Öffentlichkeit kommt der Leistungsaufnahme der Geräte im Betriebsmodus „Stiller Verbrauch“ einer besonderen Bedeutung zu. Dieser stille Verbrauch stellt sich bei vielen Geräten ein, wenn sie angeschlossen aber nicht eingeschaltet sind. Viele der betrachteten Geräte befinden sich über 23 Stunden pro Tag in diesem Betriebszustand. Anders als beim Stand-by-Verbrauch kann der Nutzer den stillen Verbrauch nur dadurch vermeiden bzw. reduzieren, dass er den Netzstecker zieht oder das Gerät über eine schaltbare Steckerleiste betreibt. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass es Geräte gibt, die nicht vom Netz getrennt werden dürfen, weil der stille Verbrauch gewisse auch im Stillstand notwendige Funktionen gewährleistet.

Stromverbrauch im Sektor Haushalte: Zunächst wurde der Jahresstromverbrauch der einzelnen Geräte jeder Gerätegruppe zu einem Gesamtstromverbrauch der jeweiligen Gruppe zusammengefasst. Damit lässt sich der gesamte Stromverbrauch der im Sektor Haushalte für Information und Kommunikation aufgewendet wurde ausweisen. Abbildung 10.7 zeigt sehr deutlich, wie stark der Jahresstromverbrauch für Information und Kommunikation in den Jahren ab der Wiedervereinigung bis zum Jahr 2000 angestiegen ist. Während der Stromverbrauch dieser Techniken im Jahr 1988 noch bei 13,9 TWh lag betrug er im Jahr 2000 fast 23 TWh und stieg damit in 12 Jahren um knapp 40 %.

Eine Ursache für den Anstieg ist neben dem steigenden Gerätebestand die Ausweitung des Bilanzraums durch die Wiedervereinigung. Mit einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs der genannten Techniken ist nicht mehr zu rechnen, da durch die Reduktion des Stand-by-Verbrauchs und des stillen Verbrauchs der Verbrauchsanstieg durch steigende Gerätezahlen mehr als kompensiert wird.

Ein erneuter Anstieg des Stromverbrauchs ist ab ca. 2020 zu erwarten, wenn die Bemühungen, die Geräteleistungen zu senken an die technischen Grenzen stoßen und mit einer weiteren Zunahme der Betriebszeiten und noch steigender Gerätesättigung verschiedener Geräte zu rechnen ist.

Abbildung 10.8 zeigt eine Aufteilung des Stromverbrauchs im Sektor Haushalte auf die vier Betriebsarten.

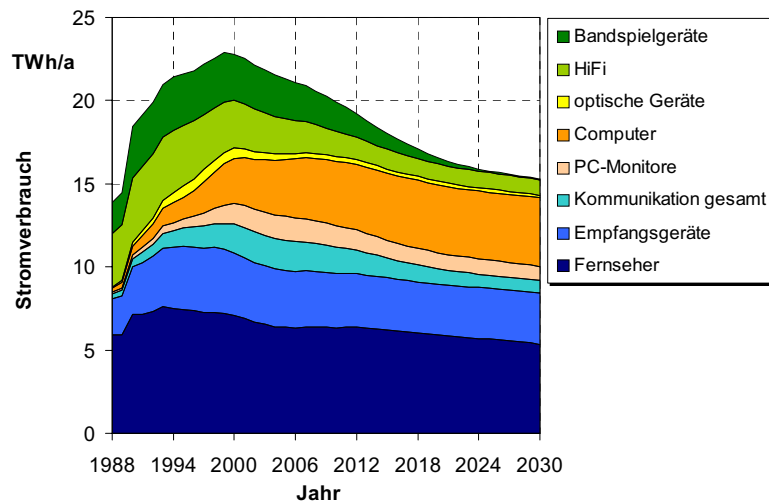


Abb. 10.7: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Haushalte für Information und Kommunikation (Bundesrepublik Deutschland); ab 2001 Prognosewerte

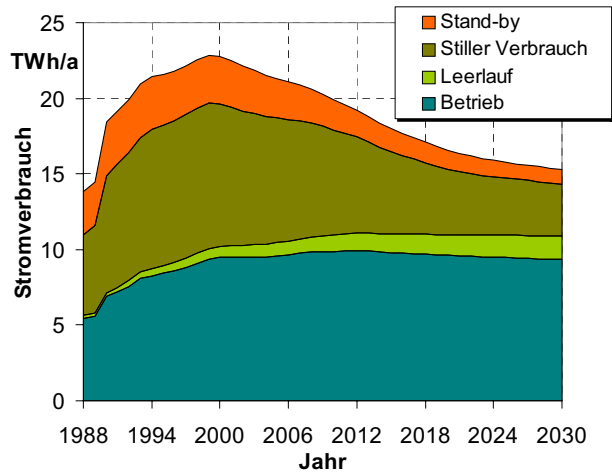


Abb. 10.8: Aufteilung des Stromverbrauchs für Information und Kommunikation im Sektor Haushalte auf die vier verschiedenen Betriebsarten (Szenario I); ab 2001 Prognosewerte

Der Stand-by-Verbrauch und der Stille Verbrauch machen derzeit mehr als 50 % des Gesamtverbrauchs für Information und Kommunikation in diesem Verbrauchssektor aus. In Zukunft dürfte der Betriebs- und Leerlaufverbrauch sowohl absolut als auch anteilig zunehmen.

Abbildung 10.8 liegt die Annahme zugrunde, dass die elektrische Leistung und damit auch der Verbrauch von Computern und Fernsehgeräten bei den verschiedenen Betriebszuständen weiter verringert werden kann und ein moderater Anstieg der Leerlaufzeiten erfolgt (Szenario I).

Stromverbrauch in den Sektoren Industrie und Kleinverbraucher: Abbildung 10.9 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs für Information und Kommunikation in den Sektoren Industrie und Kleinverbraucher. Zwischen 1988 und 2000 ist ein starker Anstieg des Stromverbrauchs zu verzeichnen, der durch Geräte aus dem EDV-Bereich verursacht wurde. Der deutlich reduzierte Anstieg, bzw. der Verbrauchsrückgang ab dem Jahr 2000 und in den Folgejahren ergibt sich aus Sättigungseffekten und dem niedrigeren elektrischen Leistungsbedarf von Neugeräten. Im Bürobereich sind viele EDV-Geräte den ganzen Tag über angeschaltet, werden jedoch nicht ständig genutzt. Hier kann deshalb durch die konsequente Verringerung der elektrischen Leistungen für die Betriebsarten Stand-by, Leerlauf und stiller Verbrauch eine weitere Senkung des Stromverbrauchs erreicht werden.

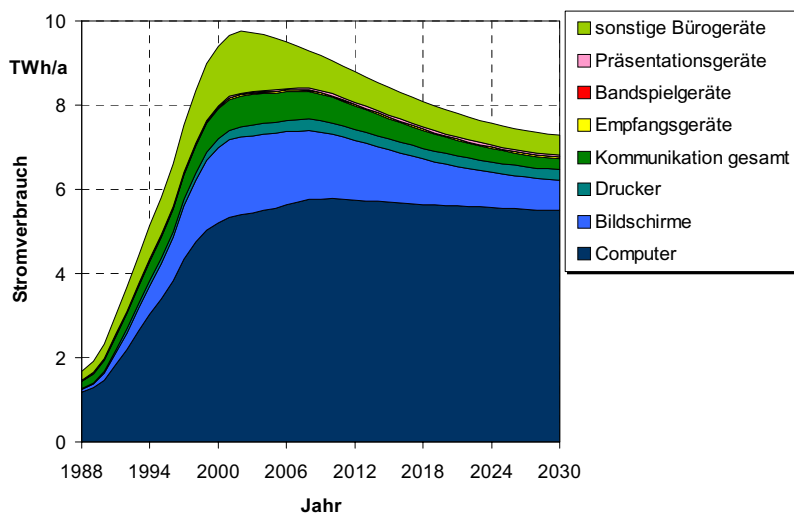


Abb. 10.9: Entwicklung des Stromverbrauchs für Information und Kommunikation in den Sektoren Industrie und Kleinverbraucher (ab 2001 Prognosewerte)

Steuerung und Regelung: Im Gegensatz zum Bereich Information und Kommunikation unterscheiden sich die Strukturen für Steuerung und Regelung innerhalb der Verbrauchssektoren erheblich.

Haushalte: In den Haushalten entsteht der elektrische Verbrauch zum großen Teil durch die Nutzung von Haushaltsgeräten. Den Schwerpunkt bildet hier die so genannte „Weiße Ware“ (Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen). Der elektrische Energieverbrauch für Gebäudeinstallationsbusse ist aufgrund der geringen Verbreitung dieser Techniken sehr gering. Einen weiteren Verbrauchsschwerpunkt stellen die Heizungsregelungen dar. Die Regelung von Lüftungs- und Klimaanlageanlagen wird in den nächsten Jahren aufgrund steigender Verbreitung dieser Geräte, vor allem in neu gebauten oder General-sanierten Gebäuden zunehmen.

Industrie und Kleinverbrauch: In der Industrie sind die Stromverbräuche für Regelung und Steuerung zum Großteil produktionsabhängig. Zwei der betrachteten Gerätegruppen sind die Werkzeugmaschinen und Produktionsbussysteme. Dazu kommen noch gebäuderelevante Verbräuche wie die Regelung von Heizungen und Lüftungs-/Klimaanlagen. Einen übergreifenden Regelungszweck erfüllen die Gebäudeinstallationsbusse (z.B. EIB, LON) sowie Gebäudeleittechnik(GLT)-Systeme verschiedener Hersteller.

10.3 Zusammenfassung

Die im IKARUS-Teilvorhaben 8 betrachteten Querschnittstechniken sind meist seit vielen Jahren etabliert und zum Teil bis an physikalische Grenzen ausgereift. Deshalb liegt der Hauptansatzpunkt für das Erschließen von Energiesparpotential häufig bei der Geräte- und Systemauswahl sowie dem Betrieb der Anlagen. Maximale Energieeffizienz beginnt mit einer sinnvollen Planung, ergänzt eine handhabbare, intelligente Regelung und wird umspannt von einem technischen Managementkonzept, das auf Dokumentation, Kommunikation und Information der Mitarbeiter setzt. Fördermaßnahmen und Studien sollten in diese Richtung vorstoßen und durch externe Experten in Betriebe getragen werden, in denen häufig personelle Blockaden bestehen.

Diese Erkenntnisse spiegeln sich in der Abbildung der Daten und der Beschreibung der Techniken in den IKARUS-Berichten wieder. Die z. T. sehr komplex und stark aggregiert dargestellten Daten der IKARUS-Technikdatenbank erfordern für ihre Anwendung die Kenntnis technischer Hintergründe und Zusammenhänge. Kennt der Anwender die Datenbasis und beachtet er die Systemgrenzen, so ermöglicht die IKARUS-Datenbank einen schnellen Überblick über die technischen, energetischen, ökonomischen und ausgewählten ökologischen Daten für die betrachteten Anwendungsfälle. Qualitative Aussagen können

damit überprüft und ggf. quantitativ bestätigt werden. Die dabei entstandenen Berichtswerke [1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 13] stellen eine gute Zusammenfassung wichtiger energiewirtschaftlicher Informationen und Erkenntnisse zu den einzelnen Techniken dar.

Literaturverzeichnis

1. Bauer, H., Hellriegel, E., Pfitzner G. (1994): Pumpen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
2. BINE, FIZ Karlsruhe (Hrsg.)(2000): Energieeffiziente Industrieöfen. Projektinfo 3/00
3. Geiger, B., Wittke, F.: Die energiewirtschaftlichen Daten der BRD. In: BWK, 1/2, S. 56-63.
4. Günter-Pomhoff, C., Pfitzner, G. (1994): Wärmepumpen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
5. Hofer, R. (1994): Lichttechnik. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Technische Universität München
6. Hoffmann, C., Pfitzner G. (1994): Ventilatoren. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
7. Ilmberger, F., Pfitzner, G. (1994): Prozesswärme: Brenner. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
8. Ilmberger, F., Pfitzner, G. (1994): Prozesswärme: Öfen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
9. Ilmberger, F., Pfitzner, G. (1994): Prozesswärme: Trockner. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
10. Kalmbach S. (1997): Rechtsgrundlagen. Vorlesungsskript und Lehrbrief der Kurseinheit 52, Fernstudieninstitut der Technischen Fachhochschule Berlin, 6. Auflage
11. Marbach, G., Gräf, R. (2001): Emissionsminderung. Vorlesungsskript und Lehrbrief der Kurseinheit 65, Fernstudieninstitut der Technischen Fachhochschule Berlin, 3. Auflage
12. Mauch, W. (2000): Querschnittstechniken: Beiträge zum IKARUS-Workshop 2000 am 2./3. Mai in Schliersee, Schriften des Forschungszentrum Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 26, S. 141-147
13. Pfitzner, G. (1994): Konventionelle Wärmeerzeuger. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
14. Riss, A., Saberi, H.-R. (2001): Ökoaudit- und Umweltmanagement. Vorlesungsskript und Lehrbrief der Kurseinheit 66, Fernstudieninstitut der Technischen Fachhochschule Berlin, 4. Auflage
15. Schleich, J., Erhart, K.-M., Hoppe, C., Seifert, St. (2003): Üben für den Ernstfall: Emissionsrechte als Planspiel. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2, S. 104-108
16. Stein, G., Wagner, H.-F. (Hrsg.)(1999): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland. Strategien für 2000-2002. Springer, Berlin Heidelberg.

11 Fortschritte energiewirtschaftlicher Analysen – Bestandsaufnahme und Ausblick

Eberhard Jochem

11.1 Einleitende Überlegungen

Energiewirtschaftliche Analysen und Projektionen haben eine sehr lange Tradition in den Industriestaaten. Während diese Arbeiten in den 1950er und 1960er Jahren mit sehr einfachen sektoralen Modellen und statistisch geschätzten Gleichungen durchgeführt wurden [26], begann in den 1970er Jahren mit den neuen Rechnergenerationen und der aufkommenden Forschungsrichtung der Systemanalyse im Energiebereich eine neue Periode energiewirtschaftlicher Analysen mit ihren technisch sehr differenzierten sektoralen Prozessmodellen (z.B. [34] oder [12]), heute häufig als bottom up Modelle bezeichnet. In dieser Entwicklungslinie sind auch die meisten Modelle zu sehen, die im Rahmen des IKARUS-Projektes in den 1990er Jahren mit ihrer hohen technologischen und sektoralen Differenzierung (und auch mit hohem Engagement aller beteiligten Wissenschaftler) entwickelt wurden. Vom Modelltyp und verwendeten Algorithmus betrachtet handelt es sich um Energiefluss-, Simulations- oder Optimierungsmodelle [39].

Der Nachteil dieser energiewirtschaftlichen, prozessorientierten Modelle ist die mangelnde Beschreibung von Rückkopplungen mit der Gesamtwirtschaft bei unterstellten alternativen energietechnischen und -politischen Varianten. Weder verändern sich Strukturen und Preise für betroffene Investitionsgüterbranchen und die Bauwirtschaft, noch gibt es Auswirkungen auf Löhne, Kapitalmärkte oder den Außenhandel (vgl. Tabelle 11.1). Im IKARUS-Projekt wurde dieser Mangel etwas aufgefangen durch einen soft link mit einem makro-ökonomischen Modell, genannt MIS [23], das im Bereich der Energiewirtschaft nach einzelnen Energieträgern differenziert ist und die Möglichkeit eröffnete, sowohl alternative Szenarien als Vorgabe der energiebedarfsbestimmenden Größen zu berechnen als auch die ökonomischen Auswirkungen einer von der Referenz-Entwicklung abweichenden Politikvariante. In der Praxis wurde diese Möglichkeit des Zusammenspiels off line zwischen den beiden Modelltypen aus Zeitmangel und Personalfluktuations nur wenig genutzt und dürfte eine zentrale Aufgabe für die zukünftige Arbeit im Bereich energiewirtschaftlicher Perspektiv-Analysen werden. Denn die Anforderungen an die Konsistenz der Simulationen und der Aussagen auf der Prozess- und Makro-Ebene sind aus wissenschaftlicher Sicht unabdingbar. An dieser Integration der Analyseebenen und der methodischen Ansätze

Mikro- und Makroebene arbeiten derzeit daher auch viele Forschergruppen weltweit (vgl. [16], Kapitel 7 und 8).

Tabelle 11.1: Charakterisierung verschiedener energiewirtschaftlicher Modelltypen mit langen Zeithorizonten (Quelle: adaptiert von [10], S. 11 und 14)

Model family	Computable General Equilibrium (CGE) Models „top-down“		Partial Equilibrium Models „bottom-up“
Model type	Multi-Sector CGE Models	Economy-Wide Aggregate Optimisation Models	Energy Sector Models
Technological change	Price-induced productivity growth and factor substitution; exogenous autonomous energy efficiency improvements	Detailed supply technology in process model, but no explicit end-use demand technology	Specification of future supply and end-use technologies, learning curves; limits on market penetration
No regret potentials	Usually not considered		Exogenous transaction costs; externalities; assumptions on diffusion rates

Der nun folgende Beitrag widmet sich im wesentlichen der Schnittstelle der Makro- und prozess-orientierten Modelle sowie einigen absehbaren und auch notwendigen Fortschritten im Bereich der prozess-orientierten Modelle. Dabei wird jeweils einleitend auf die Fortschritte der letzten Dekade in diesem Themenfeld eingegangen, um dann einen Ausblick auf z.Zt. laufende Forschungsarbeiten oder als notwendig erachtete Forschungsarbeiten zu geben.

Diese methodischen Anforderungen und antizipierten Fortschritte stehen gewiss nicht in einem inhaltlich unspezifizierten oder politikfreien Raum, im Gegenteil: *die Herausforderungen scheinen zu Beginn des 21. Jahrhunderts eher zuzunehmen*, so z.B.

- das für die Periode 2020 bis 2030 absehbare Produktionsmaximum für konventionelles Erdöl mit wahrscheinlich deutlich höheren Energiepreisen auf den Weltmärkten;

- das Risiko von Preisschwankungen für Erdöl infolge der Re-Konzentration der Förderung auf den Nahen Osten, wo zwei Drittel der verbleibenden Ressourcen konventionellen Erdöls liegen;
- eine erforderliche schnelle und merkliche Verminderung des Anstiegs energiebedingter Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahrzehnten weltweit, was eine zügige Verminderung der Treibhausgasemissionen in den Industriestaaten voraussetzt [15, 16];
- die Notwendigkeit einer substantiellen Erneuerung des Kapitalstocks zu höherer Energieeffizienz und einer zügigen Substitution der fossilen Energieträger; diese Notwendigkeit würde den Druck auf die technologische Entwicklung noch verschärfen, falls der Kyoto Prozess nicht wie geplant in Gang kommt und sich die emissionsarmen Technologien durch Kostenvorteile durchsetzen müssten;
- die Re-Investitionen in der Strom-, Mineralöl-, Gas- und Fernwärmewirtschaft in einer zukünftigen Entwicklung, die nicht mehr vom Wachstum des Energiebedarfs, sondern von Stagnation oder vermindertem Absatz geprägt sein dürfte. Hinzu kommen Effekte der Liberalisierung, die bestehende Trends zu kleineren und dezentralen Stromerzeugungsanlagen eher noch unterstützen.

Auf diese zentralen Problemstellungen werden die energiewirtschaftlichen Modelle dieser Dekade ausgerichtet sein müssen, wenn sie nicht nur l'art pour l'art sein sollen.

11.2 Zur Entwicklung bedarfsbestimmender Größen – Die Transformation der Ergebnisse vom Makro- zum Energiesystemmodell

Mit der Einführung der prozessorientierten sektoralen Energiemodelle (seien sie Simulations- oder Optimierungsmodelle) bestand wegen der Anforderung der Konsistenz und Transparenz an energiewirtschaftliche Modellsysteme zunehmend die Notwendigkeit, die Ergebnisse von makroökonomischen Modellen bzw. der bottom up-Modelle miteinander in eine widerspruchsfreie Beziehung zu setzen. Unabhängig davon, wie man diese Anforderung grundsätzlich lösen kann [18], bedarf es einer Aufschlüsselung der Produktionswerte der Wirtschaftssektoren, des Einkommens der privaten Haushalte und der unterstellten Wohnbevölkerungsentwicklung in wesentlich differenziertere Angaben für energieintensive Produktionen und Wirtschaftssektoren, für die Entwicklung von Büro- und Wohnflächen, von Elektrogeräten, Pkw, anderen Straßenfahrzeugen und weiterer energiebedarfsbestimmender Größen.

Diese Differenzierung wurde im IKARUS-Modell mit einem großen Aufwand für den Industriebereich, Gewerbe und Handel, Dienstleistungen und die Landwirtschaft als separates Transformationsmodell gemacht, wie sie auch von [42] vorgeschlagen wurden. Der

Vorteil dieser disaggregierenden Verbindung (sei sie nun mit einem soft link wie in IKA-RUS oder in integrierter Form) liegt darin, das beide Modelle weitgehend unverändert in ihrer Struktur erhalten bleiben können und ihre Struktur jeweils der modelleigenen Logik, den vorhandenen Daten und den erwogenen Policy-Analysen angepasst werden kann. Die Adaptionkosten für die bestehenden Modelle sind minimal, weil keine neuen Koeffizienten geschätzt werden müssen, sondern lediglich für das Transformationsmodell. Allerdings ist der Aufwand zur Bestimmung der disaggregierten Werte im Transformationsmodell erheblich (aber auch nicht vermeidbar), weil in sehr aufwändiger Weise Fachstatistiken durchsucht und oftmals Expertenwissen telefonisch für Aufteilungen von aggregierten Daten abgefragt werden muss. Dabei muss für die Disaggregation im Basisjahr als erster Schritt oftmals für jede energiebedarfsbestimmende Größe der bottom up-Modelle ein Konzept für die Transformation entwickelt werden; hierbei werden häufig Indikatoren und Pro-Kopf-Verbräuche (z.B. Pro-Kopf- Fleisch-, Bier- oder Brot-Verbrauch) für eine bestimmte Sub-Branche gewählt, strukturelle Trends analysiert (z.B. Stahlproduktion in Bruttowertschöpfungs- und physischen Werten) oder ökonometrisch gestützte Korrelationen verwendet.

Obwohl diese Transformationsmodelle in den letzten 10 Jahren in einigen Fällen entstanden sind, gibt es bisher nur ansatzweise Veröffentlichungen zu diesem jungen Arbeitsgebiet. Der Autor, der auf diesem Gebiet seit Anfang der 1990er Jahre arbeitet, sieht in diesem Feld ein zentralen Bedarf, für die jeweils sehr unterschiedlichen Transformationsaufgaben mit häufig sehr unterschiedlicher Datenverfügbarkeit eine Methodik zu erarbeiten, die einerseits den Aufwand der Disaggregation der Daten aus Makromodellen erleichtert und andererseits auch dazu geeignet ist, Projektionen für die disaggregierten Subsektoren mit dem jeweils im Makromodell verwendeten Zeithorizont auf einfache Art durchführen zu können. Hierzu mögen statistische Routinen oder kleine erklärende Submodelle sehr nützlich sein. Denn solange derartige Transformationsmodelle nicht mit relativ überschaubarem Aufwand neu zu konfigurieren und zu rechnen sind, wird das Problem der Inkonsistenz der Entwicklungen in Makromodellen und der Annahmen zu den energiebedarfsbestimmenden der bottom up-Modelle ein Ärgernis bleiben, viele Fragen zur Verlässlichkeit der Ergebnisse von Szenarienvarianten offen lassen und eine einfache Angriffsfläche bieten, Ergebnisse von bottom up-Modellen bei Belieben in Frage zu stellen.

11.3 Neue Technologien der Energiewandlung und Energieeffizienzpotenziale im Nutzenergiebereich – Kenntnis- und Wahrnehmungs-Unterschiede

Zu Beginn der 1990er Jahre waren die Endenergiesektoren in den energiewirtschaftlichen Analysen technologisch relativ wenig differenziert; am ehesten fand man eine Differenzierung im Verarbeitenden Gewerbe infolge einer relativ guten Datenlage der amtlichen Produktions- und Energiestatistik und der Energiebilanzen. Dagegen waren die Verkehrssektoren, die Dienstleistungssektoren und die privaten Haushalte trotz ihres relativ hohen Energiebedarfs nur wenig aufgeschlüsselt. Da aber unter den verschiedenen energiewirtschaftlichen und -politischen Gesichtspunkten eine weitaus größere Differenzierung dieser Endenergiesektoren unabdingbar war, wurden in den letzten zehn Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen, diese Sektoren weiter nach technischen, akteursspezifischen und energiepolitischen Aspekten weiter aufzuschlüsseln.

Bei diesen Arbeiten spielte das IKARUS-Projekt für die Bundesrepublik eine herausragende Rolle. Der hierdurch derzeit erreichte Differenzierungsgrad der Endenergiesektoren mit seinen technologischen Möglichkeiten der Energieeffizienz, aber auch der erneuerbaren Energien, ist ausgezeichnet für differenzierte energiewirtschaftliche und Policy-Analysen geeignet. Die derzeit existierende Datenbasis wird von vielen Energiewirtschaftlern im Ausland als vorbildhaft angesehen. Ein gutes Anwendungsbeispiel zeigt sich im Bereich der klimapolitischen Analysen für die Bundesregierung, die in den letzten Jahren mehrfach auf die Datenbank oder das Optimierungsmodell des IKARUS-Instrumentariums zurückgriffen hat [37, 38, 45], oder eine Analyse zu den langfristigen Energieeffizienzpotenzialen für die Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages [5].

Wenngleich die *Energieeffizienzpotenziale* nunmehr auch im *Nutzenergiebereich* der einzelnen Endenergiesektoren zunehmend abgebildet sind, so bleiben doch drei wesentliche Mängel:

- Die Vielfalt der technischen Möglichkeiten, insbesondere im Bereich der Industrie (z.B. im Bereich der Abwärmenutzung, der verbesserten Anlagenregelung, organisatorische Maßnahmen) ist zwar einzelnen beratenden Ingenieuren oder Betrieben in Einzelfällen bekannt, aber es gibt keine verallgemeinerten Kenntnisse zu derartigen Potenzialen, z.B. mittels einer systematischen Erhebung.
- Die Vielfalt neuer Verfahren und ihrer Effizienzpotenziale (z.B. biologische anstelle von physikalisch-chemischer Reinigung von Metalloberflächen, Membranprozesse anstelle von thermischen Trennverfahren, Oberflächenvergütung mit Lasern anstelle von Hochtemperaturerhitzung des ganzen Werkstücks) ist unüberschaubar groß; hier

müssten neue Methoden technischer Vorausschau entwickelt werden, um die derzeit praktizierten Schätzungen auf Basis von Einzelfällen abzulösen.

- Schließlich wird bei der ökonomischen Bewertung der neuen Produktionsverfahren, Niedrigenergiegebäude oder Energiewandler (z.B. der Brennstoffzelle) *der begleitende Nutzen* dieser Energieeffizienzmaßnahmen bisher kaum beachtet, obwohl er für Investitionen oder organisatorische Maßnahmen im Nutzenergiebereich mit hoher Wahrscheinlichkeit fast in jedem Fall zu erwarten ist (vgl. auch Abschnitt 11.4).

In allen drei Fällen kommt es zu einer *Unterbewertung der technischen Möglichkeiten im Nutzenergiebereich aller Endenergiesektoren*. Diese Unterbewertung sowohl wegen Unkenntnis als auch wegen ökonomischer Fehlbewertung führt zu einer Konzentration der prozess-orientierten Analysen auf die Energiewandler. Diese Konzentration der energiewirtschaftlichen Analyse wiederum lenkt die Aufmerksamkeit der Energiepolitik nicht selten auch nur auf die Effizienzverbesserung oder die Substitution von Energiewandlern (einschließlich der erneuerbaren Energien). Somit bleibt das durch seine Vielfalt wenig beachtete Effizienzfeld in den Nutzenergiebereichen nicht nur in den Analysen ausgeklammert, sondern auch in den Überlegungen der Energiepolitik, der Energieforschung und – nicht selten – auch der Technologiehersteller und Energieanwender selbst [19].

Nur in dem Maße, in dem in Zukunft auch die energiewirtschaftlichen Analysen in der Lage sind, die bestehenden und durch neue Technologien erreichbaren Energieeffizienz-Potenziale im Nutzenergiebereich zu thematisieren und mit ihren begleitenden Nutzen ökonomisch angemessen zu bewerten, nur in dem Maße wird auch der Blick der Energiepolitik, der Hersteller und der Energienutzer auf diese Möglichkeiten fallen.

11.4 Kosten neuer Technologien und begleitende Nutzen – Zum Abbau ökonomischer Fehlbewertungen

Ein sehr großer Fortschritt in den Energiesystem-Modellen wie dem IKARUS-Optimierungsmodell in den letzten 10 bis 15 Jahren war die systematische Einführung der Kosten für die jeweils spezifizierten Techniken der Energiewandlung und Energieeffizienz (im Nutzenergiebereich wie z.B. in Gebäuden und Industrieprozessen, bei Elektrogeräten und Pkw). Denn bis Mitte der 1980er Jahre waren die Energiesystem-Modelle im wesentlichen Energieflussmodelle ohne hinreichende ökonomische Bewertungsmöglichkeiten technischer und energiepolitischer Optionen. Heute erwartet man wie selbstverständlich neben den energie- und emissionsbezogenen Aussagen von Energie-Bedarfsprojektionen und ihren Alternativen auch die entsprechenden Kosteninformationen [28].

Allerdings beobachtet man in vielen Fällen Vereinfachungen, welche die Ergebnisse zu den Kosten – und bei Optimierungsmodellen auch zu den Technostrukturen – in einem

erheblichen Ausmaß beeinflussen. Die Ergebnisse weichen deshalb zuweilen nach oben und zuweilen nach unten gegenüber den Erwartungswerten von Kennern des jeweils betrachteten Technologiefeldes ab. Neben dem gewählten Modellansatz und der konkreten Modellspezifikation können zu derartigen Abweichungen insbesondere verzerrte Eingangsdaten über Techniken und deren Kosten beitragen. Hierbei sind folgende Punkte hervorzuheben:

- Anfallende Transaktionskosten, auch bei kleinen Investitionen und organisatorischen Maßnahmen, werden häufig in den Kostendaten nicht berücksichtigt oder nicht ausreichend eingerechnet [33].
- Die Investitionsausgaben bzw. die abgeleiteten Kapitalkosten für Energiewandler oder effizienzverbessernde Maßnahmen werden z.T. auch für Zukunftsjahre mit den Preisen des Basisjahres bewertet, was insbesondere für neue Technologien, die im Analysezeitraum den Markt durchdringen könnten, zu falschen Ergebnissen führt.

Multifunktionale Verbesserungen an Prozessen, Fahrzeugen, Gebäuden oder Geräten werden nicht vollständig bzw. sachgerecht ökonomisch bewertet; im Extremfall werden die gesamten Zusatzkosten der multifunktionalen Verbesserung (z.B. aus Gründen mangelnder Information über andere Nutzen der betreffenden Investition oder Monetarisierungsschwierigkeiten) dem energetischen Nutzen bzw. der CO₂-Vermeidung zugerechnet [22]. Neben solchen „versteckten“ Nutzen müssen häufig auch „versteckte“ (Neben-) Kosten berücksichtigt werden, um faire Technikvergleiche auf Nettokostenbasis zu gewährleisten.

11.4.1 Transaktionskosten

Die Rentabilität (oder Kosteneffektivität) eines Energieeffizienzpotenzials oder einer Investition im Bereich der erneuerbaren Energien, die bottom-up Modelle ausweisen, wird nicht selten mit dem Argument bestritten, bei der Berechnung der wirtschaftlichen Potenziale würden wesentliche Kosten – nämlich Transaktions- und Programmkosten – nicht berücksichtigt [11, 15, 32, 43]. Wenn man die Kosten der Technologien in prozessorientierten bottom-up Modellen und entsprechenden Datenbanken analysiert, fällt in der Tat auf, dass in wenigen Fällen Transaktionskosten (d.h. Kosten für Planung und Bauaufsicht sowie Suchkosten) in irgendeiner angemessenen Form berücksichtigt wurden (allenfalls als Bauherrenkosten). Allerdings sei auch darauf hingewiesen, dass gerade in der ökonomischen Fachdiskussion allzu oft der Begriff der Transaktionskosten recht abstrakt benutzt wird, um Unterschiede zwischen den Ergebnissen von bottom-up-Modellen und top-down-Modellen zu erklären und eher die Ergebnisse von top-down-Modellen zu rechtfertigen, die allerdings ihre eigenen Nachteile mangelnder Abbildung technologischer Veränderungen besitzen [11, 16, 27, 40].

In den Fällen, in denen Transaktionskosten einen merklichen Teil der Kosten einer Investition ausmachen (insbesondere bei kleineren Investitionen), kann es in den prozessorientierten Modellen zu einer Fehleinschätzung der Schnelligkeit der Diffusion einer neuen Technologie in den Markt kommen (vgl. Abbildung 11.1). Dies wird dann bei Optimierungsmodellen durch Setzen von maximal möglichen Durchdringungsraten innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls ersatzweise wieder „geheilt“, ist aber von der Sache her unangemessen, da diese Setzung die Technologieentwicklung wesentlich unflexibler simuliert, als sie in der Wirklichkeit mit entsprechenden Maßnahmen gestaltet könnte. Denn Transaktionskosten sind keine feste Größe einer Investition, vielmehr hängen sie von vielen Faktoren wie z.B. dem Kenntnisstand der Investoren, Fachingenieure und Installationsfirmen sowie der Markttransparenz im jeweiligen Investitionsbereich ab [20, 33]. Für die zukünftige angemessene Berücksichtigung der Transaktionskosten werden folgende Punkte von Bedeutung sein:

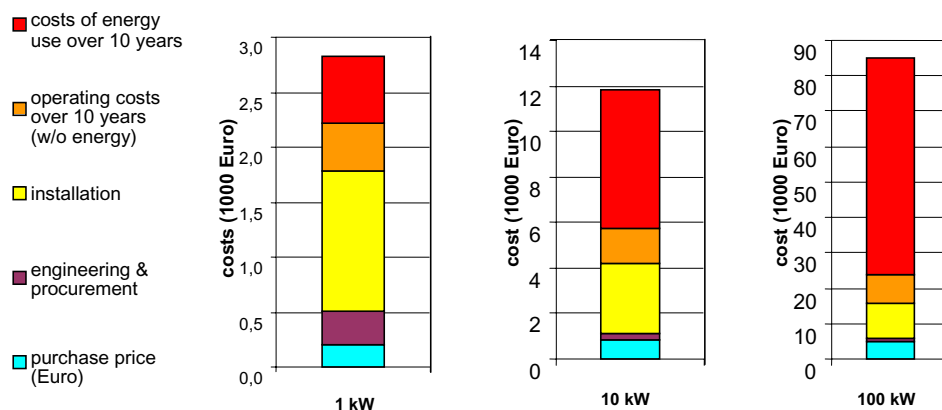


Abb. 11.1: Die Bedeutung der Transaktionskosten (für Energie und Brennstoffe) bei unterschiedlichen Investitionsgrößen am Beispiel von Elektromotoren (Quelle: [3])

- Vieles, was in der gegenwärtigen Diskussion unter Transaktionskosten gefasst wird, sind tatsächlich versteckte, d. h. bisher nicht berücksichtigte Produktionskosten (z.B. Baukosten, Anschlusskosten). Diese sind von der Kostenart keine Such- und Beschaffungskosten, sondern Teil der Investitionskosten; sie sind deshalb leichter zu integrieren als die (häufig unbekannten) Transaktionskosten im engeren Sinn.
- Transaktionskosten hängen nicht oder zumindest nicht direkt vom Transaktionsvolumen ab. Sie können deshalb nicht über pauschale Anteile an den Investitionsausgaben (also nicht als prozentuale Aufschläge auf Investitionsvolumina) abgebildet werden.

- Wenn Transaktionskosten berücksichtigt werden, dann entweder bei allen abgebildeten Technologien oder nur die Transaktionsmehrkosten (oder Transaktionsminderkosten) von Investitions-Maßnahmen. Denn nur eventuelle Transaktionskostenunterschiede zwischen Investitions-Maßnahmen und dem Einsatz von Standard-Lösungen können einen Effekt auf das „Ranking“ der Techniken begründen.
- Transaktionskosten auf Seiten derer, die Energieinvestitionen umsetzen (sollen), lassen sich durch geeignete Programme (z.B. Labelling, Standardisierung, Fortbildung) reduzieren. Transaktionskosten und Programmkosten sind deshalb nicht additiv, sondern interdependent (nicht komplementär, sondern z.T. substitutiv).

Bei der Quantifizierung von Transaktionskosten muss darauf geachtet werden, ob es sich um einmalige oder jährlich anfallende Kosten handelt und ob sie sich – durch Lern- und Größeneffekte – langfristig reduzieren lassen. Bei neuen Technologien oder jenen, die in einer Zielgruppe neu angewandt werden, können Transaktionskosten am ehesten relevant sein.

11.4.2 Lern- und Skaleneffekte

Bei einer kritischen Durchsicht der Kostendaten von bottom-up Modellen (und auch der IKARUS-Datenbank) fällt auf, dass die Investitions- bzw. Kapitalkosten einzelner Technologien für zukünftige Zeitpunkte (z.B. 2010 oder 2020) sehr häufig kaum von den Wertangaben des Basisjahres abweichen. Diese Kostenkonstanz ist aber in vielen Fällen kaum berechtigt:

- Selbst bei langfristig *etablierten Energiewandlungstechniken* (wie z.B. den Dampf- und Gasturbinen) sind durch fertigungstechnische Neuerungen, Materialverbesserungen und organisatorische Verbesserungen (z.B. Beschleunigung von Fertigungszeiten) merkliche Kostensenkungen denkbar und möglich, wie die Entwicklung im Großkraftwerksbau in den 1990er Jahren zeigte.
- Bei *neuen Energiewandlungs- und Energieeffizienztechniken* stellt sich aber die Frage nach möglichen Kostenreduktionen durch Lerneffekte und Mengen- bzw. Anlagengrößen-Kostenreduktionen [14, 16, 29, 31, 44]. Bei letzteren ist zu unterscheiden zwischen
 - Serieneffekten bei der Produktion modularer Wandler (z.B. effiziente Elektromotoren, Brennstoffzellen, Solarkollektoren, Windenergieanlagen gleicher Größe, ORC-Anlagen) oder von Mess- und Regelanlagen (z.B. elektronische Fernüberwachung); diese werden auch *economy of scale* genannt, sowie

- Up-scaling-Effekten, die insbesondere im Anlagenbau bei Innovationen von Bedeutung sind, z.B. bei neuen verfahrenstechnischen Prozessen, bei Windenergieanlagen Ende der 1990er Jahre [13, 35, 44].

Lerneffekte und Mengen- bzw. Anlagengrößen-Kostendegressionen sind empirisch allerdings kaum zu unterscheiden und werden deshalb sehr häufig in sogenannten *Erfahrungskurven* zusammengefasst beschrieben bzw. beobachtet [14]. In den vergangenen Jahren hat es zahlreiche Bemühungen gegeben, technischen Fortschritt in Energiemodellen zu endogenisieren (vgl. etwa [1, 28, 29, 30, 31]). Hierbei sind insbesondere die Aktivitäten im Rahmen des EU-TEEM-Projektes zu nennen; Erfahrungen mit den Modellen ERIS, MARKAL und MESSAGE sind in [36] zusammengefasst (vgl. Tabelle 11.2). Die Endogenisierung bringt allerdings den Nachteil mit sich, dass die unterstellten Kostendegressionen sich einer prüfenden Kontrolle schneller entziehen im Vergleich zur externen Vorgabe der Degressionskoeffizienten.

Tabelle 11.2: Kostendegressionskoeffizienten für ausgewählte Technologien der Energiewandlung verschiedener Modelle, 1990-2050 (Quelle: [36], Tabelle 5.1)

	MARKAL Europe	MARKAL global	reduced MARKAL global	ERIS global
Advanced coal		0,94	0,93	0,95
Gas combined cycle		0,89	0,85	0,88
New nuclear		0,96	0,93	
Fuel cell	0,82	0,87		0,82
Wind power	0,90	0,89	0,85	0,88
Solar PV	0,81	0,81	0,72	0,85
Solar thermal			0,85	

Will man die Endogenisierung der Lern- und Skaleneffekte nicht verfolgen, müssen in einem iterativen Verfahren folgende Schritte gegangen werden: Definition von Technikvarianten bzw. Szenarien mit unterschiedlichen Degressionseffekten, Auswahl der günstigsten Technikvariante als Default, Vergleich der Modelllösung mit den implizierten Marktpenetrationen, ggf. Ersatz der Technikvariante (Änderung der Platzhalterbelegung). Wenn eine Technik trotz günstiger Annahmen nicht in Lösung geht, kann hinsichtlich des Technikmixes auf weitere Iterationen verzichtet werden. Wenn sie nur in geringem Umfang in Lösung geht, ist hingegen zu prüfen, ob dann noch eine „optimistische“ Annahme über Degressionseffekte gerechtfertigt ist. Komplikationen ergeben sich allerdings, wenn zugleich für

mehrere Techniklinien Iterationen vorgesehen werden sollen, da dann die Wechselwirkungen kontrolliert werden müssen. Ein solches Iterationsverfahren müsste auf jeden Fall von vornherein auf wenige Techniken beschränkt sein.

Eine andere Möglichkeit der exogenen Berücksichtigung von Degressionseffekten besteht darin, die Bounds für den Technikeinsatz so zu setzen, dass ein Widerspruch zu den angenommenen Degressionseffekten vermieden wird. Dadurch wird der Freiheitsspielraum für die Optimierung unter Umständen aber erheblich eingeschränkt. Je mehr Techniken unabhängig voneinander mit engen Bounds belegt werden, desto größer ist die Gefahr, dass das Modell nicht mehr lösbar ist.

Gewisse Inkonsistenzen sind demnach bei einer exogenen Behandlung von technischem Fortschritt unvermeidbar. Dennoch müssen Kostendegressionseffekte in Zukunft berücksichtigt werden. Denn ihre Vernachlässigung kann ebenso sachliche Inkonsistenzen implizieren oder bedeuten, dass bestimmte technische Optionen nicht hinreichend berücksichtigt werden; zudem werden Auswirkungsanalysen bestimmter Politikziele zur Kostendegression bei neuen Techniken erst durch diese Kostendegressions-Simulation möglich. Dies ist unmittelbar einleuchtend bei neuen Technologien wie erneuerbare Energien oder die Brennstoffzelle. Interessant dabei ist, dass man der Brennstoffzelle heute mehr Kostenreduktionspotenziale einräumt als vielen Anwendungen der erneuerbaren Energiequellen wie z.B. den Wärmepumpen, den Solarabsorbern oder Holzschnitzanlagen.

11.4.3 Multifunktionale Verbesserungen und begleitende Nutzen

Besonders schwierig sind die Kostenschätzungen bei *integriertem energiesparenden technischen Fortschritt in den Nutzenergiebereichen*, d.h. bei Produktionsprozessen, Verfahrenssubstitutionen und Neubau von Gebäuden. Die Investitionskostenangaben für Energieeffizienzverbesserungen sind in diesen Fällen nicht einfach isolierbar und eindeutig der Energieeffizienz zuzuordnen, sondern sie bedürfen besonderer Beachtung methodischer Spielregeln und einer vollständigen Kostenvergleichsrechnung, weil diese Innovationen nicht nur die Energieproduktivität verbessern, sondern beispielsweise auch die Rohstoff-, Arbeits- und Kapitalproduktivität (z.B. verbesserte Prozessführung durch elektronische Kontrolle; Dünnbandgießen statt Walzen von Stahlblechen) oder die Produktqualität, den Fahr- oder Wohnkomfort.

Diese erweiterte Kosten-Nutzenbetrachtung (d.h. einschließlich von positiven Nebenutzen) kann zuweilen auch für reine Energiewandler zutreffen, wenn beispielsweise bei neuen Energiewandlern (z.B. Turbinen, Brennstoffzellen) zugleich Lärmemissionen reduziert werden und dadurch Lärmschutzmaßnahmen (z.B. bei BHKWs in Gebäuden) nicht mehr erforderlich sind oder ein Nachtflugverbot umgangen werden kann.

Nicht-energetische, begleitende Nutzen seien hier exemplarisch bei der wärmetechnischen Renovierung von Gebäuden erläutert (vgl. Tabelle 11.3). Erneuerungen von Gebäuden werden selten allein im Hinblick auf energetische Verbesserungen vorgenommen, und die Erneuerungen an der Gebäudehülle umfassen meist mehr als nur energierelevante Maßnahmen. Nicht wenige Energieeffizienzinvestitionen haben in mehrfacher Hinsicht einen *Nutzen*, sind deshalb in einem gesamtheitlichen Kontext zu betrachten.

Tabelle 11.3: Beispiele von nicht-energetischem, begleitenden Nutzen bei Wärmedämmmaßnahmen von Gebäuden und methodische Ansätze zu seiner Monetarisierung (Quelle: [17])

Nicht-energetischer Nutzen	Methodischer Ansatz zur Bewertung
Behaglichkeit durch höhere Oberflächentemperaturen der Wände und verminderte Zugluft	Über zusätzliche Energieeinsparung durch Absenkmöglichkeit der durchschnittlichen Raumtemperatur bei höherer Temperatur (etwa 1° bis 2°C) der Wand- und Fensterflächen und verminderter Zugluft
Geringere Lärmbelastung durch doppelt/triple verglaste Fenster mit indirekter Schalldämmwirkung evtl. in Verbindung mit kontrollierter Lüftung	Zahlungsbereitschaft zur Lärmvermeidung, differenziert nach Einkommensklassen, Lärmbelastung, Tag/Nacht oder Mehrkosten gegenüber Schallschutzverglasung
Verbesserte Luftqualität durch gewährleistete Lüftung, kontrollierte Feuchtigkeit und Filtern von Zuluft	Für Asthma und ähnliche Krankheiten verminderte Gesundheitskosten und Arbeitsausfallkosten
Größere und vielfältiger benutzbare Außenräume (verglaste und/oder vergrößerte Balkone und Wintergärten)	Relevant für Mehrfamilienhäusern an lärmbelasteten und normalen Wohnlagen; Mietpreisunterschiede bzgl. Bewertung des Attributs "Balkon"
Evtl. Einbruchschutz durch weniger offen gelassener Fenster bei Komfortlüftung oder durch Rollladenschutz	Schätzung über reduzierte Versicherungsprämien, Vergleich mit andern Einbruchschutzmassnahmen wie z.B. Fenstervergitterung

Die ökonomische Bewertung des Nutzens (z.B. der Komforterhöhung, der Sicherheit oder Verdunklungsmöglichkeit am Tage, des Lärmschutzes durch neue Fenster und Rollläden) ist häufig nicht einfach und wird vom Investor auch häufig nicht genauer analysiert, geschweige denn monetarisiert, sondern qualitativ in die Entscheidungen einbezogen. Die

Bewertungsansätze für private Gebäudeeigner und Wohnungsgesellschaften mögen zudem verschieden sein.

11.5 Hemmnisse und Chancen neuer Energietechniken und ihre Abbildung in quantitativen Modellen – Anfänge sind gemacht

Ein zentraler Unterschied unter den prozess-orientierten Modellen liegt in den Ergebnissen des Modelltyps der Optimierung und der Simulation. Während die Optimierung die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimale Technologiestruktur mit den geringsten Gesamtkosten zeichnet, liegen die Energieverbrauchswerte der Simulation meist höher, reflektieren somit Hemmnisse und nicht genutzte Chancen technischer Effizienz. Allerdings spiegeln die Differenzen dieser beiden Ansätze nur im Basisjahr das volle Ausmaß der Hemmnisse, während bei den Referenz-Szenarien der Simulationen auch die persönlichen Einschätzungen der Analytiker eine Rolle zu spielen beginnen. Diese Unterschiede waren sehr augenfällig beim Vergleich der Ergebnisse des IKARUS-Optimierungsmodells und der Referenz-Entwicklung von Prognos für Deutschland für die Zeithorizonte bis 2020 und 2030 zu beobachten [37, 45].

Beide Ansätze der prozess-orientierten Modelle haben allerdings den Nachteil eines rein deterministischen Ansatzes. In diesen Modellen wird meist ein spezifischer Energieverbrauch für jede betrachtete Branche, jeden Gebäude- oder Gerätetyp oder Verkehrsmodus exogen vorgegeben und mit der veränderten Produktion, Wohnfläche, Haushaltszahl bzw. Fahrleistung für das jeweilige Projektionsjahr multipliziert. In solchen Modelltypen können rentable Potenziale rationeller Energieanwendung, die durch Hemmnisse und Marktunvollkommenheiten nicht ausgeschöpft werden (sogenannte „no regrets“), kaum simuliert werden. Denn diese prozess-orientierten Modelle können meist nur über veränderte Preise reagieren oder werden exogen durch Formulierung von Politikvarianten und entsprechenden Schätzungen oder Berechnungen verändert, aber es können keine „weichen“ Politikmaßnahmen wie z.B. Beratung, berufliche Fortbildung, Informationsprogramme, Labelling, Motivations- und Bewusstseinskampagnen mit ihren Wirkungen simuliert werden.

Im Gegensatz zu diesen herkömmlichen Modellansätzen zur Simulation des Energiebedarfs basiert das Multi-Agenten-Modell auf einem grundlegend neuen Ansatz, mit welchem Hemmnisse zur rationellen Energienutzung auf der Stufe von Branchen und Zielgruppen abgebildet werden könnten. Beispielsweise könnte man zwischen verschiedenen Investitionsverhalten der Investoren oder Beratungsverhalten von Ingenieuren und Architekten unterscheiden. Die Innovationstheorie typisiert hier zwischen „first movers“, „followers“ und „late applicants“. Zudem könnte man zwischen der Größe oder der finanziellen Flexibilität betroffener Investoren (z.B. kleine, mittlere und große Betriebe) unterscheiden.

Als Multi-Agenten-System bezeichnet man eine Softwareplattform, die aus einer Menge von zwei oder mehreren intelligenten autonomen Software-Agenten besteht, die als eigenständige Einheiten miteinander kommunizieren und kooperieren können [2, 9]. Ein intelligenter autonomer Software-Agent ist eine Software Einheit, die die folgenden zentralen Eigenschaften aufweist [41]: Interaktionsfähigkeit mit der Umwelt, autonomes Handeln, Reaktionsfähigkeit auf andere Software-Agenten, Pro-Aktivität, Soziales Verständnis und Kommunikation, Rationalität sowie Adaptivität. Diese Eigenschaften ermöglichen eine realitätsnahe Modellierung dezentral verteilter Problemlösungsprozesse. Das Paradigma der Multi-Agenten-Systeme, welches seinen Ursprung im Forschungsbereich der Distributed Artificial Intelligence (DAI) hat, findet zunehmend Eingang in die wirtschaftswissenschaftliche Forschung [24].

Aufgrund ihrer Skalierbarkeit, der Autonomie der einzelnen Software-Agenten sowie der Flexibilität in der Gestaltung von Rollenprofilen (Teilnehmer an Märkten lassen sich im allgemeinen in Gruppen einteilen, denen je eine Rolle zugeordnet werden kann) sind Multi-Agenten-Systeme prädestiniert zur Abbildung bzw. Simulation von marktlichen Koordinationsproblemen. Seit einigen Jahren werden Multi-Agenten-Systeme zur Abbildung realer Märkte sowie zur Simulation von Märkten und Marktentwicklungen in der Zukunft eingesetzt. Es existieren bereits erste Modellansätze zur Simulation des englischen und deutschen Elektrizitätsmarktes, allerdings lediglich für den kurzfristigen Bereich [4, 6].

Durch diesen neuen Ansatz dürfte in Zukunft eine Fülle von Merkmalen der Investoren und den begleitenden Dienstleistungen einer Investition modellierbar werden und damit sowohl bestehende Innovationshemmnisse als auch entsprechende Politikmaßnahmen. Wie erste Versuche im Bereich der Industrie zeigen, hat diese neue Methode bei allen Vorteilen einen gravierenden Nachteil: der Bedarf an empirisch erhobenen Daten steigt mindestens – je nach Umfang der simulierte Agenten – um einen Faktor 30 und mehr [25].

11.6 Herausforderungen für das kommende Jahrzehnt für energiewirtschaftliche Analysen

Die inhaltlichen Hintergründe, vor denen die energiewirtschaftlichen Analysen in den kommenden 10 Jahren durchgeführt werden müssen, sind eingangs genannt, ebenso die methodischen Herausforderungen jeweils zu Beginn der einzelnen o.g. Abschnitte dieses Beitrages. Aus all diesen Überlegungen, die in ihren Einzelementen nicht vollständig waren, lassen sich folgende Herausforderungen für die aktuellen und zukünftigen Energieanalysen ableiten:

- Unterstellt man die Zielsetzungen der beiden Enquête-Kommissionen des Deutschen Bundestages (von 1990 und 2002) [7, 8], die Treibhausgasemissionen in der ersten

Hälfte dieses Jahrhunderts um etwa 80 % gegenüber 1990 zu reduzieren, dann bedarf es immenser technologischer Erneuerungen und unternehmerischer Innovationen auf allen Ebenen von der Energiedienstleistung bis zum Umwandlungssektor [21]; diese können mit den Gleichungen derzeitig gebräuchlicher Makromodelle nicht simuliert werden, schon weil sie den politik-induzierten technischen Fortschritt nicht abbilden. Diese Funktion können die prozess-orientierten Modelle leisten.

- Die Entwicklung von *Transformationsmodellen*, welche die Ergebnisse von makro-ökonomischen Modellen auf die energiebedarfsbestimmenden Größen herunter transformieren, sind ein zentraler Forschungsfokus für die kommende Zeit. Hierbei sind Konzepte, geeignete Indikatoren, Algorithmen und empirisch abgesicherte Zusammenhänge von großer Bedeutung und entsprechende Veröffentlichungen äußerst erwünscht.
- Die intensive Erforschung der *Energieeffizienz-Potenziale im Nutzenergiebereich* und ihre angemessene ökonomische Bewertung durch Einbezug der begleitenden Nutzen (gerade auf der einzelwirtschaftlichen Ebene) ist eine zentrale Herausforderung für die kommenden Jahre.
- Nur wenn die prozess-orientierten energiewirtschaftlichen Analysen intensiver die Effizienzpotenziale im Nutzenergiebereich ausloten und thematisieren, werden sie auch in der Energie- und Wirtschaftspolitik bzw. seitens der Forschung, der Hersteller und der Energienutzer hinreichend ins Bewusstsein erhoben.
- Die *Transaktionskosten*, d.h. die Kosten für Informationsbeschaffung und Entscheidungsfindung, sind eine wichtige Erklärung für den Streit unter den veränderten energiewirtschaftlichen Fachdisziplinen, ob es ungenutzte rentable Energieeffizienzpotenziale gibt. Um die Ergebnisse der bottom-up Modelle glaubwürdiger zu machen, bedarf es einer separaten Ausweisung der Transaktionskosten. Diese explizite Angabe würde auch dazu beitragen, geeignete Policy-Maßnahmen zu ergreifen, um die Transaktionskosten zu vermindern (z.B. Labelling, technische Standards).
- Für die angemessene *wirtschaftliche Beurteilung neuer Energietechnologien*, die in Zukunft durch Lern- und Skaleneffekte erhebliche Kostensenkungspotenziale zeitigen könnten, sind geeignete Konzepte und die Integration dieser Effekte in bestehende prozess-orientierte Ansätze von großer Bedeutung, um Fehleinschätzungen zu den Diffusionschancen neuer Technologien zu vermeiden; dies gilt insbesondere für Optimierungsansätze.
- Zudem sollte der Analytiker die Wahl der Technologien, die einer *Kostendegression* unterliegen könnten, nicht zu eng fassen. Auch hier scheint es Modeerscheinungen zu geben, die ungeprüft Favoriten und Kostendegression in den Raum stellen (z.B. Brennstoffzellen), die mehr Hoffnungen signalisieren als erreichte Stückzahlen konkre-

ter Produktion und abgesicherter Produktions- und Vertriebs- sowie Installationskosten.

- Die bisher benutzten prozess-orientierten Modelle haben den großen Nachteil, Hemmnisse und Investitionsverhalten mit wenigen Ausnahmen nicht abbilden zu können. Dieser deterministische Charakter könnte mittels der *Multi-Agenten-Simulation* in Zukunft aufgehoben werden. Allerdings würde der Bedarf der empirisch erhobenen Daten um wenigstens den Faktor 30 steigen. Man wird beobachten müssen, wo sich dieser zusätzliche Aufwand lohnt, um die bisher unüberbrückbare Lücke zwischen den Ergebnissen von Szenarienrechnungen existierender energiewirtschaftlicher Modelle einerseits und zu formulierender Politikmaßnahmen-Bündel andererseits langsam zu schließen. Leichter Optimismus ist angesagt sowie eine Fülle von Forschungsarbeiten im Bereich energiewirtschaftlicher Akteure absehbar.

Man kann voller Genugtuung auf die Fortschritte der energiewirtschaftlichen Forschung in den 1990er Jahren zurückblicken, wozu das IKARUS-Projekt in Deutschland maßgeblich beigetragen hat. Aber der Beobachter erkennt auch die verbleibenden Mängel und Vereinfachungen des heutigen Analyse- und Prognoseinstrumentariums und daraus ableitbar die nächsten Schritte, die die beteiligten Fach-Disziplinen in den nächsten 10 Jahren bewältigen könnten und sollten.

Literaturverzeichnis

1. Barreto, L. (2001): Technological Learning in Energy Optimisation Models and Deployment of Emerging Technologies. Dissertation ETH Zürich
2. Becker, B., Herchenhein, N. (2001): Softwareagenten als Konzept zur Unterstützung überbetrieblicher Planung. In: Industrie Management 17(2001)6, S. 30-33
3. Bieniek, K. (2000): Life-cycle costs of industrial electric drives in the process industry. Energy consumption and economics of electric drives. In: Bertoldi, P.; Almeida, A. T. de; Falkner, H. (Hrsg.)(2000): Energy efficiency improvements in electric motors and drives. Springer, Berlin, Heidelberg, S. 529-539
4. Bower, J., Bunn D. (2000): A Model-Based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading. Energy Journal 21 (3), S. 1-29
5. Bradke, H. u.a. (2001): Systematisierung der Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquête-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des Deutschen Bundestages, Fh-ISI Karlsruhe
6. Bunn, D.W., Oliveira, F.S. (2002). Agent-Based Simulation: An Application to the New Electricity Trading Arrangements of England and Wales. 7th International Conference of the Society for Computational Economics. Yale University. June, 2001

7. Enquête Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre,, (1990): Schutz der Erde. Dritter Bericht der Enquête-Kommission Bonn, (Deutscher Bundesrat: Drucksachen 11/8030)
8. Enquête Kommission „Nachhaltige Energieversorgung im Kontext der Liberalisierung und Globalisierung“ des Deutschen Bundestages (2002): Endbericht der Kommission, Berlin
9. Ferber, J.: Multi-agent systems : an introduction to distributed artificial intelligence. 1. publ. Harlow. Addison-Wesley, Bonn
10. Frei, C.F. (2001): Bottom-up Activity Analysis in a Computable General Equilibrium Framework: Case of Electricity, Thesis No. 2327. Lausanne: Swiss Federal Institute of Technology Lausanne (EPFL).
11. Grubb, M. et al. (1993): The Costs of CO₂ emission limits. In: Annual Review of Energy and the Environment, Vol. 18 (1993), S. 397-478
12. Häfele, W. (1981): Energy in a finite world. Report by the Energy Systems Programme Group of the International Institute for Applied Systems Analysis. Cambridge, Mass.: Ballinger Publ. Comp.
13. Heier, S.(1996): Windkraftanlagen im Netzbetrieb. Teubner, Stuttgart
14. Hieber, W.L.(1991): Lern- und Erfahrungskurveneffekte und ihre Bestimmung in der flexibel automatisierten Produktion. Vahlen, München
15. IPCC (1995): Climate Change 1995. Economic and Social Dimension of Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge
16. IPCC (2001): Climate Change 2001 – Mitigation. IPCC Working Group III Third Assessment Report. Cambridge Univ. Press, Cambridge
17. Jakob, M., Jochem, E. (2002): Grenzkosten bei forcierten Energieeinsparmassnahmen bei Wohngebäuden. CEPE/ETH Zürich
18. Jacobsen, H.K. (1998): Integrating the bottom-up and top-down approach to energy-economy modelling – the case of Denmark. In: Energy Economics 20, S. 443-461
19. Jochem, E. (2003): Energie rationeller nutzen: Zwischen Wissen und Handeln. In: GAIA 12(2003) no.1, S. 9-14
20. Jochem, E.; Diekmann, J. (2001): Überlegungen zu einer sachgerechten Handhabung von Kostenangaben für Energiesystem-Modelle mit langfristigen Zeithorizonten. Arbeitspapier im Rahmen des IKARUS-Projektes, Karlsruhe/Berlin
21. Jochem, E., Favrat, D., Hungerbühler, K., Rudolph v. Rohr, P., Spreng, D., Wokaun, A., Zimmermann, M. (2002): Steps towards a 2000 Watt Society. Developing a White Paper on Research and Development of Energy-Efficient Technologies. CEPE/ETH Zurich
22. Jochem, E., Madlener R. (2003): The Forgotten Benefits of Climate Change Mitigation: Innovation, Technological Leapfrogging, Employment, and Sustainable Development. Paper presented at the „OECD Workshop on the Benefits of Climate Policy: Improving Information for Policy Makers“, OECD, Paris, 12-13 December 2002 (forthcoming as an OECD Working Paper)
23. Kemfert, C., Kuckshinrichs, W., Pfaffenberger, W. (1999): Nationale Klimapolitik mit CO₂- oder Energiesteuern? Ein bewertender Vergleich für die deutsche Volkswirtschaft. In: Stein,

- G., Wagner, H.F. (Hrsg.)(1999): Das IKARUS-Projekt in Deutschland. Strategien für 2000-2020. Springer, Berlin
24. Kirn, S. 2002: Kooperierende intelligente Softwareagenten. In: Wirtschaftsinformatik 44 (2002) 1, S. 53-63
 25. Konersmann, L. (2002): Energieeffizienz in der Wirtschaft und Anwendungen der Multi-Agenten-Simulation auf die Zellstoff- und Papierindustrie. Diplomarbeit. Abteilung für Umweltwissenschaften, ETH Zürich
 26. Kraus, M. (1988): Energieprognosen in der Retroperspektive. Analyse von Fehlerursachen der Prognose / Ist-Abweichungen von Energiebedarfsschätzungen in der Bundesrepublik Deutschland von 1950 bis 1980. Dissertation Universität Karlsruhe
 27. Krause, F. (1996): The Costs of Mitigating Carbon Emissions: A Review of Methods and Findings from European Studies. Energy Policy, Special Issue on the Second UN IPCC Assessment Report, Working Group III, 24 (10/11), S. 899-916
 28. Kypreos, S. (1998): New Modelling Developments and Applications with MARKAL. IEA/ETSAP Workshop Berlin May 1998
 29. Mattson, N. (1998): GENIE: An Energy System Model with Uncertain Learning. IEA/ETSAP Workshop Berlin May 1998
 30. Mattsson, N. (1997): Internalizing technological development in energy systems models. Energy systems Technology Division. Calmers University of Technology, Göteborg
 31. Messner, S. (1998): Approaches to Handle Uncertainty and Technological Dynamics in Energy Models. Joint Forum /ETSAP Workshop Berlin May 1998
 32. Nordhaus, W. D. (1994): Managing the Global Commons: the Economics of Climate Change. MIT Press, Cambridge
 33. Ostertag, K. (2003): No-regret Potentials in Energy Conservation. An Analysis of their Relevance, Size and Determinants. Physica-Verlag
 34. Pestel, E. (1980): Das Deutschland-Modell. Herausforderungen auf dem Weg ins 21. Jahrhundert. Fischer Taschenbuchverlag, Frankfurt/Main
 35. Schembra, M. (1991): Daten und Methoden zur Vorkalkulation des Anlagekapitalbedarfs von Chemieanlagen. Dissertation TU Berlin
 36. Seebregts, A.J. et al. (1999): Endogenous Technological Change in Energy Systems Models – Synthesis of Experience with ERIS, MARKAL, and MESSAGE. ECN report ECN-C-99-025 April 1999. (EU TEEM project), also published in Int. J. of Global Energy Issues. Vol 14(2000)1-4, S. 48-64
 37. Stein, G., Strobel, B. (1997): Politiksznarien für den Klimaschutz. Band 1: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005. Schriftenreihe des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Jülich
 38. Stein, G., Strobel, B. 1997: Politiksznarien für den Klimaschutz. Band 5: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. Schriftenreihe des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Jülich
 39. Stein, G., Wagner, H.F. (Hrsg.) (1999): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland. Strategien für 2000-2020. Springer, Berlin

40. United Nations Environmental Programme (UNEP)(1998): Mitigation and Adaption Cost Assessment: Concepts, Methods and Appropriate Use. Risø National Laboratory, Denmark
41. Weiss, G. (1999): Multi-agent Systems. Volume 1, MIT Press, Cambridge und London, 1999
42. Wene, C.D. (1996): Energy-Economic Analysis: Linking the macroeconomics and system engineering approaches. In: Energy 21 (9), S. 809-824
43. Wigley, T., R. Richels; J. Edmonds (1996): Economics and Environmental Choices in the Stabilisation of Atmospheric CO₂ Concentrations. In: Nature 379, S. 240-243
44. Wörten, Ch. (2003): Economic and technological aspects of the market introduction of renewable power technologies. Dissertation. Boston Univ., Graduate School of Arts and Science
45. Ziesing, H.J. et al. (2003): Politiksszenarien für den Klimaschutz – Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksszenarien III). Gutachten für das Umweltbundesamt. Bericht

Verzeichnis der Autorinnen und Autoren

Arndt, Ulli

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Blesl, Markus

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Borszcz, Ulrike

Bremer Energieinstitut, Fahrenheitstraße 8, 28359 Bremen

Bradke, Harald

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe

Briem, Sebastian

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Brosthaus, Josef

TÜV Rheinland Group, Am Grauen Stein, 51105 Köln

Carter, James

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

David, Ruth

Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Arcisstr. 21, 80333 München

Díaz, Ana Raquel

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Diekmann, Jochen

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Königin Luise Straße 5, 14159 Berlin

Duschl, Andreas

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Eich, Regina

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Fahl, Ulrich

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Hake, Jürgen-Friedrich

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Heckler, Rainer

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Hellriegel, Ernst

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Jochem, Eberhard

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe

Kleemann, Manfred

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Kober, Ralf

TÜV Rheinland-Berlin/Brandenburg, Am Grauen Stein, 51105 Köln

Lilleike, Jörg

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Linßen, Jochen

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Markewitz, Peter

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Martinsen, Dag

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Mayr, Roland

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Mauch, Wolfgang

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Megele, Werner

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Müller, Dagmar

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Niedermeier, Robert

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Pfaffenberger, Wolfgang

Bremer Energieinstitut, Fahrenheitstraße 8, 28359 Bremen

Rouvel, Lothar

Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik,
Arcisstr. 21, 80333 München

Saller, Alexander

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Stein, Gotthard

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische
Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Vögele, Stefan

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische
Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Voß, Alfred

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
(IER), Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Wagner, Ulrich

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München

Walbeck, Manfred

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische
Entwicklung (STE), 52425 Jülich

Weber, Karl-Heinz

Fachinformationszentrum Karlsruhe, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Ziesing, Hans-Joachim

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Königin Luise Straße 5, 14159 Berlin

Vertrieb von IKARUS-Datenbank und -Modellen

IKARUS-Datenbank (1 CD)

Fachinformationszentrum Karlsruhe
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

LP-Modell, Makroökonomisches Informationssystem (1 CD)

Technologie-Transfer-Büro (TTB)
Forschungszentrum Jülich
52425 Jülich

Teilmodelle Verkehr, Raumwärme (1 CD)

Technologie-Transfer-Büro (TTB)
Forschungszentrum Jülich
52425 Jülich

Teilmodelle Industrie

(kann nur in Verbindung mit der IKARUS-Datenbank genutzt werden)
Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI)
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

1. **Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland. Stand der Entwicklung**
IKARUS-Workshop vom 24. bis 25. Januar 1996
herausgegeben von S. Molt, U. Fahl (1997), 292 Seiten
ISBN: 3-89336-205-3
2. **Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft**
Ein Beitrag zum Klimaschutz
Workshop am 19. Februar 1997, veranstaltet von der Forschungszentrum Jülich GmbH und der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
herausgegeben von J.-Fr. Hake, K. Schultze (1997), 138 Seiten
ISBN: 3-89336-206-1
3. **Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien**
IKARUS-Workshop vom 14. bis 15. April 1997
herausgegeben von J.-Fr. Hake, P. Markewitz (1997), 284 Seiten
ISBN: 3-89336-207-X
4. **IKARUS-Datenbank - Ein Informationssystem zur technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Bewertung von Energietechniken**
IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
Abschlußbericht Teilprojekt 2 „Datenbank“
H.-J. Laue, K.-H. Weber, J. W. Tepel (1997), 90 Seiten
ISBN: 3-89336-214-2
5. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 1. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 410 Seiten
ISBN: 3-89336-215-0
6. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 2. Emissionsminderungsmaßnahmen für Treibhausgase, ausgenommen energiebedingtes CO₂
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 110 Seiten
ISBN: 3-89336-216-9

7. **Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien**
IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
Abschlußbericht Teilprojekt 1 „Modelle“
P. Markewitz, R. Heckler, Ch. Holzapfel, W. Kuckshinrichs, D. Martinsen,
M. Walbeck, J.-Fr. Hake (1998), VI, 276 Seiten
ISBN: 3-89336-220-7
8. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 3. Methodik-Leitfaden für die Wirkungsabschätzung von Maßnahmen zur Emissionsminderung
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1998), VIII, 95 Seiten
ISBN: 3-89336-222-3
9. **Horizonte 2000**
6. Wolfgang-Ostwald-Kolloquium der Kolloid-Gesellschaft
3. Nachwuchstage der Kolloid- und Grenzflächenforschung
Kurzfassungen der Vorträge und Poster
zusammengestellt von F.-H. Haegel, H. Lewandowski, B. Krah-Urban (1998),
150 Seiten
ISBN: 3-89336-223-1
10. **Windenergieanlagen - Nutzung, Akzeptanz und Entsorgung**
von M. Kleemann, F. van Erp, R. Kehrbaum (1998), 59 Seiten
ISBN: 3-89336-224-X
11. **Policy Scenarios for Climate Protection**
Study on Behalf of the Federal Environmental Agency
Volume 4. Methodological Guideline for Assessing the Impact of Measures for Emission Mitigation
edited by G. Stein, B. Strobel (1998), 103 pages
ISBN: 3-89336-232-0
12. **Der Landschaftswasserhaushalt im Flußeinzugsgebiet der Elbe**
Verfahren, Datengrundlagen und Bilanzgrößen
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im
Flußeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 1.
von R. Kunkel, F. Wendland (1998), 110 Seiten
ISBN: 3-89336-233-9

13. **Das Nitratabbauvermögen im Grundwasser des Elbeeinzugsgebietes**
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im
Flußeeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 2.
von F. Wendland, R. Kunkel (1999), 166 Seiten
ISBN: 3-89336-236-3

14. **Treibhausgasminderung in Deutschland zwischen nationalen Zielen und internationalen Verpflichtungen**
IKARUS-Workshop am 27.05.1998, Wissenschaftszentrum Bonn-Bad Godesberg.
Proceedings
herausgegeben von E. Läge, P. Schaumann, U. Fahl (1999), ii, VI, 146 Seiten
ISBN: 3-89336-237-1

15. **Satellitenbildauswertung mit künstlichen Neuronalen Netzen zur Umweltüberwachung**
Vergleichende Bewertung konventioneller und Neuronaler Netzwerkalgorithmen und
Entwicklung eines integrierten Verfahrens
von D. Klaus, M. J. Canty, A. Poth, M. Voß, I. Niemeyer und G. Stein (1999), VI, 160
Seiten
ISBN: 3-89336-242-8

16. **Volatile Organic Compounds in the Troposphere**
Proceedings of the Workshop on Volatile Organic Compounds in the Troposphere
held in Jülich (Germany) from 27 – 31 October 1997
edited by R. Koppmann, D. H. Ehhalt (1999), 208 pages
ISBN: 3-89336-243-6

17. **CO₂-Reduktion und Beschäftigungseffekte im Wohnungssektor durch das CO₂-Minderungsprogramm der KfW**
Eine modellgestützte Wirkungsanalyse
von M. Kleemann, W. Kuckshinrichs, R. Heckler (1999), 29 Seiten
ISBN: 3-89336-244-4

18. **Symposium über die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind auf Fischereischiffen und in Aquakulturbetrieben**
Symposium und Podiumsdiskussion, Izmir, Türkei, 28.-30.05.1998.
Konferenzbericht
herausgegeben von A. Özdamar, H.-G. Groehn, K. Ülgen (1999), IX, 245 Seiten
ISBN: 3-89336-247-9

19. **Das Weg-, Zeitverhalten des grundwasserbürtigen Abflusses im Elbeeinzugsgebiet**
Analyse von Wasserhaushalt, Verweilzeiten und Grundwassermilieu im Flußeinzugsgebiet der Elbe (Deutscher Teil). Abschlußbericht Teil 3.
von R. Kunkel, F. Wendland (1999), 122 Seiten
ISBN: 3-89336-249-5

20. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 5. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1999), XII, 201 Seiten
ISBN: 3-89336-251-7

21. **Klimaschutz durch energetische Sanierung von Gebäuden. Band 1**
von J.-F. Hake, M. Kleemann, G. Kolb (1999), 216 Seiten
ISBN: 3-89336-252-2

22. **Electroanalysis**
Abstracts of the 8th International Conference held from 11 to 15 June 2000 at the University of Bonn, Germany
edited by H. Emons, P. Ostapczuk (2000), ca. 300 pages
ISBN: 3-89336-261-4

23. **Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050**
von M. Kleemann, R. Heckler, G. Kolb, M. Hille (2000), II, 94 Seiten
ISBN: 3-89336-262-2

24. **Grundlegende Entwicklungstendenzen im weltweiten Stoffstrom des Primäraluminiums**
von H.-G. Schwarz (2000), XIV, 127 Seiten
ISBN: 3-89336-264-9

25. **Klimawirkungsforschung auf dem Prüfstand**
Beiträge zur Formulierung eines Förderprogramms des BMBF
Tagungsband des Workshop „Klimaforschung“, Jülich, vom 02. bis 03.12.1999
von J.-Fr. Hake, W. Fischer (2000), 150 Seiten
ISBN: 3-89336-270-3

26. **Energiezukunft 2030**
Schlüsseltechnologien und Techniklinien
Beiträge zum IKARUS-Workshop 2000 am 2./3. Mai 2000
herausgegeben von U. Wagner, G. Stein (2000), 201 Seiten
ISBN: 3-89336-271-1

27. **Der globale Wasserkreislauf und seine Beeinflussung durch den Menschen**
Möglichkeiten zur Fernerkundungs-Detektion und -Verifikation
von D. Klaus und G. Stein (2000), 183 Seiten
ISBN: 3-89336-274-6

28. **Satelliten und nukleare Kontrolle**
Änderungsdetektion und objektorientierte, wissensbasierte Klassifikation von
Multispektralaufnahmen zur Unterstützung der nuklearen Verifikation
von I. Niemeyer (2001), XIV, 206 Seiten
ISBN: 3-89336-281-9

29. **Das hydrologische Modellsystem J2000**
Beschreibung und Anwendung in großen Flußgebieten
von P. Krause (2001), XIV, 247 Seiten
ISBN: 3-89336-283-5

30. **Aufwands- und ergebnisrelevante Probleme der Sachbilanzierung**
von G. Fleischer, J.-Fr. Hake (2002), IV, 64 Blatt
ISBN: 3-89336-293-2

31. **Nachhaltiges Management metallischer Stoffströme**
Indikatoren und deren Anwendung
Workshop, 27.-28.06.2001 im Congresscentrum Rolduc, Kerkrade (NL)
herausgegeben von W. Kuckshinrichs, K.-L. Hüttner (2001), 216 Seiten
ISBN: 3-89336-296-7

32. **Ansätze zur Kopplung von Energie- und Wirtschaftsmodellen zur
Bewertung zukünftiger Strategien**
IKARUS-Workshop am 28. Februar 2002, BMWi, Bonn. Proceedings
herausgegeben von S. Briem, U. Fahl (2003), IV, 184 Seiten
ISBN: 3-89336-321-1

33. **TRACE. Tree Rings in Archaeology, Climatology and Ecology**
Volume 1: Proceedings of the Dendrosymposium 2002,
April 11th – 13th 2002, Bonn/Jülich, Germany
edited by G. Schleser, M. Winiger, A. Bräuning et al., (2003), 135 pages, many
partly coloured illustrations
ISBN: 3-89336-323-8

34. **Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-
Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm**
von M. Kleemann, R. Heckler, A. Kraft u. a., (2003), 53 Seiten
ISBN: 3-89336-326-2

35. **Klimaschutz und Klimapolitik: Herausforderungen und Chancen**
Beiträge aus der Forschung
herausgegeben von J.-Fr. Hake, K. L. Hüttner (2003), III, 231 Seiten
ISBN: 3-89336-327-0

36. **Umweltschutz und Arbeitsplätze, angestoßen durch die Tätigkeiten des
Schornsteinfegerhandwerks**
Auswertung von Schornsteinfeger-Daten
von M. Kleemann, R. Heckler, B. Krüger (2003), VII, 66 Seiten
ISBN: 3-89336-328-9

37. **Die Grundwasserneubildung in Nordrhein-Westfalen**
von H. Bogen, R. Kunkel, T. Schöbel, H. P. Schrey, F. Wendland (2003), 148
Seiten
ISBN: 3-89336-329-7

38. **Dendro-Isotope und Jahrringbreiten als Klimaproxy der letzten 1200 Jahre
im Karakorumgebirge/Pakistan**
von K. S. Treydte (2003), XII, 167 Seiten
ISBN: 3-89336-330-0

39. **Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland**
herausgegeben von P. Markewitz, G. Stein (2003), IV, 274 Seiten
ISBN: 3-89336-333-5

Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Band / Volume 39
ISBN 3-89336-333-5

Umwelt
Environment